



ADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2026

Sander Lensink en Emma Eggink (redactie)

1 juli 2026

TNO



PBL

Colofon

Advies basisbedragen SDE++ 2026

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2026

PBL-publicatienummer: 5698-1

Versie: 1 juli 2026

Contact

sde@pbl.nl

Auteurs

Sander Lensink en Emma Eggink (PBL, redactie); Jonathan van den Berg, Chris Henriquez, Matthijs Muge, Janneke Blok en Cees de Wit (PBL); Marcel Cremers, Menno Kloosterman, Bart in 't Groen, Patrick Wolbers en Daan van der Woude (DNV); Luuk Beurskens, Carina Oliveira Machado dos Santos, Koen Smekens, Tim Speelman, Ayla Uslu en Adriaan van der Welle (TNO). Met dank aan Koen Schoots, Angela Mahabir, Hans Cleijne, Pim Piek, Sjoerd Tolsma, Kirsten Brautigam en de reviewers van AFRY.

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Tekstcorrectie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt. Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Lensink, S., E. Eggink (red.) (2026), *Advies basisbedragen SDE++ 2026*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyse op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Over dit rapport

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving gevraagd advies uit te brengen over de SDE++ 2026. De adviesvraag behelst de benodigde subsidiehoogte zoals bepaald door basisbedragen en correctiebedragen en bevat tevens enkele flankerende vragen. We beschouwen de vormgeving van de SDE++-regeling als een gegeven, tenzij het ministerie specifieke vragen daaromtrent stelt. Om die reden heeft het PBL om een nadere afbakening gevraagd in de vorm van uitgangspunten. Deze uitgangspunten zijn door het ministerie van KGG opgesteld. Het PBL beoordeelt de uitgangspunten enkel op interne consistentie en of zij niet in strijd zijn met het oogmerk van de SDE++-regeling van CO₂-reductie. De verdere verantwoordelijkheid voor de uitgangspunten blijft bij het ministerie liggen. In het onderzoeksproces voorafgaand aan dit advies heeft het PBL ondersteuning gekregen van TNO en DNV. Hierbij is een marktconsultatie uitgevoerd van 17 maart 2025 tot 3 juni 2025.

Inhoud

Samenvatting	4
1 Inleiding	6
2 Methodologie	7
3 Overzichtstabellen	23
4 Energie- en CO₂-prijzen	45
5 Emissiefactoren	56
6 Financiering	57
7 Windenergie	67
8 Zonne-energie	76
9 Vergisting van biomassa	93
10 Verbranding en vergassing van biomassa	110
11 Geothermie	125
12 Energie uit water en lucht	144
13 Elektrificatie	157
14 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters	185
15 Waterstof via elektrolyse	196
16 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen	203
17 CO₂-afvang en -opslag	209
18 CCU	228
19 Verkenning warmtecategorieën (exclusief biomassa)	245
20 Rangschikking	259
Afkortingen	264
Referenties	267
Bijlagen	269

Samenvatting

De SDE++ is een subsidieregeling waarmee exploitatiesteun wordt gegeven aan projecten die leiden tot een reductie van de uitstoot van broeikasgassen. De SDE++ wordt periodiek, typisch jaarlijks, opengesteld voor een beperkte periode. Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft aan het Planbureau voor de Leefomgeving advies gevraagd over de SDE++ in 2026. Dit rapport bevat onze reactie op de door het ministerie van KGG gestelde adviesvraag en geformuleerde uitgangspunten. In het onderzoeksproces voorafgaand aan dit advies kregen we ondersteuning van TNO en DNV. Dit rapport is een gezamenlijk product van de drie organisaties, onder eindverantwoordelijkheid van het PBL.

De door het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) geformuleerde uitgangspunten staan volledig en onverkort in dit rapport vermeld. We hebben de adviesvraag beantwoord na consultatie van belanghebbenden die konden reageren op deze uitgangspunten en op de in het voorjaar van 2025 gepubliceerde wijzigingsnotitie. We hebben van ongeveer tachtig organisaties of bedrijven een reactie ontvangen.

Overzicht van aanpassingen

Verwijderde categorieën op groslijst

We geven in dit rapport advies over de subsidieparameters voor vele categorieën in de SDE++. Daarnaast houden we een lijst bij, een groslijst, van mogelijke toekomstige aanvullingen op de SDE++. Als we geen recente SDE++-aanvragen zien in een categorie en in de marktconsultatie ook geen projecten worden ingebracht die voldoende ontwikkeld zijn om op korte termijn tot succesvolle SDE++-aanvraag te leiden, dan kunnen we besluiten om een bestaande categorie niet door te rekenen in het advies. De categorie komt ook op de groslijst te staan. Het is belangrijk dat marktpartijen zich actief melden in de marktconsultatie, als ze een project in een groslijst-categorie aan het ontwikkelen zijn, opdat we een categorie in een komend advies weer kunnen opnemen. Dit jaar hebben we enkele bestaande categorieën voor zonne-energie, waterkracht, vergassing en bio-brandstoffen op de groslijst geplaatst.

Basisbedragen stijgen door inflatiecorrectie

Voor veel categorieën zijn de basisbedragen in dit advies met meer dan de inflatie gestegen ten opzichte van het advies van vorig jaar. Naast het feit dat sommige kostenposten sterker gestegen zijn dan de inflatie, ontstaat het verschil ook door een actualisering van ons inzicht wanneer een investeringsbeslissing genomen wordt. De basisbedragen in de SDE++ liggen vast, ze zijn nominaal constant, waardoor de kostenstijging tussen het moment van SDE++-aanvraag en het moment van investeringsbeslissing onderdeel is van onze kostenanalyse in dit advies. We nemen in dit advies aan dat de investeringsbeslissing relatief later wordt genomen dan eerder aangenomen.

Negatieve elektriciteitsprijzen zijn toenemend probleem voor zon-pv

Het aantal uren waarin de elektriciteitsprijs negatief is, is een toenemend probleem voor met name zon-pv-projecten. In ons advies voor de SDE++ 2025 zijn we op deze problematiek ingegaan en hebben we enkele oplossingsrichtingen benoemd. In dit advies voor de SDE++ 2026 komen we niet met andere mogelijke oplossing, aangezien het ministerie van KGG per kamerbrief positie heeft bepaald. De projecten die wel gerealiseerd kunnen worden, krijgen te maken met verslechterde

financieringsvoorwaarden door het hogere risico. Hier houden we rekening mee. Desalniettemin kunnen we voor de zon-pv-categorieën niet voldoen aan het criterium van KGG dat het merendeel van de projecten met de door ons geadviseerde SDE++-subsidie gerealiseerd kan worden.

Categorie-indeling voor warmteprojecten

De SDE++-regeling is een generieke regeling, die wel een categorisering bevat om onderscheid te kunnen maken in duidelijke kostenverschillen. Bij warmteprojecten ontstaan daardoor knelpunten, omdat warmteprojecten, meer dan andere projecten, niet altijd geïsoleerde projecten zijn. Sommige vanuit de SDE++-doelstelling van CO₂-reductie zinnige warmteprojecten passen niet in een categorie, terwijl andere projecten mogelijk in meerdere categorieën zouden kunnen aanvragen. Beide situaties achten we vanuit onze adviesrol onwenselijk. Mede op verzoek van KGG doen we daarom in de hoofdcategorie voor aquathermie een voorstel tot een andere categorie-indeling, waarbij we een grotere ingreep in de categorisering voor warmteprojecten willen onderzoeken komend jaar. In dit advies voor de SDE++ 2026 vragen we KGG wel al om ons tijdig kaders mee te geven, en lichten we toe waarom we die kaders nodig hebben.

Diversiteit CCS-projecten

Voor CCS-projecten hebben we enkele nieuwe categorieën opgenomen die betrekking hebben op een variant voor CO₂-opslag bij waterstofproductie uit restgassen. Met deze toevoeging reageren we op concrete informatie over CCS-projecten in ontwikkeling. Daar plaatsen we wel de kanttekening bij, dat niet alle vrijheidsgraden in projectontwikkeling en energiehuishouding ook gecompenseerd hoeven te worden in een generieke regeling. De SDE++-regeling is immers een generieke regeling. Concreet betekent dit dat we in dit advies een afbakening adviseren voor het gebruik van de waterstof.

Warmte uit ijzerpoeder

We hebben tot slot een categorie over warmteproductie via ijzerpoeder opgenomen in het advies. De ontwikkeling van projecten hiervoor heeft ertoe geleid, dat we voldoende robuuste informatie hebben ontvangen om advies uit te brengen. We adviseren echter niet om de categorie in de SDE++ op te nemen, vanwege het risico op dubbeltelling van CO₂-uitstootvermindering bij productie en gebruik van groene waterstof.

1 Inleiding

1.1 Adviesvraag

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei heeft het Planbureau voor de Leefomgeving verzocht advies uit te brengen over de SDE++-regeling. Met dit rapport geven we gevolg aan dit verzoek wat betreft de basisbedragen in de SDE++. De SDE++-regeling omvat de opties voor hernieuwbare energie uit de SDE+ en is in 2020 verbreed met andere CO₂-reducerende alternatieven dan hernieuwbare energie. De SDE++ vergoedt de onrendabele top van projecten. Het advies dat het ministerie van KGG aan het PBL gevraagd heeft voor de SDE++ 2026, omvat alle opties die binnen de SDE++ worden ondersteund. De focus voor de SDE++ 2026 ligt, evenals voor de SDE++ 2025, op een verdieping van bestaande opties en niet op een verbreding met nieuwe opties.

1.2 De rol van het PBL

Het PBL vervult een rol in de communicatie tussen potentiële subsidieontvangers en het ministerie van KGG als subsidieverstrekker. De subsidieontvangers hebben goed en actueel inzicht in de financiën van komende projecten, maar hebben tegelijk ook een belang in de hoogte van de subsidie. Het ministerie van KGG zal in de subsidieregeling de hoogte van en de bepalingen aan de subsidie vast moeten stellen en wenst daar eerst advies over te ontvangen. Het ministerie vraagt dit advies aan het PBL en dit rapport is het antwoord op de adviesvraag.

Het ministerie van KGG heeft geen aanwijzingen gegeven aan het PBL. We hebben de werkzaamheden uitgevoerd op basis van een adviesvraag en uitgangspunten. De uitgangspunten staan integraal en volledig vermeld in dit rapport (zie hoofdstuk 2). De uitgangspunten bevatten veelal aspecten die als beleidsmatige keuzes getypeerd kunnen worden. We zien deze uitgangspunten als nuttige inkadering om betekenisvol subsidieadvies te kunnen geven. Binnen de kaders van dit SDE++-adviesproject formuleren we echter geen inhoudelijk standpunt over de uitgangspunten. De adviesvraag en de daarbij door het ministerie van KGG geformuleerde uitgangspunten vormen het raamwerk op grond waarvan dit advies in technische zin is geformuleerd. Het PBL heeft en houdt de ruimte om in ander verband dan dit adviesproject, onafhankelijk – gevraagd of ongevraagd – te adviseren over de SDE++ in brede zin.

1.3 Leeswijzer

We gaan ervan uit dat de lezer bekend is met de SDE++-regeling. Meer informatie over de SDE++-regeling zelf is te vinden op de [website van RVO](#).

2 Methodologie

2.1 Werkwijze

Het onderzoek is in eerste instantie gericht op het bepalen van de hoogte van de benodigde subsidies voor CO₂-reducerende opties, al dan niet via de productie van hernieuwbare energie. Op basis van algemene, generieke informatie, zoals openbare bronnen of geaggregeerde informatie van SDE++-aanvragen, hebben we een generieke berekening gemaakt. Voor categorieën die eerder in de SDE++ zijn opengesteld, hebben we vooral een verschilanalyse uitgevoerd wat er in het afgelopen jaar is veranderd. In enkele gevallen werd in het voortraject contact gezocht met potentiële verschaffers van informatie om vormgevings- en kosteninformatie van aankomende projecten te bespreken. Vervolgens hebben we ingezoomd op specifieke kenmerken van projecten of verschillen tussen projecten, om te beoordelen hoe de verschillende aankomende projecten gecategoriseerd kunnen worden.

Het onderzoekstraject is opgeknipt in fasen. In het voorjaar van 2025 is een wijzigingsnotitie gepubliceerd, waarlangs ook een reactie kon worden gegeven op het advies voor de SDE++ 2025 (Lensing, 2025). Iedereen die er kennis van had genomen, heeft kunnen reageren via een schriftelijke consultatie. Daar is door ongeveer 80 partijen op gereageerd. De onderzoekers hebben naar aanleiding van deze reacties ook ongeveer 80 nadere gesprekken gevoerd. De consultatiereacties zijn in algemene en anonieme vorm besproken met RVO en het ministerie van KGG, zodat het ministerie in staat gesteld werd om de uitgangspunten te heroverwegen.

Op initiatief van het PBL is ook dit jaar een externe reviewer gevraagd om te reflecteren op het onderzoekswerk dat onderliggend is aan het advies in dit rapport. Meer specifiek hebben we AFRY gevraagd om te reflecteren op bepaalde keuzes die gemaakt zijn bij het stileren van de cashflowberekening, zie bijlage 1.

2.2 Uitgangspunten SDE++

2.2.1 Aanleiding

KGG gebruikt dit advies bij het vaststellen van de maximale subsidiebedragen per categorie productie-installaties en de vormgeving en uitvoering van de SDE++-regeling. Dit document geeft beknopt de uitgangspunten weer om het advies over de basisbedragen, het correctiebedrag en de basisenergieprijs voor de SDE++ 2026 goed uit te kunnen voeren. In 2020 is de bestaande SDE+-regeling verbreed naar de SDE++. Nieuw hierbij is dat naast categorieën voor de productie van hernieuwbare energie ook CO₂-reducerende opties anders dan hernieuwbare energie in aanmerking komen voor subsidie. Dit zorgde ervoor dat de regelgeving en de methodiek en dus ook de uitgangspunten voor de SDE+ zijn uitgebreid zodat deze ook toepasbaar zijn voor een breder palet aan CO₂-reducerende categorieën. In 2021 werd de SDE++ verder verbreed. Sinds 2022 ligt de nadruk op een verdere verdieping binnen de bestaande categorieën. Op het moment dat verschillende uitgangspunten niet te verenigen zijn of aanvullende uitgangspunten noodzakelijk zijn, neemt het PBL contact op met KGG. Paragraaf 2.2.2 tot en met paragraaf 2.2.7 beschrijft de uitgangspunten voor het advies van het PBL zoals ze door het ministerie van KGG zijn meegegeven.

2.2.2 Rangschikking in de SDE++

In de SDE++ worden projecten in essentie op de volgende manier beoordeeld. De aanvrager geeft aan welke meetbare eenheid er geproduceerd wordt en tegen welk bedrag per eenheid (basisbedrag). De rangschikking van aanvragen is eerst op datum van binnenkomst, vervolgens op subsidie-intensiteit. De uitkering van de subsidie vindt plaats op basis van de meetbare eenheid die gerapporteerd wordt en gecontroleerd kan worden.

2.2.3 Rangschikken op CO₂

Bij de SDE++ komen meer technieken in aanmerking voor subsidie dan in de SDE+, waardoor er ook meer meetbare eenheden zijn, zie tabel 2.1. De rangschikking van technieken is op basis van subsidiebehoefte per ton gereduceerde CO₂. Bij het bepalen van de subsidiebehoefte gaat het om het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag. Aangezien het correctiebedrag wijzigt over de looptijd, wordt bij het bepalen van de rangschikking in plaats daarvan uitgegaan van het verschil tussen het basisbedrag en de langetermijnmarktprijs of energieprijs.

Om rangschikking op deze manier mogelijk te maken, moet er dus een aantal omrekenfactoren ontwikkeld worden om de CO₂-reductie te bepalen. Enerzijds om meetbare eenheden (technieken) om te rekenen naar CO₂-reductie. Anderzijds om waar nodig technieken die andere broeikasgassen dan CO₂ reduceren om te rekenen naar CO₂-equivalenten. Dit betreft directe emissies (scope 1-emissies).

Vanwege praktische en analytische beperkingen en de uniformiteit van de regeling wordt bij het bepalen van de rangschikking in principe geen rekening gehouden met secundaire effecten die leiden tot additionele uitstoot of reductie van broeikasgassen. Uitzondering op deze regel zijn de emissies door gebruikte elektriciteit (scope 2-emissies) en de keteneffecten na of tijdens het productieproces op Nederlands grondgebied (scope 3-emissies) als dit de primair beoogde CO₂-reductie betreft. Voor monomestvergisting wordt de vermeden methaanemissie uit mest als onderdeel van het primaire proces beschouwd en zal dit in de rangschikking tot uiting komen.

Tabel 2.1
Meetbare eenheden in de SDE++

Hoofdcategorieën SDE++	Meetbare eenheid
Hernieuwbare elektriciteit	kWh elektriciteit
Hernieuwbaar gas	kWh gas
Hernieuwbare warmte	kWh warmte
Gecombineerde opwekking	kWh warmte + elektriciteit
CO ₂ -reductie: afvang en CO ₂ -arme productie	ton ^{a)} CO ₂ Overige broeikasgassen (ton CH ₄ , ton N ₂ O) kWh elektriciteit kWh warmte Productie energiedrager (kWh H ₂ , liter biobrandstoffen) Grondstofinput (m.b.t. recycling)

a) ton is gelijk aan 1000 kg.

2.2.4 Algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂

- Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO₂-reductie kan worden berekend. Bij CO₂-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt.

- Voor de productie en het verbruik van elektriciteit wordt voor baseload gerekend met de gemiddelde marginale optie in 2037 of, indien dit niet beschikbaar is, het laatste jaar van de KEV. Voor projecten met een economische levensduur langer dan de subsidieperiode wordt hier de helft van het verschil tussen de subsidieperiode en de economische levensduur bij opgeteld.
- Als dat voor bijvoorbeeld 75% van de tijd een moderne gascentrale is en 25% van de tijd een hernieuwbare bron, zal dat een gewogen gemiddelde zijn voor het bepalen van de omrekenfactor. Hierbij wordt een uitzondering gemaakt voor opties waarvan de aanname is dat die enkel produceren op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is en daarmee een corresponderend lage emissiefactor voor elektriciteit hebben voor het verbruik van de elektriciteit. Graag advies over hoeveel uren per jaar dit het geval is over de looptijd van de subsidie. Voor opties die achter de meter direct aangesloten zijn op een bron van hernieuwbare elektriciteit kan het aantal uren verschillen van opties die geen directe koppeling hebben.
- Voor het verbruik van elektriciteit mag op geen enkel uur van het jaar netto CO₂-uitstoot plaatsvinden.
- Bij hernieuwbare warmte wordt uitgegaan van verdringing van de inzet van aardgas in een ketel.
- Graag advies wat de omrekenfactor is voor overige broeikasgassen (CH₄, N₂O) die aansluit bij internationaal geaccepteerde methodiek (IPCC).
- Emissieregistratie moet conform de EU-richtlijn voor registratie van broeikasgasemissies plaatsvinden.
- Voor zon-pv is het wenselijk dat wordt gecorrigeerd voor eigen verbruik (netto productie). Graag advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zon-pv-projecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).
- Bij de rangschikking van technieken waarvan de levensduur langer is dan de subsidieperiode wordt rekening gehouden met broeikasgasreductie door productie na de subsidieperiode. Dit wordt gedaan door de subsidie-intensiteit te verlagen door deze te vermenigvuldigen met een rangschikkingsfactor: subsidieperiode / economische levensduur.
- Deze periode wordt net zo lang gekozen als de extra periode op basis waarvan de restwaarde wordt berekend.
- De waarde van Garanties van Oorsprong (GvO) en Hernieuwbare-Brandstof-Eenheden (HBE) wordt meegenomen in de rangschikking. De ETS-correctie wordt meegenomen in de rangschikking als deze voor de meeste projecten in de categorie van toepassing is.
- Advies over welke ETS-correctie per categorie opgenomen wordt in de langetermijnprijs (geen/ETS1/ETS2).

2.2.5 Uitgangspunten berekening basisbedragen SDE++

Algemene uitgangspunten SDE++

- De volgende aspecten zijn van belang bij het opnemen van een nieuwe techniek in de SDE++. Graag ontvangt KGG overwegingen als op deze gebieden twijfels bestaan:
 - a) De techniek zorgt voor reductie van broeikasgassen in Nederland.
 - b) Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt voor uitrol van de techniek.

- c) Er is een vast te stellen onrendabele top ten opzichte van een referentietechniek of product.
 - d) Er is marktinformatie beschikbaar over de kosten en inkomsten of vermeden kosten.
 - e) De spreiding van projectkosten en aantal vollasturen is niet dermate groot dat er geen generiek basisbedrag kan worden vastgesteld.
 - f) Er kan een langetermijnprijs worden vastgesteld.
- Graag ontvangt KGG ook overwegingen als op bovengenoemde gebieden twijfels bestaan bij technieken die reeds in de SDE++ zijn opgenomen.
 - Onder de kostprijs van de gereduceerde hoeveelheid CO₂ wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de gereduceerde hoeveelheid CO₂, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid gereduceerde hoeveelheid CO₂.
 - Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag. Echter, voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waar weinig projectinformatie beschikbaar is, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen.
 - Er wordt bij categorieën die te maken hebben met aanleg van benodigde infrastructuur (zoals pijpleidingen) uitgegaan van een afstand die overeenkomt met een kosteneffectief project.
 - Het is wenselijk om overwegingen voor vormgeving van de regeling mee te geven die eraan bij kunnen dragen dat het berekende basisbedrag goed toepasbaar is op een categorie. Bijvoorbeeld afbakeningen in schaalgrootte, type grondstof of toepassing.
 - Het is wenselijk om overwegingen mee te geven ten aanzien van nieuwe, te verwijderen of aangepaste of samengevoegde categorieën. Alvorens een nieuwe categorie wordt opgenomen in het onderzoek wordt overleg gevoerd met KGG.
 - Bij de keuze van de categorieafbakeningen wordt mede rekening gehouden met het correctiebedrag.
 - Voor de looptijd van de subsidie worden dezelfde periodes als in de SDE++ 2025 gehanteerd (12 of 15 jaar), tenzij er zwaarwegende redenen zijn om hiervan af te wijken.
 - Om een basisbedrag te kunnen adviseren voor een categorie, moet het aannemelijk zijn dat er meer dan één project voor in aanmerking komt. Is dit niet het geval dan wordt contact gezocht met KGG.
 - Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.
 - De basisbedragen worden berekend met inachtneming van de op 1 juni 2025 bekende wet- en regelgeving die op 1 januari 2026 van kracht zal zijn. Indien bekende beleidsvoornemens van de overheid naar verwachting een grote impact hebben op de basisbedragen, zal nader overleg met KGG plaatsvinden.
 - Er wordt uitgegaan van generiek voor Nederland geldende regels.
 - Innovatieve technologieën worden beschouwd als betrouwbare technologie. Er wordt dus geen rekening gehouden met hogere kosten voor onderhoud of lagere vollasturen door het buitensporig buiten bedrijf zijn van de installatie.
 - Er wordt in het algemeen uitgegaan van nieuwe installaties. Bestaande installaties komen niet in aanmerking voor subsidie. Hierop zijn enkele uitzonderingen van toepassing, die worden genoemd bij de specifieke uitgangspunten voor de betreffende technieken.
 - In het geval een installatie deels voor andere toepassingen wordt gebouwd dan de productie van hernieuwbare energie of de reductie van CO₂, bestaan de kosten van de referentie-

installatie uit de meerkosten ten opzichte van de situatie zonder energieproductie of reductie van CO₂.

- Kosten die gemaakt worden voorafgaand aan een SDE++-aanvraag worden niet meegenomen.
- Participatiekosten worden gezien als winstdeling.
- De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).
- Eventuele extra kosten voor de inkoop van CO₂ na verduurzaming zijn geen onderdeel van het basisbedrag of correctiebedrag.
- De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctiebedrag.
- Sinds 2023 zijn binnen de SDE++ de volgende domeinen geïdentificeerd:
 - a) Elektriciteit (productie van hernieuwbare elektriciteit)
 - b) Lagetemperatuurwarmte
 - c) Hogetemperatuurwarmte
 - d) CO₂-afvang, -opslag of -gebruik (CCS/CCU)
 - e) Moleculen (onder andere groen gas, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen en waterstofproductie). KGG vraagt advies in welk domein een categorie hoofdzakelijk valt. Daarbij kan gekeken worden naar de belangrijkste outputstroom. De grens tussen hoge- en lagetemperatuurwarmte ligt op 100 graden Celsius.
- Bij de subsidie-intensiteit van een techniek die hoger ligt dan 300 euro/ton CO₂, wordt aangegeven welke basisbedragen leiden tot een stimulering van 300 euro/ton CO₂. Binnen de domeinen:
 - b) Lagetemperatuurwarmte,
 - c) Hogetemperatuurwarmte en
 - e) Moleculenwordt voor de technieken met een subsidie-intensiteit hoger dan 400 euro/ton CO₂ ook aangegeven welk basisbedrag zou leiden tot een subsidie-intensiteit van 400 euro/ton CO₂.
- KGG is voornemens om categorieën uit de SDE++ te verwijderen als hier geen projecten meer voor in voorbereiding zijn. Graag ontvangt KGG advies over de categorieën waarvoor dit het geval is. Startpunt voor deze analyse is als projecten drie jaar in de regeling zijn opgenomen en geen aanvragen hebben gehad.
- Bij de advisering kan PBL overwegingen meegeven om het aantal categorieën te beperken of categorieën samen te voegen om de uitvoerbaarheid en complexiteit van de regeling te beperken.
- Graag advies als het bij een categorie mogelijk is om voor bepaalde onderdelen gebruikte materialen in te zetten zonder dat dit effect heeft op het basisbedrag en over welke onderdelen dit gaat.

Financiële uitgangspunten

- Uitgangspunt voor alle categorieën is projectfinanciering.
- Rente, rendement op eigen vermogen, WACC en verhouding tussen eigen vermogen en vreemd vermogen, worden per technologie bepaald en geconsulteerd.
- Er wordt geen rekening gehouden met EIA of MIA/VAMIL, ook niet voor netaansluitingen voor veldsystemen voor zon-pv.

- De voordelen van groenfinanciering worden verrekend als deze generiek van toepassing zijn op een categorie.
- Er wordt geen rekening gehouden met effecten van bevoorschotting of banking.
- Er wordt rekening gehouden met de restwaarde van een installatie na afloop van de subsidieperiode.
- Correcties op de marktprijs in verband met profielkosten worden zowel in de basisenergieprijs als in het correctiebedrag opgenomen.
- De basisprijspremie is een vergoeding voor het risico dat de prijs onder de basisenergieprijs zakt. In dat geval wordt niet langer de volledige onrendabele top vergoed. Deze basisprijspremie wordt bepaald op basis van een risicopremie afhankelijk van de prijsvolatiliteit en langetermijnprojectie van de relevante marktindex.

Uitgangspunten hernieuwbare energie

- Onder de kostprijs van hernieuwbare energie wordt verstaan: de gemiddelde som van investerings- en exploitatiekosten die kunnen worden toegerekend aan de geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten geproduceerde hoeveelheid hernieuwbare energie.
- Een advies wordt gevraagd voor de basisbedragen, de correctiebedragen en de basisenergieprijzen van de categorieën zoals opgenomen in de SDE++ 2025 (tenzij anders aangegeven).
- Bij de categoriedefinitie kan worden uitgegaan van de definitie gehanteerd in de regeling SDE++ 2025 (tenzij anders aangegeven). Als het wenselijk is om hiervan af te wijken, dan wordt dit onderbouwd.
- Bij de afbakening van categorieën naar schaalgrootte wordt in beginsel het nominaal vermogen gehanteerd, tenzij het wenselijker is een ander criterium te hanteren.
- De basisbedragen voor hernieuwbare energie worden in euro/kWh uitgedrukt.
- Advies wordt gevraagd over mogelijkheden om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit.

Uitgangspunten biomassa

- Bij de bepaling van de kostprijs van biomassa wordt rekening gehouden met de accijnzen en met de duurzaamheids- en broeikasgasemissiereductiecriteria die opgenomen zijn in de Europese Richtlijn voor hernieuwbare energie en de Regeling conformiteitsbeoordeling vaste biomassa voor energietoepassingen, voor zover deze eisen ook verplicht van toepassing zijn.
- Voor het bepalen van de juiste referentiebrandstof wordt in eerste instantie uitgegaan van de binnen de SDE++ 2025 toegestane grondstoffen per categorie.
- De algemeen geldende regelgeving betreffende emissies wordt gebruikt bij de kosteninschatting van de referentie-installatie in de bio-energicategorieën.
- Het is mogelijk om een opslag op de houtprijs op te nemen om risico's van kortlopende houtcontracten te compenseren.
- Om de stijging van de biomassaprijzen niet verder aan te moedigen wordt voor biomassa die alleen lokaal of regionaal beschikbaar is een eventuele stijging van de biomassaprijzen behoudend meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
- KGG ontvangt graag suggesties voor de verruiming van de mogelijkheden voor de toepassing van laagwaardige biomassa binnen categorieën, mits het basisbedrag hiervoor nog passend is.

Uitgangspunten warmte

- Kosten voor de aanleg van distributie-infrastructuur voor het transport van duurzame warmte worden niet meegenomen in de berekening van de basisbedragen. De kosten voor de aansluiting van een project op dit distributienet (inclusief de aanleg van de leiding er-naar toe) worden wel meegenomen.
- Bij wkk-installaties op basis van een biogasmotor wordt in het rapport expliciet aangegeven welke warmtekrachtverhouding geldt.
- De minimale grootte voor een warmtepomp binnen de regeling is 500 kWth (in lijn met de ondergrens bij de biomassaketels).
- Er wordt uitgegaan van een warmtepomp met een halogeenvrij koudemiddel.
- Graag onderzoek bij de categorieën waar voor een groot aantal projecten sprake is van koudelevering, naar hoe deze projecten passend gestimuleerd kunnen worden.
- Advies wordt gevraagd over mogelijkheden om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Graag onderzoek naar of warmtecategorieën met een warmtepomp kunnen worden samengevoegd tot een generieke categorie die onafhankelijk is van de bron van warmte.
- Graag opnieuw advies voor categorieën met een warmtepomp voor hoge temperatuur toepassingen voor de gebouwde omgeving in bestaande warmtenetten.

2.2.6 Techniek-specifieke uitgangspunten voor hernieuwbare-energie-opties

Waterkracht

- De categorie waterkracht betreft hernieuwbare elektriciteit geproduceerd door een productie-installatie waarmee door middel van hydro-mechanisch-elektrische omzetting hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd uit potentiële dan wel kinetische energie van stromend water dat niet specifiek ten behoeve van de elektriciteitsproductie omhoog is gepompt.
- Bij gebruik van waterkracht als opslagsysteem komt de waterkrachtinstallatie niet in aanmerking voor de SDE++.
- Als visgeleidingssystemen doorgaans vereist zijn, worden de kosten hiervoor opgenomen in de kosten van de referentie-installatie.

Zonne-energie

- De berekening van het basisbedrag van zon-pv is gebaseerd op een productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit zonlicht uitsluitend door middel van fotovoltaïsche zonnepanelen, die zijn aangesloten op een elektriciteitsnet via een aansluiting met een totale maximale doorlaatwaarde van meer dan 3*80 A.
- De referentie-installatie maakt gebruik van de goedkoopste en kwalitatief toereikende pv-panelen die op de wereldmarkt verkrijgbaar zijn. Verwachte kostendaling wordt meegenomen, gebaseerd op een combinatie van historische informatie en marktprojecties.
- Eventuele kosten voor gebouwintegratie bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.
- Grondkosten en dakhuur bij zon-pv worden niet in de kosteninschatting meegenomen.

- Ga uit van een additionele transportcapaciteit van 50% ten opzichte van het aangesloten piekvermogen van de zonnepanelen met als doel dat deze systemen beter aansluiten op de van toepassing zijnde netcapaciteit.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van zon-pv-projecten op land een basisbedrag bepalen waarin de meerkosten voor additionele maatregelen ter voorkoming van negatieve effecten op de leefbaarheid (transformatorhuis/omvormers op afstand van wonen), het beschermen van biodiversiteit (natuurvriendelijk ontwerp) en de bescherming van bodem- en waterkwaliteit zijn meegenomen.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2024

- Geen apart basisbedrag voor lichtgewicht panelen; deze kunnen gebruik maken van de categorie zwakke daken met kleine dakaanpassing.
- Graag advies over een aparte categorie voor zon-pv op zwakke daken die met een kleine dakaanpassing geschikt gemaakt kunnen worden.
- Eigen verbruik is niet subsidiabel.
- Als er nieuwe ontwikkelingen zijn in de mogelijkheden voor het gebruik van onderdelen met gebruikte materialen ten opzichte van eerdere adviezen, dan ontvangen we deze graag.
- Er wordt niet uitgegaan van natuurinclusiviteit bij drijvende systemen .

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Graag advies over de haalbaarheid en meerkosten van een maximale CO₂-eis voor zonnepanelen van indicatief 550 kg CO₂/kWp aan de hand van de methodiek van EPD Norge.

Windenergie

- Bij de berekening van de grondkosten wordt uitgegaan van een prijs die gelijk is aan de prijs die gehanteerd is bij de advisering over de basisbedragen SDE++ 2022 (0,0021 euro/kWh), gecorrigeerd voor inflatie.
- Voor het referentieproject wordt uitgegaan van ashoogtes van ten minste 100 meter als dit opportuun is.
- Gevraagd wordt de basisbedragen te berekenen voor een aparte categorie kleinere windmolens die door landelijk beleid of beperking door radar een hoogterestrictie hebben.
- Vanwege de grote ruimtelijke impact van windprojecten op land wordt gevraagd ook een basisbedrag te bepalen waarin de meerkosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en gezondheid en het beschermen van vogels en vleermuizen zijn meegenomen (uitzetten verlichting met behulp van naderingsdetectie, zoals transpondertechniek) en stilstandsregeling in verband met slagschaduw en geluid, op bepaalde momenten/gebruik maken van sensoren).
- Als er nieuwe ontwikkelingen zijn in de mogelijkheden voor het gebruik van onderdelen met gebruikte materialen ten opzichte van eerdere adviezen, dan ontvangen we deze graag.

Geothermie

- Alleen projecten met een boordiepte van ten minste 500 meter komen in aanmerking voor SDE++; dit geldt ook voor ondiepe geothermie.
- Bij het bepalen van een referentie-installatie voor 'geothermie basislast' en 'ondiepe geothermie basislast' wordt uitgegaan van de toepassing tuinbouw.

- Er wordt rekening gehouden met de garantieregeling geothermie.
- Bij het bepalen van het basisbedrag voor de categorie 'ondiepe geothermie, geen basislast' wordt uitgegaan van de toepassing voor een typisch laagtemperatuurstadsverwarmingsproject.

Waterzuivering

- Bij de bepaling van de referentie-installatie van de categorie verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringen wordt uitgegaan van de goedkoopste techniek die toegepast kan worden bij zowel bestaande installaties die meer biogas willen gaan proberen als nieuwe installaties die zich richten op de vergisting van secundair slib.

Verbranding en vergassing

- Het is mogelijk om prijsonderscheid te maken in biomassagebruik tussen grote en kleine installaties ook als de biomassa hetzelfde is.
- Er wordt geen generieke differentiatie van verschillende type verse biomassa opgenomen binnen één categorie.
- Vanwege de hogere kostprijs wordt gevraagd geen advies uit te brengen voor een aparte categorie voor pyrolyseolie.
- Er wordt geen advies gevraagd voor wkk-installaties op basis van thermische conversie.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2026 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE++-beschikking.
- Gevraagd wordt geen advies uit te brengen voor de categorie vergassing van biomassa voor waterstofproductie.
- Voor de categorieën van verbranding van biomassa wordt uitgegaan van een subsidieperiode van 12 jaar.
- Graag advies voor de vergassing van afval naar waterstof waarbij wordt uitgegaan van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Bij de categorie ketel > 5 MW wordt niet langer een staffel gehanteerd.
- Voor de ketel op vloeibare biomassa kan (als dit noodzakelijk is) een onderscheid worden gemaakt tussen:
 - Bestaande projecten die in aanmerking komen voor een nieuwe SDE+-beschikking vanwege gestegen accijnzen. Hierbij worden geen investeringskosten opgenomen in het basisbedrag.
 - Nieuwe projecten met investeringskosten. Hierbij vragen we aandacht voor het verschil in vollasturen tussen de toepassing industrie en stadsverwarming.
- Bij de categorie vergassing uit restafval naar waterstof wordt alleen subsidie gegeven voor de geproduceerde waterstof en niet op de overige componenten in het geproduceerde gas (zoals CO). Graag aandacht in het advies op risico's van overstimulering als projecten kiezen voor de levering van syngas in plaats van zuivere waterstof.

Vergisting

- Groengas-, wkk- of warmtehubbs worden niet apart doorgerekend.
- Bij de categorie monomestvergisting wordt uitgegaan van 100% dierlijke mest zonder co-producten.
- De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, waarbij rekening wordt gehouden met de huidige uitgangspunten, en die in 2026 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, waarbij uitgegaan wordt dat zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE+-beschikking gediend wordt.
- De kostprijs van monomestvergisting kent een grote variatie door onder andere schaal-effecten en aannames over grondstofkosten. Bij de keuze hiervoor per categorie wordt ook rekening gehouden met de consistentie van de kostprijsontwikkeling over de categorieën heen. Graag vanwege uitdagingen in de uitvoering terughouden zijn met uitbreidingen van het aantal categorieën.

Warmte uit compostering

- Er wordt rekening gehouden met eventuele bespaarde afzetkosten voor gecomposteerde biomassa.

2.2.7 Techniek-specifieke uitgangspunten voor andere CO₂-reducerende opties

Elektrische boiler

- Er wordt rekening gehouden met mogelijke verschillende omzettingsrendementen van de elektrische en gasboiler.
- Er wordt uitgegaan van een flexibel inzetbare installatie die enkel produceert op het moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is.
- Er wordt advies gevraagd of het gewenst is een separate categorie op te nemen voor toepassingen waar geen of minder kosten worden gemaakt voor de jaarlijkse aansluitkosten omdat er voldoende afnamecapaciteit aanwezig is op locatie.
- Er wordt gevraagd om per kalenderjaar te berekenen hoeveel vollasturen een installatie kan maken zodat de inzet nog leidt tot besparing van CO₂-emissies, voor de kalenderjaren

dat dit lager is dan het aantal uren dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is over de looptijd van de subsidie (zie 2.2.4 algemene uitgangspunten rangschikking op CO₂).

- Graag inzichtelijk maken wat het effect van de netwerktarieven op het basisbedrag is.
- Graag advies over een categorie voor de elektrische boiler waarbij alleen de onrendabele top van de O&M-kosten wordt berekend, met een looptijd van 5 jaar, waarbij ook de langetermijnprijs en de basisenergieprijs worden aangepast op deze kortere looptijd.
- Er wordt uitgegaan van het gebruik van alternatieve transportrechten in plaats van een vaste netaansluiting.

Hogetemperatuur thermische opslag (HT-TES)

- Graag onderzoek naar of een minimale ondergrens voor de opslagcapaciteit per eenheid opgesteld vermogen kan worden gehanteerd.

Industriële warmtepomp

- Graag advies over systemen die gebruik maken van meerdere warmtepompen. Hierbij extra oog houden voor de uitvoerbaarheid van deze systeemaftakking.

Benutting van restwarmte

- De verhouding tussen pijplengte en vermogen wordt meegenomen om tot een passend advies te komen. Indien wenselijk kan een staffel worden voorgesteld.
- Er wordt gekeken naar restwarmte uit datacentra en andere bronnen.

Waterstofproductie door elektrolyse

- Aandachtspunt bij deze categorie zijn de aannames over opbrengst en kosten uit de nevenverkoop van zuurstof voor het referentieproject.
- Advies wordt gevraagd over een elektrolyse-installatie waarvan de productie voldoet aan de vereisten van de gedelegeerde handelingen van de Europese Commissie.
Deze categorie kan worden opgesplitst in :
 - a) netgekoppelde elektrolyse-installaties ;
 - b) directgekoppelde elektrolyse-installaties (met een directe lijn gekoppeld aan een of meerdere productie-installaties voor de productie van hernieuwbare elektriciteit uit wind- en/of zonne-energie);
 - c) dubbelgekoppelde elektrolyse-installaties (met zowel een toegewijde aansluiting met een wind- en/of zonnepark als met een aansluiting op het elektriciteitsnet)
- Graag hierbij ook kijken naar elektrolyse-installaties van meer dan 100 MW, waarbij deze techniek alleen doorgerekend wordt indien dit kan leiden tot een subsidie-intensiteit onder de 400 euro/tCO₂.

CCS

- De afvang kan plaatsvinden bij verschillende industriële processen.
- Graag onderzoek naar de afvang van zowel fossiele als biogene emissies.
- Kolencentrales komen niet in aanmerking, overige energieproductie mogelijk wel.
- De CO₂ kan worden opgeslagen in het buitenland.
- In het basisbedrag wordt de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) worden wel meegenomen.

- Daarnaast kunnen de kosten voor transport en opslag van CO₂ in het basisbedrag worden opgenomen.
- Bij nieuwe 'pre-combustion-CO₂-afvang bij een nieuwe installatie' wordt uitgegaan van een minimale CO₂-reductie van 80% ten opzichte van de huidige EU-ETS-benchmark voor waterstofproductie. Onderzoek het verschil in kosten met een minimale CO₂-reductie van 90%, zoals opgenomen in de meest recente EU-taxonomie.
- Categorieën waar bedrijven met verschillende vormen van vermeden kosten of inkomsten, zoals ETS, AVI-ETS, koolstofverwijdering en bijmengverplichtingen, worden opgesplitst in meerdere categorieën met bijpassende correctiebedragen.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- *Direct Air Capture* kan ook worden ingezet voor CCS.
- Graag onderzoek naar de mogelijkheid van het stimuleren van de productie van koolstofarme (blauwe) waterstof, waarbij kan worden gekeken naar de additionele kosten en additionele CO₂-reductie van CO₂-afvang bij een ATR ten opzichte van CO₂-afvang bij een SMR. Anders dan bij andere CCS -categorieën valt de waterstofproductie binnen de systeemgrenzen. Uitkomsten van dit onderzoek kunnen worden geïntegreerd in bestaande categorieën en/of andere nieuw te adviseren categorieën.
- Graag onderzoek naar de mogelijkheden om CO₂ te reduceren door middel van de inzet in een productie-installatie van koolstofarme waterstof ter vervanging van aardgas. Hierbij wordt uitgegaan van waterstof uit een ATR. Uitkomsten van dit onderzoek kunnen worden geïntegreerd in bestaande categorieën en/of andere nieuw te adviseren categorieën.

CO₂-afvang en -levering

- Gevraagd wordt een goede referentietechniek te onderzoeken in de glastuinbouw die wordt vervangen (uitgezet wordt) door de CO₂-levering. Hierbij wordt rekening gehouden met scope 2-emissies conform de algemene uitgangspunten.
- Aangesloten wordt bij de uitgangspunten voor CCS voor het berekenen van de kosten voor CO₂-afvang. Binnen deze techniek wordt ook gekeken naar CO₂-afvang bij afvalenergiecentrales en afvalverbrandingsinstallaties. Net als bij CCS wordt in het basisbedrag de aanleg van de hoofdinfrastructuur niet meegenomen. De kosten voor de aansluiting van een project op de hoofdinfrastructuur (inclusief de aanleg van de leiding ernaar toe) kunnen wel meegenomen worden.
- Daarnaast kunnen de kosten voor transport in het basisbedrag opgenomen worden. Daarbij wordt rekening gehouden met het feit dat de afgevangen CO₂ per pijplijn, auto of schip getransporteerd kan worden. Indien de CO₂ per auto of schip getransporteerd wordt, worden de kosten voor het vloeibaar maken van CO₂ ook in het basisbedrag meegenomen. Door het verschil in kosten kan de techniek twee categorieën krijgen: een voor transport per pijplijn en een voor transport per weg of water.
- In het correctiebedrag worden door de afvanger ontvangen inkomsten voor de geleverde CO₂ meegenomen.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Graag onderzoek naar de uitbreidingen van de toepassingen voor de levering van afgevangen CO₂ met een onrendabele top.
- Graag onderzoek naar het opstellen van één correctiebedrag dat passend is bij alle CCU-toepassingen waarvoor een basisbedrag is berekend.

Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

- Gevraagd wordt de volgende technieken te bekijken:
 - a) Productie van bio-ethanol uit lignocellulose biomassa. met deze techniek worden uit lignocellulose biomassa suikers gewonnen die vervolgens door fermentatie worden omgezet tot bio-ethanol die als benzinevervanger kan worden ingezet.
 - b) Bio-LNG uit monomestvergisting en allesvergisting. met deze technieken wordt door vergisting van mest en andere verteerbare grondstoffen methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor transportdoeleinden kan worden ingezet.
 - c) Drop-in-biobrandstoffen uit lignocellulosehoudende biomassa.
 - d) Methanol uit lignocellulosehoudende biomassa. met deze techniek worden annex IXa-grondstoffen omgezet in biomethanol. Uitgangspunt hiervoor is de meest kosteneffectieve techniek om biomethanol te maken. Mocht dit via de vergistingsroutes zijn, dan kan worden aangesloten bij het onderscheid tussen monomestvergisting en allesvergisting zoals bij bio-LNG.
- Ga ervan uit dat de brandstof in het Nederlandse vervoer wordt ingezet (borging: inzet lenW) en daarmee verbranding van een conventionele brandstof in Nederland vervangt.
- Ga ervan uit dat het project inkomsten kan halen uit de Jaarverplichting hernieuwbare energie vervoer.

Aandachtspunten 2026 ten opzichte van 2025

- Graag onderzoek naar de inzet van geavanceerde hernieuwbare brandstoffen voor internationale lucht- en zeevaart. Voor de totale CO₂-reductie wordt gerekend alsof het in Nederland wordt gereduceerd.
 - Ga ervan uit dat projecten met leveringen van hernieuwbare brandstoffen voor internationale zeevaart inkomsten kunnen halen uit de Jaarverplichting hernieuwbare energie vervoer.
 - Ga ervan uit dat projecten met leveringen van hernieuwbare brandstoffen voor internationale luchtvaart extra inkomsten kunnen genereren vanwege de ReFuel-normen.

Elektrificatie van offshore productieplatformen

- Deze techniek gaat over elektrificatie van productieplatformen die offshore staan en gas winnen. De gasturbines die worden gebruikt om elektriciteit op te wekken, worden overbodig doordat elektriciteit beschikbaar komt middels aansluiting op een offshore elektriciteitsnetwerk en een nieuwe installatie. De elektriciteit op de platformen is grotendeels nodig voor het comprimeren van gewonnen gas en voor de energievoorziening van accommodaties.
- Ga ervan uit dat het gewonnen gas dat niet meer nodig is als inzet voor de gasturbine, kan worden verkocht op de markt (additionele gasverkopen).

- Graag advies over de elektrificatie van offshore productieplatforms die de komende jaren nog te ver van de kust of offshore windparken liggen door middel van het plaatsen van één of enkele windturbines.
- Graag onderzoek naar of er op de Noordzee regionale verschillen bestaan in de lengte van de kabel die aanleiding geven tot het introduceren van een staffel.

2.2.8 Uitgangspunten basisprijs

- De hoogte van de basisenergieprijs bedraagt twee derde van de langetermijnenergieprijs.
- De langetermijnenergieprijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijnenergieprijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële energieprijzen in de komende 15 jaar.
- De berekeningswijze van de basisenergieprijs volgt de berekeningswijze van het correctiebedrag voor de categorie, zij het dat de marktindex vervangen wordt door de langetermijnenergieprijs.
- Voor de profiel- en onbalanskosten van afzonderlijk windenergie, windenergie op zee en zon-pv wordt advies gevraagd over de hoogte van deze kosten. Deze profiel- en onbalanskosten worden generiek voor heel Nederland bepaald. De langetermijn-CO₂-prijs wordt afgeleid uit de recentste KEV.
- De langetermijn-CO₂-prijs is daarbij het numerieke gemiddelde van de reële CO₂-prijzen in de periode 2028-2043.
- Ga bij het bepalen van de langetermijnprijs voor ETS₂ uit van 58,64 euro/ton CO₂ in 2028 oplopend met de inflatie voor de jaren erna.
- De hoogte van de basisprijs CO₂ bedraagt twee derde van de langetermijn-CO₂-prijs.

2.2.9 Uitgangspunten correctiebedrag

Uitgangspunten correctiebedrag

- Het correctiebedrag is de relevante gemiddelde marktprijs van de geproduceerde energie in het productiejaar.
- De marktindex voor elektriciteit is de kortste periode waarover prijzen worden genoteerd op de EPEX day ahead.
- De marktindex voor gas is de TTF year ahead-notering op de ICE Endex.
- Bij het bepalen van de marktindex en de profiel- en onbalanskosten voor elektriciteit worden de periodes met een negatieve prijs gedurende ten minste zes uren buiten beschouwing gelaten voor de SDE-rondes waarbij de aanvragen zijn ingediend na 1 december 2015. Dit betreft de SDE-rondes vanaf 2016 t/m 2022 en de WOZ-regelingen sinds 2015.
- Voor de SDE++ 2023-ronde en later wordt elke periode met een negatieve prijs buiten beschouwing gelaten.
- Voor zon-pv en wind op land categorieën vanaf de SDE++ 2025 wordt alleen nog de profielfactor meegenomen in het correctiebedrag en niet meer de onbalansfactor.
- Voor zon-pv-categorieën SDE 2008 t/m SDE+ 2017 én vanaf SDE++ 2024 worden alleen correctiebedragen voor netlevering vastgesteld.
- Voor zon-pv-categorieën SDE+ 2018 t/m SDE++ 2023 worden aparte correctiebedragen voor netlevering en niet-netlevering vastgesteld.
- Bij nieuwe categorieën wordt advies gevraagd over de berekeningswijze van het correctiebedrag in het kalenderjaar voorafgaand aan het productiejaar.

- De profiel- en onbalanskosten van windenergie, windenergie op zee en zon-pv worden apart bepaald.
- Vanwege praktische overwegingen worden de profiel en onbalansfactoren alleen bepaald bij de definitieve correctiebedragen. Bij de voorlopige correctiebedragen wordt de laatst bekende profiel- en onbalansfactoren gehanteerd.
- Bij de bepaling van de profiel- en onbalansfactor van windenergie op zee wordt een gewogen gemiddelde, op basis van het opgesteld vermogen in megawatt, van de profiel- en onbalansfactor van windparken met een SDE-beschikking gebruikt.
- Er wordt een apart correctiebedrag gehanteerd voor netlevering en eigen verbruik bij zon-pv.
- Voor elektriciteit uit zonne-energie en windenergie wordt gevraagd wat de waarde van de garantie van oorsprong voor netlevering is.
- Voor andere categorieën wordt gevraagd wat de waarde van een garantie van oorsprong voor netlevering is, als deze hoger is dan 3 euro/MWh. Hierbij wordt aangeven of de markt voldoende liquide is om een betrouwbare prijs vast te stellen.
- Als de waarde van de garantie van oorsprong van groen gas niet met voldoende zekerheid kan worden vastgesteld, wordt deze afgeleid van de ETS₁-prijs.
- Bij het bepalen van de marktprijs van warmte voor kleinschalige monomestvergisting wordt uitgegaan van de levering van warmte van meerdere installaties aan één grotere afnemer (warmtehub).
- Voor het bepalen van het consumententarief van zon-pv dat wordt gebruikt bij de bepaling van het correctiebedrag voor zon-pv-installaties bij kleinverbruikers met een SDE-beschikking uit 2008-2010 wordt uitgegaan van de gemiddelde energietarieven voor consumenten, rekening houdend met zowel nieuwe als bestaande contracten.
- Bij gebruik van broeikasgassen of energiedragers als product in een productieproces is niet de CO₂-prijs de referentie voor het correctiebedrag, maar de marktprijs van het product dat het vervangt.
- Bij de berekening van de correctiebedragen wordt er gecorrigeerd voor de prijs van ETS₁-vergunningen indien de verwachting is dat bedrijven ETS₁-vergunningen vrijspelen door de CO₂-reducerende installatie. Een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde van het product) wordt bepaald voor bedrijven die onder het ETS₁ vallen.
- Voor warmte wordt een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepaald voor bedrijven die onder het ETS₁-of ETS₂ vallen of leveren aan bedrijven die ETS₁-voordelen hebben.
- Zodra ETS₂ van toepassing wordt geef a.u.b. per categorie zowel een correctiebedrag voor ETS₁ als ETS₂
- De volgende uitgangspunten zijn belangrijk om mee te nemen in het berekenen van de ETS-correctie:
 - a) De hoogte van de ETS-correctie wordt gebaseerd op het ongewogen gemiddelde van de CO₂-prijs uit de EEX, omgezet naar euro/kWh.
 - b) Hernieuwbare of elektrisch opgewekte warmte wordt aangenomen bij levering aan stadsverwarming 30% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.
 - c) Hernieuwbare of elektrisch opgewekte warmte wordt aangenomen bij levering aan industrie 100% gratis emissierechten te krijgen in het bepalen van het correctiebedrag.

- d) De vermeden inkoop van emissierechten wordt ook in de berekening meegenomen. Om de vermeden inkoop te berekenen worden aannames gemaakt zoals bijvoorbeeld een mix van een gas-wkk en gasketel bij de levering van warmte van elektrische boilers aan stadsverwarming. Als er aanleiding is om deze aannames te herzien ontvangen we hier graag advies over.
- Gevraagd wordt rekening te houden met veranderingen in het ETS₁ of ETS₂ die effect hebben op de onrendabele top.
 - Gevraagd wordt waar mogelijk rekening te houden met inkomsten verkregen uit overheidsnormen, zoals bijmengverplichtingen voor vervoer, gebouwde omgeving en industrie.

3 Overzichtstabellen

3.1 Overzicht hoofdcategorieën

De SDE+-regeling ingediend in categorieën, naar de aard van het type project dat voor subsidie in aanmerking komt. De categorie-indeling in dit advies wijkt enigszins af van de categorie-indeling in de SDE+-regeling zelf. Hieronder staat een verwijstabel van de indeling van de aanwijzingsregeling SDE 2025++ naar de hoofdstukindeling van het SDE 2026+-advies. We hanteren wel zo veel mogelijk de naamgeving die in de SDE+-regeling is opgenomen.

§ 3.1 hernieuwbare elektriciteit

- § 3.1.1 waterkracht (hoofdstuk 12)
- § 3.1.2 wind op land (hoofdstuk 7)
- § 3.1.3 wind op land met hoogtebeperking (hoofdstuk 7)
- § 3.1.4 wind op waterkering (hoofdstuk 7)
- § 3.1.5 fotovoltaïsche zonnepanelen (hoofdstuk 8)

§ 3.2 hernieuwbaar gas

- § 3.2.1 biomassavergisting (hoofdstuk 9)
- § 3.2.2 extra faciliteit en voortzetting biomassavergisting (hoofdstuk 9)
- § 3.2.3 verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (hoofdstuk 9)
- § 3.2.4 rioolwaterzuiveringsinstallaties bestaande slibgisting (hoofdstuk 9)
- § 3.2.5 biomassavergassing (hoofdstuk 10)

§ 3.3 hernieuwbare warmte en (gecombineerde) opwekking van hernieuwbare elektriciteit en hernieuwbare warmte

- § 3.3.1 zonthermie voor hernieuwbare warmte (hoofdstuk 8)
- § 3.3.2 biomassavergisting voor warmte en gecombineerde opwekking (hoofdstuk 9)
- § 3.3.3 voortzetting biomassavergisting voor warmte en gecombineerde opwekking (hoofdstuk 9)
- § 3.3.4 verbeterde slibgisting bij rioolwaterzuiveringsinstallaties voor warmte en gecombineerde opwekking (hoofdstuk 9)
- § 3.3.5 Ketel vloeibare biomassa voor warmte (hoofdstuk 10)
- § 3.3.6 grote ketel vaste of vloeibare biomassa voor warmte (hoofdstuk 10)
- § 3.3.7 stoomketel op houtpellets voor warmte (hoofdstuk 10)
- § 3.3.8 directe inzet (brander) van houtpellets voor industriële toepassingen van warmte (hoofdstuk 9)
- § 3.3.9 voortzetting ketel vaste of vloeibare biomassa voor warmte (hoofdstuk 10)
- § 3.3.10 composteringsinstallaties voor hernieuwbare warmte (hoofdstuk 9)
- § 3.3.11 geothermie voor hernieuwbare warmte (hoofdstuk 11)

§ 3.4 andere technieken ter vermindering van broeikasgas

- § 3.4.1 geothermie voor koolstofdioxide-arme warmte (hoofdstuk 11)
- § 3.4.2 aquathermie (hoofdstuk 12)
- § 3.4.3 lucht-water-warmtepomp (hoofdstuk 12)
- § 3.4.4 zonthermie voor warmte door middel van PVT-collectoren (hoofdstuk 8)
- § 3.4.5 elektroboiler voor warmte (hoofdstuk 13)
- § 3.4.6 procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (hoofdstuk 13)

- § 3.4.7 Industriële gesloten warmtepomp (hoofdstuk 13)
- § 3.4.8 industriële open warmtepomp (hoofdstuk 13)
- § 3.4.9 restwarmtebenutting (hoofdstuk 14)
- § 3.4.10 waterstof uit elektrolyse (hoofdstuk 15)
- § 3.4.11 productie van waterstof door vergassing van afval (hoofdstuk 10)
- § 3.4.12 geavanceerde hernieuwbare brandstof (hoofdstuk 16)
- § 3.4.13 vermindering van broeikasgas door afvang en permanente opslag van koolstofdioxide (hoofdstuk 17)
- § 3.4.14 Vermindering van broeikasgas door afval en gebruik van koolstofdioxide (hoofdstuk 17)
- § 3.4.15 Vermindering van broeikasgas door afval en gebruik uit de omgevingslucht (hoofdstuk 17)

De voor de regeling relevante cijfers staan in onderstaande tabellen. De totstandkoming van deze cijfers wordt in de rest van dit rapport toegelicht.

3.2 Overzicht tabellen

In deze paragraaf worden de voor de regeling relevante parameters van alle categorieën in dit advies getoond. In de betreffende hoofdstukken waar het advies nader wordt toegelicht, vermelden we of we adviseren een categorie eventueel niet open te stellen. Opname van een categorie in onderstaande tabellen kan niet als een positief advies gezien worden.

Tabel 3.1
Windenergie, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/kWh]	Langetermijnprijs [€/kWh]	Emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	52	52	0,0652	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.660
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	106	106	0,0711	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.290
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	161	161	0,0772	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.980
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	202	202	0,0818	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.780
Wind op land, < 6,75 m/s	251	251	0,0872	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.580
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,0 m/s	163	163	0,0774	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.040
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	238	238	0,0857	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.690
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	320	300	0,0948	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.390
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	379	300	0,1014	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.210
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	454	300	0,1097	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.020
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	114	114	0,0720	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.680
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	175	175	0,0788	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.300
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	236	236	0,0855	0,0594	0,1107	Elektriciteit	3.000
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	283	283	0,0907	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.800
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	340	300	0,0970	0,0594	0,1107	Elektriciteit	2.590

Tabel 3.2

Windenergie, overzicht correcties

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijn-productprijs [€/kWh]	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag [€/kWh]	Voorlopige GvO-waarde [€/kWh]	Voorlopige ETS-correctie [€/kWh]
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, < 6,75 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,0 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	46.3	0	0,0574	0,0383	0,0799	0,0020	0,0000

Tabel 3.3
Zonne-energie, rangschikingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/kWh]	Langetermijnprijs [€/kWh]	Emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	93	93	0,0945	0,0730	0,2323	Elektriciteit	840
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	111	111	0,0987	0,0730	0,2323	Elektriciteit	840
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, op oost-west gevels van gebouwen	264	264	0,1335	0,0730	0,2293	Elektriciteit	600
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, langs wegen en spoor	328	300	0,1175	0,0730	0,1356	Elektriciteit	855
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden	227	227	0,1038	0,0730	0,1356	Elektriciteit	855
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water	230	230	0,0979	0,0730	0,1084	Elektriciteit	855
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden	105	105	0,0861	0,0730	0,1251	Elektriciteit	840
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	138	138	0,0903	0,0730	0,1251	Elektriciteit	840
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden	176	176	0,0889	0,0730	0,0904	Elektriciteit	855
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, verticaal op land	209	209	0,1013	0,0730	0,1355	Elektriciteit	825
Zon-pv >1 MWp, verticaal op land	188	188	0,0900	0,0730	0,0903	Elektriciteit	825
Zon-pv >20 MWp, grondgebonden	62	62	0,0780	0,0730	0,0813	Elektriciteit	855
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water	216	216	0,0925	0,0730	0,0904	Elektriciteit	855
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water natuurinclusief	243	243	0,0950	0,0730	0,0904	Elektriciteit	855
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden zonzvolgend	176	176	0,0889	0,0730	0,0903	Elektriciteit	1.045
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	132	132	0,1120	0,0824	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	600
Zonthermie, ≥1 MWth voor warmtenet	283	283	0,0946	0,0310	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	600
PVT aan warmtenet (net =70%)	282	282	0,0907	0,0310	0,2120	Lagetemperatuurwarmte	4.600

Tabel 3.4
Zonne-energie, overzicht correcties

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-product-prijs	Bodemprijs of basis-prijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, op oost-west gevels van gebouwen	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, langs wegen en spoor	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, verticaal op land	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp, verticaal op land	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >20 MWp, grondgebonden	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water natuurinclusief	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden zonvolgend	47-3	0	0,0710	0,0473	0,0726	0,0020	0,0000
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	15	15	0,0710	0,0606	0,0833	0,0000	0,0000
Zonthermie, ≥1 MWth voor warmtenet	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
PVT aan warmtenet	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000

Tabel 3.5
Biomassavergisting, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basis-bedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor	Domein	Vollast-uren	WK-factor
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[kg CO ₂ /kWh]			
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	291	291	0,1027	0,0529	0,1709	Moleculen	8.000	-
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	205	205	0,1133	0,0764	0,1804	Elektriciteit	7.535	1,13
Allesvergisting, warmte	234	234	0,1193	0,0682	0,2181	Lagetemperatuurwarmte	7.000	-
Monomestvergisting <110 kW, hernieuwbaar gas	391	391	0,2522	0,0529	0,5098	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting <110 kW, gecombineerde opwekking	357	300	0,4079	0,0971	0,8695	Elektriciteit	4.974	0,62
Monomestvergisting <110 kW, warmte	319	319	0,2557	0,0682	0,5874	lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Monomestvergisting 110-1500 kW, hernieuwbaar gas	270	270	0,1822	0,0529	0,4791	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting 110-1500 kW, gecombineerde opwekking	240	240	0,2884	0,0986	0,7902	Elektriciteit	5.299	0,76
Monomestvergisting 110-1500 kW, warmte	229	229	0,1962	0,0682	0,5594	lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Monomestvergisting > 1500 kW, hernieuwbaar gas	248	248	0,1313	0,0529	0,3157	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting > 1500 kW, gecombineerde opwekking	227	227	0,1744	0,0790	0,4211	Elektriciteit	5.647	0,62
Monomestvergisting > 1500 kW, warmte	199	199	0,1432	0,0682	0,3773	Lagetemperatuurwarmte	8.000	-
RWZI verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	660	400	0,1655	0,0529	0,1705	Moleculen	8.000	-
RWZI verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	767	300	0,1978	0,0817	0,1513	Elektriciteit	4.558	0,29
RWZI verbeterde slibgisting, warmte	453	400	0,1768	0,0824	0,2086	Lagetemperatuurwarmte	4.138	-
RWZI verbeterde slibgisting, nieuw hernieuwbaar gas	17	17	0,0559	0,0529	0,1716	Moleculen	8.000	-
Allesvergisting levensduurverlenging, hernieuwbaar gas	164	164	0,0810	0,0529	0,1709	Moleculen	8.000	-
Allesvergisting levensduurverlenging, gecombineerde opwekking	110	110	0,0963	0,0764	0,1804	Elektriciteit	7.535	1,13
Allesvergisting levensduurverlenging, warmte	141	141	0,0990	0,0682	0,2181	Lagetemperatuurwarmte	7.000	-
Allesvergisting levensduurverlenging, nieuw hernieuwbaar gas	202	202	0,0875	0,0529	0,1709	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, hernieuwbaar gas	98	98	0,0997	0,0529	0,4791	Moleculen	8.000	-
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, gecombineerde opwekking	63	63	0,1481	0,0986	0,7902	Elektriciteit	5.299	0,76
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, warmte	89	89	0,1178	0,0682	0,5594	Lagetemperatuurwarmte	8.000	-
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, nieuw hernieuwbaar gas	128	128	0,1141	0,0529	0,4791	Moleculen	8.000	-

Tabel 3.6

Biomassavergisting, overzicht correcties

Categorie	Berekenings- wijze	Berekenings- wijze	Langeter- mijn- product- prijs	Bodem- prijs of basis- prijs	Voorlopig correctiebe- drag	Voorlo- pige GvO- waarde	Voorlo- pige ETS- correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	25.3.113	15	0,0650	0,0479	0,0824	0,0000	0,0000
Allesvergisting, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Monomestvergisting <110 kW, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Monomestvergisting <110 kW, gecombineerde opwekking	23.3.062	15	0,0857	0,0665	0,1047	0,0000	0,0000
Monomestvergisting <110 kW, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Monomestvergisting 110-1.500 kW, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Monomestvergisting 110-1.500 kW, gecombineerde opwekking	23.3.076	15	0,0872	0,0686	0,1056	0,0000	0,0000
Monomestvergisting 110-1.500 kW, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Monomestvergisting > 1.500 kW, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Monomestvergisting > 1.500 kW, gecombineerde opwekking	25.3.062	15	0,0676	0,0483	0,0866	0,0000	0,0000
Monomestvergisting > 1.500 kW, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
RWZI verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
RWZI verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	25.3.029	15	0,0703	0,0488	0,0911	0,0000	0,0000
RWZI verbeterde slibgisting, warmte	15	15	0,0710	0,0606	0,0833	0,0000	0,0000
RWZI verbeterde slibgisting, nieuw hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Allesvergisting levensduurverlenging, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Allesvergisting levensduurverlenging, gecombineerde opwekking	25.3.113	15	0,0650	0,0479	0,0824	0,0000	0,0000
Allesvergisting levensduurverlenging, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Allesvergisting levensduurverlenging, nieuw hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1.500 kW, hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1.500 kW, gecombineerde opwekking	23.3.076	15	0,0872	0,0686	0,1056	0,0000	0,0000
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1.500 kW, warmte	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1.500 kW, nieuw hernieuwbaar gas	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000

Tabel 3.7**Biomassaverbranding en -vergassing, rangschikkingsparameters**

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[kg CO ₂ /kWh]		
Waterstof uit afval	102	102	0,0719	0,0589	0,1277	Moleculen	7.500
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	569	400	0,1468	0,0529	0,1651	Moleculen	7.500
Groengas uit biomassa (B-hout)	310	310	0,1040	0,0529	0,1651	Moleculen	7.500
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	172	172	0,0698	0,0310	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	473	400	0,1664	0,0599	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	350	350	0,1664	0,0876	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	7.000
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	205	205	0,0966	0,0504	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.500
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	273	273	0,1119	0,0504	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.500
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	94	94	0,0521	0,0310	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Levensduurverlenging ketel op B-hout >5MW	-49	-49	0,0394	0,0504	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	-41	-41	0,0726	0,0819	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.000

Tabel 3.8**Biomassaverbranding en -vergassing, overzicht correcties**

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijnproductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Waterstof uit afval	30	12	0,0388	0,0283	0,0511	0,0000	0,0101
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Groengas uit biomassa (B-hout)	13	0	0,0252	0,0168	0,0351	0,0140	0,0000
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	16	8	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0016
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	16	2.000	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0155
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Levensduurverlenging ketel op B-hout >5MW	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	20	2.000	0,0511	0,0418	0,0622	0,0000	0,0155

Tabel 3.9
Geothermie, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor	Domein	Vollast-uren
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[kg CO ₂ / kWh]		
Ondiepe geothermie (geen basislast)	452	400	0,1872	0,0227	0,3636	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Ondiepe geothermie (basislast)	210	210	0,1075	0,0310	0,3636	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Ondiepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	547	400	0,2156	0,0310	0,3373	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Ondiepe geothermie (basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	291	291	0,1293	0,0310	0,3373	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast)	112	112	0,0799	0,0310	0,4352	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie 12-20 MWth (basislast)	88	88	0,0696	0,0310	0,4386	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie ≥ 20 MWth (basislast)	73	73	0,0627	0,0310	0,4369	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	345	345	0,1476	0,0227	0,3617	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	303	303	0,1325	0,0227	0,3618	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Diepe geothermie (middenlast)	176	176	0,0997	0,0227	0,4379	Lagetemperatuurwarmte	5.000
Diepe geothermie < 12 MWth (geen basislast)	377	377	0,1850	0,0227	0,4304	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (geen basislast)	330	330	0,1647	0,0227	0,4304	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	511	400	0,2075	0,0227	0,3618	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Diepe geothermie, uitbreiding	38	38	0,0477	0,0310	0,4386	Lagetemperatuurwarmte	6.000

a) Deze categorieën zijn inclusief warmtepomp.

Tabel 3.10
Geothermie, overzicht correcties

Categorie	Berekenings- wijze correctie- bedrag [Methode-ID]	Berekenings- wijze ETS- correctie [Correctie-ID]	Langeter- mijn-pro- ductprijs [€/kWh]	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctie- bedrag [€/kWh]	Voorlopige GvO-waarde [€/kWh]	Voorlopige ETS- correctie [€/kWh]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Ondiepe geothermie (basislast)	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Ondiepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Ondiepe geothermie (basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast)	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Diepe geothermie 12-20 MWth (basislast)	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Diepe geothermie ≥ 20 MWth (basislast)	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie (middenlast)	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie < 12 MWth (geen basislast)	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (geen basislast)	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Diepe geothermie, uitbreiding	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000

a) Deze categorieën zijn inclusief warmtepomp.

Tabel 3.11**Energie uit water en lucht, rangschikingsparameters**

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[kg CO ₂ /kWh]		[uur/jaar]
Aquathermie (basislast), zeer lage temperatuur	381	381	0,0993	0,0227	0,2011	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Aquathermie (geen basislast), lage temperatuur	373	373	0,0996	0,0310	0,1839	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie (geen basislast), middentemperatuur	786	400	0,1637	0,0227	0,1794	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie groot (geen basislast), middentemperatuur	734	400	0,1463	0,0227	0,1685	Lagetemperatuurwarmte	3.500
Aquathermie (basislast), middentemperatuur	612	400	0,1325	0,0227	0,1794	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Aquathermie (geen basislast), hogere temperatuur	979	400	0,1877	0,0227	0,1685	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Aquathermie (basislast), hogere temperatuur	551	400	0,1155	0,0227	0,1685	Lagetemperatuurwarmte	6.000
Energie uit lucht (geen basislast), lage temperatuur	245	245	0,0782	0,0310	0,1925	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht (geen basislast), middentemperatuur	395	395	0,1403	0,0682	0,1824	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht (geen basislast), hogere temperatuur	1.069	400	0,1989	0,0227	0,1648	Lagetemperatuurwarmte	3.850
Energie uit lucht (basislast), hogere temperatuur	664	400	0,1382	0,0227	0,1739	Lagetemperatuurwarmte	6.000

Tabel 3.12**Energie uit water en lucht, overzicht correcties**

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijn-productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Aquathermie (basislast), zeer lage temperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Aquathermie (geen basislast), lage temperatuur	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Aquathermie (geen basislast), middentemperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Aquathermie groot (geen basislast), middentemperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Aquathermie (basislast), middentemperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Aquathermie (geen basislast), hogere temperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Aquathermie (basislast), hogere temperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Energie uit lucht (geen basislast), lage temperatuur	17	15	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0000
Energie uit lucht (geen basislast), middentemperatuur	16	15	0,0568	0,0465	0,0691	0,0000	0,0000
Energie uit lucht (geen basislast), hogere temperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016
Energie uit lucht (basislast), hogere temperatuur	17	8	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0016

Tabel 3.13
Elektrificatie, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/kWh]	Langetermijnprijs [€/kWh]	Emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	130	130	0,0699	0,0406	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.300
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	62	62	0,0699	0,0560	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	3.300
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	113	113	0,0661	0,0406	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	2.900
Thermische opslag op hoge temperatuur	234	234	0,1086	0,0560	0,2250	Hogetemperatuurwarmte	4.800
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	56	56	0,0609	0,0504	0,1879	Lagetemperatuurwarmte	8.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	173	173	0,0830	0,0504	0,1879	Lagetemperatuurwarmte	5.000
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	383	383	0,1223	0,0504	0,1879	Lagetemperatuurwarmte	3.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	89	89	0,0672	0,0504	0,1879	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	227	227	0,0931	0,0504	0,1879	Hogetemperatuurwarmte	5.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	472	400	0,1391	0,0504	0,1879	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces met laag dauwpunt (8.000 uur)	249	249	0,0934	0,0504	0,1730	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (8.000 uur)	5	5	0,0513	0,0504	0,1990	Hogetemperatuurwarmte	8.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (5.000 uur)	109	109	0,0721	0,0504	0,1990	Hogetemperatuurwarmte	5.000
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (3.000 uur)	294	294	0,1089	0,0504	0,1990	Hogetemperatuurwarmte	3.000
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	270	270	0,3843	0,1939	0,7060	Generiek	4.800
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	137	137	0,2909	0,1939	0,7060	Generiek	4.800
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	418	300	0,4891	0,1939	0,7060	Generiek	5.100
Warmte uit ijzerpoeder	280	280	0,0976	0,0504	0,1684	Hogetemperatuurwarmte	8.500

Tabel 3.14
Elektrificatie, overzicht correcties

Categorie	Berekenings- wijze correctiebe- drag	Berekenings- wijze ETS-correctie	Langeter- mijn- productprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebe- drag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	18	10	0,0252	0,0168	0,0351	0,0000	0,0078
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	18	2.000	0,0252	0,0168	0,0351	0,0000	0,0155
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	18	10	0,0252	0,0168	0,0351	0,0000	0,0078
Thermische opslag op hoge temperatuur	18	2.000	0,0252	0,0168	0,0351	0,0000	0,0155
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces met laag dauwpunt (8.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (8.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (5.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (3.000 uur)	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	38	4	0,0974	0,0649	0,1358	0,0000	0,0487
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	38	4	0,0974	0,0649	0,1358	0,0000	0,0487
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	38	4	0,0974	0,0649	0,1358	0,0000	0,0487
Warmte uit ijzerpoeder	17	2.000	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0155

Tabel 3.15
Restwarmte, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basis-bedrag [€/kWh]	Lange-termijn-prijs [€/kWh]	Emissiefactor [kg CO ₂ /kWh]	Domein	Vollast-uren [uur/jaar]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	-68	-68	0,0136	0,0288	0,2250	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	-28	-28	0,0226	0,0288	0,2248	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	13	13	0,0318	0,0288	0,2247	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	55	55	0,0411	0,0288	0,2245	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	95	95	0,0502	0,0288	0,2244	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	240	240	0,0738	0,0288	0,1878	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	287	287	0,0826	0,0288	0,1877	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	336	336	0,0918	0,0288	0,1875	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	384	384	0,1008	0,0288	0,1874	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	433	400	0,1099	0,0288	0,1872	Lagetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	396	396	0,0992	0,0288	0,1777	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	463	400	0,1108	0,0288	0,1772	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	530	400	0,1224	0,0288	0,1767	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	595	400	0,1336	0,0288	0,1762	Hogetemperatuurwarmte	5.500
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	662	400	0,1452	0,0288	0,1757	Hogetemperatuurwarmte	5.500

Tabel 3.16
Restwarmte, overzicht correcties

Categorie	Bereke- ningswijze correctie- bedrag [Methode- ID]	Bereke- nings-wijze ETS- correctie [Correctie- ID]	Lange- termijnpro- ductprijs [€/kWh]	Bodemprijs of basisprijs [€/kWh]	Voorlopig correctie- bedrag [€/kWh]	Voorlopige GvO- waarde [€/kWh]	Voorlopige ETS- correctie [€/kWh]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	17	5	0,0196	0,0131	0,0273	0,0000	0,0047

Tabel 3.17**Waterstof via elektrolyse, rangschikingsparameters**

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Lange-termijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/kWh]	[€/kWh]	[kg CO ₂ /kWh]		[uur/jaar]
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	1.040	400	0,3074	0,0702	0,2280	Moleculen	5.097
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark ^{a)}	780	400	0,2480	0,0702	0,2280	Moleculen	5.367
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark ^{b)}	1.275	400	0,3610	0,0702	0,2280	Moleculen	3.260
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark ^{c)}	737	400	0,2382	0,0702	0,2280	Moleculen	5.872

a) 25% vermogensverhouding

b) 10% vermogensverhouding

c) 50% vermogensverhouding

Tabel 3.18**Waterstof via elektrolyse, overzicht correcties**

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Lange-termijnproductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	30	11	0,0388	0,0283	0,0511	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark ^{a)}	30	11	0,0388	0,0283	0,0511	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark ^{b)}	30	11	0,0388	0,0283	0,0511	0,0000	0,0158
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark ^{c)}	30	11	0,0388	0,0283	0,0511	0,0000	0,0158

a) 25% vermogensverhouding

b) 10% vermogensverhouding

c) 50% vermogensverhouding

Tabel 3.19

Geavanceerde biobrandstoffen, rangschikingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit [€/tCO ₂]	Subsidie-intensiteit afgetopt [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/kWh]	Langetermijnprijs [€/kWh]	Emissiefactor [kg CO ₂ / kWh]	Domein	Vollasturen [uur/jaar]
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	43	43	0,1861	0,1754	0,2470	Moleculen	8.000
Bio-LNG uit allesvergisting	110	110	0,1408	0,1145	0,2383	Moleculen	8.000

Tabel 3.20

Geavanceerde biobrandstoffen, overzicht correcties

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag [Methode-ID]	Berekeningswijze ETS-correctie [Correctie-ID]	Langetermijnproduct-prijs [€/kWh]	Bodemprijs of basis-prijs [€/kWh]	Voorlopig correctiebedrag [€/kWh]	Voorlopige GvO-waarde [€/kWh]	Voorlopige ETS-correctie [€/kWh]
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	36	0	0,0921	0,0614	0,0877	0,0833	0,0000
Bio-LNG uit allesvergisting	40	0	0,0312	0,0219	0,0422	0,0833	0,0000

Tabel 3.21

CO₂-afvang en -opslag, rangschikkingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijn-prijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[kg CO ₂ /tCO ₂]		[uur/jaar]
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	302	300	284,9839	0,0000	943,0540	CCS/CCU	4.000
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	405	300	380,6973	0,0000	939,5440	CCS/CCU	4.000
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	342	300	321,3167	0,0000	939,5440	CCS/CCU	4.000
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	11	11	147,2560	137,0265	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	71	71	201,1779	137,0265	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	47	47	179,3614	137,0265	906,8250	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	102	102	228,8104	137,0265	902,0150	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	199	199	335,0315	137,0265	996,5600	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	262	262	397,0812	137,0265	991,7500	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9A)	161	161	294,0599	137,0265	977,2500	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9B)	225	225	355,9996	137,0265	972,4400	CCS/CCU	8.000
CCS, bestaande pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9C)	128	128	262,2177	137,0265	977,2500	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9D)	167	167	299,3422	137,0265	972,4400	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	110	110	227,8436	137,0265	825,2000	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	167	167	274,5036	137,0265	821,6900	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	250	250	236,1218	0,0000	943,0540	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	250	250	236,1218	0,0000	943,0540	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	304	300	285,3475	0,0000	939,5440	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	304	300	285,3475	0,0000	939,5440	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	16	16	151,5119	137,0265	912,9000	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	76	76	206,3781	137,0265	908,0900	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	82	82	206,2224	137,0265	840,9500	CCS/CCU	8.000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	133	133	248,0901	137,0265	837,4400	CCS/CCU	8.000
CCS, direct air capture (variant 10)	451	300	419,2366	137,0265	625,2400	CCS/CCU	8.000

Tabel 3.22

CO₂-afvang en -opslag, overzicht correcties

Categorie	Berekeningswijze correctiebedrag	Berekeningswijze ETS-correctie	Langetermijnproductprijs	Bodemprijs of basisprijs	Voorlopig correctiebedrag	Voorlopige GvO-waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, bestaande pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9C)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9D)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	43	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000
CCS, direct air capture (variant 10)	31	0	137,0265	91,3510	69,1476	0,0000	0,0000

Tabel 3.23

CO₂-afvang en -gebruik, rangschikingsparameters

Categorie	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit afgetopt	Basisbedrag	Langetermijnprijs	Emissiefactor	Domein	Vollasturen
	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[kg CO ₂ /tCO ₂]		[uur/jaar]
CCU, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	5	5	83,4691	79,2986	845,4350	CCS/CCU	4.000
CCU, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	22	22	97,9059	79,2986	845,4350	CCS/CCU	4.000
CCU, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	54	54	124,5605	79,2986	831,5250	CCS/CCU	4.000
Extra CCU, bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	-45	-45	41,0851	79,2986	842,2850	CCS/CCU	4.000
Extra CCU, bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	-28	-28	55,5219	79,2986	842,2850	CCS/CCU	4.000
Extra CCU, bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	47	47	118,1829	79,2986	832,0150	CCS/CCU	4.000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	107	107	160,9674	79,2986	761,9600	CCS/CCU	4.000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	126	126	175,4154	79,2986	761,9600	CCS/CCU	4.000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 3C)	191	191	222,8000	79,2986	751,6900	CCS/CCU	4.000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	72	72	135,4273	79,2986	777,7100	CCS/CCU	4.000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	91	91	149,8641	79,2986	777,7100	CCS/CCU	4.000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	148	148	192,5337	79,2986	767,4400	CCS/CCU	4.000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 5A)	111	111	177,2183	79,2986	879,3000	CCS/CCU	4.000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	128	128	191,6551	79,2986	879,3000	CCS/CCU	4.000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 5C)	248	248	245,4284	79,2986	671,1400	CCS/CCU	4.000
CCU, kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 6A)	59	59	125,1060	79,2986	774,0500	CCS/CCU	4.000
CCU, kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 6B)	117	117	167,6986	79,2986	753,9000	CCS/CCU	4.000
CCU, <i>direct air capture</i> op locatie, gasvormig (variant 7A)	424	300	401,5930	79,2986	761,0000	CCS/CCU	4.000
CCU, <i>direct air capture</i> bij infrastructuur (variant 7B)	643	300	436,3524	79,2986	555,2400	CCS/CCU	4.000

Tabel 3.24

CO₂-afvang en -gebruik, overzicht correcties

Categorie	Berekenings- wijze correctiebedrag	Berekenings- wijze ETS- correctie	Langeter- mijn-pro- ductprijs	Bodem- prijs of basis- prijs	Voorlopig correctiebe- drag	Voorlo- pige GvO- waarde	Voorlopige ETS-correctie
	[Methode-ID]	[Correctie-ID]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]	[€/tCO ₂]
CCU, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
Extra CCU, bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
Extra CCU, bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
Extra CCU, bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 3C)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 5A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 5C)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 6A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 6B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, <i>direct air capture</i> op locatie, gasvormig (variant 7A)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000
CCU, <i>direct air capture</i> bij infrastructuur (variant 7B)	45.1	14	28,4773	18,9849	50,7623	0,0000	0,0000

4 Energie- en CO₂-prijzen

4.1 Werkwijze

De kosten van energiegebruik en de opbrengsten van energieproductie komen in verschillende parameters in het SDE++-advies tot uiting. Dit geldt ook voor de opbrengsten van vermeden CO₂-uitstoot. De kosten van energiegebruik zijn onderdeel van de basisbedragen. De opbrengsten van energieproductie of CO₂-uitstootvermindering zijn onderdeel van correctiebedragen, basisprijzen en langetermijnprijzen. De basisprijzen, de bodem in de correctiebedragen, zijn daarbij direct gerelateerd aan de langetermijnprijzen. De prijzen voor de correctiebedragen baseren we op het voortschrijdend jaargemiddelde van de marktprijzen. Voor de voorlopige correctiebedragen 2026 is het ijkpunt van het voortschrijdend jaargemiddelde 31 augustus 2025. De beschouwde periode is dus 1 september 2024 tot en met 31 augustus 2025. Voor de langetermijnprijzen baseren we ons waar mogelijk op de ramingen onderliggend aan de [Klimaat- en energieverkenning \(KEV\)](#), specifiek de prijspaden voor vastgesteld en voorgenomen beleid. Ook de langetermijnprofielfactoren voor elektriciteit uit wind en zon volgen uit de COMPETES-elektriciteitskostenraming voor de KEV. Voor dit advies met betrekking tot de SDE++ 2026 gebruiken we de informatie uit de KEV 2025 (PBL, 2025). De rekenmethodes worden toegelicht in de paragrafen 4.2 tot en met 4.6.

In dit hoofdstuk worden parameters met een korte notering of code aangeduid, bijvoorbeeld EB3_e voor de gebruikte energiebelasting voor elektriciteit. De berekeningswijze voor de correctiebedragen wordt met een cijfercombinatie of methode-ID aangeduid, bijvoorbeeld 49.3 voor eigen gebruik, of niet-netlevering, van grote zon-pv-installaties. Deze codes en methode-ID's corresponderen met de parameters zoals ze toegepast zijn in hoofdstuk 3 en in het [OT-model](#) behorend bij dit advies.

4.2 Energiebelasting

Over het gebruik van elektriciteit en aardgas wordt energiebelasting geheven, die ook meeweegt in verschillende basisbedragen en correctiebedragen. Voor de correctiebedragen en langetermijnprijzen gaan we uit van de huidige tarieven. De gebruikte tarieven in het OT-model staan in tabel 4.1. Voor het berekenen van de elektriciteitskosten in de basisbedragen gebruiken we een tariefaming van het ministerie van KGG tot 2030, die ook in de KEV wordt gebruikt. Specifiek voor de basisprijzen wordt de energiebelasting iets anders behandeld dan de energieprijzen. De basisprijzen worden in beginsel berekend als twee derde van de langetermijnprijzen. Daar waar echter ook de energiebelasting een parameter is in de berekening van de basisprijs, wordt voor de energiebelasting de recentste waarde volledig, dus voor 100 procent en niet voor twee derde, gebruikt in de basisprijs.

Tabel 4.1**Tarieven energiebelasting**

Parameter	Omschrijving	Voorlopig correctiebedrag 2026 [€/kWh]	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026 [€/kWh]
EB3_e	Energiebelasting elektriciteit, 3e schijf (50.001 t/m 10 miljoen kWh)	0,0387	0,0387
EB1	Energiebelasting gas, 1e schijf (t/m 170.000 m ³)	0,0658	0,0658
EB2	Energiebelasting gas, 2e schijf (170.001 m ³ t/m 1 miljoen m ³)	0,0359	0,0359
EB3	Energiebelasting gas, 3e schijf (meer dan 1 miljoen m ³ t/m 10 miljoen m ³)	0,0231	0,0231

4.3 Elektriciteit

4.3.1 Elektriciteitsprijzen

De elektriciteitsprijzen worden op meerdere wijzen gebruikt in het advies. Als een referentie-installatie elektriciteit gebruikt, zijn de elektriciteitskosten en daarmee ook de -prijzen onderdeel van de basisbedragen. Bij een categorie waarin elektriciteit geproduceerd wordt, komen de prijzen terug in het correctiebedrag, langetermijnprijs en de basisprijs in die categorie. De langetermijnprijzen, relevant voor basisbedragen, basisprijzen en langetermijnprijzen, baseren we op de elektriciteitskostenraming voor de KEV. De correctiebedragen baseren we op EPEX-marktprijzen en ICE TTF termijnprijzen. De elektriciteitskosten in de KEV volgen uit het model COMPETES. Dit model berekent de elektriciteitsproductie per uur voor Nederland en andere Europese landen op basis van vraagprofielen, een gestandaardiseerd weerjaar en de kostprijzvolgorde van de beschikbare centrales.

De langetermijnprijs voor elektriciteit, is gelijk aan de ongewogen gemiddelde elektriciteitsprijs uit de COMPETES-raming voor vastgesteld en voorgenomen beleid voor de KEV 2025, over de jaren 2026 tot en met 2040. Voor de correctiebedragen wordt onderscheid gemaakt in twee gemiddelden: een gemiddelde elektriciteitsprijs op alle uren van het jaar, enkel relevant voor het correctiebedrag CCU, en een gemiddelde elektriciteitsprijs op alle uren van het jaar met een niet-negatieve elektriciteitsprijs.

Tabel 4.2**Elektriciteitsprijzen**

Parameter	Omschrijving	Voorlopig correctiebedrag 2026 [€/kWh]	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026 [€/kWh]
EPEX1	Gemiddelde prijs over alle uren	0,0906	0,0743
EPEX3	Gemiddelde prijs over de uren met een niet-negatieve prijs	0,0974	0,0743

4.3.2 Langetermijnprofielfactoren

De waarde van geproduceerde elektriciteit is afhankelijk van het moment van productie. De gemiddelde prijs voor elektriciteit uit wind of zon is het gewogen gemiddelde van de uurlijkse elektriciteitsprijzen vermenigvuldigd met het gerealiseerd productieprofiel. Zo baseren we de langetermijn-correctiebedragen voor wind en zon op de ongewogen langetermijnprijs voor elektriciteit, vermenigvuldigd met de langetermijnprofielfactoren. Ook deze profielfactoren leiden we af uit de COMPETES-ramingen. In de profielfactoren maken we onderscheid tussen wind op land, wind op zee en zon-pv.

Wijziging in verdeling van curtailment over centrales wind en zon

In verband met een wijziging in de raming voor de KEV 2025 ten opzichte van de KEV 2024, hebben we voor dit advies ook de vertaling naar de langetermijnprofielfactoren aangepast. Het betreft een aanpassing in de aannames voor de marginale kosten van wind en zon. Bij overproductie van hernieuwbare bronnen schakelen producenten hun windmolens of zonnepanelen gedeeltelijk uit. Deze inperking van productie wordt *curtailment* genoemd. In COMPETES wordt aangenomen dat bij overproductie in een specifieke volgorde de elektriciteitsproductie-installaties worden afgeschakeld. In de KEV 2024 werd aangenomen dat windparken als eerste worden afgeschakeld. Om meer recht te doen aan de actuele ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt, wordt in de KEV 2025 aangenomen dat zon-pv als eerste wordt uitgezet en pas daarna de productie van windparken wordt terug geschaald. Beide aannames zijn een vereenvoudiging van de werkelijkheid.

Voor een realistischere weerspiegeling van de impact van *curtailment* hebben we de in de berekening van de langetermijnprofielfactoren de overproductie recht evenredig herverdeeld over het beschikbare vermogen van zon-pv, wind op zee en wind op land. Met de resulterende productieprofielen zijn de profielfactoren voor zon-pv en wind op land berekend, respectievelijk PF_PV3 en PF_WOL3.

Tabel 4.3
Profielfactoren

Parameter	Omschrijving	Voorlopig correctiebedrag 2026	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026
PF_PV3	Profielfactor zon-pv	0,745	0,956
PF_WOL3	Profielfactor wind op land	0,820	0,774

Naar aanleiding van de staatssteungoedkeuring door de Europese Commissie worden voor beschikkingen vanaf 2025 geen onbalanskosten meer meegenomen in het correctiebedrag. In plaats daarvan wordt een inschatting van de langetermijnonbalanskosten meegenomen in de basisbedragen. Deze is gebaseerd op de gerealiseerde onbalanskosten voor SDE-beschikkingen in de jaren 2018 tot en met 2022 en bedraagt 0,0070 euro/kWh.

4.3.3 Berekeningswijze correcties elektriciteitsproductie

De langetermijncorrectiebedragen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie staan beschreven in tabel 4.4. Naast de langetermijnelektriciteitsprijs en de profielfactoren voor wind en zon, worden voor de methode-ID's 48.3 en 49.3 de vermeden energiebelasting voor elektriciteit en de voor methode-ID 48.3 de vermeden marginale netwerkkosten (0,0207 euro/kWh) meegenomen. In dit advies worden de methode-ID's voor net-netlevering overigens niet gebruikt. We tonen ze hier wel, omdat ze een goede indicatie bieden voor het rendabel zijn van het eigen gebruik in veel zon-pv-projecten.

Tabel 4.4

Methode-ID's voor het berekenen van de correctiebedragen in de elektriciteitscategorieën

Methode-ID	Omschrijving	Formule correctiebedrag	Voorlopig correctiebedrag 2026 [€/kWh]	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026 [€/kWh]
46.3	Wind op land	EPEX3 x PF_WOL3	0,0799	0,0574
47.3	Zon-pv, netlevering	EPEX3 x PF_PV3	0,0726	0,0710
48.3	Zon-pv, niet-netlevering, klein	EPEX3 x PF_PV3 + EB3_e + transport	0,1320	0,1304
49.3	Zon-pv, niet-netlevering, groot	EPEX3 x PF_PV3 + EB3_e	0,1113	0,1097

4.4 Gas

4.4.1 Gasprijzen

De gasprijzen zijn zowel relevant voor categorieën voor groengasproductie, als voor categorieën waar gebruik van aardgas vermeden wordt. Voorbeelden hierbij zijn de categorieën voor levering van warmte, voor productie van waterstof of CCU. Daarom maken we onderscheid in de gasprijs afgezet tegen de onderste verbrandingswaarde, voor categorieën waar verbranding van aardgas vermeden wordt, en de gasprijs afgezet tegen de bovenste verbrandingswaarde, voor categorieën waar inzet van aardgas als grondstof vermeden wordt. Voor de correctiebedragen gebruiken we de prijsnotering van ICE TTF over de periode 1 september 2024 tot en met 31 augustus 2025. Voor de langetermijnprijzen gebruiken we de prijspaden uit de KEV 2025 (PBL, 2025) voor een projectie van de prijzen over de periode 2025-2040.

Waterstof kent een productprijs die is afgeleid van de gasprijs. We gebruiken daarvoor de formule van een waterstofprijs in euro/kWh die berekend wordt als $0,29 + 49 \times \text{gasprijs}[\text{bovenwaarde}] / 39,32$. Dit is een formule die gebaseerd is op de productiecosten om waterstof uit aardgas te produceren.

Tabel 4.5

Gasprijzen

Parameter	Omschrijving	Voorlopig correctiebedrag 2026 [€/kWh]	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026 [€/kWh]
TTF [HHV]	Gasprijs in bovenwaarde	0,0351	0,0252
TTF [LHV]	Gasprijs in onderwaarde	0,0390	0,0280
Waterstof	Waterstof	0,0511	0,0388

4.5 Warmte

Een eenduidige noch transparante prijs voor warmte bestaat. De waardering van de verkoopprijs van warmte leiden we af uit de vermeden aardgaskosten voor de ontvanger van de warmte. Hierbij maken we onderscheid in het type van aardgasinstallatie dat vervangen wordt. Het grootste onderscheid brengen we aan tussen installaties die een aardgasketel vervangen, of installaties die een gas-wkk vervangen. Voor de aardgasketel rekenen we expliciet met het voordeel dat geen energiebelasting meer betaald hoeft te worden. Voor de gas-wkk rekenen we met een versimpelde formule van 70% of 90% van de aardgasprijs. In de praktijk kunnen grote of kleine wkk's vervangen kunnen worden (70%) of flexibele wkk's of wkk's die altijd warmte moeten leveren (90%). In de praktijk zullen er situaties kunnen voorkomen, waarbij het financiële voordeel meerjarig gezien mogelijk lager is dan 70%, of juist groter dan 90%. Ook hebben zich in het verleden situaties voorgedaan waarbij geen energiebelastingvoordeel genoten werd, terwijl er via de correctiebedragen wel vanuit gegaan werd. Als advies voor een generieke regeling achten we de groepering in een beperkt aantal onderscheidende warmtepreizen echter passend, wetend dat de warmteprijs tussen projecten en tussen jaren kunnen variëren. Leidraad voor onze overwegingen is de mogelijkheid voor partijen om een meerjarig warmtecontract te kunnen afsluiten voor het merendeel van de projecten binnen een SDE-categorie. De geleidelijke aanpassing in de vrijstellingen voor energiebelasting kunnen voor beschikkingen in latere SDE++-rondes, dus SDE++ 2027 en later, wel leiden tot aanpassing van de formule.

4.6 Gecombineerde opwekking

We gaan uit van inzet van biogas in een wkk bij een aantal categorieën die betrekking hebben op de vergisting van biomassa. Deze biogas-wkk's zullen deels hernieuwbare elektriciteit produceren en deels groengas. Het correctiebedrag en de langetermijnprijs berekenen we hierbij als gewogen gemiddelde van de elektriciteits- en gasprijs, waarbij de warmtekrachtverhouding van de referentie-installatie in de categorie bepalend is voor de wegingsfactoren.

4.7 Biobrandstoffen

De prijs van biobrandstoffen baseren we op de pompprijs van de vervangen fossiele brandstoffen. Voor biomethanol nemen we aan dat het benzine vervangt. Voor bio-LNG is de prijs niet de aardgasprijs zoals in paragraaf 4.4 vermeld, maar de prijs van LNG, vloeibare gemaakt aardgas.

Tabel 4.6
Prijzen van transportbrandstoffen

Parameter	Omschrijving	Voorlopig correctiebedrag 2026 [€/kWh]	Langetermijnwaarde advies SDE++ 2026 [€/kWh]
ol	Kale pompprijs benzine	0,0877	0,0921
LNG	LNG	0,0422	0,0312

4.8 Overige producten

Bij elektrificatie van productieplatformen zorgt elektrificatie ervoor dat het gewonnen aardgas niet voor de eigen energievoorziening van het platform gebruikt hoeft te worden. We adviseren het

correctiebedrag te baseren op de vermeden aardgasinzet op het platform.

Bij CCU gaan we ervan uit dat een tuinder minder aardgas hoeft in te zetten voor de CO₂-voorziening. De basis van het correctiebedrag ligt dan ook in de vermeden aardgasinzet. Als een tuinder CO₂ maakt voor de kas, levert hij echter ook vaak elektriciteit. Die nevenproductie van elektriciteit levert een bate op voor de tuinder wat de kosten van aardgasinzet verlaagt. In het correctiebedrag voor CCU corrigeren we daarom niet alleen voor de vermeden aardgaskosten, maar ook voor de vermeden elektriciteitsbaten.

4.9 Certificaten (GvO, HBE)

Voor de productie van enkele hernieuwbare-energiedragers zijn de producent garanties van oorsprong ontvangen. Deze garanties van oorsprong zijn vrij verhandelbaar en hebben een waarde in de markt. Voor elektriciteit uit windenergie op zon-pv rekenen we met een GvO-waarde van 0,0020 euro/kWh. Dit is gebaseerd op een beperkte set aan waarnemingen uit de periode september 2024 tot en met augustus 2025. Bij gebrek aan langetermijnmodellering nemen we deze waarde ook aan als langetermijnwaarde. Voor groengas hebben we te weinig zicht op de marktwaarde van groengascertificaten, of groengas-GvO's. Op basis van de uitgangspunten van KGG nemen we daarom aan dat de waarde van groengas-GvO's gelijk is aan het voordeel dat een gasgebruiker heeft als hij groengas inzet om te voldoen aan zijn ETS₁-verplichting.

Voor de certificaten om aan de verplichting voor hernieuwbare transportbrandstoffen te voldoen, rekenen we met de waarde van HBE-A, ofwel de certificaten voor geavanceerde transportbrandstoffen. De waarde ligt in de periode van september 2024 tot en met augustus 2025 op 0,0833 euro/kWh. Deze waarde nemen we ook als langetermijnwaarde aan bij gebrek aan langetermijnmodellering. De aard van de verplichting gaat de komende jaren echter veranderen, waarbij de HBE's vervangen gaan worden door ERE's ofwel emissiereductie-eenheden. Het proces van [wet- en regelgeving](#) loopt echter nog.

4.10 ETS

Door de handel in CO₂-rechten kan een voordeel ontstaan voor een producent. Er zijn hier twee systemen relevant. Het ETS₁ dat al vele jaren functioneert en het ETS₂ dat vanaf 2028 zou moeten gaan werken. We rekenen met een broeikasgasbedrag voor de lange termijn voor ETS₁ van 137,0265 euro/tCO₂. Voor het ETS₂ rekenen we volgens de uitgangspunten van KGG met een prijs van 58,6400 euro/tCO₂. De langetermijnprijzen rekenen we uit over de periode 2026-2040. Omdat het ETS pas vanaf 2028 van kracht wordt, rekenen we daarom met dertien vijftiende van deze prijs, ofwel 50,8213 euro/tCO₂. Voor de voorlopige correcties ten gevolge van ETS₁-voordeel baseren we ons op 69,148 euro/tCO₂, dat de gemiddelde EUA-prijs is over de periode 1 september 2024 tot en met 31 augustus 2025. Voor de voorlopige correcties ten gevolge van ETS₂-voordeel rekenen we met 0 euro/tCO₂. Een rekenwijze voor het ETS₂-voordeel kunnen we ten tijde van het schrijven van dit advies niet geven, maar we adviseren desondanks wel om de SDE-subsidies die worden afgegeven voor de ronde SDE++ 2026, te gaan corrigeren voor het ETS₂-voordeel zodra dat voordeel er is. Hetzelfde geldt voor ETS₁-voordelen bij AVI's, om te gaan corrigeren voor deze ETS₁-voordelen zodra de voordelen er zijn.

In onze advisering nemen we aan dat per beschikking bepaald wordt of er een ETS-voordeel is en

of dat een ETS1- of ETS2-voordeel is. Voor de rangschikking rekenen we met een ETS-voordeel als we verwachten dat het merendeel van de aanvragers in een categorie een ETS-voordeel zal hebben. Een voorbeeld ter toelichting: we verwachten dat het merendeel van de aanvragen een ETS1-voordeel zal hebben als de techniek typisch wordt toegepast in grote energie-intensieve bedrijven. De uitstoot van dit type bedrijven valt over het algemeen onder het ETS1-systeem. Een ETS2-voordeel wordt verwacht bij categorieën waarbij we geen ETS1-voordeel verwachten voor het merendeel van de aanvragers, maar die wel brandstofinput hebben in het fossiele alternatief. Als het merendeel van de aanvragers een ETS1-voordeel heeft, rekenen we in de rangschikking met een ETS1-voordeel. Evenzo rekenen we met een ETS2-voordeel in de rangschikking van een categorie, als we verwachten dat het merendeel van de aanvragers een ETS2-voordeel zal hebben. Mocht het merendeel van de aanvragers geen ETS-voordeel hebben, dan rekenen we in de rangschikking ook niet met een ETS-voordeel. Voor geavanceerde biobrandstoffen nemen we aan dat de ETS-kosten verrekend worden in de waarde van de certificaten (HBE dan wel ERE).

4.11 Correcties

We adviseren voor de SDE++ 2026 met de volgende correcties te rekenen.

Tabel 4.7
Berekeningswijze productprijzen

Methode-ID	Omschrijving	Formule	Voorlopig correctiebedrag 2026	Langetermijnprijs
13	Hernieuwbaar gas, bovenwaarde	TTF[HHV]	0,0351 €/kWh	0,0252 €/kWh
15	Warmte, middelklein	$(TTF[LHV] + EB_2) / 90\%$	0,0833 €/kWh	0,0710 €/kWh
16	Warmte, middelgroot	$(TTF[LHV] + EB_3) / 90\%$	0,0691 €/kWh	0,0568 €/kWh
17	Warmte, groot (variant 1)	$70\% \times TTF[LHV]$	0,0273 €/kWh	0,0196 €/kWh
18	Warmte, groot (variant 2)	$90\% \times TTF[LHV]$	0,0351 €/kWh	0,0252 €/kWh
20	Directe warmte	$TTF[LHV] + EB_3$	0,0622 €/kWh	0,0511 €/kWh
23.3.062	WKK, klein met WK-factor van 0,62	$(EPEX_3 + 0,62 \times (TTF[LHV] + EB_1) / 90\%) / (1 + 0,62)$	0,1047 €/kWh	0,0857 €/kWh
23.3.076	WKK, klein met WK-factor van 0,76	$(EPEX_3 + 0,76 \times (TTF[LHV] + EB_1) / 90\%) / (1 + 0,76)$	0,1056 €/kWh	0,0872 €/kWh
25.3.029	WKK, middelgroot, WK-factor van 0,29	$(EPEX_3 + 0,29 \times (TTF[LHV] + EB_3) / 90\%) / (1 + 0,29)$	0,0911 €/kWh	0,0703 €/kWh
25.3.062	WKK, middelgroot, WK-factor van 0,62	$(EPEX_3 + 0,62 \times (TTF[LHV] + EB_3) / 90\%) / (1 + 0,62)$	0,0866 €/kWh	0,0676 €/kWh
25.3.113	WKK, middelgroot, WK-factor van 1m13	$(EPEX_3 + 1,13 \times (TTF[LHV] + EB_3) / 90\%) / (1 + 1,13)$	0,0824 €/kWh	0,0650 €/kWh
30	Waterstof	$(0,29 + 49 \times TTF[HHV]) / 39,32$	0,0511 €/kWh	0,0388 €/kWh
31	CCS	EUA ₁	69,1476 €/tCO ₂	137,0265 €/tCO ₂
36	Benzine	ol	0,0877 €/kWh	0,0921 €/kWh
38	Offshore elektrificatie	$3,48 \times TTF[LHV]$	0,1358 €/kWh	0,0974 €/kWh
40	LNG	$TTF[LHV] + 0,00319$	0,0422 €/kWh	0,0312 €/kWh
43	CCS buiten ETS	-	0,0000 €/tCO ₂	0,0000 €/tCO ₂
45	CO ₂ -gebruik incl. vermeden O&M	$TTF[LHV] / 0,22 \times 1000 - 90\% \times 1000 \times EPEX_1 / 0,58 + 12$	50,7623 €/tCO ₂	28,4773 €/tCO ₂
46.3	Elektriciteit, wind op land	$EPEX_3 \times PF_WOL_3$	0,0799 €/kWh	0,0574 €/kWh
47.3	Elektriciteit, zon-pv, netlevering	$EPEX_3 \times PF_PV_3$	0,0726 €/kWh	0,0710 €/kWh
48.3	Elektriciteit, zon-pv, niet-netlevering, klein	$EPEX_3 \times PF_PV_3 + EB_{3_e} + \text{transport}$	0,1320 €/kWh	0,1304 €/kWh
49.3	Elektriciteit, zon-pv, niet-netlevering, groot	$EPEX_3 \times PF_PV_3 + EB_{3_e}$	0,1113 €/kWh	0,1097 €/kWh

Tabel 4.8
Berekeningswijze overige correcties

Code-ID	Type voordeel	Omschrijving	Voorlopige correctie 2026	Langetermijncorrectie
46.3	GvO	Elektriciteit, wind op land	0,0020 €/kWh	0,0020 €/kWh
47.3	GvO	Elektriciteit, zon-pv, netlevering	0,0020 €/kWh	0,0020 €/kWh
13	GvO	Hernieuwbaar gas, bovenwaarde	0,0155 €/kWh	0,0308 €/kWh
36	HBE	Benzine	0,0833 €/kWh	0,0833 €/kWh
40	HBE	LNG	0,0833 €/kWh	0,0833 €/kWh
0	ETS1	Geen ETS-correctie	0 €/tCO ₂	0 €/tCO ₂
1	ETS1	CCS 100% ETS1-correctie	69,1476 €/tCO ₂	137,0265 €/tCO ₂
2.000	ETS1	Warmte 100% ETS1-correctie	0,0155 €/kWh	0,0308 €/kWh
4	ETS1	Elektrificatie offshore platforms	0,0487 €/kWh	0,0965 €/kWh
5	ETS1	Restwarmte zonder warmtepomp levering aan stadverwarming	0,0047 €/kWh	0,0092 €/kWh
8	ETS1	Hernieuwbare warmte zonder warmtepomp levering aan stadsverwarming	0,0016 €/kWh	0,0031 €/kWh
10	ETS1	Elektrische boiler levering aan stadsverwarming	0,0078 €/kWh	0,0154 €/kWh
11	ETS1	Waterstof 100% ETS1-correctie	0,0158 €/kWh	0,0314 €/kWh
12	ETS1	Waterstof uit afval	0,0101 €/kWh	0,0201 €/kWh
14	ETS2	CCU 100% ETS2-correctie	0 €/tCO ₂	50,8213 €/tCO ₂
15	ETS2	Warmte 100% ETS2-correctie	0 €/kWh	0,0114 €/kWh

Een overzicht van alle gebruikte berekeningswijzen voor de correcties staan in tabel 4.9

Tabel 4.9
Berekeningswijzen per categorie

Categorie	Productprijs [Methode-ID]	GvO-waarde [Methode-ID]	HBE-waarde [Methode-ID]	ETS-voordeel [ETS-ID]
Windenergie (alle categorieën)	46.3	46	-	-
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp (alle categorieën) [netlevering]	47.3	47	-	-
Zon-pv >1 MWp (alle categorieën) [netlevering]	47.3	47	-	-
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	15	-	-	15 (ETS2)
Zonthermie, ≥1 MWth voor warmtenet	17	-	-	15 (ETS2)
PVT aan warmtenet	17	-	-	15 (ETS2)
Vergisting van biomassa, hernieuwbaar gas (alle categorieën)	13	2.000	-	15 (ETS2)
Allesvergistings, gecombineerde opwekking	25.3.113	-	-	15 (ETS2)
Vergisting van biomassa, warmte (alle categorieën exclusief RWZI)	16	-	-	15 (ETS2)
RWZI verbeterde slibgisting, warmte	15	-	-	15 (ETS2)

Categorie	Productprijs [Methode-ID]	GvO-waarde [Methode-ID]	HBE-waarde [Methode-ID]	ETS-voordeel [ETS-ID]
Monomestvergisting <110 kW, gecombineerde opwekking	23.3.062	-	-	15 (ETS2)
Monomestvergisting 110-1500 kW, gecombineerde opwekking	23.3.076	-	-	15 (ETS2)
Monomestvergisting > 1500 kW, gecombineerde opwekking	25.3.062	-	-	15 (ETS2)
RWZI, verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	25.3.029	-	-	15 (ETS2)
Allesvergisting, levensduurverlenging, Gecombineerde opwekking	25.3.113	-	-	15 (ETS2)
Monomestvergisting, levensduurverlenging < 1500 kW, Gecombineerde opwekking	23.3.076	-	-	15 (ETS2)
Waterstof uit afval	30	-	-	12
Groengas uit vergassing van biomassa (alle categorieën)	13	2.000	-	-
Ketel op vaste biomassa > 5 MWth (7.000 uur)	17	-	-	15 (ETS2)
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	16	-	-	8
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	16	-	-	2.000
Ketel stoom uit houtpellets (alle categorieën)	17	-	-	2.000
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	17	-	-	15 (ETS2)
Levensduurverlenging ketel op B-hout >5MW	17	-	-	2.000
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	20	-	-	2.000
Ondiepe geothermie (geen basislast)	17	-	-	8
Ondiepe geothermie (alle categorieën)	17	-	-	15 (ETS2)
Diepe geothermie (basislast)	17	-	-	15 (ETS2)
Diepe geothermie (basislast), warmtenet op hoge temperatuur	17	-	-	8
Diepe geothermie (middenlast)	17	-	-	8
Diepe geothermie (geen basislast)	17	-	-	8
Diepe geothermie (geen basislast) , warmtenet op hoge temperatuur	17	-	-	8
Diepe geothermie (uitbreiding)	17	-	-	15 (ETS2)
Aquathermie, zeer lage temperatuur (basislast)	17	-	-	8
Aquathermie, lage temperatuur (geen basislast)	17	-	-	15 (ETS2)
Aquathermie, middentemperatuur (alle categorieën)	17	-	-	8
Aquathermie, hogere temperatuur (alle categorieën)	17	-	-	8
Energie uit lucht, lage temperatuur (geen basislast)	17	-	-	15 (ETS2)
Energie uit lucht, middentemperatuur (geen basislast)	16	-	-	15 (ETS2)
Energie uit lucht, hogere temperatuur (alle categorieën)	17	-	-	8
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	18	-	-	10
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	18	-	-	2.000
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	18	-	-	10
Thermische opslag op hoge temperatuur	18	-	-	2.000
Industriële warmtepomp (alle categorieën)	17	-	-	2.000

Categorie	Productprijs [Methode-ID]	GvO-waarde [Methode-ID]	HBE-waarde [Methode-ID]	ETS-voordeel [ETS-ID]
Procesgeïntegreerde warmtepomp (alle categorieën)	17	-	-	2.000
Elektrificatie offshore productieplatform (alle categorieën)	38	-	-	4
Warmte uit ijzerpoeder	17	-	-	2.000
Restwarmtebenutting (alle categorieën)	17	-	-	5
Waterstofproductie via elektrolyse (alle categorieën)	30	-	-	11
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	36	-	36	15 (ETS ₂)
Bio-LNG uit allesvergisting	40	-	40	15 (ETS ₂)
CCS - Gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties (alle categorieën)	43	-	-	-
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's (alle categorieën)	43	-	-	-
CCS - Nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales (alle categorieën)	43	-	-	-
CCS (alle overige categorieën)	31	-	-	-
CCU (alle categorieën)	45	-	-	14 (ETS ₂)

5 Emissiefactoren

Voor het berekenen van de CO₂-reductie van de maatregelen in de SDE++ gebruiken we verschillende emissiefactoren. Er zijn twee vormen van uitstoot waarvoor een algemene emissiefactor wordt gebruikt: de verbranding van aardgas en de productie van elektriciteit, toegelicht in paragrafen 5.1.1 en 5.1.2. De overige emissiefactoren worden afzonderlijk berekend per (sub)categorie. Deze zijn terug te vinden in de categoriehoofdstukken. In de emissiefactoren zitten ook de emissies voor hulpenergie verwerkt.

5.1.1 Emissiefactor warmte uit aardgas

Voor de verbranding van aardgas wordt gebruik gemaakt van de door RVO gepubliceerde lijst van energiedragers en emissiefactoren (RVO, 2025a). Deze bedraagt 56,2 kgCO₂/GJ. Bij verbranding in een gasketel met een thermisch rendement van 90% komt de emissiefactor voor warmte uit aardgas uit op 0,225 kgCO₂/kWh warmte.

5.1.2 Emissiefactor elektriciteit

De emissiefactor voor elektriciteitsgebruik in Nederland is gebaseerd op de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2025, specifiek het scenario met vastgesteld en voorgenomen beleid. De raming geeft voor elk uur in de jaren 2026 tot en met 2040 een marginale optie voor elektriciteitsproductie met bijbehorende emissiefactor. De algemene emissiefactor voor elektriciteitsgebruik in dit advies is gegeven door het ongewogen gemiddelde van de marginale emissiefactoren in alle uren van het jaar 2037 en bedraagt 0,13 kgCO₂/kWh. Door de gebruikte rekenmethode voor de emissiefactor houden we rekening met het stijgende aandeel van hernieuwbare elektriciteit in de samenstelling van de elektriciteitsproductie, waardoor het voordeel van extra hernieuwbare elektriciteit geringer is dan enkele jaren geleden. Afgezien van kostprijzontwikkelingen, zorgt dit ervoor dat de relatieve positie van windenergie en zon-pv in de SDE++-rangschikking slechter wordt dan enkele jaren geleden.

6 Financiering

De financiering van hernieuwbare-energieprojecten en projecten met andere CO₂-reducerende technieken is geen constant gegeven. Niet alleen veranderen de technieken door innovatie, maar ook kan bijvoorbeeld door praktijkervaringen of grotere onzekerheid over de prijsontwikkelingen van grondstoffen de risico-inschatting van projecten veranderen. Meer of minder risico betekent in beginsel dat kapitaalverstrekkers een hoger of lager rendement zullen eisen en daarmee hogere of lagere kapitaallasten. Bovendien zijn de kosten van het aantrekken van kapitaal afhankelijk van algemene economische ontwikkelingen die het energiedomein overstijgen.

De financiële parameters die gebruikt zijn voor het berekenen van de basisbedragen zijn weergegeven in tabel 6.1 en worden hierna achtereenvolgens nader toegelicht. We sluiten het hoofdstuk af met de resulterende vermogenskostenvergoedingen voor diverse (hoofd)categorieën. Hierbij gaan we uit van de gemiddelde situatie voor categorieën. Dat laat onverlet dat in de praktijk SDE++-projecten anders gefinancierd kunnen worden.

De financiële parameters voor de meeste industriële CO₂-reducerende categorieën – waaronder benutting van restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse en CCS, maar met uitzondering van elektrische boilers, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – zijn net als eerdere jaren gelijkgesteld aan een hernieuwbare-energiecategorie die grootschalig binnen de industrie toegepast kan worden, te weten grootschalige biomassa-installaties. Daarmee worden de meeste CO₂-reducerende categorieën beschouwd als categorieën met een hoog risico waarvoor hogere rendementen op vreemd en eigen vermogen zijn vereist. Dit is passend omdat de technologieën nog niet grootschalig zijn uitgerold in de industrie.

Een uitgangspunt dat door het ministerie van KGG is meegegeven, is dat de financiële parameters op basis van projectfinanciering worden bepaald. Een deel van de categorieën wordt in de praktijk geheel of grotendeels gefinancierd via balansfinanciering, bijvoorbeeld omdat ze onderdeel uitmaken van een geïntegreerd bedrijfsproces. Hiertoe behoren de categorieën benutting restwarmte uit industrie of datacenters, elektrische boilers, CCS, CCU in de glastuinbouw, allesvergistingswarmte en -wkk, biomassaverbranding, aquathermie en zonthermie. Hoewel balansfinanciering andere verhoudingen tussen vreemd en eigen vermogen en andere rendementen op vreemd en eigen vermogen met zich meebrengt, wijken de resulterende vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen bij balansfinanciering niet significant af van een redelijke *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) en basisbedragen bij toepassing van projectfinanciering. De WACC is de gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding.

Tabel 6.1
Samenvatting van gehanteerde financiële parameters

Financiële parameters	(Hoofd)categorieën	Advies SDE++ 2025 ^{a)}	Advies SDE++ 2026
Rendement op vreemd vermogen	Zon-pv, windenergie	4,0%	4,25%
Rendement op vreemd vermogen	Energie uit lucht, zonthermie, PVT aan warmtenet, elektrische boiler, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	5,0%	5,25%
Rendement op vreemd vermogen	Aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS	5,5%	5,75%
Rendement op eigen vermogen	Zon-pv	9,0%	9,0%
Rendement op eigen vermogen	Windenergie	10,0%	10,0%
Rendement op eigen vermogen	Energie uit lucht, zonthermie, PVT aan warmtenet, elektrische boiler, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	11,0%	11,0%
Rendement op eigen vermogen	Aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS	14,5%	14,5%
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Zon-pv	80% VV / 20% EV	65% VV / 35% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Windenergie	75% VV / 25% EV	70% VV / 30% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Waterstof uit elektrolyse	70% VV / 30% EV	60% VV / 40% EV
Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV)	Overige categorieën	70% VV / 30% EV	70% VV / 30% EV
Vennootschapsbelasting	Alle categorieën	25,8%	25,8%
Langetermijninflatie	Alle categorieën	2,0%	2,0%
Afschrijvingstermijn	Biomassaverbranding en -vergisting, bio-LNG, warmtepompcategorieën m.u.v. categorieën waarbij warmtepompen een onderdeel zijn van een groter systeem, elektrificatie offshore olie- en gasplatformen	12 jaar	12 jaar
Afschrijvingstermijn	Overige categorieën m.u.v. zon-pv en windenergie	15 jaar	15 jaar
Afschrijvingstermijn	Zon-pv en windenergie	15 jaar	20 jaar

a) De getoonde waarde voor het advies SDE++ 2025 is alleen correct voor (hoofd)categorieën waarvan de risicocategorie niet is gewijzigd ten opzichte van SDE++ 2025. (Hoofd)categorieën waarvan de risicocategorie wel is gewijzigd zijn energie uit lucht en waterstof uit elektrolyse.

6.1 Rendement op vreemd vermogen

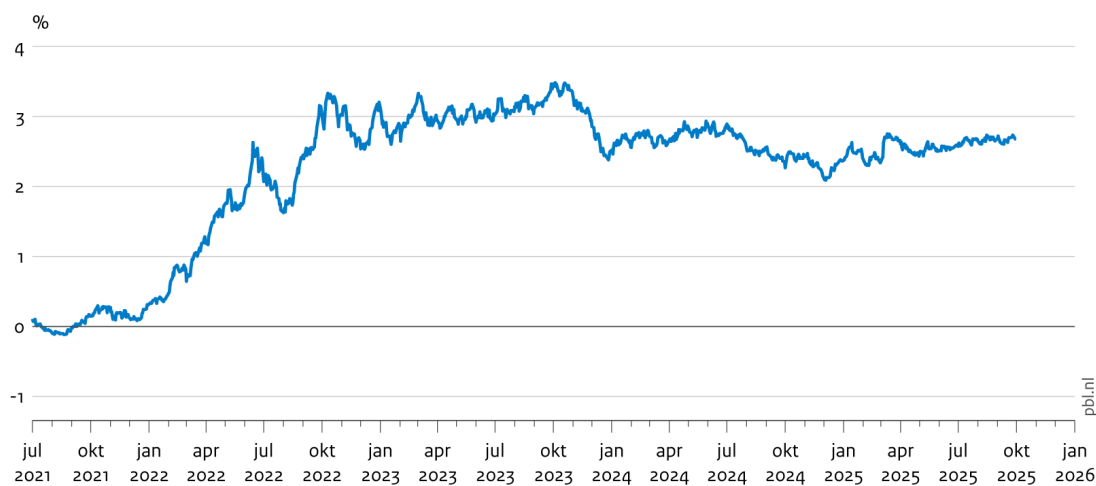
Het rendement op vreemd vermogen is de optelsom van de kapitaalmarktrente, renteopslagen en eventuele groenkorting. Deze tariefelementen worden hierna achtereenvolgens besproken.

Kapitaalmarktrente

De kapitaalmarktrente is vanwege de toepassing van projectfinanciering benaderd met de *Interest Rate Swap* (IRS)-rente. Een renteswap is een afspraak tussen twee partijen om tegen vergoeding een reeks rentebetalingen met een vast rentetarief uit te wisselen voor een reeks rentebetalingen met een variabel rentetarief. Net als afgelopen jaren is de 10-jaars-IRS-rente gebruikt. Banken willen zich namelijk qua tijdschik van de lening in de regel niet langer dan 10 jaar committeren aan SDE++-projecten. Na 10 jaar dient er dan herfinanciering plaats te vinden. Aangezien slechts voor een beperkt deel van de oorspronkelijke lening herfinanciering nodig is, is het renterisico hiervan zeer beperkt. Daarom beschouwen we een 10-jaarslening als passend.

De afgelopen 12 maanden bleven de marktrenten, ondanks verdere verlagingen van de beleidsrente door de ECB, zich bewegen rond de 2,5 procent. Dit weerspiegelt met name de grotere onzekerheid in financiële markten vanwege onder meer aangekondigde handelstarieven. Dit geldt voor alle rentetarieven. Figuur 6.1 geeft de ontwikkeling weer voor de 10-jaars-IRS-rente over de afgelopen jaren. Voor dit rentetarief is net als de afgelopen jaren de Euribor (*Euro Interbank Offered Rate*) als rentebenchmark gebruikt, dit is het gemiddelde tarief waartegen Europese banken elkaar leningen in euro's verstrekken. Deze rente wordt getoond op basis van de slotkoersen (zie [website beleggen.nl](https://www.beleggen.nl), geraadpleegd op 2 oktober 2025).

Figuur 6.1
Rentepercentage van 10-jaars-IRS-rente



Bron: Euro Interbank Offered Rate

De gemiddelde historische IRS-rente over de afgelopen 12 maanden bedroeg 2,5 procent (peildatum 2 oktober 2025). Naast de historische rente is net als afgelopen jaren ook de verwachte rente berekend per SDE++ 2026-openstellingsdatum. Deze rente is berekend op basis van de huidige marktverwachtingen voor de rente uit de IRS-curve per SDE++ 2026-openstellingsdatum. Gegeven de verwachte openstelling van de SDE++ 2026 na de zomer van 2026 zal de 10-jaars-IRS-rente dan op 2,8 procent uitkomen.¹ De verwachte IRS-rente is daarmee 0,4 procentpunt hoger dan in het SDE++ 2025-advies. Ook deze berekening is een momentopname; marktverwachtingen en daarmee rentes veranderen voortdurend. We kennen echter geen betere marktinschatting voor de rentetarieven waartegen projectontwikkelaars bij *financial close*² van SDE++-projecten in 2026 geld kunnen lenen.

¹ De *forward starting swap rate* per zomer 2026 is berekend op basis van de slotkoersen van 10- en 11-jaars-IRS-renten en de 1-jaars-Euro-depositorente over de maand september 2025.

² De datum waarop alle project- en financieringsovereenkomsten tussen projectontwikkelaars en betrokken financiers zijn getekend en aan alle hierin opgenomen voorwaarden (zoals afgegeven vergunningen en subsidiebeschikking) is voldaan. De rente wordt hierbij ook vastgelegd. Financiers kunnen vervolgens fondsen (zoals leningen, eigen vermogen en subsidies) vrijgeven zodat de projectrealisatie kan beginnen.

Renteopslagen

De renteopslagen weerspiegelen de projectrisico's per categorie. Hogere projectrisico's vertalen zich in beginsel in hogere renteopslagen en daarmee hogere vergoedingen voor de leningen aan de kapitaalverstrekkers.

De renteopslag kan tot op zekere hoogte worden afgeleid uit de rentemarge. De rentemarge is het verschil tussen de gemiddelde rente-inkomsten die banken ontvangen op leningen ('uitleenmarge') en de gemiddelde rente-uitgaven die banken betalen op deposito's ('inleenmarge'). De meest recente gemiddelde rentemarge voor bestaande contracten is op basis van [DNB-statistieken](#) berekend voor 2024 en bedroeg 1,49 procentpunt tegen 1,54 procentpunt voor 2023. Over 2024 zijn de rentemarges dus gestabiliseerd, dit past bij de lagere gemiddelde rente in 2024 ten opzichte van 2023 en de beperkte doorgifte van de lagere beleidsrente van de ECB in de rentes van banken op spaartegoeden (Lammers & Van Stiphout-Kramer, 2023). Een belangrijke verklaring hiervoor is een gebrek aan concurrentie tussen Nederlandse banken (ACM, 2024a). Tegelijkertijd laat informatie van de ECB over de leenmarges van Nederlandse monetaire financiële instellingen (MFI's) op nieuwe leningen aan huishoudens en niet-financiële vennootschappen een stijging van de rentemarges in 2025 zien. Deze zijn voor Nederlandse MFI's namelijk gestegen van 1,0 procentpunt in 2024 naar 1,3 procentpunt over de periode januari tot en met augustus 2025 (ECB, 2025b). Dit is een gemiddeld percentage voor leningen aan huishoudens en alle typen niet-financiële bedrijven, ongeacht hun risicoprofiel.

Deze generieke rentemarges kunnen echter niet een op een worden vertaald naar renteopslagen voor verschillende technologieën. De renteopslagen voor financiering van hernieuwbare en CO₂-reducerende projecten zijn namelijk hoger. Een mogelijke reden hiervoor is beperkte concurrentie door het geringe aantal financiële instellingen dat actief is in de financiering van dit type projecten. Daarnaast verschillen de risico's voor verschaffers van vreemd vermogen significant tussen mainstream technologieën met een relatief laag risico zoals zon-pv en windenergie en meer innovatieve technologieën met een relatief hoog risico zoals geothermie en CCS. Een hogere risico-opslag betekent dat banken een hogere renteopslag zullen vragen.

Op basis van informatie uit de marktconsultatie schatten we in dat de renteopslagen voor technologieën met een relatief laag risico, dat wil zeggen zon-pv en windenergie, net als vorig jaar op circa 1,5 procent ligt.

Voor technologieën met een gemiddeld risico – zoals waterkracht, energie uit lucht, zonthermie, PVT met warmtepomp, elektrische boilers, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – blijft de risico-opslag ten opzichte van categorieën met een laag risico 1,0 procent. De totale renteopslag voor technologieën met een gemiddeld risico bedraagt daarmee 2,5 procent. Op basis van informatie uit consultatiegesprekken is er geen aanleiding om deze risico-opslag te wijzigen. Dit zijn categorieën met hogere projectrisico's dan meer mainstream technologieën zoals wind en zon-pv die op grotere schaal worden toegepast. Vanwege de toename van het aantal energie-uit-luchtprojecten classificeren we deze technologie nu als technologie met gemiddeld in plaats van hoog risico. Thermische opslag op hoge temperatuur is een nieuwe categorie die net als de meeste andere elektrificatiecategorieën is geclassificeerd als technologie met gemiddeld risico.

De risico-opslag voor technologieën met een hoog operationeel of beleidsrisico – zoals aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde

hernieuwbare brandstoffen en de CO₂-reducerende categorieën met uitzondering van elektrische boilers, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepompen en CCU in de glastuinbouw – ten opzichte van technologieën met een laag risico zoals zon-pv en windenergie blijft 1,5 procent. Op basis van informatie uit consultatiegesprekken zien we geen aanleiding om deze risico-opslag te wijzigen. De totale renteopslag op leningen aan categorieën met een hoog risico bedraagt daarmee 3,0 procent.

Groenkorting

Net als in het advies van afgelopen jaar is er niet langer rekening gehouden met groenkorting op leningen voor projecten die aan de eisen van de Regeling groenprojecten voldoen en in aanmerking komen voor een ‘groenverklaring’. Na de verlaging van de vrijstelling groene beleggingen per 2025 van 71.251 naar 26.000 euro kunnen spaarders en beleggers namelijk minder vermogen inleggen bij groenbanken en -fondsen en hebben deze nauwelijks meer ruimte voor de financiering van nieuwe projecten (RVO, 2024). Bovendien vervalt de vrijstelling en daarnaast ook de heffingskorting groene beleggingen geheel per 2027 (TK, 2024). Op basis van het in de zomer van 2025 bekende beleid en rekening houdend met de realisatietermijnen van projecten gaan we ervan uit dat geen enkele SDE++-categorie in 2026 meer generiek in aanmerking komt voor de groenregeling.

Rentetarieven per categorie

De optelling van de genoemde kapitaalmarktrente, renteopslagen en eventuele groenkorting vormt het rentetarief per categorie (zie tabel 6.2). Om schijnnaauwkeurigheid te vermijden ronden we alle percentages af op een kwart procent. Voor alle rentetarieven, ongeacht de risicocategorie, geldt dat ze met een kwart procentpunt zijn gestegen ten opzichte van het vorige advies.

Tabel 6.2
Berekening van het totale rentetarief per categorie

Categorie	Kapitaalmarktrente	Renteopslag	Totale rentetarief	Totale rentetarief afgerond
	[%]	[%]	[%]	[%]
Zon-pv, windenergie	2,8	1,5	4,3	4,25
Energie uit lucht, zonthermie, PVT aan warmtenet, elektrische boiler, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	2,8	2,5	5,3	5,25
Aquathermie, geothermie, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, waterstof uit elektrolyse, CCS	2,8	3,0	5,8	5,75

6.2 Rendement op eigen vermogen

Onder eigen vermogen wordt in dit advies het risicodragend vermogen verstaan. Het risicodragende vermogen bestaat uit het eigen vermogen plus achtergestelde leningen (ook wel *equity* en quasi-*equity* genoemd). We hanteren dezelfde definitie van risicodragend vermogen als financiële instellingen en sluiten daarmee aan bij de praktijk. Het benodigde rendement op het eigen vermogen wordt beïnvloed door de opbrengsten van alternatieve bestedingen van het beschikbare kapitaal gegeven het risicoprofiel van projecten. Ook de ontwikkelingen van de nominale risicovrije rente en de marktrisicopremie kunnen invloed hebben op het benodigde nominale rendement.

Uit het rendement op eigen vermogen dienen tevens de voorbereidingskosten gedekt te worden, zoals kosten van geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen aangezien deze kostenposten in lijn met het uitgangspunt niet zijn meegenomen in het totale investeringsbedrag. De getoonde rendementen op eigen vermogen zijn in dit rapport dan ook wat hoger dan de nettorendementen op gesubsidieerde hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten. De participatiekosten worden in lijn met de uitgangspunten als winstdeling beschouwd en worden daarom niet gecompenseerd via het rendement op eigen vermogen.

Het vereiste rendement op eigen vermogen voor *niet-financiële vennootschappen* (NFV)³ ligt op hetzelfde niveau als in 2024 en is circa 2 procentpunt lager dan eind 2021 en begin 2022 (ECB, 2025a). Onder de veronderstelling dat het rendement op eigen vermogen van duurzame-energie- en klimaattransitieprojecten gelijk oploopt met de algemene ontwikkeling van het rendement op eigen vermogen zoals gerapporteerd door de ECB, is het rendement op eigen vermogen ongewijzigd gebleven. Er blijven onzekerheden rond de ontwikkeling van het geëiste rendement op eigen vermogen blijven. Er zijn namelijk geen adequate forecasts voor het rendement op eigen vermogen, waardoor ontwikkelingen van deze parameter alleen achteraf geduid kunnen worden.

Het gehanteerde nominale rendement op eigen vermogen voor categorieën met gemiddeld risico zoals energie uit lucht, elektrische boiler, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepomp en CCU in de glastuinbouw blijft 11,0 procent.

De categorieën windenergie en zon-pv zijn verder ontwikkeld dan deze technologieën en op grotere schaal uitgerold en worden daarmee beschouwd als mainstream technologieën. Hiervoor zijn de operationele en beleidsrisico's aanzienlijk lager dan bij de andere categorieën. Dit blijkt onder andere uit beschikbaarheidsgaranties die technologieleveranciers standaard voor windenergie en zon-pv afgeven. Het vereiste rendement voor windenergie ligt hierbij wat hoger dan voor zon-pv vanwege de hogere opslag voor voorbereidingskosten van windenergieprojecten. Wat betreft de ontwikkeling van het rendement op eigen vermogen zien we twee tegengestelde ontwikkelingen. Enerzijds betekent de lagere verhouding tussen vreemd en eigen vermogen voor windenergie en zon-pv (zie paragraaf 6.3) dat de voorbereidingskosten worden omgeslagen over meer eigen vermogen en dat de rendementsopslag daalt. Anderzijds zijn de ontwikkelrisico's van wind- en zonne-energieprojecten voor projecteigenaren toegenomen en daarmee het vereiste rendement op eigen vermogen. We veronderstellen dat beide ontwikkelingen ongeveer even sterk zijn; daarmee blijven de rendementen op eigen vermogen voor zon-pv en windenergie respectievelijk 9,0 en 10,0 procent.

Voor categorieën met een significant hoger operationeel risico of beleidsrisico is voor het rendement op eigen vermogen eveneens onveranderd gerekend met 14,5 procent. Dit zijn categorieën met hogere risico's, bijvoorbeeld vanwege samenloop van een sterke afhankelijkheid van derden met schaarste van aanbod, zoals bij de inkoop van grondstoffen als biomassa. Ook innovatieve categorieën zoals geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting van restwarmte uit industrie

³ Niet-Financiële Vennootschappen (NFV) zijn door DNB gedefinieerd als “de institutionele sector van de economie die bestaat uit alle (quasi-)vennootschappen en coöperatieve verenigingen met als hoofdfunctie het produceren van goederen en verhandelbare niet-financiële diensten.” Zie [link](#).

of datacenters, waterstof uit elektrolyse en CCS lopen hogere risico's omdat toepassing van deze CO₂-reducerende opties in de industrie nog niet gebruikelijk is.

6.3 Verhouding tussen vreemd en eigen vermogen

Kapitaalverstrekkers lenen, afhankelijk van de leencapaciteit van het project, kapitaal uit, kijkend naar de kasstroom vergeleken met betalingen van rente en aflossing, oftewel *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR). Zij stellen eisen aan het minimale aandeel eigen vermogen zodat de projecteigenaar als eerste opdraait voor het verlies als het tegenzit. De leencapaciteit en het minimale aandeel eigen vermogen hangen nauw samen met de rendementen op vreemd vermogen en eigen vermogen die hiervoor zijn beschreven. Tegelijkertijd streven projectontwikkelaars naar een zo hoog mogelijk aandeel vreemd vermogen ten opzichte van eigen vermogen zodat een project met meer en goedkoper vreemd vermogen kan worden gefinancierd. Ook maakt dit het mogelijk om met het beschikbare eigen vermogen meer projecten te financieren.

De geobserveerde aandelen eigen vermogen in recent gefinancierde of te financieren hernieuwbare-energieprojecten en andere CO₂-reducerende projecten in Nederland variëren van onder de 5 procent tot boven de 40 procent. Als richtwaarde is net als vorig jaar voor de meeste categorieën met 30 procent eigen vermogen gerekend. We hebben voor deze categorieën geen signalen ontvangen dat deze hoeveelheid eigen vermogen niet adequaat is.

Voor een aantal categorieën is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen wel aangepast. Tijdens de marktconsultatie brachten namelijk diverse partijen naar voren dat de toename van het aantal kwartieren met negatieve dayaheadelektriciteitsprijzen voor zon-pv-projecten en in mindere mate voor windprojecten, zonder correctie voor het lagere aantal vollasturen dat gerealiseerd kan worden, de financierbaarheid van projecten significant verslechtert. Op basis van de marktconsultatie en indicatieve berekeningen, rekening houdend met de eisen die banken stellen aan de gemiddelde DSCR en de licht hogere verwachte marktrente bij openstelling van de SDE++ 2026 regeling (zie paragraaf 6.1), hebben we de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen voor zon-pv verlaagd van 80/20 naar 65/35. Voor wind op land hebben we vanwege dezelfde redenen de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen verlaagd van 75/25 naar 70/30. De kleinere aanpassing voor wind op land ten opzichte van zon-pv verklaren we door het veel hogere aantal vollasturen van wind op land, dat daardoor minder wordt beïnvloed door de toename van het aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen. Twee onzekerheden spelen hierbij een rol. Allereerst de ontwikkeling van het aantal kwartieren met negatieve elektriciteitsprijzen; indien er meer kwartieren met negatieve prijzen optreden dan verwacht, dan is de VV/EV-verhouding in de praktijk waarschijnlijk niet haalbaar en is meer inbreng van eigen vermogen nodig. Omgekeerd, als er minder kwartieren met negatieve prijzen optreden, dan leidt dit tot een ruimere businesscase en een hoger projectrendement. Daarnaast leidt de compensatie van onbalanskosten van nieuwe wind- en zon-pv-projecten via de basisbedragen in plaats van de correctiebedragen tot een extra risico op ondercompensatie van deze projecten. Volgens diverse marktpartijen maakt dit wind- en zon-pv-projecten aanzienlijk risicovoller aangezien onbalanskosten maximaal één jaar vooruit kunnen worden ingeschat en inschattingen voor langere tijdsperioden leiden tot zeer grote onzekerheidsbandbreedten van kosteninschattingen. Financiële instellingen vertalen dit in een hogere DSCR-eis en het nemen van een additionele afslag op geprojecteerde projectinkomsten. De omvang van deze aanpassingen is nog onduidelijk en daarom nog niet meegenomen in dit advies.

Verder is naar aanleiding van een recente studie over waterstof uit elektrolyse (Eblé en Weeda, 2024), de hoeveelheid eigen vermogen voor deze categorieën aangepast van 30 procent naar 40 procent. Daarmee sluit de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen voor deze technologie beter aan op de praktijk.

6.4 Vennootschapsbelasting

In de berekeningen van vermogenskostenvergoedingen en basisbedragen wordt net als voorgaande jaren uitgegaan van het marginale tarief, dus van 25,8 procent. Indien rekening zou worden gehouden met de staffel voor vennootschapsbelasting, vergroot dit de complexiteit van de berekeningen, terwijl de resulterende basisbedragen niet significant worden beïnvloed door veranderingen van vennootschapsbelastingpercentages, zie ook de review van AFRY in bijlage 1.

6.5 Inflatie

In de berekening van de basisbedragen wordt de inflatie gebruikt voor het verhogen van zowel de operationele kosten, inclusief de inkoopkosten van elektriciteit over de subsidieperiode, als van een deel van de inkomsten vanaf het moment dat de installatie in bedrijf is. Daarnaast worden bij categorieën waarvan de economische levensduur van projecten langer is dan de subsidieperiode de elektriciteitsprijzen verhoogd met de inflatie. De escalatie van investeringskosten en operationele kosten tussen advies en finale investeringsbeslissing is daarbij overigens technologiespecifiek en behandelen we daarom niet in dit hoofdstuk, maar in de hoofdstukken 4 tot en met 15 over de kostenparameters van technologieën. De ontwikkeling van investeringskosten van een technologie hangt namelijk sterk samen met de mate waarin bepaalde grondstoffen (zoals koper, aluminium en polysilicium), halffabricaten (zoals staal) en arbeid worden gebruikt. Ook de O&M-kosten zijn technologiespecifiek. De berekeningen van technologiespecifieke escalatiepercentages staan dus los van het generieke inflatiepercentage dat later in deze paragraaf wordt genoemd.

Als maatstaf voor de inflatie wordt de geharmoniseerde consumentenprijsindex (*harmonised index of consumer prices*, HICP) gebruikt. Voor de inflatie van O&M-kosten en elektriciteitsprijzen wordt primair gekeken naar de inflatieverwachting voor de middellange termijn. Voor de middellange termijn is de huidige wat hogere inflatie niet relevant. Het is gebruikelijk dat prijsschokken door bijvoorbeeld oorlogen en epidemieën na enkele jaren zijn uitgewerkt en de inflatie zich dan weer naar een gemiddeld niveau beweegt. Met monetair beleid, waaronder renteverhogingen en -verlagingen, stuurt de ECB onveranderd op het bereiken van de HICP-inflatiedoelstelling van 2 procent op middellange termijn. Daarnaast bedraagt de gerealiseerde HICP-inflatie over de periode 1997-2024 gemiddeld 2,4 procent (CPB, 2025). In lijn met de afgelopen jaren wordt de verwachte inflatie als leidend beschouwd voor dit advies. Deze keuze voorkomt ook jaarlijkse fluctuaties van de inflatie tussen SDE+-jaargangen, terwijl het hier gaat om de verwachte inflatie tijdens de gehele levensduur van projecten, dus op middellange termijn. Het gemiddelde inflatiepercentage is ongewijzigd vastgesteld op 2,0 procent per jaar. Dit is in lijn met de review van AFRY op dit aspect, zie bijlage 1.

6.6 Economische levensduur en afschrijvingstermijn

Voor de levensduur van een project is het belangrijk om onderscheid te maken tussen de technische levensduur en de economische levensduur. De technische levensduur van projecten is de regel aanmerkelijk langer dan de economische levensduur die de verwachte gebruiksduur van een actief voor de eigenaar weerspiegelt.

Bij windenergieprojecten kan gedacht worden aan een economische levensduur van 20 jaar of meer, bij zonne-energieprojecten van 25 jaar of meer en bij geothermieprojecten van 30 jaar of meer. Voor zowel windenergie- als zonne-energieprojecten is in lijn met eerdere adviezen gerekend met een economische levensduur van 20 jaar, dat wil zeggen dat er na afloop van de subsidieperiode nog 5 jaar inkomsten en kosten te verwachten zijn. Voor geothermie is gerekend met een economische levensduur van 30 jaar en zijn er netto-inkomsten gedurende een periode van 15 jaar na de subsidietermijn. Bij al deze categorieën is dus sprake van economische restwaarde na afloop van de subsidietermijn. Meerkosten en -opbrengsten ten gevolge van een langere levensduur zijn voor deze categorieën verrekend in de kosten en baten. Meeropbrengsten hangen nauw samen met de elektriciteitsprijs tussen 2041 en 2046. Meerkosten ontstaan niet alleen doordat O&M-kosten doorlopen bij een langere levensduur, maar ook omdat deze zullen oplopen doordat er meer onderhoud nodig is om de installatie in bedrijf te houden. Bij zon-pv zal door de degradatie van panelen de productie ook langzaam afnemen. Voor de overige categorieën is de economische levensduur gelijkgesteld aan de subsidieduur, deze bedraagt meestal 15 jaar. Voor biomassaverbranding, biomassavergisting, bio-LNG, warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem, zoals bij aquathermie) en elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen wordt onveranderd uitgegaan van een subsidieduur en daarmee economische levensduur van 12 jaar.

De fiscale afschrijvingstermijnen van categorieën hangen samen met de economische levensduur van projectcategorieën en waar mogelijk met gerechtelijke uitspraken hierover. Voor zon-pv gaan we vanwege [jurisprudentie](#) met ingang van dit advies voor zon-pv-projecten uit van een fiscale afschrijvingstermijn van 20 jaar. Voor andere categorieën ontbreekt voor zover we weten dergelijke jurisprudentie. Tegelijkertijd is het voor wind-op-landprojecten, gegeven een economische levensduur van 20 jaar, logisch om alle kosten over 20 jaar te verrekenen, dus ook de afschrijvingskosten. Daarom gaan we ook voor windprojecten uit van een afschrijvingstermijn van 20 jaar. Voor biomassaverbranding, biomassavergisting, bio-LNG, warmtepompcategorieën (niet de categorieën waarbij warmtepompen slechts een onderdeel zijn van een groter systeem, zoals bij aquathermie) en elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen is de afschrijvingstermijn ongewijzigd en gelijk aan de economische levensduur van 12 jaar. Voor alle overige categorieën, waaronder geothermie, bedraagt de afschrijvingstermijn ongewijzigd 15 jaar.

6.7 Vermogenskostenvergoeding

Het financiële totaalrendement wordt beschouwd als billijke vergoeding voor het totale risico van het project. Hoe risico's en rendementen in specifieke projecten worden verdeeld tussen geldverstrekker en projectontwikkelaar is bij de gegeven uitgangspunten niet van invloed op de geadviseerde generieke basisbedragen. Tabel 6.3 toont per (hoofd)categorie de resulterende gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding.

Tabel 6.3Vermogenskostenvergoeding WACC^{a)} per thema voor de SDE++ 2026^{b)}

(Hoofd)categorie	WACC [nominaal / reëel]
Zon-pv, windenergie	5,2% / 3,1%
Waterkracht, energie uit lucht, zonthermie, PVT met warmtepomp, elektrische boiler, thermische opslag op hoge temperatuur, industriële en procesgeïntegreerde warmtepomp, CCU in de glastuinbouw	6,0% / 3,9%
Aquathermie, geavanceerde hernieuwbare brandstoffen, benutting restwarmte uit industrie of datacenters, verbranding en vergassing van biomassa, vergisting van biomassa, CCS, elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen	7,3% / 5,2%
Geothermie, waterstof uit elektrolyse	7,3% / 5,2%

a) Getoond wordt de WACC na belasting, berekend als $WACC = [\text{aandeel eigen vermogen}] \cdot [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \cdot [\text{rendement op vreemd vermogen}] \cdot [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$.

b) Op basis van de Fisher-vergelijking geldt dat $[1 + \text{reële WACC}] = [1 + \text{nominale WACC}] / [1 + \text{inflatie}]$.

7 Windenergie

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen voor hernieuwbare energie in de SDE++ 2026 voor de categorieën voor windenergie, te weten:

- Wind op land, regulier;
- Wind op land, met hoogtebeperking;
- Wind op waterkeringen.

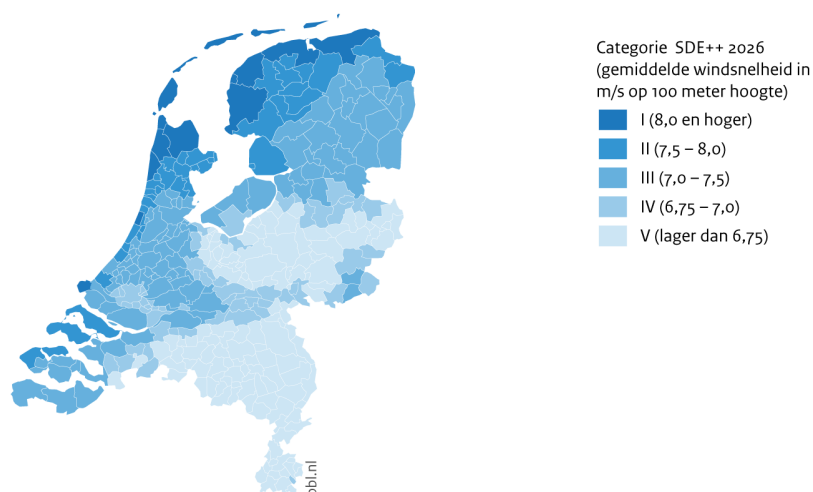
7.1 Algemeen

Het basisbedrag voor deze categorieën wordt gedifferentieerd naar windsnelheid op locatie. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project. In de SDE++ 2026 blijft de gemeentekaart gebruikt worden om de windparken te differentiëren naar windsnelheidscategorie. Een belangrijk verschil ten opzichte van het vorige advies is het samenvoegen van de twee hoogste windsnelheidscategorieën. Hierdoor zijn er nu vijf windsnelheidscategorieën per hoofdcategorie (regulier, hoogtebeperkt en op waterkeringen) in plaats van zes. Figuur 7.1 toont de windkaart die is gemaakt op basis van de gemiddelde windsnelheid per gemeente. Tabel 7.1 laat de onderverdeling van de windsnelheidscategorieën voor windenergie in de SDE++ 2026 zien.

Tabel 7.1
Onderverdeling windsnelheidscategorieën voor windenergie

Categorie SDE++ 2026	Windsnelheid op 100 meter [m/s]	Windsnelheid op 100 meter in bepaling basisbedrag [m/s]
I	≥ 8,00	8,00
II	7,50 - 8,00	7,50
III	7,00 - 7,50	7,00
IV	6,75 - 7,00	6,75
V	< 6,75	6,50

Figuur 7.1
Gemiddelde windsnelheid per gemeente, 2004 – 2013



Bron: KNMI, CBS, RVO

7.1.1 Meegenomen kosten windenergie

Tabel 7.2 geeft aan welke kosten er wel en niet worden meegenomen in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. De niet-meegewogen kosten, die in de praktijk wel ten laste van het project kunnen komen, worden dientengevolge verondersteld uit het projectrendement gehaald te kunnen worden.

Tabel 7.2
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor windenergie

Kostenpost	Groep	Details
Meegewogen kosten	Investeringskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Windturbine (incl. transport en installatie) • Fundering • Elektrische infrastructuur in het park • Netaansluiting • Civiele infrastructuur • Vleermuis- en vogel detectiesysteem • Naderingsdetectiesysteem luchtvaart • Bouwrente • CAR-verzekering tijdens de bouw • Verwijderingskosten
Meegewogen kosten	Variabele operationele kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Grondkosten • Garantie- en onderhoudscontracten
Meegewogen kosten	Vaste operationele kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Verzekeringen: WA, machinebreuk, stilstand • Netinstandhoudingskosten • Vleermuis- en vogel detectiesysteem • Naderingsdetectiesysteem luchtvaart • Eigenverbruik • ozb • Beheer • Land- en wegenonderhoud
Niet meegewogen kosten	Projectspecifieke kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Gebiedsgebonden bijdrage • Niet bij wet geregelde afrachten aan decentrale overheden

7.1.2 Grootte van de referentie-installatie

Voor het bepalen van de kosten is een referentie-installatiegrootte gekozen die representatief is voor de kostenstructuur van windenergieprojecten en voor het vermogen van de projecten in de markt. Hiervoor is gekeken naar de gemiddelde grootte van windenergieprojecten op land die op de Nederlandse markt in het bouwtraject zitten. De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland rapporteert jaarlijks de stand van zaken van de windparken in ontwikkeling via de Monitor Wind op Land (RVO, 2025b). De algemene trend is naar kleinere windparken, met een gemiddelde grootte van ongeveer 15 MW. De referentie-installatiegrootte voor alle windenergiecategorieën stellen we daarom in het advies voor de SDE++ 2026 vast op 15 MW. In tabel 7.3 staan de windcategorieën vermeld met hun respectievelijke referentie-installatiegrootte.

Tabel 7.3
Referentie installatiegrootte SDE++-windenergieprojecten op land

Hoofdcategorie	Referentie-installatie SDE++ 2025 [MW]	Referentie-installatie SDE++ 2026 [MW]
Wind op land, reguliere categorie	15	15
Wind op land met hoogtebeperking	15	15
Wind op waterkeringen	15	15

Voor de berekening van de basisbedragen hebben we de kostenaanname voor elke kostencomponent in het turbinemodel opnieuw bekeken en hebben we de kosten op turbinebasis bijgewerkt.

Speciale aandacht is besteed aan kosten die gevoelig zijn voor schaalgrootte, zoals netaansluitingskosten.

De invoerdata komen uit een reeks van bronnen, zoals prijslijsten van verschillende turbinefabrikanten die actief zijn in Nederland, prijsinformatie van projectontwikkelaars en windparkeigenaren en informatie van verschillende marktpartijen met specifieke marktcompetenties. Het turbineportfolio hebben we geactualiseerd ten opzichte van het vorige advies om de commercieel beschikbare turbines die in 2027 of 2028 op de Nederlandse markt worden verwacht, op te nemen.

7.1.3 Kosten voor het voorkomen van negatieve effecten op de leefbaarheid en vogeldetectiesystemen

Om negatieve effecten van windturbines op de vogel- en vleermuispopulatie te voorkomen, wordt hier uitgebreid onderzoek naar gedaan in milieueffectrapportages. In veel gevallen wordt een vogel- en vleermuisdetectiesysteem aangeraden en staan er in de vergunning specifieke monitoringsvereisten. Hiermee kunnen windturbines worden afgeschakeld op het moment van intensieve vogeltrek of vleermuisactiviteit. Dit kan per project specifiek worden geregeld, bijvoorbeeld van april tot oktober, of als er geen neerslag is, of tussen zonsondergang en zonsopgang of bij een bepaalde windsnelheid. Kosten voor deze systemen en voor het onderhoud nemen we mee in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. Eventuele stilstand van de turbines nemen we niet mee en beschouwen we als onderdeel van keuzes bij de ontwikkeling van het windpark, net zoals keuzes voor locatie, indeling of turbintype.

Negatieve effecten op de leefbaarheid van windturbines zijn bijvoorbeeld hinder van slagschaduw en geluid. Er is wetgeving die bepaald wat de maximale geluidsnormen en uren met slagschaduw zijn voor windturbines nabij de gebouwde omgeving. Geluidsniveaus en slagschaduw worden gemodelleerd en de resultaten worden meegenomen in de vergunningsprocedure. Indien de normen worden overschreden, kan de indeling worden aangepast of kunnen turbines afgeschakeld worden. Kosten voor slagschaduwensoren zijn meegenomen in de bepaling van de basisbedragen van windenergie. Eventuele stilstand van de turbines wanneer deze normen worden overschreden, nemen we niet mee en beschouwen we als onderdeel van keuzes bij de ontwikkeling van het windpark, net zoals keuzes voor locatie, indeling of turbintype.

Op basis van de internationale ICAO-veiligheidsbepalingen moeten hoge obstakels, waaronder windturbines, zijn voorzien van obstakellichten en markering ten behoeve van de luchtvaartveiligheid. Deze obstakelverlichting kan met name in de nachtperiode leiden tot hinder voor omwonenden. Daarom wordt er gekeken naar opties om de lichtuitstraling te reduceren. Optioneel en indien goedgekeurd door de Inspectie Leefomgeving en Transport, kan gebruik gemaakt worden van een luchtvaartnaderingsdetectiesysteem waarbij obstakelverlichting alleen ingeschakeld wordt bij een naderend luchtvaartuig. De twee gebruikelijke naderingsdetectiesystemen maken gebruik van transpondertechniek of radartechniek. Bij transpondertechniek worden transpondersignalen van vliegtuigen direct ontvangen in de windturbines. Bij radartechniek detecteren radars in de buurt van het windpark naderende vliegtuigen en geven het signaal door aan de windturbines. De kosten voor naderingsdetectiesystemen nemen we mee in de basisbedragen.

7.1.4 Verlenging economische levensduur windturbines

Marktpartijen hebben tijdens de marktconsultatie aangegeven dat het huidige uitgangspunt van een economische levensduur van een windturbine van 20 jaar nog steeds gebruikelijk is. Op dit

moment is de meest voorkomende certificering van windturbintypes geldig voor een levensduur van 20 jaar, maar zijn er verschillende nieuwe turbintypes met een certificering voor een levensduur van 25 jaar. Tegelijkertijd is een trend te zien waarbij onderhoudscontracten worden afgesloten voor 25 of zelfs 30 jaar. Voor het advies voor de SDE++ 2026 rekenen we echter nog met een economische levensduur van 20 jaar. De reden hiervoor is dat financiers van windenergieprojecten nog hiervan uitgaan voor het verstrekken van leningen.

7.1.5 Hergebruik materiaal gesaneerde windturbines

Tijdens de marktconsultatie is aan marktpartijen en brancheorganisaties gevraagd over het hergebruiken van materialen of onderdelen van gesaneerde windparken. Het antwoord hierop was afhankelijk per onderdeel, maar overwegend negatief. In het geval van funderingen zijn ze ontworpen voor een specifiek turbintype en dus niet zondermeer te gebruiken voor andere, nieuwere turbines die vaak hoger en zwaarder zijn. Daarnaast vormt het hergebruiken van materialen en onderdelen een risico vanwege vroegtijdige slijtage en het bijbehorende verlies in productie. Hierdoor komt het nauwelijks voor in de praktijk. Hoewel circulariteit van beleidswege aangemoedigd wordt, kunnen we vanwege de bovenstaande redenen het hergebruik van materialen van gesaneerde turbines of onderdelen niet meewegen in de referentiewindparken in dit advies.

7.2 Wind op land, regulier

7.2.1 Kostenbevindingen

Investeringskosten: turbineprijzen en meerkosten

Om tot basisbedragen voor de categorieën voor windenergie op land te komen, gebruiken we verschillende windturbintypen met bijbehorende investeringen inclusief transport en installatie. Zoals in de voorgaande jaren hebben we de grootste turbineleveranciers op de Nederlandse markt benaderd met het verzoek om hun prijzen per turbine voor levering in 2027 of 2028 te delen. In deze prijsopgaves zit een deel van de inflatie dus al verwerkt. De geleverde gegevens worden vervolgens in prijslijsten verzameld, waarbij de data van bestaande turbinemodellen worden bijgewerkt, nieuwe modellen worden bijgevoegd en oude modellen worden afgevoerd. De generieke turbineprijs hebben we vastgesteld op ongeveer 1.090 euro/kW, gelijk aan het advies SDE++ 2025.

Boven op de turbineprijs komen kosten voor onder andere fundering, civiele en elektrische infrastructuur in het park, netaansluiting, vogel- en vleermuisdetectiesystemen, naderingsdetectiesystemen, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. De totale investeringskosten berekenen we hiermee op een totaalbedrag van 1.540 euro/kW, een stijging ten opzichte van het advies SDE++ 2025 (1.430 euro/kW). Naast de turbineprijzen zijn ook de overige investeringskosten per onderdeel geactualiseerd. Hierbij zijn met name de kosten voor de netaansluiting en alle gerelateerde elektrische infrastructuur de afgelopen jaren duurder geworden.

O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De variabele kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten voor de turbines en de grondkosten. In de SDE++ 2026 wordt ervan uitgegaan dat de garantie- en onderhoudskosten voor de turbines gemiddeld over 25 jaar 0,0074 euro/kWh bedragen, volgens de input van de turbineleveranciers zoals beschreven in de vorige paragraaf. Dit is een stijging ten opzichte van de kostenaanname van 0,0072 euro/kWh van vorig jaar. Boven op de genoemde turbineonderhoudskosten komen de grondkosten die gelimiteerd zijn in de uitgangspunten. In de SDE++ 2026 worden de grondkosten gecorrigeerd voor inflatie waardoor het vastgesteld wordt op 0,0024 euro/kWh, vergeleken met 0,0023 euro/kWh in het advies van vorig jaar. Verder worden de gemaakte onbalanskosten voortaan meegenomen in de overige variabele operationele kosten. In de SDE++ 2026 wordt dit geschat op 0,0070 euro/kWh. De totale variabele O&M-kosten voor wind op land, regulier bedraagt daarmee 0,0168 euro/kWh.

De vaste jaarlijkse operationele kosten betreffen kosten voor WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandsverzekering, netinstandhoudingskosten, vleermuis- en vogeldetectiesysteem, naderingsdetectiesysteem, eigen verbruik, ozb, beheer en land- en wegenonderhoud. De totale vaste operationele kosten zijn voor de SDE++ 2026 geschat op 14,01 euro/kW, een stijging ten opzichte van 13,61 euro/kW in het advies van 2025.

Overige kosten

Participatiekosten en andere bijkomende kosten van windenergieprojecten – zoals niet bij wet geregelde afdrachten aan decentrale overheden, kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject, inclusief kosten ten gevolge van juridische procedures en tegemoetkomingen aan omwonenden zoals afgesproken in het Klimaatakkoord (Participatiewaaiër) – worden niet meegenomen in de berekening van de productiekosten. Deze kosten worden geacht uit het financiële rendement op eigen vermogen terugverdiend te kunnen worden, zoals beschreven in paragraaf 6.2. Hoewel er vanuit de markt gesignaleerd is dat de participatiekosten aan het toenemen zijn, wordt dit deels gecompenseerd via een opslag in het rendement op eigen vermogen.

Baten windenergie

Het basisbedrag berekenen we door bovengenoemde kosten te combineren met de energieopbrengst van windturbines. Het windaanbod en de vermogenskromme van de windturbines bepalen in hoge mate deze opbrengst.

De berekeningen van de basisbedragen worden gemaakt in het onrendabele-topmodel. Ter ondersteuning wordt een turbinemodel gebruikt. In dit turbinemodel wordt de energieopbrengst voor afzonderlijke turbines berekend met behulp van de specifieke vermogenskromme per windturbine als functie van de jaargemiddelde windsnelheid. In het model wordt de windsnelheid op een ashoogte van 100 meter uit de tabel aangepast voor de windsnelheid op ashoogte van de betreffende turbine. Daarnaast wordt in het model alleen gerekend met de turbines die volgens de IEC-classificering ook daadwerkelijk bij de betreffende windsnelheid geplaatst mogen worden. Tabel 7.4 geeft een overzicht van het aantal vollasturen in de verschillende categorieën.

Tabel 7.4

Overzicht van de vollasturen in de verschillende categorieën voor windenergie (SDE++ 2026)

Windsnelheid op 100 m	Categorie	Wind op land regulier	Wind op land hoogtebeperkt	Wind op waterkeringen
≥ 8,0 m/s	I	3.660	3.040	3.680
7,5 - 8,0 m/s	II	3.290	2.690	3.300
7,0 - 7,5 m/s	III	2.980	2.390	3.000
6,75 - 7,0 m/s	IV	2.780	2.210	2.800
< 6,75 m/s	V	2.580	2.020	2.590

Bij de referentie-installatiegroottes rekenen we met windparkverliezen van 13 procent. Deze verliezen ontstaan onder andere door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbineprestaties en milieubeperkingen.

Technisch-economische parameters

Per windcategorie worden in de volgende paragrafen de technisch-economische parameters beschreven. De resultaten van het turbinemodel worden gebruikt om een berekening te maken van de basisbedragen en vollasturen voor alle windenergiecategorieën. De gemiddelde windsnelheid stijgt naarmate de ashoogte toeneemt.

Tabel 7.5 toont de belangrijkste kostenaanname voor de categorie wind op land, regulier. We rekenen niet meer met een opslag voor transactiekosten en basisprijspremie in de variabele operationele kosten omdat de kans op een gemiddelde elektriciteitsprijs lager dan de basisenergieprijs in de huidige elektriciteitsmarkt als nagenoeg nul wordt geacht. Daar staat tegenover dat er wel met een 1% opslag voor de afsluitprovisie van de lening is gerekend. Ook is de verhouding tussen vreemd en eigen vermogen aangepast naar meer inbreng van eigen vermogen vanwege een verslechterde DSCR.

Tabel 7.5

Technisch-economisch parameters voor wind op land, regulier

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Investeringskosten	[€/kWe]	1.430	1.540
Vaste O&M-kosten	[€/kWe/jaar]	13,61	14,01
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0072	0,0074
Grondkosten	[€/kWh]	0,0023	0,0024
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Onbalanskosten	[€/kWh]	-	0,0070
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0095	0,0168

7.2.2 Advies basisbedragen

De uit de aannames en berekeningen resulterende basisbedragen staan in tabel 7.6. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie van een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend. Bijvoorbeeld: stel dat volgens de windkaart alle turbines vallen binnen de categorie Wind op land, $\geq 8,0$ m/s, dan is een basisbedrag van 0,0652 euro/kWh van toepassing op die turbines. Een belangrijke wijziging ten opzichte van de SDE++ 2025 is het meenemen van de onbalanskosten in de variabele operationele kosten, wat een sterk verhogend effect heeft op de basisbedragen. De verhoging van de verwachte gemiddelde elektriciteitsprijs na de subsidieperiode van 0,0437 euro/kWh in de SDE++ 2025 naar 0,0545 euro/kWh volgens de KEV 2025-resultaten heeft dan weer een dempend effect op de bovengenoemde verhoging van de basisbedragen.

Tabel 7.6
Overzicht basisbedragen voor wind op land, regulier

Windsnelheid	Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Advies SDE++ 2026 [€/kWh]
$\geq 8,0$ m/s	0,0509	0,0652
7,5 - 8,0 m/s	0,0561	0,0711
7,0 - 7,5 m/s	0,0614	0,0772
6,75 - 7,0 m/s	0,0655	0,0818
$< 6,75$ m/s	0,0702	0,0872

7.3 Wind op land met hoogtebeperking

7.3.1 Kostenbevindingen

De categorie met hoogtebeperking, met een maximale tiphoogte van 150 meter, is van toepassing op ruimtelijk gezien beperkte gebieden in en rondom luchthavens en radarstations. De referentie-installatiegrootte voor deze categorie is wederom vastgesteld op 15 MW.

Voor projecten in deze categorie komt maar een beperkt aantal turbintypen in aanmerking. De investeringskosten en O&M-kosten voor deze categorie zijn gebaseerd op de relevante turbintypen en hebben een tiphoogte van maximaal 150 meter. Grondkosten en onbalanskosten zijn gelijk aan de reguliere categorie. Tabel 7.7 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie.

Tabel 7.7
Technisch-economische parameters voor wind op land met hoogtebeperking

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW]	1.370	1.550
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	14.49	14.49
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0081	0,0081
Grondkosten	[€/kWh]	0,0023	0,0024
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Onbalanskosten	[€/kWh]	-	0,0070
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0104	0,0175

7.3.2 Advies basisbedragen

Voor de hoogtebeperkte turbines staan de resulterende basisbedragen in tabel 7.8. De windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag

maximaal mag worden ingediend. Ook in de hoogtebeperkte categorie zijn grote stijgingen te zien vergeleken met het advies van vorig jaar.

Tabel 7.8
Overzicht basisbedragen voor wind op land met hoogtebeperking

Windsnelheid	Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Advies SDE++ 2026 [€/kWh]
≥ 8,0 m/s	0,0597	0,0774
7,5 - 8,0 m/s	0,0667	0,0857
7,0 - 7,5 m/s	0,0743	0,0948
6,75 - 7,0 m/s	0,0799	0,1014
< 6,75 m/s	0,0868	0,1097

7.4 Wind op waterkeringen

7.4.1 Kostenbevindingen

Voor deze categorie zijn we uitgegaan van windturbines die geplaatst worden binnen de beschermingszones van voorliggende waterkeringen dan wel binnen de kernzone of binnen de beschermingszone aan de waterkant van een primaire waterkering. Het plaatsen van een windturbine in deze categorie leidt ten opzichte van de reguliere categorie tot de volgende extra kosten:

- Funderingskosten: het plaatsen van een windturbine mag geen dijkverzwakking tot gevolg hebben. Hiervoor moeten in sommige gevallen extra damwanden geplaatst worden;
- Civiele werken: voor de kraanopstelplaatsen en toegangswegen kunnen eveneens damwanden nodig zijn;
- Netaansluitingen: de aansluitingsmogelijkheden van projecten voor windenergie op primaire waterkeringen bevinden zich vaak op grotere afstand. Bovendien moeten vaak extra boringen onder het wateroppervlak gedaan worden.

Voor deze categorie vallen de investeringskosten hoger uit op 1.770 euro/kW, zowel de vaste als variabele operationele kosten zijn gelijk met de reguliere windenergie categorie. Tabel 7.9 toont de technisch-economische parameters voor deze categorie.

Tabel 7.9
Technisch-economische parameters voor wind op waterkeringen

Parameter	Eenheid	Advies SDE ++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	[MW]	15	15
Investeringskosten	[€/kW]	1.665	1.770
Vaste O&M-kosten	[€/kW/jaar]	13,61	14,01
Variabele O&M-kosten	[€/kWh]	0,0072	0,0074
Grondkosten	[€/kWh]	0,0023	0,0024
Transactiekosten, basisprijspremie	[€/kWh]	-	-
Onbalanskosten	[€/kWh]	-	0,0070
Totale variabele operationele kosten	[€/kWh]	0,0095	0,0168

7.4.2 Advies basisbedragen

De resulterende basisbedragen voor deze categorie staan in tabel 7.10. Evenals voor reguliere wind op land, is winddifferentiatie van toepassing. De kaart met de windsnelheid per gemeente bepaalt de windcategorie voor een project en daarmee tot welk basisbedrag maximaal mag worden ingediend.

Tabel 7.10
Overzicht basisbedragen voor wind op waterkeringen

Windsnelheid	Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Advies SDE++ 2026 [€/kWh]
≥ 8,0 m/s	0,0568	0,0720
7,5 - 8,0 m/s	0,0628	0,0788
7,0 - 7,5 m/s	0,0686	0,0855
6,75 - 7,0 m/s	0,0731	0,0907
< 6,75 m/s	0,0787	0,0970

Tabel 7.11
Overzicht subsidieparameters windenergie

Categorie	Basisbedrag	Basisbedrag	Subsidie- intensiteit	Subsidie- intensiteit
	Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Advies SDE++ 2026 [€/kWh]	Advies SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	Advies SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
Wind op land, ≥ 8 m/s	0,0599	0,0652	40	52
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,0650	0,0711	87	106
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,0704	0,0772	136	161
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	0,0744	0,0818	173	202
Wind op land, < 6,75 m/s	0,0791	0,0872	216	251
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8 m/s	0,0687	0,0774	121	163
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,0757	0,0857	185	238
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,0833	0,0948	254	320
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	0,0889	0,1014	306	379
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	0,0958	0,1097	369	454
Wind op waterkeringen, ≥ 8 m/s	0,0658	0,0720	94	114
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	0,0718	0,0788	149	175
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,0776	0,0855	202	236
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	0,0821	0,0907	243	283
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	0,0876	0,0970	294	340

8 Zonne-energie

Van de volgende categorieën stellen we voor ze naar de groslijst te verplaatsen omdat er in de afgelopen 3 jaar geen SDE++-aanvragen voor zijn gedaan:

- Zon-pv \geq 20 MWp, zonvolgend op land natuurinclusief
- Zon-pv \geq 1 MWp, zonvolgend op water
- Zon-PVT-systeem, verwarming gebouwen in gebouwde omgeving

In het advies SDE++ 2025 hebben we een aantal categorieën opgenomen die niet door KGG in de regeling zijn opgenomen. Deze zullen we daarom ook niet in dit advies verhalen. Het gaat om:

- Agri-pv op hoogte (agri-pv boven gewasteelt)
- Overkapping boven parkeerplaats

De categorie 'agri-pv met verticale panelen' uit het advies SDE++ 2025 is onder de naam 'verticaal op land' in dit advies opgenomen. De categorie 'op gevels oost en west' uit het advies SDE++ 2025 is onder de naam 'oost-west-gevels van gebouwen' in dit advies opgenomen.

8.1 Fotovoltaïsche zonnepanelen

In de uitgangspunten van het ministerie van KGG (zie paragraaf 2.2) worden voor zon-pv enkele punten van aandacht meegegeven. Deze worden hieronder uitgewerkt. De betreffende deelvragen zijn te vinden in paragrafen 2.2.4 en 2.2.6. Het gaat om het gemiddeld eigen verbruik in zon-pv-projecten en een maximale CO₂-eis voor zonnepanelen. Daarnaast wordt hier ter introductie ook aandacht gegeven aan de kwestie van uren met negatieve elektriciteitsprijs, wat een vervolg is op de discussie die hierover in het advies SDE++ 2025 beschreven is. Ook volgt er een paragraaf over zon op zee, waarna de technisch-economische parameters voor zon-pv aan bod komen en tot slot de categorie-specifieke beschouwingen voor zon-pv.

8.1.1 Gemiddeld eigen verbruik in zon-pv-projecten

In de uitgangspunten voor SDE++ 2026 heeft het ministerie van KGG gevraagd om het gemiddeld eigen verbruik van zon-pv-projecten te bepalen ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen).

Vanaf SDE++ 2024 kan er enkel subsidie aangevraagd worden voor netlevering, omdat opgewekte energie voor eigen verbruik niet meer wordt gesubsidieerd. In SDE++ 2023 en eerder waren er voor zon-pv twee correctiebedragen: voor levering aan het net en voor zelfconsumptie (eigen verbruik of niet-netlevering). Door de hoge waarde van de elektriciteitsprijs voor eigen verbruik en daardoor het hoge correctiebedrag was de subsidie op eigen gebruik doorgaans al nul vóór afschafing in SDE++ 2024. Voor de rangschikking van de technieken binnen de SDE++-openstellingsfasen wordt gekeken naar het basisbedrag minus de langetermijnprijs voor netlevering, waarbij ook de opgewekte elektriciteit voor eigen verbruik wordt meegenomen.

Op basis van gegevens die bij RVO bekend zijn over de productie van zon-pv-projecten in de verschillende jaargangen SDE++ is het gemiddelde eigen verbruik in zon-pv-projecten bepaald. Hierbij

is gekeken naar projecten uit SDE 2014 tot en met SDE++ 2024. De analyse kan op twee manieren uitgevoerd worden: met gewógen data (een groot project telt daarin zwaarder mee dan een klein project) en óngewogen data (grote en kleine projecten tellen even zwaar mee in het gemiddelde). Na enkele jaren ongewijzigde percentages, adviseren we voor de rangschikking van SDE++ 2026 de waarden van het gemiddelde aandeel niet-netlevering van elektriciteit van zon-pv-systemen voor enkele categorieën aan te passen. Tabel 8.1 geeft het aangenomen gemiddelde aandeel eigen verbruik. Daarbij wordt uitgegaan van de ongewogen percentages.

Voor zon-pv-systemen die gebruikmaken van een ‘directe lijn’ geldt volgens de GvO-regeling dat de elektriciteitsproductie ervan wordt gezien als niet-netlevering, maar we beschouwen dat niet als maatgevend voor het merendeel van de projecten en kunnen daar dus geen rekening mee houden.

Tabel 8.1
Gehanteerde waarden van het aandeel niet-netlevering van zon-pv-systemen

Categoriegroep	Gebouwgebonden en gevelsystemen	Grondgebonden systemen, verticaal op land en zon-pv langs wegen en spoor	Systemen drijvend op water
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp	65%	40%	25%
Zon-pv, ≥ 1 MWp	35%	-	10%
Zon-pv, ≥ 1 MWp en < 20 MWp	-	10%	-
Zon-pv, ≥ 20 MWp	-	0%	-

8.1.2 Maximale CO₂-eis voor zonnepanelen

KGG heeft het PBL gevraagd om de haalbaarheid en meerkosten van een maximale CO₂-eis voor zonnepanelen van indicatief 550 kg CO₂/kWp aan de hand van de methodiek van EPD Norge te onderzoeken. EPD staat hier voor *Environmental Product Declaration*. Het doel van een maximale CO₂-eis is het stimuleren van projecten met zonnepanelen die op duurzame wijze worden geproduceerd.

- Haalbaarheid van EPD Norge: in een recent rapport van Copper8 in opdracht van RVO wordt een studie gepresenteerd over de verschillende methodieken om de CO₂-voetafdruk van zonnepanelen in kaart te brengen (Copper8, 2025). De conclusie is dat de methodiek van EPD Norge het beste aansluit bij de Nederlandse situatie. Verder wordt vermeld dat verschillende grote producenten producten hebben die al via deze methodologie gecertificeerd zijn. Omdat er meerdere methoden zijn voor EPD's kan het zijn dat een product geen certificaat heeft volgens de specifieke EPD Norge methodologie, waardoor deze alsnog aangevraagd moet worden. Het is dus niet alleen een maximale eis van 550 kg CO₂ waaraan producenten moeten voldoen, maar ook de specifieke testmethode waaraan voldaan moet worden. We merken op dat er uit eigen inventarisatie een beperkt aanbod van panelen met EPD Norge lijkt te zijn, maar dat er op dit moment wel aanbod lijkt te zijn voor ieder systeemtype (dus gebouwgebonden systemen en veldsystemen). Uit de marktconsultatie blijkt dat de markt zich vooralsnog geen zorgen lijkt te maken over het beperkte aanbod.
- Over de grens van 550 kg CO₂ per kWp: het rapport van Copper8 laat zien dat verschillende panelen onder de grens van 550 kg CO₂ zitten. De grens van 550 kg lijkt een goede afwijking te zijn tussen haalbaarheid en beschikbaarheid. Ook hier lijkt marktpartijen zich vooralsnog geen zorgen te maken, volgt uit de marktconsultatie.
- Additionele eisen: de EPD Norge methodiek gebruikt kWp als eenheid in plaats van Wh, waardoor alleen korte-termijn-CO₂-reductie gestimuleerd wordt, dus de productie van de zonnepanelen. Het rapport van Copper8 legt enkele additionele eisen voor duurzaamheid

in de gebruiksfase voor zoals degradatie, efficiëntie en verliezen, alsmede de productgarantie. We concluderen op basis van eigen inventarisatie uit openbare bronnen dat het huidige aanbod al voldoet aan de verwachtingen voor degradatie, garantie en efficiëntie, en adviseren daarom om (nog) geen additionele eisen toe te voegen aan de zonnepanelen die via EPD Norge gecertificeerd zijn.

De meerprijs die gerekend wordt voor zonnepanelen die volgens EPD Norge gecertificeerd zijn met een maximale CO₂-voetafdruk lager dan 550 kg per kWp lijkt vooralsnog gering. We gaan uit van 10 euro/kWp extra kosten die worden meegenomen in de moduleprijsaanneem, een bedrag dat ook in de marktconsultatie genoemd werd. Dit bedrag wordt gehanteerd voor alle categorieën. In de toekomst kan in het verlengde van de maximale CO₂-voetafdruk mogelijk nagedacht worden over het stimuleren van circulaire zonnepanelen.

8.1.3 Uren met negatieve elektriciteitsprijs

Eén van de aandachtspunten in de uitgangspunten die KGG aan het PBL meegaf voor het advies voor SDE++ 2025 was om het effect van negatieve elektriciteitsprijzen op de vollasturen te analyseren. Negatieve elektriciteitsprijzen hebben een grote impact op de businesscase van zon-pv en windenergie. Ook in de marktconsultatie is duidelijk te verstaan gegeven dat de situatie, met name voor zon-pv, ernstig is.

In het advies SDE++ 2025 (Lensink en Eggink, 2025a) is in paragraaf 5.1.2 ('Omgaan met uren met negatieve elektriciteitsprijzen', pagina 54) een aantal opties gepresenteerd om met het probleem van uren met negatieve prijzen om te gaan in de SDE++-regeling. In bijlage 7 ('Compensatie voor negatieve-prijzen', advies SDE++ 2025, pagina 419) zijn hieruit vier opties nader uitgewerkt. Naast de standaardoptie 'niet ingrijpen' zijn in die bijlage twee mogelijkheden ter overweging aan KGG gegeven:

- a) een generieke correctie toepassen voor de negatieve-prijzen, met één correctietabel voor alle windenergiecategorieën en één correctietabel voor alle zon-pv-categorieën, of
- b) een gematigd lager aantal vollasturen in de basisbedragen gebruiken, op basis van een lineair afbouwpad van het aantal negatieve-prijzen in 15 jaar in combinatie met voldoende bankingvolume binnen de huidige toegestane bankingperiode.

Optie b) is reeds toegepast in de qua omvang veel kleinere regeling Subsidierегeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE). Dit is uitgewerkt in het advies SCE 2025 (Lensink en anderen, 2024) in paragraaf 3.2.4 ('Vollasturen', pagina 27). In de [Kamerbrief van 6 juni 2025](#) over de voorlopige resultaten van de regeling SDE++ 2024 en de openstelling 2025 geeft de minister aan dat het kabinet heeft gekozen om de situatie ongewijzigd te laten, dus om niet in te grijpen. Dit is volgens de brief omdat de beschikbare middelen beperkt zijn en marktpartijen de impact van negatieve prijzen op hun businesscase kunnen beperken door te sturen op eigen verbruik, te sturen op de oriëntatie van de zonnepanelen, door de plaatsing van batterijen, het afsluiten van andere contractvormen en de directe levering van elektriciteit. Ook de eventuele precedentwerking richting andere categorieën zou een overweging hierbij geweest zijn.

We denken dat de speelruimte voor zon-pv klein is en de gemiste SDE++-inkomsten financieel ingrijpend zijn. In de uitgangspunten voor SDE++ staat dat over het algemeen het merendeel van de projecten gerealiseerd moet kunnen worden met het berekende basisbedrag. We denken dat voor zon-pv in de huidige vorm en met de huidige aantallen negatieve uren een groot deel van de projecten financieel risico loopt en mogelijk niet rendabel te bedrijven is. Daarom kunnen we voor

zon-pv niet aan dit uitgangspunt voldoen, tenzij enige vorm van compensatie geboden wordt voor het inkomstenverlies door gemiste subsidie bij negatieve-prijzen.

8.1.4 Zon op zee

De ontwikkelingen voor het opwekken van elektriciteit uit zon op zee worden gevolgd met het oog op eventuele opname als aparte categorie in SDE++. We zijn bekend met de initiatieven en testopstellingen die op dit moment operationeel zijn. Duidelijk is dat de huidige kosten hoog zijn en dat de techniek ondanks de leerzame demonstratieprojecten nog steeds in een pilotfase zit. Een productiesubsidie lijkt op dit moment nog niet haalbaar, mede gezien de aftopping bij een subsidie-intensiteit van 300 euro per ton CO₂. Zon-op-zee-initiatieven hoeven binnen de bestaande categorieën voor zon-pv drijvend op water niet uitgesloten te worden. We adviseren dat dat voor de SDE++ 2026 mogelijk is. Daarbij gelden dan wel beperkingen zoals een eis dat de zonnepanelen werkelijk drijven en niet op vaste constructie zitten die niet drijft, en dat de netaansluiting maximaal 50% mag bedragen van het piekvermogen van de pv-panelen. Dit geldt dan naast de andere vereisten zoals toestemming van de locatie-eigenaar, de benodigde vergunningen en een transportindicatie. Samengevat adviseren we geen aparte categorie voor zon op zee in SDE++ 2026.

8.1.5 Technisch-economische parameters

Peiljaren

De kosten voor zon-pv-projecten bepalen we voor een peiljaar dat in de toekomst ligt. Hierdoor komen de aangenomen kosten overeen met de kosten ten tijde van het tekenen van het contract met de installateur. Het peiljaar bepalen we gedifferentieerd per hoofdcategorie en we zien het jaar voorafgaand aan het verstrijken van de realisatietermijn van de investering als passend. Dit wordt verduidelijkt in onderstaand overzicht.

Tabel 8.2
Peil- en realisatiejaren

Vermogen	Specificatie	Uiterlijke jaar van realisatie	Peiljaar voor investeringskosten
Zon-pv < 1 MWp	Gebouwegebonden Grondgebonden	2028	2027
Zon-pv > 1 MWp	Drijvend op water Gebouwegebonden	2029	2028
Zon-pv > 1 MWp	Grondgebonden Drijvend op water Zonvolgend op land of op water	2030	2029

Monitorings- en besturingsapparatuur

In het advies voor de SDE++ 2025 hebben we de kosten voor monitorings- en besturingsapparatuur voor het reageren op curtailmentsignalen expliciet meegenomen in de investeringskosten. De geschatte investeringskosten hiervoor zijn niet gewijzigd. Voor SDE++ 2026 zijn de investeringskosten voor de brutoproductiemeter wel aangepast. Deze zijn verhoogd naar 1.400 euro.

Natuurinclusiviteit

Op 2 september 2025 is het openbare eindrapport 'EcoCertified Solar Parks' gepubliceerd door het consortium Zon in Landschap (Krijgsveld en anderen, 2025). In dit rapport is voor veldsystemen een variant met minimale eisen gedefinieerd en die eisen komen grotendeels overeen met de maatregelen voor natuurinclusiviteit die al in SDE++ en SCE gehanteerd worden voor grondgebonden zon-pv. De minimale eisen om in aanmerking te komen voor het Ecocertified-label zijn afgebeeld in

tabel 9.1 van eerdergenoemd rapport. In de marktconsultatie is aangegeven dat een variant met minimale eisen de meest passende referentie zou zijn en we zien dat we de genoemde posten grotendeels al meewegen in de SDE++ en SCE. Daarbovenop komen nog kosten voor het eigenlijke certificaat, voor beoordeling door onafhankelijke partijen en de uitgifte van het officiële certificaat door The Greenlabel Institute. Deze certificaatkosten bedragen eenmalig €4.500. Deze prijs is genoemd in het [Ecocertified Onderbouwingsdocument](#). Voor de drie natuurinclusieve systemen wordt dat 9 euro per kWp voor veldsystemen kleiner dan 1 MWp, 0,45 euro per kWp voor veldsystemen van 1 tot 20 MWp en 0,15 euro per kWp voor systemen groter dan 20 MWp.

Voor grondgebonden installaties nemen we natuurinclusiviteit standaard mee, in de verwachting dat vanaf 2026 nieuwe installaties die niet natuurinclusief zijn, niet meer voorkomen. Voor zon-pv drijvend op water hebben we in de marktconsultatie signalen ontvangen dat natuurinclusiviteit ook in deze categorie van belang is. Dit geldt ook voor zandwinlocaties, maar niet voor (gesloten) regenwaterbassins bij bijvoorbeeld tuinbouwkassen. Er is een aantal praktische problemen dat uitrol van natuurinclusiviteit bij drijvende zon-pv-systemen in de weg staat: het bepalen wat er nodig is aan maatregelen en de kosten daarvan en handhaving van de natuurinclusieve aspecten, maar ook de implementatie ervan in het lokale beleid. In dit advies SDE++ 2026 geven we ter illustratie toch een aparte natuurinclusieve categorie voor zon-pv drijvend op water > 1MWp, maar omdat hier naar verwachting in 2026 nog geen implementatie- en handhavingseisen voor zijn vastgesteld geven we KGG ter overweging om de categorie voor drijvende zon-pv alleen zonder natuurinclusiviteit open te stellen. Omdat zon-pv drijvend op water < 1 MWp vaak op regenwaterbassins geplaatst wordt specificeren we hier geen aparte natuurinclusieve categorie voor.

Kosten pv-modules

Medio 2025 zien we een kostenniveau voor pv-modules van 115 euro per kWp. De inschatting van de toekomstige kostenontwikkeling voor pv-modules is erg onzeker door onder andere geopolitieke ontwikkelingen, importtarieven en voorraden van de producenten. Gecombineerd met het lage niveau van de moduleprijs en de achterliggende redenen daarvoor veronderstellen we voor SDE++ 2026 geen verdere kostendaling. De arbeidskosten voor de installatie zijn geschaald op basis van de [jaargemiddelde loonstijging, gerapporteerd door het CBS](#) (CBS, 2025a). De afvalbeheerbijdrage voor zonnepanelen blijft ongewijzigd op 4 cent per kg, omgerekend een toename van de investeringskosten van 2 euro per kWp. Dit bedrag is inbegrepen in de systeemkosten zoals verderop gerapporteerd. De meerkosten voor zonnepanelen met een maximale CO₂-eis van 550 kg per kWp komen hier nog bovenop.

Kosten Omvormers

Op basis van gegevens en [verwachtingen van Wood Mackenzie](#) liggen de kosten van omvormers in 2025 in Nederland rond 22 euro per kWp, rekening houdend met een omvormercapaciteit van 70 procent van het piekvermogen. Bij het aansluiten op 50 procent van het piekvermogen van de zonnepanelen wordt geen kostenreductie toegepast voor de omvormerkosten. Verwacht wordt dat de omvormerkosten gelijk blijven in de komende jaren. Wel passen we hierbij inflatie en een schaalvoordeel voor grootschalige systemen toe.

Gebruikte materialen

In de marktconsultatie zijn initiatieven onder de aandacht gebracht die gebruikte modules willen stimuleren voor toepassing op onder andere tijdelijke daken, publieke gebouwen en bestaande woningbouw, zoals sociale woningen en flexwoningen. Hierbij wordt een keten van ontmanteling, testen en toepassing opgezet die kosten met zich meebrengen. Deze meerkosten zouden

vervolgens verwerkt moeten worden in het basisbedrag.

Wanneer de kosten van het ontmantelen en gebruiksklaar maken van de gebruikte pv-modules resulteren in een moduleprijs die veel lager ligt dan de huidige prijsaanne, zal het toelaten van gebruikte modules leiden tot overstimulering. Voor het opstellen van een nieuwe categorie die overstimulering tegengaat, is een kostenvoorspelling noodzakelijk, zowel voor nu als in de toekomst. We hebben hier op dit moment geen zicht op. Wanneer de kosten van het ontmantelen en gebruiksklaar maken resulteren in een moduleprijs die hoger is dan de huidige prijsaanne, zou dat niet leiden tot overstimulering, maar vanwege de meerkosten zou het effect minimaal zijn. Ook hier zou een kostenvoorspelling noodzakelijk zijn voor het openstellen van een nieuwe categorie met hoger basisbedrag. Naast een kostenvoorspelling zorgt ook de verkorte levensduur, het lagere vermogen (Wp) van de modules en het feit dat de looptijd met de opgeknapte modules waarschijnlijk niet 15 jaar kan zijn, voor extra complicaties in het bepalen van het basisbedrag.

Als laatste zijn er ook een aantal uitvoeringstechnische problemen denkbaar voor een categorie met gebruikte pv-modules. Er moet worden tegengegaan dat bestaande SDE-projecten eerder stoppen met produceren omdat de modules geld opleveren, en het zal moeilijk te controleren zijn of er daadwerkelijk gebruikte pv-modules gebruikt zijn.

Vanwege het gebrek aan concrete kosten voor gebruikte pv-modules hebben we besloten om een categorie 'zon-pv op daken <1 MWp met gebruikte componenten' op de groslijst te zetten, zodat deze categorie opgenomen kan worden in volgende adviezen zodra er meer zicht is op de bijkomende kosten.

In het advies voor SDE++ 2025 hebben we de optie opgeworpen om eerder gebruikte onderconstructiecomponenten, omheining en refurbished omvormers toe te staan in de SDE++. Het risico op overstimulering bij een gelijkblijvend basisbedrag is hier beperkt, omdat het verschil in kosten tussen de nieuwe en gebruikte componenten klein is, of omdat de bijdrage aan de investeringskosten beperkt is. Zoals hierboven toegelicht ligt het niet voor de hand om gebruikte pv-panelen toe te staan, maar dus wel om het hergebruik van gebruikte materialen voor onderconstructie, omheining en refurbished omvormers toe te staan, wat zodoende mogelijkheden voor circulariteit creëert.

Kosten installatiemateriaal en -arbeid

In de Wijzigingsnotitie SDE++ 2026 (Lensink en Eggink, 2025b) is aangegeven dat we de veronderstellingen voor de arbeids- en materiaalkosten bij de installatie van zon-pv-projecten zouden herzien, voor de actuele situatie en de verwachtingen richting de toekomst. Dat hebben we in dit advies inderdaad doorgevoerd. Voor de materiaalkosten is de koppeling met de (geactualiseerde) ontwikkeling van het modulerendement behouden, inclusief schaafeffecten voor de grotere vermogens. Deze verschillen per categorie en bedragen rond 100 euro per kWp in het jaar 2025. Voor installatie-arbeid bedragen de aangenomen kosten in het jaar 2025 voor daksystemen ruim 165 euro per kWp en voor de andere categorieën omstreeks 100 euro per kWp. Voor de arbeid die bij de installatie van zon-pv gebruikt wordt hebben we voor de toekomstige ontwikkeling een aanname gedaan voor de jaargemiddelde loonstijging gebaseerd op de periode 2020-2024 voor de bedrijfstakken Energievoorziening en Bouwnijverheid zoals gerapporteerd door CBS (CBS, 2025a). Deze bedraagt 3,7% per jaar met de aanname dat de arbeidskosten voor de helft loongerelateerd zijn en voor de helft niet.

Kosten netwerkaansluiting

In de investeringskosten is een deel voorzien voor aanpassingen aan de elektriciteitsinfrastructuur in het gebouw of voor het aanleggen van een speciale netwerkaansluiting voor grote systemen. De kosten zijn onder andere afhankelijk van het al dan niet aanwezig zijn van een geschikte netwerkaansluiting ter plaatse, van het aansluitvermogen, de eventueel te overbruggen afstand tot het aansluitpunt en het moeten kruisen van barrières zoals waterwegen. Deze kosten zijn om die reden altijd project-specifiek en ze kunnen flink verschillen.

Bij grootschalige grondgebonden en drijvende systemen vallen de kosten van een nieuwe netwerkaansluiting tot 10 MVA in het gereguleerde domein, waardoor de prijzen vaststaan. Tussen netbeheerders bestaan er echter wel verschillen. Ook worden nieuwe aansluitingen vaak niet redundant aangelegd. Bij dit N-o-principe wordt er slechts met één kabel aangesloten in plaats van met twee kabels of in een ringsysteem. De kosten worden dan per project vastgesteld en vallen lager uit dan te verwachten valt op basis van de gereguleerde tarieven. Voor grootschalige grondgebonden en drijvende systemen worden kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting wel meegenomen.

Voor dit advies gaan we uit van een nieuwe aansluiting. Voor de categorieën met een referentiesysteem van 10 MWp, te weten grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend > 1 MWp, is het aanemelijk dat een transportkabel nodig is. Hiervoor is een kostenpost opgenomen in het kostenoverzicht. Tabel 8.3 geeft per vermogenscategorie de kosten per kilowattpiek weer voor systemen met een netwerkaansluiting van 50 procent en 70 procent van het piekvermogen van de pv-panelen. De meeste categorieën voor zon-pv hebben een netwerkaansluiting van 50%, zie ook het advies SDE++ 2022 (Lensink en Schoots, 2022).

Tabel 8.3
Kosten voor de netwerkaansluiting

Categorie	Aansluiting op 50% van het piekvermogen van de pv-panelen [€/kWp]	Aansluiting op 70% van het piekvermogen van de pv-panelen [€/kWp]
≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwegebonden, grondgebonden of drijvend op water	50	70
≥ 1 MWp, gebouwegebonden	50	65
≥ 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden, drijvend op water of zonvolgend	100	160
≥ 20 MWp, grondgebonden of zonvolgend	60	80

Totale investeringskosten en operationele kosten

Onderstaande tabellen geven de investeringskosten en operationele kosten met waar mogelijk een onderverdeling. Tevens zijn eenmalige kosten voor omvormervervanging en de verschillende aantallen vollasturen weergegeven. Kosten voor het huren van daken, grond of wateroppervlak zijn hierbij conform de uitgangspunten voor SDE++ niet meegenomen. Ten opzichte van SDE++ 2025 is er voor SDE++ 2026 een nieuwe kostenpost voor de SCOPE 12-opleverings en -herkeuring toegevoegd en is de bepaling voor de ozb geactualiseerd.

De variabele operationele kosten zijn identiek voor alle categorieën zon-pv. Beschouwde kosten zijn de transactiekosten van 0,0019 euro/kWh, zoals in voorgaande jaargangen van SDE++ reeds gehanteerd. Vanaf SDE++ 2026 worden de onbalanskosten niet meer verrekend in het

correctiebedrag via de factor voor profiel- en onbalanskosten (PO-factor), maar worden deze kosten meegenomen in de variabele operationele kosten. Voor de onbalanskosten wordt voor zon-pv gerekend met 0,0070 euro/kWh. De totale variabele operationele kosten bedragen hiermee voor alle zon-pv-categorieën 0,0089 euro per kWh.

In SDE++ 2025 was zon-pv op infrastructuur als aparte categorie opgenomen, met een verticaal systeem als referentie. In het huidige advies gaan we voor deze categorie uit van een traditioneel veldsysteem, kleiner dan 1 MWp. In dit advies hanteren we als benaming voor deze categorie 'zon-pv <1 MWp langs wegen en spoor'. De kostenkennallen zijn voor deze categorie ook grondig herzien op basis van in de marktconsultatie gedeelde inzichten. Er is voor gekozen om enkel kleine systemen in deze categorie op te nemen, omdat uit de marktconsultatie duidelijk is geworden dat grotere systemen uitkunnen met het huidige advies voor gangbare veldsystemen. De meerkosten worden voornamelijk veroorzaakt door extra gestuurde boringen, verkeersmaatregelen en tijdelijke toegangswegen. Voorts geven we KGG ter overweging mee dat het belangrijk is om goed af te bakenen wanneer er binnen deze categorie 'zon-pv <1 MWp langs wegen en spoor' aangevraagd mag worden en wanneer niet, zodat alleen de projecten waarvoor de categorie bedoeld is er gebruik van kunnen maken.

Tabel 8.4**Kostencomponenten en technische parameters voor zon-pv bij gebouwen**

Parameter	Eenheid	Gebouw-gebonden	Gebouwwebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	Op oost-westgevels van gebouwen	Gebouw-gebonden	Gebouwwebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen
Vermogenscategorie	kWp	15-1.000	15-1.000	15-1.000	> 1.000	> 1.000
Groote referentiesysteem	kWp	250	250	250	2.500	2.500
Investeringskosten systeem ^{a)}	€/kWp	531	531	531	509	509
Natuurinclusiviteit	€/kWp	0	0	0	0	0
Specifieke meerkosten	€/kWp	0	30	0	0	30
Totale investeringskosten ^{a)}	€/kWp	531	561	531	509	539
Operationele kosten (O&M)	€/kWp/jr	5,0	5,0	5,0	4,5	4,5
Natuurinclusiviteit	€/kWp/jr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Groenonderhoud	€/kWp/jr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Assetmanagement ^{b)}	€/kWp/jr	3,4	3,4	3,4	1,2	1,2
Verzekering, herkeuring en beveiliging	€/kWp/jr	3,0	3,0	3,0	2,2	2,2
Jaarlijkse netwerkaansluitingskosten	€/kWp/jr	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Onroerendezaakbelasting (ozb)	€/kWp/jr	1,8	1,9	1,8	1,7	1,8
Totaal jaarlijkse kosten	€/kWp/jr	15,2	15,3	15,2	11,7	11,8
Omvormervervanging	€	3.500	3.500	3.500	32.500	32.500
Net [MVA] als percentage van piek	%	50%	50%	70%	50%	50%
Vollasturen maximaal jaar 1-15	uur/jaar	840	840	600	840	840
Vollasturen maximaal jaar 16-20	uur/jaar	785	785	530	785	785

- a) Onder de investeringskosten van het systeem rapporteren we moduleprijs, omvormers, installatiemateriaal en -arbeid, elektrische infrastructuur, brutoproductiemeter, afvalbeheerbijdrage, afschakelapparatuur en SCOPE 12-keuring
- b) Assetmanagement is inclusief de kosten voor afschakelapparatuur

Tabel 8.5**Kostencomponenten en technische parameters voor veldsystemen en bij wegen en spoor**

Parameter	Eenheid	Grond-gebonden	Grond-gebonden	Grond-gebonden zonvolgend	Grond-gebonden	Langs wegen en spoor
Vermogenscategorie	MWp	0,015-1	1-20	1-20	>20	0,015-1
Groote referentiesysteem	kWp	500	10000	10000	30000	500
Investeringskosten systeem ^{a)}	€/kWp	545	486	621	423	545
Natuurinclusiviteit	€/kWp	18	7	5	5	18
Specifieke meerkosten	€/kWp	0	0	0	0	100
Totale investeringskosten ^{a)}	€/kWp	563	493	626	428	663
Operationele kosten (O&M)	€/kWp/jr	4,5	4,0	5,0	3,5	4,5
Natuurinclusiviteit	€/kWp/jr	4,6	2,9	2,9	2,3	4,6
Groenonderhoud	€/kWp/jr	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Assetmanagement ^{b)}	€/kWp/jr	2,2	1,1	1,1	1,0	2,2
Verzekering, herkeuring en beveiliging	€/kWp/jr	3,0	2,6	2,6	2,5	3,0
Jaarlijkse netwerkaansluitingskosten	€/kWp/jr	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Onroerendezaakbelasting (ozb)	€/kWp/jr	1,8	2,0	2,6	1,7	2,1
Totaal jaarlijkse kosten	€/kWp/jr	19,6	16,0	17,6	14,5	19,9
Omvormervervanging	€	7.000	120.000	120.000	360.000	7.000
Net [MVA] als percentage van piek	%	50%	50%	70%	50%	50%
Vollasturen maximaal jaar 1-15	uur/jaar	855	855	1045	855	855
Vollasturen maximaal jaar 16-20	uur/jaar	800	800	975	800	800

- a) Onder de investeringskosten van het systeem rapporteren we moduleprijs, omvormers, installatiemateriaal en -arbeid, elektrische infrastructuur, brutoproductiemeter, afvalbeheerbijdrage, afschakelapparatuur en SCOPE 12-keuring
- b) Assetmanagement is inclusief de kosten voor afschakelapparatuur

Tabel 8.6

Kostencomponenten en technische parameters voor zon-pv verticaal op land en drijvende systemen

Parameter	Eenheid	Verticaal op land	Verticaal op land	Drijvend op water	Drijvend op water	Drijvend op water natuurinclusief
Vermogenscategorie	MWp	< 1	>1	0,015-1	> 1	> 1
Grootte referentiesysteem	kWp	500	10.000	500	10.000	10.000
Investeringskosten systeem ^{a)}	€/kWp	545	486	598	559	559
Natuurinclusiviteit	€/kWp	0	0	0	0	3
Specifieke meerkosten	€/kWp	40	40	0	0	0
Totale investeringskosten ^{a)}	€/kWp	585	526	598	559	562
Operationele kosten (O&M)	€/kWp/jr	4,5	4,0	5,0	6,0	6,0
Natuurinclusiviteit	€/kWp/jr	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Groenonderhoud	€/kWp/jr	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0
Assetmanagement ^{b)}	€/kWp/jr	2,2	1,1	2,2	1,1	1,1
Verzekering, herkeuring en beveiliging	€/kWp/jr	3,0	2,6	2,5	2,6	2,6
Jaarlijkse netwerkaansluitingskosten	€/kWp/jr	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Onroerendezaakbelasting (ozb)	€/kWp/jr	2,0	2,1	0,0	0,0	0,0
Totaal jaarlijkse kosten	€/kWp/jr	13,7	11,7	12,7	12,6	14,0
Omvormervervanging	€	7.000	120.000	7.000	120.000	120.000
Net [MVA] als percentage van piek	%	70%	70%	50%	50%	50%
Vollasturen maximaal jaar 1-15	uur/jaar	825	825	855	855	855
Vollasturen maximaal jaar 16-20	uur/jaar	770	770	800	800	800

- a) Onder de investeringskosten van het systeem rapporteren we moduleprijs, omvormers, installatiemateriaal en -arbeid, elektrische infrastructuur, brutoproductiemeter, afvalbeheerbijdrage, afschakelapparatuur en SCOPE 12-keuring
- b) Assetmanagement is inclusief de kosten voor afschakelapparatuur

Elektriciteitsprijzen

In de subsidieperiode, de eerste 15 jaar van de economische levensduur, van een zon-pv-installatie hebben elektriciteitsprijzen geen invloed op de hoogte van de basisbedragen. De analyseperiode voor de berekening van de onrendabele top is in lijn met de SDE++-uitgangspunten 20 jaar, waardoor de elektriciteitsprijzen vanaf jaar 16 wel invloed hebben op de cashflow. Hierbij wordt aangenomen dat de geproduceerde elektriciteit wordt verkocht tegen groothandelsprijzen van elektriciteit op basis van vaststaand en aanvullend beleid in de KEV 2025, inclusief kosten voor profieffect van zonne-energie.

8.1.6 Categorie-specifieke beschouwingen zon-pv

In deze paragraaf worden de technisch-economische parameters voor de zon-pv-categorieën in afzonderlijke tabellen weergegeven per categorie.

Tabel 8.7

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	250	250
Investeringskosten	€/kWp	488	531
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,8	15,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	3.750	3.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	840 (785)	840 (785)

Tabel 8.8

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	250	250
Investeringskosten	€/kWp	518	561
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,9	15,3
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	3.750	3.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	840 (785)	840 (785)

Tabel 8.9

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, op oost-west gevels van gebouwen (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	250	250
Investeringskosten	€/kWp	488	531
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,8	15,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	3.750	3.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	600 (530)	600 (530)

Tabel 8.10

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, langs wegen en spoor (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	753	663
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	13,6	19,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	7.500	7.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	825 (770)	855 (800)

Tabel 8.11

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	511	563
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	19,7	19,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	7.500	7.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.12

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend op water (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	579	598
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	17,5	12,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	7.500	7.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.13

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp, gebouwgebonden (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	2500	2500
Investeringskosten	€/kWp	463	509
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	12,0	11,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	35.000	32.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	840 (785)	840 (785)

Tabel 8.14

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	2.500	2.500
Investeringskosten	€/kWp	493	539
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	12,1	11,8
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	35.000	32.500
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	840 (785)	840 (785)

Tabel 8.15

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	426	493
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	15,9	16,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	120.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.16

Technisch-economische parameters voor zon-pv ≥ 15 kWp en < 1 MWp, verticaal op land (net=70%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	500	500
Investeringskosten	€/kWp	542	585
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	13,6	13,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	7.500	7.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	825 (770)	825 (770)

Tabel 8.17

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp, verticaal op land (net=70%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	459	526
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	11,5	11,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	120.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	825 (770)	825 (770)

Tabel 8.18

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 20 MWp, grondgebonden (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	30.000	30.000
Investeringskosten	€/kWp	405	428
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,7	14,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	390.000	360.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.19

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp, drijvend op water (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	483	559
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,1	12,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	120.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.20

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp, drijvend op water natuurinclusief (net=50%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	483	562
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	14,1	14,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	120.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	855 (800)	855 (800)

Tabel 8.21

Technisch-economische parameters voor zon-pv > 1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden zonvolgend (net=70%)

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	10.000	10.000
Investeringskosten	€/kWp	553	626
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jr	17,1	17,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0089
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	130.000	120.000
Vollasturen (in jaar 16-20)	uur/jaar	1.045 (975)	1.045 (975)

Tabel 8.22
Overzicht subsidieparameters zon-pv

Categorie	Basisbedrag Advies SDE++ 2025	Basisbedrag Advies SDE++ 2026	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden	0,0843	0,0945	119	93
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	0,0880	0,0987	140	111
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, op oost-west gevels van gebouwen	0,1176	0,1335	308	264
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, langs wegen en spoor	0,1161	0,1175	423	328
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, grondgebonden	0,0849	0,1038	175	227
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, drijvend op water	0,0936	0,0979	244	230
Zon-pv, >1 MWp, gebouwgebonden	0,0769	0,0861	89	105
Zon-pv, >1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	0,0806	0,0903	112	138
Zon-pv, >1 MWp en < 20 MWp, grondgebonden	0,0719	0,0889	129	176
Zon-pv, ≥ 15 kWp en < 1 MWp, verticaal op land	0,0903	0,1013	218	209
Zon-pv, > 1 MWp, verticaal op land	0,0769	0,0900	200	188
Zon-pv, > 20 MWp, grondgebonden	0,0687	0,0780	92	62
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend op water	0,0794	0,0925	236	216
Zon-pv, > 1 MWp, drijvend op water natuurinclusief	0,0810	0,0950	259	243
Zon-pv, > 1 MWp en <20 MWp, grondgebonden zonzvolgend	0,0718	0,0889	127	176

8.2 Zonthermie

8.2.1 Algemene ontwikkelingen

Zoals in de Wijzigingsnotitie SDE++ 2026 al vermeld, is KGG voornemens om categorieën uit de SDE++ te verwijderen als de betreffende categorieën drie jaar in de regeling zijn opgenomen, maar geen aanvragen hebben gehad en hier geen projecten meer voor in voorbereiding zijn. Voor de twee categorieën zonthermie is bij het schrijven van dit advies twee jaar geen aanvraag gedaan, dus deze blijft in SDE++ 2026 nog open. Voor PVT op gebouwen is drie jaar geen aanvraag gedaan en er zijn ook geen komende aanvragen bij ons gemeld, dus deze wordt voor SDE++ 2026 naar de groenlijst verplaatst.

In het advies SDE++ 2025 is de methode-ID voor zonthermieprojecten groter dan 1 MW aangepast. De referentie voor deze grote projecten is nu niet meer zoals voorheen een eindverbruiker, maar collectoren die warmte leveren aan een warmtenet, die een lagere productprijs, dus lager correctiebedrag kennen. In de marktconsultatie is vernomen dat deze wijziging goed valt in de sector.

In het advies SDE++ 2025 is een nieuwe categorie toegevoegd, namelijk grootschalige PVT met nieuwe warmtepomp en nieuwe warmtekuoudeopslag (WKO). Ook deze toevoeging is goed ontvangen door de sector, waarbij we wel aantekenen dat de meeste initiatieven met warmtenetten op dit moment in Nederland in het algemeen heel moeizaam verlopen, of zelfs gestopt zijn.

De ondergrens van zonthermische systemen voor de SDE++ ligt bij een apertuuroppervlakte van 200 m² (140 kWh). Kleinere systemen kunnen in aanmerking komen voor een investeringssubsidie via de Investeringsubsidie duurzame energie (ISDE). Behalve de met glas afgedekte systemen

boven en onder 1 MWth, is er in dit advies nog een categorie PVT aan een warmtenet. De categorie PVT bij gebouwen wordt voor SDE++ 2025 op de groslijst geplaatst, zoals hierboven al vermeld.

8.2.2 Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie betreft tapwaterverwarming met een vermogen van 140 kWth voor grote verbruikers, uitgerust met een door een lichtdoorlatende laag afgedekte zonnecollectoren en een warmteopslagvat. In deze categorie kunnen ook systemen voor zonnearmte met concentrerende spiegels ingediend worden, voor eenzelfde basisbedrag. Specifieke eisen aan zonthermische systemen kunnen door het ministerie van KGG gesteld worden via bijvoorbeeld de aanwijzingsregeling, zie de [website van RVO](#). Het correctiebedrag voor deze categorie wordt bepaald volgens methode-ID 15, zie hoofdstuk 4. Tabel 8.23 geeft de technisch-economische parameters voor een systeem van 200 m² collectoroppervlak of 140 kWth.

Tabel 8.23

Technisch-economische parameters voor zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	140	140
Investeringskosten	€/kW	544	544
Vaste O&M-kosten	€/kW/jr	2,0	2,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Vollasturen	uur/jaar	600	600

8.2.3 Zonthermie > 1 MW

Het referentiesysteem voor deze SDE++-categorie heeft een thermisch vermogen van 5 MW en is aangesloten op een warmtenet. Het correctiebedrag wordt daardoor een wkk (methode-ID 17, zie hoofdstuk 4). De zonthermische systemen die aan een eindgebruiker leveren, zijn niet uitgesloten en passen in deze categorie. Specifieke eisen aan zonthermische systemen kunnen door het ministerie van KGG gesteld worden via bijvoorbeeld de aanwijzingsregeling, zie de [website van RVO](#). In deze categorie passen ook systemen voor zonnearmte met concentrerende spiegels, voor eenzelfde basisbedrag en aantal vollasturen. De technisch-economische parameters voor deze categorie van zonthermie zijn in tabel 8.24 weergegeven.

anwege de grootte van dit type zonthermische systemen en de verwachting dat het om grondgebonden systemen zal gaan, ligt het in de rede om ook naar natuurinclusiviteit te kijken. Omdat echter alle beschikbare informatie daarover gericht is op zon-pv en er toch verschillen zijn tussen deze twee vormen van zonne-energie – zo is een oost-westopstelling bij zonnearmte niet gebruikelijk, terwijl dat voor zon-pv wel zo is – hebben we nu geen extra kosten voor natuurinclusiviteit opgenomen. We geven KGG ter overweging om de ontwikkelingen bij zon-pv te monitoren, maar willen vergunningverleners wel meegeven dat ze alert kunnen zijn op natuurinclusiviteit.

Tabel 8.24

Technisch-economische parameters voor zonthermie, ≥ 1 MWth

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWp	5.000	5.000
Investeringskosten	€/kW	435	435
Vaste O&M-kosten	€/kW/jr	4,1	4,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Vollasturen	uur/jaar	600	600

8.2.4 PVT aan een warmtenet

PVT staat voor *photovoltaic-thermal* of PV-Thermisch. Deze categorie is voor het eerst gedefinieerd in de SDE++ 2021 (Lensink en Schoots, 2021). Een uitgebreide beschrijving is te vinden in het advies SDE++ 2021 (paragraaf 5.3.4) voor de eerdere categorie PVT op gebouw (inmiddels op de groslijst) en in het advies SDE++ 2025 voor de hier beschreven categorie PVT aan een warmtenet. In het laatstgenoemde rapport is meer informatie te vinden over de systeemcomponenten bij deze configuratie, te weten een nieuwe warmtepomp en een nieuwe warmte-koudeopslag.

Het referentiesysteem is een variant waarin PVT gebruikt wordt als bron voor een warmtepomp en als bron om een bodembron in balans te houden. De warmte uit PVT, deels zonne-energie maar voornamelijk warmte uit de buitenlucht, wordt hierin afhankelijk van het seizoen gebruikt als bron voor de warmtepomp en om de warmte-koudeopslag te regenereren. Via de warmtepomp wordt, afhankelijk van het seizoen, warmte uit de PVT-panelen en warmte uit de WKO gebruikt om warmte van hogere temperatuur te leveren aan een warmtenet. Daarbij wordt zoveel mogelijk gebruik gemaakt van de elektriciteit uit de PVT-panelen, waarbij er toch een overschot is in de zomermaanden (dus netlevering) en een tekort in de wintermaanden (dus elektriciteitsinkoop). Vanwege de WKO is er méér mogelijkheid om warmte op te slaan voor gebruik in een later seizoen, waarmee de SPF van dit systeemontwerp hoger is dan een variant zonder WKO.

Jaarrond kan de warmtebron van de warmtepomp gekoppeld zijn aan de thermische zijde van de PVT-panelen, in koude periodes aangevuld of overgenomen door ondergrondse warmte uit de WKO. Op deze manier kan hernieuwbare elektriciteit uit de zomer op efficiënte wijze (dat wil zeggen tegen hoge COP) worden omgezet in warmte voor de winter, via seizoensopslag van warmte. Deze categorie is vormgegeven om bestaande warmtenetten te verduurzamen. Omdat dit meestal warmtenetten van hogere temperatuur zijn, wordt een centrale warmtepomp verondersteld, waarbij er in de woningen of aangesloten utiliteitsgebouwen geen boosterwarmtepompen aanwezig zijn.

Het basisbedrag voor deze categorie is gekoppeld aan de nuttig aangewende warmte uit de warmtepomp, geleverd aan een warmtenet. We gaan er van uit dat deze categorie in het warmtenet een wkk vervangt. Om deze reden is het correctiebedrag dat van toepassing is gekoppeld aan grootverbruikers (methode-ID is 17, zie hoofdstuk 4). Elektriciteit uit PVT komt niet in aanmerking voor SDE++-subsidie; deze opbrengst is namelijk verrekend met de energiestromen in het systeem.

Vanwege de grootte van dit type PVT-systemen en de verwachting dat het om grondgebonden systemen zal gaan, ligt het in de rede om ook naar natuurinclusiviteit te kijken. Omdat echter alle beschikbare informatie daarover gericht is op zon-pv en er toch verschillen zijn tussen zon-pv en PVT, hebben we nu geen extra kosten voor natuurinclusiviteit opgenomen. We stellen voor om de ontwikkelingen bij zon-pv te monitoren, maar willen vergunningverleners wel meegeven dat ze alert kunnen zijn op natuurinclusiviteit bij PVT.

We herhalen hier ook de overweging om de ontwikkelingen van de categorie PVT aan warmtenet goed te monitoren en gerealiseerde systemen kritisch te evalueren op prestatie, besparing op de CO₂-uitstoot, het functioneren van de seizoenswarmteopslag en het effect op de verlichting van de netproblematiek.

In tabel 8.25 staan de technisch-economische parameters van de referentie-installatie voor de categorie PVT aan warmtenet, die niet gewijzigd zijn ten opzichte van voorgaand jaar. Het

omvormervermogen is verondersteld 70% van het aansluitvermogen te zijn, waarbij de kosten voor de vervanging ervan in jaar 13 nu voor 3 jaar (namelijk tot en met jaar 15) meegewogen zijn in de berekening van het basisbedrag.

Tabel 8.25
Technisch-economische parameters voor PVT aan warmtenet

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Vermogen	kWth	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kWth	3.050	3.050
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	150	150
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0019	0,0019
Eenmalige O&M-kosten in jaar 13	€	26.400	26.400
Vollasturen	uur/jaar	4.600	4.600
SPF - Systeem	-	3,6	3,6
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	3.000	3.000

Tabel 8.26
Overzicht subsidieparameters zonthermie

Categorie	Basisbedrag	Basisbedrag	Subsidie-intensiteit	Subsidie-intensiteit
	Advies	Advies	Advies	Advies
	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Zonthermie, ≥ 140 kWth tot 1 MWth	0,1111	0,1120	232	132
Zonthermie, ≥ 1 MWth voor warmtenet	0,0939	0,0946	332	283
PVT aan warmtenet	0,0899	0,0907	333	282

9 Vergisting van biomassa

9.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de bevindingen voor de SDE++-categorieën die betrekking hebben op vergisting van biomassa. De volgende categorieclusters behandelen we in dit hoofdstuk:

- Allesvergisting,
- Vergisting van uitsluitend dierlijke mest (verder monomestvergisting)
 - Tot 110 kW input
 - Van 110 tot 1500 kW
 - 1500 kW en groter,
- Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties,
- Levensduurverlenging van bestaande biomassavergisting.

Voor elk van deze categorieclusters geldt dat we een optie voor groengas, gecombineerde opwekking en warmte hebben doorgerekend. Voor levensduurverlenging en bestaande slibgisting hebben we ook de optie voor ombouw van een vergister naar groengas doorgerekend. Paragraaf 9.2 schetst het de voornaamste aanpassingen ten opzichte van het advies voor de SDE++ 2025. In paragraaf 9.3 wordt het algemene beeld van de investeringen, als ook de gehanteerde prijzen voor de grondstoffen geschetst. In de paragrafen 9.4 tot en met 9.10 gaan we in op de referentie-installaties met de daarbij behorende investeringen, operationele kosten en opbrengsten. In paragraaf 9.11 zijn de bij de referentie-installatie horende basisbedragen weergegeven.

9.2 Algemene wijzigingen vergisting

9.2.1 Categorisering monomestvergisting

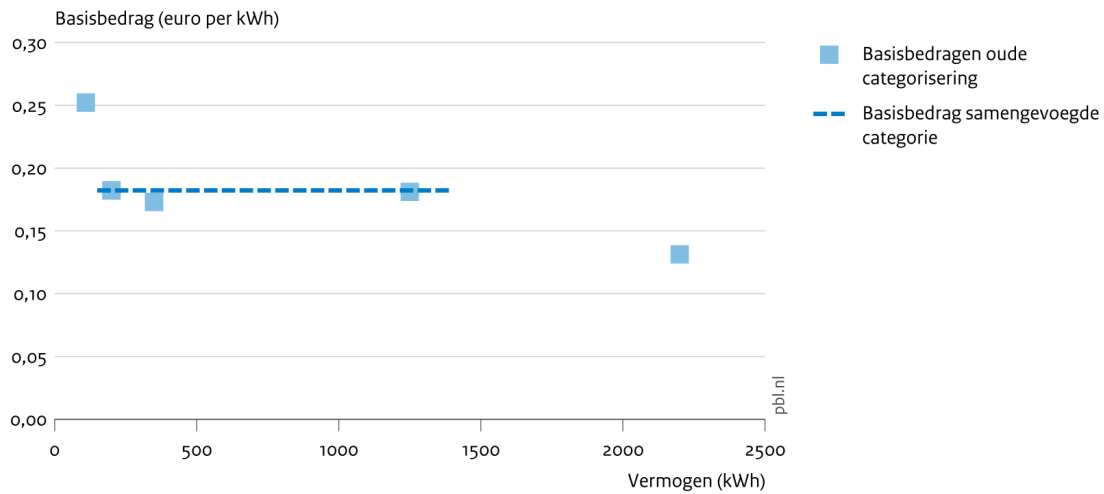
Voor het SDE++-advies 2026 adviseren we een nieuwe begrenzing van de monomestvergistingscategorieën. Dit heeft enkele redenen. In het SDE++ 2025-advies bestond monomestvergisting uit meerdere categorieën. In dat advies hadden we drie categorieën met een vergelijkbaar concept doorgerekend, maar met uiteenlopende basisbedragen:

- Monomestvergisting 110 – 275 kW,
- Monomestvergisting 275 – 450 kW,
- Monomestvergisting 450 – 1500 kW.

Bij het doorrekenen van de basisbedragen van deze drie categorieën hebben we vastgesteld dat de basisbedragen dusdanig dicht bij elkaar blijken te liggen, dat het mogelijk wordt de drie losse categorieën te combineren tot één categorie voor centrale mestvergisting. In figuur 9.1 hieronder wordt de uitkomst op basis van het basisbedrag weergegeven.

Figuur 9.1

Basisbedrag monomestvergisting naar vermogen, 2026



Bron: PBL

De beperkte spreiding in basisbedragen wordt verklaard doordat enkele effecten elkaar nagenoeg opheffen. Bijvoorbeeld werkt een toename in bijvoorbeeld de gasaansluitingskosten (zie paragraaf 9.2.3) sterker door bij de categorieën met kleinere installaties dan bij de categorieën met grotere installaties. Ook heeft een hoger opgesteld vermogen schaalvoordelen, waardoor de investeringskosten per kilowatt dalen. Daarnaast nemen bij grotere installaties de operationele kosten toe. Er zijn extra kosten voor logistiek, mestaanvoer, organisatie en bedrijfsvoering, wat resulteert in hogere operationele kosten per kilowatt. Deze stijging in O&M-kosten werkt direct door in het basisbedrag. Omdat deze effecten elkaar grotendeels compenseren, blijft het berekende basisbedrag over de verschillende vermogensklassen vrijwel gelijk en ligt samenvoeging voor de hand.

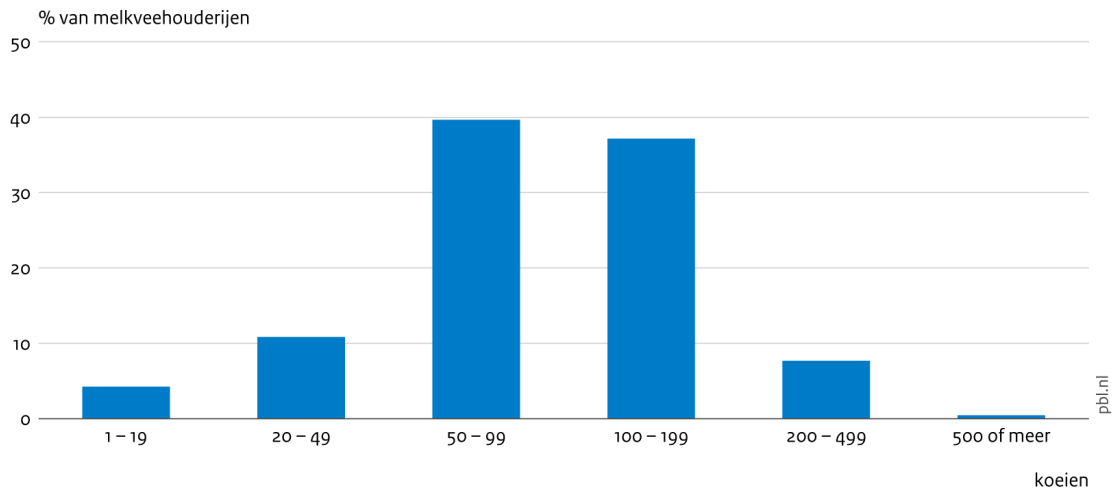
We blijven de kostenontwikkeling van de monomestcategorieën zoals ze beschreven zijn in het SDE++-advies 2025, monitoren om te controleren of de reden tot samenvoeging van de categorieën ook in de toekomst standhoudt.

Daarmee wordt nieuwe categorie-indeling gebaseerd op verschillende referentie-projecten en concepten die te verwachten zijn bij een bepaalde schaalgrootte. We adviseren daarom om alle monomestvergistingprojecten in de SDE++-regeling te categoriseren op basis van het vermogen, maar ongeacht het projecttype. De benaming van de categorieën als individuele, centrale of industriële mestvergisting is slechts illustratief voor het meest voorkomende type vergister, maar geen bepalend criterium of een installatie wel of niet binnen een categorie valt. De drie categorieën zijn:

- a) Individuele mestvergisting (<110 kW)
- b) Centrale mestvergisting (110 kW tot 1.500 kW)
- c) Industriële mestvergisting (>1.500 kW)

De vermogensbegrenzing van individuele mestvergisting is ten opzichte van vorig jaar onveranderd gebleven. De referentie van deze categorie is gericht op projecten waar een boer uitsluitend zijn eigen mest vergist in een vergister op het eigen erf. Het geproduceerde biogas kan vervolgens voor eigen gebruik worden ingezet of centraal opgewaardeerd. De grens van 110 kW komt overeen met ongeveer 200 melkkoeien, waardoor het merendeel van de melkveehouderijen binnen deze categorie kan aanvragen (CBS, 2025b).

Figuur 9.2
Aantal koeien per melkveehouderij, 2022



Bron: CBS
Grafieknummer: 014g_sde26

De vermogensbegrenzing van de centrale mestvergistingscategorie is vastgesteld op 110 kW tot 1.500 kW. De projecten die in deze categorie vallen zijn, op enkele uitzondering na, van zodanig formaat dat er meer mest nodig is, dan op het eigen terrein beschikbaar is. Dit houdt in dat er mest geleend wordt van naburige boerderijen, of dat er mest vergist wordt in een collectief verband, zoals een mesthub. Als referentievermogen wordt het vermogen aangehouden van oude categorie Monomestvergisting 110 - 275 kW, namelijk 200 kW. Dit vermogen sluit het beste aan bij de praktijk, omdat het merendeel van de SDE++-aanvragen binnen dit bereik valt.

De ondergrens voor grootschalige industriële mestverwerking via vergisting blijft onveranderd ten opzichte van het SDE++-advies 2025 op 1.500 kW.

9.2.2 Compostering

Ondanks een additionele uitvraag voor compostering hebben we geen feedback uit de markt ontvangen over het nut van deze categorie op de korte termijn. We hebben zodoende, mede door de afwezigheid van SDE++-inschrijvingen in de laatste 3 jaar, besloten om hierover niet opnieuw advies uit te brengen. Warmte uit compostering komt daarmee op de groslijst te staan en kan een in een later advies weer opgenomen worden, zodra er concrete projecten in de pijplijn zitten.

9.2.3 Gasaansluiting

Vanuit de netbeheerders is aangegeven dat nieuwe gasleveranciers zogenaamd toekomstvast worden aangesloten. Dit houdt in dat het merendeel van de projecten wordt aangesloten op het (1 tot) 8-barnet, in plaats van op het 200-mbarnet. Dit brengt met zich mee dat over het algemeen een langere leiding moet worden aangelegd, waardoor de investering voor de gasaansluiting toeneemt. Hierbij wordt een gemiddeld bedrag van 120.000 euro per aansluiting genomen. Dit bedrag nemen we over voor alle nieuwe monomestvergistingsprojecten. Voor allesvergisting op een industriële locatie voorzien we dat dit niet noodzakelijk is.

9.2.4 Grondkosten

Voor nieuwe projecten geldt over het algemeen dat de installatie op grond in bestaand eigendom wordt gebouwd. Dit geldt voor zowel kleinschalige monomestvergisting (bij de boer), als voor bestaande industrie (allesvergisting).

Een uitzondering geldt voor grootschalige projecten, zoals de mesthub en industriële monomestvergisting die we adviseren samen te voegen in een categorie. Hierbij gaan we uit van grond die nog niet in eigendom is. Daarbij houden we de kwartaalrapportage van het kadaster aan omtrent bouwgrond. Dit komt neer op ca 100.000 euro per hectare.

9.2.5 Methodiek bepaling investeringskosten

De investeringskosten zijn, naast de parameters omtrent de gasaansluiting en grondkosten, veranderd ten opzichte van het vorige advies. Een belangrijke factor hierbij is de update van de gehanteerde methodiek voor de bepaling van de investeringskosten.

De verschillende referentie-installaties voor de vergistingscategorieën zijn bepaald op basis van onze inschatting van een representatief project in de markt is. Op basis van de verwachte grootte maken we een inschatting voor de benodigde componenten, zoals het aantal vergisters en het volume, de grootte van gasopwaardeerinstallatie of een wkk, of de warmtevraag. Voor de inschatting van deze investeringskosten maken we gebruik van data van zowel ingediende SDE++-aanvragen, als ook nationale en internationale projecten voor biogasproductie.

Voor de SDE++ 2026 hebben we de kosten van de vergisters over de verschillende categorieën vergeleken en geharmoniseerd op basis van doorzet en volume. Naast de grote componenten hebben we dit jaar extra gekeken naar overige kostenposten zoals control en instrumentatie, civiele kosten en mechanische kosten. Voor projectkosten (EPC) en onvoorzien houden we gangbare percentages aan.

9.2.6 Inflatie en investeringsmoment

Voor het advies SDE++ 2026 houden we vast aan de methodiek van de voorgaande jaren. In principe worden de investeringsparameters gebaseerd op historische gegevens gecorrigeerd voor de actuele inflatiecijfers. Daarnaast geldt dat we voor het investeringsbesluit het aanvraagjaar van de SDE++ (2026) plus een jaar aanhouden. Dat houdt in dat we de prognose vanuit de DNB omtrent de kerninflatie aanhouden tot en met het jaar 2027. We rekenen met een stijging van 7,8% ten opzichte van het huidige prijspeil. De elektriciteitsprijzen zijn ook geactualiseerd, wat van invloed is op de O&M-kosten.

9.2.7 Grondstofprijzen voor allesvergisting

Bij grootschalige allesvergisting wordt een installatie beschouwd die reststromen verwerkt uit bijvoorbeeld de voedings- en genotsmiddelenindustrie of agriculturele sector. Deze markt is doorgaans gebaseerd op kortetermijncontracten van typisch drie maanden. Doordat de SDE++ wordt doorgerekend over 12 jaar, is het onwenselijk dat de gehanteerde SDE++-prijs te veel meebeweegt met mogelijke kortetermijneffecten. Om deze kortetermijneffecten op te vangen, hanteren we de prijsstijgingen op basis van vijfjarige gemiddelden van de snijmaisprijzenindex. Deze laatste beschouwen we als maatstaf voor prijsfluctuaties, terwijl we op basis van marktinformatie de grondstofkosten verifiëren. Het ijkpunt is op basis van historische gegevens uit 2020 en inclusief

digestaatafzetkosten. Op basis van de recentste informatie (2024) zien we een significante stijging van 40 procent ten opzichte van de rapportage van vorig jaar. De belangrijkste factor in deze prijsstijging zijn de toegenomen mest- en digestaatafzetkosten in de markt. Deze kosten zijn in de laatste jaren toegenomen mede als gevolg van het [afbouwen van de mestderogatie](#), waardoor de balans in de markt is verstoord. De mest- en digestaatafzetkosten zijn toegenomen van een stabiel plateau in de periode voor 2023 van circa 20 euro per ton naar circa 30 tot 35 euro per ton in de periode 2024 en 2025. Deze impact is significant en relevant voor allesvergistingsprojecten. Mede daarom houden we de prijsstijgingen volgens de jaarlijkse indicatiemethodiek aan. Op basis van het vijfjarig gemiddelde geldt dat de we daarom een verdere prijsstijging van 15% meenemen.

Tabel 9.1

Prijzontwikkeling allesvergisting (gebaseerd op indices en gebruikt voor advies)

Peildatum	Juli 21	Juli 22	Juli 23	Juli 24	Juli 25
Indexatie 5-jaarsgemiddelde	4,7%	6,5%	11,7%	5,7%	15%
Grondstofprijzen historisch [€/t]	35,6	45,3	45,3	58,0	-
Grondstofprijs [€/t]	30,9	33,0	36,9	42,6	49,0

9.2.8 Grondstofprijzen monomestvergisting

Voor de kleinschalige individuele vergisting (<110 kW) gaan we uit van een vergister op boerderijschaal. We gaan hierbij uit van verse ongescheiden rundveemest. Op basis van de hierbij horende gehanteerde biogasopbrengst van 27 m³, of 0,57 GJ/t mest, komt de gekozen referentie voor groengas op 72 kW, of een equivalent van 130 koeien. De kleinste categorie beschouwen we als categorie waarin alle mest van het eigen bedrijf afkomstig is. Daarbij geldt dan ook kostenneutraliteit ten aanzien van mest en digestaat, omdat de nutriëntenbalans van het bedrijf ongewijzigd blijft door de vergisting.

Voor de categorie van 110 kW tot 1500 kW geldt dat het aantal bedrijven met genoeg koeien in Nederland beperkt is. Een significant deel van de boerderijhouders die het voornemen hebben om op deze schaalgrootte groengas, elektriciteit of warmte te gaan produceren door vergisting, zal daarvoor mest extern moeten aanvoeren. De hoeveelheid mest die aangevoerd wordt, varieert van een klein percentage bij lagere vermogens tot grotere aandelen bij mestvergistingprojecten in de vorm van een mesthub. In de referentie gaan we uit van een opgesteld vermogen van 200 kW waarbij 70% van de mest van het eigen terrein komt, 20% van de mest geleend wordt en 10% van overige bronnen afkomstig is.

We nemen aan dat het transport met bijbehorende kosten neerkomt op 5,5 euro per ton mest voor de geleende mest. De transportkosten voor externe mest worden vervolgens naar rato van het percentage externe mest berekend (hoe lager het percentage externe mest, des te lager ook de transportkosten). Voor de monomestcategorieën hanteren we dan een verdeling met bijbehorende kosten, zoals die is weergegeven in tabel 9.2.

Tabel 9.2

Aandeel eigen mest, geleende mest en extern verwerkte mest per categorie

Categorie	Eigen mest	Geleende mest	Overig (externe verwerking)
< 110 kW (individueel)	100%	0%	0%
110 – 1.500 kW (centraal)	70%	20%	10%
> 1.500 (industrieel)	0%	0%	100%

Voor de categorie > 1500 kW geldt dat de mest moet worden afgevoerd voor externe verwerking of export. Een grootschalige mestverwerkingsinstallatie zonder vergisting heeft in het algemeen het poorttarief nodig om te kunnen renderen. Het poorttarief is het bedrag dat wordt ontvangen bij aflevering van de mest door een derde. Daartegenover staan administratieve kosten en kosten voor de afvoer of verwerking van het digestaat. De omzetting van mest naar biogas leidt tot een geringe volumedaling. In de SDE++-advisering en berekeningen hanteren we het uitgangspunt van neutrale kosten voor mestaanvoer en digestaatafvoer. Daarom wordt netto een prijs van 0 euro per ton mest verondersteld bij de grootschalige vergistingsinstallatie. In tabel 9.3 is de samenvatting gegeven voor alle vergistingscategorieën.

Tabel 9.3

Gehanteerde grondstofparameters voor vergistingsinstallaties SDE++ 2025

Biomassa voor vergisting	Energie-inhoud vergistingsinput ^{a)} [GJ/t]	Prijs vergistingsinput [€/t]	Referentieprij biogas [€/GJ]	Vermeden methaanemissie [kg/t]
Allesvergisting	3,40	49	14,42	0
Monomestvergisting (< 110 kW)	0,57	0	0	-54,0 ^{b)}
Monomestvergisting (110 – 1.500 kW)	0,57	1,1	1,93	-50,0
Monomestvergisting (> 1.500kW)	0,53	0	0	-23,0 ^{c)}

a) De energie-inhoud van de vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton en de referentieprij in euro per GJ biogas.

b) De vermeden methaanemissies voor monomestvergisting zijn afkomstig uit de RED (54 kg/t verse mest, bij centrale vergisting gaan we uit van een minder verse mest).

c) Voor de grootschalige vergisting wordt de mest voor langere tijd opgeslagen waardoor een deel van de mest alsnog methaan aan de atmosfeer afstaat en de vermeden emissies dus duidelijk liggen.

9.3 Allesvergisting

Voor grootschalige allesvergisting wordt een bestaande industriële productie-installatie aangepast, waarbij de vergister in een bestaande installatie wordt geïntegreerd. Voor de input wordt als referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Voor alle categorieën (groengas, wkk en warmte) geldt dat de capaciteit aan ruw biogas circa 954 m³ per uur is, overeenkomend met een grootte van ongeveer 5,5 MW input. De naamgeving van de paragrafen sluit aan bij de naamgeving van de categorieën in de SDE++ 2025.

Tabel 9.4 geeft een overzicht weer van alle techno-economische parameters van de allesvergistingscategorieën. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.4
Technisch-economische parameters voor allesvergistig

Parameter	Eenheid	Groen- gas SDE++ 2025	Groen- gas SDE++ 2026	Wkk SDE++ 2025	Wkk SDE++ 2026	Warmte SDE++ 2025	Warmte SDE++ 2026
Referentie grootte	MW input	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Output groengas	MW output	5,47	5,47	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Vollasturen warmte ^{a)}	uur/jaar	8.000	8.000	7.167	7.167	7.000	7.000
Output warmte	kWth	-	-	2.640	2.640	4.700	4.702
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	2.090	2.090	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	38%	38%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	1.592	1.831	1.185	1.226	1.185	1.270
O&M-kosten, vast	€/kW input	101	110	85	83	85	87
O&M-kosten, variabel	€/kWh output	0,007	0,008	0,002	0,002	0,002	0,006
Energie-inhoud	GJ biogas/t	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Grondstofkosten	€/t	42,6	49,0	42,6	49,0	42,6	49,0

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

Als referentie voor de groengascategorie wordt uitgegaan van de eerdergenoemde vergister met een opwerkfaciliteit voor een productiecapaciteit van 591 m³ per uur groen gas. De substraatinput is 47 kiloton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton. Als referentie-opwerkinstallatie is gekozen voor membraantechnologie. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister, is afkomstig van de vrijgekomen restwarmte uit de opwerkinstallatie en opgewekt door middel van een warmtepomp of soortgelijk alternatief. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Als referentie voor de gecombineerde-opwekkingcategorie wordt uitgegaan van een vergister met een elektriciteitsproductie van 2,3 MWe. Voor de basisbedragen rekenen we met een elektrisch rendement van 41% bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering. Voor de warmte is aangenomen dat alle beschikbare warmte, na aftrek van de interne warmtebehoefte voor de vergister, beschikbaar is voor hygiënisatie van de reststroom. De mogelijkheid om de warmte te benutten in de droging en hygiënisatie van digestaat maakt dat het aantal vollasturen warmte is aangenomen op 7.300 uur.

De referentie-installatie voor de warmtecategorie is grotendeels gelijk aan de referentie-installatie voor gecombineerde opwekking, alleen wordt het biogas nu verstoekt in een gasketel. Deze ketel levert warmte of stoom van circa 120 °C. Er zijn geen kosten meegenomen voor een gasleiding of warmtenet of invoeding daarop. De geproduceerde warmte wordt deels gebruikt om te voorzien in de warmtevraag van de bestaande industriële installatie.

9.4 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest tot 110 kW

Het referentievermogen van deze categorie is 72 kW input (circa 130 koeien), wat we representatief achten voor een groot deel van boerenbedrijven. We refereren naar hoofdstuk 9.2.1 voor verdere onderbouwing van de vermogensbegrenzing van deze categorie. De categorie is voor groengas en warmte gebaseerd op een gashub-samenwerking, al dan niet coöperatief, waar de mest lokaal wordt vergist en het geproduceerde biogas via leidingwerk wordt getransporteerd naar een centrale installatie, waar het biogas wordt omgezet in groengas in een membraaninstallatie, of wordt omgezet in warmte door middel van een ketel. Voor hernieuwbare elektriciteit geldt dat deze direct wordt ingezet in een wkk-installatie. De elektriciteit en warmte wordt vervolgens ingezet op het eigen bedrijf of geleverd aan het net. Mest is in deze categorieën afkomstig van het eigen bedrijf en het digestaat wordt daar ook weer ingezet. Daarom wordt voor deze categorie geen kostprijs of afvoerprijs meegenomen voor mest.

Tabel 9.5 geeft een overzicht weer van alle techno-economische parameters van de categorieën voor monomest < 110 kW. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.5
Technisch-economische parameters voor individuele monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Groengas	Groengas	Wkk	Wkk	Warmte	Warmte
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Referentie grootte	kW input	72	72	72	72	72	72
Output groengas	kW output	71,6	71,6	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Vollasturen warmte ^{a)}	uur/jaar	8.000	8.000	3.083	3.083	8.000	8.000
Output warmte	kWth	-	-	34,6	34,6	64,3	64,3
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	21,6	21,6	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	30%	30%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	5.754	6.815	5.696	7.432	5.754	6.593
O&M-kosten vast	€/kW input	400	446	344	423	400	438
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,062	0,078	0,003	0,009	0,042	0,052
Energie-inhoud	GJ biogas/t	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Grondstofkosten	€/t	0	0	0	0	0	0

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

Voor de referentie-installatie voor de groengascategorie wordt uitgegaan van een vergister op het eigen bedrijf van een boer. Hierbij wordt de mest direct en dagvers uit de stal gehaald voor vergisting in een centrale opwaardeereenheid of hub, waarbij meerdere boeren samenwerken. We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de civiele aanpassingen voor de additionele tussenopslag van het digestaat. Voor de hub gaan we uit van circa 12 losstaande bedrijven met een centrale opwerkeenheid. Dit maakt dat de totale opwerkeenheid een capaciteit heeft van circa 145 m³ biogas per uur. We gaan tevens uit van een gemiddelde lengte van een kilometer ondergrondse leiding per bedrijf. Voor de kosten van de centrale opwerkeenheid en leiding gaan we uit van een centraal (extern) bedrijf. Deze kosten, operationele kosten en investeringskosten, zitten daarbij verrekend in de operationele kosten. Hiervoor hanteren we zowel variabele kosten per kilowattuur voor centrale opwerking en ondergrondse leiding, als vaste kosten voor vastrecht en ondergrondse leiding. De benodigde warmte van de referentie-installatie is afkomstig van een

warmtepomp.

Voor de referentie-installatie van de gecombineerde-opwekkingcategorie gaan we uit van een vergister op het eigen bedrijf van een boer, waar de mest direct en dagvers uit de stal wordt gehaald voor de vergisting. Het geproduceerde biogas wordt ingezet in een kleinschalige warmtekrachtkoppeling. We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat als civiele aanpassingen. De vrijgekomen warmte wordt gebruikt op het eigen bedrijf, bijvoorbeeld voor hygiënisatie of voor verwarming van de installatie. Het surplus aan elektriciteit boven op het eigen gebruik wordt geleverd aan het elektriciteitsnet.

Voor de referentie-installatie van de warmtecategorie wordt uitgegaan van een vergister op het eigen bedrijf van een boer, waarbij de mest dagvers direct uit de stal wordt gehaald voor vergisting en waarbij het biogas nuttig wordt aangewend in een bestaande (industriële) gasketel. Voor het totale vermogen werken meerdere boeren samen in een hub. We houden op het eigen bedrijf rekening met de benodigde kosten voor de additionele tussenopslag van het digestaat via civiele aanpassingen. Voor de hub gaan we uit van circa 12 losstaande bedrijven met een bestaande centrale ketel. De benodigde aanpassingen aan de ketel worden als beperkt gezien. We gaan voor de hub uit van een gemiddelde lengte van een kilometer ondergrondse leiding per bedrijf. Voor de kosten van de benodigde centrale punten, zoals gasbol en fakkels, en leiding rekenen we met een centraal (extern) bedrijf. De hiermee gepaarde kosten zitten daarbij verrekend in de operationele kosten. Hiervoor hanteren we zowel variabele kosten per kilowattuur voor de centrale opwerking en ondergrondse leiding, als vaste kosten voor vastrecht en ondergrondse leiding.

9.5 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest 110 tot 1.500 kW

Voor de centrale monomestvergistingscategorie is de schaalgrootte van de referentie-installatie vastgesteld op 200 kW input. We refereren naar hoofdstuk 9.2.1 voor verdere onderbouwing van de vermogensbegrenzing van deze categorie. De referentie-installatie is een vergister op het eigen bedrijf waarbij een deel van de mest wordt aangevoerd van een boerderij in de buurt en na vergisting weer wordt teruggebracht. De vergister heeft een ruwbiogasproductie van 34 m³ per uur. Voor de referentie-installaties van monomestvergisting wordt weekverse mest gehanteerd. We houden hierbij rekening met de benodigde kosten voor de civiele aanpassingen voor de additionele tussenopslag van het digestaat.

Tabel 9.6 geeft een overzicht weer van alle techno-economische parameters van de categorieën voor monomest 110 tot 1.500 kW. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.6**Technisch-economische parameters voor centrale monomestvergisting**

Parameter	Eenheid	Groengas	Groengas	Wkk	Wkk	Warmte	Warmte
		SDE++ 2025 ^{a)}	SDE++ 2026	SDE++ 2025 ^{a)}	SDE++ 2026	SDE++ 2025 ^{a)}	SDE++ 2026
Referentiegrootte	kW input	200	200	200	200	200	200
Output groengas	kW output	199	199	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	26%	26%	26%	26%	26%	26%
Vollasturen warmte ^{b)}	uur/jaar	8.000	8.000	3.667	3.667	8.000	8.000
Output warmte	kWth	-	-	96	96	180	180
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	58	58	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	29%	29%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	5.627	6.522	4.361	5.325	4.626	5.192
O&M-kosten vast	€/kW input	287	327	234	276	269	291
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,021	0,026	0,0031	0,009	0,029	0,036
Energie-inhoud	GJ biogas/t	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Grondstofkosten	€/t	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

a) Waardes uit het SDE++ 2025-advies zijn afkomstig van de categorie monomestvergisting 110 -275 kW

b) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

De referentie-installatie voor groengas zet het geproduceerde biogas om in groengas. Als referentie-opwerkinstallatie is gekozen voor membraantechnologie. De benodigde warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt komt deels vrij van de opwaardeerinstallatie. De resterende warmte wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net, zodat de groengasproductie gemaximeerd is.

De referentie-installatie voor gecombineerde opwekking wordt mede bepaald op basis van de energie-inhoud van de mest en het elektrisch rendement van de gasmotor. Voor deze categorie is gekozen voor een schaalgrootte die overeenkomt met een boerderij met circa 360 koeien. Dit levert netto een elektrische output van 58 kWe. Bij elektriciteit is technisch sprake van een wkk-installatie, waarbij de 96 kWth warmte grotendeels gebruikt wordt voor het interne vergistingsproces. Voor de resterende warmte is aangenomen dat deze wordt ingezet voor hygiënisatie.

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van wkk alleen warmteproductie. Belangrijkste wijziging dit jaar, naast de toevoeging van de kosten voor tussenopslag, is dat we uitgaan van een biogashub, net als bij de kleinschalige vergisters. Mede hierdoor heeft de vergister 8.000 draaiuren. De benodigde warmte wordt dan met een warmtepomp opgewekt. De kosten voor het leidingwerk als ook de centrale verbranding worden door een samenwerkingsverband afgezet. De investering wordt daarvoor verrekend in de zowel de vaste als variabele kosten.

9.6 Vergisting van uitsluitend dierlijke mest groter dan 1.500 kW

Bij de industriële mestverwerking via vergisting gaan we uit van een industriële mestvergister nabij industrie. De referentie-installatie stellen we op 2.200 kW voor alle drie categorieën, met een ruw-biogasproductie van 381 m³ per uur.

Tabel 9.7 geeft een overzicht weer van alle techno-economische parameters van de categorieën voor monomest > 1.500 kW. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.7
Technisch-economische parameters voor industriële monomestvergisting

Parameter	Eenheid	Groengas SDE++ 2025	Groengas SDE++ 2026	Wkk SDE++ 2025	Wkk SDE++ 2026	Warmte SDE++ 2025	Warmte SDE++ 2026
Referentie grootte	MW input	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Output groengas	MW output	2,19	2,19	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Vollasturen warmte ^{a)}	uur/jaar	8.000	8.000	3.833	3.833	6.000	8.000
Output warmte	kWth	-	-	1.056	1.056	1.980	1.980
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	814	814	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	37%	37%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	2.876	3.960	2.679	3.563	2.553	3.668
O&M-kosten vast	€/kW input	202	295	173	251	164	255
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,018	0,028	0,003	0,009	0,016	0,028
Energie-inhoud	GJ biogas/t	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Grondstofkosten	€/t	0	0	0	0	0	0

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

De referentie-installatie voor groengas gebruikt membraantechnologie met een productie van 248 m³ per uur groengas. De mestinput is bijna 120 kiloton per jaar, waarbij eenzelfde soort mix als bij kleinschalige mestvergisting wordt aangehouden. De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister, is deels afkomstig van de opwaardeerinstallatie en wordt opgewekt met een warmtepomp. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

De referentie grootte van de wkk-installatie komt overeen met die voor de productie van groengas: een productiecapaciteit van 370 m³ per uur ruw biogas dat wordt ingezet in een gasmotor. We rekenen met een elektrisch rendement bij de omzetting van het biogas naar netto-elektriciteitslevering van 37 procent. Voor de warmte is aangenomen dat de beschikbare warmte voor circa 25 procent gebruikt wordt voor de interne warmtebehoefte van de vergister. Het restant van de warmte wordt op het eigen bedrijf toegepast voor bijvoorbeeld droging of hygiëniseren. De jaarlijkse nettoproductie van warmte (na aftrek van de interne warmtevraag) komt overeen met 3.800 vollasturen bij de vermelde vermogens.

De referentie-installatie voor de productie van warmte is dezelfde referentie als voor gecombineerde opwekking, met in plaats van een wkk-installatie een biogasketel voor warmteproductie. Bij de grootschalige monomestvergisting gaan we, evenals in het vorige advies, uit van externe warmtelevering, wat het aantal vollasturen verhoogt van 5.800 naar 8.000.

9.7 Slibgisting bij waterzuiveringsinstallaties

Slibgisting heeft meerdere voordelen, onder andere de reductie van verwerkingskosten, verbeterde ontwatering en stabilisatie van slib, reductie van pathogene micro-organismen en heeft als tevens de productie van biogas voor de terugwinning van energie als doel. Om die redenen heeft de vergisting van primair RWZI-slib doorgaans geen subsidie nodig omdat die onderdeel is van het waterzuiverings- en slib-reductieproces.

Mesofiele vergisting, vergisting bij een temperatuur van circa 38 °C, van primair slib wordt veel toegepast in rioolwaterzuiveringsinstallaties, waarbij het biogas wordt ingezet op een warmtekrachtkoppeling, hetgeen doorgaans een positieve businesscase voor de RWZI oplevert. Daarom is deze analyse zowel gericht op de productie van groengas bij bestaande installaties, als ook op technologieën die leiden tot meer biogasproductie. Voorbeelden hiervan zijn thermofiele gisting, vergisting bij een temperatuur van circa 55 °C, thermische-drukhydrolyse, warmtebehandeling en meertrapsgisting, waarbij meer secundair slib uit het proces wordt gehaald dan wel centraal wordt vergist.

Dit advies is opgesteld voor de productie van groengas uit bestaande installaties of voorproductie van extra biogas uit zuiveringsslib. Voor deze verbeterde slibgisting geldt dat projecten de huidige biogasproductie met minimaal 25 procent moeten verhogen. De installatiedelen die verantwoordelijk zijn voor de meerproductie van biogas moeten nieuw zijn. Voor de verbeterde slibgistingscategorieën geldt dat door de afbraak van secundair slib slibverwerkingskosten worden bespaard. Dit berekenen we ten opzichte van de referentiesituatie waarin alle slib, na ontwatering, afgevoerd moet worden. Dit komt terug als negatief bedrag bij de O&M-kosten. De referentie-installatie is berekend op basis van een slibverwerkingsprijs van 64 euro per ton die wordt uitgespaard bij nuttige toepassing door vergisting.

Tabel 9.8 geeft een overzicht van alle techno-economische parameters van de verbeterde-slibgistingscategorieën. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.8
Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting

Parameter	Eenheid	Groengas	Groengas	Wkk	Wkk	Warmte	Warmte
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Referentiegrootte	MW input	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Output groen gas	MW output	1,19	1,19	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	37%	37%	37%	37%	37%	37%
Vollasturen warmte ^{a)}	uur/jaar	8.000	8.000	1.833	1.833	4.138	4.138
Output warmte	kWth	-	-	912	912	1.720	1.720
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	722	722	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	38%	38%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	5.793	7.740	5.699	7.370	5.546	7.377
O&M-kosten vast	€/kW input	13	12	15	10	4	3
O&M-kosten variabel	€/kWh output	-0,037	-0,037	-0,073	-0,073	-0,104	-0,103
Energie-inhoud	GJ biogas/t	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

Voor de groengascategorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele-vergistinginstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt. Als referentie

voor deze categorie wordt uitgegaan van een thermofiele vergister met een productiecapaciteit van circa 130 m³/uur groengas. Als referentiegaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente groengasprojecten is toegepast.

De warmte die nodig is voor het verwarmen van de vergister wordt opgewekt door een deel van het ruwe biogas in een ketel te verstoken. Het rendement van de gasproductie is 63%. De vereiste elektriciteit wordt afgenomen van het net.

Voor de gecombineerde-opwekkingcategorie wordt een basisbedrag berekend voor thermofiele-vergistingsinstallaties waarin secundair slib, afkomstig van meerdere RWZI's, centraal wordt verwerkt waarna het geproduceerde biogas door middel van een wkk-installatie wordt omgezet in warmte en elektriciteit. Naast de negatieve O&M-kosten zijn de kosten voor de gasmotor meegenomen.

De referentie-installatie voor de productie van hernieuwbare warmte is ook gebaseerd op thermofiele-vergistingstechnologie. In de referentie-installatie wordt een ketel van 1,9 MW toegepast.

9.7.1 Bestaande slibgisting, groengas

Voor het advies voor de SDE++ 2024 hadden we deze categorie niet doorgerekend. Op basis van de marktconsultatie hebben we besloten om de categorie in het advies voor de SDE++ 2025 opnieuw door te rekenen en er over te adviseren. Ook voor de SDE++ 2026 brengen we advies over deze categorie uit. Voor de bestaande slibgisting voor groengas gaan we uit van een bestaande installatie die men wil ombouwen van een wkk-installatie naar een groengasinstallatie. De referentie die we hanteren is 1,9 MW input en 1,1 MW output. De benodigde warmte wordt deels opgewekt door eigen biogas in de bestaande wkk in te zetten. Daarnaast zullen tekorten in de warmtevraag worden aangevuld met een warmtepomp. We voorzien dat de benodigde elektriciteit voor het vergistingsproces en opwaardeerinstallatie kan worden geleverd door de wkk in bedrijf te houden. De opwaardeerinstallatie is gebaseerd op membraantechnologie met een output van 130 m³ per uur groengas.

Tabel 9.9

Technisch-economische parameters voor verbeterde slibgisting, groengas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Referentiegrootte	MW input	1,9	1,9
Interne warmtevraag	% MW input	37%	37%
Vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kW input	1.282	1.982
O&M-kosten vast	€/kW input	13	12
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0	0,001
Energie inhoud	GJ biogas/ton	0,36	0,36

9.8 Levensduurverlenging bestaande vergisting

Met behulp van SDE-subsidie zijn sinds 2008 diverse typen vergistingsinstallaties gerealiseerd, waarvan de eerste lichter inmiddels aan het eind van de subsidieperiode van twaalf jaar komt. Het ministerie van KGG heeft aan het PBL gevraagd advies uit te brengen over de verlengde levensduur van SDE-vergistingsinstallaties. Op grond van de door het ministerie meegegeven uitgangspunten gaan we hierbij uit van de goedkoopste manier om reeds afgeschreven installaties te kunnen renoveren. Ook gaan we uit van de categorie-indeling voor nieuwe vergistingsinstallaties, met een

berekening van het basisbedrag voor de toepassingen groengas, wkk, warmte en een eventuele ombouw naar groengas.

Het ministerie van KGG vraagt om de kenmerken te baseren op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen en die in 2026 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor het aflopen van de SDE-beschikking. Ook vraagt KGG ons rekening te houden met de huidige uitgangspunten en categorieën. Dit betekent dat we ons advies over levensduurverlenging baseren op vergistingsprojecten waarvan de SDE-beschikking in 2029 afloopt, dus die in 2017 in gebruik zijn genomen. Uit de gevoerde analyse in de wijzigingennotitie is bepaald dat de installaties voor allesvergisting en monomestvergisting tot 1.500 kW in aanmerking komen.

Voor de bepaling van de basisbedragen zijn de volgende referentie-installaties aangehouden als bij de categorieën voor een nieuwe installatie:

- Allesvergisting
- Monomestvergisting 110-1.500 kW.

Voor alle vergistingsinstallaties waarvan de SDE-beschikking gaat aflopen, geldt dat in het algemeen moet worden geïnvesteerd in de renovatie van de bestaande vergisters. Dit betreft met name vervanging van het dak, inclusief membranen, en de mixer. De installaties die groengas produceren, krijgen te maken met kosten van de gasopwaarderingsinstallatie. Analoog daaraan zullen bedrijven in de wkk-categorie moeten investeren in de gasmotor en meetapparatuur voor duurzame warmte. Bij de keuze om duurzame warmte af te zetten zijn investeringen in de ketel met bijbehorende aansluitingen en energiemeters noodzakelijk.

Tabellen 9.10 en 9.11 geven een overzicht van alle techno-economische parameters van de categorieën voor allesvergisting, levensduurverlenging en monomest, levensduurverlenging. Een korte omschrijving van de referentie-installaties van de groengas-, gecombineerde-opwekking- en warmtesubcategorieën staat in de hieropvolgende paragrafen.

Tabel 9.10**Technisch-economische parameters voor allesvergistig levensduurverlenging**

Parameter	Eenheid	Groengas	Groengas	Wkk	Wkk	Warmte	Warmte
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Referentiegrootte	MW input	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Output groengas	MW output	5,47	5,47	-	-	-	-
Interne warmtevraag	% MW input	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Vollasturen warmte ^{a)}	uur/jaar	8.000	8.000	7.167	7.167	7.000	7.000
Output warmte	kWth	-	-	2.640	2.640	4.703	4.703
Vollasturen elektrisch	uur/jaar	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	kWe	-	-	2.090	2.090	-	-
Elektrisch rendement (netto)	%	-	-	38%	38%	-	-
Investeringskosten	€/kW input	463	517	458	473	370	437
O&M-kosten vast	€/kW input	101	110	85	83	76	87
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,007	0,008	0,002	0,002	0,006	0,006
Energie-inhoud	GJ biogas/t	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Grondstofkosten	€/t]	42,6	49,0	42,6	49,0	42,6	49,0

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

Tabel 9.11**Technisch-economische parameters voor Monomestvergistig levensduurverlenging**

Parameter	Eenheid	Groengas	Groengas	Wkk	Wkk	Warmte	Warmte
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Referentiegrootte	[kW input]	350	200	350	200	350	200
Output groengas	[kW output]	348	199	-	-	-	-
Interne warmtevraag	[% kW input]	28%	26%	25%	26%	25%	26%
Vollasturen warmte ^{a)}	[uur/jaar]	8.000	8.000	3.833	3.667	5.778	8.000
Output warmte	[kWth]	-	-	168	96	315	180
Vollasturen elektrisch	[uur/jaar]	-	-	8.000	8.000	-	-
Netto-output (elektrisch)	[kWe]	-	-	130	58	-	-
Elektrisch rendement (netto)	[%]	-	-	37%	37%	-	-
Investeringskosten	€/kW input]	1.066	1.523	978	1.401	828	1.325
O&M-kosten vast	€/kW input]	283	327	252	276	222	290
O&M-kosten variabel	€/kWh output]	0,021	0,026	0,003	0,009	0,019	0,0365
Energie-inhoud	[GJ biogas/t]	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Grondstofkosten	€/t]	2,2	1,1	2,2	1,1	2,2	1,1

a) Bij groengas geeft dit het aantal vollasturen voor gasproductie weer.

9.8.1 Levensduurverlenging allesvergisting, ombouw naar groengas

Mocht een producent na afloop van de looptijd van de subsidie besluiten groengas te gaan produceren in plaats van elektriciteit of warmte, dient er naast de investeringen in de renovatie van de vergister ook te worden geïnvesteerd in een nieuwe opwerkinstallatie en aanpassingen aan de bestaande installatie. Als referentie wordt dezelfde vergistingsinstallatie als bij groengas aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente groengasprojecten is toegepast.

Tabel 9.12

Technisch-economische parameters voor productie van groengas via allesvergisting (ombouw)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Referentie grootte	MW input	5,5	5,5
Output groengas	MW output	5,47	5,47
Interne warmtevraag	% MW input	5%	5%
Vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kW input	846	906
O&M-kosten vast	€/kW input	101	110
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,007	0,010
Energie-inhoud	GJ biogas/t	3,4	3,4
Grondstofkosten	€/t	42,6	49

9.8.2 Levensduurverlenging monomestvergisting tot 1500 kW, ombouw naar groengas

Als een producent besluit groengas te gaan produceren in plaats van elektriciteit of warmte, dan dient er naast de investeringen in de renovatie van de vergister ook te worden geïnvesteerd in een nieuwe opwerkinstallatie en in modificaties aan de bestaande installatie. Als referentie wordt dezelfde vergistingsinstallatie als bij groengas aangehouden. Voor de gaszuiveringstechniek is gekozen voor membraantechnologie, aangezien deze technologie voor meerdere recente groengasprojecten is toegepast.

Tabel 9.13

Technisch-economische parameters voor levensduurverlenging monomestvergisting, ombouw naar groengas

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Referentie grootte	kW input	350	200
Output groengas	kW output	348	199
Interne warmtevraag	% kW input	25%	25%
Vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kW input	1.912	2.398
O&M-kosten vast	€/kW input	232	327
O&M-kosten variabel	€/kWh output	0,020	0,026
Energie-inhoud	GJ biogas/t	0,57	0,57
Grondstofkosten	€/t	2,2	1,1

9.9 Basisbedragen en subsidie-intensiteiten

Tabel 9.14
Overzicht subsidieparameters biomassavergisting

Categorie	Basisbe- drag Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Basisbe- drag Advies SDE++ 2026 [€/kWh]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	0,0903	0,1027	291	273
Allesvergisting, gecombineerde opwekking	0,1034	0,1133	253	205
Allesvergisting, warmte	0,1024	0,1193	255	234
Monomestvergisting < 110 kW, hernieuwbaar gas	0,2107	0,2522	333	385
Monomestvergisting < 110 kW, gecombineerde opwekking	0,3122	0,4079	326	357
Monomestvergisting < 110 kW, warmte	0,2212	0,2557	481	319
Monomestvergisting 110-1.500 kW, hernieuwbaar gas	0,1571	0,1822	231	263
Monomestvergisting 110-1.500 kW, gecombineerde opwekking	0,2350	0,2884	225	240
Monomestvergisting 110-1.500 kW, warmte	0,1736	0,1962	350	229
Monomestvergisting > 1.500 kW, hernieuwbaar gas	0,0918	0,1313	162	239
Monomestvergisting > 1.500 kW, gecombineerde opwekking	0,1231	0,1744	147	227
Monomestvergisting > 1.500 kW, warmte	0,1187	0,1432	189	199
RWZI, verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	0,1136	0,1655	430	642
RWZI, verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	0,1353	0,1978	467	767
RWZI, verbeterde slibgisting, warmte	0,1041	0,1768	217	453
RWZI, verbeterde slibgisting, nieuw hernieuwbaar gas	0,0375	0,0559	-16	-1
Allesvergisting, levensduurverlenging, hernieuwbaar gas	0,0529	0,0810	183	146
Allesvergisting, levensduurverlenging, gecombineerde opwekking	0,0718	0,0963	163	110
Allesvergisting, levensduurverlenging, warmte	0,0871	0,0990	182	141
Allesvergisting, levensduurverlenging, nieuw hernieuwbaar gas	0,0864	0,0875	220	184
Monomestvergisting, levensduurverlenging < 1.500 kW, hernieuwbaar gas	0,0781	0,0997	157	91
Monomestvergisting, levensduurverlenging < 1.500 kW, gecombineerde opwekking	0,0886	0,1481	122	63
Monomestvergisting, levensduurverlenging < 1.500 kW, warmte	0,1148	0,1178	128	89
Monomestvergisting, levensduurverlenging < 1.500 kW, nieuw hernieuwbaar gas	0,1061	0,1141	203	121

10 Verbranding en vergassing van biomassa

In dit hoofdstuk behandelen we de basisbedragen in de SDE++ 2026 voor de categorieën voor verbranding en vergassing van biomassa, te weten:

- Productie van waterstof uit afval;
- Productie van groengas uit biomassa;
- Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth;
- Ketel op vloeibare biomassa;
- Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth;
- Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth;
- Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth;
- Levensduurverlenging ketel op B-hout ≥ 5 MW;
- Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen.

Voor de vergassingscategorieën geven we dit jaar uitsluitend advies over de waterstof uit afval en over groengas uit biomassa. Daarbij gaan we uit van vergassing van afvalstromen die volgens de minimumstandaarden in het LAP mogen worden verbrand.

Niet-opgenomen categorieën

De categorie groengas uit afval wordt dit jaar niet geadviseerd. Hoewel er interesse in de categorie is getoond tijdens de marktconsultatie, lijkt de interesse beperkt en is er een gebrek aan concrete projecten. De categorie verplaatsen we naar de groslijst.

Net als vorig jaar is de categorie ketel voor warmte uit houtpellets ≥ 5 MWth niet opgenomen in het advies. Dat komt voort uit het feit dat er vanaf 2021 geen subsidie meer wordt verstrekt als er houtige biomassa voor laagwaardige warmte wordt gebruikt. Ook is een toepassing in de tuinbouw uitgesloten. Aangezien deze categorie uitsluitend voor deze doeleinden bestemd zou zijn, is de categorie dus geen onderdeel van het advies.

De biomassabeperking geldt ook voor de categorie ketel op vaste biomassa 0,5-5 MWth. Deze ketels worden in vrijwel alle gevallen ingezet voor lagetemperatuurtoepassing. In de wijzigingennotitie hebben we aangegeven deze categorieën te herijken en mogelijk aan te passen naar een andere, laagwaardige referentiebrandstof. De consultatieronde heeft ons onvoldoende marktinformatie gegeven over welke alternatieve brandstof dit dan zou moeten zijn. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie niet op te nemen in het advies. Hetzelfde geldt voor de categorie levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa 0,5-5 MWth. Alle projecten die oorspronkelijk voor deze categorie in aanmerking zouden kunnen komen, stoken houtige biomassa in de uitgesloten marktsegmenten. Daarmee vervalt de mogelijkheid van indiening en daarmee het nut van deze categorie. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie niet op te nemen in het advies. Voor de categorie ketel op B-hout zijn er de afgelopen jaren geen aanvragen geweest. We zijn ook niet bekend met projecten die momenteel in ontwikkeling zijn. Daarom is ervoor gekozen om dit jaar deze categorie eveneens niet op te nemen in het advies.

KGG heeft het PBL om suggesties gevraagd om binnen de categorieën laagwaardige biomassa te gebruiken. We hebben de markt gevraagd of er interesse is voor projecten waarbij laagwaardige

niet-houtige biomassa verbrand wordt om lage- of hogetemperatuurwarmte te maken. Daarop is geen respons gekomen vanuit de markt. We zijn daarnaast niet bekend met dergelijke projecten in ontwikkeling. Daarom is er geen categorie met laagwaardige biomassa doorgerekend.

Conform de uitgangspunten van KGG wordt de warmtestaffel niet geadviseerd. Er zijn de laatste jaren nauwelijks projecten aangevraagd die gebruik maken van de warmtestaffel. Tijdens de marktconsultatie is een dergelijke behoefte ook niet naar voren gekomen.

Nieuwe categorieën

Dit jaar wordt één nieuwe categorie opgenomen, te weten ‘Levensduurverlenging ketel op B-hout ≥ 5 MW’.

Subsidietermijnen

In overeenstemming met de uitgangspunten wordt voor verbrandingscategorieën gerekend met een subsidietermijn van 12 jaar. Voor vergassingscategorieën wordt een termijn van 15 jaar gehanteerd. Dit is in lijn met de wens van de markt en consistent met categorieën binnen het thema hernieuwbare biobrandstoffen.

Leeswijzer

In paragraaf 10.1 zetten we de rekenmethode uiteen. In deze paragraaf wordt ingegaan op de verschillende kostencomponenten en de correcties voor bijvoorbeeld inflatie. In paragraaf 10.2 gaan we in op de gehanteerde biomassaprijzen. In paragraaf 10.3 tot en met 10.5 behandelen we de technisch-economische parameters van de referentie-installaties behorende bij de verschillende biomassacategorieën. In paragraaf 10.6 zijn de basisbedragen in één tabel samengebracht (tabel 10.12).

10.1 Rekenmethode

10.1.1 Investeringskosten

Om tot de basisbedragen voor de categorieën voor biomassaverbranding en -vergassing te komen, worden verschillende installatietypes met bijbehorende investeringen gebruikt. Boven op de kosten voor de mechanische werken, te weten voor ketels en vergassers, komen kosten voor de bouwkundige werken, te weten biomassaopslag en gebouwen. Kosten voor het transport van de apparatuur naar de locatie en de montage en inbedrijfstelling zijn onderdeel van de investeringskosten. Dit zijn dus de bouwkosten van de installatie binnen de grenzen van de biomassa-installatie, exclusief de kosten van het terrein.

Eerder is gebleken dat industriële stoomketels doorgaans op afstand worden geplaatst van de afnemer, dus niet op zijn eigen terrein. Waar van toepassing, houden we daarom rekening met het aanleggen van een stoomleiding tussen de energiecentrale en de industriële afnemer. Eveneens wordt rekening gehouden met investeringen om te kunnen voldoen aan de emissiegrenswaarden.

10.1.2 O&M-kosten: variabele en vaste operationele kosten

De vaste O&M-kosten bestaan uit de kosten voor de garantie- en onderhoudscontracten en verzekeringen. Daarnaast zijn directe personele lasten onderdeel van de vaste O&M-kosten. Er wordt rekening gehouden met kosten voor pachten van grond voor het plaatsen van een industriële stoomketel aan een aanliggend terrein bij een industriële afnemer.

De variabele jaarlijkse kosten betreffen gebruiksmaterialen zoals chemicaliën en afvoerkosten van as. Ook kosten van elektriciteit voor onder meer aandrijving van ventilatoren en pompen behoren tot de variabele O&M-kosten. Ook wordt rekening gehouden met een verhoogde afvalstoffenheffing voor het afvoeren van as. Dit is van toepassing op de categorieën die houtsnippers, snoeien dunningshout en B-hout gebruiken. Voor houtpellets is het effect van verhoging van de afvalstoffenheffing op de O&M-kosten verwaarloosbaar. De kosten van biomassa zijn geen onderdeel van de O&M-kosten, maar worden separaat gerapporteerd.

10.1.3 Overzicht van kostencomponenten

Om op een consistente wijze de SDE++-basisbedragen te kunnen berekenen, worden systeemgrenzen in acht genomen. Daarom wordt in tabel 10.1 opgesomd welke kostencomponenten wel en welke niet meegewogen worden.

Tabel 10.1
Overzicht wel- en niet meegenomen kosten biomassaverbranding en vergassing

Weging	Kostengroep	Kostenpost
Meegewogen kosten	Investeringskosten	<ul style="list-style-type: none"> • Ketel • Houtlijn • Bunkers en silo's • Rookgasreiniging • Ketelhuis • Waterzijdige aansluiting • Stoomleiding (industrieel, voor stoomketels) • Stoomzijdige inpassing • Bouwrijp maken van de locatie van de biomassa installatie • Transport, opbouw en kranen • Installatie en montage • Inbedrijfstelling • Engineering (aannemersdeel) • Projectmanagement (aannemersdeel) • Biomassa voor afnametesten (voor zover geen subsidiabele productie)
Meegewogen kosten	Variabele O&M-kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten voor chemicaliën • Kosten voor asafzet • Elektriciteitskosten • Reservedelen
Meegewogen kosten	Vaste O&M-kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Garantie- en onderhoudscontracten • Bedrijfsvoeringkosten • Verzekeringen • Beheer • Pachtkosten grond (industrieel, voor stoomketels)
Niet meegewogen kosten	Directe kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Grondkosten • Engineering (eigenaarsdeel) • Projectontwikkelingskosten (eigenaarsdeel) • Beginvoorraad biomassa en verbruiksstoffen • Kosten voor randapparatuur zoals utiliteiten (water, stikstof, perslucht), riolering, drogers, (uitgebreid) leidingwerk (anders dan stoomleiding), buffers, weegbruggen, hekwerk, beveiliging • Back-upvoorzieningen en hulpketels
Meegewogen kosten	Financiering en juridisch	<ul style="list-style-type: none"> • Financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures

10.1.4 Baten: opbrengsten

Het basisbedrag is tot stand gekomen door bovengenoemde kosten te combineren met de energie-opbrengst van de biomassacentrales door levering van warmte of groengas. Hiertoe wordt naast een capaciteit een aantal vollasturen vastgesteld. Gezamenlijk bepalen deze de subsidiabele productie.

10.1.5 Overige ontwikkelingen

Inflatie

In de vorige jaren hebben we rekening gehouden met inflatie die zich voordoet tussen het moment van het schrijven van het advies en de investeringsbeslissing. Dat jaar zullen we dit wederom toepassen. De inflatiecorrectie is afhankelijk van de referentiedatum van de projectdata en het moment van de investeringsbeslissing. We houden rekening met een investeringsbeslissing in 2028, oftewel 2 jaar na de aanvraagronde van 2026, waarbij het advies voor de SDE++ 2026 gebaseerd is op de meest actuele data uit 2025. Dat leidt ertoe dat er een escalatie van 6,7% (2025 naar 2028) wordt toegepast op basis van data van De Nederlandsche Bank (DNB). Voor categorieën waar geen substantiële nieuwe data beschikbaar is, gaan we uit van een verhoging van 3,2% van de investeringskosten en vaste O&M-kosten ten opzichte van het advies van vorig jaar.

10.2 Biomassaprijzen

Biomassa als brandstof is er in verschillende kwaliteiten. In dit hoofdstuk tonen we een aantal referentiebrandstoffen. Voor vaste biomassa worden houtsnippers, snoei- en dunningshout, houtpellets of B-hout als referentie gebruikt. Voor vloeibare biomassa wordt dierlijk vet als prijsreferentie aangehouden. Tabel 10.2 geeft een overzicht van de prijzen. In de daaropvolgende paragrafen lichten we de getallen uit de tabel toe.

Tabel 10.2

Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2025, in actuele prijzen

Biomassatype	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprij SDE++ 2025 [€/GJ]	Referentieprij SDE++ 2026 [€/GJ]
Houtsnippers	11	83	7,0	7,6
Snoei- en dunningshout	9	59	6,0	6,6
Houtpellets, ketels	17	250 ^{a)}	14,1	14,7
B-hout	13	0	0,0	0,0
Dierlijk vet	39	1442	35,5	37,0
Huishoudelijk restafval ^{b)}	12,5	-111,2	-8,3	-8,9

a) Dit is inclusief een opslag voor certificering en verificatie

b) Bovenwaarde

10.2.1 Houtsnippers

Houtsnippers worden gemaakt van reststromen uit de bosbouw en houtverwerkende industrie. Deze houtsnippers zijn vrij van twijgen, naald- en bladmateriaal en bevatten weinig zand. Het vochtpercentage varieert per seizoen en kan liggen tussen 35 en 55 procent. In het advies rekenen we met een gehalte van 35 procent, overeenkomstig het vochtgehalte dat bijvoorbeeld gehanteerd wordt in de C.A.R.M.E.N.-database.

Vanaf het vierde kwartaal 2021 is een (regionale) schaarste in houtsnippers ontstaan met als gevolg prijsstijgingen. Na een piek te hebben bereikt in het derde en vierde kwartaal van 2022, zijn met de dalende energieprijzen ook de biomassaprijzen wat gedaald, maar nog steeds ruim boven het niveau van voor 2021. Gezien het feit dat arbeid de belangrijkste component is voor de gemiddelde lange-termijn biomassaprijs is het ook te verwachten dat deze prijs niet meer langdurig op of onder het niveau van 2021 komt te liggen. Kijken we hierbij naar de consumentenprijsindex (CPI), dan zien we dat de geadviseerde biomassaprijs niet met de CPI is meegestegen.

Rondom de gemiddelde prijsstijging blijft de markt naar verwachting volatiel en sterk afhankelijk van klimaat, beschikbaarheid en kosten van alternatieven. Ook zijn er regionale verschillen. Dat wil zeggen dat we dit jaar kiezen om de prijzen voor houtsnippers en voor snoei- en dunningshout met 5 euro per ton te verhogen.

Voor houtsnippers betekent dit een prijs van 78 euro per ton. Net als vorig jaar wordt er rekening gehouden met een indexatie voor de tijd tussen het afsluiten van het contract en het in bedrijf stellen van de installatie. Daarbij zien we dat het ontwikkelen en realiseren van een biomassagestookte installatie relatief veel tijd kost.

Aangezien kleine ketels niet meer in het advies opgenomen zijn, worden houtsnippers in ons advies alleen nog gebruikt in de categorie voor de productie van groengas uit biomassa. We gaan in deze categorie uit van een indexatietermijn van drie jaar, met een indexatie van 2 procent per jaar. Alles bij elkaar genomen zorgt dit voor een geadviseerde prijs van 83 euro per ton. Een biomassaprijs van 83 euro per ton bij 35 procent vocht (11 GJ/t) komt overeen met een specifieke prijs van 7,6 euro/GJ.

10.2.2 Snoei- en dunningshout

Net als andere jaren wordt voor de categorie ketels op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth snoei- en dunningshout als referentiebrandstof gekozen. De biomassa bestaat uit vers hout (chips) afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen. De energie-inhoud van vers hout ligt rond 7 GJ/t. Installaties zullen veel hout echter uit voorraad geleverd krijgen. Vanwege natuurlijke drogingsprocessen van de houtvoorraad wordt gerekend met een jaargemiddelde energie-inhoud van 9 GJ/t.

Zoals in de vorige paragraaf uitgelegd, adviseren we dit jaar om de prijzen voor houtsnippers en voor snoei- en dunningshout met 5 euro per ton te verhogen. Dit levert een prijs van 55,5 euro per ton. Net als bij houtsnippers geldt ook hier dat er tijd zit tussen de opdrachtverstrekking en inbedrijfstelling. Daarbij zien we dat het ontwikkelen en realiseren van een (grotere) biomassagestookte installatie relatief veel tijd kost. We gaan uit van een typische indexatietermijn van drie jaar voor grotere installaties, en een indexatie van 2 procent per jaar. Uiteindelijk leidt dit tot een geadviseerde biomassaprijs van 59 euro per ton, oftewel 6,6 euro/GJ.

10.2.3 Houtpellets

De prijs van houtpellets is gebaseerd op informatie verkregen vanuit de markt en vanuit openbare bronnen zoals de Argus-data. Vorig jaar is opgemerkt dat houtpelletprijzen na een periode van sterke stijging zijn gestabiliseerd. Hoewel de kostprijs van pellets naar verwachting gestegen is, zie ook de 5% tot 10% toename van de US Producer Price Index, wordt dit voor een deel tenietgedaan door de dalende valutawisselkoers van de Amerikaanse dollar. Aangezien het valutarisico van de dollar normaliter bij de afnemer ligt, wordt ervoor gekozen om de pelletprijs met ongeveer 4% te laten stijgen. Daarmee adviseren we dit jaar een prijs van 230 euro per ton voor de prijs CIF ARA. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de pellets worden aangevoerd vanuit de Verenigde Staten, Canada, Zuid-Europa of de Baltische Staten. Eventuele valutarisico's zijn hierbij afgedekt. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze pellets voldoen aan de duurzaamheidseisen zoals voorgesteld in de Europese Renewable Energy Directive (REDIII) en aan de huidige Nederlandse eisen.

Daarnaast wordt 20 euro per ton voor de logistieke kosten van het vervoer van de haven naar de centrale in de prijs opgenomen. Deze kosten bevatten aanvullende opslagkosten (silo's), een extra

overslagstap en vervoer per vrachtauto tot maximaal 150 km. De hier gehanteerde prijs wordt daarmee 250 euro per ton.

10.2.4 B-Hout

B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geleverd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. Het is lastig om te voorspellen hoe vraag en aanbod zich tot elkaar gaan verhouden en ontwikkelen in de toekomst. Het is ook niet onwaarschijnlijk dat er in de toekomst krapte gaat ontstaan op de B-houtmarkt. Op dit moment ligt de B-houtprijs tussen de 10 en 20 euro per ton. Om te vermijden dat de SDE+++-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt, waar energietoepassingen en hergebruik met elkaar concurreren in periodes van schaarste, houden we voor B-hout echter vast aan een prijs van 0 euro per ton. Als ondergrens is dit gerechtvaardigd omdat bij overaanbod verbranden in een AVI nu nog het alternatief is.

10.2.5 Vloeibare biomassa

In het algemeen zien we een markt die sterk in beweging is, afhankelijk van de soort en de kwaliteit van de olie of de vetten (dierlijk, plantaardig, hernieuwbare oliën, vetten tegenover vetzuren, vloeibaarheid). Er is momenteel druk op de grondstofprijzen als gevolg van verhoogde marktprijzen van biodiesel. Net als vorig jaar gaan we uit van een prijs van 750 euro per ton. Dit levert een vijfjarig gemiddelde prijs van 780 euro per ton. Er wordt gerekend met een stookwaarde van 39 GJ/t. Voor plantaardige oliën is er een goed ontwikkelde internationale markt. De prijzen voor deze oliën liggen echter hoger dan de prijs voor dierlijke vetten.

Alle bovengenoemde bedragen zijn zonder accijns. De hoogte van de accijns hangt af van de toepassing van de olie. Voor de toepassing van vloeibare biomassa voor verwarmingsdoeleinden geldt als meest waarschijnlijke tarief het tarief van zware stookolie. Waar het tarief voor zware stookolie voor 2025 nog 654,53 euro per ton was, is dat vanaf 1 januari 2026 gelijk aan 662,38 euro per ton, zie Artikel 27 van de Wet op de accijns. Er volgt dan een prijs van 1442,38 euro per ton, afgerond tot 1442 euro per ton.

10.2.6 Huishoudelijk restafval

Voor het poorttarief van het afval bij het afvalontvangststation wordt gerekend met een tarief van 111,2 euro per ton bij een calorische waarde van 12,50 GJ/t (bovenwaarde). Deze prijs is geschat op basis van prijzen voor afvalverbrandingsinstallaties voor welke een poorttarief van 71,5 euro per ton geldt als kosten voor verwerking en marge, vermeerderd met 39,70 euro per ton afvalstoffenbelasting. Dit poorttarief is gelijk aan het poorttarief van vorig jaar, gecorrigeerd voor prijspeil 2025 en vervolgens net als bij de andere biomassacategorieën geëscaleerd naar verwacht prijsniveau van 2028.

10.3 Vergassing

10.3.1 Productie van waterstof uit afval

De referentie-installatie voor deze categorie bestaat uit een grootschalige installatie die huishoudelijk afval verwerkt tot syngas. Dit syngas wordt daarna opgewerkt tot waterstofgas waarbij pure CO₂ vrijkomt. Voor de bepaling van de technisch-economische parameters wordt uitgegaan van

een proces waarbij het afval ontvangen wordt in een ontvangstation, waar metaal, glas en stenen afgescheiden worden. Het resterende afval wordt na verkleining en verdichting omgezet tot RDF of SRF-pellets. Deze worden na eventueel transport verder voorbereid in een torrefactiereactor, waarna de getorreficeerde pellets na maling in een hogetemperatuurvergasser geblazen worden.

De vergasser wordt bedreven onder zuurstof. Een aparte luchtscheidingseenheid zorgt voor het zuurstof. Het syngas wordt vervolgens gewassen. In een daaropvolgende shift-reactor wordt naast het syngas ook water ingevoerd om het koolmonoxide in het syngas om te zetten naar CO₂ onder vermeerdering van waterstof. Dit resulteert in een CO₂-tot-waterstofratio van circa 1:1,6. Verdere reiniging vindt plaats in aanvullende reinigungsstappen en uiteindelijk wordt in een PSA-installatie het waterstof gescheiden van de CO₂. De referentie-installatie heeft een ingangsvermogen aan afval van 710 kton per jaar. Dit komt overeen met ongeveer 315 MW ingaand vermogen. Dit levert 54 kton waterstofgas (1950 GWh, HHV) per jaar oftewel een outputvermogen van 260 MW bij 7.500 vollasturen. Er wordt uitgegaan van 7.500 vollasturen per jaar, omdat de combinatie van een vergasser en een gasopwaarderingsinstallatie leidt tot een complexe productie-installatie met operationele condities die normaliter leiden tot meer gepland en ongepland onderhoud dan in het geval van een algemeen bewezen verbrandingsinstallatie.

Het is ook mogelijk om het gevormde syngas niet door te shiften naar waterstof, maar direct als product in te zetten. In dat geval zou het koolmonoxide in het syngas niet worden omgezet naar CO₂ en waterstof, maar zelf als brandstof kunnen dienen. Dit zorgt van een vermindering van de waterstof opbrengst van ongeveer twee derde naar 18 kt, en genereert een productstroom van 480 kt koolmonoxide. We adviseren om in dit syngasmengsel alleen de waterstoffractie subsidiabel te maken. Op die manier wordt voorkomen dat de subsidie onbedoeld vooral de productie en verbranding van koolmonoxide ondersteunt. Financiële analyse laat zien dat de gecombineerde opbrengst van koolmonoxide en de direct geproduceerde waterstof (inclusief SDE++-subsidie) minder aantrekkelijk is dan het doorshiften van het syngasmengsel om de waterstofproductie te maximaliseren. Dit beperkt de kans op overstimulering en biedt tegelijkertijd de mogelijkheid om SDE++-subsidie te ontvangen voor de productie van syngas.

De investeringskosten zijn dit jaar aangevuld met additionele brondata en daarom herijkt. Na een inflatiecorrectie naar het jaar van FID (2028) baseren we het advies op specifieke investeringskosten van 3.780 euro/kW. De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer, en kosten voor een netwerkaansluiting. In het bijzonder zijn de geschatte kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting dit jaar significant toegenomen. De vaste O&M-kosten komen uit op 201 euro/kW. De variabele onderhoudskosten bestaan ten eerste uit specifieke kleinere verbruiksmiddelen. Daarnaast heeft de installatie, in het bijzonder de luchtscheidingseenheid, een niet te verwaarlozen behoefte aan elektriciteit. Zowel de benodigde elektriciteit als het aardgas is meegenomen als variabele O&M-kosten. De installatie zal ook warmte maken in de vorm van stoom. De stoom heeft een waarde die wordt bepaald door de langetermijnprijs van gas (70% x TTF). De stoom wordt gezien als opbrengst en verlaagt daarmee de variabele O&M-kosten. Ook wordt rekening gehouden met inkomsten uit bijproducten, met name metalen. Dit elkaar opgeteld worden de variabele O&M-kosten 0,0177 euro/kWh.

De vermeden hoeveelheid CO₂ is ónafhankelijk van de AVI-factor (de fractie biogeen in het afval). De waterstof-uit-huishoudelijke-afval-route leidt ertoe dat er netto minder CO₂ naar de atmosfeer wordt uitgestoten dan wanneer waterstof geproduceerd wordt uit aardgas (grijze waterstof). De

vermeden CO₂-emissies door productie van waterstof en stoom via vergassing van huishoudelijk afval, bestaan uit:

- CO₂-emissies van waterstofproductie door een SMR-installatie (aardgas) en
 - CO₂-emissies voor de productie van warmte (stoom) door een aardgasgestookte ketel
- minus
- CO₂-emissies voortkomend uit de productie van elektriciteit en warmte die anders door een afvalenergiecentrale zou worden geproduceerd door verbranding van het huishoudelijk afval. Dit afval is nu niet beschikbaar voor de afvalverbrandingsinstallatie, waardoor de elektriciteit en warmte door andere (fossiele) bronnen geproduceerd dient te worden. Uit CBS-cijfers blijkt dat zo'n 15% van het afval kan worden omgezet in elektriciteit en 21% in warmte en
 - CO₂-emissies voortkomend uit het gebruik van aardgas en elektriciteit voor het vergassingsproces.

Uiteindelijk leidt dit (per kWh_{HHV} waterstof) tot een verbruik van 0,221 kWh aan elektriciteit, verbruik van 0,14 kWh aan aardgas en opbrengst van 0,177 kWh aan warmte. Dit resulteert in een netto emissiefactor van 0,1277 kg CO₂/kWh.

Bij de productie van grijze waterstof aan de hand van een SMR komt fossiele CO₂ vrij waardoor bedrijven emissierechten moeten aankopen. Dit betekent dat de groene waterstof die geproduceerd wordt uit het biogene deel van het afval een ETS-voordeel heeft. De grootte van dit voordeel kan uitgerekend worden via de formule: ETS-prijs x emissiefactor waterstof x fractie biogeen in afval.

Tabel 10.3
Technisch-economische parameters voor waterstof uit afval

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Huishoudelijk restafval	Huishoudelijk restafval
Outputvermogen	MW output	260	260
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	7.500	7.500
Investeringskosten	€/kW output	3.500	3.780
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	168	201
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0190	0,0177

10.3.2 Productie van groengas uit biomassa

Een bio-SNG-centrale voor groengasproductie door vergassing bestaat uit drie onderdelen: een installatie voor vergassing, gasreiniging en gasopwaardering. In de vergassingsinstallatie wordt vaste biomassa omgezet in gasvormige brandstof, syngas genoemd. In de gasreinigingsinstallatie worden onzuiverheden uit het gas verwijderd. Ten slotte wordt het gas opgewaardeerd tot aardgas-kwaliteit (bio-SNG), waarna het als groengas in het aardgasnet gevoed kan worden.

De referentie-installatie heeft inputvermogen van 35 MWth aan biomassa dat met een brandstofrendement van 64% wordt omgezet in 22 MWth aan SNG. De installatie wordt beoogd om 7.500 vollasturen per jaar te maken. De installatie kan in haar eigen warmtebehoefte voorzien. Wel is de inkoop van elektriciteit voor eigen verbruik meegenomen.

De investeringskosten omvatten vergassing, reiniging, opwaardering en invoeding in het gasnet. Na indexatie naar het FID-jaar 2028 zijn de specifieke investeringskosten vastgesteld op

3.349 euro/kW. De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer. De vaste O&M-kosten zijn 246 euro/kW. De variabele O&M-kosten zijn bepaald op 0,0175 euro/kWh. Als referentiebrandstof wordt uitgegaan van houtsnippers of B-hout. Een los basisbedrag en subsidie-intensiteit is toegekend aan de vergassing van houtsnippers en B-hout zoals te zien is in tabel 10.12.

Tabel 10.4
Technisch-economische parameters voor productie van groen gas uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof (hoofdcategorie)	-	Houtsnippers	Houtsnippers
Brandstof (subcategorie)	-	B-hout	B-hout
Inputvermogen	MW input	35	35
Vollasturen	uur/jaar	7.500	7.500
Investeringskosten	€/kW output	3.252	3.349
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	197	246
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0137	0,0175

10.4 Warmte- en stoomketels

10.4.1 Ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

In deze categorie is het mogelijk om warmtelevering (>100 °C) of stoomlevering te realiseren met een ketel op vaste biomassa ter vervanging van of aanvulling op een gasgestookte wkk in de industrie. Er wordt uitgegaan van een referentie-installatie die bestaat uit een met snoeihout gestookte stoomketel. Deze stoomketel levert stoom aan een proces of industrie waarbij de biomassa op locatie of in de nabijheid beschikbaar is. De installatie is ingeschaald als basislastvoorziening of voor campagnebedrijf en niet als pieklastvoorziening. Verondersteld is dus dat deze installatie relatief veel vollasturen maakt. De installatie heeft een referentie grootte van 10 MWth output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers (voorraad voor enkele dagen). Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar een verbrandingsrooster waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De warmte wordt geleverd aan nabijgelegen industrie.

Bij de bepaling van de investeringskosten worden kosten voor aanvullende biomassaopslag en stoffilters en civiele werken meegenomen. Ook worden kosten voor een stoomleiding naar de nabijgelegen industrie of voor transport van de stoom op locatie meegenomen. Voor deze stoomleiding wordt een lengte van 500 meter gehanteerd.

Tabel 10.5
Technisch-economische parameters voor ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Snoei- en dunningshout	Snoei- en dunningshout
Thermisch outputvermogen	MW input	10	10
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	7.000	7.000
Investeringskosten	€/kW output	939	969
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	55	76
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0063	0,0087

Er wordt eveneens rekening gehouden met een SCR-installatie voor de verlaging van de emissie van NO_x. De vaste O&M-kosten bevatten onder meer kosten voor asafzet, vaste kosten voor (uitbesteed) onderhoud en loonkosten voor bedrijfsvoering.

Warmtestaffel

We geven dit jaar geen advies over een warmtestaffel.

10.4.2 Ketel op vloeibare biomassa

In sommige gevallen zijn gasgestookte ketels relatief snel en eenvoudig om te bouwen naar ketels op vloeibare biomassa, bijvoorbeeld dierlijk of plantaardig vet. Als referentiebrandstof is gekozen voor dierlijk vet. Voor de investeringskosten wordt uitgegaan van het gebruik van een bestaande ketel, waarbij de branders in de ketel vervangen worden. Er wordt rekening gehouden met bijbehorend leidingwerk. Om aan het Activiteitenbesluit te kunnen voldoen, wordt eveneens rekening gehouden met een SNCR-installatie en doekenfilter. Hiermee is de berekening representatief voor zowel inzet van vloeibare biomassa in nieuwe op vloeibare biomassa ontworpen ketels als inzet van vloeibare biomassa in aangepaste bestaande gasketels. De vaste O&M-kosten omvatten de kosten voor de bedrijfsvoering en het onderhoud van de (omgebouwde) ketel. De investeringskosten voor de aanpassingen aan de ketel bedragen circa 90 euro/kW output. In ons advies rekenen we echter niet met investeringen, om de categorie passend te maken voor zowel nieuwe ketels als voor bestaande projecten die onder het oude accijnsstelsel hebben ingediend.

Tabel 10.6

Technisch-economische parameters voor ketel op vloeibare biomassa

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Dierlijk vet	Dierlijk vet
Thermisch outputvermogen	MW input	10	10
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	7.000	7.000
Investeringskosten	€/kW output	-	-
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	23	25
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0020	0,0021

10.4.3 Ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth

Voor deze categorie is de referentie-installatie een waterpijpketel met rooster die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie levert stoom op het terrein, eventueel op kleine afstand van de hoofdstoomleiding. De opslag vindt plaats in silo's. De ontvangst van de pellets vindt plaats in losstation voor vrachtwagens. Het losstation, de silo's en de ketels zijn vrijwel aangrenzend. De referentieketel is een zobar-stoomketel met een leveringsvermogen van 20 MWth output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 90 procent te hebben bij 8.500 vollasturen. Daarnaast gaan we uit van een stoomleiding met een lengte van 500 meter en een pelletopslag van ongeveer een week. Net als bij de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MWth wordt rekening gehouden met een aanvullende SCR-installatie. Bij de variabele O&M-kosten wordt rekening gehouden met het periodiek vervangen van de katalysatorpakketten, kosten voor ureum en kosten voor extra elektriciteitsgebruik als gevolg van de drukval over de SCR.

Tabel 10.7

Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets 5-50 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	MW input	20	20
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	8.500	8.500
Investeringskosten	€/kW output	924	954
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	56	72
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0065	0,0067

10.4.4 Ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth

Voor deze categorie is de referentie-installatie een wervelbedketel die stoom levert, waarbij houtpellets ingezet worden als referentiebrandstof. De installatie bevindt zich op een groot industrieel terrein. De stoom wordt geleverd via een centrale stoomleiding waarop een of meerdere afnemers aangesloten zijn. Gezien de grootte van de installatie en de verwachte afstand tot afnemers wordt rekening gehouden met een stoomleiding van 1.000 meter.

De pellets worden aangevoerd per schip (duwbak) en gelost bij een bestaande loskade die beperkte uitbreiding nodig heeft om voldoende loscapaciteit te hebben voor de duwbakken. Met een pneumatische losinstallatie worden de pellets via een gesloten leiding en via gesloten transportbanden naar een samenstel van silo's getransporteerd. De silo's hebben een gezamenlijke opslagcapaciteit van minimaal een week. Vanuit de silo's worden de pellets de ketel ingevoerd.

De referentieketel is een zobar-stoomketel met een leveringsvermogen van 60 MWth output. De ketel wordt verondersteld een rendement van 92 procent te hebben. De ketel is voorzien van een uitgebreide rookgasreinigingsinstallatie, ten minste bestaande uit een doekenfilter met actief kool en een SCR.

De ketel zal primair in de stoombehoefte van de industrie moeten voorzien. Dat betekent dat deze een *must-run*-wkk vervangt. Eventuele redundante ketels voor de *must-run*-wkk blijven operationeel en er zijn dus geen aanvullende back-upketels nodig. De voeding van de silo's is kritisch. Dat betekent dat naast een loskade voor schepen ook rekening gehouden wordt met een separaat ontvangst- en losstation voor vrachtwagens. Daardoor wordt er voor deze ketel van uitgegaan dat deze het maximaal technisch realiseerbare aantal van 8.500 vollasturen weet te halen. De

installatie zal normaliter vanuit een centrale wach bediend worden. Echter, een dergelijke installatie zal daarnaast ook een eigen kleine controlekamer bij de installatie hebben.

De investeringskosten omvatten kosten voor alle infrastructuur, inclusief houtlijnen, silo's, en een of meerdere ketels. Dat de investeringskosten zijn significant hoger dan de investeringskosten voor een kleine ketel (5 tot 50 MW, zie voorgaande paragraaf). Redenen hiervoor zijn onder andere dat de totale complexiteit groter is en dat de eisen – onder andere ten aanzien van beschikbaarheid en betrouwbaarheid – die aan deze grote ketels worden gesteld zwaarder zijn. Dit leidt tot duurder materialen, meer redundantie, enzovoort. Ook zijn de emissiegrenswaarden iets strikter. Daarnaast worden hogere eisen gesteld aan de toeleveranciers, bijvoorbeeld wat betreft garanties en aansprakelijkheid. We hebben op basis van nieuwe inschattingen de investeringskosten licht verhoogd.

De vaste O&M-kosten bestaan uit kosten voor personeel en vaste onderhoudscontracten en kosten voor grootschalig periodiek onderhoud en zijn ongeveer gelijk aan die van de kleinere stoomketel. Dit geldt ook voor de variabele O&M-kosten die bestaan uit verbruiksmiddelen voor bijvoorbeeld de rookgasreinigingsinstallatie, afvoer van assen en bijproducten, elektriciteitsverbruik, vervanging van de katalysatorpakketten en regulier (klein) of incidenteel onderhoud. De vaste OM-kosten zijn beperkt hoger dan vorig jaar. De verlaging van de variabele O&M-kosten is vooral het gevolg van de lagere prijzen voor elektriciteit die verbruikt wordt in de installatie.

Tabel 10.8

Technisch-economische parameters voor ketel voor stoom uit houtpellets ≥ 50 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	MW input	60	60
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	8.500	8.500
Investeringskosten	€/kW output	1.854	1.913
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	84	87
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0055	0,0054

10.4.5 Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MW

Zoals aangegeven in paragraaf 10.1.7 wordt geen subsidie meer verleend voor lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen voor warmtelevering aan een warmtenet of de glastuinbouw. Dit geldt ook voor deze categorie. We adviseren deze categorie echter in stand te houden voor projecten die warmte leveren aan afnemers niet zijnde een warmtenet of de glastuinbouw, of projecten die alternatieve subsidiabele biograndstoffen gebruiken.

Deze categorie betreft in eerste instantie aanvragen voor een stoomketel waaraan mogelijk een stoomturbine gekoppeld is. De geproduceerde stoom wordt gebruikt voor industriële processen en mogelijk gedeeltelijk voor het opwekken van elektriciteit. Alleen de warmtelevering wordt als subsidiabel gezien. Warmte die een eventuele stoomturbine voedt wordt niet als subsidiabel gezien. In de referentie-installatie is geen stoomturbine opgenomen.

De referentie-installatie verstoekt snoei- of dunningshout in een stoomketel. De ketel heeft een referentie grootte van 10 MWth output. Het snoeihout wordt opgeslagen in bunkers voor een voorraad van enkele dagen tot een week. Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar een verbrandingsrooster waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De warmte wordt geleverd

aan nabijgelegen industrie, met hulp van een warmtewisselaar overgedragen aan een warmtenet of omgezet naar elektriciteit via een stoomturbine. Het rendement van de stoomketel wordt gesteld op 90 procent, gelijk aan het rendement van de ketel op vaste of vloeibare biomassa van ≥ 5 MWth.

De instandhoudingskosten bij een installatie van meer dan 12 jaar oud blijken veelal hoger te zijn dan die van een relatief nieuwe installatie. De extra kosten zijn onder meer toe te schrijven aan het aanvullende onderhoud aan de houtlijn, het vervangen van bemetseling op keteldelen, beperkte vervanging en reparatie van keteldelen, het vernieuwen van leidingwerk en aan upgrades van het *distributed control system* (DCS). Daarom wordt voor deze categorie met hogere vaste onderhoudskosten gerekend dan in de hiervoor genoemde ketel op biomassa. Aangezien de lopende beschikkingen 8.000 vollasturen hebben, wordt dit aantal vollasturen voor deze categorie gehandhaafd.

Tabel 10.9
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Snoei- en dunningshout	Snoei- en dunningshout
Thermisch outputvermogen	MW input	10	10
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kW output	0	0
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	96	105
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0062	0,0087

10.4.6 Levensduurverlenging ketel op B-hout ≥ 5 MW

In Nederlands is voorheen een aantal B-hout gestookte elektriciteitscentrales ontwikkeld die later omgebouwd zijn tot gecombineerde-opwekcentrales. Deze installaties lopen de komende jaren uit hun subsidie.

Gegeven de beleidsinzet voor biograndstoffen, in het bijzonder het afbouwpad voor houtige biomassa, heeft KGG besloten om geen subsidie te geven aan de productie van elektriciteit door de verbranding van biomassa. Conform deze wens wordt in dit advies daarom uitgegaan van een installatie die slechts subsidiabel is voor het deel dat het warmte produceert. Daarbij wordt verder opgemerkt dat, zoals aangegeven in paragraaf 10.1.7, geen subsidie meer wordt verleend voor lage- of hogetemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen voor warmtelevering aan een warmtenet of de glastuinbouw. Dit geldt ook voor deze categorie. Daarmee is de referentie een installatie die stoom produceert waarbij de stoom elders gebruikt wordt voor een industrieel proces. De referentie-installatie heeft mogelijk een stoomturbine en generator, maar kosten voor de stoomturbine en generator worden buiten beschouwing gelaten.

De referentie-installatie verstoekt B-hout in een stoomketel. De ketel heeft een thermisch vermogen van 130 MWth aan biomassa input. Daarmee kan de installatie op vollast 100 MWth aan stoom leveren. Het B-hout wordt opgeslagen in bunkers voor een voorraad van enkele dagen tot een week. Het hout wordt vervolgens getransporteerd naar de ketel waar het verbrand wordt voor het opwekken van stoom. De stoom wordt geleverd aan nabijgelegen industrie.

De instandhoudingskosten bij een installatie van meer dan 12 jaar oud blijken veelal hoger te zijn dan die van een relatief nieuwe installatie. We rekenen met een herinvesteringsbehoefte van 44 euro/kWth, oftewel 528 euro/kWth voor een looptijd van 12 jaar. Dat is inclusief kosten voor een levensduurverlengingsproject (exclusief stoomturbine en generator).

Vaste O&M kosten bestaan voornamelijk uit kosten voor onderhoud en bedrijfsvoering, reguliere reservedelen en onsite diensten. Deze zijn relatief hoog omdat de installatie veel bewegende delen heeft, een lager thermisch rendement heeft en de bedrijfsvoering volledig vanaf de locatie plaatsvindt. We rekenen met een specifieke vaste O&M-kosten van 140 euro/kWth. Variabele O&M-kosten bevatten kosten voor verbruiksmiddelen, ingehuurde ad-hocdiensten en startkosten. Voor deze kosten is een waarde berekend van 0,010 euro/kWh warmte. Met de installatie wordt beoogd zoveel mogelijk warmte te maken. Daarom wordt gerekend met 8.000 vollasturen aan warmte.

Tabel 10.10
Levensduurverlenging ketel op B-hout ≥ 5 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	-	B-hout
Thermisch outputvermogen	MW input	-	100
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	-	8.000
Investeringskosten	€/kW output	-	528
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	-	140
Variabele O&M kosten	€/kWh output	-	0,0100

10.4.7 Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

De categorie voor directe inzet van houtpellets heeft betrekking op installaties waarbij poederhout of houtstof direct wordt ingezet voor warmtevoorziening, zonder tussenkomst van een warmwater- of stoomsysteem, dus voor directe verwarming. De directe inzet van houtpellets in branders gebeurt onder andere in de sector van de bouwmaterialen (asfalt, kalkzandsteen, baksteen) als directe ovenstook of als naverbrander. De techniek wordt nu al toegepast, weliswaar met bruinkoolstof. Houtstof is een minder voorkomende brandstof. De techniek en inzet zijn niet wezenlijk verschillend van die met bruinkoolstof. De referentie grootte voor een dergelijke installatie voor directe stook wordt vastgesteld op 10 MWth. Het aantal vollasturen is wegens de niet-continue bedrijfsvoering van dergelijke processen gelegd op 3.000 uur.

Tabel 10.11
Technisch-economische parameters voor biomassaverbranding met directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Brandstof	-	Houtpellets	Houtpellets
Thermisch outputvermogen	MW input	10	10
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	3.000	3.000
Investeringskosten	€/kW output	95	98
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	4,5	5,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh output	0,0020	0,0021

10.5 Basisbedragen

In tabel 10.12 zijn de basisbedragen voor de verschillende biomassacategorieën weergegeven. Voor de berekeningswijzen van het correctiebedrag zie hoofdstuk 4.

Tabel 10.12**Subsidieparameters verbranding en vergassing van biomassa**

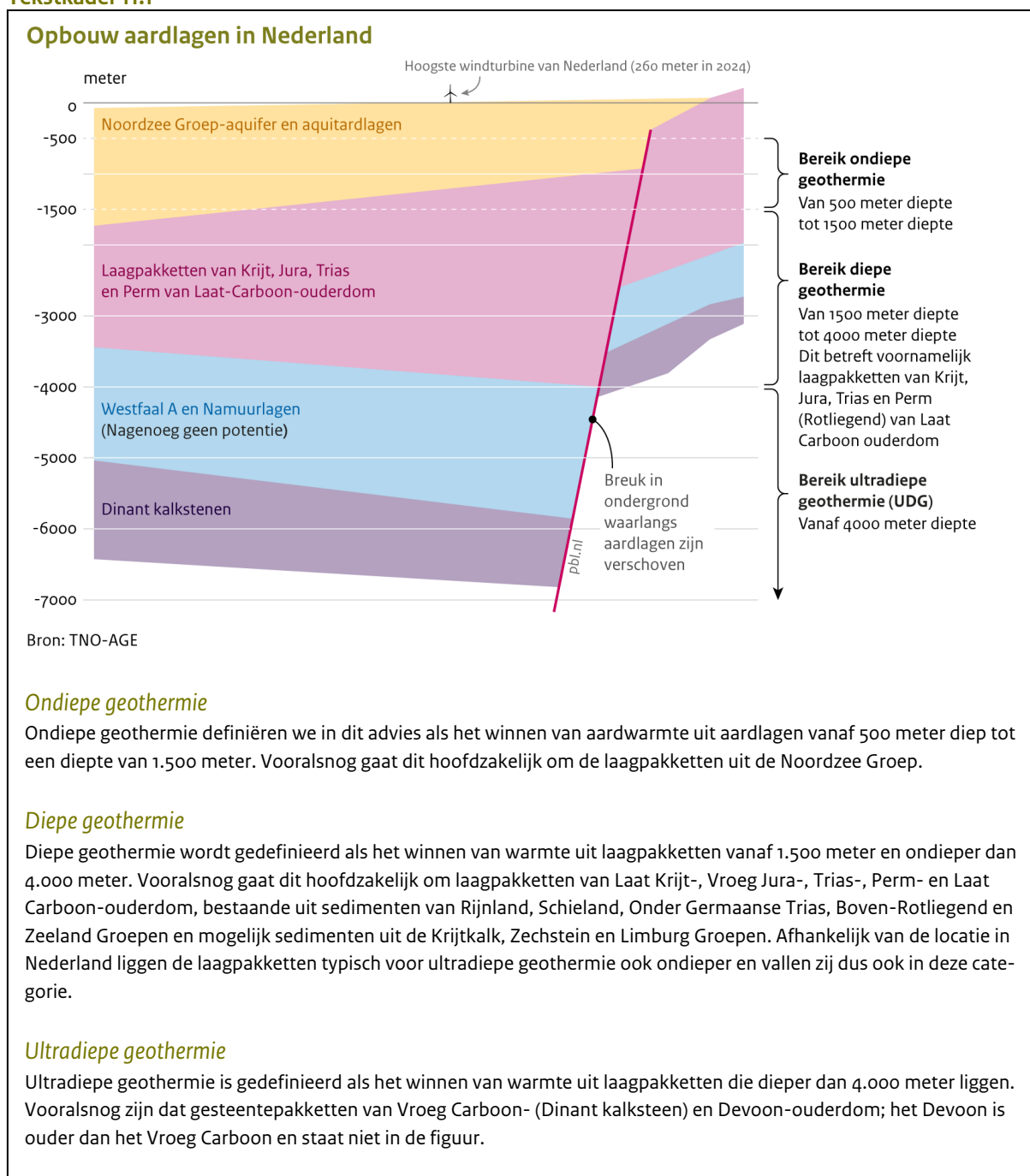
Categorie	Basisbedrag Advies SDE++ 2025	Basisbedrag Advies SDE++ 2026	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025	Subsidie-in- tensiteit Advies SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Waterstof uit afval	0,0652	0,0719	65	102
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	0,1311	0,1468	550	550
Groengas uit biomassa (B-hout)	0,0915	0,1040	310	291
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	0,0608	0,0698	184	172
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	0,1597	0,1664	489	473
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	0,1597	0,1664	376	350
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	0,0911	0,0966	193	205
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	0,1079	0,1119	268	273
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	0,0457	0,0521	117	94
Levensduurverlenging ketel op B-hout > 5 MWth	-	0,0394	-	-49
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	0,0696	0,0726	-4	-41

11 Geothermie

11.1 Afbakening voor het SDE++-advies 2026

De technisch-economische parameters van geothermieprojecten hangen mede af van de aardlagen waaruit de warmtewinning gebeurt. In het SDE++-advies vereenvoudigen we deze door naar de diepte te verwijzen waarin het merendeel van deze aardlagen voorkomt. Tekstkader 11.1 geeft de opbouw weer van de aardlagen in Nederland en hun relatie tot de classificatie van de categorieën.

Tekstkader 11.1



In dit hoofdstuk bespreken we de adviezen voor de categorieën die zijn gerelateerd aan geothermie. We maken hierbij onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Ondiepe geothermie (geen basislast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Ondiepe geothermie (basislast); referentie is toepassing voor de glastuinbouw;
- Ondiepe geothermie (geen basislast); hogere-temperatuurwarmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Ondiepe geothermie (basislast); hogere-temperatuurwarmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (basislast); referentie is toepassing voor de glastuinbouw;
- Diepe geothermie (basislast) hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (middenlast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (geen basislast); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (geen basislast) hogere-temperatuur warmtenet (met warmtepomp); referentie is toepassing voor de gebouwde omgeving;
- Diepe geothermie (uitbreiding); referentie is toepassing voor de glastuinbouw.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2025 hebben we de volgende wijzigingen doorgevoerd, mede vanuit verzoeken ontvangen tijdens de marktconsultatie:

- We hebben de vermogens- en kostenparameters geactualiseerd, waarbij we rekening houden met kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hierbij is ook gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata;
- We hebben de kosten voor elektriciteitsaansluiting en -verbruik geactualiseerd. Hierdoor zijn met name de vastrechtkosten binnen de vaste operationele kosten toegenomen;
- We hebben voor de categorie Diepe geothermie (basislast) hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp) de technisch-economische parameters zoals kosten en SPF van de warmtepomp aangepast op basis van ontvangen informatie;
- We hebben twee nieuwe categorieën toegevoegd, voor ondiepe geothermie (geen basislast en basislast) met hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp).

Marktpartijen kunnen in volgende jaren tijdens de marktconsultatie verzoeken op basis van concrete plannen om de categorie ultradiepe geothermie van de groslijst af te halen en terug op te nemen in een toekomstig advies.

Voor dit advies gaan we uit van een subsidieduur van 15 jaar en een technische levensduur van 30 jaar van een geothermiedoublet, gelijk aan het advies SDE++ 2025. Hierbij gaan we ervan uit dat nieuwe projecten volgens de industriestandaard ontworpen worden en rekening houden met extra veiligheids- en monitoringseisen tegen lekkages vanuit Staatstoezicht op de Mijnen (SodM). Bij de bepaling van het basisbedrag is hiertoe een kostencorrectie toegepast op de economische parameters uit de projectaanvraaggegevens van voor 2021, die rekening houdt met de additionele kosten voor een dubbele verbuizing en monitoring, zoals nu voorgeschreven is.

De indeling in categorieën baseren we op de aflevertemperatuur van de geothermiebron, die op zijn beurt diepteafhankelijk is. Indien het geothermische doublet zelf geen voldoende hoge

temperatuur kan leveren, kan dit enerzijds worden bereikt met inzet van een warmtepomp, of anderzijds door een diepere boring (uitgaande van een gelijke temperatuurgradiënt van de ondergrond). In aansluiting op de uitgangspunten hanteren we de volgende definitie voor lage-temperatuurtoepassing: “de gewenste temperatuur is een jaargemiddelde van niet meer dan 100 °C, typisch bij inzet van ondiepe geothermie met een warmtepomp of inzet van diepe geothermie (al dan niet met warmtepomp)”.

Verschillende marktpartijen geven aan dat ze belemmeringen ondervinden voor sommige geothermieprojecten in de gebouwde omgeving, vanwege duurzaamheidseisen uit de Wet collectieve warmte, inzake CO₂-emissies uit warmteproductie door afgevangen olie of gas (bijvangst) en de inzet daarvan in een wkk. We hebben voor de mitigerende maatregelen van deze emissies geen meerkosten in rekening gebracht. Voor een uitgebreid overzicht van de definities voor geothermie, verwijzen we naar bijlage 4 van het advies SDE++ 2022 (Lensink en Schoots, 2022). Tabel 11.1 geeft een overzicht van de verschillende categorieën met het niveau van afgiftetemperatuur en de bijbehorende componenten met hun inzet. Specifieke aandacht gaat hierbij nog uit naar de warmtepomp, zie volgende paragraaf.

Tabel 11.1

Overzicht categorieën voor geothermie met het niveau afgifte temperatuur en de bijhorende componenten met hun inzet

Categorie	Niveau afgifte-temperatuur	Pomp ^{a)}	Functie warmtepomp
Ondiepe geothermie (geen basislast)	Middentemperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Ondiepe geothermie (basislast)	Middentemperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Ondiepe geothermie (geen basislast); hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp);	Hogere temperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Ondiepe geothermie (basislast); hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp);	Hogere temperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (basislast)	Middentemperatuur	ESP, IP	Optioneel dieper uitkoelen
Diepe geothermie (basislast) hogere temperatuur warmtenet (met warmtepomp)	Hogere temperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (middenlast)	Middentemperatuur	ESP, IP	Optioneel dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast)	Middentemperatuur	ESP, IP	Optioneel dieper uitkoelen
Diepe geothermie (geen basislast) hogere temperatuur warmtenet (met warmtepomp)	Hogere temperatuur	ESP, IP	Ophogen afgiftetemperatuur
Diepe geothermie (uitbreiding)	Middentemperatuur	ESP, IP	Optioneel dieper uitkoelen

a) ESP: *Electrical Submersible Pump*, opvoerpomp; IP: Injectiepomp

11.1.1 Invloed van de warmtepomp

Een warmtepomp kan voor meerdere doeleinden ingezet worden. Zo kan de warmtepomp ingezet worden voor het verhogen van de afgiftemtemperatuur. Dit is bijvoorbeeld het geval bij ondiepe geothermie, waar de lage temperatuur uit de ondiepe geothermiebron een lift krijgt, zodat deze kan worden ingezet voor verwarming van woningen en gebouwen. Maar een warmtepomp kan ook ingezet worden voor het leveren van warmte aan een bestaand warmtenet (typisch 90 tot 100 °C) of voor het uitkoelen van bijvoorbeeld retourleidingen. Met dit laatste wordt dan een groter temperatuurverschil tussen de productie- en injectieput van het geothermisch doublet verkregen, waardoor een groter geothermisch bronvermogen beschikbaar komt.

Voor de referentie-installatie van de categorieën waarbij de afgifte temperatuur wordt opgehoogd met behulp van een warmtepomp, zie ook tabel 11.1, is ten behoeve van het vaststellen van de *Seasonal Performance Factor* (SPF) uitgegaan van de Carnot-methode. De SPF dient hierbij enkel als inputwaarde voor de berekening van het basisbedrag en is daarmee dan ook opgenomen in de tabellen voor de technisch economische parameters van deze categorieën. Hoewel we in de berekening van het basisbedrag wel met een SPF rekenen, geven we geen advies over een eis voor een minimale of maximale SPF-waarde voor SDE++-projecten.

11.1.2 Kostenopbouw

Tabel 11.2 geeft weer welke kostenposten wel of niet meegenomen zijn bij de bepaling van de specifieke investeringskosten, vaste operationele kosten en de basisbedragen. De genoemde technisch economische parameters voor de verschillende categorieën zijn vermeld ter onderbouwing van de referentiecasses voor de desbetreffende categorieën en het hieruit berekend basisbedrag. Deze waardes van deze parameters geven derhalve geen beperkende afbakening voor projectaanvragen binnen elke categorie.

Tabel 11.2

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten voor geothermie

Kosten-post	Groep	Details
Wel meegenomen	Investeringskosten	<ul style="list-style-type: none"> Boorkosten (incl. materiaal, tests, afvoer afval, dubbele verbuizing) Kosten voor pompen (ESP) Kosten voor gas- of olieafvang Kosten voor bovengrondse warmtewisselaars Kosten voor een warmtepomp (voor ondiepe geothermie en optioneel voor diepe geothermie) Kosten voor de elektriciteitsaansluiting warmtepomp Kosten voor een bovengrondse installatie (civiel) Extra kosten voor bouwen in de gebouwde omgeving (voor toepassingsgebieden in de gebouwde omgeving) Kosten voor een warmteoverdrachtstation (WOS) in de gebouwde omgeving^{a)} Inflatiecorrectie van 3 jaar (in verband met doorlooptijd tussen moment van SDE++ aanvraag en de FID (Final Investment Decision)) Kosten voor verzekeringen (inclusief garantieregeling RNES) Kosten voor bouwrente Kosten voor aansluiting op een warmtetransportnet Aangenomen is dat de restwaarde van een geothermisch doublet na de subsidieperiode en de kosten voor abandonnering op het eind van de technische levensduur van het project tegen elkaar wegvallen.
Wel meegenomen	Operatieve kosten	<ul style="list-style-type: none"> Garantie en onderhoud Vastrechtkosten voor netaansluiting (voor geothermie projecten in de gebouwde omgeving), Kosten elektriciteitsverbruik (inclusief kosten elektriciteitsverbruik ESP en warmtepomp, indien aanwezig) Personeelskosten Administratiekosten (stelpost) Opstalvergoeding Monitoringssysteem Verzekeringen Reservedelen Afvoerkosten (voor bijvoorbeeld afval)
Niet meegenomen	Investeringskosten	<ul style="list-style-type: none"> Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers Kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen Kosten voor een vervangende en/of aanvullende warmtevoorziening (ketel, wkk) (back-up) Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures Kosten voor mitigerende maatregelen voor CO₂-emissies uit warmteproductie gebouwde omgeving (voorlopig) Kosten voor geologisch vooronderzoek Kosten voor vergunningen en contracten
Niet meegenomen	Operatieve kosten	<ul style="list-style-type: none"> Kosten aankoop CO₂ Erfpachtkosten Jaarlijkse afdracht aan SodM Baten van de inzet van afgevangen gas en olie Onderhoudskosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers

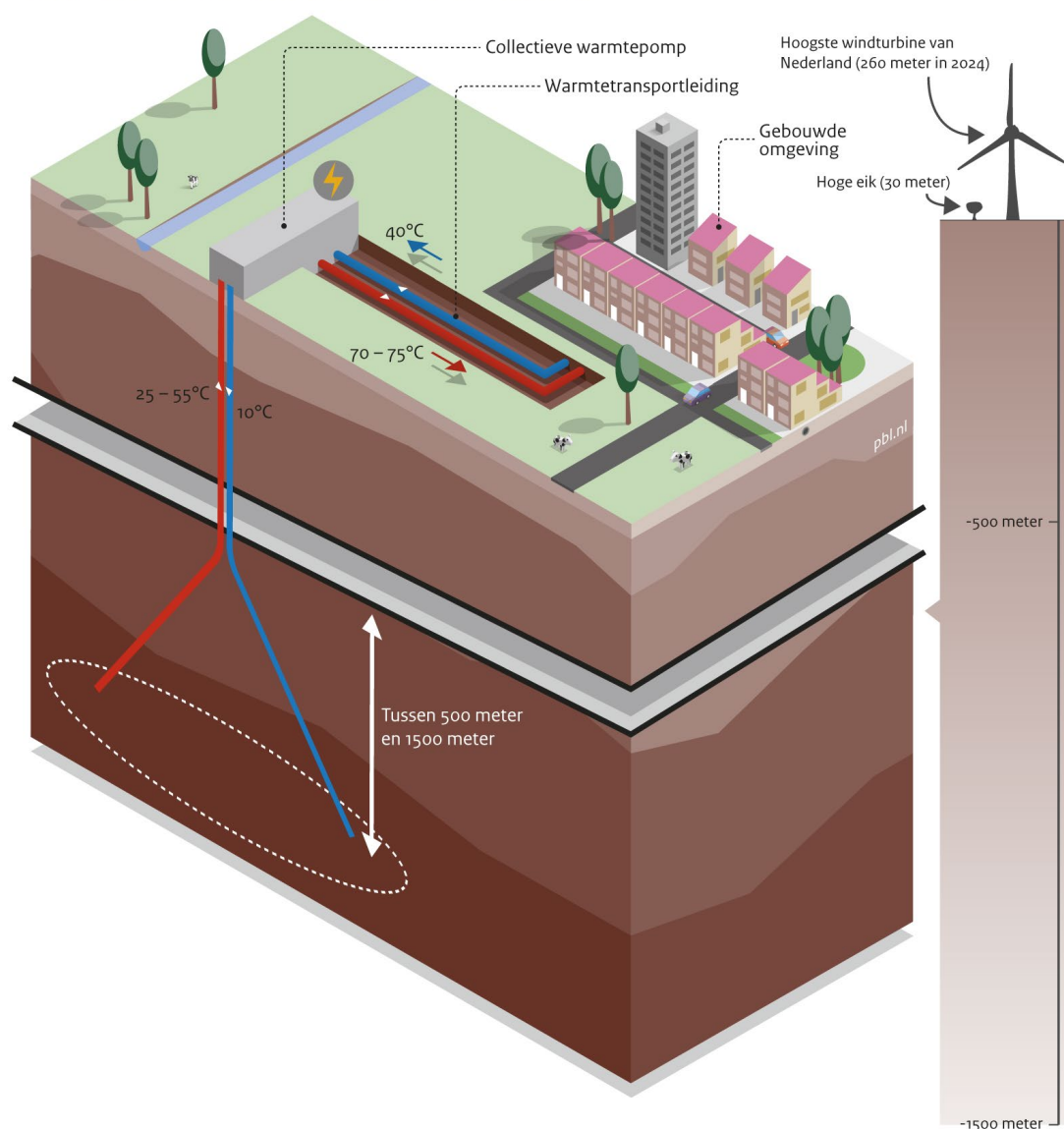
a) Omdat de WIS-regeling (Warmtenetten Investeringssubsidie) voorziet in subsidie voor investeringen in warmte-infrastructuur, geven we KGG ter overweging mee om zich ervan te vergewissen dat er geen onvoorziene en ongewenste overlap tussen SDE++ en WIS of soortgelijke regelingen plaatsvindt.

11.2 Ondiepe geothermie (geen basislast)

Bij ondiepe geothermie (OGT) wordt aardwarmte onttrokken aan ondiepere formatielagen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten wordt hier een dieptegrens vanaf 500 meter aangehouden, net zoals de diepte waarvoor de Mijnbouwwet geldt. De maximale diepte voor deze categorie is tot 1.500 meter. In vergelijking met diepe geothermieprojecten ligt de productietemperatuur van ondiepe geothermieprojecten dan ook lager.

Figuur 11.2

Ondiepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV

De voorgestelde grens van 500 meter maakt voldoende onderscheid met het toepassingsgebied van WKO-systemen. Deze WKO-systemen opereren veelal op dieptes tot 200 meter. Hierdoor vallen WKO-systemen buiten de scope van dit advies. De productietemperatuur van ondiepe geothermie ligt tussen de 25 en 55 °C. De temperatuur van het productiewater is hierbij afhankelijk van de diepte van de bron, maar dient in bijna alle gevallen nog te worden verhoogd met behulp van een

enkele of collectieve warmtepomp. Hierdoor is voor deze categorie de hoeveelheid afgegeven warmte na de warmtepomp leidend en niet de aan de bodem onttrokken warmte. Hiernaast geldt voor de collectieve warmtepomp een minimaal warmteafgiftevermogen van 500 kWth.

Ondiepe geothermie kan in combinatie met een warmtenet op twee manieren worden toegepast in de gebouwde omgeving waarvoor een beperkt aantal vollasturen geldt (geen basislast): directe warmtelevering en warmtelevering met een collectieve warmtepomp. In het eerste geval wordt de lagetemperatuurwarmte meteen geleverd aan afnemers die over een individuele warmtepomp beschikken, waarbij de woningen geschikt dienen te zijn voor lagetemperatuurverwarming. Als de ruimteverwarming een hogere temperatuur vraagt, kan bijvoorbeeld een collectieve warmtepomp worden toegepast. In dat geval wordt de warmte uit de ondergrond eerst opgewaardeerd met een warmtepomp tot circa 70 of 75 °C, waarna deze hogere temperatuurwarmte wordt geleverd aan de afnemers. De geothermische putten van OGT-systemen kunnen geothermische warmte winnen via verticale, maar ook via meer horizontaal geboorde putten.

Voor de referentie-installatie in dit advies gaan we uit van een doublet met verticale putten die met de diepte verder uit elkaar gaan lopen en een collectieve warmtepomp die een temperatuurniveau van 70 tot 75 °C levert. De hier vermelde gegevens zijn gebaseerd op literatuurgegevens (Schepers en anderen, 2018) en op door marktpartijen aangeleverde specifieke projectdata, omdat dergelijke projecten momenteel nog nagenoeg niet gerealiseerd zijn. De geologische informatie over de ondiepe ondergrond is minder bekend. Literatuur duidt echter op een technisch potentieel van 229 PJ per jaar (Schepers en anderen, 2018), waarbij aangegeven wordt dat ondiepe geothermie een belangrijke aanbieder kan zijn van duurzame warmte in stedelijk gebied.

Als boordiepte voor de referentie-installatie wordt 1.000 meter verondersteld. Dit valt in het midden van het bereik van ondiepe geothermie, namelijk tussen 500 en 1.500 meter. Het komt overeen met een onttrekkingstemperatuur van ongeveer 40 °C en gaat uit van een retourtemperatuur van 10 °C. Het thermisch vermogen van de hele installatie wordt uitgelegd op het thermisch vermogen van de warmtepomp en bedraagt 8 MWth. De kosten voor de warmtepomp zijn wel meegenomen, kosten voor het warmtedistributienetwerk en kosten voor lokale aansluitingen niet (zie ook tabel 11.2). Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 11.3
Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (geen basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	8,0	8,0
Vollasturen	uur/jaar	3.500	3.500
Investeringskosten	€/kW	2.799	2.830
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	97	104
SPF - warmtepomp	-	3,3	3,3
SPF - systeem	-	3,0	3,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0364	0,0390
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	9.310	9.310
Basisbedrag	€/kWh	0,1793	0,1872
Looptijd subsidie	jaar	15	15

11.3 Ondiepe geothermie (basislast)

Deze categorie verschilt van de categorie geen basislast enkel door het aantal vollasturen. In plaats van 3.500 uur wordt nu met 6.000 uur gerekend, typerend voor een project in de glastuinbouw of een andere afnemer met een meer continu warmtevraagprofiel. Het hogere aantal vollasturen werkt door in de operationele kosten waarin de stroomkosten voor de warmtepomp en de opvoerpomp (ESP) van het doublet zijn inbegrepen. De specifieke investeringskosten zijn iets lager dan die van de OGT-installatie zonder basislast, omdat de bouwkosten in niet-stedelijk gebied lager ingeschat worden. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 11.4
Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (basislast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	8,0	8,0
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	2.540	2.611
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	35	103
SPF - warmtepomp	-	3,3	3,3
SPF - systeem	-	3,0	3,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0260	0,0275
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	15.960	15.960
Basisbedrag	€/kWh	0,0890	0,1075
Looptijd subsidie	jaar	15	15

11.4 Ondiepe geothermie (geen basislast); hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

Bij ondiepe geothermie wordt aardwarmte onttrokken aan ondiepere formatielagen. In lijn met de meegegeven uitgangspunten wordt hier een dieptegrens vanaf 500 meter aangehouden, net zoals de diepte waarvoor de Mijnbouwwet geldt. De maximale diepte voor deze categorie is tot 1.500 meter. In vergelijking met diepe geothermieprojecten ligt de productietemperatuur van ondiepe geothermieprojecten dan ook lager.

Voor deze categorie wordt een referentieconfiguratie aangehouden waarbij een hogere temperatuur warmtepomp wordt ingezet. In deze categorie worden OGT-systemen beschouwd ter verduurzaming van hogetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. In de zomer is de afgiftetemperatuur lager. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is bij het vaststellen van de specifieke investeringskosten voor de hogere temperatuurwarmtepomp rekening gehouden met de hogere afgiftetemperatuur. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de laagtemperatuurcategorieën.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem, zoals

opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Tabel 11.5

Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (geen basislast); hogere temperatuur-warmtenet (met warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	8,0
Vollasturen	uur/jaar	-	3.500
Investeringskosten	€/kW	-	3.075
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	126
SPF - warmtepomp	-	-	2,5
SPF - systeem	-	-	2,3
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0476
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	12.132
Basisbedrag	€/kWh	-	0,2156
Looptijd subsidie	jaar	-	15

11.5 Ondiepe geothermie (basislast); hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

Deze categorie verschilt van de categorie OGT geen basislast hogere temperatuur warmte, enkel door het aantal vollasturen. In plaats van 3.500 uur wordt nu met 6.000 uur gerekend. Het hogere aantal vollasturen werkt door in de operationele kosten waarin de stroomkosten voor de warmtepomp en de opvoerpomp (ESP) van het doublet zijn inbegrepen. We geven ter overweging mee om geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 11.6

Technisch-economische parameters voor ondiepe geothermie (basislast); hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	8,0
Vollasturen	uur/jaar	-	6.000
Investeringskosten	€/kW	-	2.951
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	123
SPF - warmtepomp	-	-	2,5
SPF - systeem	-	-	2,3
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0353
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	20.798
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1293
Looptijd subsidie	jaar	-	15

11.6 Diepe geothermie (basislast)

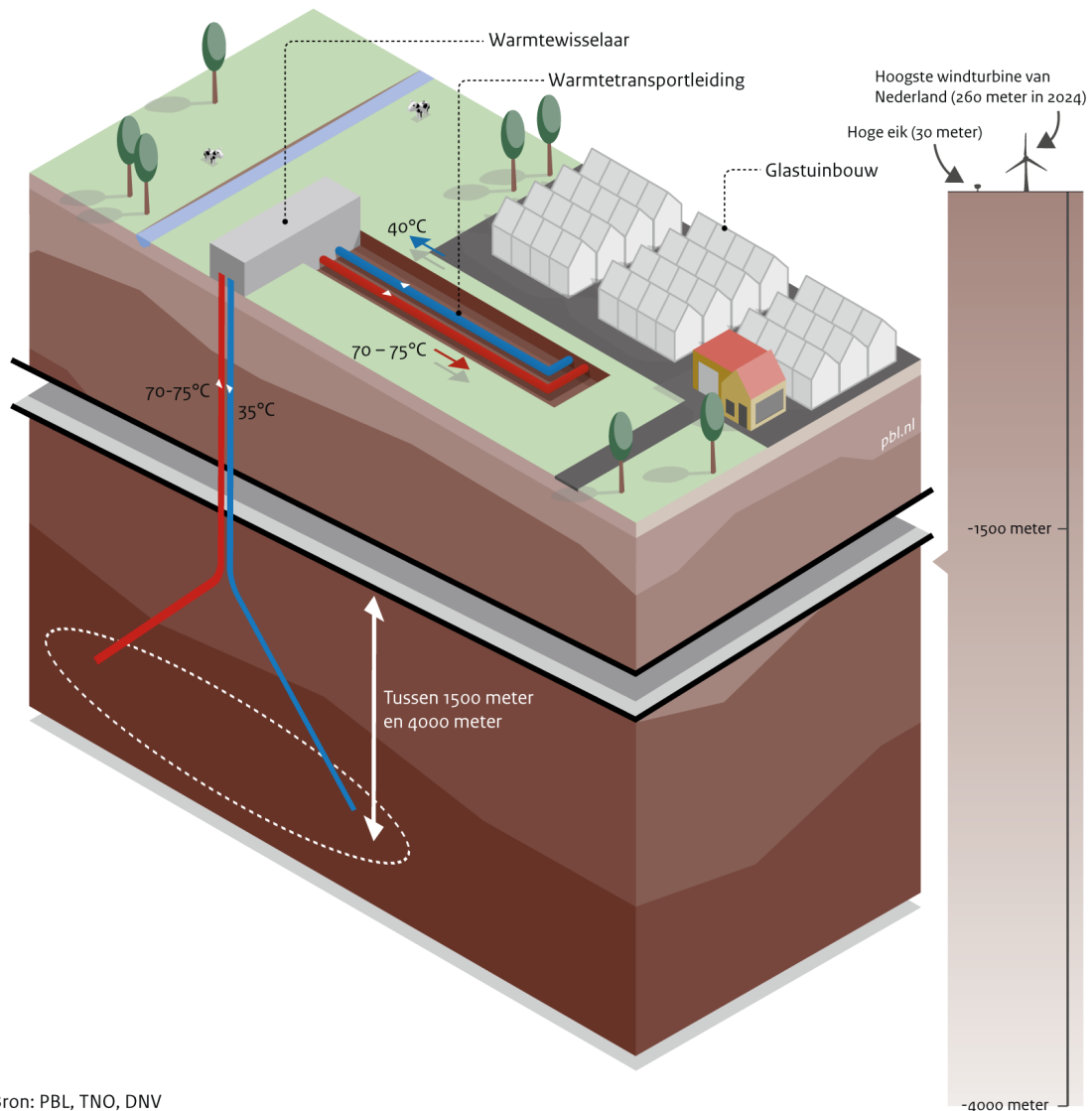
Deze categorie is representatief voor het toepassingsgebied van een groot aantal geothermische projecten, vooral in de glastuinbouw, maar ook voor geothermische projecten die gebruikmaken van een doublet bestaande uit verlaten olie- of gasputten. De dieptegrens voor deze categorie is afgebakend op een diepte vanaf 1.500 meter tot een maximale diepte van 4.000 meter.

Opslagsystemen, zoals warmtekoudeopslag en andere seizoensopslagsystemen, vallen niet onder deze categorie. Deze categorie betreft geothermische projecten met een grote en vrij gelijkmatige jaarlijkse warmtevraag en kent daarmee een hoog aantal vollasturen. Stadsverwarmingstoepassingen kennen een beperktere warmtevraag gedurende een deel van het jaar en hebben daarmee een lager aantal vollasturen. Voor deze toepassing is een separate doorrekening opgenomen. Stadsverwarmingprojecten die 6.000 vollasturen kunnen halen, kunnen ook aanvragen in deze categorie. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Parameters met een grote invloed op het bronvermogen voor de geothermieprojecten in deze categorie zijn onder andere de brontemperatuur – die mede gerelateerd is aan de boordiepte van het doublet – de retourtemperatuur, het debiet van de vloeistofstromen en de diameter van de productie- en injectieputten. Zowel de boordiepte als de putdiameter hebben een grote invloed op het investeringsbedrag voor geothermische projecten. Voor gerealiseerde projecten wijkt het werkelijke productievermogen vaak af van het beschikte productievermogen. In dit advies zijn de gemiddelde werkelijke productievermogens leidend, niet de gemiddelde beschikte vermogens.

Voor de optie met verlaten olie- of gasputten die dienen als geothermisch doublet, bleek uit het advies SDE+ 2018 (Lensink en Cleijne, 2017) dat de berekende basisbedragen voor deze optie in dezelfde range liggen als de basisbedragen voor de diepe geothermische basislastprojecten. Daarom valt deze optie ook binnen het advies van de voorliggende categorie.

Figuur 11.3
Diepe geothermie met collectieve warmtepomp



Bron: PBL, TNO, DNV

Dit advies bevat een verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie, waardoor indirect ook rekening gehouden wordt met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Dit wordt ook ondersteund door de kostenbevindingen. Daaruit valt af te leiden dat de economische parameters tussen projecten kleiner dan 12 MWth, van 12 MWth tot 20 MWth en groter dan 20 MWth verschillen en aanleiding geven om hier een onderscheid in te maken. Kleinere projecten hebben relatief hoge specifieke investeringskosten, terwijl grotere projecten, vaak ook de recentere aanvragen, juist hogere specifieke vaste O&M-kosten hebben.

Tabel 11.7a

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) < 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	9,2	8,7
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	2.364	2.463
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	88	117
SPF - systeem	-	17,4	17,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0061	0,0063
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	3.174	2.981
Basisbedrag	€/kWh	0,0708	0,0799
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Tabel 11.7b

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) 12-20 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	15,7	15,9
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	1.867	1.719
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	102	118
SPF - systeem	-	21,7	22,8
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0052	0,0053
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	4.343	4.188
Basisbedrag	€/kWh	0,0619	0,0696
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Tabel 11.7c

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) ≥ 20 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	26,4	27,4
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	1.498	1.340
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	113	121
SPF - systeem	-	20,3	19,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0055	0,0058
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	7.809	8.269
Basisbedrag	€/kWh	0,0567	0,0627
Looptijd subsidie	jaar	15	15

11.7 Diepe geothermie (basislast) hogertemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogertemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de laagtemperatuurcategorieën overeenkomstig de definitie uit de uitgangspunten. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg hogere investerings- en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem met inbegrip van de SPF voor de warmtepomp. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan worden meegenomen.

De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie diepe geothermie (basislast). Omdat ook voor diepe geothermieprojecten dit hogere temperatuurniveau slechts in uitzonderlijke gevallen gehaald kan worden uit de geothermiebron, gaan we ervan uit dat deze toepassing gebruikmaakt van een warmtepomp om de brontemperatuur op de gewenste afgiftetemperatuur te brengen.

Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een geothermisch bronvermogen van 11,2 MWth en een warmtepomp met een thermisch outputvermogen van 18,5 MWth. Kosten voor de warmtepomp en voor de bijkomende elektriciteitsaansluiting van de warmtepomp zijn hierin meegenomen, alsook bijkomende kosten voor constructie en installatie in de gebouwde omgeving.

Dit advies geeft verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie (basislast) gekoppeld aan een hogertemperatuurwarmtenet (met warmtepomp). Uit de consultatie met de markt in 2024 was namelijk gebleken dat de er behoefte is aan een advies over kleinere vermogens, voor kleinere en startende warmtenetten. Tevens wordt op deze manier ook indirect rekening gehouden met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Voor de afbakening van deze vermogensknip, is de 12MWth-grens gebruikt, die ook bij de categorie diepe geothermie (basislast) van toepassing is.

Tabel 11.8a

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp) <12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	11,2	11,2
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	3.142	3.045
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	169	179
SPF - warmtepomp	-	2,9	2,9
SPF - systeem	-	3,5	3,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0312	0,0332
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	22.821	22.821
Basisbedrag	€/kWh	0,1374	0,1476
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Tabel 11.8b

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp) ≥ 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	18,5	18,5
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6000
Investeringskosten	€/kW	2.874	2.587
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	158	167
SPF - warmtepomp	-	2,9	2,9
SPF - systeem	-	3,5	3,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0293	0,0312
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	37.651	37.662
Basisbedrag	€/kWh	0,1269	0,1325
Looptijd subsidie	jaar	15	15

We geven wel ter overweging om criteria te stellen aan de aard van de warmtelevering voor deze categorie, bijvoorbeeld een percentage van de warmte die direct aan een distributienetwerk voor stadsverwarming geleverd wordt. Hierbij moet gewaakt worden dat voor de warmte en de aard van de afnemers de kans bestaat op oneigenlijk gebruik van deze categorie wegens het hogere basisbedrag. Dit advies is ook van toepassing op situaties waarbij cascadering wordt toegepast na een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer. Hierbij wordt bij een tweede afnemer warmte geleverd door een verdere uitkoeling van de retourtemperatuur ten behoeve van een laagwaardigere warmtevraag.

11.8 Diepe geothermie (middenlast)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bijvoorbeeld warmtenetten of ter transitie naar gasloze woonwijken, tuinbouw en utiliteitsgebouwen, al dan niet in combinatie met andere duurzame warmtebronnen. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast). Deze categorie gaat uit van invoeding in een (middel)groot warmtenet en daarmee van 5.000 vollasturen (middenlast). Verder is er aangenomen dat deze categorie op een middentemperatuurnet invoedt van rond 70 of 75 °C en daarom geen gebruik maakt van een warmtepomp. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

De kosten zijn afgeleid van projectaanvragen waarbij rekening is gehouden met extra kosten voor realisatie in een bebouwde omgeving, onder andere voor kosten voor de bouwsite, geluidsbeperking en aansluiting op de transportleiding.

Tabel 11.9

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (middenlast)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	19	19
Vollasturen	uur/jaar	5.000	5.000
Investeringskosten	€/kW	2.458	2.144
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	118	123
SPF - systeem	-	20,4	21,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0089	0,0093
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	4.646	4.427
Basisbedrag	€/kWh	0,0986	0,0997
Looptijd subsidie	jaar	15	15

We geven wel ter overweging mee nadere eisen te stellen aan de aard van de warmtelevering om voor deze categorie in aanmerking te mogen komen. Dit kan bijvoorbeeld met een minimumpercentage (bijvoorbeeld 50 procent) van de geproduceerde geothermische warmte die direct aan een gebiedsverwarmingsdistributienetwerk geleverd wordt. Zonder nadere eisen voor de aflevert temperatuur van de warmte bestaat de kans op oneigenlijk gebruik van deze categorie. Wel moet gegarandeerd worden dat bij een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer nog steeds cascadering kan worden toegepast. Hierbij wordt bij een tweede afnemer de retourtemperatuur verder uitgeoeld ten behoeve van zijn laagwaardigere warmtevraag.

11.9 Diepe geothermie (geen basislast)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bijvoorbeeld warmtenetten of ter transitie naar gasloze woonwijken en utiliteitsgebouwen, al dan niet in combinatie met andere duurzame warmtebronnen. Opslagssystemen zoals warmtekoelopslag en andere seizoensopslagsystemen vallen niet onder deze categorie. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast). Een geothermieproject dat warmte levert aan een klein, al dan niet nieuw warmtenet voor de gebouwde omgeving kent minder vollast-uren per jaar dan een geothermisch project dat warmte levert aan een middelgroot warmtenet of aan de glastuinbouwsector. Er is uitgegaan van een zogenoemd badkuippatroon voor het warmte-vraagprofiel van de referentiecasi, dat wil zeggen een hoge warmtevraag in de wintermaanden en een beduidend lagere vraag tijdens de zomermaanden. Dit leidt ertoe dat de

referentie-installatie voor geen-basislastprojecten 3.500 vollasturen maakt. Om hiervoor een verschil te maken hebben we deze categorie zonder basislast in het advies opgenomen, waarbij rekening gehouden wordt met extra kosten die gemaakt worden bij uitvoering in een gebouwde omgeving: onder andere kosten voor de bouwsite, geluidsbeperking en aansluiting op de transportleiding.

Dit advies bevat een verdere differentiatie naar vermogen voor de categorie diepe geothermie (geen basislast). Uit de consultatie met de markt is namelijk gebleken dat de er behoefte is aan kleinere vermogens, voor kleinere en startende warmtenetten. Tevens wordt op deze manier ook indirect rekening gehouden wordt met het verschillende aardwarmtepotentieel in verschillende regio's in Nederland. Voor de afbakening van deze vermogensknip, is de 12MWth-grens gebruikt, die ook bij de categorie diepe geothermie (basislast) van toepassing is.

Tabel 11.10a
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) <12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	8,0	8
Vollasturen	uur/jaar	3500	3.500
Investeringskosten	€/kW	2983	3.070
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	127	143
SPF - systeem	-	13,3	13,3
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0127	0,0138
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	2.111	2.114
Basisbedrag	€/kWh	0,1665	0,1850
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Tabel 11.10b
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) ≥ 12 MWth

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	16,8	18,1
Vollasturen	uur/jaar	3.500	3.500
Investeringskosten	€/kW	2.733	2.714
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	119	124
SPF - systeem	-	13,3	13,3
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0127	0,0138
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	4.434	4.783
Basisbedrag	€/kWh	0,1543	0,1647
Looptijd subsidie	jaar	15	15

We geven wel ter overweging om criteria te stellen aan de aard van de warmtelevering voor deze categorie, bijvoorbeeld een percentage van de warmte die direct aan een distributienetwerk voor stadsverwarming geleverd wordt. Hierbij moet gewaakt worden dat voor de warmte en de aard van de afnemers de kans bestaat op oneigenlijk gebruik van deze categorie wegens het hogere basisbedrag. Dit advies is ook van toepassing op situaties waarbij cascadering wordt toegepast na een voldoende hoge retourtemperatuur na de eerste afnemer. Hierbij wordt bij een tweede afnemer warmte geleverd door een verdere uitkoeling van de retourtemperatuur ten behoeve van een laagwaardigere warmtevraag.

11.10 Diepe geothermie (geen basislast) hogere temperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

In deze categorie worden geothermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van bestaande hogetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur met een stooklijn van 90 tot 120 °C tijdens de winter. We adviseren deze onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën, overeenkomstig de definitie uit de uitgangspunten, voor een jaargemiddelde temperatuur van ongeveer 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuurwarmtepomp 120 °C bedraagt die hoort bij een stooklijn van het warmtetransportnet. Bij het vaststellen van de warmtepomp-SPF is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is rekening gehouden met hogere specifieke investeringskosten voor de warmtepomp.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg hogere investerings- en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor de categorie diepe geothermie (basislast). Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een geothermisch bronvermogen van 13,2 MWth, en een warmtepomp met een thermisch outputvermogen van 18,5 MWth.

Tabel 11.11

Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (geen basislast) hogetemperatuurwarmtenet (met warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	18,5	18,5
Vollasturen	uur/jaar	3.500	3.500
Investeringskosten	€/kW	2.874	2.587
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	173	184
SPF - systeem	-	2,9	2,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0313	0,0334
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	21.963	21.970
Basisbedrag	€/kWh	0,2035	0,2075
Looptijd subsidie	jaar	15	15

11.11 Diepe geothermie (uitbreiding)

Geothermische projecten kunnen hun vermogen en dus duurzame-warmteproductie vergroten door het uitbreiden van het bestaande project met een extra put. Als referentie voor deze categorie is uitgegaan van een uitbreiding van een doublet met een extra, derde put. Door het boren van een extra put zal het geothermisch doublet veranderen in een geothermisch triplet. Uitbreiding van bestaande projecten, niet beperkt tot een doublet, met een extra put valt ook binnen het advies voor deze categorie. Hiernaast valt ook een vervangingsput, waarbij een bestaand project een enkele put afsluit en een enkele nieuwe boort, binnen het advies voor deze categorie, mits er geen warmteproductievermindering plaatsvindt. De dieptegrensafbakening voor deze categorie is gelijk aan die voor diepe geothermie (basislast).

De referentie-installatie heeft een configuratie waarbij we ervan uitgegaan dat de extra put tot een vergelijkbare diepte als het bestaande doublet wordt geboord. Waar een doublet bestaat uit een productie- en injectieput, heeft een triplet twee productieputten en één injectieput, of twee injectieputten en één productieput. Die uitbreiding kan dus of een productieput of een injectieput zijn. Naast de boorkosten voor het boren van de extra put zijn ook de benodigde bovengrondse aanpassingen meegenomen bij de bepaling van het voorgestelde basisbedrag. Dit zijn bijvoorbeeld kosten voor de pompen, warmtewisselaars, warmtetransportleiding en uitbreiding van de installatie voor olie- en gasafvangst. Ook vereist de uitbreiding vaak aanpassingen – en dus kosten – aan de ondergrondse infrastructuur van de bestaande putten.

Het extra debiet dat wordt gerealiseerd door het boren van een extra put kent verschillende onzekerheden die een significant effect kunnen hebben op de kostprijs. Een vergelijkbare onzekerheid in kostprijs bestaat overigens ook voor nieuwe geothermische doubletten. Voor de referentie-installatie is het extra vermogen, gerealiseerd door inzet van een derde put, gebaseerd op subsidieaanvragen en rekenmodellen. Op basis van deze gegevens is onze inschatting dat het mogelijk is dat er een verdubbeling van het vermogen gerealiseerd wordt door het in gebruik nemen van een derde put bij een bestaand doublet. De O&M-kosten voor een dergelijke extra put wijken niet af van die van een doublet. Het boren van een extra put leidt vaak tot een beduidende vermogenstoename. Maar net zoals bij doubletten bestaat de kans dat het producerend vermogen niet het niveau haalt van het aangevraagde vermogen. We nemen aan dat de verhouding tussen het producerend vermogen en het aangevraagd vermogen bij projectuitbreiding gelijk is aan die bij een nieuw doublet.

Tabel 11.12 geeft de technisch-economische parameters weer voor de referentiecasi van deze categorie, met een boordiepte van 2.200 meter en met een additioneel bronvermogen van 16 MWth. Voor extra-putprojecten zal veelal gelden dat deze alleen worden uitgevoerd als het debiet gunstig ingeschat kan worden. Hogere debieten in de ondergrond uiten zich ook in een lagere kostprijs. De investeringen en onderhoudskosten zijn afgeleid van subsidieaanvragen. Het aantal vollasturen voor deze categorie is gelijkgesteld aan het aantal vollasturen bij diepe geothermie (basislast). Er zijn ook kosten opgenomen voor veiligheidseisen met dubbelwandige buizen. Ten opzichte van het vorige advies is voornamelijk het elektriciteitsverbruik aangepast door een actualisatie van de systeem-COP naar 21,7. Verder geven we ter overweging geen nadere beperkingen op te leggen over de aard van de warmteafnemers; het aantal vollasturen is leidend.

Tabel 11.12
Technisch-economische parameters voor diepe geothermie (uitbreiding)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
-----------	---------	-------------------	-------------------

Installatiegrootte	MW	16	16
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	735	709
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	102	118
SPF - systeem	-	21,7	22,8
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0052	0,0053
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	4.426	4.214
Basisbedrag	€/kWh	0,0376	0,0477
Looptijd subsidie	jaar	15	15

11.12 Ultradiepe geothermie

Deze categorie is op de groslijst geplaatst.

11.13 Subsidieparameters

Voor alle geothermie-warmtecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte wkk is. Het correctiebedrag hiervoor is 70% van de TTF-gasprijs.

Tabel 11.13 geeft een overzicht van de basisbedragen en subsidie-intensiteiten.

Tabel 11.13
Overzicht subsidieparameters geothermie

Categorie	Basisbe- drag Advies	Basisbe- drag Advies	Subsidie- intensiteit Advies	Subsidie- intensiteit Advies
	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Ondiepe geothermie (geen basislast)	0,1793	0,1872	440	452
Ondiepe geothermie (basislast)	0,0890	0,1075	192	210
Ondiepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	-	0,2156	-	547
Ondiepe geothermie (basislast), warmtenet op hogere temperatuur ^{a)}	-	0,1293	-	291
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast)	0,0708	0,0799	118	112
Diepe geothermie 12-20 MWth (basislast)	0,0619	0,0696	97	88
Diepe geothermie ≥ 20 MWth (basislast)	0,0567	0,0627	86	73
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	0,1374	0,1476	325	345
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	0,1269	0,1325	296	303
Diepe geothermie (middenlast)	0,0986	0,0997	175	176
Diepe geothermie < 12 MWth (geen basislast)	0,1665	0,1850	336	377
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (geen basislast)	0,1543	0,1647	307	330
Diepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hoge temperatuur ^{a)}	0,2035	0,2075	507	511
Diepe geothermie, uitbreiding	0,0376	0,0477	42	38

a) Deze categorieën zijn inclusief warmtepomp.

12 Energie uit water en lucht

In dit hoofdstuk beschrijven we de bevindingen voor energie uit water en lucht, waarbij we ingaan op de referentie-installaties en de adviezen van de basisbedragen. Voor deze technieken maken we onderscheid in de volgende categorieën:

- Waterkracht (elektriciteit uit water);
- Aquathermie (warmte uit water);
- Energie uit lucht (warmte uit lucht).

12.1 Waterkracht

In het advies voor SDE++ 2025 zijn de categorieën Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie en Osmose naar de groslijst verplaatst.

Op onze uitvraag in de wijzigingennotitie SDE++ 2026 over projecten gepland voor indiening in categorie voor waterkracht, valhoogte < 50 cm hebben we geen concrete informatie ontvangen. In dit advies voor SDE++ 2026 wordt zodoende ook over de categorie waterkracht, valhoogte < 50 cm niet geadviseerd. Deze wordt nu dan ook naar de groslijst verplaatst, conform de uitgangspunten van het ministerie van KGG omtrent het aantal aanvragen in de afgelopen drie jaar. Marktpartijen kunnen in volgende jaren tijdens de marktconsultatie concrete projectplannen aandragen, waarna de categorieën weer van de groslijst afgehaald kunnen worden en terug opgenomen worden in een toekomstig SDE++-advies.

12.1.1 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm

Deze categorie is op de groslijst geplaatst sinds de SDE++ 2025.

12.1.2 Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie

Deze categorie is op de groslijst geplaatst sinds de SDE++ 2025.

12.1.3 Waterkracht, valhoogte < 50 cm

Deze categorie is in dit advies SDE++ 2026 op de groslijst geplaatst.

12.1.4 Osmose

Deze categorie is op de groslijst geplaatst sinds SDE++ 2025.

12.2 Aquathermie

KGG heeft enkele aandachtspunten meegegeven:

- Graag onderzoek bij de categorieën waar voor een groot aantal projecten sprake is van koudelevering, naar hoe deze projecten passend gestimuleerd kunnen worden.
- Graag onderzoek naar of warmtecategorieën met een warmtepomp kunnen worden samengevoegd tot een generieke categorie die onafhankelijk is van de bron van warmte.
- Graag opnieuw advies voor categorieën met een warmtepomp voor hoge temperatuur toepassingen voor de gebouwde omgeving in bestaande warmtenetten.
- Advies wordt gevraagd over mogelijkheden om binnen de SDE++ beter rekening te houden met de schaarste op het gebied van netcapaciteit.

12.2.1 Afbakening

De afbakening van de categorieën aquathermie richt zich op het afgiftetemperatuurniveau en het warmteprofiel (basislast of geen basislast). In het huidige advies voor de SDE++ 2026 handhaven we de meer algemene benaming aquathermie, gelijk aan het advies van het afgelopen jaar. Hiermee blijft de noodzaak afwezig om te verwijzen naar specifieke technieken als warmtebron zoals thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), thermische energie uit afvalwater (TEA), thermische energie uit drinkwater (TED), thermische energie uit zeewater (TEZ) of andere technieken. Voor de berekening van het basisbedrag is wel gekozen voor een specifieke configuratie als referentie voor elke categorie. Dit advies beoogt geen beperkingen aan te brengen in de scope van de open te stellen categorieën op grond van technisch-economische parameters, maar het advies bevat wel beperkingen op grond van de configuratie van de referentie-installaties met betrekking tot het warmteleveringsprofiel.

Ten opzichte van het advies SDE++ 2025 hebben we de volgende wijzigingen doorgevoerd:

- We hebben de vermogens- en kostenparameters geactualiseerd, waarbij we rekening houden met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hierbij is ook gebruikgemaakt van de projectaanvraagdata;
- We hebben de technisch-economische parameters zoals kosten en SPF van de warmtepomp aangepast op basis van in de marktconsultatie ontvangen informatie;
- Om tegemoet te komen aan de wens van het Ministerie KGG en RVO om de warmtepomp-categorieën te vereenvoudigen, geven we in dit hoofdstuk aan wat er specifiek voor aquathermie mogelijk zou zijn. We komen tot herdefinitie van de categorieën op basis van het afgiftetemperatuurniveau van de warmtepomp en voorlopige basisbedragen, zie tabel 12.1;
- We hebben de referentievermogens aangepast, gebaseerd op de gegevens van de projectaanvragen. Dit heeft een impact op de investeringskosten van de elektriciteitsaansluiting en het jaarlijkse vastrecht van deze aansluiting.

Op basis van eerdere adviezen, van aanvragen uit voorbije SDE++-openstellingsrondes en discussies met marktpartijen tijdens de consultatieronde, stellen we voor dit advies de volgende categorie-onderverdeling voor. Deze onderverdeling heeft de afgiftetemperatuur van de warmtepomp als uitgangspunt.

Tabel 12.1
Categorie-indeling voor aquathermie

Categorie	Referentie-techniek	Niveau afgifte-temperatuur	Profiel warmtelevering
Aquathermie (basislast), zeer lage temperatuur	-	Zeer laag	Basislast
Aquathermie (geen basislast), lage temperatuur	TEO-d	Laag	Geen basislast
Aquathermie (geen basislast), middentemperatuur	TEO	Midden	Geen basislast
Aquathermie groot (geen basislast), middentemperatuur	TEA	Midden	Geen basislast
Aquathermie (basislast), middentemperatuur	TEO	Midden	Basislast
Aquathermie (geen basislast), hogere temperatuur	TEO	Hoger	Geen basislast
Aquathermie (basislast), hogere temperatuur	TEA	Hoger	Basislast

Bij het bepalen van de seizoensgebonden prestatiefactor SPF voor de referentie-installatie is rekening gehouden met de Carnot-efficiëntie van de warmtepomp en met het energieverbruik van het hele systeem inclusief elektrisch verbruik zoals dat van pompen. Ook houden we hierbij rekening met de wisselende brontemperaturen over de seizoenen heen. De SPF wordt weliswaar gebruikt als invoer voor het bepalen van het advies voor het basisbedrag binnen de technisch economische parameters, maar geven geen advies of en hoe de SPF te gebruiken als criterium voor een minimale of maximale COP-waarde voor een SDE++-installatie.

Het gebruik van een warmtepomp bij de referentie-installatie maakt dat voor de berekening van het basisbedrag de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend is en niet de warmte-onttrekking aan het oppervlaktewater of het WKO-systeem.

Tabel 12.2
Overzicht van wel en niet meegenomen kosten bij aquathermie

Kostenpost	Groep	Details
Wel meege-nomen	Investerings-kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Onttrekkingsinstallatie warmte • Collectieve warmtepomp • Kosten voor WKO-systeem (leidingen en pompen)^{a)} • Kosten voor een warmteoverdrachtstation^{a)} • Elektriciteitsaansluiting warmtepomp (indien van toepassing) • Buffervat • Monitoring en regeling • Aansluiting naar transportleiding warmte • Inflatiecorrectie van 2 jaar (in verband met doorlooptijd tussen moment van SDE++-aanvraag en de FID) • Civiele (bouwkundige) kosten • Onvoorzien
Wel meege-nomen	Operationele kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Onderhoudskosten • Monitoring en regeling • Vastrechtkosten voor de netaansluiting met name voor de warmtepomp • Kosten elektriciteitsverbruik voor pompen en warmtepomp
Niet meege-nomen	Investerings-kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers • Kosten voor lokale woningaansluitingen • Kosten voor ophogen temperatuur in gebouwen met bijv. lokale kleine warmtepompen • Kosten voor een koudedistributienet naar de WKO en de afnemers • Kosten voor een backup- of pieklastinstallatie • Abandonneringskosten WKO • Restwaarde na SDE++-periode • Kosten voorbereidingstraject, incl. financieringskosten en kosten t.g.v. juridische procedures

a) Omdat de WIS-regeling (Warmtenetten Investeringsubsidie) voorziet in subsidie voor investeringen in warmte-infrastructuur, geven we KGG ter overweging mee om zich ervan te vergewissen dat er geen onvoorziene en ongewenste overlap tussen SDE++ en WIS of soortgelijke regelingen plaatsvindt.

12.2.2 Aquathermie – zeer lage temperatuur, basislast

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan een waterbron, bijvoorbeeld het effluent van een afvalwaterzuivering of een oppervlaktewater. Voor deze categorie wordt een zeerlagetemperatuurwarmtepomp ingezet. In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van zeerlagetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving. In gebouwen wordt de temperatuur dan indien nodig verhoogd naar het niveau ten behoeve van bijvoorbeeld ruimteverwarming en tapwater.

Voor deze categorie is aangenomen dat de afgiftetemperatuur van deze lage temperatuurwarmtepomp ongeveer 30 °C bedraagt. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van de SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens gaan we ervan uit dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende investeringskosten voor verzwaring ervan zijn. De jaarlijkse vastrechtkosten nemen we mee in de vaste operationele kosten.

Tabel 12.3

Technisch-economische parameters voor aquathermie – zeer lage temperatuur, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	6.000
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	6.000
Investeringskosten	€/kW	-	2.488
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	60
SPF - Systeem	-	-	5,4
SPF - Warmtepomp	-	-	9,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0312
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	1.105
Basisbedrag	€/kWh	-	0,0993
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

12.2.3 Aquathermie – lage temperatuur, geen basislast

Deze categorie aquathermie met levering van warmte op lage temperatuur richt zich op directe warmtelevering aan een enkele afnemer, dus zonder aansluiting op een warmtetransportnet in de referentie-installatie. Voor de berekening van het basisbedrag is uitgegaan van een referentie-installatie in de glastuinbouw. Het werkingsprincipe is als volgt: in de zomer wordt warmte onttrokken aan een waterbron en opgeslagen in een ondergrondse warmtekoudeopslag (WKO). In de winter wordt warm water uit de opslag opgepompt en via een warmtepomp op de gewenste temperatuur gebracht.

Voor deze categorie is bij de vaststelling van het basisbedrag uitgegaan van beperkte koudelevering uit het WKO-systeem. Hierbij wordt in de zomer koud water uit de opslag ingezet voor gebouwkoeling, waarna het opgewarmde water terug in de opslag geïnjecteerd wordt. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met 10 procent koudelevering ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen koudelevering, boven op de vollasturen voor warmtelevering. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 3.500 uur).

De SPF is vastgesteld op basis van de nuttige afgiftetemperatuur, die in dit geval 45 tot 55 °C bedraagt. Deze categorie kan ook betrekking hebben op toepassing bij een (groot) utiliteitsgebouw of een industriële afnemer.

Tabel 12.4
Technisch-economische parameters voor aquathermie – lage temperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,63	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	1.173	1.236
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	15	92
SPF - Systeem	-	3,2	3,2
SPF - Warmtepomp	-	3,9	3,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0271	0,0287
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	767	1.217
Basisbedrag	€/kWh	0,0734	0,0996
Looptijd subsidie	Jaar	15	15

12.2.4 Aquathermie – middentemperatuur, geen basislast

Bij deze categorie dient thermische energie uit oppervlaktewater enkel als referentie voor de berekening van het basisbedrag en wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan de warmtebron. Dit kan zowel stromend als stilstaand oppervlaktewater zijn. De temperatuur van de warmtebron is afhankelijk van het seizoen. In de zomer ligt deze temperatuur beduidend hoger dan in de winter en deze temperatuur varieert over het jaar typisch tussen de 5 en 25 °C.

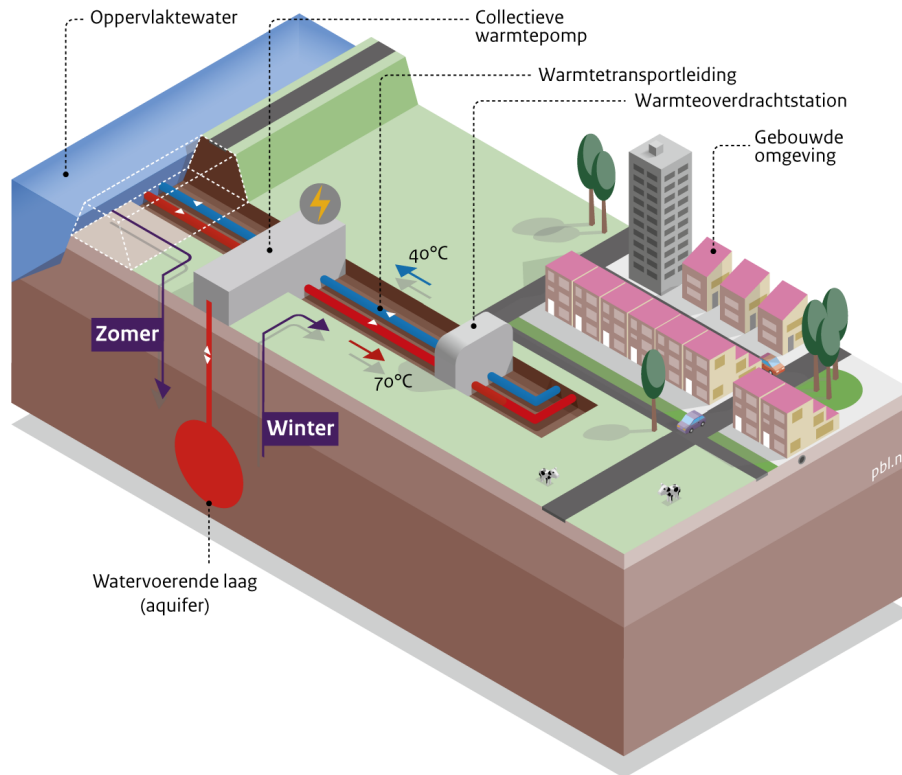
Voor de referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat de gewonnen thermische energie uit het oppervlaktewater wordt opgeslagen in een WKO-systeem tijdens de zomer, om zodoende in de winterperiode de opgeslagen warmte door middel van een warmtepomp aan de eindverbruikers te leveren. Een WKO-systeem is onderdeel van deze referentie-installatie omdat er anders, voornamelijk in de winterperiode, een warmtepomp ingezet moet worden die een grotere temperatuurlift moet leveren wanneer de temperatuur van het oppervlaktewater laag is en de warmtevraag van gebouwen het grootst is. Een warmtepomp met een grote temperatuurlift is per definitie minder efficiënt.

Bij de berekening van het basisbedrag zijn we uitgegaan van beperkte koudelevering uit het WKO-systeem. Hierbij wordt in de zomer koud water uit de opslag ingezet voor gebouwkoeling, waarna het opgewarmde water terug in de opslag geïnjecteerd wordt. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met 10 procent koudelevering ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen koudelevering, boven op de vollasturen voor warmtelevering. Voor de uitwerking in regelgeving geven we mee dat de aanvraag enkel gebaseerd mag zijn op het aantal vollasturen warmte (voor deze categorie 3.500 uur).

Er wordt een collectieve warmtepomp toegepast. De opgeslagen warmte uit de WKO wordt met deze warmtepomp opgewaardeerd tot circa 50 tot 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is uitgegaan van een matige tot goede isolatie van gebouwen en is er geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Figuur 12.1 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Dit referentiesysteem bestaat uit een onttrekkingseenheid die gecombineerd wordt met een WKO-systeem en een collectieve warmtepomp. De installatie levert warmte aan een relatief klein, lokaal warmtenet, waarbij het project geen basislast zal leveren aan het warmtevraagprofiel. Voor deze categorie is 3.500 vollasturen voor warmtelevering aangenomen.

Figuur 12.1
Aquathermie, middentemperatuur, geen basislast



Bron: PBL, TNO, DNV

Tabel 12.5
Technisch-economische parameters voor aquathermie – middentemperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	5
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	-	2.468
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	108
SPF - Systeem	-	-	2,9
SPF - Warmtepomp	-	-	3,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0449
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	6.747
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1637
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

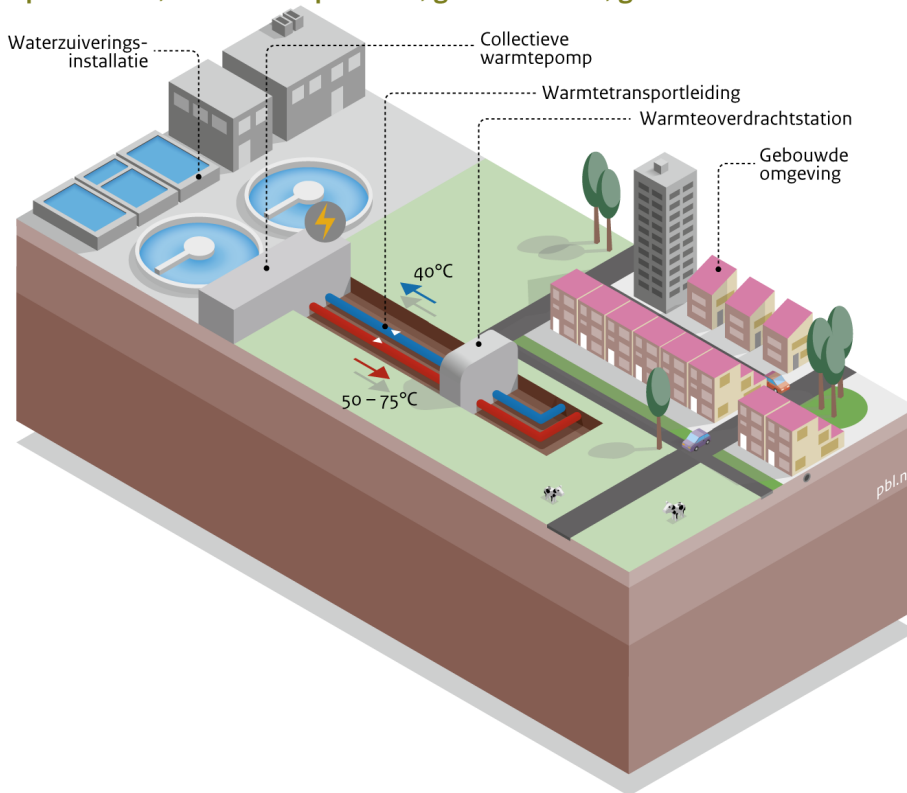
12.2.5 Aquathermie – middentemperatuur, geen basislast, groot

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het effluent van een afvalwaterzuivering. Afgiftetemperaturen van de warmtepomp zijn gelijk aan de andere middentemperatuurcategorieën. In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van warmtenetten voor de gebouwde omgeving.

Figuur 12.2 geeft een voorbeeld van het referentiesysteem. Voor de berekeningen van het stroomverbruik van de referentie-installatie en van het basisbedrag is een SPF aangenomen op basis van beschikbare projectdata. Deze is opgenomen in onderstaande tabel.

Figuur 12.2

Aquathermie, middentemperatuur, geen basislast, groot



Bron: PBL, TNO, DNV

Tabel 12.6

Technisch-economische parameters voor aquathermie – middentemperatuur, geen basislast, groot

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	10
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	3.500 warmte
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	-	1.669
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	117
SPF - Systeem	-	-	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0431
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	15,218
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1463
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

12.2.6 Aquathermie – middentemperatuur, basislast

Deze categorie wijkt af van de geen-basislastcategorie door het verwachte hogere aantal vollasturen, namelijk 6.000 in plaats van 3.500. Deze situatie kan zich bijvoorbeeld voordoen als de installatie invoedt op een groot warmtenet waarin de warmtepomp in basislast kan draaien.

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan een waterbron, bijvoorbeeld het effluent van een afvalwaterzuivering of een oppervlaktewater. Via een collectieve warmtepomp wordt de aan dit water onttrokken warmte opgevoerd tot circa 75 °C, waarna deze warmte wordt geleverd aan de afnemers. Hierbij is een matige tot goede isolatie van gebouwen gewenst en is geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig. Dit systeem nemen we aan als referentie voor deze categorie.

Tabel 12.7

Technisch-economische parameters voor aquathermie – middentemperatuur, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	5
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	6.000 warmte
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	6.000 warmte
Investeringskosten	€/kW	-	3,054
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	119
SPF - Systeem	-	-	2,9
SPF - Warmtepomp	-	-	3,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0404
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	10,515
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1325
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

12.2.7 Aquathermie – hogere temperatuur, geen basislast

In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van hogetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat deze warmtenetten opereren met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere temperatuur kennen van 90 tot 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de afgiftetemperatuur van de hogere temperatuur warmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. In de zomer is de temperatuur van het warmtenet lager. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn.

Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is bij het vaststellen van de specifieke investeringskosten voor de hogere temperatuurwarmtepomp rekening gehouden met de hogere afgiftetemperatuur. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende investerings- en vastrechtkosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Tabel 12.8

Technisch-economische parameters voor aquathermie – hogere temperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	5
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	-	2.747
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	134
SPF - Systeem	-	-	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0514
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	8.370
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1877
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

12.2.8 Aquathermie – hogere temperatuur, basislast

Voor deze categorie wordt in de referentie-installatie warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het effluent van een afvalwaterzuivering, waarbij voor deze categorie een hogere temperatuurwarmtepomp wordt ingezet. In deze categorie worden aquathermiesystemen beschouwd ter verduurzaming van hogetemperatuurwarmtenetten voor de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld een hogere temperatuur van 90 tot 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuurwarmtepomp 120 °C bedraagt, met name in de winter. In de zomer is de afgiftetemperatuur lager. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn. Tevens is bij het vaststellen van de specifieke investeringskosten voor de hogere temperatuurwarmtepomp rekening gehouden met de hogere afgiftetemperatuur.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan zijn. We adviseren deze categorie onder te brengen binnen het hekje van de lagetemperatuurcategorieën.

Tabel 12.9

Technisch-economische parameters voor aquathermie – hogere temperatuur, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	5
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	6.000
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	6.000
Investeringskosten	€/kW	-	2.067
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	127
SPF - Systeem	-	-	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0431
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	13.044
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1155
Looptijd subsidie	Jaar	-	15

12.3 Energie uit lucht

Ten opzichte van het advies SDE++ 2025 hebben we de volgende wijzigingen doorgevoerd:

- We hebben de vermogens- en kostenparameters geactualiseerd, waarbij we rekening houden met recente kostenstijging van materialen, energie en arbeid. Hierbij is ook gebruik gemaakt van de projectaanvraagdata;
- We hebben de technisch-economische parameters zoals kosten en de SPF van de warmtepomp aangepast op basis van in de marktconsultatie ontvangen informatie;
- We hebben de referentievermogens aangepast, gebaseerd op de gegevens van de projectaanvragen. Dit heeft een impact op de kosten van de elektriciteitsaansluiting en het vastrecht.

12.3.1 Energie uit lucht - lage temperatuur, geen basislast

Deze categorie betreft een toepassing van warmtewinning uit lucht, bijvoorbeeld buitenlucht of uittredende lucht uit koelers, met een warmtepomp. De afgiftetemperatuur wordt hierbij laag beschouwd, van 45 tot 55 °C. Dit is gangbaar in de glastuinbouw, maar ook mogelijk in andere sectoren. Het leveren van een lagere temperatuur betekent ook dat de warmtepomp een kleinere temperatuurlift hoeft te leveren en dus bijgevolg een lagere investering en onderhoudskosten vergt en ook een betere SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van een SPF voor de warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, zoals opgenomen in onderstaande tabel. Tevens wordt ervan uitgegaan dat de projectaanvrager al over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er geen bijkomende kosten voor verzwaring ervan moeten worden meegenomen.

Voor deze categorie is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. We houden rekening met 10 procent warmteonttrekking of koeling ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. We geven mee dat de subsidie geënt dient te worden op het aantal vollasturen warmte dat voor deze categorie 3.500 uur is.

Tabel 12.10

Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht - lage temperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,5	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	749	884
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	50	89
SPF - Systeem	-	4,0	4,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0219	0,0231
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	482	963
Basisbedrag	€/kWh	0,0635	0,0782
Looptijd subsidie	Jaar	15	15

12.3.2 Energie uit lucht – middentemperatuur, geen basislast

Deze categorie is gericht op de inzet van een lucht-waterwarmtepomp van minimaal 500 kWth voor verwarming van objecten in de gebouwde omgeving en utiliteit, met een warmwatercircuit op ongeveer 75 °C. Hierbij is uitgegaan van een matige tot goede isolatie van de gebouwen, waarbij er geen of beperkte aanpassing in het afgiftesysteem nodig is. Bij deze toepassing wordt warmte uit de lucht gebruikt als lagetemperatuurbron om met hulp van een luchtwaterwarmtepomp een temperatuurlift te creëren. Deze warmte wordt direct geleverd aan een warmwatercircuit in het gebouw. Voor de berekening van het basisbedrag betreft het een referentiecasi met een uittredetemperatuur van de luchtwaterwarmtepomp van typisch 75 tot 80 °C. Deze technologie is overal toe te passen doordat lucht, bijvoorbeeld buitenlucht of uittredende lucht uit koelers, als warmtebron beschikbaar is. Hiermee is het dan ook mogelijk om zeer lokaal te verwarmen en te verduurzamen. Leidingen voor warmtetransport zijn hierbij niet nodig.

Bij de vaststelling van het basisbedrag is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. Bij de berekening van het basisbedrag is rekening gehouden met 10 procent koudelevering of warmteonttrekking ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. Het advies is passend voor een systeem dat voor maximaal 3.500 vollasturen warmte subsidie kan ontvangen. Voor de berekening van het basisbedrag voor deze categorie is de uiteindelijke warmteafgifte na de warmtepomp leidend.

De gehanteerde SPF voor het gehele systeem voor deze luchtwaterwarmtepompcategorie is van vele factoren afhankelijk, zoals onder andere van systeemparameters maar ook omgevingsfactoren. Voor de referentie-installatie en voor de berekening van het basisbedrag is voor de warmtepomp, tevens geldend voor het systeem, een SPF aangenomen zoals opgenomen in onderstaande tabel. Ook wordt aangenomen dat de elektriciteitsaansluiting verzaamd moet worden vergeleken met de huidige situatie, wat leidt tot bijkomende investerings- en operationele kosten. Lucht-luchtwarmte-pompen zijn uitgesloten.

Tabel 12.11
Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht – middentemperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,5	1,0
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	1.940	1.446
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	111	106
SPF - Systeem	-	3,1	3,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0534	0,0592
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	631	1.262
Basisbedrag	€/kWh	0,1555	0,1403
Looptijd subsidie	jaar	15	15

12.3.3 Energie uit lucht - hogere temperatuur, geen basislast

In deze categorie worden warmtepompsystemen beschouwd ter verduurzaming van hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een stooklijn en dus gemiddeld afgiftetemperatuur van 90 tot 100 °C. Voor deze categorie is aangenomen dat de maximale afgiftetemperatuur van deze hogere temperatuurwarmtepomp 120 °C bedraagt, die met name in de winter nodig is. In de zomer is de afgiftetemperatuur lager. Hierdoor sluit deze dan ook aan bij de bedrijfsvoering van het warmtetransportnet volgens een stooklijn. Bij het vaststellen van de jaargemiddelde warmtepomp COP, de SPF, is rekening gehouden met deze stooklijn.

Bovenstaande betekent ook dat de warmtepomp een grotere temperatuurlift moet leveren en dus bijgevolg een hogere investering en onderhoudskosten vergt en ook een minder goede SPF heeft. Voor de berekening van het basisbedrag gaan we uit van SPF, geldend voor het systeem, zoals opgenomen in de onderstaande tabel over de technisch-economische parameters. Tevens wordt ervan uitgegaan dat deze installatie nog niet over een voldoende grote elektriciteitsaansluiting beschikt en dat er bijkomende kosten voor verzwaring ervan zijn.

Voor deze categorie is uitgegaan van beperkte warmteonttrekking of koeling. Hierbij is uitgegaan van een gelijke waarde per geleverde eenheid warmte en koude. We houden rekening met 10 procent warmteonttrekking of koeling ten opzichte van de jaarlijkse hoeveelheid geleverde warmte. Dit is verrekend in het basisbedrag als 350 vollasturen warmteonttrekking boven op de vollasturen voor warmtelevering. We geven mee dat de subsidie geënt dient te worden op het aantal vollasturen warmte dat voor deze categorie 3.500 uur is. Voor de bepaling van het basisbedrag is tevens uitgegaan van kosten voor een warmte-opslagbuffer (dag/nacht), gekoppeld aan de warmtepomp. We adviseren deze categorie onder het hekje van de laagtemperatuurcategorieën.

Tabel 12.12

Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht - hogere temperatuur, geen basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	1	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	2.039	2.156
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	126	144
SPF - Systeem	-	2,5	2,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0652	0,0826
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	1.540	1.782
Basisbedrag	€/kWh	0,1761	0,1989
Looptijd subsidie	jaar	15	15

12.3.4 Energie uit lucht - hogere temperatuur, basislast

Deze categorie en bijbehorende uitgangspunten is gelijkaardig aan de voorgaande categorie, waarbij systemen beschouwd worden ter verduurzaming van hogetemperatuurwarmtenetten in de gebouwde omgeving, met een hogere afgiftetemperatuur van gemiddeld 90 tot 100 °C in de winter. In de zomer is de afgiftetemperatuur lager. Deze categorie is gebaseerd op een basislastbedrijfsvoering met 6.000 vollasturen per jaar. In deze categorie is geen rekening gehouden met teruglevering van koude.

Tabel 12.13

Technisch-economische parameters voor Energie uit lucht - hogere temperatuur, basislast

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	1	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	6.000	6.000
Vollasturen subsidie	uur/jaar	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	2.039	2.156
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	126	135
SPF - Systeem	-	2,5	2,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0593	0,0640
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	2.400	2.357
Basisbedrag	€/kWh	0,1322	0,1382
Looptijd subsidie	jaar	15	15

12.4 Subsidieparameters

Voor alle aquathermiecategorieën gaan we ervan uit dat de belangrijkste techniek die vervangen wordt een gasgestookte installatie is, doorgaans een wkk, waarbij het vermeden gasverbruik leidend is.

Enkel voor de categorie Energie uit lucht – middentemperatuur, geen basislast adviseren we het correctiebedrag te baseren op een gasketel als referentie. Hierbij kan namelijk illustratief gedacht worden aan blokverwarming. Voor de categorie Energie uit lucht – lage temperatuur, geen basislast geldt een gasgestookte wkk-installatie waarbij het vermeden gasverbruik leidend is. De reden hier- toe is de dominantie van gas-wkk's in de glastuinbouw. Voor de categorieën energie uit lucht met een hogere temperatuur, geldt ook een wkk als referentie voor het correctiebedrag.

De basisbedragen en subsidie-intensiteiten staan in tabel 12.14.

Tabel 12.14

Subsidieparameters energie uit water en lucht

Categorie	Basisbe- drag	Basisbe- drag	Subsidie- intensiteit	Subsidie- intensiteit
	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Aquathermie (basislast), zeer lage temperatuur	-	0,0993	-	381
Aquathermie (geen basislast), lage temperatuur	-	0,0996	-	373
Aquathermie (geen basislast), middentemperatuur	-	0,1637	-	786
Aquathermie groot (geen basislast), middentemperatuur	-	0,1463	-	734
Aquathermie (basislast), middentemperatuur	-	0,1325	-	612
Aquathermie (geen basislast), hogere temperatuur	-	0,1877	-	979
Aquathermie (basislast), hogere temperatuur	-	0,1155	-	551
Energie uit lucht (geen basislast), lage temperatuur	0,0635	0,0782	230	245
Energie uit lucht (geen basislast), middentemperatuur	0,1555	0,1403	596	395
Energie uit lucht (geen basislast), hogere temperatuur	0,1761	0,1989	903	1.069
Energie uit lucht (basislast), hogere temperatuur	0,1322	0,1382	650	664

13 Elektrificatie

13.1 Elektrificatie van offshore productieplatforms

13.1.1 Inleiding en algemene ontwikkelingen

Onder het elektrificeren van offshore olie- en gasplatformen verstaan we de vervanging van fossiel gedreven eenheden door elektrische eenheden voor de productie van elektriciteit, warmte en kracht. Deze eenheden kunnen op verschillende manieren van elektriciteit worden voorzien:

- een aansluiting op het net op zee;
- een aansluiting op het net op land;
- een directe aansluiting op (nieuw te installeren) windturbines op zee;
- het verplaatsen van de compressiestap naar een locatie op land waar al een aansluiting op het elektriciteitsnet bestaat.

In dit advies behandelen we het aansluiten op het net op zee en het aansluiten op nieuw te installeren windturbines op zee. Een aansluiting op het net op land behandelen we niet, omdat een offshore platform in het algemeen te ver uit de kust ligt om op het net op land aan te kunnen sluiten. Net als vorig jaar adviseren we niet over compressie op land met een bestaande elektriciteitsaansluiting.

Nettarieven op zee en sectorakkoord winning aardgas op zee

Voorgaande jaren is deze categorie niet opengesteld vanwege onzekerheden over de transporttarieven voor afnemers op zee; met de nieuwe Energiewet worden deze onzekerheden weggenomen. De Energiewet treedt in werking op 1 januari 2026, waarmee aansluitingen voor eindafnemers op zee mogelijk worden. Voor de tariefstructuur stelt het ACM de transporttarieven gelijk aan de transporttarieven die Tennet in rekening brengt op het extra-hoogspanningsnet (ACM, 2024c).

Een andere ontwikkeling is het akkoord verantwoorde winning laatste Nederlandse aardgas op zee. In dit akkoord, gesloten tussen Energie Beheer Nederland, branchevereniging Element NL en KGG, wordt ingezet op efficiëntere gaswinning uit gasvelden op de Noordzee. Met dit akkoord en de groei van de elektrische infrastructuur op zee verwachten we komende jaren meer interesse vanuit de markt voor de elektrificatie van olie- en gasplatformen.

Wetswijziging windenergie op zee

Het wetsvoorstel verzamelwet KGG 2025 is aangenomen door de Eerste Kamer (EK, 2025). De wet treedt naar verwachting op 1 januari 2026 in werking. In deze wetswijzigingen wordt een windmolenpark gedefinieerd met ten minste drie windmolens in plaats van twee. Hierdoor wordt het mogelijk om twee windmolens bij een offshore platform te plaatsen. Hoewel de wet nog in werking moet treden, rekenen we in dit advies wel met twee windmolens, omdat dit kosten efficiënter is. Ons advies sluit inschrijven met één windmolen niet uit.

Wijzigingen t.o.v. SDE++-advies 2025

Dit jaar gaan we ervan uit dat de finale investeringsbesluiten twee jaar na de aanvraag van de SDE++-subsidie plaatsvindt, dus in 2028. Daarom hebben we de kosten geïndexeerd naar het jaar 2028. Vorig jaar werd het jaar van SDE++-openstelling gebruikt.

13.1.2 Scope

We berekenen het basisbedrag door een geëlektrificeerd platform te vergelijken met een gasgedreven olie- en gasplatform. Binnen deze categorie gaan we uit de volgende uitgangssituatie:

- het betreft elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen op de Noordzee;
- de elektriciteit wordt op een gasgedreven platform opgewekt door een *single-cycle*-gasturbine;
- er wordt op een gasgedreven olie- en gasplatform gebruikgemaakt van gasgedreven *direct-drive*-compressoren.

De belangrijkste aannames voor deze categorie zijn:

- Het bespaarde stookgas heeft dezelfde verbrandingswaarde als het gas dat op de gasmarkt wordt verhandeld, waardoor het volledige bespaarde volume op de markt kan worden gebracht. De hieruit verworven inkomsten worden niet meegenomen in het basisbedrag, maar opgenomen in het correctiebedrag.⁴
- De vraag naar aardgas in Nederland neemt niet toe door het besparen van aardgasverbruik op het platform, dus de additionele gasverkopen leidt tot een afname van import uit het buitenland of productie elders in Nederland.⁵

13.1.3 Beschrijving referentie-installaties

In dit advies zijn een gasgedreven olie- en gasplatform (de uitgangssituatie) en een geëlektrificeerd olie- en gasplatform als referentiesituatie opgenomen. Deze configuraties zijn gebaseerd op de huidige bestaande olie- en gasplatformen, maar kunnen op onderdelen (zoals de huidige energievoorziening) verschillen van individuele bestaande olie- en gasplatformen. Dat betekent niet dat deze olie- en gasplatformen uitgesloten hoeven te worden van de SDE++.

Elektrificatie bestaand offshore olie- en gasplatform

⁴ We veronderstellen dat het vrijgekomen gasvolume door elektrificatie zal worden verhandeld op de gasmarkt. Het is echter niet op voorhand vast te stellen of het vrijgekomen volume direct verhandeld zal worden, of dat het leidt tot een verlenging van de levensduur van het gasveld. In beide gevallen is de verwachting dat er additionele inkomsten zullen zijn, maar ze vallen op een ander moment in de tijd. In het tweede geval kan dit betekenen dat de in het SDE++-basisbedrag verrekende inkomsten pas later worden gerealiseerd.

⁵ Voor dit advies is overwogen of het bespaarde gasverbruik op het platform zal leiden tot een hoger gasverbruik en CO₂-uitstoot elders, waardoor deze technologie naar verwachting netto niet zou leiden tot CO₂-reductie. Omdat we ervan uitgaan dat het gasgebruik in Nederland door de onderzochte elektrificatie niet wijzigt en dat de prijs en consumptie niet beïnvloed worden door extra aanbod van het uitgespaarde gas, kan niet worden vastgesteld dat het leidt tot additioneel gasgebruik in Nederland. We corrigeren in dit advies dan ook niet voor deze CO₂-uitstoot.

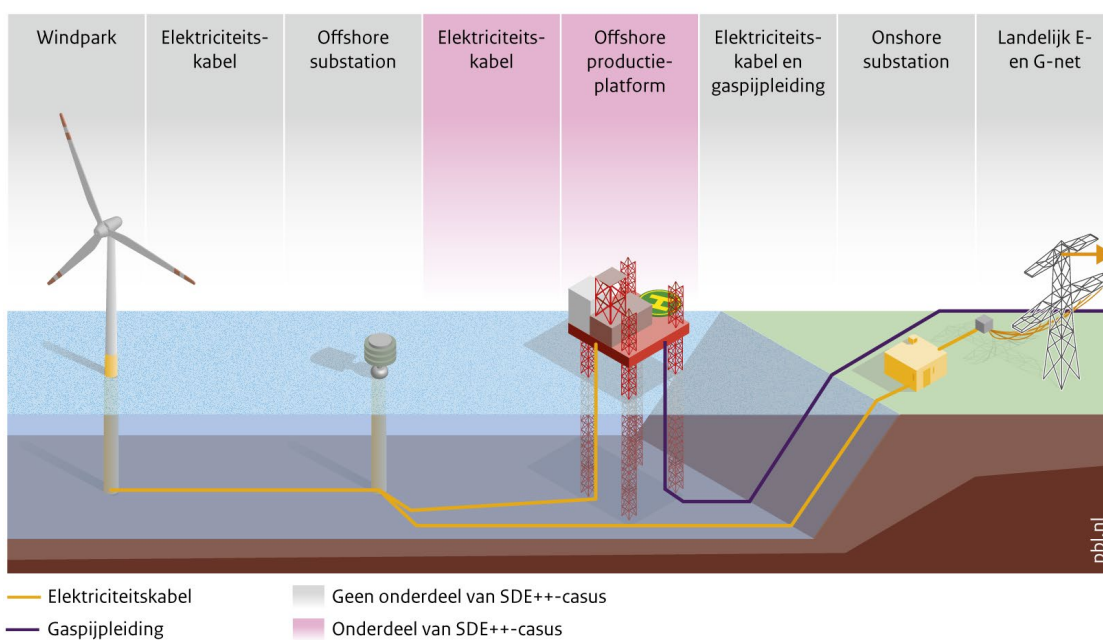
De uitgangspositie van dit advies is een bestaand offshore olie- en gasplatform met een elektrisch inputvermogen van 15 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het platform.

De elektriciteit op het platform wordt in de niet-geëlektrificeerde situatie opgewekt met een gasturbine, gevoed door gas geproduceerd door het platform of een nabijgelegen platform. De compressor bestaat in de conventionele situatie uit een gasturbine-gedreven compressor. Eventueel dieselgebruik voor elektriciteitsproductie uit noodaggregaten is verwaarloosbaar en buiten beschouwing gelaten in dit advies.

Het offshore olie- en gasplatform zal worden voorzien van een aansluiting op een elektriciteitsnet. Het maximum aantal vollasturen voor deze categorie is 4.800, gebaseerd op een flexibele inzet in de uren met elektriciteit uit hernieuwbare bronnen als marginale optie (zie paragraaf 13.2.4 voor een verder toelichting). Voor de referentie-installatie gaan we er hier van uit dat er aangesloten wordt op het elektriciteitsnet op zee door te verbinden met een offshore onderstation. In de afstand van platform tot een onderstation kan sterke variatie zitten. Wel blijkt het zo dat platformen die verder van een onderstation vandaan liggen veelal de elektriciteitskabel aansluiten via een ander platform, dus doorlussen, waardoor de totale kabellengte die nieuw aangelegd moet worden niet hoger is dan ongeveer 30 kilometer. Voor de referentie-installatie gaan we dan ook uit van een kabellengte van 30 kilometer.

Figuur 13.1

Elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen



Bron: Guidehouse

Elektrificatie nieuw offshore olie- en gasplatform

Deze categorie is gebaseerd op dezelfde referentie-installatie als in de voorgaande categorie, met als verschil dat het platform nieuw is. Er worden daarom de volle kosten van een gasturbine vermeden. We nemen wel aan dat er meerkosten zijn ten opzichte van een gasgedreven compressor voor de infrastructuur (kabels, transformatoren) en dat de installatiekosten hoger zijn.

Omdat het platform nieuw is, gaan we ervan uit dat de elektrische motor en compressor optimaal worden geïnstalleerd en daarmee onderhoudskosten en operationele kosten hebben die gelijk zijn aan die van een gasgedreven compressor.

Elektrificatie offshore olie- en gasplatform met eigen windturbines

Deze categorie is bedoeld voor offshore platforms die te ver van een offshore elektriciteitsvoorziening liggen om hierop aangesloten te kunnen worden. Als alternatief worden er windturbines gebouwd die alleen gebruikt worden voor het offshore platform (*dedicated wind turbine generator*, DWTG). Met de aanpassing van de Wet windenergie op zee is het juridisch mogelijk om twee windmolens bij een platform te plaatsen. We verwachten dat deze wetsaanpassing in januari 2026 in werking treedt, zie paragraaf 13.1.1.

De referentie-installatie is een bestaand offshore olie- en gasplatform met een elektrisch inputvermogen van 15 MW voor productie, zuivering en compressie van het product en facilitaire processen op het platform, in combinatie met twee windturbines van elk 15 MW en bijbehorende kabels en onderstation. Er is gekozen voor een vermogensverhouding van 50 procent (15MW-compressor met 30MW-windturbines) omdat dit het meest kosteneffectief blijkt. Dit advies sluit het inschrijven met één windmolen niet uit.

We gaan uit van een afstand van 5 km tussen de windturbines en het platform. Uit de marktconsultatie is gebleken dat dit de meest waarschijnlijke afstand is. We rekenen met een hoger vermogen voor de windturbines, zodat bij minder wind de installatie kan blijven draaien. Wanneer het niet of te weinig waait, zal het platform draaien op een back-upgasturbine. We gaan ervan uit dat de gasturbine die al op het platform aanwezig is hiervoor wordt gebruikt. De kosten voor het operationeel houden van deze gasturbine en de voorzieningen voor het draaien op gas zijn niet meegenomen in de referentiesituatie. Ook zijn de uren waarin op gas wordt gedraaid niet subsidiabel. Met deze configuratie kan het offshore platform 5.100 vollasturen per jaar draaien op windenergie. De vollasturen hebben we bepaald op basis van representatieve productieprofielen van windparken.

Omdat er zowel voor een bestaand als een nieuw offshore olie- en gasplatform met eigen windturbine ook een gasturbine nodig is, kunnen deze kosten niet vermeden worden bij het bouwen van een nieuw offshore olie- en gasplatform, zoals dit bij een netgebonden platform wel het geval is. Daarom wordt er geen onderscheid gemaakt tussen een nieuw en een bestaand olie- en gasplatform en worden de volledige kosten voor een elektrische compressor meegenomen.

13.1.4 CO₂-reductie algemeen

Door het aansluiten van offshore platformen op het net op zee (de feitelijke elektrificatie van het platform) worden gasturbines overbodig en zal de scope 1-CO₂-uitstoot sterk verminderen. Bij het gebruik van eigen windturbines zal de gasturbine nog in gebruik blijven om het gas te comprimeren op momenten dat de windturbine(s) niet voldoende elektriciteit genereren. Hier is de gasturbine dus niet overbodig, maar de scope 1-CO₂-uitstoot wordt nog steeds in sterke mate vermindert.

Omdat wordt uitgegaan van elektriciteitsgebruik met een CO₂-uitstoot van 0 kg CO₂/kWh zijn er geen scope 2-emissies.

Scope 3-emissies worden voor de SDE++ alleen meegenomen als de primair vermeden CO₂ leidt tot toename van CO₂-emissies elders op Nederlands grondgebied. We nemen aan dat het vermeden gasverbruik op het platform leidt tot een toename in de gasverkopen van de operator, maar niet tot een toename van het gasverbruik op Nederlands grondgebied. Daarom corrigeren we voor deze categorie niet voor scope 3-emissies.

De netto-emissiefactor is het verschil in CO₂-emissies per kWh tussen de conventionele situatie en een geëlektrificeerde situatie. We gaan ervan uit dat de elektrische motor met compressor 3,48 keer efficiënter is dan een gasgedreven compressor, wat resulteert in een besparing van 3,48 kWh gas/kWh elektriciteit. Een gasgedreven olie- en gasplatform maakt gebruik van stookgas met een emissiefactor van 0,203 kg CO₂-eq/kWh gas (56,5 kg CO₂/GJ). Hiermee komt de emissiefactor van de conventionele situatie op 0,706 kg CO₂-eq/kWh elektriciteit. Omdat in de nieuwe, geëlektrificeerde situatie geen uitstoot is, is de netto-emissiefactor voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen dus 0,706 kg CO₂-eq/kWh elektriciteit.

13.1.5 Kosten

In dit advies gaan we uit van een definitief investeringsbesluit in 2028. De kosten genoemd in dit hoofdstuk zijn geïndexeerd naar 2028. Tabel 13.1 geeft een overzicht van de relevante kosten voor de totstandkoming van het basisbedrag.

Tabel 13.1

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen

Categorieën	Groep	Kosten
Meegenomen kosten	Investeringskosten	<ul style="list-style-type: none"> Kabelkosten Eenmalige aansluitkosten Elektrisch gedreven compressoren Platformmodificatie Windturbine, indien van toepassing Onderstation, indien van toepassing
Meegenomen kosten	Variabele O&M-kosten	<ul style="list-style-type: none"> Elektriciteitsgebruik
Meegenomen kosten	Vaste O&M-kosten	<ul style="list-style-type: none"> Transporttarief (kW_{contract}) Transporttarief (kW_{max}) Onderhoud Verzekering
Niet meegenomen kosten	Directe kosten	<ul style="list-style-type: none"> Verwijderen van bestaande installaties Kosten voor het operationeel houden van conventionele installaties, zoals een gasturbine, als back-upvoorziening Kosten voorbereidingstraject, inclusief financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures
Niet meegenomen kosten	Onvoorzien	<ul style="list-style-type: none"> Onvoorziene kosten

Tabel 13.2 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters voor de verschillende subcategorieën van elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen.

Tabel 13.2

Technisch-economische parameters voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen en subsidieparameters voor nieuwe subcategorieën

Paramater	Eenheid	Bestaand platform	Bestaand platform	Nieuw platform	Nieuw platform	Bestaand platform met wind	Bestaand platform met wind
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Inputvermogen	MW input	15	15	15	15	15	15
Draaiuren	uur/jaar	4.700	4.800	4.700	4.800	5.100	5.100
Kabellengte	kilometer	30	30	30	30	5	5
Kabelkosten (materiaal en aanleg)	€/kW input	2.438	3.158	2.438	3.156	405	524
Aansluitkosten	€/kW input	145	198	145	198	-	-
Compressor ^a en platformaanpassing	€/kW input	4.583	5.064	1.802	1.991	5.872	6.487
Onderstation en windturbines	€/kW input	-	-	-	-	7.864	7.864
Investeringskosten (totaal)	€/kW input	7.166	8.418	4.385	5.345	14.141	14.875
Vaste O&M-kosten - netwerk	€/kW input/jr	259	275	259	275	-	-
Vaste O&M-kosten - overig	€/kW input/jr	36	40	36	40	274	298
Vaste O&M-kosten (totaal)	€/kW input/jr	295	315	295	315	274	298
Groothandelsprijs	€/kWh input	0,0413	0,0454	0,0413	0,0454	-	-
Energiebelasting	€/kWh input	0,0070	0,0074	0,0070	0,0074	-	-
Variabele O&M-kosten (totaal)	€/kWh input	0,0483	0,0528	0,0483	0,0528	-	-

a) additionele kosten elektrische drivers

Investeringskosten

Onder de investeringskosten vallen kabelkosten voor aansluiting op onderstation en windturbine, de kosten voor de aansluiting (op een offshore onderstation), elektrisch gedreven compressoren en platformmodificaties. De investeringskosten voor compressie die in aanmerking komen voor de SDE++ zijn enkel de additionele kosten ten opzichte van een gasgedreven compressor. De platformmodificaties omvatten onder andere vernieuwde elektrische infrastructuur (transformatoren, omvormers en bekabeling). De kosten voor de netaansluiting zijn afhankelijk van de afstand tot het aansluitpunt en de capaciteit van de aansluiting. Voor de categorie met een aansluiting op eigen windturbines worden ook de kosten voor de windturbines en het onderstation meegenomen. In dit geval zijn er geen aansluitkosten voor de netaansluiting.

Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit kosten voor onderhoud en beheer en vaste netwerkkosten. Vaste O&M-kosten zijn de kosten voor transport, onderhoud en verzekeringen gerelateerd aan elektrificatie. De kosten voor de netaansluiting komen overeen met de tarieven op land en zijn gebaseerd op de methode zoals beschreven in paragraaf 4.3. Voor de categorie met een windturbine is geen aansluiting nodig en rekenen we geen netwerkkosten.

Voor het onderhoud en de verzekering worden enkel de additionele kosten ten opzichte van de uitgangssituatie gerekend. We nemen een vast percentage aan voor vaste O&M-kosten, waaronder verzekeringen, goed voor 2 procent van de investering in de compressor en modificaties aan het olie- en gasplatform. Hierbij nemen we 2 procent van de investering van de elektrificatie van een

nieuw platform voor zowel de categorie met een bestaand als nieuw platform. Dit doen we om te voorkomen dat de onderhoudskosten over de ombouwinvestering worden berekend. De vaste O&M-kosten zijn een stuk hoger voor de categorie met een windturbine.

Onder variabele O&M-kosten vallen de kosten voor het elektriciteitsgebruik. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen in euro₂₀₂₅/MWh per uur voor 2026-2040 gebaseerd op het KEV 2025-prijspad van de 4.800 uren waarbij de CO₂-emissie 0 kg/kWh is.

Niet meegenomen kosten

Kosten voor het verwijderen van de bestaande installaties, voor het voorbereidingstraject en onvoorzien kosten blijven buiten beschouwing. Ook kosten voor het in stand houden van conventionele installaties zoals gasturbines als back-up nemen we niet mee.

13.1.6 Basisbedrag

De basisbedragen en subsidie-intensiteiten staan in tabel 13.3.

Tabel 13.3

Technisch-economische parameters voor elektrificatie van offshore olie- en gasplatformen en subsidieparameters voor nieuwe subcategorieën

Parameter	Eenheid	Bestaand platform	Bestaand platform	Nieuw platform	Nieuw platform	Bestaand platform met wind	Bestaand platform met wind
		SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026	SDE++ 2025	SDE++ 2026
Basisbedrag SDE++	€/kWh elektriciteit	0,3413	0,3843	0,2555	0,2909	0,4601	0,4891
Looptijd subsidie	jaar	12	12	12	12	12	12
Subsidie-intensiteit	€/tCO ₂	222	270	101	137	390	418

a) additionele kosten elektrische drivers

13.2 Grootschalige elektrische boilers

13.2.1 Algemene ontwikkelingen

Alternatieve transportovereenkomsten in ontwikkeling maar beperkt beschikbaar

Naar aanleiding van onze uitvraag over alternatieve transportrechten (ATR) hebben we in de marktconsultatie diverse reacties ontvangen. We maken daaruit op dat men voor grootschalige elektrificatie met elektrische boilers flexibel netgebruik de meest logische optie vindt. Evenwel hebben we vernomen dat ook ATR niet altijd beschikbaar zijn. Niet alleen de vaste netcapaciteit, maar ook de restcapaciteit is beperkt, of soms nog moeilijk te kwantificeren. Niettemin verwachten we dat met de doorontwikkeling van ATR ook het flexibel netgebruik weer toe zal nemen. We adviseren daarom om voor de categorieën elektrische boilers uit te gaan van een alternatieve transportovereenkomst en de bijbehorende besparing op transportkosten van elektriciteit.

Referentie-installatie aangepast aan flexibele inzet op marginale kosten

Het geadviseerd maximum aantal vollasturen voor deze categorie is 4.800. De referentie-installatie hebben we echter aangepast aan de flexibele inzet op marginale kosten, met 3.300 vollasturen per jaar. De categorie heeft als uitgangspunt dat de inzet wordt beperkt tot de momenten met hernieuwbare elektriciteit als marginale optie. In de markt wordt vaak gerekend met minder

vollasturen, ongeveer 2.500 tot 3.500 vollasturen per jaar. Een elektrische boiler draait alleen als dat marginaal rendabel is; een achtervang op aardgas blijft beschikbaar. Daarbij geldt dat de marginale kosten voor elektriciteit stijgen met het gerealiseerd aantal vollasturen, terwijl de subsidieopbrengst voor alle uren gelijk is. Om beter aan te sluiten bij deze praktijk, hebben we de referentie-installatie aangepast. Zie 13.2.4 voor een verdere toelichting.

Aanpassing realisatietermijn en investeringsbeslissing

In het kader van de voorziene stijgingen van netwerkkosten, is de berekening van de elektriciteitskosten voor elektrische boilers aangepast. Uitgaande van realisatie in 2028, gaan we voor de elektriciteitskosten uit van een subsidieperiode van 2028 tot en met 2042. Ook de investeringskosten zijn aangepast, naar het prijspeil van een investeringsbeslissing in 2027.

13.2.2 Investeringskosten

De investeringskosten voor de elektrische boiler en andere benodigdheden zijn vastgesteld op basis van SDE++-aanvragen uit voorgaande jaren en aangepast naar een investeringsbeslissing in 2027. De kosten voor uitbreiding van de netwerkaansluiting zijn afzonderlijk berekend. Naar aanleiding van de recente krapte op de transformatormarkt is een additionele post opgenomen voor elektrische infrastructuur. Zie ook tabel 13.4 voor een overzicht van de meegenomen investeringskosten. Participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten voor haalbaarheidsstudies of vergunningen) worden niet meegenomen. Voor het leidingwerk kan hergebruik mogelijk zijn, zonder significante invloed op het benodigde basisbedrag.

Tabel 13.4

Overzicht van de investeringskosten voor grootschalige elektrische boilers

Kostencomponent	Kosten [€/kW]
Elektrische boiler, meet- en regelapparatuur, installatie	259
Elektra, leidingwerk, pompsystemen, civiel, engineering, supervisie, overige	55
Aansluitkosten uitbreiding netaansluiting	92
Totaal	407

13.2.3 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit de operationele- en onderhoudskosten en de netwerkkosten. Voor de operationele en onderhoudskosten gaan we uit van 3% van de aanschafprijs plus installatiekosten van de elektrische boiler en regelapparatuur. De kosten voor het flexibel kunnen inzetten van de elektrische boiler zijn ook in dit percentage meegenomen.

Netwerkkosten

De netaansluiting van de referentie-installatie valt onder de regionale netbeheerders, in de aansluitcategorie voor tussenspanning. In de berekening is aangenomen dat de bedrijfslocatie aanvankelijk een netaansluiting heeft in de categorie Trafo HS + TS/MS. Deze aansluiting moet voor inpassing van de elektrische boiler worden aangepast, naar de categorie Tussenspanning. De additionele investeringskosten hiervoor zijn meegenomen in de berekening.

Voor de transportkosten zijn we uitgegaan van de nettarieven in 2026, vermenigvuldigd met de gemiddelde verwachte stijging over de jaren 2028-2042 van 205 procent, gebaseerd op het ontwikkelpad B (hoge investeringen en operationele kosten en hoge volumes) uit het rapport Ontwikkeling netkosten tot 2050 (ACM, 2024b).

Voor het verkrijgen van de benodigde netcapaciteit gaan we uit van een alternatieve transportovereenkomst. De ontwikkeling van ATR voor de regionale netten is op dit moment in volle gang. Een van de beschikbare opties is de *non-firm* transportovereenkomst, waarbij dagelijks een bepaalde hoeveelheid restcapaciteit beschikbaar wordt gesteld. Als vuistregel voor de transportkosten wordt vaak uitgegaan van een korting naar rato van het aantal uren dat er geen netcapaciteit wordt gealloceerd. Bij 3.300 vollasturen elektriciteitsgebruik zou de korting dan uitkomen op 62%. Een tijds-blokgebonden transportrecht geeft meer zekerheid, tegen een lagere korting. We verwachten dat er in het jaar van de investeringsbeslissing, 2027, meer ATR gebruiksklaar zullen zijn. Maar niet elke oplossing is overal beschikbaar. Op basis van deze ontwikkelingen en de marktconsultatie gaan we ervan uit dat de transportkosten met de helft worden teruggebracht. De gemiddelde vaste netwerkkosten komen daarmee uit op 91,4 euro/kWth per jaar.

13.2.4 Vollasturen

Voor de referentie-installatie gaan we uit van 3.300 vollasturen elektriciteitsgebruik, op basis van de marginale inzet zoals in de paragraaf hieronder beschreven. Het maximum aantal vollasturen voor deze categorie is 4.800, gebaseerd op een flexibele inzet in de uren met elektriciteit uit hernieuwbare bronnen als marginale optie. Het maximum is berekend met data uit de elektriciteitsproductieraming voor de KEV 2025, specifiek de raming voor vastgesteld en voorgenomen beleid. Daarvoor wordt per uur uit de beschikbare productie-eenheden de marginale optie geselecteerd in Nederland en Noordwest-Europa. Buitenlandse eenheden worden alleen meegenomen in de uren dat de interconnectie met het betreffende buurland nog niet volledig is belast. Het jaarlijks aantal CO₂-vrije uren elektriciteitsgebruik is weergegeven in tabel 13.5. Het maximum van 4.800 is het gemiddelde over de laatste tien jaar van de beschikking, 2033-2042, waarbij we voor de jaren buiten de beschikbare raming de waarde van 2040 aanhouden.

Vollasturen referentie-installatie aangepast op marginaal rendabele inzet

In de praktijk wordt dit maximum vaak niet bereikt, omdat een elektrische boiler met gasketel of wkk als achtervang alleen produceert als dat marginaal rendabel is. De marginale operationele kosten bestaan uit de inkoopkosten voor elektriciteit en een eventuele tijds- of volumeafhankelijke component in de netwerkkosten. De marginale opbrengst is gegeven door de subsidie (inclusief correctiebedrag), besparing op inkoop van aardgas en mogelijke inkomsten uit balanceringsdiensten. Voor de referentie-installatie heffen correctiebedrag en aardgaskosten elkaar op en nemen we variabele netkosten en balanceringsdiensten niet expliciet mee. De netto marginale opbrengst is dan gegeven door het basisbedrag minus de elektriciteitskosten. Daarbij geldt dat de elektriciteitskosten stijgen met het aantal vollasturen per jaar, terwijl de subsidieopbrengst een constante is, die de gemiddelde totale productiekosten over de gehele subsidieperiode weerspiegelt.

Het basisbedrag voor het maximum van 4.800 vollasturen elektriciteitsgebruik is 0,0827 euro/kWh. Bij dat basisbedrag is de referentie-installatie vanaf 2030 maar in ongeveer 3.200 vollasturen per jaar marginaal rendabel. Bij een lager aantal vollasturen loopt ook het benodigde basisbedrag terug, totdat de vaste kosten per kWh geleverde warmte de overhand nemen en het basisbedrag en subsidie-intensiteit weer stijgen. Het omslagpunt ligt voor de referentie-installatie op 3.300 vollasturen, bij een basisbedrag van 0,0699 euro/kWh. De referentie-installatie is dan nog in gemiddeld 3.050 uren marginaal rendabel. Om deze categorie meer in lijn te brengen met de praktijk, gaan we ook in het OT-model uit van 3.300 vollasturen.

Voor projecten met lagere variabele elektriciteitskosten of hogere kosten voor de conventionele

warmteproductie kan het omslagpunt van marginaal rendabele inzet ook hoger liggen dan 3.300 vollasturen. We adviseren daarom in de regeling het maximum van 4.800 vollasturen aan te houden.

Jaargemiddelde CO₂-uitstoot met E-boiler ook in basislast lager dan gasketel

In de uitgangspunten wordt gevraagd om ook het jaarlijks aantal vollasturen te berekenen waarvoor de jaargemiddelde CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie voor gebruik van een elektrische boiler lager is dan de CO₂-emissie van een gasketel. Op basis van de beschikbare productie-eenheden in Noordwest-Europa blijkt de jaargemiddelde CO₂-emissie van de uurlijkse marginale opties (met een maximum van 0,201 kg CO₂/kWh warmte in 2026) in alle jaren van de gebruikte raming lager uit te komen dan de emissie bij gebruik van een gasketel, 0,225 kg CO₂/kWh warmte. We kunnen er daarom vanuit gaan dat een elektrische boiler ook in de eerste jaren minder CO₂-uitstoot veroorzaakt dan een gasketel. Tabel 13.5 toont het jaarlijks aantal uren waarin elektriciteitsproductie uit een hernieuwbare bron de marginale optie is voor elektriciteitsgebruik in Nederland. De berekening houdt rekening met beschikbare productie-eenheden in Noordwest-Europa.

Tabel 13.5
Vollasturen afname hernieuwbare elektriciteit

Jaar	Aantal uur
2026	951
2027	2.615
2028	2.372
2029	2.659
2030	3.178
2031	3.622
2032	4.143
2033	4.462
2034	4.575
2035	4.667
2036	4.762
2037	4.821
2038	4.893
2039	5.085
2040	5.053

13.2.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit inkoopkosten en energielasting voor elektriciteit. Voor de inkoopkosten kijken we naar de 3.300 vollasturen met de laagste groothandelsprijs, gemiddeld over de jaren 2028-2042. Baten uit balanshandhaving worden niet meegenomen. Op basis van de elektriciteitsprijsraming voor de KEV 2025 komen we voor de gemiddelde groothandelsprijs uit op 0,0199 euro/kWh elektriciteit. De schatting van de gemiddelde energielasting in de subsidieperiode is gebaseerd op de raming van de energielasting zoals gebruikt in de KEV 2025 en het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik van de referentie-installatie. Deze kosten bedragen 0,0029 euro/kWh elektriciteit.

13.2.6 Beschrijving referentie-installatie

Dit advies is gericht op de toepassing van grootschalige elektrische warmteproductie. De categorie is van toepassing op elektrische stoomboilers, maar ook op de elektrische verwarming van andere media, zoals olie en lucht. De installatie dient als flexibele vervanging van een fossiel gestookte verwarmingsinstallatie, bijvoorbeeld een gasketel of wkk, in de uren dat CO₂-vrije elektriciteit de marginale optie is. Het is aannemelijk dat dit ook de momenten zijn met de laagste prijzen.

De referentie-installatie voor deze categorie is een elektrische boiler met een verbruiksvermogen van 20 MWe en een efficiëntie van 99%, voor warmtelevering op 10 tot 20 bar (circa 180 tot 210 °C). De installatie bestaat uit de elektrische boiler (inclusief controlepaneel), de benodigde elektriciteitsinfrastructuur (kabels, transformatoren) en de aansluiting op het warmtenetwerk (leidingwerk) van de bedrijfslocatie. Er is gerekend met een aanpassing van de netaansluiting naar tussenspanning, waarbij gebruik wordt gemaakt van een alternatieve transportovereenkomst, zie toelichting in paragraaf 13.2.3. De productie-eenheid voor deze categorie is de geleverde en nuttig aangewende warmte.

13.2.7 Aanneemrestwaarde en vermeden CO₂-emissies

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de elektrische boiler 15 jaar is. Er restteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kg CO₂/kWh warmte op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90% op basis van onderwaarde.

13.2.8 Basisbedrag

Tabel 13.6 geeft een samenvatting van de technisch-economische parameters van de referentie-installatie en de subsidieparameters. De invloed van de netwerkkosten op het basisbedrag zijn inzichtelijk gemaakt in tabel 13.7. Er zijn drie situaties vergeleken. In het eerste geval wordt uitgegaan van een vaste transportovereenkomst en worden de volledige netwerkkosten meegerekend. In de tweede situatie – het uitgangspunt voor de referentie-installatie – wordt er een *non-firm* ATO afgesloten, met een reductie van 50% in de transporttarieven. In de derde situatie is er reeds voldoende transportcapaciteit op de bedrijfslocatie en heeft het project geen additionele kosten voor de netaansluiting en transportcapaciteit. Voor de eerste twee situaties, met netwerkkosten, zijn de basisbedragen hoger dan de langetermijnprijs voor warmte (Methode-ID 18, zie hoofdstuk 4) plus de ETS-correctie voor warmteproductie (ETS-ID 2.000, zie hoofdstuk 4). In de situatie zonder

netwerkkosten is dat niet het geval, en zou de referentie-installatie ingeval van een ETS-correctie vanzelf rendabel zijn.

Tabel 13.6

Technisch-economische parameters referentie-installatie en subsidieparameters voor grootschalige elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies	Advies
		SDE++ 2025	SDE++ 2026
Inputvermogen	kWe	20.000	20.000
Outputvermogen	kWth	19.800	19.800
Vollasturen referentie-installatie	uur/jaar	4.700	3.300
Vollasturen maximum	uur/jaar	4.700	4.800
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	€/kWth/jaar	85	91
Vaste O&M-kosten - onderhoud	€/kWth/jaar	4,80	7,8
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0444	0,0199
Basisbedrag SDE++	€/kWh warmte	0,0780	0,0699
Looptijd subsidie	jaar	15	15

Tabel 13.7

Invloed van situatie netaansluiting op het basisbedrag voor elektrische boilers

Situatie	O&M-netwerkkosten [€/kWth/jaar]	Basisbedrag [€/kWh warmte]
Vaste transportovereenkomst – volledige netwerkkosten	183	0,1007
ATR – 50% korting op transporttarieven	91	0,0699
Voldoende transportcapaciteit – geen aansluitkosten en transportkosten	0	0,0359

13.3 Operationele kosten van bestaande elektrische boilers

In de uitgangspunten is advies gevraagd over een extra categorie voor bestaande elektrische boilers, waarbij alleen de operationele kosten worden meegenomen, met een looptijd van 5 jaar. De aanleiding hiervoor zijn de sterk gestegen nettarieven, waardoor elektrische boilers met een beschikking uit de regelingen van 2020 tot 2022 in soms niet meer rendabel kunnen opereren.

Dit advies richt zich op de inzet van een bestaande elektrische boiler in de jaren 2027 tot en met 2031. De operationele kosten worden hierop aangepast. Ook wordt gewerkt met een geüpdatete langetermijnprijs en basisenergieprijs. De referentie-installatie is dezelfde als voor de hoofdcategorie elektrische boilers: een elektrische boiler voor de productie van stoom op 10 tot 20 bar. Investeringskosten worden niet meegenomen en de vermeden CO₂-emissie is gelijk aan de reguliere elektrische boiler.

13.3.1 Vollasturen

Het basisbedrag is berekend voor het maximum van 2.900 vollasturen per jaar. Dit is het gemiddeld aantal uren dat CO₂-vrije elektriciteitsproductie de marginale optie is, in de jaren 2027 tot en met 2031 zie tabel 13.5. In de komende jaren is het opgesteld vermogen hernieuwbare opwek nog sterk in ontwikkeling, waardoor het maximum lager uitkomt dan voor de reguliere elektrische boiler, maar hoger dan de 2.000 vollasturen uit het vorige advies.

De installaties in deze categorie worden net als de reguliere elektrische boilers in nieuwbouw flexibel ingezet op marginale kosten. Door de lagere vaste kosten van de referentie-installatie, zou een

berekening op basis van marginaal rendabele inzet lager uitkomen, bij 1.800 tot 2.000 vollasturen. Omdat deze projecten in praktijk echter zijn gericht op dezelfde flexibele inzet, met ongeveer 2.500 tot 3.500 vollasturen, hebben we hier het maximum aangehouden in de berekening van het basisbedrag.

13.3.2 Vaste operationele kosten

De onderhoudskosten zijn gelijk aan die van een nieuw project en bedragen 3% van de investeringskosten voor hoofd- en hulpapparatuur, plus installatiekosten, in totaal 7,7 euro/kWth per jaar. De verwachte stijging van de nettarieven is aangepast aan de kortere subsidieperiode 2027-2031 en bedraagt 52% ten opzichte van 2025. Ook voor deze categorie gaan we ervan uit dat voor de benodigde netcapaciteit een *non-firm* ATO wordt afgesloten. Met 2900 vollasturen zijn de mogelijkheden voor flexibel netgebruik vergelijkbaar met de reguliere categorie elektrische boilers. We gaan daarom eveneens uit van een korting van 50% op de transporttarieven.

13.3.3 Variabele operationele kosten

De inkoopkosten voor elektriciteit voor de laagst geprijsde 2.900 uren in de jaren 2027 tot en met 2031 en bedragen gemiddeld 0,0345 euro/kWhe. De verwachte energiebelasting voor die periode bedraagt 0,0029 euro/kWhe.

13.3.4 Basisbedrag

De subsidieparameters van deze categorie zijn weergegeven in tabel 13.8. Ter vergelijking zijn de basisbedragen ook berekend voor de situatie met volledige netwerkkosten en zonder netwerkkosten, zoals weergegeven in tabel 13.9.

Tabel 13.8

Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor operationele kosten elektrische boiler

Parameter	Eenheid	Advies	Advies
		SDE++ 2025	SDE++ 2026
Inputvermogen	kWe	20.000	20.000
Outputvermogen	kWth	19.800	19.800
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	2.000	2.900
Investeringskosten	€/kWth	-	-
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	€/kWth/jaar	56	67,8
Vaste O&M-kosten - onderhoud	€/kWth/jaar	4,8	7,7
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0292	0,0377
Basisbedrag SDE++	€/kWh warmte	0,0660	0,0661
Looptijd subsidie	jaar	5	5

Tabel 13.9

Invloed van situatie netaansluiting op het basisbedrag voor operationele kosten elektrische boilers

Situatie	O&M netwerkkosten [€/kWth/jaar]	Basisbedrag [€/kWh warmte]
Vaste transportovereenkomst – volledige netwerkkosten	136	0,0903
Non-firm ATO – 50% korting op transporttarieven	68	0,0661
Voldoende transportcapaciteit – geen netwerkkosten	0	0,0419

13.4 Hogetemperatuur-thermische opslag

13.4.1 Algemene ontwikkelingen

De eerste openstelling van de categorie elektrische boiler met thermische opslag in de SDE++ 2024 heeft tot meerdere aanvragen geleid. Bij de verdere ontwikkeling van deze categorie kunnen we nu niet alleen de inzichten uit de marktconsultatie benutten, maar ook putten uit de concrete gegevens die voortkomen uit de reeds ingediende aanvragen.

HT-TES ook bij 4.800 vollasturen rendabel in te zetten

Voor de categorie HT-TES rekenen we met het maximum van 4.800 vollasturen hernieuwbare elektriciteit. Voor de categorie elektrische boilers is dat aantal aangepast op de marginaal rendabele inzet, met 3.300 in plaats van 4.800 vollasturen. Vanwege de hogere investeringskosten en het hogere basisbedrag voor HT-TES, is de installatie ook bij hogere elektriciteitsprijzen nog marginaal rendabel en kan worden gerekend met het maximum aantal vollasturen.

HT-TES als betrouwbaar, flexibel alternatief voor elektrische boiler

Bij het bekijken van projecten met HT-TES valt op dat deze techniek vaak wordt toegepast bij processen met een wisselende warmtevraag. Warmte uit een thermische opslag kan op elk moment worden ingezet, ook als er geen hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is. HT-TES vormt daarmee een betrouwbaar, maar toch flexibel alternatief voor een elektrische boiler. Bij een voldoende grote opslagcapaciteit en afhankelijk van de bedrijfsvoering kan HT-TES zelfs voldoende zijn om een bestaande gasketel of wkk grotendeels te vervangen.

Aanpassing vermogensverhouding van 1,5 naar 1

In de marktconsultatie is ons meegegeven dat de vastgelegde ondergrens voor de effectieve vermogensverhouding van 1,5 niet altijd aansluit bij de praktijk. Bij een wisselende warmtevraag komt de effectieve vermogensverhouding op basis van het benodigd piekvermogen namelijk lager uit dan wanneer wordt uitgegaan van de gemiddelde warmtevraag. In de praktijk wordt vaak niet de vermogensverhouding, maar het elektrisch vermogen als bepalende factor gezien, want juist het verkrijgen en bekostigen van de netaansluiting kan lastig zijn. Tegelijk zien we vaak dat HT-TES wordt gebruikt als aanvulling op een bestaande elektrische boiler. Ook in deze gevallen komt de effectieve vermogensverhouding van het opslagsysteem lager uit.

In dit advies gaan we voor de referentie-installatie uit van een effectieve vermogensverhouding van 1,0. We adviseren ook de ondergrens voor de vermogensverhouding bij te stellen naar een waarde van 1. Bij 4.800 vollasturen elektriciteitsgebruik kan dan worden voorzien in 4.800 vollasturen warmtelevering.

Opslagcapaciteit als kenmerkende eigenschap voor HT-TES

De meerwaarde van HT-TES ten opzichte van elektrische boilers is dat het ook buiten de uren met hernieuwbare elektriciteit nog CO₂-arme warmte kan leveren. De kenmerkende eigenschap van HT-TES is dan ook de capaciteit van de opslag. Voor de referentie-installatie gaan we uit van 8 MWh warmte per MWth. Dit is voldoende voor een tot twee laadcycli per dag. In de uitgangspunten wordt gevraagd te onderzoeken of er een ondergrens voor de opslagcapaciteit kan worden geadviseerd. We adviseren inderdaad een ondergrens te hanteren, van 4 MWh warmte per MWth. Dat is voldoende om de prijsspieken en netcongestie in de ochtend- en avondspits grotendeels te overbruggen.

13.4.2 Beschrijving technologie en referentie-installatie

Deze categorie betreft het gebruik van thermische opslag voor de uitgestelde levering van hogetemperatuurwarmte (ruim boven de 100°C) aan industriële productieprocessen. In dit advies richten we ons op HT-TES voor de warmtelevering aan industriële processen in Nederland, maar niet op warmteproductie voor ruimteverwarming. Er zijn verschillende technieken in ontwikkeling en op de markt. Als opslagmedium kan gesmolten zout worden gebruikt, maar ook bijvoorbeeld zand, steen of stoom.

De verhouding tussen de opslagcapaciteit en het thermisch vermogen geeft het aantal uren warmtelevering dat met de opslag kan worden overbrugd. Het elektrisch vermogen bepaalt de benodigde tijd om op te laden. Deze afwegingen tussen deze technische parameters, bijkomende kosten, bedrijfsvoering en CO₂-reductie zijn voor elk project anders.

Referentie-installatie

De referentie-installatie is een HT-TES-systeem voor uitgestelde warmtelevering in een industrieel proces met stoom op 10 tot 20 bar (180 tot 210 °C). De installatie heeft een thermisch vermogen van 20 MWth en een elektrisch vermogen van 21,1 MWe. Met inbegrip van het warmteverlies van 5% per laadcyclus heeft de installatie een effectieve vermogensverhouding van 1,0. De opslagcapaciteit bedraagt 160 MWh, waarmee kan worden voorzien in 8 aaneengesloten vollasturen uitgestelde warmtelevering.

Afbakening

Hoewel het basisbedrag wordt berekend voor één referentie-installatie, kan het advies ook worden toegepast op HT-TES-projecten met andere technische parameters. Hierbij adviseren we enkele beperkingen te hanteren. Ten eerste adviseren we het vermogen voor warmtelevering te beperken tot 50 MWth, omdat daarboven nog weinig kosteninformatie beschikbaar is en de aanname van een lineaire kostenschaling niet meer voldoende onderbouwd zou zijn. Bij grotere installaties kan verwacht worden dat het schaalvoordeel leidt tot relatief lagere investeringskosten. Ten tweede adviseren we een ondergrens te hanteren van 4 MWh warmte/MWth. Het systeem kan in de uren zonder hernieuwbare elektriciteit of tijdens momenten van netcongestie alleen effectief worden ingezet als de opslagcapaciteit voldoende is. Met 4 MWh warmte/MWth kunnen de pieken op het net voldoende worden overbrugd.

13.4.3 Investeringskosten

Hoewel er in de eerste openstelling al enkele aanvragen zijn gedaan, is de hoeveelheid beschikbare kosteninformatie voor deze categorie nog beperkt. Op basis van de aanvraagdata en informatie uit de marktconsultatie constateren we dat de investeringskosten hoger uitkomen dan in het vorige

advies voorzien.

De kostenverdeling over de opslag zelf en de techniek voor het opladen en ontladen verschillen per technologie en per project. De opslagsystemen voor de bij ons bekende projecten, met vermogens tussen de 5 en 20 MWth, zijn vaak modulair opgebouwd. De investeringskosten schalen in dat geval ongeveer lineair met capaciteit en vermogen. Voor het vermogen voor opladen en ontladen gaan we uit van respectievelijk 220 euro/kWe en 220 euro/kWth. Voor de opslag zelf nemen we 60 euro/kWh aan. Voor randapparatuur, leidingwerk en civiele werken binnen het hek nemen we een vaste post op van 2,00 miljoen euro, in lijn met de referentie-installatie van de categorie elektrische boilers. Voor het leidingwerk kan hergebruik mogelijk zijn, zonder significante invloed op het benodigde basisbedrag. Ten slotte worden de meerkosten meegenomen voor het aanpassen van de netwerkaansluiting naar tussenspanning, ter waarde van 1,83 miljoen euro.

13.4.4 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit de onderhoudskosten en netwerkkosten voor elektriciteit. Voor de onderhoudskosten gaan we uit van jaarlijks 3% van de investeringskosten voor hoofd- en hulpapparatuur.

De netwerkkosten zijn op dezelfde manier bepaald als voor de elektrische boiler. We gaan ervanuit dat er gebruik wordt gemaakt van alternatieve transportrechten. Gegeven de lopende ontwikkelingen ligt het in lijn der verwachting dat hiermee ongeveer de helft van de transportkosten kan worden bespaard. De effectieve transporttarieven zijn gegeven door de gewogen gemiddelde nettarieven van 2025 op het netvlak van tussenspanning, vermenigvuldigd met een gemiddelde stijging van 205%, op basis van de netkostenraming van de ACM voor de jaren 2028 tot en met 2042. De netwerkkosten komen daarmee uit op 95 euro/kWth per jaar.

13.4.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit de inkoopkosten en de belastingen voor elektriciteit. Voor het elektriciteitsgebruik gaan we uit van een flexibele inzet in de 4.800 vollasturen met de laagste groothandelsprijs. Op basis van de elektriciteitsprijsraming voor de KEV 2025 komen de gemiddelde variabele kosten voor de periode 2028 tot en met 2042 uit op 0,0447 euro/kWh warmte. De energiebelasting is op dezelfde wijze bepaald als voor de categorie elektrische boilers en bedraagt 0,0028 euro/kWh warmte.

13.4.6 Vollasturen

Het maximum aantal vollasturen elektriciteitsgebruik is gelijk aan de waarde voor elektrische boilers: 4.800 uur. Gegeven het hogere basisbedrag voor HT-TES kunnen deze uren naar verwachting ook kosteneffectief worden volgemaakt. We rekenen daarom ook met 4.800 vollasturen elektriciteitsgebruik en, bij een effectieve vermogensverhouding van 1, eveneens met een warmtelevering van 4.800 vollasturen.

13.4.7 Aanneemestwaarde

Er wordt aangenomen dat de economische levensduur van de installatie 15 jaar is. Er resteert daarom geen restwaarde na de 15 jaar subsidieperiode.

13.4.8 Vermeden CO₂-emissies

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWh warmte op basis van een gasgestookte ketel met een efficiëntie van 90% op basis van onderwaarde.

13.4.9 Basisbedrag

De subsidieparameters voor deze categorie zijn weergegeven in tabel 13.10.

Tabel 13.10

Technisch-economische en subsidieparameters parameters voor hogetemperatuurthermische opslag

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Inputvermogen	kWe	19.737	21.053
Outputvermogen	kWth	12.500	20.000
Vollasturen elektriciteitsgebruik	uur/jaar	4.700	4.800
Vollasturen warmtelevering	uur/jaar	7.000	4.800
Investeringskosten	€/kWth	1.005	1.123
Vaste O&M-kosten - netwerkkosten	€/kWth/jaar	95	95
Vaste O&M-kosten - onderhoud	€/kWth/jaar	22	28
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0466	0,0475
Basisbedrag SDE++	€/kWh warmte	0,0930	0,1086
Looptijd subsidie	jaar	15	15

13.5 Industriële warmtepompen (gesloten systeem)

13.5.1 Beschrijving technologie

In deze categorie richten we ons op de toepassing van elektrisch gedreven grootschalige warmtepompen voor het opwaarderen van restwarmte uit de industrie, voor gebruik onsite in eigen processen. Het betreft hier de zogenaamde gesloten warmtepompen, waarbij gebruik wordt gemaakt van een tussenmedium om de warmtestroom naar een hogere temperatuur te brengen.

Door hergebruik van warmte die anders zou worden weggekoeld, wordt energie bespaard en CO₂-emissie vermeden. De efficiëntie van de warmtepomp wordt uitgedrukt in de *Coefficient of Performance*. Er zijn diverse manieren om deze COP uit te drukken. Voor deze categorie wordt de jaargemiddelde effectieve COP van de warmtepomp gebruikt. Dat wil zeggen dat de genoemde COP is gegeven door de hoeveelheid warmte die de warmtepomp produceert in kWh per jaar te delen door de hoeveelheid elektriciteit die nodig is om de warmtepomp aan te drijven, eveneens in kWh per jaar.

13.5.2 Referentie-installatie

De referentie-installatie is een industriële compressiewarmtepomp warmtepomp voor productie van warm water met een vermogen van 1400 kWth en een jaargemiddelde COP van 3,5. In deze referentiecasijs wordt de restwarmte van een centrale koelvriesinstallatie (25 °C) door de warmtepomp op een uitvoertemperatuur van 70 °C gebracht.

13.5.3 Investeringskosten

De meegenomen investeringskosten zijn met 29% aanzienlijk gestegen ten opzichte van het vorige advies. We baseren ons op aanvraagdata uit eerdere subsidierondes. In de SDE++ 2024 lagen de opgegeven investeringskosten aanmerkelijk hoger dan in voorgaande jaren, maar het aantal aanvragen was beperkt. In lijn met andere categorieën is het prijspeil aangepast naar het jaar van de investeringsbeslissing. In dit geval gaan we uit van het jaar na de beschikking, 2027. De investeringskosten en installatiekosten van de hoofd- en hulpapparatuur bedragen 826 euro/kWth en de overige investeringskosten 649 euro/kWth. Uit de aanvraagdata blijkt dat een nieuwe net-aansluiting in de meeste gevallen niet nodig is. Additionele transportkosten voor elektriciteit worden wel meegenomen als vaste operationele kosten. Tabel 13.11 geeft een overzicht van de meegewogen en niet meegewogen investeringskosten. Voor de infrastructuur, te weten leidingwerk, kan hergebruik mogelijk zijn, zonder significante invloed op het benodigde basisbedrag.

Tabel 13.11

Overzicht van wel en niet meegenomen kosten van grootschalige warmtepompen

Kostencategorisering	Kostencomponenten
Meegewogen kosten	<ul style="list-style-type: none"> Warmtepompsysteem, warmtewisselaars, aanpassingen infrastructuur binnen het hek, civiele werken, afkoppelen huidige warmtevoorziening, pompen, engineering, afsluitprovisie.
Niet meegewogen kosten	<ul style="list-style-type: none"> Participatiekosten en voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen).

13.5.4 Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit onderhoudskosten en netwerkkosten. Voor onderhoud gaan we uit van 4% van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulp-apparatuur. Aanpassingen aan infrastructuur, civiele werken en engineering worden daarbij niet meegenomen.

Netwerkkosten elektriciteit

De bedrijfslocatie valt zowel voor als na de installatie van de warmtepomp in de aansluitcategorie Trafo HS+TS/MS. Wel moet de capaciteit van de transportovereenkomst worden aangepast. De daarvoor gehanteerde nettarieven bestaan uit de gewogen gemiddelde transporttarieven bij de regionale netbeheerders in 2025, vermenigvuldigd met een langjarige stijging van 185% en zijn gestegen naar 6,84 en 9,73 euro/kWe/jaar voor respectievelijk $kW_{contract}$ en kW_{max} . We nemen daarentegen geen additionele periodieke aansluitkosten en vastrecht meer mee, omdat deze niet hoger zijn dan in de uitgangssituatie. De resulteren operationele kosten staan in tabel 13.12.

13.5.5 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten bestaan uit de inkoopkosten van elektriciteit en energiebelasting. De gebruikte groothandelsprijs voor elektriciteit is gegeven door het ongewogen gemiddelde van de langetermijnelektriciteitsprijzen van 2026 tot en met 2040 zoals geraamd voor de KEV 2025 en bedraagt 0,0743 euro/kWh elektriciteit. De kosten voor de energiebelasting zijn gebaseerd op een raming van de belastingtarieven tot 2030 en een verdere verhoging door inflatie voor de jaren tot en met 2040. Het additionele elektriciteitsgebruik van de warmtepomp valt in de laatste belasting-schijf. De energiebelasting komt daarmee uit op 0,0029 euro/kWhe.

13.5.6 Vollasturen

De basisbedragen voor deze categorie worden berekend voor 8.000, 5.000 en 3.000 vollasturen. Deze variatie komt overeen met de variatie in de technisch optimale gebruiksprofielen van industriële warmtepompen voor drie situaties, respectievelijk continubedrijf, deelbedrijf en seizoenbedrijf.

13.5.7 Aanname restwaarde

Voor de economische levensduur van een warmtepomp gaan we uit van 12 jaar. Er is daarom geen sprake van restwaarde na de subsidieperiode.

13.5.8 Vermeden CO₂-emissies

De vermeden CO₂-emissies worden bepaald aan de hand van een generieke emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWh warmte en de gemiddelde marginale CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2036: 0,130 kgCO₂/kWh. Dit resulteert in een vermeden specifieke CO₂-emissie van 0,188 kgCO₂/kWh warmte.

13.5.9 Basisbedrag

De techno-economische parameters en subsidieparameters voor deze categorie staan in tabel 13.12. Dit advies is ook toepasbaar op gesloten warmtepompen met een ander vermogen of COP-waarde. Met inbegrip van het ETS-voordeel voor industriële warmtepompen, vanaf 2026 ETS ID 2.000 (zie hoofdstuk 4), zijn de netto operationele kosten van industriële warmtepompen doorgaans negatief. Bij een voldoende hoge COP-waarde kunnen projecten dan ook zonder subsidie rendabel zijn. Voor de referentie-installatie, met 8.000 vollasturen, ligt het omslagpunt van een subsidie-intensiteit van nul bij een COP-waarde van 6,0.

De subsidieparameters voor de subcategorieën met 5.000 en 3.000 vollasturen staan in tabel 13.13. De techno-economische parameters voor deze categorieën zijn, behalve de vollasturen, identiek aan de waardes uit tabel 13.12. Voor deze subcategorieën wegen de besparingen op operationele kosten ook bij zeer hoge COP niet op tegen de vaste lasten. Er wordt daarom geen maximale COP gerapporteerd.

Tabel 13.12

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem met 8.000 vollasturen)

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Inputvermogen	kWe	400	400
Outputvermogen	kWth	1.400	1.400
Vollasturen warmteafzet	uren/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kWth	1.096	1.476
Vaste O&M-kosten – netaansluiting	€/kWth /jaar	66,0	56,8
Vaste O&M-kosten – onderhoud	€/kWth/jaar	25,3	33,0
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0207	0,0220
Basisbedrag SDE++	€/kWh warmte	0,0532	0,0609
Looptijd subsidie	jaar	12	12
COP	-	3,5	3,5
Omslagpunt COP vanzelf rendabel (incl. ETS-voordeel)	-	5,5	6,0

Tabel 13.13

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor elektrisch gedreven warmtepompen (gesloten systeem)

Parameter	Eenheid	8.000 vollasturen	5.000 vollasturen	3.000 vollasturen
Basisbedrag SDE++ 2025	€/kWh warmte	0,0532	0,0715	0,1041
Basisbedrag SDE++ 2026	€/kWh warmte	0,0609	0,0830	0,1223

13.6 Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces

Nog geen aanvragen in eerste openstellingsronde

Naar aanleiding van het advies 2024 is in de SDE++ 2024 de categorie procesgeïntegreerde warmtepompen (PWP) geïntroduceerd. Hoewel er bij de opzet van deze categorie in 2023, naast ons onderzoeksteam, het ministerie van EZK en RVO, diverse marktpartijen actief betrokken zijn geweest, waren er in de eerste subsidieronde voor deze categorie nog geen aanvragen.

In de huidige opzet van de categorie wordt gewerkt met een vastgelegde warmtebesparingscoëfficiënt (COP_{sys}). Naar aanleiding van de marktconsultatiereacties hebben we in het advies 2025 deze referentie aangepast naar een waarde van 3. In de marktconsultatie hebben we echter moeten constateren dat deze waarde wellicht onvoldoende aansluit bij de projecten in ontwikkeling. Enerzijds zijn er projecten met een COP_{sys} ruim boven de referentiewaarde, waardoor de subsidiabele warmtebesparing lager uitkomt dan in het project kan worden gerealiseerd. Anderzijds zijn er projecten die niet aan de minimumwaarde voor COP_{sys} kunnen voldoen.

Het laatste speelt specifiek in de papierindustrie. Het temperatuurverschil tussen de warmtebron, waterdamp uit een papiermolen en de doeltemperatuur is relatief hoog, met lagere COP-waardes tot gevolg. In de marktconsultatie hebben we vernomen dat de innovatieve droogkappen die helpen het dauwpunt te verhogen, waardoor een COP_{sys} van 3 haalbaar zou zijn, nog niet voldoende zijn ontwikkeld.

Nieuwe subcategorie voor PWP bij laag dauwpunt

Teneinde een betere aansluiting te vinden voor beide groepen, stellen we voor een nieuwe subcategorie in te voeren voor PWP's in verdampingsystemen met een laag dauwpunt ($< 70\text{ °C}$). Naar aanleiding van eerdere doorrekeningen gaan we uit van een COP_{sys} van 2,5 en we adviseren deze waarde ook als minimum te hanteren. We verwachten dat een enkele subcategorie met 8.000 vol-lasturen in de meeste gevallen voldoet. Voor de overige PWP-projecten kan de referentie voor COP_{sys} worden verhoogd naar een waarde van 3,5.

Subcategorie open warmtepompen wordt PWP zonder procesaanpassing

Open warmtepompen hebben vaak een hoge efficiëntie en COP-waarde, wat bij gebruik van onbenutte restwarmte leidt tot significante besparingen op de operationele kosten. In nieuwe verdampingsinstallaties zijn de additionele niet-marginale kosten ook beperkt. Open warmtepompen zijn dan door de hogere efficiëntie vaak de meest rendabele optie. Bij integratie in bestaande warmtesystemen daarentegen is de warmtebron vaak al in gebruik, waardoor de nettobesparing op het aardgasverbruik kleiner is, ondanks een hoge COP van de warmtepomp zelf.

Voor een meer passende stimulering van deze groep projecten op bestaande warmtesystemen, adviseren we de systematiek van de procesgeïntegreerde warmtepomp toe te passen. Daarbij wordt uitgegaan van de nettowarmtebesparingscoëfficiënt in plaats van de COP-waarde van de warmtepomp zelf. Ook sluit de afbakening van de categorie PWP, te weten de integratie van warmtepompen in bestaande processen voor verdamping van water, beter aan bij de beschouwde toepassing dan de formulering van de open warmtepomp.

Zodoende stellen we een subcategorie voor voor procesgeïntegreerde warmtepompen zonder procesaanpassing. De categorie is van toepassing voor de inpassing van warmtepompen in bestaande verdampingsprocessen, ook als er weinig of geen aanpassingen aan de procesinstallaties nodig zijn. Voor de in deze categorie iets eenvoudiger projecten gaan we uit van een COP_{sys} van 5. De subcategorieën open warmtepomp komen daarmee te vervallen.

13.6.1 Productie-eenheid en referentie-installatie

De productie-eenheid van deze categorie is de vermindering van het totale fossiel opgewekte warmtegebruik van het warmtesysteem, als gevolg van integratie van een of meerdere warmtepompen. Het warmtesysteem omvat een verdampingsproces met een of meerdere processtappen en de verbindingen daartussen. De productie-eenheid omvat het verschil in warmteproductie tussen de aanvankelijke en de nieuwe situatie. Om de subsidiabele productie te kunnen meten, moet ook de warmtebesparingscoëfficiënt van de installatie worden bepaald.

Deze categorie betreft de integratie van elektrisch aangedreven warmtepompen in een bestaand verdampingsproces, afgekort PWP. De warmtepompen dienen om latente warmte uit het verdampingsproces terug te winnen voor hergebruik in hetzelfde proces. Er kunnen open warmtepompen, maar ook gesloten warmtepompsystemen worden gebruikt.

Bij de procesintegratie moet rekening worden gehouden met de warmtehuishouding in de bestaande situatie. De subsidiabele productie voor deze categorie is gegeven door de vermindering van het fossiel opgewekte warmtegebruik van het warmtesysteem, als gevolg van integratie van de warmtepomp. Deze warmtebesparing kan worden bepaald door het elektriciteitsgebruik van de warmtepompen te vermenigvuldigen met de (vooraf bepaalde) warmtebesparingscoëfficiënt:

$$COP_{sys} = \frac{\text{Verwachte vermindering warmtegebruik}}{\text{Elektriciteitsgebruik warmtepompen}}$$

De subsidiabele productie is gegeven door de referentiewaarde voor COP_{sys} , vermenigvuldigd met het gemeten elektriciteitsgebruik. We adviseren daarbij om een maximum te hanteren, gelijk aan de maximale vermindering aan warmtegebruik, vermenigvuldigd met het aantal vollasturen in de beschikking.

Referentie-installatie PWP in verdampingsproces

Voor de referentie-installatie van de categorieën PWP in verdampingsproces gaan we uit van een warmtebesparingscoëfficiënt van 3,5. De bij ons bekende projecten in ontwikkeling variëren in waarde van ongeveer 3,0 tot ruim boven de referentiewaarde. Daarom adviseren we een ondergrens van 3,0 te hanteren.

De referentie-installatie is een grootschalig verdampingssysteem voor verdamping van water, waarvan een verdampingsstap wordt uitgerust met mechanische damprecompressie (MVR). Om de benodigde compressiefactor binnen bereik van MVR te krijgen is een nieuw verdampingsvat nodig. De uitgaande waterdamp wordt met compressoren met een elektrisch vermogen van in totaal 4 MW opgewaardeerd naar 120 °C en na condensatie teruggevoerd in het verdampingsvat. De netto-reductie van de warmtevraag van het systeem is 14 MW. Daarmee heeft de referentie-installatie een warmtebesparingscoëfficiënt $COP_{sys} = \frac{14}{4} = 3,5$.

Een project valt onder deze categorie als voor een efficiënte integratie van de warmtepomp in het systeem één of meer van de volgende aanpassingen aan de procestechniek nodig zijn:

- Er moeten aanpassingen aan de procestechniek gedaan worden om over te stappen van batch- naar continubedrijf;
- Er moet een nieuw verdampingsvat of -reactor geplaatst worden om de warmtepomp te kunnen integreren;
- Voor condensatie van de damp is een nieuw vat of warmtewisselaar nodig.

Het criterium over het verhogen van het condensatiepunt is komen te vervallen, omdat de projecten waarvoor dit van toepassing is, zijn ondergebracht in de nieuwe subcategorie PWP bij laag dauwpunt.

Referentie-installatie PWP bij laag dauwpunt

Warmteterugwinning bij een laag dauwpunt gaat vaak gepaard met een grotere temperatuursprong. Alleen mechanische compressie van het procesmedium is dan niet genoeg om de benodigde temperatuur te halen. Er is een extra stap nodig voor het opwaarderen van de verdampingswarmte.

De referentie-installatie voor deze subcategorie is een papiermolen op basis van stoomwalsen met een thermisch vermogen van 8 MW. Door het verwerkingssysteem van de waterdamp uit de droogkappen aan te passen, kan verdampingswarmte worden teruggewonnen. Door inzet van zowel een gesloten warmtepomp als twee elektrisch aangedreven compressoren, met een totaal elektrisch vermogen van 2 MW, wordt de warmte uit de waterdamp van 60 °C opgewarderd naar stoom van 140 °C, met een thermisch vermogen van 5 MW. Hiermee kan grotendeels worden voorzien in de stoomvraag van de papiermolen. De warmtebesparingscoëfficiënt van het project bedraagt $COP_{sys} = \frac{5}{2} = 2,5$.

Referentie-installatie PWP zonder procesaanpassing

De referentie-installatie voor de procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing betreft de toepassing van MVR op twee in serie geschakelde verdampingsreactors. Door bij beide reactors een compressor van 1 MWe per stuk te plaatsen, kan de fossiel aangedreven warmtevraag met 10 MWth worden teruggebracht. Het project heeft een warmtebesparingscoëfficiënt van 5. Er zijn geen additionele procesaanpassingen nodig.

13.6.2 Investeringskosten

Voor deze categorie is slechts beperkt nieuwe kosteninformatie beschikbaar. Wel hebben we vernomen, in lijn met recente kostenstijgingen in de categorie gesloten warmtepompen, dat de investeringskosten voor PWP-projecten zijn gestegen. Omdat er voor de categorie industriële warmtepompen (gesloten systeem) wel goede kosteninformatie beschikbaar is, nemen we de investeringskosten van die categorie als uitgangspunt. De kosten voor aanschaf en installatie van de warmtepompen zelf komen daarmee uit op 826 euro/kWth en voor de overige projectkosten (civiel, leidingwerk, elektra) rekenen we met 649 euro/kWth. De opbouw van de investeringskosten voor de verschillende subcategorieën staat in tabel 13.14. Er is geen onderzoek gedaan naar hergebruik van onderdelen in de nieuwe installatie.

Additionele investeringskosten procesaanpassing PWP

Naast de investering in de warmtepompen zelf zijn er kosten voor aanpassing van de procestechniek. Gegeven de beschikbare actualisaties van projecten in ontwikkeling, rekenen we met een additionele post van 50% van de investering voor de warmtepompen zelf, ofwel 413 euro/kWth. De totale investering voor de referentie-installatie bedraagt daarmee 26,44 miljoen euro, of 1.889 euro/kWth.

Investeringskosten PWP bij laag dauwpunt

Voor een efficiënte opwaardering van de waterdamp op 60 naar 140 °C wordt zowel een warmtepomp als een set stoomcompressors geïnstalleerd. Op basis van eerdere projectdata rekenen we hiervoor met een additionele post van 385 euro/kWth op de hoofd- en hulpapparatuur.

Tabel 13.14 Opbouw investeringskosten voor procesgeïntegreerde warmtepompen

Parameter	PWP zonder procesaanpassing	PWP met procesaanpassing	PWP bij laag dauwpunt
Hoofd- en hulpapparatuur	826	826	1.211
Procesaanpassingen	0	413	606
Overig	649	649	649
Totaal	1.476	1.889	2.467

Aanname restwaarde

De economische levensduur van de warmtepompen wordt ingeschat op 12 jaar, gelijk aan de subsidieperiode. Voor aanpassingen aan de procestechniek gaan we uit van een economische levensduur van 25 jaar. De restwaarde van de procestechniek bedraagt daarmee 52% van de investeringskosten voor procesintegratie en wordt verdisconteerd in het laatste jaar van de subsidie looptijd.

13.6.3 Vaste operationele kosten

Voor de onderhoudskosten gaan we uit van jaarlijks 4% van de investeringskosten voor aanschaf en installatie van de hoofd- en hulpapparatuur. Daarnaast worden de vaste netkosten meegenomen, voor een aansluiting in de categorie tussenspanning.

13.6.4 Variabele operationele kosten

De variabele operationele kosten voor het elektriciteitsgebruik bedragen 0,0699 euro/kWhe.

13.6.5 Vollasturen

In lijn met de andere categorieën industriële warmtepompen worden de subsidieparameters voor de PWP met en zonder procesaanpassing berekend voor 8.000, 5.000, en 3.000 vollasturen. Voor de PWP bij laag dauwpunt adviseren we uit te gaan van 8.000 vollasturen.

13.6.6 Vermeden CO₂-emissies

De vermeden CO₂-emissie is afhankelijk van de warmtebesparingscoëfficiënt. Uitgaande van een emissiefactor voor omzetting van aardgas naar warmte van 0,225 kgCO₂/kWh warmte en een gemiddelde CO₂-emissiefactor voor elektriciteitsopwekking in 2036 van 0,130 kgCO₂/kWh elektriciteit, komen we voor de subcategorieën met warmtebesparingscoëfficiënten van 5,0, 3,5 en 2,5 uit op vermeden specifieke CO₂-emissies van respectievelijk 0,199, 0,188 en 0,173 kgCO₂/kWh warmte.

13.6.7 Basisbedragen procesgeïntegreerde warmtepompen

De subsidieparameters en techno-economische parameters van de drie subcategorieën zijn weergegeven in tabel 13.15. De basisbedragen voor de subcategorieën met verschillende aantallen vollasturen zijn weergegeven in tabel 13.16.

Bij vaststelling van de warmtebesparing met een meting van het elektriciteitsgebruik valt voor projecten met COP_{sys} boven de referentiewaarde de netto subsidie per kWh warmtebesparing lager uit, waardoor een subsidieaanvraag steeds minder aantrekkelijk wordt. Desalniettemin kunnen projecten met een voldoende hoge COP_{sys} vanzelf rendabel zijn. Dit is het geval voor de referentie-installaties van twee subcategorieën: de PWP zonder procesaanpassing, 8.000 vollasturen, bij een COP_{sys} > 6 en de PWP met procesaanpassing, 8.000 vollasturen, bij een COP_{sys} > 11,5. De ETS-correctie met correctie-ID 2.000 (zie hoofdstuk 4) is daarbij meegenomen. Voor alle andere subcategorieën, met of zonder ETS-correctie, geldt dat de referentie-installaties ook bij hoge COP_{sys} niet vanzelf rendabel zijn.

Tabel 13.15

Technisch-economische parameters en subsidieparameters voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingssysteem: zonder procesaanpassing, met procesaanpassing en bij laag dauwpunt

Parameter	Eenheid	PWP met procesaanpassing SDE++ 2025	PWP zonder procesaanpassing SDE++ 2026	PWP met procesaanpassing SDE++ 2026	PWP bij laag dauwpunt SDE++ 2026
Inputvermogen	kWe	7.143	2.000	4.000	2.000
Outputvermogen	kWth	25.000	10000	14.000	5.000
Vollasturen	uren/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Investering	€/kWth	1346	1.476	1.889	2.467
Restwaarde	€/kWth	89	-	215	315
O&M - Netkosten	€/kWth /jaar	44,9	39,8	46,7	79,5
O&M - Onderhoud	€/kWth /jaar	19,9	33,0	49,6	72,7
Variabele kosten	€/kWh warmte	0,0207	0,0154	0,0220	0,0309
Basisbedrag	€/kWh warmte	0,0531	0,0513	0,0672	0,0934
Looptijd subsidie	jaar	12	12	12	12
Warmtebesparingscoëfficiënt	(-)	3,0	5,0	3,5	2,5

Tabel 13.16

Basisbedragen voor procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingssysteem

Categorie	Eenheid	8.000 vollasturen	5.000 vollasturen	3.000 vollasturen
PWP met procesaanpassing, SDE++ 2025	€/kWh warmte	0,0579	0,0768	0,1104
PWP zonder procesaanpassing	€/kWh warmte	0,0513	0,0721	0,1089
PWP met procesaanpassing	€/kWh warmte	0,0672	0,0931	0,1391
PWP bij laag dauwpunt	€/kWh warmte	0,0934	n.v.t.	n.v.t.

13.7 Warmte uit ijzerpoeder

In het SDE++ advies 2025 is in de bijlage een notitie opgenomen over een alternatieve methode van warmtelevering, warmte uit ijzerpoeder. Warmte uit ijzerpoeder kan gebruikt worden om het zogeheten zesde cluster te verduurzamen, doordat het ijzerpoeder makkelijk te vervoeren is per as of per binnenvaartschip en geen grote hoeveelheden waterstof of elektriciteit benodigd zijn op de locatie waar de warmtebehoefte is. De technologie kan hierdoor geschikt zijn voor locaties met netcongestie. Wanneer netcongestie in de toekomst geen probleem meer zou zijn, zou een andere technologie om warmte te produceren, zoals een elektrische boiler, wellicht meer voor de hand liggen. Er was nog veel onzekerheid omtrent de technische en economische parameters in die notitie, waardoor die niet de robuustheid had om tot een subsidieadvies op te komen. Sinds het schrijven van de notitie is er meer informatie beschikbaar gekomen, op basis waarvan we de categorie verder uitgediept hebben.

Op dit moment adviseren we niet om deze categorie op te nemen in de SDE++ 2026, om de volgende twee redenen:

- De additionaliteit van de emissiereductie mist. De enige manier waarop additionaliteit te borgen is, is wanneer groene waterstof additioneel geproduceerd wordt voor deze toepassing en deze waterstofproductie binnen de systeemgrenzen valt. Wanneer we alleen uitgaan van groenewaterstofinzet in het ijzerpoederproductieproces kunnen we niet borgen dat deze waterstof niet simpelweg wordt omgeleid van een bestaande toepassing en daarmee netto geen emissiereductie oplevert.
- In de uitgangspunten staat: “Een categorie moet dusdanig kunnen worden vormgegeven en doorgerekend dat meerdere technologieaanbieders hiervoor in aanmerking kunnen komen.”. De productie van ijzerpoeder voor verbranding in een boiler is een gepatenteerde technologie (Scheepers & Verhagen, 2024), waardoor dit moeilijk te borgen is.

We hebben wel een doorrekening gemaakt met behulp van de meest recent beschikbare kosteninformatie. Hierbij gaan we uit van de situatie waarbij men inzet van groene waterstof zou hanteren en hier geen emissies mee gepaard zijn. Als we in plaats hiervan uitgaan van inzet van grijze waterstof resulteert dit in een negatieve emissiefactor, dus juist een additionele uitstoot van CO₂.

13.7.1 Beschrijving referentie-installatie

Voor het implementeren van deze technologie zijn nieuwe installaties nodig op twee locaties, een productiesysteem voor ijzerpoeder en een boiler waarin het ijzerpoeder verbrand wordt. Voor de referentie-installatie valt enkel de boiler binnen de systeemgrenzen. We nemen aan dat de benodigde kosten voor het productiesysteem verwerkt zijn in de kosten van het ijzerpoeder en hiermee deze systeemgrenzen niet beperkend zijn voor de financiële haalbaarheid van een project.

We gaan uit van een boiler met een thermisch outputvermogen van 5 MW met een omzettingsrendement van 95%. Op locatie bij de boiler zullen ook opslagtanks voor het ijzerpoeder geplaatst moeten worden. Dit gaat om reguliere opslagsilo's die op de markt zijn. We gaan ervan uit dat de boiler geplaatst wordt bij bestaande bedrijvigheid waar al voorzieningen voor elektriciteit en overige infrastructuur aanwezig zijn.

Vollasturen

We sluiten aan bij de aannames voor de SDE++-categorie stoomketels op houtpellets, omdat dit naar verwachting het meest met deze categorie overeenkomt en gaan uit van 8.500 vollasturen per jaar.

Vermeden emissies

We gaan ervan uit dat bij de verbranding van ijzerpoeder geen CO₂-emissies vrijkomen en hiermee de emissies van een gasgestookte ketel vermeden worden, waarbij de emissies voor gasgestookte ketels in dit advies gelijkgesteld zijn aan 0,225 kg CO₂ per kWh warmte. De productie en het transport van het ijzerpoeder zorgen echter wel voor emissies. Conform een levenscyclusanalyse (LCA) uitgevoerd voor een ijzerpoederproductie- en verbrandingssysteem (Luijten, M., 2025) komt dit neer op 0,051 kg CO₂ per kWh geproduceerde warmte, exclusief de invloed van het gebruik van elektriciteit. Overeenkomend met andere categorieën binnen de SDE++ wordt voor het gebruik van elektriciteit een emissiefactor van 0,13 kg CO₂ per kWh gebruikte elektriciteit gehanteerd. Gezamenlijk komt dit overeen met een vermeden emissies van 0,1684 kg CO₂ per kWh geproduceerde warmte, wanneer we geen emissies rekenen voor de waterstof waaruit het ijzerpoeder geproduceerd wordt. Bij inzet van grijze waterstof resulteert dit in een emissiefactor van -0,042 kg CO₂/kWh geproduceerde warmte, wat betekent dat dit geen netto-emissiereductie oplevert.

13.7.2 Kosten

We gaan uit van realisatie van een systeem in 2028 bij aanvraag in 2026. Dit betekent dat alle kosten geïndexeerd worden naar 2028. Hiervoor maken we gebruik van de kerninflatie (HICP), exclusief energie en voeding uit de [voorjaarsraming 2025 van DNB](#).

We nemen investeringskosten mee voor de boiler en opslagtanks. Voor de vaste operationele kosten gaan we uit van 3% van de investeringskosten per jaar. Dit percentage wordt in andere SDE++-categorieën met systemen met vergelijkbare complexiteit ook gehanteerd. De variabele operationele kosten omvatten de kosten voor elektriciteitsgebruik.

Kosten ijzerpoeder

In het vorige advies hebben we de kosten voor ijzerpoeder gebaseerd op een berekening van de productiekosten voor cyclisch ijzerpoeder. Hierbij namen we kosten voor een eerste batch ijzerpoeder mee, investeringskosten, elektriciteits- en waterstofkosten en een winstmarge. Dit resulteerde in een kostprijs van 226 euro per ton ijzerpoeder. Wanneer het ijzerpoeder niet meer bruikbaar is in de brandstofketen heeft het restproduct een waarde in andere markten, de potentiële baten die hierbij horen zijn niet meegenomen in de eerdere benadering. Om oversubsidiëring te voorkomen gaan we hierom uit van een kostprijs van 140 euro per ton ijzerpoeder, overeenkomstig met publieke informatie van een leverancier van ijzerpoeder (RIFT, 2025), waarin deze baten wel meegenomen zijn.

13.7.3 Subsidieparameters

Tabel 13.17 bevat een overzicht van de belangrijkste techno-economische parameters van de categorie warmte uit ijzerpoeder, inclusief de basisbedragen en subsidie-intensiteiten.

Tabel 13.17

Techno-economische parameters voor de categorie warmte uit ijzerpoeder via groene waterstof

Parameter	Eenheid	Waarde
Vollasturen	uur/jaar	8.500
Thermisch vermogen	kW	5.000
Investeringskosten	€/kW	534
Vaste operationele kosten	€/kW/jaar	16
Kosten elektriciteitsgebruik	€/kWh	0,0068
Kosten ijzerpoeder	€/t	140
Basisbedrag	€/kWh	0,0976
Subsidie-intensiteit	€/t CO ₂	385

13.8 Basisbedragen

Tabel 13.18 bevat een overzicht van de basisbedragen en subsidie-intensiteit van alle categorieën binnen het hoofdstuk over elektrificatie.

Tabel 13.18

Overzicht subsidieparameter elektrificatie

Categorie	Basisbe- drag Advies	Basisbe- drag Advies	Subsidie- intensiteit Advies	Subsidie- intensiteit Advies
	SDE++ 2025 [€/kWh]	SDE++ 2026 [€/kWh]	SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	0,0780	0,0699	192	130
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	0,0780	0,0699	236	62
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	0,0660	0,0661	183	113
Thermische opslag op hoge temperatuur	0,0930	0,1086	259	234
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	0,0532	0,0609	73	56
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	0,0715	0,0830	170	173
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	0,1041	0,1223	344	383
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	0,0579	0,0672	108	89
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	0,0768	0,0931	205	227
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	0,1104	0,1391	384	472
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces met laag dauwpunt (8.000 uur)	-	0,0934	-	249
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (8.000 uur)	0,0296	0,0513	-74	5
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (5.000 uur)	0,0439	0,0721	-8	109
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (3.000 uur)	0,0694	0,1089	110	294
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	0,3413	0,3843	222	270
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	0,2555	0,2909	101	137
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	0,4601	0,4891	390	418
Warmte uit ijzerpoeder ^{a)}	-	0,0976	-	385

a) Bij gebruik van groene waterstof. Dubbeltelling van de CO₂-reductie dient voorkomen te worden.

14 Benutting restwarmte uit industrie of datacenters

In dit hoofdstuk bespreken we de verschillende categorieën en de daarbij horende technisch-economische parameters en de subsidieparameters voor de benutting van restwarmte uit de industrie of datacenters.

14.1 Algemene ontwikkelingen

Dit jaar zijn er beperkte aanpassingen gedaan aan de restwarmtecategorieën. Naar verwachting zal in het advies van 2027 een grotere herstructurering van de warmtecategorieën plaatsvinden. Daarom is ervoor gekozen de wijzigingen dit jaar zo beperkt mogelijk te houden. Mede hierdoor hebben we besloten wederom advies uit te brengen voor restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp.

De bestaande projectendatabase is uitgebreid met nieuwe informatie uit de SDE++-aanvragen uit 2024 en additionele informatie uit de marktconsultatie. Deze resulterende techno-economische parameters zijn geïndexeerd op het jaar waarin de definitieve investeringsbeslissing wordt genomen. We gaan ervanuit dat dit twee jaar na publicatie van het advies gebeurt, dus in 2028.

Verder gaan we er dit jaar vanuit dat er geen gebruik gemaakt kan worden van de elektriciteitsaansluiting van de warmtebron. Het realiseren van een nieuwe aansluiting leidt tot hogere investeringskosten. Daarnaast vallen de installaties hierdoor in lagere aansluitcategorieën, omdat de aansluiting niet langer hoeft te worden gedeeld met de restwarmtebron. Dit resulteert in lagere vaste netwerkkosten, maar een hogere elektriciteitsprijs per kWh.

De escalatie van de kostenparameters naar twee jaar na publicatie en de meerkosten van een nieuwe elektriciteitsaansluiting, zorgen voor een aanzienlijke toename in de basisbedragen van alle restwarmtecategorieën.

Wijzigingen t.o.v. advies SDE++ 2025

- Bij inflatiecorrectie wordt nu de periode tot de investeringsbeslissing meegerekend.
- Toevoeging nieuwe netaansluiting bij warmtepompcategorieën.

14.2 Categorieën en referentiesystemen

Voor de benutting restwarmte onderscheiden we drie categorieën:

- Restwarmte benutting zonder warmtepomp
- Restwarmte benutting met warmtepomp
- Restwarmte benutting met een hoge temperatuur warmtepomp

Elke categorieën hebben we onderverdeeld in vijf klassen op basis van de lengtevermogensverhouding. Deze verhouding beschrijft de hoeveel energie het systeem per leidinglengte levert. De lengte is de tracélengte vanaf de bron tot aansluiting bij een afnemer of bestaand warmtenet. Het vermogen is het thermisch vermogen dat gemiddeld voor 5.500 vollasturen aan een bestaand warmtenet of afnemer geleverd wordt. De verschillende klassen zijn:

Tabel 14.1
Overzicht geadviseerde lengte-vermogensverhouding klassen

Klasse	Lengte-vermogensverhouding [m/kWth]
1	$\geq 0,00$ en $< 0,10$
2	$\geq 0,10$ en $< 0,20$
3	$\geq 0,20$ en $< 0,30$
4	$\geq 0,30$ en $< 0,40$
5	$\geq 0,40$

In dit advies gaan we uit van levering aan een stadswarmtenet of aan glastuinbouw. Dit advies is niet gericht op de inzet van restwarmte in industrie of andere toepassingen.

14.2.1 Algemene parameters

Het aantal vollasturen dat per jaar aan warmte kan worden geleverd hangt met name af van de vraag naar warmte. Hierbij houden we rekening met de hoge vraag in de winter en lage vraag in de zomer. Voor alle categorieën gaan we uit van 5.500 vollasturen per jaar. Dit getal strookt met het aantal vollasturen dat we zien bij projecten die al eerder SDE++ hebben aangevraagd en bij projecten die in ontwikkeling zijn.

We verwaarlozen de warmteverliezen van het warmtetransport. In alle referentieprojecten gaan we uit van staal-pur-PE-leidingen, waardoor de warmteverliezen voor korte afstanden klein zijn. Piek- en hulpketels zijn geen onderdeel van het referentieproject en vallen buiten de afbakening van de SDE++-subsidie. Voor de pomp- en hulpenergie gaan we uit van 0,0015 MJe/MJth per lengte transportleiding (kilometer tracé).

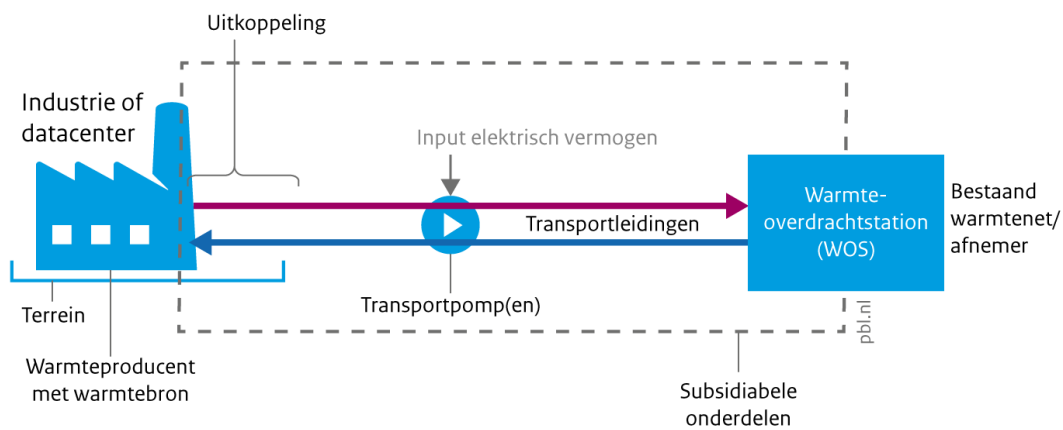
Voor de categorieën met een warmtepomp gaan we in de referentie-installatie uit van een warmtepomp met een halogeenvrij koudemiddel. Omdat halogeenvrije koudemiddelen vaak extra technische uitdagingen met zich meedragen zoals ontvlambaarheid of toxiciteit is er een verhoging in de investeringskosten van de warmtepompen doorgevoerd om hier rekening mee te houden. Wij gebruiken een halogeenvrij koudemiddel als uitgangspunt voor onze berekeningen, niet als expliciet advies om dit als vereiste op te nemen in de regeling.

14.2.2 Restwarmtebenutting zonder warmtepomp

In deze categorie wordt warm water vanuit de restwarmtebron via een warmtewisselaar direct getransporteerd naar een warmtenet of glastuinbouw. We gaan uit van een restwarmte bron van 80 tot 120 °C, die 80 °C aan de afnemer levert ($T_{\text{aanvoerleiding}} = 80 \text{ °C}$). De retourleiding is 50 °C retour ($T_{\text{retourleiding}} = 50 \text{ °C}$). Verder gaan we voor de berekeningen uit van een gemiddelde drukval van 1 bar/km en een maximum debiet (stroomsnelheid) van 2 m/s bij leidingen met een binnendiameter van 250 mm (DN250). Bij 5.500 uur/jaar levert het referentiesysteem dan een gemiddeld warmtetransportvermogen van 8.000 kWth. Figuur 14.1 geeft de uitkoppeling van restwarmte zonder warmtepomp weer. We nemen aan dat het project gebruik kan maken van een bestaande aansluiting op het elektriciteitsnet, dus er zijn geen meerkosten voor een nieuwe aansluiten.

Figuur 14.1

Referentieproject restwarmtebenutting zonder warmtepomp



Bron: PBL

Tabel 14.2 geeft een overzicht van de technische-economische parameters voor restwarmtebenutting zonder warmtepomp. De kosten lichten we verder toe in paragraaf 14.3. Tabel 14.3 geeft ter vergelijking een overzicht van de technisch-economische parameters van het advies van vorig jaar.

Tabel 14.2

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting zonder warmtepomp

Parameters 2026	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	m	80	880	1.680	2.480	3.280
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	283	283	283	283	283
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	28	301	573	846	1.120
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	-	-	-	-	-
Investeringskosten overig ^{a)}	€/kWth	143	171	199	226	254
Investeringskosten totaal	€/kWth	454	755	1.055	1.355	1.657
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	14	22	32	42	50
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0000	0,0003	0,0004	0,0006	0,0009

a) Bevat ook kosten voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting

Tabel 14.3

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting zonder warmtepomp SDE++ 2025

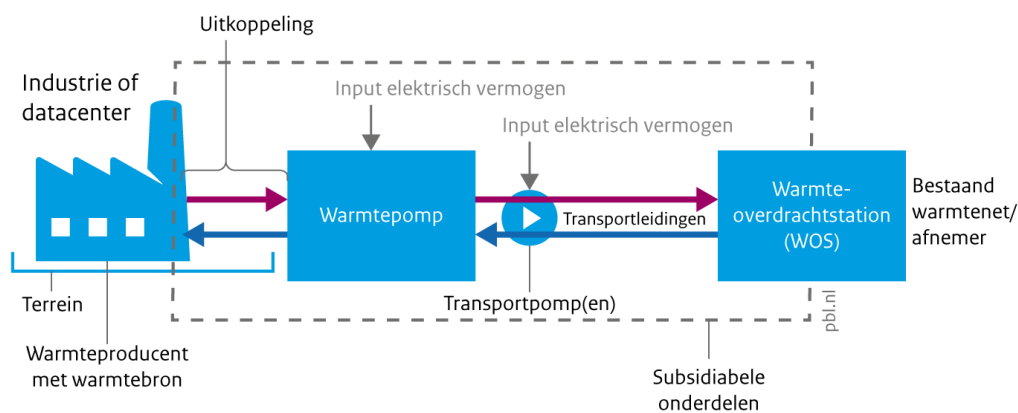
Parameters 2025	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	m	80	880	1.680	2.480	3.280
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	260	260	260	260	260
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	22	239	457	675	892
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	-	-	-	-	-
Investeringskosten overig	€/kWth	127	149	171	192	214
Investeringskosten totaal	€/kWth	409	648	888	1.127	1.366
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	14	21	29	37	44
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0000	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004

14.2.3 Restwarmtebenutting met warmtepomp

In deze categorie wordt restwarmte van een relatief lage temperatuur van circa 30 °C opgewaardeerd via een warmtepomp naar circa 80 °C. De retourtemperatuur is 50 °C. In het referentieproject gaan we uit van een centrale warmtepomp nabij het terrein van de restwarmtebron, voordat de warmte over een langere afstand wordt getransporteerd. Hierdoor geldt hetzelfde referentievermogen als in de categorie zonder warmtepomp, namelijk een gemiddeld warmtetransportvermogen van 8.000 kWth. We gaan ervanuit dat de restwarmte-installatie geen gebruik kan maken van een bestaande aansluiting van het datacenter of industrieel complex en dus meerkosten zal hebben bij het aanvragen van een eigen aansluiting.

Figuur 14.2

Referentieproject restwarmtebenutting met warmtepomp



Bron: PBL

De *Seasonal Performance Factor* (SPF of SCOP) in het referentieproject is 3,5. Dit betekent dat we uitgaan van een beschikbaar thermisch vermogen bij de bron van circa 5.000 à 6.000 kWth. Tabel 14.4 geeft een overzicht van de technische-economische parameters voor restwarmtebenutting met warmtepomp. De kosten lichten we verder toe in paragraaf 14.3. Tabel 14.5 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters van het advies van vorig jaar.

Tabel 14.4

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting met warmtepomp

Parameters 2026	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	m	80	880	1.680	2.480	3.280
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	226	226	226	226	226
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	28	301	573	846	1.120
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	389	389	389	389	389
Investeringskosten overig ^{a)}	€/kWth	236	263	290	318	345
Investeringskosten totaal	€/kWth	879	1.179	1.478	1.779	2.080
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	90	98	108	117	126
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0318	0,0319	0,0320	0,0321	0,0322

a) Bevat ook kosten voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting

Tabel 14.5

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting met warmtepomp SDE++ 2025

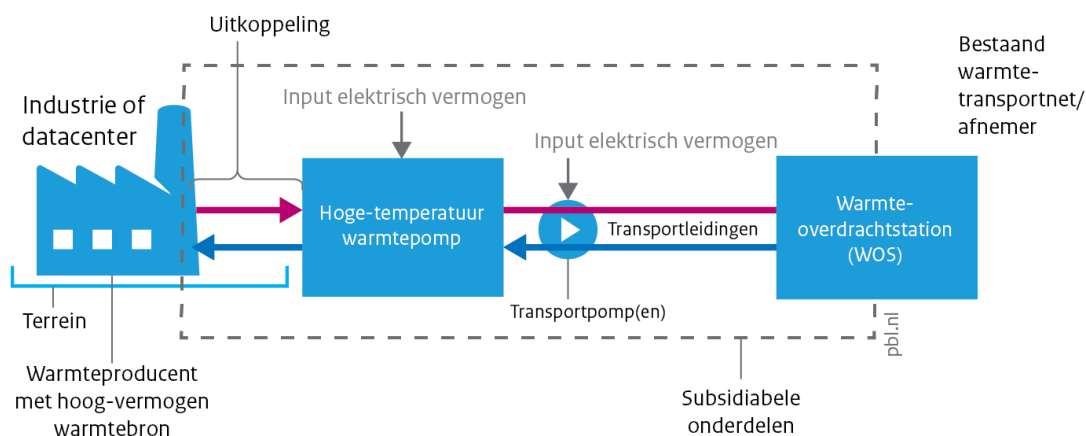
Parameters 2025	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Tracélengte	m	80	880	1.680	2.480	3.280
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	210	210	210	210	210
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	22	239	457	675	892
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	360	360	360	360	360
Investeringskosten overig	€/kWth	158	180	202	223	245
Investeringskosten totaal	€/kWth	750	989	1.228	1.468	1.707
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	95	102	109	117	124
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0207	0,0208	0,0209	0,0210	0,0211

14.2.4 Restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp

In deze categorie wordt een grotere installatie beschouwd van 25.000 kW_{th}. Door de omvang van deze installatie moet de warmte op een warmtetransportnet ingevoed worden die grotere vermogens kan vervoeren. Deze netten volgen een stooklijn die in de winter op kan lopen tot 120 °C.

Figuur 14.3

Referentieproject restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp



Bron: PBL

In de referentie gaan we uit wordt restwarmte van circa 30 °C opgewaardeerd via een hoge temperatuurwarmtepomp naar 110 °C. De retourtemperatuur in het referentieproject is 60 °C. Net als bij een conventionele warmtepomp gaan we uit van een centrale warmtepomp dicht bij de restwarmtebron. Door de hogere temperatuur is het referentievermogen hoger dan in de andere categorieën, namelijk 25.000 kW_{th}. Als gevolg van dit grotere vermogen is bij dezelfde lengtevermogensverhouding de tracélengte groter. De jaargemiddelde SPF voor de hogetemperatuurwarmtepomp is 2,75.

Tabel 14.6 geeft een overzicht van de technische-economische parameters voor restwarmtebenutting met hoge-temperatuur warmtepomp. De kosten lichten we verder toe in paragraaf 14.3. Tabel 14.7 geeft een overzicht van de technisch-economische parameters van het advies van vorig jaar.

Tabel 14.6

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp

Parameters 2026	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Tracélengte	m	250	2.750	5.250	7.750	10.250
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	471	471	471	471	471
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	34	374	713	1.053	1.392
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	826	826	826	826	826
Investeringskosten overig ^{a)}	€/kWth	268	302	336	370	404
Investeringskosten totaal	€/kWth	1.599	1.973	2.346	2.720	3.093
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	127	139	151	162	174
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0327	0,0330	0,0333	0,0335	0,0338

a) Bevat ook kosten voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting

Tabel 14.7

Technisch-economische parameters restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp SDE++ 2025

Parameters 2025	Eenheid	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Lengtevermogensverhouding	m/kWth	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,4	≥ 0,4
Referentievermogen	kWth	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Tracélengte	m	250	2.750	5.250	7.750	10.250
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15	15	15
Investeringskosten uitkoppeling	€/kWth	430	430	430	430	430
Investeringskosten pijpleidingen	€/kWth	27	297	568	838	1.108
Investeringskosten warmtepomp	€/kWth	750	750	750	750	750
Investeringskosten overig	€/kWth	220	247	274	301	328
Investeringskosten totaal	€/kWth	1.427	1.724	2.021	2.319	2.616
Vaste O&M-kosten	€/kWth/jaar	133	143	152	162	172
Variabele O&M-kosten	€/kWh warmte	0,0264	0,0267	0,0270	0,0272	0,0275

14.3 Kosten

Om zoveel mogelijk rekening te houden met de meest recente kostencijfers en de inflatie van de afgelopen periode worden alle verzamelde kostengegevens toegerekend naar euro₂₀₂₅. Hierbij is rekening gehouden met de kerninflatie op basis van de meest recente cijfers van DNB uit de [voorjaarsraming 2025](#): 3,0% in juni 2025 ten opzichte van juni 2024. Hiernaast houden we rekening met een investeringsbeslissing in 2028, oftewel 2 jaar na de adviesaanvraag. Om deze reden zijn de kosten omgerekend naar euro₂₀₂₈ door middel van een additionele escalatie van 6,7%. Hierbij merken we op dat kerninflatie de inflatie zonder energie en voeding betreft. De doorwerking van materiaal-kosten in de prijzen van industriële goederen is dus wel onderdeel van de kerninflatie.

14.3.1 Investeringskosten

De investeringskosten zijn gebaseerd op data uit recente projectplannen, informatie uit de marktconsultatie en op de verdieping op de actualisatie van de startanalyse (Beijnum, van en anderen, 2025). Voor de investeringskosten maken we onderscheid tussen de investeringen voor de uitkoppeling van warmte, de warmtepompen (indien van toepassing), de transportleiding en overige kosten. In tabel 14.8 staat een overzicht van de kostenposten die onder de verschillende onderdelen vallen.

Tabel 14.8

Kostenposten per subonderdeel van de investeringskosten die worden aangenomen in de subcategorieën die vallen onder de categorie voor restwarmtebenutting uit industrie of datacenters.

Uitkoppeling	Warmtepomp (indien van toepassing)	Transportleiding	Overig
<ul style="list-style-type: none"> • Aanpassing en aansluiting van leidingen • Automatiseringssystemen • Bouwkundige voorzieningen • Buffer(s) • Elektrotechnische voorzieningen (exclusief nieuwe netaansluiting) • Engineering • Expansievat(en) • Hydraulische pompen • Installatiekosten • Kleppen en appendages • Koppeling met koelsystemen van de bron • Meet- en monitoring-systemen • Temperatuuropnemers • Verdeler(s) • Warmtewisselaar(s) 	<ul style="list-style-type: none"> • Aanschaf warmtepomp • Installatie warmtepomp • Omkasting warmtepomp 	<ul style="list-style-type: none"> • Aanschaf pijpleidingen en appendages • Afzetting werk • Bestrating openen en dichtmaken • Bouwkundige voorzieningen • Grondonderzoek • Graafwerkzaamheden • Grondreiniging en -afvoer • Installatie pijpleidingen • Projectmanagement 	<ul style="list-style-type: none"> • Onvoorzien • T-stuk (aansluiting op bestaand warmtenet) óf • WOS (overdracht naar bestaand warmtenet via en warmteoverdrachtstation)

Uitkoppelkosten

De uitkoppelkosten zijn het hoogst voor projecten met een hogetemperatuurwarmtepomp. Dit is te verklaren door hogere kosten voor bouwkundige voorzieningen. Projecten met een hoge-temperatuurwarmtepomp zijn vaak projecten met grotere vermogens en dus kan de uitkoppeling vaak niet in het bestaande gebouw bijgevoegd worden. Projecten met een directe warmtelevering hebben hogere uitkoppelkosten dan met een warmtepomp. Bij directe warmtelevering gaat het om uitkoppeling van 80 °C terwijl de uitkoppeltemperaturen bij de installaties met een warmtepomp

lager liggen. We gaan ervan uit de uitkoppeling bij 80 °C complexer is dan bij 30 °C, waardoor de kosten hoger liggen.

Kosten warmtepomp

De kosten voor HT-warmtepompen zijn bijna twee keer zo hoog als LT/MT-warmtepompen, respectievelijk 826 en 389 euro/kWth. Dit komt omdat de HT-warmtepompen zelf duurder zijn, maar ook omdat bij hogere temperaturen er een beperkte keuze is in halogeenvrij koudemiddelen. Dit zijn vaak koolwaterstoffen die additionele veiligheidsrisico's met zich meebrengen die leiden tot meerkosten.

Kosten transportleiding

De berekening van de kosten voor de transportleiding is gebaseerd op de rekenmethodiek uit de verdieping op de actualisatie van de startanalyse (Beijnum, van, en anderen, 2025). Hierin zijn de kosten voor het tracé van 110 °C hoger dan voor het tracé van 80 °C. De specifieke kosten (euro/kWth) van de transportleiding nemen toe bij een hogere lentevermogensverhouding.

Overige kosten

Voor de categorieën met warmtepomp rekenen we een nieuwe netaansluiting. Voor de LT/MT-warmtepomp komt dit uit op 54 euro/kWth en voor een HT-warmtepomp 21 kWth. De aansluiting op de afnemer is in elke categorie 102 euro/kWth. Bij de overige kosten rekenen we met 10% onvoorzien kosten.

14.3.2 Operationele kosten

Vaste operationele kosten

De vaste operationele kosten bestaan uit de onderhoud en beheer kosten en de vaste jaarlijkse netwerkkosten. Deze kosten zijn onafhankelijk van de hoeveelheid warmte die wordt geproduceerd. Voor de vaste beheer en onderhoudskosten gaan we uit van 3 procent van de totale investeringskosten. De jaarlijkse netwerkkosten zijn voornamelijk afhankelijk van het elektrisch vermogen en gebaseerd op huidige tarievenbesluiten.

Variabele operationele kosten

In de referentieprojecten vallen alleen de kosten voor elektriciteit inclusief energiebelasting. De gebruikte groothandelsprijs in de berekening van het basisbedrag is het ongewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen van 2026 tot en met 2040 (basislast) zoals geraamd in de KEV 2025: 0,0743 euro/kWh.

14.3.3 Restwaarde

Er is aangenomen dat er geen restwaarde is na een subsidieperiode van 15 jaar. Dit komt niet doordat de installatie technisch is afgeschreven, deze is na de subsidieperiode nog steeds bruikbaar, maar vanwege onzekerheid omtrent de levering van warmte na afloop van het leveringscontract. Vooralsnog is de verwachting dat leveringscontracten doorgaans niet langer dan 15 jaar worden afgesloten, wat de toekomstige warmtelevering onzeker maakt. Daarom is ervoor gekozen geen restwaarde of verwijderingskosten toe te kennen.

14.3.4 Vermeden CO₂-emissies

De vermeden CO₂ emissies bepalen we ten opzichte van industriële gasketel met een efficiëntie van 90%. De referentie CO₂-emissie van de aardgasketel bedraagt 0,225 kg CO₂/kWh warmte. Voor de netto-emissiefactor houden we ook rekening met de emissies die worden veroorzaakt door de input van elektriciteit. De emissiefactor van de elektriciteit is 0,13 kg CO₂/kWh elektriciteit. Deze emissiefactor is berekend op basis van data die zijn gebruikt voor de KEV 2025.

14.3.5 Correctiebedrag

Voor dit advies gaan we er net als vorig jaar van uit dat voor alle categorieën restwarmte de benutte restwarmte een gasgestookte wkk, veelal een STEG, vervangt. Daarom kiezen we net als voorgaande jaren voor een correctiebedrag van 70 procent x TTF[LHV] (methode-ID 17, zie hoofdstuk 4).

14.3.6 EU ETS-correctie

De EU ETS-correctie per categorie is bepaald aan de hand van een beslisboom die te zien is in bijlage 4. De ETS-correctie die uit de beslisboom komt geeft de representatieve waarde voor het ETS-voordeel in een installatietype weer. Voor nuttig gebruik van warmte geproduceerd uit elektriciteit worden nu ook gratis emissierechten toegewezen. Dit is een verandering ten opzichte van vorig jaar. Ten gevolgen hiervan wordt nu voor alle categorieën ETS-correctie-ID 5 (zie hoofdstuk 4) aangehouden: $ETS_max_warmte * Allocatie_gratis_EUA_warmtenet$.

14.4 Basisbedragen en subsidie-intensiteiten

De resulterende basisbedrag en subsidie-intensiteiten staan in tabel 14.9.

Tabel 14.9
Subsidieparameters restwarmte

Categorie	Basisbe- drag Advies SDE++ 2025	Basisbe- drag Advies SDE++ 2026	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	0,0125	0,0136	-68	-68
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	0,0196	0,0226	-36	-28
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	0,0269	0,0318	-4	13
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	0,0341	0,0411	28	55
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	0,0413	0,0502	60	95
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	0,0593	0,0738	181	240
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	0,0665	0,0826	219	287
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	0,0736	0,0918	257	336
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	0,0809	0,1008	296	384
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	0,0882	0,1099	335	433
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,00$ en $< 0,10$	0,0891	0,0992	362	396
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,10$ en $< 0,20$	0,0983	0,1108	415	463
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,20$ en $< 0,30$	0,1076	0,1224	469	530
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,30$ en $< 0,40$	0,1168	0,1336	523	595
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$	0,1261	0,1452	577	662

15 Waterstof via elektrolyse

In dit hoofdstuk gaan we in op SDE++-categorieën die betrekking hebben op waterstof uit elektrolyse. Op verzoek van het ministerie van KGG gebruiken we de eenheid kilowattuur waterstof als grondslag, met een bovenwaarde van 141,6 MJ/kg en niet kilogram waterstof. 1 kWh_{HHV} waterstof komt overeen met 0,0254 kg waterstof en 1 kg waterstof komt overeen met 39,32 kWh_{HHV} (Gasunie, 1980).

15.1 Recente ontwikkelingen

Er zijn een aantal algemene ontwikkelingen die relevant zijn voor het advies SDE++ 2025 voor waterstof via elektrolyse.

- De Europese Commissie heeft een gedelegeerde handeling gepubliceerd over koolstofarme waterstof. Daarmee heeft koolstofarme waterstof een Europese definitie. De gedelegeerde handeling is complementair aan de bestaande regels voor hernieuwbare waterstof en hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (RFNBO's).
- Er is een nieuwe visie op infrastructuur van windenergie op de Noordzee ([Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee](#)), hierin wordt ook ingegaan op de mogelijke rol van waterstofproductie, -transport en -opslag op zee. In dit advies nemen we geen elektrolyse op zee mee.

15.2 Wijzigingen t.o.v. advies SDE++ 2025

In de berekening van de investeringskosten hebben we enkele wijzigingen doorgevoerd:

- Vorig jaar rekende we met 17% onvoorziene kosten. Vergeleken met andere categorieën is dit redelijk hoog. Daarom hebben we de onvoorziene kosten bijgesteld naar 10% van de investeringen.
- Dit jaar gaan we ervan uit dat de finale investeringsbesluiten twee jaar na de aanvraag van de SDE++-subsidie plaats vinden, dus in 2028. Daarom hebben we de kosten geïndexeerd naar het jaar 2028. Vorig jaar werd het jaar van SDE++-openstelling gebruikt.
- Voorgaande jaren hielden we rekening met een schalingsfactor van 0,8 voor elektrolyzers die een hoger of lager vermogen hebben dan 100 MWe. Voor kleinere elektrolyzers blijkt deze schaling echter niet te kloppen. Daarom laten we de schalingsfactor weg voor kleinere installaties en rekenen we voor alle vermogens tot 100 MWe met 3.150 euro/kWe.

Ander belangrijke aanpassingen zijn:

- Voor elektrolyzers met een *power purchase agreement* (PPA) met een windpark op zee rekenen we nu met voorrang voor de elektrolyser, in plaats van geen voorrang. Hierdoor groeit het aantal vollasturen van 3.683 naar 5.097, waarbij we uitgaan van een vermogensverhouding van 50% van de elektrolyser ten opzichte van het windpark. We hebben deze aanname aangepast, omdat:
 - Er in de OWE-regeling geen regels zijn over wel of geen voorrang op het ontvangen bij stroom via een PPA. Om beter aan te sluiten bij de OWE-regeling willen we hierover in de SDE++ ook geen eisen aan stellen.

- Dit beter aansluit bij de wensen en praktijk van de marktpartijen die waterstof produceren. Zij willen zoveel mogelijk vollasturen realiseren voor kostenoptimalisatie en een meer gelijkmatige bedrijfsvoering (Elzenga, 2025).

Een gevolg van deze aanpassing is dat de elektrolyzers minder een rol kunnen spelen in het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit.

- De jaarlijks degradatie van de stacks hebben we aangepast van 2 procent naar 1 procent. Dit komt overeen met de resultaten uit het elektrolyse-onderzoek van TNO (Eblé en Weeda, 2024).
- Dit jaar rekenen we geen energiebelasting voor de stroom die gebruikt is in de elektrolyse. Vorig jaar werd over een klein deel van het stroomverbruik voor hulp- en pompenergie energiebelasting gerekend. We beschouwen dit stroomverbruik nu als onderdeel van het elektrolyseproces, waardoor ook hier de vrijstelling voor energiebelasting geldt.

15.3 Referentie-installaties

In dit advies zijn twee categorieën onderscheiden:

1. Elektrolyzers op land die een PPA met een windpark op zee en een verbinding met het hoogspanningsnet van TenneT hebben. De elektrolyser heeft dus geen directe lijn met het windpark op zee;
2. Elektrolyzers die hun elektriciteit via een directe lijn van een wind- en/of zonnepark op land betrekken.

Dit onderscheid maken we, omdat de specifieke investeringskosten, het aantal CO₂-vrije vollasturen, de aansluitkosten op het elektriciteitsnet, de elektriciteitsprijzen en dus ook de basisbedragen in deze gevallen duidelijk verschillend zijn. We maken in dit advies geen onderscheid tussen AEL-elektrolyzers en PEM-elektrolyzers: de berekende basisbedragen gelden dus voor beide typen. De installaties voor beide categorieën moeten voldoen aan de criteria die in de gedelegeerde handeling 2023/1184 worden gesteld aan hernieuwbare waterstof.

15.3.1 Algemene parameters

Beschikbaarheid elektrolyser

We veronderstellen dat de elektrolyser jaarlijks 3 procent van de tijd gepland of ongepland stilstaat voor onderhoud. Dit resulteert in een vermindering van het aantal vollasturen per categorie met 3 procent.

Minimaal vermogen elektrolyser

We veronderstellen dat de elektrolyser zal worden uit- en aangezet wanneer het CO₂-vrije elektriciteitsaanbod kleiner is dan 10 procent van het elektrolyservermogen. Per categorie resulteert dit in een verschillend aantal starts en stops. Tijdens de stops is alleen voor de veiligheids- en hulpsystemen een geringe hoeveelheid elektriciteit van het net nodig. De indirecte CO₂-emissie die daarmee samenhangt wordt in dit advies verwaarloosd.

Vollasturen

De vollasturen voor de verschillende categorieën worden bepaald op basis van representatieve productieprofielen van wind- en zonneparken. Hierbij wordt rekening gehouden met een beperkte beschikbaarheid van de elektrolyser en het minimaal vermogen van de elektrolyser zoals hierboven besproken.

Vervanging stacks

In dit advies veronderstellen we dat in alle gevallen de stacks vervangen worden in het 11e jaar van de subsidieperiode. We gaan uit van vervanging van de stacks wanneer het omzettingsrendement met 10 procent gedaald is (ISPT, 2022). We veronderstellen degradatie van de elektroden van 1 procent per jaar, ondanks dat het aantal stops en starts niet in alle gevallen gelijk is. De degradatie van de stacks is naar beneden bijgesteld ten opzichte van het SDE++-advies 2025 op basis van marktinformatie en een evaluatie van de kosten van elektrolyse van TNO (Eblé en Weeda, 2024).

Specifiek elektriciteitsgebruik

In alle categorieën gaan we uit van een gemiddeld elektriciteitsgebruik van 1,47 kWh/kWh_{H₂} over de gehele subsidieduur (15 jaar). Dit komt overeen met 58,1 kWh/kg H₂ en een energetisch omzettingsrendement (η) van 67,8 procent. Deze waarde is berekend op basis van een initieel elektriciteitsgebruik van 1,42 kWh/kWh_{H₂} ($\eta = 70,3$ procent) voor de gehele fabriek (dus inclusief elektriciteitsverbruik door compressoren, pompen, verlichting en dergelijke), een degradatie van de elektroden van 1 procent per jaar en vervanging van de stacks in het 11e jaar van de subsidieperiode.

15.3.2 Power purchase agreement met windpark op zee

De referentie betreft een elektrolyser van 100 MWe op land die via het hoogspanningsnet van Tenet hernieuwbare elektriciteit betreft van een windpark op zee van 200 MWe, waarbij de eigenaren van de elektrolyser en het windpark in een PPA hebben vastgelegd hoeveel elektriciteit tegen welke prijs wordt geleverd. In dit advies gaan we uit van het aantal vollasturen dat een windpark in een windrijke zone van de Noordzee kan realiseren.

15.3.3 Directe lijn met wind- en/of zonnepark op land

Voor elektrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld onderscheiden we drie verschillende referentieconfiguraties:

- Een elektrolyser van 25 MWe, gekoppeld aan een modern windpark van 100 MWe gelegen aan de kust.
- Een elektrolyser van 10 MWe, gekoppeld aan een zonnepark van 100 MWp.
- Een elektrolyser van 50 MWe, gekoppeld aan een gecombineerd wind- en zonnepark, bestaande uit een windpark van 100 MWe, een zonnepark van 200 MWe met een omvormer van 100 MWe en een gezamenlijke kabel van 100 MWe (cable pooling). Deze configuratie is gericht op het maximaliseren van het aantal vollasturen.

In alle directelijnconfiguraties nemen we aan dat de elektrolyser geen eigen netaansluiting nodig heeft.

15.4 Kosten

In dit advies gaan we uit van een definitief investeringsbesluit in 2028. De kosten genoemd in dit hoofdstuk zijn geïndexeerd naar 2028. De volgende tabellen geven een overzicht van de techno-economische parameters voor de verschillende categorieën. De kosten lichten we toe in de paragrafen daarna.

Tabel 15.1

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een PPA met een windpark op zee

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MWe	100	100
Installatiegrootte	MW _{HHV} H ₂	67,5	67,80
Vollasturen	uur/jaar	3.683	5.097
Specifieke investeringskosten	€/kWe	3.050	3.150
Vaste O&M-kosten	€/kWe/jaar	198	249
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0933	0,0872

Tabel 15.2

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directe lijnverbinding met een windpark op land

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MWe	25	25
Installatiegrootte	MW _{HHV} H ₂	16,88	16,95
Vollasturen	uur/jaar	5.367	5.367
Specifieke investeringskosten	€/kWe	4.024	3.150
Vaste O&M-kosten	€/kWe/jaar	93	79
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0858	0,0896

Tabel 15.3

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directe lijnverbinding met een zonnepark

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MWe	10	10
Installatiegrootte	MW _{HHV} H ₂	6,75	6,78
Vollasturen	uur/jaar	3.180	3.260
Specifieke investeringskosten	€/kWe	4.834	3.150
Vaste O&M-kosten	€/kWe/jaar	108	79
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0951	0,1045

Tabel 15.4

Technisch-economische parameters waterstofproductie via elektrolyse met een directelijnverbinding met een gecombineerd wind- en zonnepark

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MWe	50	50
Installatiegrootte	MW _{HHV} H ₂	33,75	33,90
Vollasturen	uur/jaar	5.845	5.872
Specifieke investeringskosten	€/kWe	3.504	3.150
Vaste O&M-kosten	€/kWe/jaar	94	79
Variabele O&M-kosten	€/kWh _{HHV} H ₂	0,0867	0,0924

15.4.1 Specifieke investeringskosten en kosten vervanging van stacks

Voor een elektrolyser van 100 MWe rekenen we met specifieke investeringskosten van 3.150 euro/kWe. Deze kosten betreffen de totale kosten van installatie. Bij directe-lijnprojecten vallen hieronder ook de kosten voor de aansluiting op het wind- of zonnepark. De kosten zijn gebaseerd op informatie van SDE++-aanvragen en een evaluatie van de kosten van elektrolyse van TNO (Eblé en Weeda, 2024). Voorbereidingskosten (zoals vergunningen en leges), alsmede kosten voor eventuele pijpleidingen of *tube trailers* met bijbehorende compressoren voor transport van waterstof vanaf de fabriek zijn niet subsidiabel en zijn daarom niet meegenomen in de investeringskosten. Hoewel grotere installaties mogelijk profiteren van schaalvoordelen, hebben kleinere installaties vaak een modulaire opbouw met minder vereiste infrastructuur en bouwkundige voorzieningen. Hierom rekenen we geen schaalfactor voor installaties met kleinere vermogens, en gebruiken we investeringskosten van 3.150 euro/kWe voor elke categorie.

De kosten voor vervanging van de stacks in het 11e jaar zijn voor een 100MWe-elektrolyser geraamd op 10 procent van de investeringskosten, oftewel 315 euro/kWe. Omdat de stacks een modulair karakter hebben nemen we aan dat de kosten per kWe onafhankelijk zijn van het vermogen van de elektrolyser. Anders gezegd: het vervangen van 100 MWe aan stacks kost 10 keer zoveel als het vervangen van 10 MWe aan stacks. De kosten voor het vervangen van de stacks zijn dus ook voor de lagere vermogens 315 euro/kWe per keer.

15.4.2 Vaste O&M-kosten

Onderhoud en beheer

Op basis van (Eblé en Weeda, 2024) rekenen we in dit advies met jaarlijkse vaste beheer- en onderhoudskosten van 2,5% van de investeringskosten.

Netwerkkosten en vaste kosten elektriciteitsaansluiting

De netwerkkosten en vaste kosten voor de elektriciteitsaansluiting van een netgekoppelde elektrolyser van 100 MWe bedragen 161 euro/kWe/jaar. Hierbij gaan we ervan uit dat de elektrolyzers zijn verbonden met het hoogspanningsnet van TenneT. We nemen aan dat producenten een tijdsduurgebonden alternatieve transportovereenkomst 85/15% (ATO) afsluiten. Hiermee kan maximaal 15% van de tijd het transport door TenneT beperkt worden om verwachte piekmomenten op het net op te vangen. Met deze transportovereenkomst betalen de gebruikers gemiddeld 55% van het normale transporttarief. We nemen aan dat dit de totale productie van de elektrolyser niet schaadt.

Elektrolyzers die via een directe lijn zijn gekoppeld met een wind- of zonnepark zullen doorgaans geen eigen netaansluiting nodig hebben en dus ook geen netwerkkosten hebben. De eenmalige kosten voor de aanleg van de elektriciteitsverbinding met het wind- of zonnepark zijn zoals gezegd meegenomen in de investeringskosten.

15.4.3 Variabele O&M-kosten

Voor de prijs van gebruikte elektriciteit gaan we uit van uurlijkse groothandelsprijzen van elektriciteit van het net. Op basis van de prognose van groothandelsprijzen uit de KEV en representatieve productieprofielen van wind en zon berekenen we een gemiddelde elektriciteitsprijs.

Er hoeft geen energiebelasting betaald te worden voor elektriciteit die voor elektrolyse gebruikt wordt, daarom rekenen we voor alle categorieën geen energiebelasting (FIN, 2025).

Kosten gedemineraliseerd water (demiwater)

We veronderstellen dat de jaarlijkse kosten voor demiwater en periodieke vervanging van de ionenwisselaar of het membraan van de demiwaterinstallatie in alle drie categorieën verwaarloosbaar zijn.

Potentiële waarde van zuurstof en restwarmte (bijproducten van elektrolyse)

We kennen aan zowel zuurstof of restwarmte geen economische waarde toe. De reden daarvoor is dat de waarde van zuurstof en restwarmte laag is in vergelijking met de productiekosten, en het bovendien onzeker is of deze bijproducten kunnen worden afgezet. Voor een meer uitgebreide toelichting wordt verwezen naar paragraaf 13.4 van het advies SDE++ 2023.

Potentiële waarde van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's)

Voor de inzet van groene waterstof als transportbrandstof worden door de overheid Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) verstrekt, en ook voor de inzet van groene waterstof die wordt ingezet ter vervanging van grijze waterstof bij de raffinage van aardolie. De potentiële opbrengsten van HBE's kunnen we nog niet goed bepalen. Zolang we de opbrengsten niet goed kunnen bepalen zullen we in het correctiebedrag niet corrigeren voor de waarde van de HBE's.

15.5 Vermeden CO₂

De vermeden CO₂ ten opzichte van de te vervangen grijze waterstof bepaalt de subsidie-intensiteit. In dit advies wordt SMR (*steam methane reforming*) als referentie gebruikt. SMR heeft volgens IEAGHG⁶ een emissiefactor van 9 kg CO₂ per kg H₂, oftewel 0,228 kg CO₂ per kWh_{HHV} H₂. Aangezien elektrolyzers in alle categorieën alleen CO₂-vrije elektriciteit gebruiken⁷ is de vermeden CO₂-emissie eveneens 0,229 kg CO₂ per kWh_{HHV} H₂.

15.6 Overzicht basisbedragen

15.6.1 Basisbedragen

De resulterende basisbedragen en subsidie-intensiteiten staan in tabel 15.5.

⁶ Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.

⁷ Zoals eerder is aangegeven wordt de indirecte CO₂-emissie die samenhangt met de geringe hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor hulp- en veiligheidssystemen verwaarloosd.

Tabel 15.5 Overzicht subsidieparameters waterstofproductie via elektrolyse

Categorie	Basisbe- drag Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Basisbe- drag Advies SDE++ 2026 [€/kWh]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	0,3825	0,3074	1377	1040
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	0,2769	0,2480	916	780
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	0,4688	0,3610	1754	1275
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark, 50% vermogensverhouding	0,2462	0,2382	782	737

16 Geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

16.1 Inleiding

Deze categorie richt zich op de productie van geavanceerde hernieuwbare brandstoffen om de broeikasgasemissies in de vervoerssector te verminderen. De meeste geavanceerde hernieuwbare brandstoftechnologieën zijn echter nog niet commercieel operationeel en de huidige productievolumes zijn klein. Van de verschillende opties is de productie van bio-LNG een commerciële technologie, aangezien zowel de biogasproductie als het liquefactieproces reeds commercieel is. De huidige productie van bio-LNG is weliswaar beperkt, maar neemt in Europa toe. De verwachting is dat de productie van ethanol uit lignocellulose op het punt staat om te worden gecommercialiseerd. Toch heeft de commercialisatie van cellulose-ethanol tot nu toe niet de verwachte groei doorgemaakt. De productie van biobrandstoffen via vergassing blijft gering, zowel in Europa als in andere landen. Er zijn twee biodieselfabrieken in Noord-Europa (Finland en Zweden), waar tallolie als belangrijkste grondstof wordt gebruikt. Niettemin is zowel de biochemische als de thermochemische omzetting van lignocellulosehoudende grondstoffen in brandstoffen een veelbelovend traject voor de productie van verschillende brandstoffen zoals ethanol, methanol of Fischer-Tropschbrandstoffen.

In 2025 zijn er geen SDE+++aanvragen gedaan in de categorieën lignocellulose ethanol, drop-indiesel en bio-LNG via monovergisting. Daarmee is er drie jaar op rij geen aanvraag gedaan binnen deze categorieën. Bovendien waren er geen marktreacties voor deze specifieke categorieën. Daarom verplaatsen we de volgende categorieën naar de groslijst:

- technologie-neutrale drop-indiesel- en -benzineproductie;
- bio-ethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen;
- bio-LNG uit monovergisting van mest.

Marktpartijen kunnen in volgende jaren tijdens de marktconsultatie verzoeken op basis van concrete plannen om de categorieën weer van de groslijst af te halen en terug op te nemen in een toekomstig advies. In dit hoofdstuk bespreken we de adviezen voor biomethanol en bio-LNG uit allesvergisting, waarbij we ingaan op het kostenonderzoek, de referentie-installaties en de geadviseerde basisbedragen.

Voor de biomethanolproductie wordt de vergassing van lignocellulosehoudende biomassa beschouwd als referentietechnologie en gebruikt als referentie-installatie om de basisbedragen te berekenen. Andere technologieën die biomethanol produceren, vallen binnen de kaders van dit advies, met uitzondering van bijmenging van biogas of hernieuwbaar gas in een bestaande methanolinstallatie.

In alle gevallen geldt als voorwaarde dat biomassa wordt gebruikt uit de lijst van bijlage IX A van de Richtlijn voor hernieuwbare energie⁸ en dat de duurzaamheidseisen in acht worden genomen. Deze lijst omvat specifieke biomassacategorieën, waaronder de biomassafractie van gemengd huishoudelijk afval. Gescheiden huishoudelijk afval dat onder de recyclingdoelstellingen valt, wordt echter niet opgenomen.

De waarden van hernieuwbare-brandstofeenheden (HBE's) zijn in dit advies in het correctiebedrag opgenomen. Ze zijn geen onderdeel van de productprijs, maar worden wel verwerkt in de correcties, dus in het correctiebedrag. Ook in de rangschikking wordt rekening gehouden met dit voordeel. Deze geavanceerde biobrandstoffen worden meegerekend in de verplichting voor leveranciers om hernieuwbare brandstoffen in Nederland op de markt te brengen. Met de implementatie van REDIII wordt het HBE-systeem per 1 januari 2026 omgezet naar het ERE-systeem (Emissiereductie eenheden), waarbij de focus ligt op CO₂-ketenemissiereductie. Eén ERE vertegenwoordigt één kilogram bespaarde CO₂-ketenemissies. Zodra dit in werking treedt zullen de waarden voor ERE's opgenomen worden in het correctiebedrag.

Nieuwe categorieën voor de luchtvaart- en maritieme sectoren zijn niet opgenomen in dit advies. Mits de marktconsultatie in 2026 substantieel meer informatie oplevert, zullen we de referentiewaardeketens kunnen definiëren en de technisch-economische parameters presenteren in het advies voor de SDE++ 2027.

16.2 Kosten biomassa

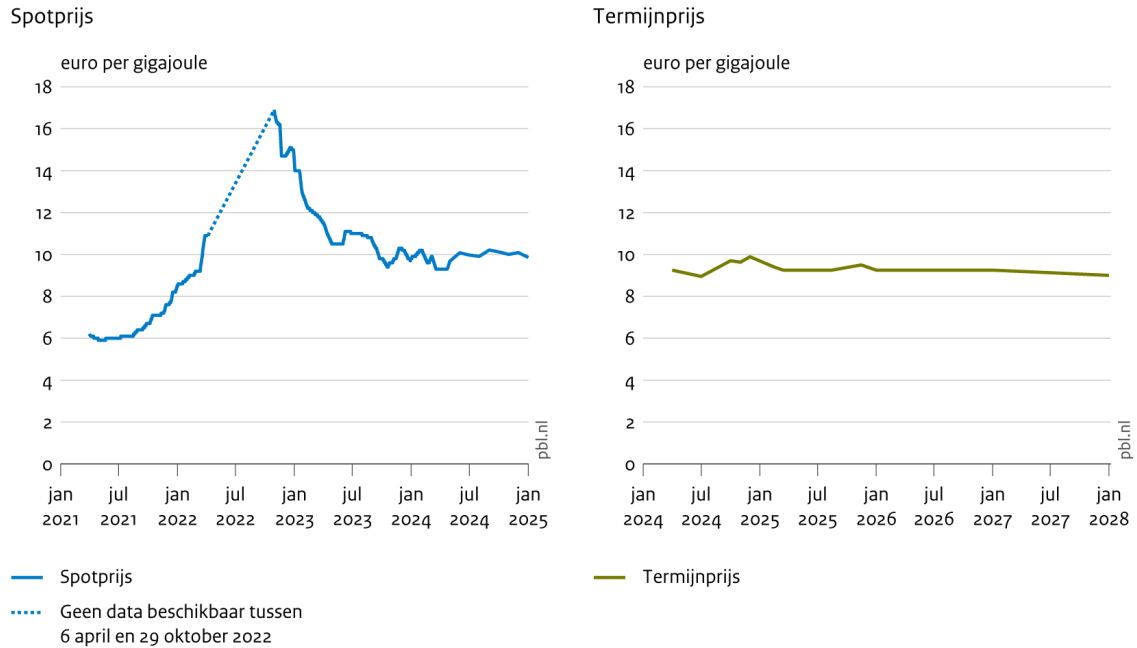
We nemen aan dat een nieuwe installatie die via vergassing methanol produceert een mix zal gebruiken van houtsnippers en afvalhout (B-hout). Als de installatie goed draait, kan het aandeel houtsnippers worden verminderd en kan het aandeel ander kwaliteitsafvalhout worden vergroot (bijvoorbeeld mindere kwaliteit B-hout en andere residuen) om een economisch optimum te bereiken. In dit advies gaan we ervan uit dat de brandstofmix voor de referentie bestaat uit 50% houtsnippers en 50% B-hout. De prijzen van deze grondstoffen worden weergegeven in tabel 16.1. De referentie-installaties voor hernieuwbare brandstoffen zijn aanzienlijk groot en de houtsnippers zullen waarschijnlijk afkomstig zijn van de Europese markt. Daarom gebruiken we de spotmarktprijs van houtsnippers en de marktonderzoeken voor de termijnprijzen. Figuur 16.1 illustreert de prijsontwikkeling van industriële houtsnippers in Noordwest-Europa tussen maart 2021 en januari 2025. De figuur geeft ook de indicaties van de termijnprijzen tot 2028. We gebruiken de gemiddelde prijs uit de periode 2021-2028 om de marktprijs voor houtsnippers voor de categorie geavanceerde hernieuwbare brandstoffen te bepalen.

De keuze voor een mix van 50% houtsnippers en 50% B-hout is uitsluitend gemaakt voor het berekenen van een referentieprijs voor de input van de grondstofmix bij de gegeven referentie-installatie. Goedkopere grondstoffen kunnen vragen om aanpassingen aan de installatie of leiden tot hogere operationele risico's. Door de beperkte ervaring met de toepassing van deze technologie, is er geen uitsluitsel te geven over het kostenoptimum. We achten ons advies daarom ook passend voor installaties die grondstoffen uit bijlage IX A in andere samenstellingen of verhoudingen

⁸Deel A van Bijlage IX bij de richtlijn (EU) 2018/2001 (RED II) en gedelegeerde richtlijn (EU) 2024/1405.

gebruiken. We geven KGG ter overweging mee om geen nadere eis te stellen aan het percentage B-hout. B-hout is sloophout met een geringe mate van vervuiling, bijvoorbeeld doordat het geveerd, gelakt of verlijmd is. Dit hout heeft een typische stookwaarde van 13 GJ/t. Om te vermijden dat de SDE+-regeling een prijsopdrijvend effect creëert op de B-houtmarkt, waar energietoepassingen en hergebruik met elkaar concurreren in periodes van schaarste, wordt voor B-hout vastgehouden aan een prijs van 0 euro per ton. Als ondergrens is dit tevens gerechtvaardigd omdat bij overaanbod verbranden in een AVI het alternatief is

Figuur 16.1
Spotprijs en termijnprijs van houtsnippers



Bron: Argus Biomass Markets 2022, 2023, 2024 en 2025

In de categorie bio-LNG via allesvergistings wordt een installatie beschouwd die reststromen gebruikt uit de voedings- en genotmiddelenindustrie, waarbij het prijsniveau mede wordt bepaald door veevoedermarkten. Deze markt is doorgaans gebaseerd op kortetermijncontracten (3 maanden). Om te voorkomen dat de 12-jarige SDE+-subsidie te veel wordt beïnvloed door kortetermijnprijsfluctuaties, worden prijsstijgingen gebaseerd op 5-jaarlijkse gemiddelden van snijmaïsprijsindices, waarbij marktgegevens worden gebruikt om de grondstofkosten te verifiëren. Voor toelichting op de gehanteerde prijzen, zie paragraaf 10.2.

Tabel 16.1

Gehanteerde biomassaprijzen SDE++ 2025, in actuele prijzen tenzij anders aangegeven

Biomassa voor geavanceerde bio-brandstoffen	Energie-inhoud [GJ/t]	Prijs [€/t]	Referentieprij SDE++ 2025 [€/GJ]	Referentieprij SDE++ 2026 [€/GJ]
Houtsnippers	11	99,8	9,0	9,1
B-hout	13	0	0	0
Gemiddelde gemengde biomassa	12	49,9	4,2	4,2
Biomassa voor allesvergisting ^{a)}	3,4	49,0	12,5	14,4

a) De energie-inhoud van de vergistingsinput is gegeven in GJ biogas per ton en de referentieprij in euro per GJ biogas

16.3 Biomethanol uit lignocellulosehoudende biomassa

De belangrijkste stappen om methanol te produceren uit lignocellulose biomassa bestaan uit de voorbehandeling van biomassa, de vergassing ervan om syngas te produceren, syngasconditionering en reiniging om te voldoen aan de kwaliteitseisen van methanolsynthese, gevolgd door methanolsynthese en de zuivering van de ruwe methanol tot de gewenste kwaliteit. Afhankelijk van de kwaliteit van de biomassa en de vergassingstechniek zal de biomassa eerst moeten worden voorbehandeld. De voorbehandelingsfase bestaat uit drogen en indien nodig verkleinen. Vergassing vindt plaats bij verhoogde temperaturen (700 tot 1100 °C voor wervelbed en tot 1400 °C voor stofwolk/*entrained flow*-vergassing) met behulp van zuurstof of lucht. Dit resulteert in syngas, een mengsel van hoofdzakelijk koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂), maar ook met kooldioxide (CO₂) en water (H₂O). Het ruwe syngas uit de vergassing moet worden gereinigd en geconditioneerd. Gasconditionering heeft tot doel een optimale molaire verhouding te verkrijgen in (H₂-CO₂)/(CO + CO₂) voor methanolsynthese en methanolomzetting om de opbrengst te maximaliseren en energieverliezen te beperken. De optimale molaire verhouding (ook wel R-ratio genoemd) ligt volgens de literatuur rond de 2 (Dimitriou en anderen, 2018).

16.3.1 Investeringskosten

De referentie-installatie omvat een voorbehandelingsfase waarin de biomassa wordt gedroogd tot een vochtgehalte van 10 procent met behulp van stoom afkomstig uit de warmteterugwinning van de syngaskoeling. De droge biomassa gaat onder druk in de met zuurstof gevoede vergasser bij hoge temperaturen, waar ruw syngas wordt gegenereerd. De zuurstof wordt geproduceerd via de luchtscheidingseenheid en samen met de stoom naar de vergasser geleid. Het geproduceerde ruwe syngas passeert de cyclonen en teerkrakers, waarna de resterende deeltjes worden verwijderd en teer wordt vernietigd door toevoeging van zuurstof en stoom. Lichte koolwaterstoffen worden omgezet in syngas. Vervolgens wordt het syngas afgekoeld en worden de CO₂ en zwavelverbindingen verwijderd. Het syngas gaat naar een water-shift-gasreactor om de waterstofproductie te maximaliseren en de juiste R-ratio te creëren. Het schone syngas wordt uiteindelijk naar de methanolsynthesereactor geleid, waar methanol uit syngas (in de juiste verhouding) wordt geproduceerd. De referentie-installatie zal ongeveer 83 MW methanol produceren. Uitgegaan wordt van een energisch rendement van biomassa naar methanol van 46%. De investeringskosten uit het advies SDE++ 2025 zijn omgerekend naar euro's van 2025, waarbij rekening is gehouden met de kerninflatie volgens de meest recente cijfers van DNB uit de voorjaarsraming 2025 (3 procent in 2025 ten opzichte van 2024). Daarnaast is uitgegaan van een investeringsbeslissing in 2028, twee jaar na de adviesaanvraag, waarvoor een aanvullende kostenescalatie van 6,7 procent is toegepast.

De elektriciteitsbehoefte van deze biomassa-naar-methanolfabriek is ongeveer 0,10 kWe/kW methanol. De installatie draait 8.000 vollasturen per jaar en de economische levensduur is gesteld op 15 jaar.

16.3.2 O&M-kosten

De O&M-kosten bestaan uit vaste en variabele kosten. Vaste O&M-kosten omvatten loonkosten, en onderhoudskosten en worden vastgesteld op 6 procent van de investeringskosten. De variabele kosten omvatten kosten voor nutsvoorzieningen en kosten van andere verbruiksgoederen en bedragen ongeveer 4 procent van de investeringskosten (inclusief elektriciteit kosten).

Tabel 16.2

Technisch-economische parameters voor productie van methanol uit biomassa

Parameter	Eenheid	Advies	Advies
		SDE++ 2025	SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW output	83	83
Vollasturen	uur/jaar	8000	8000
Investeringskosten	€/kW output	4316	4745
Vaste O&M-kosten	€/kW output/jaar	259	285
Variabele O&M-kosten (excl. biomassakosten)	€/kWh	0.0216	0.0237
Thermisch rendement	MW methanol/MW biomassa	46%	46%
Looptijd subsidie	jaar	15	15

16.4 Bio-LNG uit allesvergisting

Het startpunt van deze categorie is bio-LNG uit grootschalige vergisting. Voor de input wordt als referentiesubstraat uitgegaan van reststoffen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. Met deze techniek wordt door vergisting van reststromen methaan verkregen, die na opwerking en liquefactie als bio-LNG voor vervoersdoeleinden kan worden ingezet. De categorie bouwt voort op de grootschalige vergisting en aangenomen is dat het liquefactieproces aan het eind van de productieketen geïnstalleerd is, na opwaardering van biogas. Daarom worden de technisch-economische data met betrekking tot vergisting afgeleid uit de grootschalige vergisting voor allesvergisting. De substraatinput is ongeveer 47 kton per jaar bij een gemiddelde biogasopbrengst van iets boven de 160 m³ biogas per ton.

16.4.1 Investeringskosten

De totale investeringskosten omvatten de kosten van vergisting, gasopwaardering en de liquefactie. De totale investeringskosten voor de referentie-vergistingsinstallatie zijn gecorrigeerd op basis van updates van groengas uit allesvergisting (zie paragraaf 9.2.7) en ook de inflatiecorrectie. De investeringskosten zijn omgerekend naar euro's van 2025, waarbij rekening is gehouden met de kerninflatie volgens de meest recente cijfers van DNB uit de Voorjaarsraming 2025 (3 procent in 2025 ten opzichte van 2024). Daarnaast is uitgegaan van een investeringsbeslissing in 2028, twee jaar na de adviesaanvraag, waarvoor een aanvullende kostenescalatie van 6,7 procent is toegepast.

16.4.2 O&M-kosten

De vaste O&M-kosten zijn gecorrigeerd op basis van updates van groengas uit allesvergisting. De variabele kosten omvatten onder meer de kosten van elektriciteitsverbruik. De elektriciteitskosten bevatten naast de elektriciteitsprijs ook de netwerkkosten transport en de energiebelasting. We gaan ervan uit dat de aansluitcapaciteit voldoende is voor deze categorie. Tabel 16.3 geeft de voorgestelde technisch-economische en subsidieparameters en het basisbedrag voor deze categorie weer.

Tabel 16.3
Technisch-economische parameters voor productie van bio-LNG uit allesvergisting

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2025	Advies SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW input	5,5	5,5
Vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000
Investeringskosten	€/kW input	2.061	2.358
Vaste O&M-kosten	€/kW input/jaar	101	110
Vaste O&M-kosten (liquefactie)	€/kW output/jaar	47,0	51,7
Variabele O&M-kosten (excl. Biomassakosten)	€/kW output/jaar	0,0265	0,0291
Thermisch rendement	MW bio-LNG/MW biogas	99%	99%
Energie-inhoud biomassa	GJ/t	3,4	3,4
Biomassakosten	€/t	42,6	49,0
Looptijd subsidie	jaar	12	12

16.5 Basisbedragen

In onderstaande tabel zijn alle basisbedragen weergegeven van de categorie geavanceerde brandstoffen.

Tabel 16.4
Subsidieparameters geavanceerde hernieuwbare transportbrandstoffen

Categorie	Basisbe- drag Advies SDE++ 2025	Basisbe- drag Advies SDE++ 2026	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/t CO ₂]	[€/t CO ₂]
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	0,1653	0,1861	-50	43
Bio-LNG uit allesvergisting	0,1247	0,1408	42	110

17 CO₂-afvang en -opslag

In dit hoofdstuk gaan we in op SDE++-categorieën die betrekking hebben op CO₂-afvang en -opslag (CCS). Voor verschillende processen is op basis van literatuur en marktdata inzicht verkregen in de kosten van toepassing van CCS. Op basis van karakteristieken van de afvangprocessen, de zuiverheid van de bronnen en de aanwezigheid van afvanginstallaties wordt advies uitgebracht over 10 SDE++-subcategorieën:

- Variant 1: gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties
- Variant 2: continue CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties
- Variant 3: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties
- Variant 4: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij waterstofproductie uit industriële reststoffen
- Variant 9: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie
- Variant 5: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties
- Variant 6: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij bestaande afval- en biomassaverbrandingsinstallaties
- Variant 7: nieuwe pre-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties
- Variant 8: nieuwe post-combustion CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties
- Variant 10: Direct Air Capture (DAC)

Voor varianten 1 t/m 9 wordt er onderscheid gemaakt tussen gasvormig transport van CO₂ (variant A) en vloeibaar transport van CO₂ (variant B). Voor variant 1 is er ook een Variant C toegevoegd waarbij de referentie vloeibaar transport van CO₂ is, gebruikmakend van een bestaande vervloeingsinstallatie. Voor variant 10 gaan we uit van enkel gasvormig transport van CO₂. Hierdoor zijn er in totaal 20 varianten. We hebben de nummering van de varianten consistent gelaten met die in de eerdere adviezen. De nieuwe categorieën van variant 9 hebben we echter wel op een verhaaltechnisch logische plek in het hoofdstuk geplaatst.

17.1 Algemene ontwikkelingen

Er zijn een aantal relevante ontwikkelingen die betrekking hebben op de categorieën omtrent CCS. Zo is eerder dit jaar duidelijk geworden dat het Aramis-project, het CO₂-opslagproject dat we hanteren als referentie, stringentere eisen aan de aanlevering van gasvormige CO₂ zal stellen om corrosierisico's te minimaliseren. Dit betekent onder meer dat de zuurstoflimiet sterk teruggebracht wordt, wat upstream implicaties heeft; bij post-combustion afvanginstallaties zijn extra zuiveringsstappen nodig om aan de eisen te voldoen.

Daarnaast loopt de markt aan tegen een steeds grotere diversiteit in de transportketens en verschillende afstanden tot opslagmogelijkheden. Dit resulteert in grotere diversiteit in tarieven voor transport voor de afvanger, wat het gecompliceerder maakt om een generiek tarief voor transport- en opslag te bepalen. Het kan nodig worden om een andere indeling van de transport- en opslagvarianten te hanteren om meer combinaties mogelijk te maken. In dit advies passen we dit niet aan en gaan we uit van de transport- en opslagtarieven uit de meest recente review van Xodus. We hebben signalen uit de markt ontvangen dat de tarieven uit deze review (2024) niet meer

representatief zijn voor de huidige stand van zaken, hierom adviseren we het ministerie van KGG om opnieuw een review uit te laten voeren om deze te actualiseren. In dit advies worden de desbetreffende tarieven wel geïndexeerd naar het jaar van FID, het is onduidelijk of dit voldoende de werkelijkheid reflecteert.

17.2 Aanpassingen t.o.v. vorig jaar

Het advies is op enkele punten aangepast vergeleken met het advies voor de SDE++ 2025.

- Het elektriciteitstarief is verhoogd naar 0,0736 euro/kWh op basis van de KEV 2025.
- Voor alle categorieën is een algemene inflatiecorrectie toegepast op basis van de kerninflatie. Voor alle categorieën wordt aangenomen dat het definitieve investeringsbesluit (FID) in 2028 genomen wordt.
- De emissiefactor en het elektriciteitsgebruik bij referentie-installaties op basis van een AEC (variant 1, variant 6) zijn bijgesteld om te reflecteren dat de gebruikte warmte ten koste gaat van elektriciteitsproductie in plaats van warmte. Hierbij wordt op basis van informatie vanuit de markt aangenomen dat 1 MWh warmte overeenkomt met elektriciteitsderving van 0,25 MWh.
- Het gehanteerde verwerkingstarief voor transport- en opslag vanuit de meest recente Xodus-review wordt geïndexeerd naar het jaar van FID, zodat het beter de verwachte toekomstige situatie representeert. Dit tarief wordt vervolgens meegenomen als variabele operationele kosten in het OT-model, wat betekent dat voor de jaren na FID ook een jaarlijkse indexatie meegenomen wordt. Deze jaarlijkse indexatie werd in voorgaande jaren ook al meegenomen.
- Naar aanleiding van de stringere eisen die gesteld worden voor aanlevering van gasvormige CO₂ zoals beschreven in paragraaf 18.1 worden aanvullende kosten en aanvullende elektriciteitsvraag meegenomen voor een extra zuiveringsstap bij alle categorieën waarbij uitgegaan wordt van post-combustion CO₂-afvang (variant 1, variant 5, variant 6 en variant 8).
- Er is een nieuwe variant toegevoegd voor een nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie (variant 9).
- Er is een nieuwe variant toegevoegd voor *Direct Air Capture* (DAC).

17.3 Reflectie op CCS in het buitenland, CCS bij elektriciteitscentrales en koolstofarme waterstof

In de uitgangspunten voor het advies voor de SDE++ 2026 heeft het ministerie van KGG een aantal aandachtspunten meegegeven:

- Opslag in het buitenland is toegestaan;
- Gascentrales zijn niet langer uitgesloten van deelname aan de SDE++;
- Onderzoek de mogelijkheid van het stimuleren van de productie en inzet van koolstofarme waterstof.

Op basis van deze uitgangspunten zijn er in de uitvraag voor de marktconsultatie een aantal vragen gesteld in de wijzigingsnotitie SDE++ 2026 (Lensink en Eggink, 2025b).

17.3.1 Opslag in het buitenland

Net als vorig jaar zien we veel interesse in het opslaan van CO₂ in het buitenland, bijvoorbeeld in Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en in Denemarken. Deze uitbreiding van de beschikbare mogelijkheden biedt emitters meer flexibiliteit in het ontwikkelen van projecten. Met betrekking tot de kosten adviseren we om (wederom) een externe studie uit te laten voeren naar de CO₂-transport- en opslagtarieven, zowel in Nederland als in het buitenland.

Indien de kosten voor opslag in het buitenland significant afwijken van de kosten binnen Nederland kan dit aanleiding geven om de bestaande categorieën verder te differentiëren naar opslag in Nederland en opslag in het buitenland. Op basis van de huidig beschikbare informatie adviseren we deze differentiatie niet.

17.3.2 CCS bij elektriciteitscentrales

Vanuit de markt lijkt de interesse voor post-combustion-CCS bij gascentrales beperkt door de hoge investeringskosten in combinatie met de lage draaiuren die voorzien worden bij gascentrales. Deze keus wordt alleen als aantrekkelijk gezien wanneer vanuit de overheid een minimum aantal draaiuren gegarandeerd kan worden. Gezien de rol die in het NPE voorzien wordt voor gascentrales in het energiesysteem, als flexibele bron, lijkt dit niet waarschijnlijk. Daarnaast zien marktpartijen een risico dat post-combustion-CCS bij gascentrales flexibiliteit voor toekomstige veranderingen beperkt door lock-in van assets.

Hoewel post-combustion-CCS makkelijker in te passen lijkt bij bestaande installaties, zien marktpartijen meer voordeel in de inzet van koolstofarme waterstof in bestaande gascentrales. Wel worden bij de inzet van koolstofarme waterstof beperkingen gezien in infrastructuur (toegang tot het voorziene waterstofnetwerk), hoge elektriciteitsprijzen en beschikbaarheid en kosten van de moleculen zelf.

17.3.3 Koolstofarme waterstof

Koolstofarme waterstof kan zowel op basis van aardgas als op basis van koolstofrijke industriële restgassen worden geproduceerd. Bij de toepassing van koolstofarme waterstof wordt de oorspronkelijke brandstof (aardgas of industriële restgassen) vervangen. De oorspronkelijke brandstof wordt (centraal) omgezet in een waterstofproductie-installatie en kan vervolgens worden ingezet om meerdere installaties van koolstofarme waterstof te voorzien. Bij de inzet van koolstofarme waterstof is de onrendabele top het verschil tussen de kostprijs van koolstofarme waterstof en de kostprijs van de oorspronkelijke brandstof. Vanuit de markt is er interesse om koolstofarme waterstof in te zetten voor zowel industriële warmteproductie als elektriciteitsproductie. Voor de omzetting van aardgas of industriële restgassen is energie nodig. Door deze omzettingsverliezen, zal er in het geval van industriële restgassen additioneel aardgas nodig zijn om dezelfde hoeveelheid energie in de vorm van koolstofarme waterstof te leveren. In het geval dat er koolstofarme waterstof enkel op basis van aardgas wordt geproduceerd zal er meer aardgas (op energetische basis) worden verbruikt dan er koolstofarme waterstof wordt geproduceerd (op energetische basis).

Variante 4 is bedoeld voor koolstofarme waterstof gebaseerd op industriële restgassen. In de referentiecassus wordt uitgegaan van een ATR met een afvangpercentage van 90%. In principe zouden andere waterstofproductie installaties zoals een POX of SMR ook in staat moeten zijn om dergelijk afvangpercentages te behalen. Voor een SMR zal dit echter betekenen dat de CO₂ zal moeten worden afgevangen uit het rookgas. Vanuit de markt is er interesse voor het omzetten van industriële restgassen naar koolstofarme waterstof middels een nieuw te bouwen installatie. Tot op heden werden in deze variant de kosten voor de inzet van aardgas voor omzettingsverliezen en de volledige investeringskosten niet meegenomen. In dit advies is deze variant aangepast zodat deze kosten wel meegenomen worden.

Vanuit de markt is er ook interesse getoond voor het produceren van koolstofarme waterstof door gebruik te maken van bestaande SMR's. Een bestaande SMR wordt dan ingezet voor het omzetten van industriële restgassen uit andere procesinstallaties. Vervolgens wordt het geproduceerde koolstofarme waterstof weer teruggevoerd naar de procesinstallatie om daar te worden ingezet voor industriële warmteproductie. Daarmee lijkt deze variant op varianta 4 maar betreft het hier een bestaande SMR. Het is mogelijk dat dergelijke installaties al voorzien zijn van een CO₂-afvanginstallatie. Dat soort CO₂-afvanginstallaties zijn doorgaans pre-combustion-installaties, wat resulteert in een afvangpercentage van 50-60%. Een belangrijk onderdeel van de kosten van koolstofarme waterstof zijn de investeringskosten in de waterstofproductie installatie. Omdat het een bestaande installatie betreft, en daarmee de investering al heeft plaats gevonden, mogen de investeringskosten voor de waterstofproductie installatie niet meegenomen worden vanuit de staatssteunregels. In dit advies zal er naast varianta 4 een additionele varianta worden geïntroduceerd om de inzet van bestaande SMR's voor het omzetten van industriële restgassen naar koolstofarme waterstof te ondervangen. Deze additionele varianta bevat twee subtypes, waarbij in het ene geval een investering gemaakt wordt in het plaatsen van een CO₂-afvanginstallatie en deze in het andere geval al bestaand is.

Vanuit de markt is er ook interesse getoond voor het produceren van koolstofarme waterstof met een bestaande SMR voor de warmteproductie van de SMR zelf. Daarbij is de SMR al voorzien van een pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie en zal de inzet van koolstofarme waterstof de CO₂-emissies van de SMR verder reduceren. De inzet van waterstof voor de ondervuring van de SMR zal de waterstofproductie capaciteit reduceren, immers wordt een deel nu ingezet voor het proces zelf. Op dit moment is er onvoldoende inzicht in hoeveel SMR's er voorzien zijn van een pre-

combustioninstallatie zonder dat er een SDE-beschikking verstrekt is voor de volledige waterstofproductie. Deze optie is niet apart doorgerekend omdat deze toepassing zich moeilijk verenigt met een bestaande SDE-beschikking voor pre-combustieafvang.

Naast het produceren van koolstofarme waterstof op basis van industriële restgassen is er ook interesse getoond vanuit de markt voor het produceren van koolstofarme waterstof op basis van (alleen) aardgas. De koolstofarme waterstof kan vervolgens worden ingezet om CO₂-emissies te mitigeren bij installaties waar aardgas op dit moment de brandstof is. De beschikbaarheid van waterstof infrastructuur speelt hier een belangrijke rol. In de kamerbrief betreffende voortgang waterstofbeleid van 14 juli 2025 wordt echter geen extra stimulering voorzien voor koolstofarme waterstof uit aardgas gezien de onzekerheden rondom marktontwikkeling, kosten en concrete vraag naar dit type projecten. Daarom hebben we hier geen variant voor opgenomen.

17.4 CO₂-opslag bij bestaande afvanginstallaties

Deze subcategorie is bedoeld voor industriële installaties waar al CO₂-afvang plaatsvindt en waar deze deels nuttig wordt gebruikt (tuinders, frisdrank, ureum) en deels wordt afgeblazen. Het afvangen en nuttig gebruiken van CO₂ duiden we hier aan met CCU. Het gedeelte dat wordt afgeblazen kan worden opgeslagen. Bij levering aan tuinders is dit volume afhankelijk van seizoensinvloeden. Bij deze categorie zijn er meerdere configuraties mogelijk (continuering CCU met aanvullende CCS of complete overstap naar CCS). Er is in deze subcategorie daarom voor twee varianten (gedeeltelijke levering voor CCS en volledige levering voor CCS) een referentie-installatie vastgesteld. We maken geen keuze tussen de twee varianten.

17.4.1 Variant 1: gedeeltelijke levering van CO₂ aan een CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentiesituatie is gekozen voor continue CO₂-afvang met seizoenslevering aan tuinders. Uitgangspunt is dat de huidige levering aan tuinders gecontinueerd wordt en dat de CO₂-opslag additioneel is. Daarom wordt er voor de referentie-installatie aangenomen dat deze halftijds (4.000 draaiuren) zal opereren. De kosten voor de CO₂-afvanginstallatie worden gedekt door de huidige activiteiten. Om te voldoen aan de specificaties voor transport- en opslag van CO₂ worden wel de investeringskosten voor een additionele zuiveringsstap meegenomen. Daarnaast zijn de investeringen voor variant 1A beperkt tot een additionele compressor en aansluiting op een CO₂-transport- en -opslagnetwerk. Additionele compressie is vereist, omdat de CCU-pijpleiding op een lagere druk (22 bar) opereert dan het CO₂-transport- en -opslagnetwerk (35 bar). De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvangcapaciteit, zodat afgevangen CO₂ kan worden ingevoerd in het CO₂-transport- en -opslagnetwerk wanneer er geen levering plaatsvindt aan afnemers.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en compressie en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor de variabele O&M-kosten en energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustie-afvanginstallatie bij een afvalverbrandingscentrale (AEC) als referentie gebruikt. Ook wordt rekening gehouden met extra energiekosten voor een additionele zuiveringsstap.

Voor variant 1B is aangenomen dat er gasvormig CO₂ geleverd wordt aan nabijgelegen glastuinders en dat additioneel afgevangen CO₂ vloeibaar getransporteerd wordt naar een CO₂-transport- en

opslagnetwerk. Investeringskosten zijn voor een nieuwe vervloeiingsinstallatie en tijdelijke opslag op de afvanglocatie voor transport plaatsvindt. Door de onregelmatige levering van CO₂ aan de tuinders en voor opslag gedurende het jaar is de benodigde vervloeiingscapaciteit ingeschat op basis van de benodigde piekcapaciteit van 125 ton CO₂ per uur (of 1 Mton CO₂ per jaar). De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor de vervloeiingsinstallatie. Voor de variabele O&M-kosten en energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustion-afvanginstallatie bij een AEC als referentie gebruikt.

Voor variant 1C is aangenomen dat er al vloeibaar CO₂ geleverd wordt aan de tuinders en dat er voor CCS gebruik gemaakt kan worden van de bestaande vervloeiingsinstallatie. Hierdoor worden er geen extra investeringskosten en vaste O&M-kosten gemaakt voor de vervloeiingsinstallatie. Er is aangenomen dat de CO₂-opslag op de afvanglocatie uitgebreid wordt met voldoende capaciteit om maximaal 3 dagen afgevangen CO₂ voor opslag op te slaan. Investerings- en onderhoudskosten voor de uitbreiding van de CO₂-buffercapaciteit zijn wel meegenomen in de berekening van het basisbedrag. De operationele kosten bestaan uit O&M-kosten voor de buffercapaciteit, energiekosten voor afvang en vervloeiing en een verwerkingstoelage voor transport en opslag. Voor de variabele O&M-kosten en de energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande post-combustion-afvanginstallatie bij een AEC als referentie gebruikt. Voor de kosten voor warmte bij een AEC rekenen we een prijs op basis van elektriciteitsderving in plaats van een aardgasreferentie.

Voor deze varianten is op basis van de marktconsultatie aangenomen dat de jaarlijkse kosten voor CO₂-transport en -opslag gelijk zijn aan de jaarlijkse kosten voor volledige levering van CO₂ voor opslag. Doordat er de helft zo veel CO₂ opgeslagen wordt, betekent dit een verdubbeling van het verwerkingstarief ten opzichte van de referentietarieven. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters gebruikt in tabel 17.1.

17.4.2 Variant 2: volledige levering van CO₂ aan een CO₂-transportnetwerk voor CO₂-opslag

Als referentie-situatie is gekozen voor continue CO₂-afvang bij een installatie waar nu deels CO₂ geleverd wordt aan derden voor nuttig gebruik en waar deels de CO₂ afgeblazen wordt. Voorbeelden hiervan zijn bestaande afvanginstallaties bij waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* (SMR) bij de productie van kunstmest of industriële gassen. Aangenomen is dat de CO₂ levering aan derden doorgezet wordt en dat de CO₂ die nu wordt afgeblazen opgeslagen wordt.

Aangenomen is dat de bestaande CO₂-afvang-installatie gebruikt kan worden en er geen additionele investeringen gemaakt moeten worden voor de CO₂-afvang. De investeringskosten voor variant A beperken zich daardoor tot de uitbreiding van compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en -opslagnetwerk. Voor variant 2B is net als bij variant 1B aangenomen dat er een nieuwe vervloeiingsinstallatie nodig is.

De operationele kosten bestaan uit de verwerkingstoelage, energiekosten voor afvang en compressie of vervloeiing, en vaste en variabele O&M-kosten voor compressie en de aansluiting op het CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor de variabele O&M-kosten en de energiekosten voor CO₂-afvang is een bestaande pre-combustionafvanginstallatie bij waterstofproductie door middel van *steam methane reforming* als referentie gebruikt.

Opgemerkt wordt dat als bij deze variant de CO₂ die nu geleverd wordt voor nuttig gebruik

omgebogen wordt voor opslag, dat de gebruikers die CO₂ geleverd kregen afhankelijk kunnen worden van alternatieve bronnen voor CO₂. Hiermee is geen rekening gehouden bij het bepalen van de rangschikking van deze technologie in termen van kosten per vermeden CO₂-emissie. Voor de referentie-installatie zijn de volgende kostenparameters gebruikt (zie tabel 17.2).

Tabel 17.1

Technisch-economische en subsidieparameters voor CO₂-afvang bij bestaande CO₂-afvanginstallatie, gedeeltelijke levering van CO₂ aan een CO₂-opslagnetwerk^{a)}

Parameter	Eenheid	Variant	Variant	Variant	Variant	Variant	Variant
		1A SDE++ 2025	1A SDE++ 2026	1B SDE++ 2025	1B SDE++ 2026	1C SDE++ 2025	1C SDE++ 2026
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jr	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jr	0,04	0,05	0,04	0,05	0,04	0,05
Investeringskosten	miljoen €	4,6	7,6	20,2	21,1	0,9	1,0
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	0,1	0,2	0,6	0,6	0,05	0,03
Energieverbruik elektriciteit afvang	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212	212	212
Energieverbruik elektriciteit zuivering	kWhe/t CO ₂ afvang	n.v.t.	10	n.v.t.	0	n.v.t.	0
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,2	13,6	14,8	15,6	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	25,4	18,9	25,4	18,9	25,4	18,9
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	6,8	7,1	6,8	7,1	6,8	7,1
Verwerkingstoelage	€/t CO ₂	181,2	199,2	225,6	248,0	225,6	248,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 1A: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport.

Variant 1B: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport.

Variant 1C: Gedeeltelijke CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie.

Tabel 17.2

Technisch-economische en subsidieparameters voor CO₂-afvang bij bestaande CO₂-afvanginstallatie, volledige levering van CO₂ aan een CO₂-opslagnetwerk^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 2A	SDE++ 2026 Variant 2A	SDE++ 2025 Variant 2B	SDE++ 2026 Variant 2B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	125	125	125	125
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	1,0	1,0	1,0	1,0
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,74	0,91	0,74	0,90
Investeringskosten	miljoen €	42,0	43,0	184,7	191,8
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	1,3	1,3	5,5	5,7
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	kWhe/t CO ₂ afvang	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	kWhth/t CO ₂ afvang	12,2	12,9	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	7,7	8,0	7,7	8,0
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	5,2	7,1	5,2	7,1
Verwerkingstoelage	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 2A: Continue CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, gasvormig transport.

Variant 2B: Continue CO₂-opslag bij bestaande CO₂-afvanginstallaties, vloeibaar transport.

17.4.3 Combinatie van CCS en CCU

De varianten waar een gedeelte van de afgevangen CO₂ ingezet wordt voor nuttig gebruik (varianten 1A, 1B, en 1C) zijn ook te combineren met nieuwe CO₂-afvanginstallaties uit het SDE++-advies voor CO₂-afvang en -gebruik in de glastuinbouw. CCS-variant 1A kan gekoppeld worden aan alle CCU-varianten. CCS-variant 1B kan gecombineerd worden met gasvormige levering van CO₂ aan de glastuinbouw. De benodigde investering in een vervloeiingsinstallatie om vloeibaar CO₂ te transporteren voor CCS wordt met deze combinatie gedekt in de CCS-variant. CCS-variant 1C kan alleen gecombineerd worden met CCU-varianten met vloeibare CO₂-levering aan de glastuinbouw, omdat daar de kosten voor een vervloeiingsinstallatie meegenomen worden in het bepalen van het CCU-basisbedrag. Deze kosten worden niet meegenomen in het bepalen van het basisbedrag voor CCS-variant 1C, waardoor er geen sprake is van dubbele ondersteuning voor de vervloeiingsinstallatie. Ook voor CCU-variant 7B waar gasvormig CO₂ geleverd wordt aan de glastuinbouw via een bestaand CO₂-transportnetwerk is er een vervloeiingsinstallatie meegenomen in de referentie, waardoor deze variant niet gecombineerd kan worden met CCS-variant 1B maar wel met CCS-variant 1C. Door het verschil in verwachte (energie)kosten tussen CCS-variant 1 en CCU-variant 7 is het echter onzeker of er in de praktijk gebruik gemaakt zal worden van een gecombineerde aanvraag voor CCU-variant 7 met CCS-variant 1. Een overzicht van de mogelijke combinaties is gegeven in tabel 17.3.

Tabel 17.3

Combinatiemogelijkheden van CCS- en CCU-varianten in de SDE++

Combinatiemogelijkheden	CCS-variant 1A	CCS-variant 1B	CCS-variant 1C
CCU-variant 1A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 1B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 1C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 2A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 2B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 2C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 3A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 3B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 3C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 4A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 4B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 4C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 5A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 5B	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 5C	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 6A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 6B	Ja	Nee	Ja
CCU-variant 7A	Ja	Ja	Nee
CCU-variant 7B	Ja	Nee	Ja

17.5 CO₂-opslag bij bestaande industriële installaties

17.5.1 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor pre-combustion-CCS wordt overwogen. Bij pre-combustion-CO₂-afvang wordt de CO₂ verwijderd in het productieproces. Doorgaans zijn dit stromen met middelhoge CO₂-concentraties (circa 50 tot 90 procent). Als referentie is gekozen voor het toepassen van CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie door middel van *steam methane reforming*. Dit is in Nederland de meest toegepaste productiemethode voor waterstof. Als referentieschaal is een installatie met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar gebruikt. Er is aangenomen dat er circa 50 procent van de CO₂ die bij deze referentie-installatie ontstaat afgevangen wordt. Na CO₂-afvang met behulp van pre-combustionstechnieken wordt de CO₂ gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd. Waterstof wordt in Nederland op verschillende locaties geproduceerd en in verschillende configuraties: standalone en geïntegreerd. Op basis van de beschikbare literatuur kan worden aangenomen dat er een (klein) verschil is in CO₂-afvangkosten, maar dit hebben we niet met de beschikbare industriedata kunnen onderbouwen. Daarom is er geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 3A bestaan uit een pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 3B bestaan de investeringskosten uit een pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten.

Tabel 17.4

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 3A	SDE++ 2026 Variant 3A	SDE++ 2025 Variant 3B	SDE++ 2026 Variant 3B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	45	45	45	45
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,36	0,36	0,36	0,36
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,33	0,33	0,32	0,32
Investeringskosten	miljoen €	87,2	90,7	129,1	134,3
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	2,6	2,7	3,8	4,0
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	kWhe/t CO ₂ afvang	313	313	313	313
Energiekosten elektriciteit	kWhth/t CO ₂ afvang	12,2	12,9	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	7,7	8,0	7,7	8,0
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	5,2	5,5	5,2	5,5
Verwerkingstoelag	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 3A: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 3B: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport.

17.5.2 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij nieuwe waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waar industriële reststoffen gebruikt worden om energie te leveren voor processen. Bij deze installaties kan CO₂ na verbranding afgevangen worden (post-combustion-CO₂-afvang). Het kan evenwel voorkomen dat het goedkoper is om de reststoffen om te zetten in waterstof en daar de CO₂ af te vangen, vergeleken met post-combustion-afvang toepassen op meerdere schoorstenen. De waterstof wordt vervolgens verbrand om energie te leveren waar dit eerder gedaan werd door middel van verbranding van de reststoffen.

De referentie-installatie is een nieuwe ATR met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar, inclusief pre-combustion-CO₂-afvang waarbij 90 procent van de CO₂ afgevangen wordt. De referentie voor het proces is het gebruik van methaanrijke restgassen. De investeringskosten bestaan uit de essentiële onderdelen voor het afvangen van de CO₂ uit de restgassen, namelijk een ATR inclusief de Air Separation Unit (ASU), de benodigde apparatuur voor zuivering van de restgassen, de installatie voor de afvang en compressie of vervloeiing van CO₂ en additionele inpassingskosten. Daarnaast zijn kosten voor het transport van waterstof en restgassen en de aanpassingen aan installaties voor de omschakeling van de verbranding van reststoffen naar de verbranding van waterstof (bijvoorbeeld de branders) meegenomen. Bij de omzetting van reststoffen naar waterstof is er een energetisch verlies, waardoor er met de geproduceerde waterstof minder energie geleverd kan worden dan geleverd werd met de reststoffen. Dit energetisch verlies kan gecompenseerd worden door extra aardgas om te zetten naar waterstof of door een alternatieve energiebron te gebruiken om in de resterende energievraag te voorzien. Bij deze referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat aardgas wordt omgezet in waterstof om het energieverlies te compenseren. Bij de

productie van waterstof kan warmte worden teruggewonnen als stoom. Deze stoom kan direct worden ingezet of gebruikt voor elektriciteitsproductie. Bij de referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat de warmte nuttig wordt ingezet.

Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17.5 gebruikt. Voor de ASU is een elektriciteitsverbruik van 100 kWh elektriciteit per ton CO₂ aangenomen. Voor deze subcategorie is aangenomen dat de geproduceerde waterstof gebruikt wordt voor energiedoeleinden en niet ingezet wordt als grondstof of verhandeld wordt. Inzet als grondstof of verkoop van de waterstof kan een extra voordeel zijn, in de vorm van additionele inkomsten, wat niet meegenomen is in de berekening van het basisbedrag en het correctiebedrag. Hierdoor kan er sprake zijn van oversubsidiëring. Ook kan de verkoop van deze waterstof de bestaande waterstofmarkt verstoren.

In deze variant zijn een aantal wijzigingen aangebracht, wat een verhoging van het basisbedrag te weegbrengt. Ten opzichte van het vorige advies worden het gasverbruik ter compensatie van omzettingsverliezen, de investeringskosten in waterstoftransport en de investeringskosten voor het aanpassen van branders meegenomen. Daarnaast zijn de investeringskosten voor de ATR herijkt.

Tabel 17.5

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 4A	SDE++ 2026 Variant 4A	SDE++ 2025 Variant 4B	SDE++ 2026 Variant 4B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,62	0,59	0,61	0,59
Investeringskosten	miljoen €	333,9	687,2	405,7	811,9
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	6,6	23,9	8,1	28,2
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	275	275	312	312
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	313	-362	313	-362
Energieverbruik gas	kWh/t CO ₂ afvang	n.v.t.	1170	n.v.t.	1170
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	19,2	20,2	21,8	23
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	7,7	-9,2	7,7	-9,2
Energiekosten gas	€/t CO ₂	n.v.t.	33,0	n.v.t.	33,0
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	0,5	n.v.t.	0,5	n.v.t.
Verwerkingstoelag	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 4A: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 4B: Nieuwe pre-combustion CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport.

17.5.3 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvanginstallatie bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen bij bestaande installatie

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waar industriële reststoffen gebruikt worden om energie te leveren voor processen. Bij deze installaties kan CO₂ na verbranding afgevangen worden (post-combustion-CO₂-afvang). Het kan evenwel voorkomen dat het

goedkoper is om de reststoffen om te zetten in waterstof en daar de CO₂ af te vangen, vergeleken met post-combustion-afvang toepassen op meerdere schoorstenen. De waterstof wordt vervolgens verbrand om energie te leveren waar dit eerder gedaan werd door middel van verbranding van de reststoffen.

De referentie-installatie is een bestaande SMR met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar, waarbij een pre-combustion-CO₂-afvang wordt geplaatst waarmee 50 procent van de CO₂ afgevangen wordt. De referentie voor het proces is het gebruik van methaanrijke restgassen. De investeringskosten voor variant gA en gB bestaan uit de essentiële onderdelen voor het afvangen van de CO₂ uit de restgassen, de benodigde apparatuur voor zuivering van de restgassen, de installatie voor de afvang en compressie of vervloeiing van CO₂ en additionele inpassingskosten. Daarnaast zijn kosten voor het transport van waterstof en restgassen en de aanpassingen aan installaties voor de omschakeling van de verbranding van reststoffen naar de verbranding van waterstof (bijvoorbeeld de branders) meegenomen. Omdat het een bestaande SMR betreft, zijn de investeringskosten voor de SMR niet meegenomen. De jaarlijkse onderhoud en beheerkosten zijn wel bepaald als een percentage van de totale investeringskosten inclusief de SMR. Bij de omzetting van reststoffen naar waterstof is er een energetisch verlies, waardoor er met de geproduceerde waterstof minder energie geleverd kan worden dan geleverd werd met de reststoffen. Dit energetisch verlies kan gecompenseerd worden door extra aardgas om te zetten naar waterstof of door een alternatieve energiebron te gebruiken om in de resterende energievraag te voorzien. Bij deze referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat aardgas wordt omgezet in waterstof of het energieverlies te compenseren. De productie van waterstof kan warmte worden terugwonnen als stoom. Deze stoom kan direct worden ingezet of gebruikt voor elektriciteitsproductie. Bij de referentie-installatie wordt ervan uitgegaan dat de warmte nuttig wordt ingezet. De referentie-installatie van variant gC en gD is gelijk aan respectievelijk gA en gB, echter is bij de referentie-installatie van variant gC en gD de CO₂-afvang installatie bestaand. Derhalve zijn de investeringskosten voor de installatie voor de afvang en compressie of vervloeiing van CO₂ niet meegenomen bij variant gC en gD. De overige kosten zijn op dezelfde wijze meegenomen als in gA en gB.

Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17.6 gebruikt. De onderlinge verhouding van de kostenparameters zijn ook valide indien alleen een deel van de capaciteit van de SMR voor dit doeleinde wordt aangewend. Voor deze subcategorie is aangenomen dat de geproduceerde waterstof gebruikt wordt voor energiedoeleinden en niet ingezet wordt als grondstof of verhandeld wordt. Inzet als grondstof of verkoop van de waterstof kan een extra voordeel zijn, in de vorm van additionele inkomsten, wat niet meegenomen is in de berekening van het basisbedrag en het correctiebedrag. Hierdoor kan er sprake zijn van oversubsidiëring. Ook kan de verkoop van deze waterstof de bestaande waterstofmarkt verstoren.

Tabel 17.6

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande waterstof-productie uit industriële reststoffen^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2026 Variant gA	SDE++ 2026 Variant gB	SDE++ 2026 Variant gC	SDE++ 2026 Variant gD
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8000	8000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	45	45	45	45
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,36	0,36	0,36	0,36
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,35	0,35	0,35	0,35
Investeringskosten	miljoen €	197,9	266,9	109,2	109,2
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	16,8	19,2	16,8	19,2
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	175	212	175	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	-639	-639	-639	-639
Energieverbruik gas	kWh/t CO ₂ afvang	2113	2113	2113	2113
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,9	15,6	12,9	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	-16,2	-16,2	-16,2	-16,2
Energiekosten gas	€/t CO ₂	59,7	59,7	59,7	59,7
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Verwerkingstoelage	€/t CO ₂	99,6	124,0	99,6	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant gA: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant gB: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport.

Variant gC: Bestaande pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant gD: Bestaande pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport.

17.5.4 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande industriële installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle bestaande industriële installaties waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Post-combustionstechnieken verwijderen CO₂ uit rook- of restgassen. Als referentie is gekozen voor post-combustion-CO₂-afvang uit de rookgassen van bestaande waterstofproductie door middel van SMR, met een referentieschaal van 80 kiloton waterstof per jaar. Rookgassen van een SMR zijn relatief schoon en hebben voor post-combustiontoepassingen een relatief hoge CO₂-concentratie (circa 20 procent), waardoor het een kostenefficiënte toepassing van post-combustion is. Met post-combustionafvang bij een SMR kan er een groter aandeel van de CO₂-uitstoot afgevangen worden dan met pre-combustion. Voor deze berekening is 90 procent CO₂-afvang aangenomen. Ook voor post-combustion-CO₂-afvang is er (nog) geen aanleiding om verschillende basisbedragen te berekenen op basis van opzichzelfstaande en geïntegreerde configuraties. Om te voldoen aan de specificaties voor transport- en opslag van CO₂ worden investeringskosten voor een additionele zuiveringsstap meegenomen.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 5A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, additionele zuivering en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslag-netwerk. Voor variant 5B bestaan de investeringen uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 18.6 gebruikt.

Tabel 17.7

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 5A	SDE++ 2026 Variant 5A	SDE++ 2025 Variant 5B	SDE++ 2026 Variant 5B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,54	0,54	0,53	0,53
Investeringskosten	miljoen €	286,6	318,5	368,6	386,1
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	8,5	9,5	11,0	11,5
Energieverbruik elektriciteit afvang	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik elektriciteit zuivering	kWhe/t CO ₂ afvang	n.v.t.	10	n.v.t.	0
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	670	670	670	670
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,2	12,9	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	16,6	17,0	16,6	17,0
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	5,2	5,5	5,2	5,5
Verwerkingstoeslag	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 5A: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, gasvormig transport.

Variant 5B: Nieuwe post-combustion CO₂-afvang, bestaande installatie, vloeibaar transport.

17.5.5 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande afvalenergiecentrales

Deze subcategorie is bedoeld voor bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI's of AEC's) waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-schaal is gekozen voor een AVI met CO₂-afvanginstallatie van 110 kiloton per jaar. Ook hier is 90 procent CO₂-afvang aangenomen. Rookgassen van een AVI hebben een relatief lage CO₂-concentratie (circa 5 tot 10 procent) voor post-combustiontoepassingen en hebben hogere onzuiverheid dan bijvoorbeeld de rookgassen van een SMR of gasgestookte wkk. Hierdoor liggen de afvang- en zuiveringskosten hoger dan bij de post-combustionvariant voor bestaande industriële installaties. Om te voldoen aan de specificaties voor transport- en opslag van CO₂ worden investeringskosten voor een additionele zuiveringsstap meegenomen.

Investerings voor de referentie-installatie voor variant 6A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, additionele zuivering en compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslag-netwerk. Voor variant 6B bestaan de investeringen uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met open overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17.7 gebruikt.

Het is de verwachting dat AVI's onder het ETS gaan vallen en dat er daardoor een ETS-voordeel zal ontstaan bij toepassing van CCS. Omdat het ETS alleen geldt voor het fossiele deel van de afgevangen en opgeslagen CO₂ geldt het ETS-voordeel alleen voor de fossiele fractie van de uitstoot. Deze was in 2023 36 procent. Omdat het nog niet duidelijk is hoe snel de AVI's ondergebracht zullen worden in het ETS, is er in dit advies gerekend met een correctiebedrag van 0.

17.5.6 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande biomassaenergiecentrales

Deze subcategorie is bedoeld voor bestaande biomassaenergiecentrales (BEC's) met een maximale capaciteit van 100 MWe waarvoor post-combustion-CCS overwogen wordt. De schaal en de rookgassen van BEC's zijn vergelijkbaar met AEC's en daarom worden dezelfde kosten en subsidieparameters uit tabel 17.7 gebruikt. Voor de meerderheid van biomassaenergiecentrales verwachten we geen ETS-voordeel bij het toepassen van CCS. Het correctiebedrag is voor de berekening van de rangschikking daarom op 0 gezet.

Tabel 17.8

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande AVI- of BEC-installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 6A	SDE++ 2026 Variant 6A	SDE++ 2025 Variant 6B	SDE++ 2026 Variant 6B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,11	0,11	0,11	0,11
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,08	0,10	0,08	0,10
Investeringskosten	miljoen €	51,7	56,4	66,7	70,1
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	1,5	1,7	2,0	2,1
Energieverbruik elektriciteit afvang	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik elektriciteit zuivering	kWhe/t CO ₂ afvang	n.v.t.	10	n.v.t.	0
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	1028	1028	1028	1028
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,2	13,6	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	25,4	18,9	25,4	18,9
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	6,8	7,1	6,8	7,1
Verwerkingstoelag	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 6A: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, bestaande afval- of biomassaenergiecentrale, gasvormig transport.

Variant 6B: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, bestaande afval- of biomassaenergiecentrale, vloeibaar transport.

17.6 CO₂-opslag bij nieuwe industriële installaties

17.6.1 Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle nieuwe installaties waarvoor pre-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-installatie is gekozen voor een nieuwe ATR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar. Er is voor de berekening aangenomen dat 90% van de vrijkomende CO₂ afgevangen wordt. Met behulp van pre-combustionstechnieken wordt CO₂ uit het syngas verwijderd, gecomprimeerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 7A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, compressie en een aansluiting op een gasvormig CO₂-transport- en opslagnetwerk. Voor variant 7B bestaan de investeringskosten uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeiingsinstallatie, inclusief een terminal met op- en overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17.9 gebruikt. De investeringskosten, operationele kosten en het energieverbruik zijn lager dan aangenomen voor pre-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties (tabel 17.4) omdat er aangenomen is dat een CO₂-afvanginstallatie goedkoper en efficiënter gebouwd kan worden bij een nieuwe industriële installatie dan dat er een ingepast kan worden bij een bestaande installatie.

Tabel 17.9

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 7A	SDE++ 2026 Variant 7A	SDE++ 2025 Variant 7B	SDE++ 2026 Variant 7B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,59	0,59	0,59	0,59
Investeringskosten	miljoen €	79,2	82,8	182,3	190,6
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	1,6	1,6	3,6	3,8
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	286	286	286	286
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,2	12,9	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	7,1	7,3	7,1	7,3
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	0,5	0,5	0,5	0,5
Verwerkingstoelage	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 8A: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.

Variant 8B: Nieuwe pre-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

17.6.2 Nieuwe post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij nieuwe installaties

Deze subcategorie is bedoeld voor alle nieuwe installaties waarvoor post-combustion-CCS wordt overwogen. Als referentie-installatie is gekozen voor een nieuwe SMR-waterstoffabriek met een productiecapaciteit van 80 kiloton waterstof per jaar. Ook hier is aangenomen dat 90 procent van

de vrijkomende CO₂ afgevangen wordt. Met behulp van post-combustionstechnieken wordt CO₂ uit het rookgas verwijderd, gecombineerd of vervloeid en getransporteerd.

Investeringskosten voor de referentie-installatie voor variant 8A bestaan uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie, additionele zuivering, compressie en een aansluiting op een gasvormig-CO₂-transport- en opslag-netwerk. Voor variant 8B bestaan de investeringskosten uit een CO₂-afvanginstallatie, reinigingsinstallatie en een vervloeingsinstallatie, inclusief een terminal met open overslagfaciliteiten. Voor de referentie-installatie zijn de kostenparameters van tabel 17.10 gebruikt. De investeringskosten, operationele kosten en het energieverbruik zijn lager dan aangenomen voor post-combustion-CO₂-afvanginstallaties bij bestaande installaties, omdat er aangenomen is dat een CO₂-afvanginstallatie goedkoper en efficiënter gebouwd kan worden bij een nieuwe industriële installatie dan dat er een ingepast kan worden bij een bestaande installatie.

Tabel 17.10

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe installaties^a

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 8A	SDE++ 2026 Variant 8A	SDE++ 2025 Variant 8B	SDE++ 2026 Variant 8B
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000	8.000	8.000	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	81,25	81,25	81,25	81,25
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,65	0,65	0,65	0,65
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,54	0,55	0,54	0,54
Investeringskosten	miljoen €	225,2	253,7	295,1	308,9
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	4,5	5,0	5,9	6,1
Energieverbruik elektriciteit afvang	kWhe/t CO ₂ afvang	175	175	212	212
Energieverbruik extra zuivering	kWhe/t CO ₂ afvang	N.v.t.	10	N.v.t.	0
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	600	600	600	600
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	12,2	13,6	14,8	15,6
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	14,9	15,2	14,9	15,2
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	5,2	5,5	5,2	5,5
Verwerkingstoelage	€/t CO ₂	90,6	99,6	112,8	124,0

a) Gebruikte varianten:

Variant 8A: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport.

Variant 8B: Nieuwe post-combustion-CO₂-afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport.

17.6.3 Direct Air Capture (DAC)

Sinds het SDE++ Advies 2025 wordt DAC meegenomen voor toepassingen bij CCU in de glastuinbouw. Voor dit advies is in de uitgangspunten van het ministerie van KGG meegenomen dat het ook mogelijk is om DAC in te zetten voor CCS. Deze categorie is gebaseerd op de referentie van variant 8B van de categorieën CCU in de glastuinbouw (zie paragraaf 18.4). Voor een toelichting van de referentie-installatie verwijzen we graag naar dit hoofdstuk. Voor toepassing bij CCS wordt aanvullend het verwerkingstarief voor transport- en opslag meegenomen in de kosten.

Een overzicht van de gehanteerde kostenparameters is te zien in tabel 17.11.

Tabel 17.11

Technisch-economische en subsidieparameters voor CO₂-afvang door middel van Direct Air Capture

Parameter	Eenheid	SDE++ 2026 Variant 10
Aantal vollasturen	uur/jaar	8.000
Piekcapaciteit CO ₂ -aansluiting	t CO ₂ afvang/uur	13,75
Afgevangen CO ₂ voor opslag	Mt CO ₂ afvang/jaar	0,06
Vermeden CO ₂	Mt CO ₂ vermeden/jaar	0,03
Investeringskosten	miljoen €	74,8
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	5,6
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	1152
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	1.000
Energiekosten elektriciteit	€/t CO ₂	95,1
Energiekosten warmte	€/t CO ₂	25,4
Variabele O&M-kosten	€/t CO ₂	30
Verwerkingstoeslag	€/t CO ₂	99,6

17.7 Subsidieparameters

In tabel 17.12 tonen we de basisbedragen en subsidie-intensiteiten voor alle CCS-categorieën.

Tabel 17.12
Subsidieparameters CCS

Categorie	Basisbedrag Advies SDE++ 2025 [€/kWh]	Basisbedrag Advies SDE++ 2026 [€/kWh]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	Subsidie- intensiteit Advies SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	260,8309	284,9839	350	302
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	359,1369	380,6973	485	405
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	302,8137	321,3167	409	342
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	134,0182	147,2560	9	11
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	184,2055	201,1779	65	71
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	166,2166	179,3614	44	47
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	212,0737	228,8104	96	102
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	206,8338	335,0315	91	199
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	250,7019	397,0812	140	262
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9A)	-	294,0599	-	161
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9B)	-	355,9996	-	225
CCS, bestaande pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9C)	-	262,2177	-	128
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9D)	-	299,3422	-	167
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	207,9232	227,8436	99	110
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	255,5942	274,5036	158	167
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	223,6561	236,1218	300	250
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	223,6561	236,1218	300	250
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	273,4164	285,3475	369	304
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	273,4164	285,3475	369	304
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	139,7080	151,5119	15	16
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	190,7006	206,3781	71	76
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	187,1660	206,2224	73	82
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	230,5914	248,0901	125	133
CCS, direct air capture (variant 10)	-	419,2366	-	451

18 CCU

Voor het SDE++-advies voor 2026 heeft het ministerie van KGG gevraagd om voor CO₂-afvang ten behoeve van gebruik in de glastuinbouw een geactualiseerd advies te schrijven. In het vorige hoofdstuk hebben we de afvang van CO₂ met het oog op permanente opslag in ondergrondse bergingen (CCS) behandeld. In dit hoofdstuk behandelen we de afvang van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw, conform de uitgangspunten van KGG, en ten behoeve van vermeden fossiele emissies in de glastuinbouw, dus zonder langdurige opslag. Andere toepassingen van het gebruik van CO₂ als “product” (*commodity*), maken vooralsnog geen onderdeel uit van dit advies, ofschoon dit tijdens de marktconsultatie in 2025 wel meermaals ingebracht werd. Dit is wel als toekomstige categorie opgenomen in de groslijst voor 2026.

In dit CCU-advies maken we onderscheid tussen de volgende categorieën:

- Categorie 1 : nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij industriële afvang-installaties
- Categorie 2 : bijkomende pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële afvang-installaties
- Categorie 3 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties
- Categorie 4 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties
- Categorie 5 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande afvalverbrandingsinstallaties (AVI of AEC) of grootschalige biomassa-energiecentrales (BEC)
- Categorie 6 : nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties
- Categorie 7 : Direct Air Capture (DAC)

Bovenvermelde categorieën worden verder opgedeeld in een aantal varianten: voor de categorieën 1 tot en met 5 wordt verder onderscheid gemaakt naar gasvormig transport via een bestaande pijpleiding (variant A), gasvormig transport via een nieuwe of een uitbreiding van een bestaande pijpleiding (variant B) en vloeibaar of gebonden gasvormig transport per as (variant C). Voor categorie 6 is er enkel een onderscheid naar gasvormig (variant A) en vloeibaar (variant B). Voor categorie 7 is er een onderscheid naar gasvormig (variant A) op locatie en gasvormig bij bestaande transportinfrastructuur (variant B).

Ten opzichte van het advies SDE++ 2025 zijn onder andere de volgende veranderingen doorgevoerd:

- de langetermijnelektriciteits- en -warmteprijsen zijn bijgesteld;
- voor CCU bij afval-energiecentrales is de CO₂-emissiefactor voor gebruikte warmte bijgesteld om rekening te houden met gedeerde elektriciteitsproductie;
- voor CCU bij afval-energiecentrales is warmteprijs bijgesteld om rekening te houden met gedeerde inkomsten uit verkoop van elektriciteit;
- omdat de basisbedragen en CO₂-intensiteiten weinig verschilden, zijn de categorieën nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij bestaande (voormalige categorie 1 uit Advies SDE++ 2025) en bij nieuwe (voormalige categorie 3 uit advies SDE++2025) industriële afvang-installaties samengenomen in een nieuwe categorie 1.

Er zijn enkele algemene veranderingen aangebracht op basis van de KEV 2025: het elektriciteits-tarief is verlaagd naar 0,074 euro/kWhe, het warmtetarief blijft 0,025 euro/kWh warmte en de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit blijft 0,130 kg CO₂/kWhe.

18.1 Algemene ontwikkeling

Het afvangen en gebruiken van CO₂ (CO₂ Capture and Utilisation, CCU) in de glastuinbouw voor extra plantbemesting is een reeds toegepaste techniek. Die CO₂ kan zelf geproduceerd worden met (gas)gestookte installaties, zoals met een ketel of wkk, of ingekocht worden bij derden. De ingekochte CO₂ is dan afkomstig van een industriële installatie waar CO₂-afvang plaatsvindt. In dit laatste geval is er sprake van CCU. Jaarlijks wordt er op dit moment ongeveer 600 tot 700 kiloton CO₂ geleverd aan de glastuinbouw, waarvan het meeste in gasvormige vorm. CO₂ wordt in de glastuinbouw toegepast om de CO₂-concentratie in de kas te verhogen en zo de groeisnelheid en opbrengst van planten, groenten en vruchten te stimuleren. Afhankelijk van de teelt bedraagt de gewenste CO₂-concentratie 500 tot meer dan 1.000 ppm in de kas, gemiddeld zo'n 800 ppm; ter vergelijking, de CO₂-concentratie in de atmosfeer is ruim 400 ppm (430 ppm in 2025 en stijgend).

CO₂ wordt door gewassen het meest opgenomen bij veel licht, dus overdag. Sinds de introductie van 'Het Nieuwe Telen', een nieuw teelconcept dat de afgelopen jaren is geïmplementeerd in de glastuinbouw, wordt met behulp van slimmer gebruik van schermen en kasluchtbevochtiging zowel het kasklimaat als de CO₂-concentratie optimaal benut. Ondanks dat daarbij heel beperkt gelucht wordt (ook in de zomer), blijft de meeste CO₂ verloren gaan. Op die momenten dat er wel veel gelucht moet worden (voorheen was het in de zomer gebruikelijk om de ramen te openen), wordt de CO₂-dosering teruggeschakeld. Bovendien heeft de tuinder door de prijs van externe CO₂ een prikkel om daar zo zuinig mogelijk mee om te gaan. De SDE++-subsidie voor CCU maakt CO₂-levering voor de tuinder niet gratis en daarmee blijft de prikkel tot efficiënte inzet van CO₂-dosering bestaan.

Gasvormige CO₂ wordt momenteel via een omgebouwde oude oliepijpleiding naar tuinders in het Westland en omgeving geleverd. De CO₂ is afkomstig van bedrijven in het Rotterdamse havengebied. De afnemers (tuinders) zijn rechtstreeks aangesloten op de CO₂-leiding. In Zeeuws-Vlaanderen levert een bedrijf niet enkel CO₂ aan een nabijgelegen tuinbouwgebied, maar ook restwarmte uit zijn productieproces. Dit laatste is een combinatie die in de toekomst zeer gewenst is voor de glastuinbouwsector, omdat dit bijdraagt aan een verdere reductie van de CO₂-uitstoot in die sector.

Vloeibaar gemaakte CO₂ wordt aan tuinders geleverd door bedrijven die industriële gassen produceren. De vloeibare CO₂ wordt lokaal bij tuinders in een tank opgeslagen en via een ontspan- en verdelingssysteem gasvormig terug in de kas gebracht.

Bij verduurzaming van de invulling van de warmtevraag in de kassen valt de eigen bron om CO₂ in de kas te doseren weg. De warmtevraag in de glastuinbouw wordt momenteel bijvoorbeeld verduurzaamd met behulp van geothermie, met de levering van (rest)warmte of door elektrificatie (warmtepompen). Het is nu gebruikelijk om voor de benodigde CO₂ de gasketel of gasmotor-wkk in te zetten, waarbij de CO₂ uit de gereinigde rookgassen (de-NO_x, methaan- en etheenverwijdering) gebruikt wordt. Als dit in de zomer gebeurt – omdat er in de zomer een lagere warmtevraag is (enkel voor vochtregulering in de kas) en omdat de CO₂-vraag in de zomer het hoogst is – wordt dit 'zomerstook' genoemd. Ook in andere periodes gedurende het jaar is er een vraag naar CO₂. Waar de piek van de warmtevraag in de winter valt, valt die voor CO₂ in de zomer. Dit laatste kan

problemen met de levering van CO₂ veroorzaken als de industriële leveranciers van de CO₂ bijvoorbeeld in zomeronderhoud gaan.

De afgevangen CO₂ telt bij de installaties waar de CO₂ afgevangen wordt niet als emissiereductie. De CO₂ wordt enkel verplaatst naar een andere locatie waar deze in de kaslucht terechtkomt en deels opgenomen wordt door planten of vruchten. Die opname telt als kortcyclische CO₂ en wordt internationaal (EU-ETS, UNFCCC-IPCC) niet gezien als langdurige vastlegging van koolstof in organisch materiaal (CO₂-sink) en telt dus volledig mee als emissie voor de afvangende bedrijven. Het emissiereductie-effect treedt op bij de tuinders door het vermeden gasverbruik voor CO₂-productie in de kas. Volgens een studie van WEcR (Van der Velden en Smit, 2020) wordt er per geleverde ton CO₂ aan de glastuinbouw 0,91 tot 0,95 ton CO₂ uitgespaard door het glastuinbedrijf zelf (vergelijkbaar met scope 1-emissies). Voor de berekening van de onrendabele top van CO₂-levering aan de glastuinbouw is uitgegaan van het perspectief van de investeerder in de CO₂-afvanginstallatie om CO₂ uiteindelijk in de kas bij de tuinder af te leveren.

18.2 Reflectie op openstellen CCU voor meerdere toepassingen

In de uitgangspunten heeft het ministerie van KGG verzocht om onderzoek te doen naar het uitbreiden van de toepassingen van CCU buiten de glastuinbouw. Naar aanleiding hiervan hebben we in de wijzigingsnotitie 2025 de markt om informatie en referenties gevraagd. Uit de marktconsultatie zijn andere toepassingen buiten de glastuinbouw ingebracht door meerdere marktpartijen, zoals de voedsel- en drankenindustrie, versnelde stabilisatie van beton en rookgasreiniging. Om deze op te nemen in een advies voor de SDE++ ontbreken hiervoor momenteel twee belangrijke parameters:

1. Ten eerste een gepast correctiebedrag, de wkk-formule nu gehanteerd voor de glastuinbouw is niet overal van toepassing. Een voorstel dat genoemd werd, was om een correctiebedrag op basis van de ETS-prijs te hanteren (ETS-1 momenteel en aangevuld met ETS-2 vanaf 2028). Echter, dit is ook niet eenduidig want hier speelt de aard van het afvangend bedrijf en de ontvanger van de CO₂ een rol: de ene kan onder ETS-1 vallen, de andere onder ETS-2 en vice versa. Enkel de vermeden emissies bij het ontvangend bedrijf zorgen voor een emissiereductie, CO₂-afvang ten behoeve van CCU telt niet mee als reductie bij het afvangend bedrijf⁹.
2. Dit leidt tot een tweede onzekerheid, namelijk dat bij andere toepassingen de vaststelling van de hoeveelheid vermeden emissies bij de gebruiker niet steeds eenduidig vast te stellen is, en dit is nodig om de subsidie-intensiteit te bepalen. Voorbeeld is bijvoorbeeld wanneer CO₂ wordt toegepast om een nieuw, nog niet bestaand, product te construeren (product A + CO₂ => product B).

⁹ In een [gedelegeerde handeling vanuit de Europese Commissie](#) worden de vereisten benoemd op basis waarvan CO₂-opslag als permanent gezien wordt en daarmee geldt als emissiereductie. Dit is beperkt tot CO₂ die chemisch vastzit in een materiaal en honderden jaren vast blijft zitten.

Uit de ontvangen informatie bleek wel dat er geen bezwaren zijn over de berekening van het basisbedrag, de huidige referentie-installaties voldoen aan de verwachte toepassingen voor CO₂-afvang ten behoeve van gebruik in sectoren buiten de glastuinbouw.

18.3 Kosten

18.3.1 Investeringskosten

Voor CO₂-afvang zijn investeringen vereist voor onder andere een afvanginstallatie, zuivering, compressie en een aansluiting op het CO₂-transportnetwerk of vervloeiing. De investeringskosten zijn grotendeels afhankelijk van het volume van de CO₂-afvang, de concentratie van CO₂, het proces waarvan wordt afgevangen en de gekozen technologie. Deze worden per categorie vastgesteld in een referentie-installatie. Voor de kostenfactoren die voor alle CCU-cases gelden, zijn de volgende aannames gemaakt over meegenomen kostenposten in het bepalen van het basisbedrag:

- **Afvang:** dit betreft de kosten voor de CO₂-afvang bij industriële processen of uit rookgassen van afvalenergiecentrales of biomassa-energiecentrales en van kleinschalige biomassaverbrandingsinstallaties.
- **Zuivering:** het is gebruikelijk dat er specificaties afgegeven worden over de benodigde zuiverheid van CO₂ voor gebruik in de glastuinbouw; zo wordt gesproken van 'OCAP-kwaliteit' voor gasvormige CO₂ en pure CO₂ bij levering van vloeibare CO₂. Daarom worden deze waarden gebruikt als benadering van de zuiveringskosten.
- **Buffer:** kosten voor een dag-nacht-bufferopslag bij de afvang.
- **Compressie:** bij gasvormige levering moet de CO₂ op druk gebracht worden (22 bar) vooraleer die in de transportleiding terechtkomt.
- **Vervloeiing:** bij levering van vloeibare CO₂ zijn er kosten gemoeid met de vervloeiingsinstallatie bij de locatie waar CO₂ afgevangen wordt.
- **Aansluitkosten:** dit betreft de kosten voor het aansluiten van de afgevangen gasvormige CO₂ aan het CO₂-transportnetwerk. Deze investering komt voor rekening van de aanvragende partij. Er is aangenomen dat de aanvragers zich zullen beperken tot het gebied waar het CO₂-transportnetwerk bestaat of gerealiseerd gaat worden. Hierdoor zal de afstand voor de aansluiting relatief kort zijn, in de referentie ongeveer 3 km. De kosten voor de pijpleiding van de afvanginstallatie naar het CO₂-transportnetwerk worden geschat op 1,5 euro/km/t CO₂ per jaar. De totale aansluitkosten bij de leverancier worden hiermee geschat op 0,45 miljoen euro.
- Om rekening te houden met een langere doorlooptijd tussen aanvraag en FID, zijn de kosten, met name de investeringen, voorzien van een vooruitkijkende inflatiecorrectie.

Niet meegenomen kosten voor de bepaling van de basisbedragen voor CCU zijn:

- kosten voor CO₂-afvang met het oog op opslag (CCS);
- kosten voor een CO₂-transportleiding (vergelijkbaar met de bestaande);
- kosten voor transport en verwerking van CO₂ met het oog op opslag (verwerkingstoeslag bij CCS);
- kosten voor aansluiting, opslag en verdeelsystemen bij de tuinder;
- kosten voor (ver)nieuwbouw van kassen zodat ze geschikt zijn voor dosering van extern geleverde CO₂;
- kosten voor CO₂-productie door back-upinstallaties bij de tuinders (ketel of wkk).

Voor elke categorie is een referentie-installatie vastgesteld waarvoor de kosten zijn bepaald. Op basis hiervan wordt het basisbedrag geadviseerd. Als referentiesituatie is gekozen voor CO₂-levering met een seizoensafhankelijk profiel gedurende het jaar aan tuinders. Uitgangspunt is dat het huidige leveringspatroon aan tuinders gecontinueerd wordt. Daarom wordt er voor de referentie-afvanginstallatie aangenomen dat deze deeltijds (4.000 vollastdraaiuren) zal opereren. De capaciteit van de aansluiting is gedimensioneerd op de maximale CO₂-afvang- en leveringscapaciteit.

18.3.2 Operationele kosten

Er worden drie typen operationele kosten onderscheiden: vaste O&M-kosten, variabele O&M-kosten en de energiekosten. Ook voor operationele kosten geldt dat deze worden beïnvloed door het proces waarvan CO₂ wordt afgevangen en de gekozen technologie. De vaste O&M-kosten bestaan uit jaarlijkse O&M- en overheadkosten. Om rekening te houden met een langere doorlooptijd tussen aanvraag en FID, zijn de kosten, met name de vaste operationele kosten, voorzien van een vooruitkijkende inflatiecorrectie.

Energiekosten bestaan uit kosten voor warmte of stoom voor CO₂-afvang en elektriciteit voor compressie en vervloeiing. De benodigde hoeveelheden energie voor CO₂-afvang, compressie en vervloeiing komen uit beschikbare informatie van marktpartijen. De volgende aannames zijn gemaakt voor het elektriciteits- en warmtegebruik bij CO₂-afvang voor de berekening van het basisbedrag:

- warmte bij CO₂-afvang, pre-combustion: gemiddeld 299 kWh warmte/t CO₂ afgevangen;
- warmte bij CO₂-afvang, post-combustion: 670 kWh warmte /t CO₂ afgevangen (bestaand) en 600 kWh/t CO₂ afgevangen (nieuw);
- warmte bij CO₂-afvang bij AEC en BEC : 1.028 kWh warmte /t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij CO₂-afvang, pre-combustion en post-combustion: 50 kWh elektriciteit/t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij compressie : 82,5 kWh elektriciteit /t CO₂ afgevangen;
- elektriciteit bij vervloeiing : 190 kWh elektriciteit /t CO₂ afgevangen bij groen gas opwerking en 162 kWh elektriciteit /t CO₂ bij de overige installaties.

Wel is het zo dat een deel van de warmtevraag door onbenutte restwarmte zou kunnen worden ingevuld, dit is niet meegenomen. De energiekosten zijn opgenomen in de variabele operationele kosten in de berekening van het basisbedrag. De variabele operationele kosten worden ook bepaald door het gebruik van bijvoorbeeld chemicaliën (oplosmiddelen) die nodig zijn bij het afvangen van CO₂. In de berekening zijn deze meegenomen met 7,5 euro/ton CO₂ afgevangen voor AEC's en BEC's (categorie 5) en als 4,9 euro/ton CO₂ afgevangen voor de andere CCU-categorieën in de berekening van het basisbedrag.

18.3.3 Transporttoeslag

CCU wijkt af van de – op het eerste zicht gelijkaardige – situatie bij CCS. Bij CCS geldt de afgevangen CO₂ als emissiereductie bij de afvanger en wordt deze via een tussenpartij, die instaat voor transport en opslag, permanent ondergronds op te slaan en dus uit de CO₂-boekhouding van de afvangende en dus investerende partij verwijderd. Bij CCU is er een partij die investeert in de CO₂-afvang, maar daarna de CO₂ als commercieel product aanbiedt aan de markt, met name tuinders. Het komt voor dat een derde handelspartij kan instaan voor het transport, maar die rekent de bijkomende kosten voor dat transport door aan de uiteindelijke afnemer, zijnde de tuinders. Die maken de afweging of het bedrijfsmatig voor hen interessant is om CO₂ in te kopen, daarbij rekening houdend met de kosten van afvang en transport, of om zelf CO₂ te produceren.

In de berekening van het basisbedrag, wordt voor alle categorieën CCU uitgegaan van systeemgrenzen vanaf de partij die de CO₂ afvangt tot de uiteindelijke afnemer, de tuinder. Bovendien wordt in de varianten 1A tot en met 5A voor gasvormige CO₂ uitgegaan van de huidige situatie, namelijk een bestaande pijplijn waarop nog reservetransportcapaciteit beschikbaar is. Hiervoor een forfaitaire transporttoeslag van 5 euro/ton CO₂ meegenomen in de berekening van het basisbedrag.

Voor de varianten 1B tot en met 5B wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding of van een uitbreiding van een bestaande transportpijpleiding, waarvoor, naar analogie van de methode gebruikt voor het SDE++ advies voor CCS, kosten worden meegenomen voor transporttoeslag via de pijpleiding. Deze worden voor CCU begroot op 18,0 euro/ton CO₂ (zie tekstkader 18.1 voor een toelichting). Voor transport van vloeibaar of gebonden gasvormig CO₂ (varianten 1C tot en met 5C) wordt uitgegaan van transport per tankauto en daarvoor wordt 25 euro/t CO₂ aangenomen, dat is inclusief afschrijvings-, personeels- en brandstofkosten. In de berekening van het basisbedrag worden de transportkosten als variabele kosten (euro/t CO₂ afgevangen) meegenomen.

Tekstkader 18.1

Toelichting bij de berekening van transportkosten nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding voor CCU

Varianten 1B-5B

De verwerkingstoeslag voor de te transporteren CO₂ via een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding, wordt vastgesteld aan de hand van het jaarlijkse volume en de piekcapaciteit. Dit laatste is van invloed op de kosten voor het transport want de pijpleiding moet gedimensioneerd worden op de pieklevering (in de zomer):

- het jaarlijkse volume dat wordt getransporteerd is voor de referentie-installatie 55 kt CO₂, wat neer komt op gemiddeld 13,75 t CO₂ per uur;
- de piekcapaciteit voor levering bedraagt 25 t CO₂ per uur; de zogenoemde *load factor* is dan 25 t CO₂ / 13,75 t CO₂ = 1,82;
- het transporttarief is 9,9 euro/t CO₂ getransporteerd per pijplijn onshore op basis van volcontinue levering. Het transporttarief voor de CCU-varianten B wordt dan 9,9 x 1,82 = 18,0 euro/t CO₂.

18.4 CCU bij industriële installaties

Onder deze subcategorie vallen bestaande installaties waar CO₂ wordt afgevangen of verder gezuiverd uit sterk geconcentreerde tot zo goed als zuivere CO₂-stromen, in de vorm van pre-combustionafvang, en uit matig geconcentreerde CO₂-stromen uit rookgas, in de vorm van post-combustionafvang. De afgevangen CO₂ wordt getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het gasvormig CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op de bestaande verbinding tussen afvang/compressie en het CCU-netwerk.

Een andere toepassing onder deze subcategorie is CO₂-afvang bij een industriële installatie waarbij een geconcentreerde, zo goed als zuivere CO₂-stroom vrijkomt die via pre-combustion-CO₂-afvang (varianten 1A tot en met 1C). Voor CCU wordt er uitgegaan van CO₂-afvang bij een biogasproductie-installatie als referentie en geen ATR zoals bij CCS; dit wegens het verschil in schaalgrootte en de uiteindelijke inzet van de afgevangen CO₂. Dit advies maakt geen onderscheid naar de bron van het biogas, dat kan bijvoorbeeld een vergister, vergasser of een waterzuiveringsinstallatie zijn. De CO₂-afvang vindt hierbij reeds plaats bij de opwerkingsstap van het ruwe biogas naar aardgaskwaliteit (of LNG), en dus worden de kosten hiervan niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag CCU. Door de minder zuivere ruwe biogasstroom, waaruit CO₂ afgevangen wordt, is er voor CCU wel meer zuivering nodig om de afgevangen CO₂ te kunnen leveren aan de glastuinbouw, hiervoor worden wel bijkomende kosten meegenomen.

In varianten 2A tot en met 2C betreft het een bijkomende CO₂-afvang bij een bestaande installatie waar CO₂-afvang reeds plaatsvindt, bijvoorbeeld ten behoeve van gebruik in de voedingsmiddelenindustrie of andere toepassing. Er moet wel ruimte zijn om de 4.000 vollasturen voor levering aan de tuinbouw te realiseren. Hierbij hoeven geen investeringskosten meer gemaakt te worden voor de CO₂-afvang en compressor, en zijn er enkel bijkomende investeringen vereist voor de aansluiting op de CO₂-transportleiding en eventuele vervloeiing van de CO₂. Bijkomende operationele kosten zijn verbonden aan deze extra afvang.

Voor de varianten van afvang bij bestaande industriële installaties (3A tot en met 3C) van deze subcategorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de compressiekosten en de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Een andere toepassing is die waarbij een matig geconcentreerde CO₂-stroom vrijkomt uit rookgasen die via een post-combustionafvang voor CCU ingezet kan worden (varianten 4A tot en met 4C). De kosten van afvang liggen voor een nieuwe installatie lager dan bij varianten met afvang bij een bestaande installatie, naar analogie van gelijkaardige variant in het advies voor CCS. Er wordt eveneens van uitgegaan dat deze nieuwe installatie in de variant met gasvormig transport door een bestaande pijpleiding in de buurt van een bestaande CO₂-pijpleiding wordt gerealiseerd. Er zijn ook varianten uitgewerkt waarbij wordt uitgegaan van een nog niet bestaande, nieuw aan te leggen pijpleiding of uitbreiding van een bestaand CO₂-pijpleidingnetwerk en een variant waarbij de CO₂ vloeibaar gemaakt wordt voor levering. Voor alle varianten voor CCU worden 4.000 vollasturen per jaar aangenomen.

Tabel 18.1

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe pre-combustion-CO₂-zuivering bij industriële afvanginstallaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2025 Variant 1A	2026 Variant 1A	2025 Variant 1B	2026 Variant 1B	2025 Variant 1C	2026 Variant 1C
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55	55	55	55	55
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Zuivering en buffering	miljoen €	18,2	18,8	18,2	18,8	15,0	15,5
Vervloeiing	miljoen €	-	-	-	-	7,4	7,7
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	0,5	0,5	0,5	0,5		
Vaste O&M-kosten	miljoen € /jaar	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	133	133	133	133	240	240
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	313	299	313	299	313	299
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	27,0	27,4	40,0	40,4	54,0	55,3

a) Gebruikte varianten:

1A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

1B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

1C: vloeibaar transport.

Tabel 18.2

Technisch-economische en subsidieparameters voor bijkomende pre-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2025 Variant 2A	2026 Variant 2A	2025 Variant 2B	2026 Variant 2B	2025 Variant 2C	2026 Variant 2C
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55	55	55	55	55
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Zuivering en buffering	miljoen €	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4
Vervloeiing	miljoen €	-	-	-	-	17,6	18,1
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	133	133	133	133	212	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	313	313	313	313	313	313
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	27,0	27,7	40,0	40,7	52,0	53,6

- a) Gebruikte varianten:
 2A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.
 2B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.
 2C: vloeibaar transport.

Tabel 18.3

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij bestaande industriële installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2025 Variant 4A	2026 Variant 3A	2025 Variant 4B	2026 Variant 3B	2025 Variant 4C	2026 Variant 3C
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55	55	55	55	55
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Zuivering en buffering	miljoen €	44,3	45,8	44,3	45,8	38,5	39,7
Vervloeiing	miljoen €	-	-	-	-	17,6	18,1
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	1,0	1,1	1,0	1,1	1,4	1,5
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	133	133	133	133	212	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	670	670	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	36,0	36,8	49,0	49,8	61,0	62,7

- a) Gebruikte varianten:
 3A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.
 3B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.
 3C: vloeibaar transport.

Tabel 18.4

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij nieuwe industriële installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2025 Variant 5A	2026 Variant 4A	2025 Variant 5B	2026 Variant 4B	2025 Variant 5C	2026 Variant 4C
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55	55	55	55	55
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Zuivering en buffering	miljoen €	35,3	36,5	35,3	36,5	27,7	28,6
Vervloeiing	miljoen €	-	-	-	-	17,6	18,1
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	0,9	0,9	0,9	0,9	1,2	1,3
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	133	133	133	133	212	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	600	600	600	600	600	600
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	34,0	35,0	47,0	48,0	60,0	60,9

a) Gebruikte varianten:

4A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

4B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

4C: vloeibaar transport.

18.4.1 CCU bij afvalenergiecentrales of bij grootschalige biomassa-energiecentrales

Onder deze categorie (varianten 5A tot en met 5C) vallen installaties waar CO₂ wordt afgevangen uit rookgassen met een lagere concentratie aan CO₂, in de vorm van post-combustionafvang bij afvalverbrandingsinstallaties. Hieronder kunnen ook qua thermisch vermogen grote (> 50 MWth) biomassa-energiecentrales vallen. De afgevangen CO₂ wordt dan verder getransporteerd voor gebruik bij tuinders. Aansluiting op het CO₂-transportnetwerk kan met behulp van een aftakking op een bestaande verbinding of met een uitbreiding of nieuw CCU-netwerk. Voor deze categorie zijn investeringen vereist in een CO₂-afvanginstallatie, compressor en de aansluiting op het CO₂-transportnetwerk. In de berekening van het basisbedrag zijn hiervoor zowel investeringskosten (inclusief inpassings- en aanpassingskosten) als operationele kosten opgenomen. In het geval van vervloeiing van de CO₂ vervallen de aansluitkosten op een CO₂-netwerk, maar worden er extra kosten voor de vervloeiing meegenomen.

Tabel 18.5

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij afvalenergiecentrales of grootschalige bio-energiecentrales^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++	SDE++
		2025 Variant 6A	2026 Variant 5A	2025 Variant 6B	2026 Variant 5B	2025 Variant 6C	2026 Variant 5C
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55	55	55	55	55
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
Zuivering en buffering	miljoen €	48,7	50,2	48,7	50,2	45,3	46,7
Vervloeiing	miljoen €	-	-	-	-	17,6	18,1
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-
Vaste O&M-kosten	miljoen € /jaar	1,1	1,2	1,1	1,2	1,6	1,6
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	133	133	133	133	212	212
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	1028	1028	1028	1028	1028	1028
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	47,0	41,2	60,0	54,2	73,0	67,1

a) Gebruikte varianten:

5A : gasvormig transport, bestaande pijpleiding.

5B: gasvormig transport, nieuwe of uitbreiding bestaande pijpleiding.

5C: vloeibaar transport.

18.4.2 CCU bij kleinschalige biomassaketels

Naast CCU bij grootschalige installaties zoals hiervoor beschreven, is er ook berekend wat de onrendabele top zou zijn als CO₂ wordt afgevangen bij kleinschalige lokale biomassa-installaties (varianten 6A en 6B).

De referentie-installatie is een biomassaketel (≥ 5 MWth, en < 50 MWth), bijvoorbeeld bij een tuinder of bij een cluster van tuinders, of in de omgeving daarvan, waar een CO₂-afvanginstallatie wordt bijgebouwd. Dit valt onder de noemer post-combustionafvang waarbij CO₂ uit rookgassen afgevangen wordt. Naar analogie van de andere CCU-categorieën wordt ook hier uitgegaan van 4.000 vollasturen per jaar voor de CO₂-afvang, hoewel het kan voorkomen dat de biomassa-installatie meer vollasturen maakt voor warmteproductie. De kosten voor de biomassaketel zelf, zoals investeringen en brandstof en operationele kosten, maken geen deel uit van het basisbedrag voor deze categorie. Ook is er geen vereiste dat de biomassa-installatie waarbij CCU wordt toegepast een SDE-beschikking moet hebben.

Ook hier zijn de twee CO₂-toepassingen mogelijk, namelijk gasvormig of vloeibaar. In het eerste geval moet de CO₂ na afvang enkel gedroogd worden, extra compressie is niet nodig. Bij toepassing van vloeibare CO₂ vindt extra compressie en vervloeiing plaats. Lokale CO₂-buffering maakt in beide gevallen voor het basisbedrag onderdeel uit van de referentie-installatie. Kosten voor verdeel-, meet- en monitoringsinstallaties in de kassen worden niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag omdat die installaties geacht worden reeds aanwezig te zijn.

Tabel 18.6

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe post-combustion-CO₂-afvang bij kleinschalige biomassa-installaties^{a)}

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 7A	SDE++ 2026 Variant 6A	SDE++ 2025 Variant 7B	SDE++ 2026 Variant 6B
Aantal vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	12,8	12,8	12,8	12,8
Afgevangen CO ₂ voor levering	t CO ₂ afvang/uur	3,20	3,20	3,20	3,20
CO ₂ -afvang en buffering	miljoen €	8,4	8,7	7,4	7,6
Vervloeiing	miljoen €	-	-	3,4	3,5
Aansluiting transportnetwerk	miljoen €	-	-	-	-
Vaste O&M-kosten	miljoen € /jaar	0,2	0,2	0,3	0,3
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	40	40	195	195
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	670	670	670	670
Variabele O&M-, transport- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	24,0	24,9	35,0	36,4

a) Gebruikte varianten:

6A : gasvormige levering.

6B: vloeibare levering.

18.5 Direct Air Capture (DAC)

In dit advies is naast andere CCU-opties CO₂-levering aan de glastuinbouw via Direct Air Capture (DAC) opgenomen. DAC is een relatief nieuwe technologie, waarbij CO₂ wordt afgevangen uit omgevingslucht. Hierdoor is de CO₂ op elk moment van het jaar beschikbaar en kan de tuinder het naar wens in de kas doseren. Bij een DAC-systeem wordt omgevingslucht naar binnen gezogen en bindt de CO₂ in deze lucht zich aan een sorptiemiddel. Vervolgens wordt het mengsel van sorptiemiddel en CO₂ verhit om de CO₂ los te laten zodat de CO₂ in de kas gedoseerd kan worden. De benodigde warmte voor die verhitting kan met een warmtepomp gegenereerd worden, of afkomstig zijn van een (externe) warmtebron. We gaan in dit advies uit van DAC met een vaste stof als sorptiemiddel. In dit advies onderzoeken we zowel het gebruik van DAC in de glastuinbouw als DAC bij permanente opslag (zie Hoofdstuk 18).

Ten opzichte van het advies SDE++ 2025 zijn onder andere de volgende veranderingen doorgevoerd:

- de langetermijnelektriciteits- en -warmtepreizen zijn bijgesteld;
- voor toepassing bij tuinders wordt het jaarlijkse vastrecht voor de bestaande elektriciteitsaansluiting meegenomen bij de operationele kosten.

18.5.1 Beschrijving referentie-installatie

Voor dit advies zullen we twee verschillende referentie-installaties onderzoeken:

1. Een installatie op locatie bij de tuinder. Deze installatie levert CO₂ voor alleen deze tuinder.
2. Een installatie bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur. Dit gaat om een grootschalige installatie die CO₂ kan leveren aan meerdere tuinders, overeenkomstig met andere CCU-categorieën.

Het verbruiksprofiel van tuinders is seizoensafhankelijk, waarbij de piek van de CO₂-vraag in de zomer ligt. We sluiten aan bij de aannames voor bestaande CCU-categorieën door 4.000 vollasturen aan te nemen voor beide DAC-referentie-installaties, overeenkomstig met het CO₂-verbruiksprofiel van tuinders. We hebben uit de markt signalen ontvangen dat meer vollasturen in bepaalde gevallen haalbaar zijn, maar voor het advies houden we voorlopig vast aan dit verbruiksprofiel wegens te beperkte informatie over de kosten van benodigde seizoensopslag bij meer vollasturen.

Op locatie bij de tuinder

We gaan uit van een gemiddeld glastuinbouwbedrijf van 5 ha. Een recente actualisatie van de verwachte CO₂-behoefte in 2030 van het WEcR voorspelt een lagere CO₂-behoefte in de glastuinbouw dan eerder onderzoek (Smit en Grootsholten, 2024), door nieuwe kennis en inzichten vanuit 'Het nieuwe telen'. In lijn met deze schatting zullen we een CO₂-vraag van 25 kg/m²/jaar hanteren, overeenkomstig met alle andere CCU-categorieën, waar op basis van gegevens van marktpartijen hetzelfde wordt gehanteerd. Voor de referentie-installatie gaan we uit van een jaarlijkse CO₂-vraag van 1,25 kton.

De referentie-installatie bestaat in ieder geval uit een afvanginstallatie en een warmtepomp op locatie bij de tuinder. De afvanginstallatie is daarmee volledig elektrisch. De warmtepomp wordt gebruikt om lokaal aanwezige laagwaardige warmte op te waarden naar het benodigde temperatuurniveau om de CO₂ te kunnen scheiden van het sorptiemiddel (ca. 95 °C). De verwachte COP van de warmtepomp is 2,7. We gaan uit van gasvormige levering met een dag/nacht buffer

voor CO₂-opslag.

De verwachting is dat de installatie 1300 kWh elektriciteit en 550 kWh warmte zal gebruiken per afgevangen ton CO₂. Dit komt overeen met een benodigd elektrisch vermogen van 400 kWe, wat naar verwachting makkelijk past binnen de huidige netwerkaansluiting van de tuinder. We gaan er dus van uit dat er geen nieuwe netwerkaansluiting nodig is voor de installatie. Wel nemen we de benodigde aanvullende jaarlijkse operationele kosten (vastrecht) mee. In het vorige advies werden deze kosten niet meegenomen, dit resulteert in een stijging van het basisbedrag ten opzichte van advies 2025.

Bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur

Bij plaatsing bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur bestaat de referentie-installatie uit een hybride afvanginstallatie, namelijk een DAC-afvanginstallatie en een voorziening voor externe warmte voor de CO₂-scheiding. Daarnaast zal bij de referentie-installatie een opslagtank geplaatst worden. We nemen aan dat er voldoende (rest)warmte op locatie aanwezig is en er geen aanvullende warmtepomp nodig is. We gaan uit van een transportnetwerk zoals OCAP, waarbij CO₂ gasvormig via pijpleidingen aan tuinders geleverd wordt. Voor optimale gasvormige invoeding in de transportinfrastructuur gaan we uit van vloeibare opslag in cryogene opslagtanks, waarna op gepast tijdstip de CO₂ weer ontspannen wordt en gasvormig aan het transportnetwerk wordt geleverd. Om de CO₂ op de juiste druk te brengen voor het transportnetwerk wordt een compressor gebruikt. We gaan uit van 55 kton CO₂ afvang/jaar, overeenkomend met andere industriële CCU-categorieën.

De verwachting is dat de afvanginstallatie 990 kWh elektriciteit en 1000 kWh warmte per ton CO₂ afgevangen zal gebruiken. Verder gaan we uit van 162 kWh elektriciteit per ton CO₂ afgevangen voor het vervloeien van de CO₂ om het geschikt te maken voor opslag in de opslagtanks. Dit komt overeen met een 16MWe-netwerkaansluiting. We verwachten dat er op de afvanglocatie nog geen netwerkaansluiting is, of deze significant verzwakt moet worden. Daarom nemen we de kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting mee in de investerings- en vaste operationele kosten.

18.5.2 Kosten

We gaan uit van realisatie in 2027 bij aanvraag in 2025. Om in de investeringskosten zo goed mogelijk rekening te houden met inflatie van de komende jaren zullen we gebruik maken van de kerninflatie (HICP), exclusief energie en voeding uit de [voorjaarsraming 2025 van DNB](#). Vanwege de onzekerheid in de kosteninschattingen hanteren we een grovere kostensplitsing voor deze categorie ten opzichte van andere CCU-categorieën.

18.5.3 Investeringskosten

Referentie 7A: Op locatie bij de tuinder

Bij plaatsing op locatie bij de tuinder zijn investeringen vereist voor de afvanginstallatie, een warmtepomp en een dag/nacht-buffer. We nemen aan dat er geen nieuwe elektrische netwerkaansluiting nodig is voor plaatsing van de installatie. Er wordt verder uitgegaan van 5 procent onvoorziene kosten omdat de kosten voor deze nieuwe technologie nog onzeker zijn.

Referentie 7B: Bij bestaande CO₂-transportinfrastructuur

Wanneer een referentie-installatie bij bestaande CO₂-infrastructuur (7B) geplaatst wordt zijn er investeringen nodig voor de afvanginstallatie, vervloeibaring met een bijbehorende opslagtank en aansluiting aan een CO₂-transportnetwerk. De kosten voor een nieuwe netwerkaansluiting op het elektriciteitsnet worden ook meegenomen. Er wordt daarnaast uitgegaan van 5 procent onvoorziene kosten omdat de kosten voor deze nieuwe technologie nog onzeker zijn.

18.5.4 Operationele kosten

De operationele kosten bestaan uit vaste operationele kosten, variabele operationele kosten en energiekosten. De vaste operationele kosten bestaan uit jaarlijkse O&M- en overheadkosten en vaste jaarlijkse kosten voor de netwerkaansluiting. Het basisbedrag neemt toe door het meenemen van de vaste jaarlijkse kosten voor de netwerkaansluiting. Voor de jaarlijkse O&M- en overheadkosten hanteren we 4 procent van de totale investeringskosten, dit percentage wordt ook in andere SDE++-categorieën gehanteerd.

Variabele operationele kosten omvatten de kosten voor het vervangen van de sorptiemiddelen, naar verwachting zullen deze elke 30 maanden vervangen moeten worden. De kosten voor het vervangen van sorptiemiddelen zijn meegenomen als 30 euro/ton CO₂ afgevangen. Energiekosten zijn kosten voor elektriciteit en warmte.

Kosten voor elektriciteitsverbruik bestaan uit de groothandelsprijs voor elektriciteit, netwerkkosten voor transport en energiebelasting. De groothandelsprijs en energiebelasting baseren we op de KEV2025-ramingen. De netwerkkosten worden gebaseerd op tarievenbesluiten van de netbeheerders in 2025, gecombineerd met verwachte kostenstijgingen.

Als warmteprijs hanteren we 90 procent van de langetermijngasprijs (LHV) die ook in de KEV 2025 gehanteerd is. Tabel 18.7 en 18.8 bevatten een overzicht van de technisch-economische parameters en subsidieparameters. De gebruikte investerings- en operationele kosten zijn afgerond om schijn-nauwkeurigheid te voorkomen.

Tabel 18.7

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe DAC-installaties voor afvang op locatie bij de tuinder

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 8A	SDE++ 2026 Vari- ant 7A
Vollasturen	uur/jaar	4.000	4000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	1,25	1,25
Jaargemiddelde afgevangen CO ₂ per uur	t CO ₂ afvang/uur	0,3125	0,3125
Investeringskosten	miljoen €	1,42	1,45
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	0,056	0,138
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	1,300	1,300
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	550	550
Variabele O&M- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	124,3	130,3

Tabel 18.8

Technisch-economische en subsidieparameters voor nieuwe DAC-installaties voor afvang bij bestaande CO₂-infrastructuur

Parameter	Eenheid	SDE++ 2025 Variant 8B	SDE++ 2026 Variant 7B
-----------	---------	--------------------------	--------------------------

Vollasturen	uur/jaar	4.000	4.000
Afgevangen CO ₂ voor CCU	kt CO ₂ afvang/jaar	55	55
Afgevangen CO ₂ per uur	t CO ₂ afvang/uur	13,75	13,75
Investeringskosten	miljoen €	70,62	74,77
Vaste O&M-kosten	miljoen €/jaar	5,23	5,50
Energieverbruik elektriciteit	kWhe/t CO ₂ afvang	1.152	1.152
Energieverbruik warmte	kWhth/t CO ₂ afvang	1.000	1.000
Variabele O&M- en energiekosten	€/t CO ₂ afvang	144,0	150,5

18.6 Correctiebedrag

De subsidie wordt bepaald door het basisbedrag te verminderen met de inkomsten die worden gegenereerd door de technologie. CCU betreft een toepassing waarbij een verhandelbaar product, al dan niet via een tussenpartij die instaat voor het transport, aan de glastuinbouw geleverd wordt. Door die CO₂-levering bespaart de tuinder op het eigen gasverbruik (om anders zelf de CO₂ te produceren). Deze besparing ligt aan de basis van de bepaling van het correctiebedrag. Als referentie wordt een verdeling aangehouden, waarbij ervan uitgegaan wordt dat 90 procent van de tuinders die gebruik zouden kunnen maken van CO₂-levering, de eigen CO₂-vraag via een wkk invult en de resterende 10 procent via een gasketel. Verder wordt aangenomen dat er in het geval van wkk een correctie plaatsvindt op basis van de inkomsten uit de verkoop van de geproduceerde elektriciteit. Gas- en elektriciteitsprijzen zijn overgenomen uit de KEV 2025. Ook wordt de gemiddelde reductiecoëfficiënt voor CO₂-levering aan een tuinder uit de WEcR-studie (Van der Velden en Smit, 2020), vergelijkbaar met scope 1, in rekening gebracht: 0,93 ton CO₂ vermeden per ton CO₂ geleverd. Omdat CO₂-afvang voor CCU niet telt als emissiereductie bij de afvanger, is er ten behoeve van de SDE++ geen ETS-correctie noodzakelijk voor de CCU-categorieën. Aangezien de Europese regelgeving inzake CO₂-emissies in de toekomst gaat veranderen met de invoering van een ETS-1- en een ETS-2-handelssysteem, kan dat een invloed hebben op de bepaling van het correctiebedrag. Momenteel is er nog niet voldoende inzicht hoe de handelsprijzen zich zullen ontwikkelen en hoe de uitzonderingsregeling voor de glastuinbouw er uit komt te zien.

Er dient ook opgemerkt te worden dat de jaar-op-jaarvolatiliteit van de energieprijzen voor het correctiebedrag beduidend kunnen afwijken van de langetermijnprijzen die bij de berekening van het basisbedrag gebruikt worden. Deze jaar-op-jaarvolatiliteit wordt echter wel in de jaarlijkse correctiebedragen meegenomen wat de rendabiliteit van CO₂-afvangprojecten kan belemmeren. Uit de marktconsultatie 2025 kwam ook naar voren om een maximaal plafond voor het correctiebedrag in stellen, wat overeenkomt met een soort *willingness to pay* door de afnemers. Echter, dit zou dan ook jaarlijks moeten bepaald worden en gegeven de intransparantie van de CO₂-marktprijsbepaling en of er al dan niet een intermediair bedrijf betrokken is tussen afvanger en ontvanger, is dit niet haalbaar.

18.7 Basisbedrag

Tabel 18.9 toont de resulterende basisbedragen en subsidie-intensiteiten voor CCU.

Tabel 18.9
Subsidieparameters CCU

Categorie	Basisbe- drag Advies	Basisbe- drag Advies	Subsidie- intensiteit Advies	Subsidie- intensiteit Advies
	SDE++ 2025 [€/kWh]	SDE++ 2026 [€/kWh]	SDE++ 2025 [€/t CO ₂]	SDE++ 2026 [€/t CO ₂]
CCU, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	-	83,4691	-	5
CCU, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	-	97,9059	-	22
CCU, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	-	124,5605	-	54
Extra CCU bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	39,7774	41,0851	8	-45
Extra CCU bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	54,2143	55,5219	25	-28
Extra CCU bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	114,7042	118,1829	98	47
CCU bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	155,1815	160,9674	160	107
CCU bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	169,6184	175,4154	179	126
CCU bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 3C)	215,4209	222,8000	243	191
CCU nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	130,5946	135,4273	125	72
CCU nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	145,0315	149,8641	144	91
CCU nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	186,3011	192,5337	200	148
CCU afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 5A)	178,5352	177,2183	213	111
CCU afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	192,9721	191,6551	235	128
CCU afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 5C)	244,9171	245,4284	316	248
CCU kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 6A)	120,6819	125,1060	113	59
CCU kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 6B)	161,3930	167,6986	170	117
Direct Air Capture - op locatie, gasvormig (variant 7A)	318,5969	401,5930	375	424
Direct Air Capture - bij infrastructuur (variant 7B)	413,4118	436,3524	685	643

19 Verkenning warmtecategorieën (exclusief biomassa)

19.1 Aanleiding en doelstelling

Bij de uitgangspunten voor dit advies is onder de aandachtspunten voor warmte de volgende onderzoeksvraag bijgevoegd: “Graag onderzoek naar of warmtecategorieën met een warmtepomp kunnen worden samengevoegd tot een generieke categorie die onafhankelijk is van de bron van warmte.”

Voor een eenduidig antwoord op deze vraag is aanvullende informatie nodig. Ja, in principe kunnen de warmtecategorieën met warmtepompen (gedeeltelijk) worden samengevoegd. Een meer generieke categorie is echter wel een ándere categorie, die minder is toegesneden op de specifieke situaties uit de oorspronkelijke categorisering. Het antwoord op de vraag hangt daarom samen met de uitgangspunten en voorwaarden onderliggend aan het ‘kunnen samenvoegen’. Bij voorwaarden voor samenvoeging gaat het niet enkel over kostentechnische effecten, maar ook over de praktische invulling van een categorie. Welke aannames worden er gemaakt voor bijvoorbeeld de systeemgrensafbakening van de referentie-installatie van de generieke categorie? Hoe worden de techno-economische parameters bepaald? Deze vragen komen in dit stuk nog niet aan bod, maar kunnen later nog verder worden uitgewerkt.

Dit hoofdstuk dient daaraan voorafgaand als verkenning van de mogelijke uitgangspunten voor samenvoeging, die KGG aan het PBL kan meegeven in de adviesvraag voor de SDE++ 2027. Het doel daarbij is om inzicht te geven in welke overwegingen hier kunnen spelen en om het perspectief te schetsen van een mogelijke samenvoeging. Het onderzoek bestaat uit drie onderdelen:

- a) Mogelijke doelstellingen bij samenvoeging van warmtepompcategorieën,
- b) analyse van verschillen in de categorisering en verkenningen voor herstructurering,
- c) voorbeeld van samenvoeging: warmtepomp basislast, middentemperatuur.

Het resultaat van dit onderzoek – en tevens een vorm van wedervraag van het PBL aan KGG – bestaat uit vijf verkenningen. De SDE++ kent momenteel 38 verschillende warmtepompcategorieën, elk met eigen aannames. Denk bijvoorbeeld aan verschillende onttrekkingsmedia, zoals water of lucht, , verschillende temperatuurregimes, verschillende tracélengtes of verschillende vermogens. De vijf verkenningen identificeren mogelijkheden tot versimpeling en uniformiteit in de huidige SDE++-regeling. Het wegnemen van deze verschillen legt de basis tot het samenvoegen van warmtepompcategorieën met een verschillende warmtebron. Randvoorwaardelijk is hiervoor dat de warmtebronnen vergelijkbare kostencomponenten hebben.

We ontvangen graag nieuwe uitgangspunten gerelateerd aan deze vijf verkenningen die het samenvoegen mogelijk maken. Hoewel we al beperkte berekeningen uitgevoerd hebben voor deze verkenningen, zijn de verkenningen grotendeels kwalitatief benaderd.

De vijf verkenningen zijn:

- a) Tracégerelateerde kosten. Verschillen in omgang met tracégerelateerde kosten leiden tot verschillen in basisbedragen. Om samenvoeging mogelijk te maken moet hier een uniforme aanpak gekozen worden.
- b) Omgaan met verschillende hoeveelheden vollasturen. Categorieën uit verschillende thema's kennen nu vollasturen die toegespitst zijn op de bron en toepassing. Een bron-onafhankelijke warmtepompcategorie zal een nieuwe benadering voor de hoeveelheid vollasturen nodig hebben.
- c) Warmteafnemer. In een brononafhankelijke warmtepompcategorie kan geen specifieke warmteafnemer gekozen worden, aangezien deze per project verschilt. Projectparameters moeten passend zijn voor een brede dekking van warmteafnemers.
- d) Meerkosten hogetemperatuurwarmtepompen. De toepassing van warmtepompen in hogetemperatuurwarmtenetten leidt tot meerkosten. Hier ligt een afweging tussen dekkingsgraad van de SDE++-regeling en de uitvoerbaarheid.
- e) In samenhang met de bovenstaande verkenningen kan het effect van de warmtebron op de warmtepompinstallatie worden onderzocht. De bronspecifieke investeringskosten worden in deze vijfde verkenning onderzocht en geëvalueerd op de mogelijkheid tot samenvoeging.

Als we voor alle van deze verkenningen een uitgangspunt hebben kunnen we ons verdiepen in een brononafhankelijke warmtepompcategorie. Hierbij geldt iedere keer, hoe verdergaand de versimpeling, des te eenvoudiger het samenvoegen van de warmtepompcategorieën wordt. In paragraaf 19.4 wordt een schets gegeven van hoe keuzes in deze verkenningen kunnen leiden tot het samenvoegen van drie voorbeeldcategorieën.

19.2 Identificatie van doelstellingen

We hebben drie mogelijke doelstellingen geïdentificeerd bij het samenvoegen van de categorieën voor warmtepompen:

- a) **Versimpeling:** een eenvoudiger regeling vereenvoudigt ook de toetsing in het aanvraagproces, wat de uitvoering vergemakkelijkt.
- b) **Flexibiliteit:** een minder scherpe afbakening zorgt voor een groter bereik. Ook projecten die afwijken van de (oorspronkelijke) referentie-installaties maken kans op subsidie. Als voorbeeld noemen we de combinatie van verschillende bronnen in één warmtepompproject.
- c) **Uniformiteit:** bij het samenvoegen worden verschillen in de benadering van de categorieën weggelaten, wat bijdraagt aan een bredere en uniformere, ofwel generiekere basis voor de regeling.

De doelstellingen hebben een ding gemeen: het kan de moeite waard zijn om de complexiteit van de regeling terug te dringen. In het advies voor de SDE++ 2025 zaten 38 categorieën met warmtepompen met uiteenlopende toepassing en basisbedragen. De projecten in die categorieën hebben echter ook overeenkomsten. Dit kan tot problemen leiden. Zo kan het voorkomen dat twee categorieën technisch op elkaar lijken, maar door verschillende aannames toch een aanzienlijk verschillend basisbedrag kennen. Er kan dan strategisch worden ingediend, door een project met geen of weinig aanpassing in een andere categorie onder te brengen, mogelijk met overstimulering tot gevolg. Deze technische overlap kan worden verminderd door categorieën samen te voegen.

Meer in het algemeen kunnen we ons de vraag stellen, in hoeverre de verschillende categorieën op dit moment ook daadwerkelijk verschillende toepassingen weerspiegelen. Als de verschillen tussen categorieën kleiner zijn dan de onzekerheid of spreiding binnen categorieën, kan het zinvol zijn om

de categorieën samen te voegen.

De keerzijde van samenvoeging is dat er specificiteit verloren gaat. De samengevoegde categorieën hebben elk een eigen basisbedrag. Voor zover de projecten in die categorieën ook daadwerkelijk verschillen, heeft dit twee consequenties. Enerzijds kunnen de projecten uit een categorie met voorheen hoger basisbedrag in de samengevoegde categorie wellicht niet meer uit. Anderzijds kan samenvoeging leiden tot oversubsidiëring van projecten met een lagere onrendabele top.

19.3 Verkenningen

19.3.1 Overzicht verkenningen

In deze paragraaf worden de verkenningen die benoemd zijn in de introductie, in detail toegelicht. Dit geeft een overzicht van de verschillen in referentie-installatie van de warmtepompcategorieën. Als dit detail in beeld is gebracht, wordt in hoofdstuk 19.4 een schets gegeven van hoe deze verkenningen kunnen leiden tot een bronafhankelijke warmtecategorie.

De verkenningen zijn:

- Verkenning meerkosten tracé en warmteaansluiting
- Verkenning variatie in vollasturen
- Verkenning warmteafnemer uniform benaderen
- Verkenning meerkosten voor warmtepompen in hogetemperatuurwarmtenetten
- Verkenning samenvoegen warmtebron

19.3.2 Verkenning meerkosten tracé en warmteaansluiting

Bij subcategorieën die vallen onder de categorieën aquathermie, restwarmte en geothermie wordt soms rekening gehouden met meerkosten voor het aanleggen van een tracéleiding en een aansluiting op een warmte afnemer in de vorm van een T-stuk of warmteoverdrachtsstation. Momenteel wordt er verschillend omgegaan met deze meerkosten.

Bij restwarmte worden vijf afzonderlijke subcategorieën doorgerekend die uitsluitend van elkaar verschillen in de lengtevermogensverhouding. Voor energie uit water en aardwarmte wordt per specifieke categorie een aannames gedaan over de meegenomen tracélengte, gebaseerd op de referentie-installatie. Hierdoor variëren de tracékosten significant per categorie, wat samenvoeging met andere categorieën verslechterd. Bovendien ontstaan hierdoor categorieën die zich uitsluitend onderscheiden door beperkte variaties in de aannames rond tracéparameters. Zo is het enige verschil tussen de categorieën 'Aquathermie – basislast, zonder WKO' en 'Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet' de meerkosten van een WOS, wat resulteert in een verhoging van het basisbedrag met 0,0325 euro/kWh. Deze inflexibiliteit zorgt voor een steeds groter aantal warmtecategorieën die de uitvoerbaarheid van de regeling onder druk zetten.

De bovengenoemde tracéaannames zorgen voor complexiteit in de regeling en moeilijkheden in de uitvoering. We identificeren twee kansen om de regeling te uniformiseren, versimpelen en om de uitvoerbaarheid te verbeteren:

- a) Standaard tracéaannames en kosten meenemen bij alle SDE++-categorieën.
- b) Een verdergaand voorstel waarin tracégerelateerde kosten helemaal niet meer via de SDE++ gesubsidieerd worden.

Om bovengenoemde kansen te benutten is een uitgangspunt nodig omtrent tracégerelateerde kosten: is het mogelijk om het tracégerelateerde kosten via een ander instrument te subsidiëren? En zo niet, is het dan wenselijk om alle tracégerelateerde kosten te uniformeren ondanks het verlies aan detail?

Uniforme tracégerelateerde kosten

De eenvoudigste optie is om vaste aannames te hanteren voor de tracélengte-vermogensverhouding, kosten per kilometer en de kosten van een warmteafnemer en -aansluiting. Dit zou een belangrijke stap betekenen in het uniformeren en vereenvoudigen van de regeling.

In het advies voor SDE++ 2025 wordt op verschillende manieren met tracékosten omgegaan binnen restwarmte, aquathermie en industriële warmtepompen. Met de voorgestelde aanpassing zou de huidige categorie-specifieke aanname voor tracégerelateerde kosten worden vervangen door een optie met of zonder tracékosten. Denk bijvoorbeeld aan een categorie met een lengtevermogensverhouding van 0,20 m/kWth en een met een lengtevermogensverhouding van 0 m/kWth. De reden dat er twee tracéopties nodig zijn, is omdat industriële warmtepompen doorgaans geen tracé hebben. Het opnemen van een vaste aanname voor tracékosten zou in dat geval leiden tot overstimulering van dergelijke projecten. Door onderscheid te maken tussen varianten met en zonder tracékosten, kan de regeling beter aansluiten bij de werkelijke kostenstructuren van verschillende typen projecten. Op deze manier kan een warmtepompcategorie zowel ruimte bieden aan projecten die onder de oude hoofdcategorieën voor restwarmte en aquathermie zouden vallen, als aan projecten die onder industriële warmtepompen zouden vallen.

Het belangrijkste nadeel van deze optie is het verlies aan detail: de lengtevermogensverhoudingen bij restwarmte en de specifieke categorie voor levering aan een bestaand warmtenet zouden hiermee vervallen. Hoewel we bij restwarmte wel een brede variatie zien in tracélengte, zou het merendeel van de projecten ook uit kunnen met een lager aantal tracéopties. Projecten die zouden indienen onder levering aan een bestaand warmtenet zullen onder een uniforme indeling waarschijnlijk alsnog kunnen indienen bij de optie zonder tracé. Voor een overzicht van de voor- en nadelen zie tabel 19.1.

Tabel 19.1

Voor- en nadelen van uniforme tracégerelateerde kosten

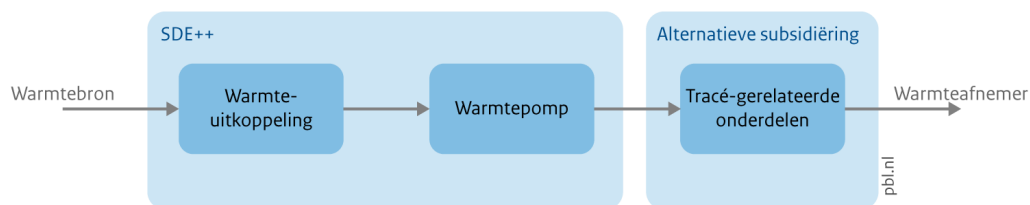
Voordelen	Nadelen
<ul style="list-style-type: none">• Eenvoudig te implementeren binnen het huidige SDE-raamwerk• Verhelpt tracégerelateerde inconsistenties tussen categorieën en verbetert de uniformiteit van de SDE-regeling• Versimpelt de uitvoering van de regeling, doordat geen onderscheid meer wordt gemaakt aan levering aan een bestaand warmtenet of niet• Vergroot de overeenkomsten tussen aquathermie- en restwarmtecategorieën. Gecombineerd met andere maatregelen kan dit leiden tot grotere herstructureringen.• Zorgt voor vermindering van het totaal aantal categorieën.	<ul style="list-style-type: none">• Lengtevermogensverhoudingen restwarmte vervallen• Verlies van categorieën met levering aan bestaand warmtenet• Algeheel detailverlies: tracékosten worden niet meer categoriespecifiek bepaald, dus zal er een aanname gedaan moeten worden die acceptabel is voor alle warmtecategorieën• Twee tracéopties nodig, dus een gecombineerde warmtepompcategorie zal meer subcategorieën nodig hebben.

Tracégerelateerde kosten via ander beleidsinstrument subsidiëren

De tweede optie is in feite een variatie op de eerste, maar gaat een stap verder: alle tracégerelateerde kosten worden volledig buiten de SDE++ gehouden. Deze kosten zouden dan via een ander financieringsmechanisme worden gedekt zoals de WIS of de SWiG. Deze optie verlegt dus in essentie de afbakening van welke kosten wel en niet onder de SDE++ worden gesubsidieerd (zie figuur 19.1).

Figuur 19.1

Subsidiëring van warmte



Bron: PBL

Een belangrijk voordeel van deze benadering is dat het resulteert in slechts één tracévariatie in plaats van twee, namelijk o meter aan tracélengte. Het aantal subcategorieën in een brononafhankelijke warmtepompcategorie zal in dit geval dus de helft zijn van het aantal categorieën in het voorgaande scenario.

Daarnaast geeft het aanvragers ook meer flexibiliteit in het ontwerpen van een installatie, zo wordt het op deze manier ook mogelijk om een WKO te plaatsen bij een restwarmte-installatie of een langere tracéleiding aan te leggen bij aquathermie.

19.3.3 Verkenning variatie in vollasturen

In de berekening van de basisbedragen is het aantal vollasturen een van de meest bepalende parameters. Een groter aantal vollasturen betekent namelijk een grotere subsidiabele productie, wat bij gelijke vaste kosten – en constante variabele kosten – leidt tot een lager basisbedrag. Het optimaal aantal vollasturen van warmtepompen verschilt per project, afhankelijk van warmtebron en de toepassing of afnemer van de warmte. Voor projecten in de gebouwde omgeving en glastuinbouw wordt vaak gerekend met basislast, middenlast en eventueel pieklast in het jaarprofiel van de warmtevraag. Bij de industriële warmtepompen staat de bedrijfsvoering (van de warmtebron) centraal. In de SDE++ wordt hier onderscheid gemaakt tussen continubedrijf (8.000 uur), weekbedrijf (5.000 uur) en seizoensbedrijf (3.000 uur).

In praktijk worden projecten toegespitst op de beschikbare subsidie. Een aanvraag in een categorie met minder vollasturen levert per eenheid warmte meer subsidie op, en meer flexibiliteit voor pieklast. Daar staan de hogere investeringskosten voor de grotere warmtepompen tegenover. In praktijk kan het voordelig zijn om voor een hoger basisbedrag de installatie op te schalen en de warmteproductie in deellast te verdelen over het jaar. Dat geldt zeker als de gerealiseerde vaste kosten niet meeschalen met de installatiegrootte of minder dan in de basisbedragberekening is voorzien. Deze keuzemogelijkheden voor projectontwikkelaars zijn zowel bij de industriële warmtepompen als in de gebouwde omgeving, denk aan aquathermie, aanwezig.

Voor het opzetten van een brononafhankelijke categorie warmtepompen hebben we verheldering in de uitgangspunten voor de vollasturen nodig. We zien hierbij twee opties: de variatie in vollasturen kan worden behouden of kan worden opgeheven.

Vollasturenstaffels behouden

De variatie in vollasturen kan ook in een samengevoegde categorie behouden blijven, door twee of drie subcategorieën voor vollasturen te maken. In de meest volledige staffel zou het bijvoorbeeld kunnen gaan om 3.500, 5.500 en 8.000 vollasturen voor en aquathermie en restwarmte en gesloten industriële warmtepompen. Een eenvoudiger staffel bestaat uit een optie voor basislast (5.500) en middenlast (3.500 vollasturen).

Een vastgelegde waarde voor vollastructuren

Het is ook mogelijk om de vollastructuren helemaal op te heffen. Het aantal vollastructuren moet dan wel worden vastgelegd op een enkel getal. Hierbij ligt een keuze voor die sturend is in de ontwikkeling en uitvoering van projecten:

- a) Een samenvoeging naar een hoger aantal vollastructuren, bijvoorbeeld 5.500, stimuleert in veel gevallen de maximale inzet van de warmtepompen, wat de doeltreffendheid van de regeling bevordert. Er zijn echter ook projecten met minder vollastructuren, waarbij dan nog slechts een deel van de warmteproductie subsidiabel is. Sommige van deze projecten zullen dan niet meer rendabel kunnen zijn.
- b) Samenvoeging naar een lager aantal vollastructuren, bijvoorbeeld 3.500, leidt tot hogere kosten per eenheid warmtelevering. Er vallen waarschijnlijk weinig tot geen projecten af, omdat projecten met een meer gespreide warmtevraag – en dus in potentie meer vollastructuren – met een grotere installatie in deellast nog altijd hun volledige warmtevraag subsidiabel kunnen krijgen. Daarnaast wordt zo een flexibelere inzet van de warmtepompen gestimuleerd. Door bijvoorbeeld een warmteopslag toe te voegen of af te wisselen met andere warmtebronnen, kunnen netcongestie en prijsfluctuaties van elektriciteit worden tegengegaan.

Tabel 19.2

Voor- en nadelen van een vastgelegde waarde voor vollastructuren

Voordelen	Nadelen
<ul style="list-style-type: none">• Versimpeling door minder categorieën• Meer uniformiteit tussen projecten• Mogelijkheid om te sturen op maximale inzet of flexibel gebruik	<ul style="list-style-type: none">• Verlies van flexibiliteit• Kiezen tussen overdimensionering en ondersteuning• Kiezen tussen maximale inzet en flexibel gebruik

19.3.4 Warmteproductie voor uniforme afnemer bepalen

De keuze voor warmteafnemer in de referentie-installatie van een SDE++-categorie heeft een grote invloed op de gemaakte aannames en de resulterende techno-economische parameters van de desbetreffende categorie. Bij het opstellen van een categorie wordt vaak impliciet een warmteafnemer gekozen. Vervolgens worden de parameters van de installatie aan de zijde van de warmtebron, zoals het aantal vollastructuren, het vermogen en de afgiftetemperatuur, afgestemd op de kenmerken van die specifieke afnemer. Een voorbeeld hiervan is te vinden in de hogetemperatuurtechnieken. De hoge afgiftetemperatuur is een gevolg van levering aan een transportnet waar een stooklijn oplopend tot 110 °C gehaald moet kunnen worden.

Dit leidt tot een situatie waarin de logica achter de techno-economische parameters per categorie verschilt. Omdat iedere categorie op uitvraag van de markt wordt vormgegeven op basis van de gekozen afnemer, kan een inconsistent beeld ontstaan over de breedte van de SDE++. Vergelijkbare technieken kunnen hierdoor uiteenlopende techno-economische parameters krijgen, simpelweg omdat er andere aannames zijn gedaan door een andere afnemer. Dit maakt de systematiek niet altijd navolgbaar en bemoeilijkt de vergelijking tussen categorieën.

Een alternatieve benadering zou zijn om de warmteafnemer los te laten in de opbouw van de categorieën. In plaats daarvan kan er gewerkt worden met een focus op de geleverde warmte. Dit kan zich vertalen in een beperkt aantal vaste opties, bijvoorbeeld 1 of 2 standaardwaarden voor vollastructuren en representatieve afgiftetemperaturen. Deze opties zijn niet gekoppeld aan de meest voorkomende of meest waarschijnlijke afnemer, maar dienen om de referentie-installaties over de

gehele breedte van de SDE++ op een consistente en transparante manier te definiëren. Dit zorgt voor uniformiteit, maakt de categorieën beter vergelijkbaar en voorkomt dat individuele aannames over warmteafnemers een disproportionele invloed hebben op de uiteindelijke parameters.

Hiernaast heeft een uniforme warmteafnemer als voordeel dat er dan gekozen kan worden voor een enkele emissiefactor en één passend correctiebedrag voor alle betrokken warmtecategorieën. Een groot obstakel voor het samenvoegen van de warmtecategorieën is dat de vermeden emissies afhangen van de warmteafnemer. De referentie-installatie vervangt bij levering aan een warmtenet immers een andere installatie dan bij levering aan de glastuinbouw. Hetzelfde gaat ook op voor de marktcompensatie van de geleverde warmte. Door warmtelevering niet langer te koppelen aan een afnemer kan gekozen worden voor één enkele waarde voor de vermeden emissies en marktprijs.

Het weglaten van een impliciete warmteafnemer gaat uiteraard wel gekoppeld met verlies van detail. Een warmteproducent kan financiële voor- of nadelen hebben wanneer deze warmte moet leveren aan een gunstige of ongunstige afnemer. Hierdoor ontstaat een risico op over- of onderstimulering. De exacte grootte van de over- of onderstimulering onderzoeken we in een nader stadium. Tabel 19.3 toont de voor- en nadelen van het implementeren van een uniforme afnemer.

Tabel 19.3
Voor- en nadelen van warmteproductie voor uniforme afnemer bepalen

Voordelen	Nadelen
<ul style="list-style-type: none"> • Verbeterde consistentie, alle categorieën worden op basis van dezelfde uitgangspunten opgebouwd • Verbeterde transparantie, het is eenvoudiger uit te leggen waarom techno-economische parameters gekozen zijn • Het is makkelijker om categorieën met elkaar te vergelijken omdat meeste parameters overeen zullen komen • Minder detail nodig in berekeningen • Het laat toe dat er een passend correctiebedrag en emissiefactor gekozen kan worden voor een generieke warmtepompcategorie. • Opent mogelijkheden voor samenvoegen van categorieën. 	<ul style="list-style-type: none"> • Vermindering in detail betekent dat categorieën soms minder goed aansluiten bij meest voorkomende installatie in de markt • Sommige nichetechnieken kunnen in een gestandaardiseerde categorisering niet altijd meer uit.

19.3.5 Verkenning warmtepompen in hogetemperatuurwarmtenetten

Naar aanleiding van de marktconsultatie hebben we in het advies voor de SDE++ 2024 in de categorieën voor aquathermie en restwarmte een aantal subcategorieën toegevoegd voor gebruik van hogetemperatuurwarmtepompen (HTWP). Het gaat dan om warmtelevering aan bestaande warmtenetten, waar aan de gebruikszijde te allen tijde water van 70 °C nodig is. 's Winters zijn er in het warmtenet nog hogere temperaturen nodig, wat leidt tot lagere jaargemiddelde COP-waardes. Tijdens koude periodes kan de benodigde temperatuur oplopen tot 110 à 120 °C, waar speciale warmtepompen voor nodig zijn met een hogere aanschafprijs. Een vergelijking van de parameters voor de categorieën restwarmte met warmtepomp voor lage en hoge temperatuur staat in tabel 19.4.

Tabel 19.4
Vergelijking tussen restwarmte met warmtepomp, lage en hoge temperatuur

Parameter	Eenheid	Restwarmte, LTWP	Restwarmte, HTWP
Doeltemperatuur	°C	70	115
COP-waarde	-	3,5	2,75
Investeringskosten	€/kWth	750	1.427
Vaste operationele kosten	€/kWth/jaar	95	133
Basisbedrag	€/kWh warmte	0,0593	0,0891

Het basisbedrag ligt voor de HTWP-variant 50% hoger dan voor de LTWP-variant. Bij aquathermie liggen de relatieve verschillen tussen de varianten voor hoge en middentemperatuur met ongeveer 20% iets lager, maar ook hier kunnen we stellen de toepassing van warmtepompen in hogetemperatuurwarmtenetten hogere kosten met zich meebrengt. Zowel de investeringskosten als het hogere elektriciteitsgebruik dragen hieraan bij.

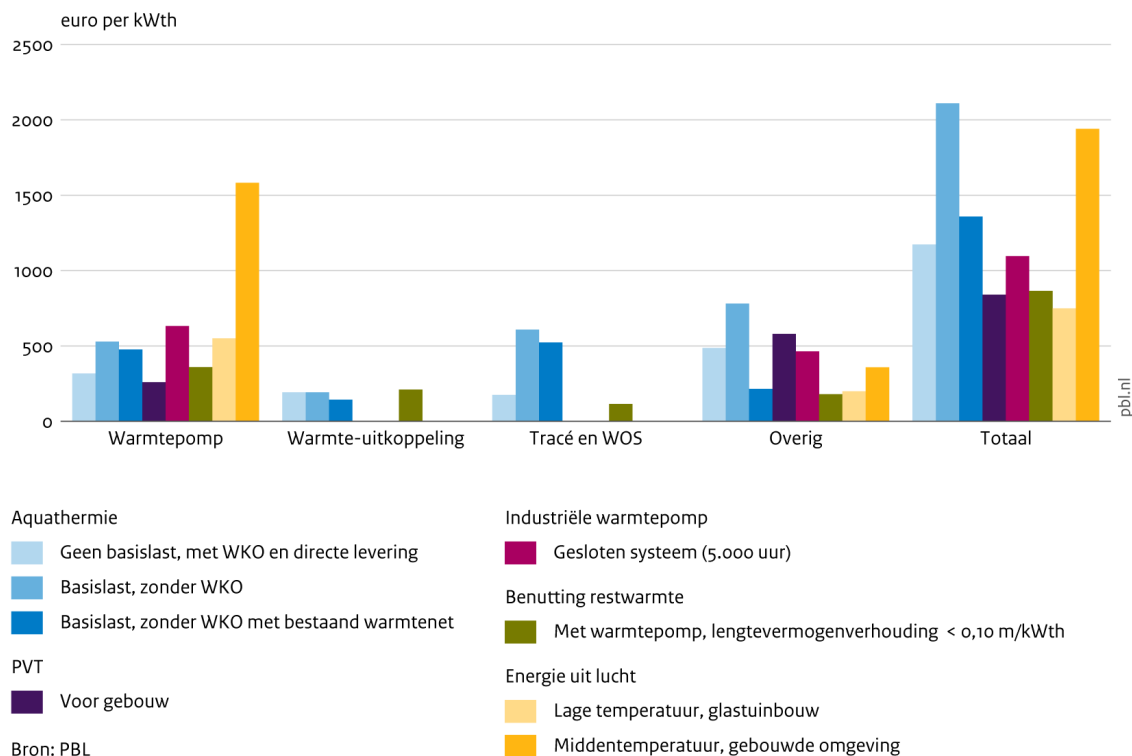
We adviseren daarom een afweging te maken tussen de wenselijkheid en uitvoerbaarheid van de differentiatie op gebied van afgiftetemperatuur. Een samenvoeging van de hoge- en lagetemperatuurcategorieën leidt waarschijnlijk tot over- ofwel onderstimulering van bepaalde groepen projecten.

19.3.6 Verkenning generieke warmtebron

Tot slot behandelen we de samenvoeging van de hoofdcategorieën op basis van de warmtebron. Omdat de warmtebron bepalend kan zijn voor meerdere aspecten van een referentie-installatie, moet deze verkenning altijd in samenhang met de bovenstaande verkenningen worden beschouwd. Deze verkenning is gericht op een van de punten waarvoor de warmtebron bepalend kan zijn: de investeringskosten.

Voor een indicatie van de invloed van de warmtebron op de investeringskosten hebben we een uitsplitsing gemaakt van investeringskosten voor verschillende categorieën warmtepompen. Omdat er meestal geen aparte investeringskosten voor de warmtebron zijn vastgesteld – de warmtebron kan immers verschillende posten beïnvloeden – hebben we de andere posten naast elkaar gelegd. De inventarisatie is beperkt tot de opties voor lage of middentemperatuur, met relatief lage of geen meerkosten voor het tracé.

Figuur 19.2
Investeringskosten per warmtebron, 2025



Uit de figuur blijkt dat de totale investeringskosten behoorlijk variëren, met een bereik van 700 tot ruim 2.000 euro/kWth. Maar de losse posten van de investering blijken meestal dicht bij elkaar te liggen. De vraag is nu wat de invloed is van de verschillen in warmtebron:

- De kosten voor de warmtepompen. Deze variëren van ongeveer 250 tot 600 euro/kWth, met een uitzondering voor de luchtwaterwarmtepomp in de gebouwde omgeving, waarvoor extra ATEX-kosten zijn meegenomen. Er is geen duidelijke correlatie tussen het type warmtebron en de investeringskosten. We merken op dat de warmtepompen zelf technisch vergelijkbaar zijn; in veel gevallen wordt ammonia als koelmiddel gebruikt.
- De kosten voor uitkoppeling. Deze liggen rond de 200 euro/kWth, met weinig variatie. Het wel of niet meenemen van uitkoppelingskosten hangt meer samen met de afnemer dan met de warmtebron.
- De kosten voor tracé en WOS. Voor deze geldt hetzelfde: vooral de aannames over de afnemer wegen hierin mee.
- De overige investeringskosten. Deze variëren tussen ongeveer 200 en 800 euro/kWth. Hier kan de warmtebron mogelijk wel van invloed zijn. De variatie kan echter ook ontstaan door:
 - de keuze voor afnemer,
 - het meenemen van (interne) warmte-uitkoppeling onder overige investeringskosten,
 - de overige aannames, zoals projectkosten en onverwachte kosten. Als we voor aquathermie enkel kijken naar de subcategorie basislast met bestaand warmtenet, en voor PVT en de industriële warmtepompen een post van 200 euro aftrekken voor interne uitkoppeling, liggen de overige investeringskosten dicht bij elkaar, tussen de 200 en 350 euro/kWth.

Geen aanwijzing voor sterk verband tussen warmtebron en investeringskosten

Al met al wijst deze eerste inventarisatie van investeringskosten niet op een sterk verband tussen de warmtebron en de investeringskosten. Het lijken eerder de aannames over de afnemer te zijn die de variatie veroorzaken. We merken op dat warmtebron en afnemer wel gecorreleerd kunnen zijn. De verkenningen voor samenvoeging op basis van warmtebron en afnemer moeten dan ook in samenhang worden beschouwd. Deze samenhang moet nog verder worden onderzocht.

Een generieke warmtebron leidt tot grotere verschillen tussen referentie-installatie en specifieke projecten

De huidige categorieën warmtepompen zijn toegespitst op verschillende toepassingen. Aquathermie wordt veelal toegepast voor ruimteverwarming in relatieve nabijheid van de afnemers, restwarmte heeft doorgaans betrekking op het verbinden van datacenters met regionale warmtenetten en industriële warmtepompen worden vaak voor proceswarmte gebruikt. Hoewel uit deze verkenning geen sterk verband tussen warmtebron en investeringskosten naar voren komt, biedt de huidige indeling van categorieën wel de mogelijkheid om bij de referentie-installaties rekening te houden met de verschillende toepassingen. Bij een samengevoegde categorie kunnen deze verschillen niet meer worden meegenomen in de referentie-installatie. Ook bij toekomstige ontwikkelingen gaat de mogelijkheid om specifieke aannames mee te nemen, hetzij door weer een nieuwe afbakening met subcategorieën te introduceren.

Naar aanleiding van deze verkenning adviseren we te overwegen of het wenselijk is om de huidige categorieën op basis van warmtebron, toegespitst op specifieke toepassingen, samen te voegen in een categorie warmtepompen met een generieke bron en uniforme aannames over de situatie en toepassing.

Tabel 19.5

Voor- en nadelen van samenvoegen warmtebron

Voordelen	Nadelen
<ul style="list-style-type: none">• Versimpeling door minder categorieën• Meer uniforme aannames.	<ul style="list-style-type: none">• Verlies van detail en specifieke aannames voor verschillende warmtebronnen• Bij een samengevoegde categorie kunnen bron-specifieke ontwikkelingen minder goed worden meegenomen.

19.4 Schets van brononafhankelijke warmtepompcategorie

De vormgeving van een warmtepompcategorie zonder specifieke warmtebron is sterk afhankelijk van de randvoorwaarden die hierbij gesteld worden. In de voorgaande paragrafen hebben we uiteengezet welke keuzes we hierbij voorleggen. In dit hoofdstuk geven we een schets hoe een warmtebron-onafhankelijke warmtepompcategorie eruit zou kunnen zien op basis van een invulling van een aantal verkenningen. De gehanteerde categorieën en getallen komen uit het SDE++ 2025-advies.

Gemaakte keuzes verkenningstrajecten

Om de schets overzichtelijk te houden worden niet alle huidige warmtepompcategorieën meegenomen. We zullen ons in deze schets richten op drie categorieën uit drie verschillende thema's en onderzoeken of deze gecombineerd kunnen worden tot één warmtepompcategorie. Wanneer de volledige breedte van de warmtepompcategorieën in de SDE++ wordt geëvalueerd, zal dit resulteren in meer dan een warmtepompcategorie.

Allereerst moet er invulling gegeven worden aan de verkenningen in de voorgaande paragrafen. Hieronder zijn de uitgangspunten gegeven die toegepast worden om het ontwerpen van een brononafhankelijke warmtepompcategorie te bevorderen:

- Er is gekozen om geen kosten mee te nemen voor tracéleidingen, aansluiting op het warmtenet door middel van een T-stuk of WOS en kosten voor een WKO.
- Er is uitgegaan van één afgiftetemperatuur van 70 °C.
- Er wordt uitgegaan van geen-pieklastinstallatie, de warmteafnemer is hierbij niet belangrijk. Het aantal vollasturen is gekozen op 5.500.

Verandering in basisbedrag van drie gekozen categorieën

De drie categorieën die we behandelen zijn:

- Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$ m/kWth
- Industriële warmtepomp gesloten systeem (5.000 uur)
- Aquathermie – basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet

De huidige technische parameters van de drie bovengenoemde categorieën zijn weergegeven in Tabel 19.6.

Tabel 19.6
Technische parameters van drie warmtepompcategorieën uit de schets

Parameter	Eenheid	Restwarmte met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$ m/kWth	Industriële warmtepomp, gesloten systeem, 5.000 vollasturen	Aquathermie, basislast, zonder WKO, bestaand net
Basisbedrag ^{a)}	€/kWh	0,0882	0,0715	0,0779
Vermogen	kW	8.000	1.400	10.000
Vollasturen	uur/jaar	5.500	5.000	6.000
Brontemperatuur	°C	30	30	Seizoensafhankelijk
Afgiftetemperatuur	°C	80	70	75
SCOP warmtepomp	-	3,5	3,5	3,1

a) Basisbedrag uit SDE++ 2025-advies

Op basis van tabel 19.6 valt op dat de drie referentie-installaties sterk van elkaar verschillen qua vermogen (1,4 tot 10 MW). Toch blijkt dit nauwelijks door te werken in het basisbedrag. Dit wijst erop dat het installatievermogen binnen de bandbreedte van 1 tot 10 MW slechts beperkte invloed heeft op het basisbedrag. Dit beeld zien we ook breder terug bij de analyse van andere warmtepompcategorieën.

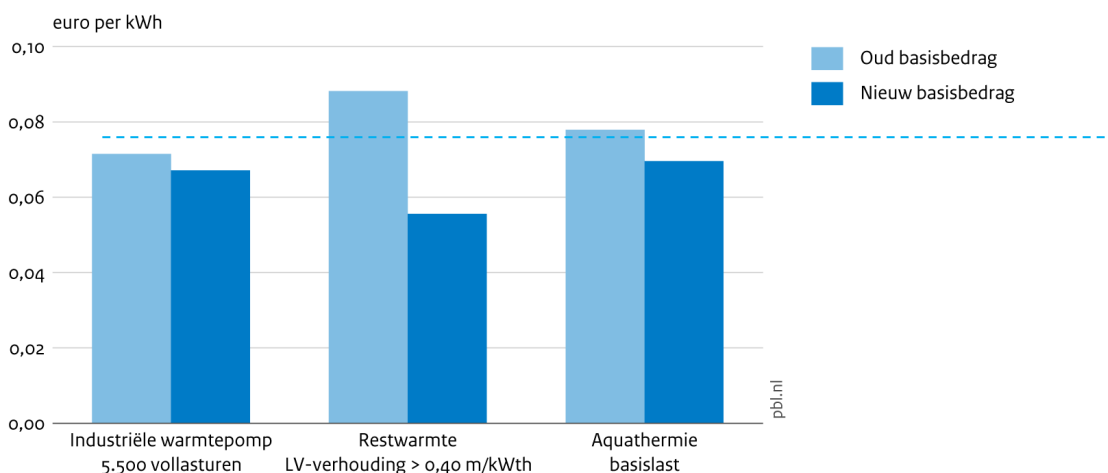
De drie geselecteerde categorieën lijken verder sterk op elkaar, met als belangrijkste verschil de gebruikte warmtebron. Hierdoor kan de invloed van de bron geïsoleerd worden, als de maatregelen uit de verkenningstrajecten worden toegepast. Mochten de resulterende basisbedragen vervolgens dicht bij elkaar liggen, dan kan worden geconcludeerd dat de warmtebron slechts beperkte invloed heeft op het basisbedrag van de categorie. In dat geval is samenvoegen van de drie categorieën tot één categorie te onderbouwen vanuit het oogpunt van passende financiële ondersteuning voor de onrendabele top.

Tabel 19.7 toont de nieuwe basisbedragen na het doorvoeren van de nieuwe uitgangspunten op basis van de verkenningen. Hiernaast geeft figuur 19.3 een staafdiagram weer met daarin de verandering in het basisbedrag na het doorvoeren van de nieuwe uitgangspunten uit de verkenningen. De aangepaste basisbedragen liggen beduidend dicht bij elkaar dan voor het doorvoeren van de nieuwe uitgangspunten.

Tabel 19.7
Illustratieve basisbedragen alternatieve categorieën

Categorie	Nieuw basisbedrag (illustratief o.b.v. SDE++ 2025)
Restwarmte met warmtepomp, lengtevermogensverhouding $\geq 0,40$ m/kWth	0,0556
Industriële WP, gesloten systeem 5.000 vollasturen	0,0671
Aquathermie - basislast, zonder WKO, bestaand net	0,0696
Gemiddeld basisbedrag	0,0641

Figuur 19.3
Verandering basisbedragen bij doorvoeren aanpassingen, SDE++ 2025



Bron: PBL

Schets resulterende waterwarmtepompcategorie

Op basis van de berekende basisbedragen kan een nieuwe, generieke categorie worden gedefinieerd met een gemiddeld basisbedrag van 0,0641 euro/kWh. Het samenvoegen van deze categorieën zou maximaal tot over- of onderstimulering kunnen leiden van circa 0,8 cent per kWh (12%) op basis van de aangepaste basisbedragen. Een passende naam voor deze nieuwe categorie zou kunnen zijn: (water)warmtepomp, basislast, middentemperatuur.

Wanneer niet alleen ons voorbeeld van drie categorieën uitgewerkt zou worden, maar alle warmtepompcategorieën binnen de huidige SDE++, zou een nieuwe indeling van categorieën gemaakt kunnen worden in een hoofdcategorie warmtepompen. Deze nieuwe hoofdcategorie zou in eerste instantie een herstructurering zijn van de huidige categorieën voor industriële warmtepompen (gesloten systeem), restwarmte en aquathermie. De inpassing van de luchtwaterwarmtepomp en zon-PVT met warmtepomp moet nog nader onderzocht worden in verband met grotere technische verschillen.

Het resultaat hiervan zijn een aantal bronafhankelijke warmtepompcategorieën binnen het bredere thema warmtepompen. Andere gecombineerde warmtepompcategorieën zouden bijvoorbeeld een niet-basislastcategorie kunnen zijn, of een hogetemperatuurcategorie. Ook de open systeemwarmtepomp en de procesgeïntegreerde warmtepomp zouden – zij het met een eigen subcategorie en referentie-installatie – binnen dit thema kunnen worden opgenomen.

Geothermie is vooralsnog buiten deze herstructurering gehouden. De techniek heeft een dusdanig afwijkende referentie-installatie ten opzichte van de overige warmtepompcategorieën dat samenvoegen niet direct voordehand ligt. Waar in andere categorieën de warmtepomp veelal het kernonderdeel van de duurzame warmte-installatie vormt, is bij geothermie de bron veel bepalender en vervult de warmtepomp voornamelijk een ondersteunende rol in het opwerken van het temperatuurniveau. Hierdoor sluit de systematiek van de overige warmtepompcategorieën niet goed aan op geothermie omdat brongerelateerde kosten te veel afwijken.

20 Rangschikking

De tabel 20.1 toont de rangschikking van alle categorieën in dit advies naar subsidie-intensiteit. De subsidie-intensiteit is gedefinieerd als de verwachte subsidie-uitbetaling gedeeld door de verwachte CO₂-reductie. Bij de berekening van de verwachte subsidie-uitbetaling is rekening gehouden met de waarde van GvO's en HBE's. Een mogelijk ETS-voordeel is enkel verwerkt in de rangschikking indien we het aannemelijk achten dat het ETS-voordeel in het merendeel van de projecten binnen een categorie te gelde gemaakt kan worden.

Tabel 20.1
Rangschikkingstabel

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn- prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	-68	0,0136	0,0288	0,2250
Levensduurverlenging ketel op B-hout >5MW	kWh	-49	0,0394	0,0504	0,2250
Extra CCU, bestaande installatie, bestaande pijpleiding (variant 2A)	t CO ₂	-45	41,0851	79,2986	842,2850
Directe inzet van houtpellets voor industriële toepassingen	kWh	-41	0,0726	0,0819	0,2250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	-28	0,0226	0,0288	0,2248
Extra CCU, bestaande installatie, nieuwe pijpleiding (variant 2B)	t CO ₂	-28	55,5219	79,2986	842,2850
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (8.000 uur)	kWh	5	0,0513	0,0504	0,1990
CCU, precombustion, bestaande pijpleiding (variant 1A)	t CO ₂	5	83,4691	79,2986	845,4350
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 2A)	t CO ₂	11	147,256	137,0265	906,8250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	13	0,0318	0,0288	0,2247
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 7A)	t CO ₂	16	151,5119	137,0265	912,9000
RWZI verbeterde slibgisting, nieuw hernieuwbaar gas	kWh	17	0,0559	0,0529	0,1716
CCU, precombustion, nieuwe pijpleiding (variant 1B)	t CO ₂	22	97,9059	79,2986	845,4350
Diepe geothermie, uitbreiding	kWh	38	0,0477	0,031	0,4386
Biomethanol uit lignocellulose biomassa	kWh	43	0,1861	0,1754	0,2470
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, gasvormig transport (variant 3A)	t CO ₂	47	179,3614	137,0265	906,8250
Extra CCU, bestaande installatie, vloeibaar (variant 2C)	t CO ₂	47	118,1829	79,2986	832,0150
Wind op land, ≥ 8,0 m/s	kWh	52	0,0652	0,0594	0,1107
CCU, precombustion, vloeibaar (variant 1C)	t CO ₂	54	124,5605	79,2986	831,5250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	55	0,0411	0,0288	0,2245
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (8.000 uur)	kWh	56	0,0609	0,0504	0,1879
CCU, kleinschalige biomassa, gasvormig (variant 6A)	t CO ₂	59	125,106	79,2986	774,0500
Zon-pv >20 MWp, grondgebonden	kWh	62	0,078	0,073	0,0813

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn- prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Grootschalige elektrische boiler (industrie)	kWh	62	0,0699	0,056	0,2250
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, gecombineerde opwekking	kWh	63	0,1481	0,0986	0,7902
CCS, continue CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 2B)	t CO ₂	71	201,1779	137,0265	902,0150
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 4A)	t CO ₂	72	135,4273	79,2986	777,7100
Diepe geothermie ≥ 20 MWth (basislast)	kWh	73	0,0627	0,031	0,4369
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 7B)	t CO ₂	76	206,3781	137,0265	908,0900
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, gasvormig transport (variant 8A)	t CO ₂	82	206,2224	137,0265	840,9500
Diepe geothermie 12-20 MWth (basislast)	kWh	88	0,0696	0,031	0,4386
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, warmte	kWh	89	0,1178	0,0682	0,5594
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (8.000 uur)	kWh	89	0,0672	0,0504	0,1879
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 4B)	t CO ₂	91	149,8641	79,2986	777,7100
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden	kWh	93	0,0945	0,073	0,2323
Levensduurverlenging ketel op vaste of vloeibare biomassa > 5 MWth	kWh	94	0,0521	0,031	0,2250
Restwarmtebenutting zonder warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	95	0,0502	0,0288	0,2244
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, hernieuwbaar gas	kWh	98	0,0997	0,0529	0,4791
Waterstof uit afval	kWh	102	0,0719	0,0589	0,1277
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 3B)	t CO ₂	102	228,8104	137,0265	902,0150
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden	kWh	105	0,0861	0,073	0,1251
Wind op land, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	106	0,0711	0,0594	0,1107
CCU, bestaande installatie, postcombustion, bestaande pijpleiding (variant 3A)	t CO ₂	107	160,9674	79,2986	761,9600
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (5.000 uur)	kWh	109	0,0721	0,0504	0,1990
Allesvergisting levensduurverlenging, gecombineerde opwekking	kWh	110	0,0963	0,0764	0,1804
Bio-LNG uit allesvergisting	kWh	110	0,1408	0,1145	0,2383
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, gasvormig transport (variant 5A)	t CO ₂	110	227,8436	137,0265	825,2000
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	kWh	111	0,0987	0,073	0,2323
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, bestaande pijpleiding (variant 5A)	t CO ₂	111	177,2183	79,2986	879,3000
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast)	kWh	112	0,0799	0,031	0,4352
Grootschalige elektrische boiler (operationele kosten)	kWh	113	0,0661	0,0406	0,2250
Wind op waterkeringen, ≥ 8,0 m/s	kWh	114	0,072	0,0594	0,1107
CCU, kleinschalige biomassa, vloeibaar (variant 6B)	t CO ₂	117	167,6986	79,2986	753,9000
CCU, bestaande installatie, postcombustion, nieuwe pijpleiding (variant 3B)	t CO ₂	126	175,4154	79,2986	761,9600
Monomestvergisting levensduurverlenging < 1500 kW, nieuw hernieuwbaar gas	kWh	128	0,1141	0,0529	0,4791
CCS, bestaande pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9C)	t CO ₂	128	262,2177	137,0265	977,2500
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, nieuwe pijpleiding (variant 5B)	t CO ₂	128	191,6551	79,2986	879,3000
Grootschalige elektrische boiler (stadsverwarming)	kWh	130	0,0699	0,0406	0,2250
Zonthermie, ≥140 kWth tot 1 MWth	kWh	132	0,112	0,0824	0,2250
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, nieuwe installatie, vloeibaar transport (variant 8B)	t CO ₂	133	248,0901	137,0265	837,4400
Elektrificatie nieuw offshore productieplatform	kWh	137	0,2909	0,1939	0,7060
Zon-pv >1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing of lichtgewicht panelen	kWh	138	0,0903	0,073	0,1251
Allesvergisting levensduurverlenging, warmte	kWh	141	0,099	0,0682	0,2181
CCU, nieuwe installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 4C)	t CO ₂	148	192,5337	79,2986	767,4400

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn- prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Wind op land, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	161	0,0772	0,0594	0,1107
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 9A)	t CO ₂	161	294,0599	137,0265	977,2500
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 8,0 m/s	kWh	163	0,0774	0,0594	0,1107
Allesvergistings levensduurverlenging, hernieuwbaar gas	kWh	164	0,081	0,0529	0,1709
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9D)	t CO ₂	167	299,3422	137,0265	972,4400
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande industriële installatie, vloeibaar transport (variant 5B)	t CO ₂	167	274,5036	137,0265	821,6900
Ketel op vaste biomassa 5 MWth (7.000 uur)	kWh	172	0,0698	0,031	0,2250
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (5.000 uur)	kWh	173	0,083	0,0504	0,1879
Wind op waterkeringen, ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	175	0,0788	0,0594	0,1107
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden	kWh	176	0,0889	0,073	0,0904
Zon-pv >1 MWp en <20 MWp, grondgebonden zonvolgend	kWh	176	0,0889	0,073	0,0903
Diepe geothermie (middenlast)	kWh	176	0,0997	0,0227	0,4379
Zon-pv >1 MWp, verticaal op land	kWh	188	0,09	0,073	0,0903
CCU, bestaande installatie, postcombustion, vloeibaar (variant 3C)	t CO ₂	191	222,8	79,2986	751,6900
Monomestvergisting > 1500 kW, warmte	kWh	199	0,1432	0,0682	0,3773
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, gasvormig transport (variant 4A)	t CO ₂	199	335,0315	137,0265	996,5600
Wind op land, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	202	0,0818	0,0594	0,1107
Allesvergistings levensduurverlenging, nieuw hernieuwbaar gas	kWh	202	0,0875	0,0529	0,1709
Allesvergistings, gecombineerde opwekking	kWh	205	0,1133	0,0764	0,1804
Ketel stoom uit houtpellets 5 - 50 MWth	kWh	205	0,0966	0,0504	0,2250
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, verticaal op land	kWh	209	0,1013	0,073	0,1355
Ondiepe geothermie (basislast)	kWh	210	0,1075	0,031	0,3636
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water	kWh	216	0,0925	0,073	0,0904
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij bestaande waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 9B)	t CO ₂	225	355,9996	137,0265	972,4400
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, grondgebonden	kWh	227	0,1038	0,073	0,1356
Monomestvergisting > 1500 kW, gecombineerde opwekking	kWh	227	0,1744	0,079	0,4211
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (5.000 uur)	kWh	227	0,0931	0,0504	0,1879
Monomestvergisting 110-1500 kW, warmte	kWh	229	0,1962	0,0682	0,5594
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, drijvend op water	kWh	230	0,0979	0,073	0,1084
Allesvergistings, warmte	kWh	234	0,1193	0,0682	0,2181
Thermische opslag op hoge temperatuur	kWh	234	0,1086	0,056	0,2250
Wind op waterkeringen, ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	236	0,0855	0,0594	0,1107
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,5 en < 8 m/s	kWh	238	0,0857	0,0594	0,1107
Monomestvergisting 110-1500 kW, gecombineerde opwekking	kWh	240	0,2884	0,0986	0,7902
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	240	0,0738	0,0288	0,1878
Zon-pv >1 MWp, drijvend op water natuurinclusief	kWh	243	0,095	0,073	0,0904
Energie uit lucht (geen basislast), lage temperatuur	kWh	245	0,0782	0,031	0,1925
Monomestvergisting > 1500 kW, hernieuwbaar gas	kWh	248	0,1313	0,0529	0,3157

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn- prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
CCU, afvalverbrandingsinstallatie, vloeibaar (variant 5C)	t CO ₂	248	245,4284	79,2986	671,1400
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces met laag dauwpunt (8.000 uur)	kWh	249	0,0934	0,0504	0,1730
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	250	236,1218	0	943,0540
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, gasvormig transport (variant 6A)	t CO ₂	250	236,1218	0	943,0540
Wind op land, < 6,75 m/s	kWh	251	0,0872	0,0594	0,1107
CCS, nieuwe pre-combustion-CO ₂ -afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen, bestaande installatie, vloeibaar transport (variant 4B)	t CO ₂	262	397,0812	137,0265	991,7500
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, op oost-west gevels van gebouwen	kWh	264	0,1335	0,073	0,2293
Monomestvergisting 110-1500 kW, hernieuwbaar gas	kWh	270	0,1822	0,0529	0,4791
Elektrificatie bestaand offshore productieplatform	kWh	270	0,3843	0,1939	0,7060
Ketel stoom uit houtpellets > 50 MWth	kWh	273	0,1119	0,0504	0,2250
Warmte uit ijzerpoeder	kWh	280	0,0976	0,0504	0,1684
PVT aan warmtenet (net =70%)	kWh	282	0,0907	0,031	0,2120
Wind op waterkeringen, ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	283	0,0907	0,0594	0,1107
Zonthermie, ≥1 MWth voor warmtenet	kWh	283	0,0946	0,031	0,2250
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	287	0,0826	0,0288	0,1877
Allesvergisting, hernieuwbaar gas	kWh	291	0,1027	0,0529	0,1709
Ondiepe geothermie (basislast), warmtenet op hogere temperatuur	kWh	291	0,129	0,031	0,3373
Procesgeïntegreerde warmtepomp zonder procesaanpassing (3.000 uur)	kWh	294	0,1089	0,0504	0,1990
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, gasvormig transport (variant 1A)	t CO ₂	302	284,9839	0	943,0540
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur	kWh	303	0,1325	0,0227	0,3618
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande AVI's, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	304	285,3475	0	939,5440
CCS, nieuwe post-combustion-CO ₂ -afvang, bestaande biomassaenergiecentrales, vloeibaar transport (variant 6B)	t CO ₂	304	285,3475	0	939,5440
Groengas uit biomassa (B-hout)	kWh	310	0,104	0,0529	0,1651
Monomestvergisting <110 kW, warmte	kWh	319	0,2557	0,0682	0,5874
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	kWh	320	0,0948	0,0594	0,1107
Zon-pv ≥15 kWp en <1 MWp, langs wegen en spoor	kWh	328	0,1175	0,073	0,1356
Diepe geothermie ≥ 12 MWth (geen basislast)	kWh	330	0,1647	0,0227	0,4304
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	336	0,0918	0,0288	0,1875
Wind op waterkeringen, < 6,75 m/s	kWh	340	0,097	0,0594	0,1107
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport met bestaande vervloeiingsinstallatie (variant 1C)	t CO ₂	342	321,3167	0	939,5440
Diepe geothermie < 12 MWth (basislast), warmtenet op hoge temperatuur	kWh	345	0,1476	0,0227	0,3617
Ketel op vloeibare biomassa (industrie)	kWh	350	0,1664	0,0876	0,2250
Monomestvergisting <110 kW, gecombineerde opwekking	kWh	357	0,4079	0,0971	0,8695
Aquathermie (geen basislast), lage temperatuur	kWh	373	0,0996	0,031	0,1839
Diepe geothermie < 12 MWth (geen basislast)	kWh	377	0,185	0,0227	0,4304
Wind op land, hoogtebeperkt ≥ 6,75 en < 7 m/s	kWh	379	0,1014	0,0594	0,1107
Aquathermie (basislast), zeer lage temperatuur	kWh	381	0,0993	0,0227	0,2011
Industriële warmtepomp, gesloten systeem (3.000 uur)	kWh	383	0,1223	0,0504	0,1879
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	384	0,1008	0,0288	0,1874
Monomestvergisting <110 kW, hernieuwbaar gas	kWh	391	0,2522	0,0529	0,5098
Energie uit lucht (geen basislast), middentemperatuur	kWh	395	0,1403	0,0682	0,1824

Categorie	Productie- type [eenheid]	Subsidie- intensiteit [€/tCO ₂]	Basisbedrag [€/eenheid]	Langetermijn- prijs [€/eenheid]	Emissiefactor [kg CO ₂ /eenheid]
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,00 en < 0,10	kWh	396	0,0992	0,0288	0,1777
CCS, gedeeltelijke CO ₂ -opslag bij bestaande installaties, vloeibaar transport (variant 1B)	t CO ₂	405	380,6973	0	939,5440
Elektrificatie bestaand offshore platform met eigen windturbine	kWh	418	0,4891	0,1939	0,7060
CCU, direct air capture op locatie, gasvormig (variant 7A)	t CO ₂	424	401,593	79,2986	761,0000
Restwarmtebenutting met warmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	433	0,1099	0,0288	0,1872
CCS, direct air capture (variant 10)	t CO ₂	451	419,2366	137,0265	625,2400
Ondiepe geothermie (geen basislast)	kWh	452	0,1872	0,0227	0,3636
RWZI verbeterde slibgisting, warmte	kWh	453	0,1768	0,0824	0,2086
Wind op land, hoogtebeperkt < 6,75 m/s	kWh	454	0,1097	0,0594	0,1107
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,10 en < 0,20	kWh	463	0,1108	0,0288	0,1772
Procesgeïntegreerde warmtepomp in een verdampingsproces (3.000 uur)	kWh	472	0,1391	0,0504	0,1879
Ketel op vloeibare biomassa (stadsverwarming)	kWh	473	0,1664	0,0599	0,2250
Diepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hoge temperatuur	kWh	511	0,2075	0,0227	0,3618
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,20 en < 0,30	kWh	530	0,1224	0,0288	0,1767
Ondiepe geothermie (geen basislast), warmtenet op hogere temperatuur	kWh	547	0,2156	0,031	0,3373
Aquathermie (basislast), hogere temperatuur	kWh	551	0,1155	0,0227	0,1685
Groengas uit biomassa (≥ 95% biogeen)	kWh	569	0,1468	0,0529	0,1651
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,30 en < 0,40	kWh	595	0,1336	0,0288	0,1762
Aquathermie (basislast), middentemperatuur	kWh	612	0,1325	0,0227	0,1794
CCU, direct air capture bij infrastructuur (variant 7B)	t CO ₂	643	436,3524	79,2986	555,2400
RWZI verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas	kWh	660	0,1655	0,0529	0,1705
Restwarmtebenutting met hogetemperatuurwarmtepomp, lengtevermogensverhouding ≥ 0,40	kWh	662	0,1452	0,0288	0,1757
Energie uit lucht (basislast), hogere temperatuur	kWh	664	0,1382	0,0227	0,1739
Aquathermie groot (geen basislast), middentemperatuur	kWh	734	0,1463	0,0227	0,1685
Waterstofproductie via elektrolyse, directe gemeenschappelijke lijn met wind- en zonnepark	kWh	737	0,2382	0,0702	0,2280
RWZI verbeterde slibgisting, gecombineerde opwekking	kWh	767	0,1978	0,0817	0,1513
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark	kWh	780	0,248	0,0702	0,2280
Aquathermie (geen basislast), middentemperatuur	kWh	786	0,1637	0,0227	0,1794
Aquathermie (geen basislast), hogere temperatuur	kWh	979	0,1877	0,0227	0,1685
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld met stroomafnameovereenkomst met windpark op zee	kWh	1040	0,3074	0,0702	0,2280
Energie uit lucht (geen basislast), hogere temperatuur	kWh	1069	0,1989	0,0227	0,1648
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark	kWh	1275	0,361	0,0702	0,2280

Afkortingen

ACM	Autoriteit Consument & Markt
AEC	Afvalenergiecentrale, zie ook AVI
AEL	<i>Alkaline Electrolysis</i>
ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (handelsregio)
ASU	<i>Air Separation Unit</i>
ATEX	Europese richtlijn met betrekking tot explosiegevaar (<i>ATmosphères Explosibles</i>)
ATR	Alternatieve transportrechten (in relatie tot elektriciteitsaansluiting)
ATR	<i>Autothermal reforming</i> (in relatie tot waterstofproductie)
AVI	Afvalverbrandingsinstallatie, zie ook AEC
BEC	Bio-energiecentrale
CAR	<i>Construction All Risk</i>
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	CO ₂ Capture and Storage, CO ₂ -afvang en -opslag
CCU	CO ₂ Capture and Utilization, CO ₂ -afvang en -gebruik
CIF	<i>Costs, Insurance and Freight</i>
COP	<i>Coefficient of performance</i>
CPI	Consumentenprijsindex
DAC	<i>Direct Air Capture</i>
DCS	<i>Distributed Control System</i>
DNB	De Nederlandsche Bank
DSCR	<i>Debt Service Coverage Ratio</i>
DWTG	<i>Dedicated Wind Turbine Generator</i>
EB	Energiebelasting
ECB	Europese Centrale Bank
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EIA	Energie-investeringsaftrek
EPC	<i>Engineering, procurement and construction</i> (contractvorm)
EPD	<i>Environmental Product Declaration</i>
EPEX	<i>European Power Exchange</i>
ERE	Emissiereductie-eenheden
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i> , opvoerpomp
ETS	Europees emissiehandelssysteem (ook EU-ETS)
EU	Europese Unie
EUA	<i>European Emission Allowances</i>
EV	Eigen vermogen
FID	<i>Final investment decision</i>
GvO	Garantie van Oorsprong
HBE	Hernieuwbare Brandstofeenheid
HHV	<i>Higher Heating Value</i> , bovenste verbrandingswaarde
HICP	<i>Harmonized Index of Consumer Prices</i>
HS	Hoogspanning
HT	Hoge temperatuur
H-TES	Thermische hogetemperatuuropslag
HTWP	Hogetemperatuurwarmtepomp
ICAO	<i>International Civil Aviation Organization</i>
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>

IP	Injectiepomp
IPCC	<i>The Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRS	<i>Interest Rate Swap</i>
ISDE	Investeringssubsidie Duurzame Energie
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
LAP	Landelijk Afvalbeheer Plan
LCA	Levenscyclusanalyse
LHV	<i>Lower Heating Value</i> , onderste verbrandingswaarde
LNG	<i>Liquid Natural Gas</i>
LT	Lage temperatuur
LTWP	Lagetemperatuurwarmtepomp
MFI	Monetaire Financiële Instelling
MIA	Milieu-investeringsaftrek
MS	Middenspanning
MT	Middentemperatuur
MVR	Mechanische damprecompressie
NEA	Nederlandse Emissieautoriteit
NFV	Niet-financiële vennootschappen
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
O&M	<i>Operations and Maintenance</i> , beheer en onderhoud
OGT	Ondiepe geothermie
OT	Onrendabele top
OWE	Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse
ozb	Onroerendezaakbelasting
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PE	Polyetheen
PEM	<i>Proton exchange membrane</i>
PF	Profielfactor
PO	Profiel- en onbalansfactor
POX	<i>Partial oxidation</i>
PPA	<i>Power purchase agreement</i>
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i> , drukwisseladsorptie
pur	Polyurethaan
pv	fotovoltaïsch
PVT	<i>Photovoltaic-thermal</i>
PWP	Procesgeïntegreerde warmtepompen
RDF	<i>Refuse-derived fuel</i>
RED	<i>Renewable Energy Directive</i> , in de volksmond Richtlijn voor hernieuwbare energie
RFNBO	<i>Renewable fuels of non-biological origin</i>
RNES	Regeling nationale EZK- en LNV-subsidies
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
SCE	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking
SCR	Selective Catalytic Reduction, selectieve katalytische reductie
SDE	Stimulering Duurzame Energieproductie
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SNCR	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i> , selectieve niet-katalytische reductie
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SPF	Seizoensgebonden prestatiefactor
SRF	<i>Solid Recovered Fuel</i>
STEG	Stoom- en gascentrale
SWIG	Subsidie Warmte-infrastructuur Glastuinbouw

TEA	Thermische energie uit afvalwater
TED	Thermische energie uit drinkwater
TEO	Thermische energie uit oppervlaktewater
TEZ	Thermische energie uit zeewater
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek
TS	Tussenspanning
TTF	<i>Title Transfer Facility</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
VAMIL	Willekeurige afschrijving milieu-investeringen
VV	Vreemd vermogen
WA	Wettelijke aansprakelijkheid
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding
WIS	Warmtenetten Investeringssubsidie
wkk	Warmte-krachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag
WOL	Windenergie op land
WOS	Warmteoverdrachtstation
WOZ	Windenergie op zee
WP	Warmtepomp
ZLT	Zeer lage temperatuur

Referenties

- ACM (2024a), [Concurrentie op de Nederlandse spaarmarkt](#), ACM, ACM/UIT/622124, 16 juli 2024.
- ACM (2024b), [Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers](#), ACM, ACM/INT/510217, 17 september 2024.
- ACM (2024c) [Tariefvoorstellen regionale netbeheerders en Tennet voor 2025](#), ACM, 4 oktober 2024.
- Beijnum, van B. en anderen (2025), [Verdieping op de actualisatie van de Startanalyse. Toelichting op de gehanteerde uitgangspunten in de 2025-versie van de Startanalyse](#), Den Haag: PBL, 2025.
- CBS (2025a), [Beloning en arbeidsvolume van werknemers; bedrijfstak, nationale rekeningen](#), CBS, 24 juni 2025.
- CBS (2025b), [Melkveebedrijven naar grootteklasse 2023-2024](#), CBS, 14 november 2025.
- Copper8 (2025), [Stralen zonder schaduw](#), Copper8, februari 2025.
- CPB (2025), Verzamelde bijlagen CEP 2025 (26 februari).
- Dimitriou, I., Goldingay H., Bridgwater A.V. (2018), [Techno-economic and uncertainty analysis of Biomass to Liquid \(BTL\) systems for transport fuel production](#). Renewable and sustainable Energy Reviews 88, 160-175, mei 2018.
- Eblé L., M. Weeda (2024), [Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands – Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool \(RHCEET\)](#), TNO, TNO R10766, 13 mei 2024.
- ECB (2024a), [ECB Economic bulletin nr 5 2024](#), Frankfurt am Main: ECB, ISSN 2363-3417, 2024.
- ECB (2024b), MFIs lending margins on new loans to households and non-financial corporations – Netherlands, ECB, 2024.
- EK (2025), [Verzamelwet KGG 2025](#), Den Haag: Eerste Kamer der Staten-Generaal, 28 oktober 2025.
- Elzenga (2025), [Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid; een verkenning naar de knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen in de ontwikkeling van een groenewaterstofmarkt](#), Den Haag: PBL, 2025.
- Fin. (2025), [Separaat tarief voor waterstof in de energiebelasting](#), Den Haag: Ministerie van Financiën, 2025.
- Gasunie (1980), Physical properties of natural gases, Gasunie, 1980.
- ISPT (2022), [A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant, advanced design and total installed-capital costs](#), Amersfoort: ISPT, 20 januari 2022.
- Krijgsveld K.L., Aartsma Y., Van Aken B.B., Berghorst A., Buij R., Cesar I., De Deyn G.B., Edlinger A., Fijen T.P.M., Forouzan Fard S., De Groot G.A., Kamerling S., Kocsis T., Van Langevelde F., Matson A., Scholten L., Schorn S., Tavernier C., Vittek M., Van der Wal P. (2025), [EcoCertified Solar Parks. Openbare eindrapportage](#). Wageningen: Wageningen University & Research, WENR-rapport 3453, augustus 2025.
- Lammers, B. en B. van Stiphout-Kramer (2023), [Bankwinsten stegen niet alleen door rente](#), ESB, 5 december 2023.
- Lensink en Cleijne (red) (2017), [Eindadvies basisbedragen SDE+ 2018](#), Petten: ECN, ECN-E--17-048, 20 november 2017.
- Lensink en Schoots (red) (2021), [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021](#), Den Haag: PBL, 31 mei 2021.
- Lensink, S. & K. Schoots (red) (2022), [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2022](#), Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving, 11 maart 2022.

- Lensink, S. en E. Eggink, E. (2025b), [Wijzigingsnotitie SDE++ 2026](#), Den Haag: PBL, 11 maart 2025.
- Lensink, S., C. Henriquez, A. van der Welle, L. Beurskens, (2024), [Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking – Eindadvies 2025](#), Den Haag: PBL, 17 december 2024.
- Lensink, S., E. Eggink (red.) (2025a), [Eindadvies basisbedragen SDE++ 2025](#), Den Haag: PBL, 21 februari 2025.
- Luijten, M. (2025), [Life cycle assessment report; life cycle assessment of iron fuel](#), EGEN.GREEN, april 2025.
- PBL (2025), PBL, TNO, CBS en RIVM (2025), [Klimaat- en Energieverkenning 2025](#), Den Haag: PBL, 2025.
- RIFT (2025), [Fueling the Future. Decarbonizing industrial heat with iron fuel technology](#), 2025.
- RVO (2024), [Verwachte gevolgen verlaging vrijstelling groen beleggen](#), RVO, 12 juni 2024.
- RVO (2025a), [Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂ emissiefactoren, versie januari 2025](#), RVO, 2025.
- RVO (2025b), [Monitor Wind op Land 2024](#), RVO-057-2025/BR-DUZA, RVO, Utrecht, mei 2025.
- Scheepers, L. en Verhagen, M.W. (2024). [A method for producing iron fuel](#), 2024.
- Schepers, B., T. Scholten, G. Willemsen, M. Koenders en B. de Zwart (2018), [Weg van Gas, kansen voor de nieuwe concepten LageTemperatuurAardwarmte en Mijnwater](#), Delft: CE Delft, 18.3K61.060, mei 2018.
- Smit, P. en R. Grootsholten (2024), [Actueel inzicht CO₂-behoefte Nederlandse glastuinbouw 2030](#), Wageningen: Wageningen Economic Research, februari 2024.
- TK (2024), [Kamerstukken II 2024/25, 36 602 nr. 93](#), Tweede Kamer, 2024.
- Velden, van der N.J.A., P.X. Smit (2020), [Effect extra CO₂ inkoop op emissie van de glastuinbouw in 2030](#), Wageningen: Wageningen Economic Research, januari 2020.

Bijlagen

Bijlage 1.1 Externe review



1 Managementsamenvatting

Voor de jaarlijkse berekening van de basisbedragen behorende bij de Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie en klimaattransitie (SDE++), wordt het Onrendabele-Top-model (OT-model) door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gebruikt. Het OT-model is de rekenkundige basis voor het jaarlijks bepalen van de onrendabele top binnen de SDE-regeling.

Voor het 2025-advies heeft het PBL AFRY gevraagd een onafhankelijke review van het OT-model uit te voeren, met als doel antwoord te geven op de volgende twee hoofdvragen:

1. Wat zijn de inhoudelijke implicaties van het versimpelde karakter van het OT-model ten opzichte van een volledige businesscase?
2. In hoeverre kunnen aanpassingen aan het OT-model bijdragen aan verbetering van de marktconsultaties?

AFRY heeft zeven onderwerpen geïdentificeerd en geanalyseerd ter beoordeling van het OT-model. Tabel 1 bevat een samenvatting van de adviezen per onderwerp. Een nadere toelichting is opgenomen in het rapport.

Onderwerpen	AFRY adviseert om ...
Cashflow begint in jaar 1	een technologie-specifieke bouwfase toe te voegen aan het OT-model inclusief een optie om zowel de CAPEX als de bouwrente over de jaren in deze bouwfase te verdelen.
Achtergestelde lening	een set gangbare financieringsstructuren per technologie door te rekenen en daarmee een gemiddelde WACC te bepalen. Deze set kan achtergestelde leningen bevatten zodat rekening wordt gehouden met dit type lening.
Levensduurverlenging en repowering	een categorie toe te voegen voor het (deels) opnieuw opbouwen van projecten ('repowering') met betrekking tot wind op land en zon PV en hiervoor de kosten als CAPEX op te nemen in het OT-model. Daarnaast adviseert AFRY te verkennen hoe levensduurverlenging kan worden geïmplementeerd.
Inflatie	voor de eerste jaren de inflatieverwachtingen van ECB en DNB te gebruiken, omdat deze beter aansluiten bij de kostenstijgingen die projecteigenaren daadwerkelijk ervaren. Voor de middellange en lange termijn adviseert AFRY een aanname van 2% te (blijven) hanteren.
Uitbetalingsmechanisme	de voorlopige en definitieve correctiebedragen voor elektriciteit te baseren op forwardprijzen in plaats van EPEX en om te onderzoeken of tussentijds aanpassing van de maandbedragen mogelijk is.
Negatieve prijzen	een functionaliteit te implementeren waarmee impact van negatieve prijzen kan worden meegenomen in het OT-model.
Vennootschapsbelasting	geen onderscheid te maken tussen het lage en hoge vennootschapsbelastingtarief en het hoge tarief (25,8%) te gebruiken als uitgangspunt.

Tabel 1: Advies per parameter

De afgelopen jaren heeft het PBL marktconsultaties georganiseerd waarin marktpartijen feedback konden geven op het OT-model. Uit deze consultaties zijn vijf onderwerpen naar voren gekomen. Twee van deze onderwerpen – het laten starten van de cashflow in jaar 1, en het opnemen van achtergestelde leningen – zijn door AFRY meegenomen in uitgebreidere analyse van de onderwerpen¹. De drie overige onderwerpen leiden niet tot directe wijzigingen in de modelparameters, maar zijn door AFRY wel geanalyseerd:

- Aanname dat duur van de lening en aflossing gelijk is aan de duur van de subsidie (typisch 12 of 15 jaar)

Volgens experts van AFRY wordt de lengte van een lening doorgaans afgestemd op de totale levensduur van het project. De looptijd van de lening is doorgaans iets korter dan de levensduur van het project, zodat er bufferjaren overblijven. Dit geeft de bank zekerheid dat er na aflossing van de lening nog inkomsten worden gegenereerd.

- Aflossingsvorm van lening op basis van annuïteiten of lineair

De meest gangbare aflossingsvorm voor leningen bij hernieuwbare projecten is lineair. De lineaire lening kent lagere totale rentelasten, maar hogere kosten in de eerste jaren vergeleken met een annuïteitenlening. Hierdoor is de subsidiebehoefte bij een lineaire lening lager, terwijl de hogere kosten in de beginfase leiden tot een lagere belastingdruk door een lagere winst. AFRY merkt op dat grote banken bij zonnepanelen (PV) doorgaans geen annuïteitenleningen aanbieden.

- Verwerking van belastingeffecten (aanname dat er voldoende aftrekposten voor winstbelasting zijn)

Volgens de Nederlandse wet- en regelgeving mogen fiscale aftrekposten als EIA en VAMIL niet worden gestapeld met de SDE regeling. Daarnaast reguleert het Europese milieu- en energiesteunkader (MSK-toets) dat eventuele voordelen uit de EIA, indien toch aangevraagd, in mindering worden gebracht op de subsidie-inkomsten uit de SDE.

De door AFRY geadviseerde aanpassingen aan het OT-model zullen de marktconsultatie verbeteren, omdat zij de werking van het OT-model dichter bij de fiscale werkelijkheid brengt. Dit verkleint het verschil tussen het OT-model en de businesscase van de projecteigenaren en daarmee ook de kans op interpretatievragen. Bovendien zorgen de aanpassingen ervoor dat de berekende maximum subsidie of het berekende basisbedrag beter aansluit bij de benodigde subsidie.

2 Werkwijze

2.1 Doelstelling en hoofdvragen

Het doel van de AFRY-review is om, door het vergelijken van het OT-model met de businesscase van de projecteigenaren, verbeteropties te adviseren die de uitkomsten van de marktconsultatie positief beïnvloeden. Hiervoor zijn de volgende twee hoofdvragen opgesteld:

1. Wat zijn de inhoudelijke implicaties van het versimpelde karakter van het OT-model ten opzichte van een volledige businesscase?
2. In hoeverre kunnen aanpassingen aan het OT-model bijdragen aan verbetering van de marktconsultaties?

2.2 Aanpak

Om antwoorden te formuleren op de hoofdvragen worden door AFRY eerst de opzet van het OT-model en de context waarin het wordt toegepast beoordeeld. Vervolgens wordt onderzocht welke effecten het model heeft op de SDE++ en op projecteigenaren. Tot slot formuleert AFRY adviezen ter verbetering van het OT-model.

¹Onderwerp #1 en #2 in tabel 1

2.3 Afbakening

Voor de analyse wordt gebruikgemaakt van de eerste conceptversie van het SDE++-eindadvies 2025 en het bijbehorende OT-model². De hoogte of juistheid van de gebruikte invoerwaarden wordt niet beoordeeld, tenzij deze direct samenhangen met de modelstructuur, zoals de looptijd van leningen, afschrijvingstermijnen of de gehanteerde inflatie. Verbeteringen in de terminologie vallen binnen de scope, maar beleidsmatige uitgangspunten blijven buiten beschouwing.

Alle technologieën in het model zijn afzonderlijk geanalyseerd. De modelopbouw vertoont overeenkomsten voor de relevante parameters, waardoor de resultaten per parameter zijn samengevoegd tot één algemene analyse. Hierdoor wordt de beoordeling vereenvoudigd en de overzichtelijkheid van het rapport vergroot. Alleen wanneer verschillen tussen technologieën van invloed zijn op de uitkomsten of de interpretatie, worden deze expliciet toegelicht.

3 Analyse van onderwerpen

In dit hoofdstuk behandelt AFRY zeven onderwerpen waarvan aanpassingen in het OT-model de transparantie kunnen vergroten of het PBL kunnen informeren over mogelijke verbeteringen in de methodologie. Voor elk onderwerp bestaat de analyse uit vier onderdelen: (1) een observatie in het OT-model, (2) een contextanalyse van deze observatie, (3) een beoordeling van de impact op de SDE++ en projecteigenaren, en (4) het advies van AFRY over mogelijke aanpassingen in het model.

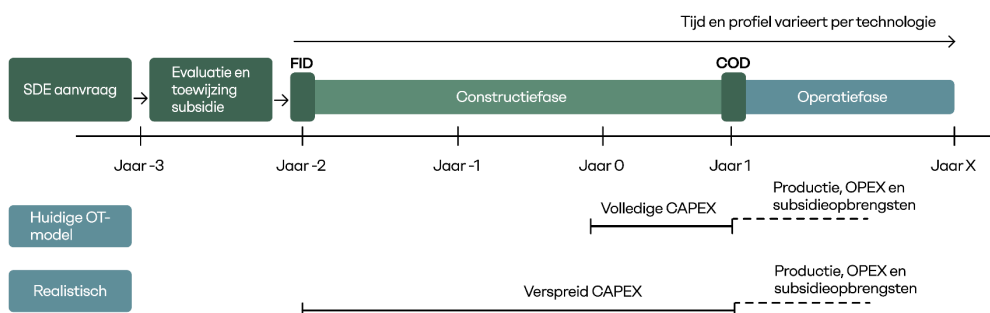
3.1 Cashflow begint in jaar 1

3.1.1 OBSERVATIE

Het OT-model veronderstelt dat de volledige CAPEX in jaar 0 wordt gealloceerd, en dat vanaf jaar 1 de productie, operationele kosten en subsidieopbrengsten starten.

3.1.2 CONTEXT EN ANALYSE

Een projecteigenaar vraagt doorgaans subsidie aan voordat de definitieve investeringsbeslissing (FID) wordt genomen. Vervolgens start de constructiefase, waarna het project wordt opgeleverd en in gebruik genomen op de commerciële operationele datum (COD). In het huidige OT-model wordt de volledige CAPEX als één bedrag gealloceerd in jaar 0, waarna vanaf jaar 1 direct productie, OPEX en subsidieopbrengsten starten. In de praktijk wordt een groot deel van de investeringskosten gespreid over de jaren tussen FID en COD.



Figuur 1: Vergelijking project tijdlijn

² <https://www.pbl.nl/downloads/pbl-2025-onrendabele-top-model-eindadvies-sde-2025-5473xlsx>

De lengte van deze periode is technologie- en projectspecifiek: ongeveer twee jaar voor wind op land, en drie tot vijf jaar voor complexere projecten zoals Carbon Capture and Storage (CCS) of elektrolyse.

Vanuit financieringsperspectief is dit relevant, omdat de rente op vreemd vermogen tijdens de bouwfase doorgaans hoger is als gevolg van het ontbreken van onderpand. Deze rente staat bekend als bouwrente. Door de volledige CAPEX in jaar 0 te alloceren, wordt impliciet genegeerd dat deze hogere rente in de jaren voorafgaand aan COD al over de lening wordt betaald.

3.1.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

Het modelleren van alle CAPEX in jaar 0 heeft de volgende implicaties: Het alloceren van de volledige CAPEX in jaar 0, zoals momenteel in het OT-model is geïmplementeerd, heeft de volgende gevolgen:

1. Het beïnvloedt de tijdswaarde van geld. Uitgaven die in werkelijkheid later plaatsvinden, worden in het model naar voren gehaald, waardoor vroege kasstromen een groter gewicht krijgen in de berekening van de netto contante waarde (NCW). Bij technologieën met langere bouwperiodes, zoals wind op land, CCS of elektrolyse, kan dit leiden tot een aanzienlijke overschatting van de NCW en een onderschatting van de onrendabele top. Voor SDE-regeling betekent dit dat de subsidiebehoefte van deze projecten mogelijk te laag wordt ingeschat.
2. De werkelijke rentelasten tijdens de bouwfase worden niet meegenomen. Projecten die in de bouwjaren een hogere rente moeten betalen (bouwrente), ervaren hogere kosten in de periode voor COD. Door alle CAPEX in jaar 0 te alloceren, wordt dit effect genegeerd, wat met name relevant is voor complexere projecten met langere bouwduur. Voor snel te realiseren projecten, zoals zonnepanelen (PV), is deze vertekening beperkt. Voor projecteigenaren betekent dit dat de werkelijke financieringslasten hoger kunnen uitvallen dan in het OT-model wordt berekend.
3. De vergelijkbaarheid tussen technologieën neemt af. Door verschillen in bouwduur buiten beschouwing te laten, worden projecten met een korte bouwduur en complexere projecten met een lange bouwduur in dit opzicht gelijk behandeld. Dit wijkt af van de feitelijke situatie.

3.1.4 ADVIES AFRY

AFRY adviseert om in het OT-model rekening te houden met de bouwfase door het volgende te implementeren: (1) het modelleren van een technologie-specifieke periode tussen FID en COD, (2) het proportioneel spreiden van de CAPEX over deze bouwjaren, en (3) het toepassen van een verhoogd rentepercentage in de periode tussen FID en COD. Dit maakt de berekening van de NCW en de onrendabele top realistischer en verhoogt de vergelijkbaarheid tussen technologieën.

Concreet betekent dit:

- Modelleren van één tot vijf bouwjaren voorafgaand aan COD, afhankelijk van de technologie
- Verrekenen van bouwrente gedurende deze periode
- Opnemen van OPEX, productievolumes en subsidie-inkomsten pas vanaf COD

3.2 Achtergestelde lening

3.2.1 OBSERVATIE

In het huidige OT-model kunnen vreemd en eigen vermogen afzonderlijk worden gemodelleerd, maar ontbreekt de functionaliteit om een derde financieringsvorm te modelleren: een achtergestelde lening met een specifiek rentepercentage.

3.2.2 CONTEXT EN ANALYSE

De rol van coöperaties en lokale gemeenschappen als mede-eigenaren van hernieuwbare energieprojecten is de afgelopen jaren toegenomen. In het Nederlandse Klimaatakkoord wordt expliciet gestreefd naar 50% lokaal eigendom bij grootschalige opwekking van duurzame energie, zodat omwonenden, lokale ondernemers en organisaties mede-eigenaar worden en hierdoor kunnen profiteren van de baten^{3,4}. Om dit doel te realiseren heeft de provincie Utrecht bijvoorbeeld een beleids- en toetsingskader opgesteld, waarin is vastgelegd dat minimaal de helft van windprojecten op land in lokaal eigendom moet zijn⁵.

Deze lokaal georganiseerde coöperaties onderscheiden zich financieel en organisatorisch van commerciële eigenaren. Ze opereren doorgaans zonder winstoogmerk, met democratische zeggenschap en een maatschappelijke doelstelling. Hierdoor liggen de rendementseisen op eigen vermogen doorgaans lager⁶. Daarnaast hebben coöperaties vaak beperkte toegang tot vreemd vermogen, waardoor kapitaalstructuren met achtergestelde leningen belangrijker worden.

Een achtergestelde lening is een hybride financieringsvorm die qua risico en positie binnen de kapitaalstructuur tussen vreemd vermogen en eigen vermogen ligt. Het achtergestelde karakter houdt in dat de geldverstrekker bij een faillissement pas wordt terugbetaald nadat alle andere schuldeisers zijn voldaan. Hierdoor is het risico voor de geldverstrekker hoger, wat leidt tot een hogere rente dan bij reguliere leningen, maar doorgaans lager dan het rendement dat aandeelhouders op hun eigen vermogen verwachten. Hierdoor fungeert een achtergestelde lening als een tussenlaag in de kapitaalstructuur.

3.2.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

In het huidige OT-model worden achtergestelde leningen niet meegenomen. In de praktijk bestaan echter coöperatieve projecten met een hoger aandeel achtergesteld kapitaal, waarvan de kapitaalstructuur afwijkt van de veronderstellingen in het huidige OT-model.

Het meenemen van achtergestelde leningen in het OT-model heeft direct invloed op de gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC), omdat hierin zowel de kosten van vreemd vermogen als het vereiste rendement op eigen vermogen zijn opgenomen. De formule voor het berekenen van de WACC is als volgt:

$$WACC = r_D(1 - t_{corp}) \frac{D}{D + E} + r_E \frac{E}{D + E}$$

Hierbij staat E voor het eigen vermogen (equity), D voor het vreemd vermogen (debt), r_D voor de kosten van vreemd vermogen, r_E voor het rendement op eigen vermogen en t_{corp} voor de vennootschapsbelasting.

Figuur 2: Formule voor gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC)

³ <https://www.rvo.nl/onderwerpen/zonne-energie/participatie>

⁴ <https://departicipatiecoalitie.nl/wp-content/uploads/2020/02/Factsheet-50-eigendom-van-de-lokale-omgeving-PC-maart-2020.pdf>

⁵ <https://energievanutrecht.nl/wp-content/uploads/2024/04/Duiding-proces-beleidskader-lokaal-eigendom-en-participatie-voor-initiatiefnemers.pdf>

⁶ <https://open.overheid.nl/documenten/c726aa6f-a797-40ff-b2fe-1b1775bb9257/file>

Het aanpassen van de kapitaalstructuur in het OT-model heeft een tweezijdig effect op de WACC, en dus op de berekening van het basisbedrag:

1. Wanneer achtergestelde leningen, die een hogere rente hebben dan regulier vreemd vermogen, een groter deel van de totale financiering vormen, kan dit de WACC verhogen en daarmee het basisbedrag doen toenemen.
2. Tegelijkertijd kan het lagere rendement dat coöperaties vaak accepteren op hun eigen vermogen de WACC verlagen, waardoor het basisbedrag juist afneemt.

De netto-impact op het basisbedrag wordt daardoor bepaald door de verhouding en de rentepercentages van het eigen vermogen, het vreemd vermogen en de achtergestelde leningen.

3.2.4 ADVIES AFRY

Zoals hierboven beschreven bestaan er verschillende vormen van leningen, elk met hun eigen rendementseisen. Veranderingen in de kapitaalstructuur hebben direct invloed op de WACC. Bij toevoeging van eigen vermogen, zoals vaak voorkomt bij coöperaties, compenseren de hogere rente op dit eigen vermogen en de lagere rendementseisen op vreemd vermogen elkaar gedeeltelijk. AFRY verwacht daarom dat het effect op de WACC beperkt blijft, al is het moeilijk exact te kwantificeren vanwege factoren zoals technologie, looptijd en bank-specifieke kenmerken die de rentepercentages beïnvloeden.

Om de WACC op een transparante en robuuste manier te bepalen, adviseert AFRY RVO/PBL jaarlijks een aantal banken te raadplegen om de actuele rente op vreemd vermogen per technologie vast te stellen. Vervolgens kunnen 10-20 cases met verschillende vermogensverdelingen en rentepercentages worden doorgerekend om tot een betrouwbaar gemiddelde te komen. De gemiddelde WACC van deze cases vormt het uitgangspunt in het OT-model. Opties met achtergestelde leningen kunnen in deze set worden meegenomen, zodat hun effect wordt meegenomen wanneer relevant. Op deze manier wordt rekening gehouden met variatie in kapitaalstructuren, zonder dat projecteigenaren zelfstandig afwijkende structuren kunnen toepassen.

3.3 Levensduur verlenging en repowering

3.3.1 OBSERVATIE

Momenteel biedt het OT-model geen mogelijkheid om subsidie te berekenen voor levensduurverlenging of repowering van hernieuwbare energieprojecten.

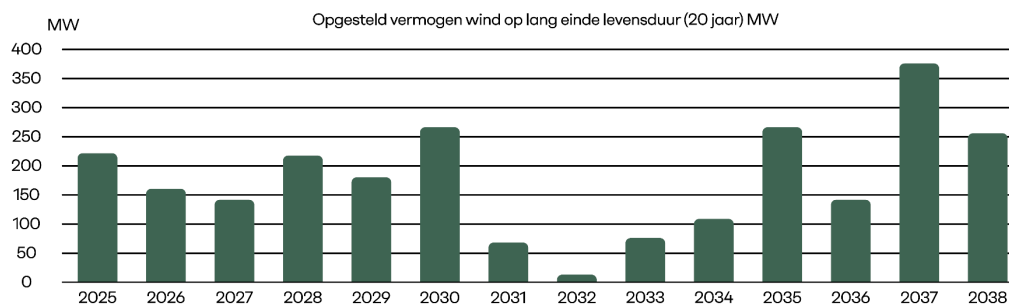
3.3.2 CONTEXT EN ANALYSE

In het OT-model wordt voor de meeste technologieën een economische levensduur van 20 jaar gehanteerd, wat aansluit bij de gebruikelijke aannames in de sector. Voor sommige technologieën kan de technische levensduur, afhankelijk van locatie-specifieke omstandigheden, echter langer zijn. AFRY stelt dat het model op dit punt niet hoeft te worden aangepast, en dat een levensduur van meer dan 20 jaar kan worden gezien als een extra voordeel voor de projecteigenaar. Wanneer een installatie het einde van de technische en/of economische levensduur bereikt, zijn er in de markt drie gangbare vervolgstappen:

1. **Ontmanteling** - het volledig verwijderen van een installatie, inclusief het afvoeren van materialen en het herstellen van de locatie.
2. **Levensduur verlengen** - het blijven exploiteren van bestaande installaties na de oorspronkelijke ontwerp- of subsidieperiode, vaak na onderhoud of vervanging van onderdelen om de werking te waarborgen.
3. **Repowering** - het gedeeltelijk of volledig vervangen van bestaande installaties door nieuwe, efficiëntere technologieën op dezelfde locatie om de energieopbrengst te verhogen.

Repowering of levensduurverlenging kan de langetermijnwaarde van projecten vergroten, omdat bestaande locaties, infrastructuur en vergunningen geheel of gedeeltelijk opnieuw kunnen worden benut. Hierdoor kunnen extra opbrengsten worden gerealiseerd tegen relatief beperkte kosten. Het huidige OT-model bevat echter geen specifieke categorie voor projecten die in aanmerking komen voor repowering of levensduurverlenging.

Onderstaande figuur laat zien dat de komende jaren 150-250 MW aan geïnstalleerd vermogen voor wind op land het einde van de technische levensduur (20 jaar) nadert en mogelijk in aanmerking komt voor repowering of levensduurverlenging⁷.



Figuur 3: Opgesteld vermogen wind op land einde levensduur (20 jaar)

3.3.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

Het ontbreken van een specifieke categorie voor projecten die in aanmerking komen voor repowering of levensduurverlenging kan ertoe leiden dat projecteigenaren afzien van deze opties wanneer installaties het einde van hun levensduur bereiken.

3.3.4 ADVIES AFRY

Een groot aantal wind op land projecten zal in de aankomende jaren het einde van hun levensduur bereiken. AFRY maakt zich zorgen dat projecteigenaren massaal kiezen voor ontmanteling. Dit zou leiden tot een afname van de geïnstalleerde capaciteit van wind op land.

Repowering of levensduurverlenging biedt belangrijke voordelen: het maakt hergebruik van bestaande netwerkaansluitingen en landgebruik mogelijk en behoudt of vergroot de energieopbrengst. AFRY adviseert daarom de categorieën repowering en levensduurverlenging op te nemen in het OT-model.

Tegelijkertijd brengt het modelleren van deze opties in het OT-model twee methodologische uitdagingen met zich mee:

1. Het inschatten van de restwaarde van een installatie na repowering of levensduurverlenging is complex. Deze restwaarde is sterk afhankelijk van de technische staat van de installatie aan het einde van de oorspronkelijke exploitatiefase. Daarnaast beïnvloeden factoren zoals locatie, eigenaar, leverancierskeuze en de algemene staat van de installatie de waarde, waardoor het lastig is om een uniforme benadering binnen het OT-model toe te passen.
2. Alle uitgaven na COD worden binnen het model als OPEX behandeld. In het OT-model wordt het rendement echter berekend over de CAPEX. Dit betekent dat investeringen voor repowering of levensduurverlenging na COD als OPEX worden geboekt, waarover geen rendement kan worden gerealiseerd. Hierdoor ontstaat geen winstcomponent en kan er geen onrendabele top worden vastgesteld. Dit vormt een methodologische uitdaging binnen de huidige systematiek.

Voor repowering adviseert AFRY om de investeringen als CAPEX te boeken, zodat het bijbehorende rendement en de onrendabele top kunnen worden berekend. Voor levensduurverlengende investeringen adviseert AFRY om te onderzoeken of een vergelijkbare benadering mogelijk is, zodat ook deze investeringen op een juiste manier kunnen worden gewaardeerd.

⁷ CBS: <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/7666ned/table?fromstatweb>

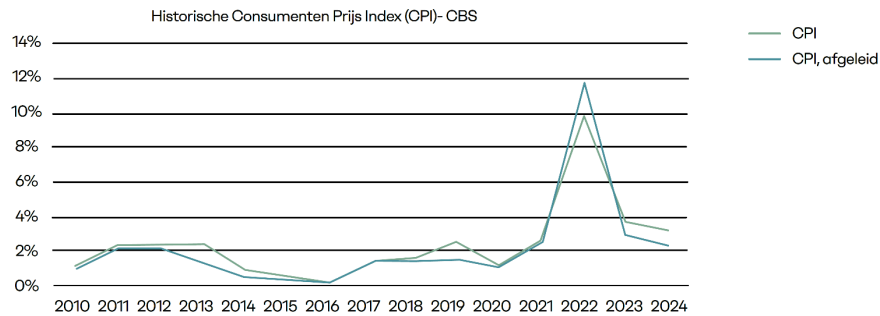
3.4 Inflatie

3.4.1 OBSERVATIE

In het OT-model wordt gerekend met een vast inflatiepercentage van 2% per jaar.

3.4.2 CONTEXT EN ANALYSE

Sinds 2010 heeft de inflatie (CPI⁸) in Nederland relatief sterk gevarieerd, met een dieptepunt van 0,3% in 2016 en een piek van 10% in 2022. Gemiddeld lag de inflatie over de periode 2010–2024 rond de 2,5%.



Figuur 4: Historische Consumenten Prijs Index⁸

In het OT-model hanteert PBL een lange termijn inflatie van 2%, in lijn met de doelstellingen van de Nederlandsche Bank (DNB⁹) en de Europese Centrale Bank (ECB¹⁰). Voor de jaren 2025–2027 zijn er echter ramingen van DNB¹¹ die een hogere inflatie laat zien dan deze lange termijn waarde: circa 2,9–3,0% in 2025, 2,6% in 2026 en 2,3–2,7% in 2027.

In het OT-model wordt de CAPEX en OPEX van productie-installaties aangepast op basis van de inflatieverwachtingen voor de komende jaren, afhankelijk van het jaar waarin de definitieve investeringsbeslissing naar verwachting wordt genomen.

3.4.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

Een aanpassing van de korte termijn inflatie beïnvloedt zowel de korte- als langetermijncashflows, omdat inflatie zich jaar op jaar opstapelt. Een hogere inflatie gedurende de levensduur van een project leidt in het OT-model tot een grotere subsidiebehoefte, omdat de OPEX stijgt. Deze hogere kosten worden onvoldoende gecompenseerd door hogere correctiebedragen op basis van marktprijzen, waardoor extra subsidie nodig is. Binnen het OT-model ligt het risico van een hogere of lagere inflatie bij de projecteigenaar, omdat er geen inflatiecorrectie op het basisbedrag wordt toegepast.

3.4.4 ADVIES AFRY

AFRY adviseert om voor de eerste jaren de inflatieverwachtingen van ECB en DNB (momenteel beschikbaar voor 2025–2027) te gebruiken, omdat deze beter aansluiten bij de kostenstijgingen die projecteigenaren daadwerkelijk ervaren. Voor de jaren waarvoor geen projecties beschikbaar zijn adviseert AFRY een aanname van 2% te hanteren, wat een realistische en beleidsmatig verdedigbare waarde is. Deze 2% sluit bovendien aan bij het inflatiedoel van de ECB, die actief maatregelen inzet om dit doel te bereiken.

⁸ <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/70936NED/table?fromstatweb>

⁹ <https://www.dnb.nl/en/the-euro-and-europe-inflation/>

¹⁰ <https://www.ecb.europa.eu/monetarystrategy/pricestab/html/index.en.html>

¹¹ <https://www.dnb.nl/en/current-economic-issues/the-state-of-the-dutch-economy#:~:text=playing%20a%20role,-inflation%20falls,also%20contribute%20to%20lower%20inflation.>

3.5 Uitbetalingsmechanisme

3.5.1 OBSERVATIE

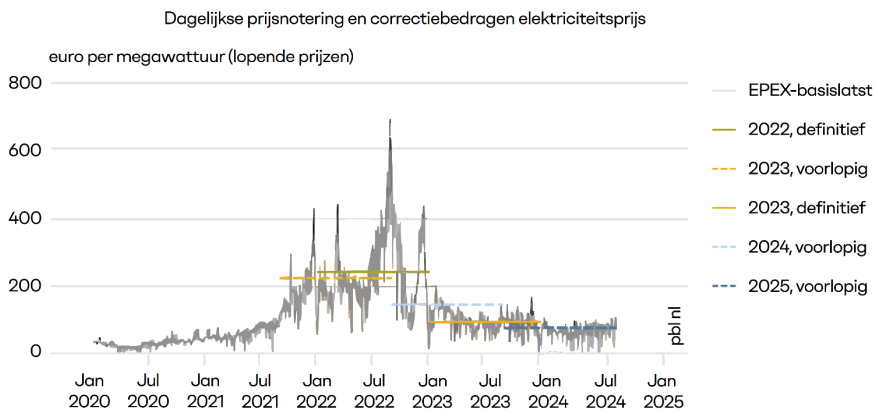
Het OT-model rekent met jaarlijkse cashflows en houdt geen rekening met het effect van het maandelijkse subsidie-uitbetalingsmechanisme.

3.5.2 CONTEXT EN ANALYSE

Het OT-model gaat uit van een jaarlijkse subsidie-uitbetaling, terwijl het werkelijke uitbetalingsmechanisme maandelijks plaatsvindt. Het maandelijkse uitbetalingsmechanisme werkt als volgt:

1. De maandbetalingen bedragen elk 1/12e van 80% van het verwachte totale jaarbedrag. Ze worden berekend door de voorlopige correctiebedragen te vermenigvuldigen met de verwachte productie. De voorlopige correctiebedragen worden in september van het voorgaande jaar bepaald.
2. De uiteindelijke verrekening vindt plaats in mei van het jaar na de productie, op basis van de definitieve correctiebedragen en de werkelijke productie. De definitieve correctiebedragen worden in april van datzelfde jaar gepubliceerd.

De voorlopige correctiebedragen zijn gebaseerd op de EPEX-prijzen van het voorgaande jaar; de definitieve correctiebedragen worden berekend op basis van de EPEX-prijzen van het betreffende jaar.



Bron: ENTSO-E/EPEX

Figuur 5: Historische correctiebedragen¹²

3.5.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

Op basis van het maandelijkse uitbetalingsmechanisme kunnen de volgende situaties zich voordoen:

1. De maandbetalingen vallen te hoog uit wanneer het voorlopige correctiebedrag hoger is dan het definitieve correctiebedrag. Dit gebeurde in 2020, toen COVID leidde tot historisch lage elektriciteitsprijzen. Omdat het voorlopige correctiebedrag was gebaseerd op de hogere prijzen van 2019, ontving de projecteigenaar in 2020 minder subsidie dan waar hij recht op had. Het verschil werd pas in april 2021 verrekend.
2. De maandbetalingen vallen te laag uit wanneer het voorlopige correctiebedrag lager is dan het definitieve correctiebedrag. Dit deed zich voor rond de Oekraïne-Rusland oorlog in 2022, toen de elektriciteitsprijzen scherp stegen. In dat geval moet de projecteigenaar in het daaropvolgende jaar een groot bedrag terugbetalen aan de overheid. Dit bedrag wordt of in één keer verrekend, of in mindering gebracht op de nog te ontvangen maandelijkse betalingen.

De verschillen tussen voorlopige en definitieve bedragen brengen een risico met zich mee voor projecteigenaren, dat doorgaans wordt verwerkt als een risicopremie in het vereiste rendement. Het OT-model houdt momenteel geen rekening met dit risico in de berekening.

¹² <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-10/2024-pbl-voorlopige%20-correctiebedragen-2025-5468.pdf>

3.5.4 ADVIES AFRY

AFRY adviseert om bij het daadwerkelijke uitbetalingsmechanisme de correctiebedragen te baseren op forwardprijzen in plaats van op historische EPEX-prijzen. Forwardprijzen vormen naar verwachting een betere benadering van de definitieve correctiebedragen en verminderen daarmee het risico voor projecteigenaren. Voor de gas worden de correctiebedragen al op basis van forwardprijzen bepaald, wat zorgt voor consistentie tussen gas en elektriciteit. Het gebruik van forwards stelt projecteigenaren bovendien in staat hun positie deels te hedgen tegen dezelfde prijs als het correctiebedrag.

Om het uitbetalingsrisico verder te beperken, zouden RVO en PBL de mogelijkheid moeten krijgen om in uitzonderlijke situaties, zoals in 2020 en 2022, tussentijds de maandelijkse subsidiebedragen te kunnen aanpassen.

3.6 Negatieve prijzen

3.6.1 OBSERVATIE

Het OT-model houdt geen rekening met de effecten van negatieve elektriciteitsprijzen op correctiebedragen en vollasturen bij de berekening van de subsidie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie.

3.6.2 CONTEXT EN ANALYSE

Op basis van de EU-regelgeving voor staatssteun¹³ heeft de Nederlandse overheid in de SDE-regeling vastgelegd dat elektriciteitsproductie geen subsidie ontvangt wanneer deze samenvalt met negatieve prijzen op de day-ahead elektriciteitsmarkt. Sinds de SDE-regeling van 2023 wordt er geen subsidie meer verstrekt voor productie tijdens negatieve prijzen. De drie belangrijkste parameters binnen de SDE-regeling waarop negatieve prijzen invloed hebben, zijn:

1. **Vollasturen.** Vollasturen zijn het aantal uren per jaar waarin een installatie op vol vermogen zou moeten draaien om de totale jaarlijkse productie (in MWh) te realiseren. Het OT-model baseert deze vollasturen op de weersgemiddelde productieverwachtingen.
2. **Het basisbedrag.** Het basisbedrag is het bedrag per opgewekte eenheid elektriciteit (EUR/MWh) dat een productie-installatie nodig heeft voor een rendabele businesscase. Voor de berekening van de jaarlijkse opbrengst wordt dit bedrag vermenigvuldigd met de vollasturen. Het basisbedrag weerspiegelt de kosten van de techniek en moet worden terugverdiend doormiddel van inkomsten uit de markt (correctiebedrag) en de verstrekte subsidie.
3. **Correctiebedrag.** Dit is de veronderstelde marktprijs per opgewekte eenheid elektriciteit (EUR/MWh). PBL berekent de correctiebedragen momenteel door de negatieve prijzen eruit te halen. Hierdoor vallen de correctiebedragen hoger uit, omdat de uren met de laagste prijzen buiten beschouwing blijven.

In de afgelopen jaren is het aantal negatieve prijsuren in de Nederlandse day-ahead markt opgelopen tot meer dan 500 uur per jaar¹⁴. Voor zonnepanelen (PV) resulteert dit in 2024 tot een productieafname van 13%, en voor 2025 wordt verwacht een productieafname van meer dan 20%¹⁵ verwacht. Negatieve prijzen zorgen ervoor dat het productievolume waarover inkomsten worden gegenereerd sterk afneemt, waardoor de jaarlijkse opbrengsten van projecten lager uitvallen.

In februari 2025 hebben PBL/TNO¹⁶ een advies uitgebracht met daarin opties voor aanpassing van de methode van het OT-model, waarmee het risico op subsidieverlies door negatieve prijzen wordt verlaagd. Het ministerie van Klimaat en Groene Groen (KGG) heeft dit advies tot op heden niet overgenomen. De 4 voorgestelde opties zijn:

- Optie 1: projectie voor aantal uren met negatieve elektriciteitsprijzen verwerken in vollasturen
- Optie 2: een staffel voor de vollasturen voor de bepaling van het basisbedrag
- Optie 3: een correctie op het correctiebedrag ter compensatie van de gemiste productie-uren
- Optie 4: Verlengen van banking

¹³ Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van klimaat, milieubescherming en energie 2022 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:52022XC0218%2803%29>

¹⁴ In 2024 zag 458 uren met negatieve prijzen. Eind september 2025 zijn er 538 uren met negatieve prijzen

¹⁵ <https://energieia.nl/sde-bedrag-zon-pv-opbrengst-overschat-risicos-genegeerd/>

¹⁶ TNO/PBL rapport pagina 419: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2025-02/pbl-2025-eindadvies-sde-plus-plus-2025-5472.pdf>

3.6.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

In de huidige SDE-regeling ligt het risico van negatieve prijzen volledig bij projecteigenaren. Het toenemende aantal negatieve prijsuren zorgt voor een verlaging van subsidie inkomsten. Hierdoor komt de businesscase van operationele projecten onder druk te staan. Projecten met een subsidietoekenning die nog niet zijn gerealiseerd, lopen het risico niet verder ontwikkeld te worden.

3.6.4 ADVIES AFRY

AFRY adviseert een methodeaanpassing te introduceren die het risico op subsidie verlies door negatieve prijzen verlaagt of wegneemt. Het advies is om één optie of een combinatie van de vier opties uit het PBL/TNO⁷ rapport te implementeren.

3.7 Vennootschapsbelasting

3.7.1 OBSERVATIE

In het OT-model wordt voor elke technologie en elk type projecteigenaar een uniforme vennootschapsbelasting van 25,8% toegepast.

3.7.2 CONTEXT EN ANALYSE

In het OT-model wordt de vennootschapsbelasting meegenomen als constante waarde van 25,8%. Historische gegevens¹⁸ laten zien dat het tarief de afgelopen jaren op 25,8% is gebleven. Het OT-model maakt echter geen onderscheid tussen de eerste schijf (19% tot €200.000 winst) en de tweede schijf (25,8% voor winst boven €200.000).

In het afgelopen jaar is de lage schijf van de vennootschapsbelasting aangepast, zowel wat betreft de winstgrens als tarief, terwijl het hoge tarief ongewijzigd is gebleven. Deze aanpassingen in de lage schijf zijn het gevolg van politieke keuzes.

Jaar	Schrijfgrens	Laag tarief	Hoog Tarief
2021	€ 245.000	15%	25%
2022	€ 395.000	15%	25,8%
2023	€ 200.000	19%	25,8%
2024	€ 200.000	19%	25,8%
2025	€ 200.000	19%	25,8%

Tabel 2: Overzicht van de vennootschapsbelasting¹⁸

Voor projecten binnen de SDE kan dit een jaarlijks voordeel opleveren van maximaal €13.600 ($€200.000 \times (25,8\% - 19\%)$). Dit voordeel geldt echter alleen als de projecteigenaar dit daadwerkelijk aan het project kan toewijzen. Wanneer de projecteigenaar door de huidige bedrijfsvoering al boven deze grens uitkomt, kan het voordeel niet aan het project worden toegerekend.

Om inzicht te geven in het aantal projecten waarvoor dit lagere belastingtarief een voordeel kan opleveren, heeft AFRY op basis van de SDE projectenlijst¹⁹ een analyse uitgevoerd.

- Er staan in totaal 33.600 projecten in de projectenlijst
- Hiervan hebben 11.192 projecten een onbekende aanvrager (een *** in de SDE projectenlijst)
- Van de overige 22.408 projecten zijn er 12.218 projecten ondergebracht bij aanvragers die minimaal >2 projecten hebben aangevraagd. Het is aannemelijk dat deze aanvragers het verlaagde tarief niet kunnen toerekenen aan het SDE Project
- Van de resterende 10.190 projecten bestaat de mogelijkheid dat zij aanspraak kunnen maken op dit verlaagde tarief. Hierbij valt op dat het merendeel van deze projecten een aanvrager heeft die verbonden is aan een grotere maatschappij. Een uitzondering vormen bijvoorbeeld verenigingen van eigenaren die gezamenlijk zon-PV exploiteren

3.7.3 IMPACT OP SDE++ EN PROJECTEIGENAREN

Wanneer een projecteigenaar voordeel kan halen uit het lage vennootschapsbelastingtarief, zijn de daadwerkelijke belastingkosten lager dan aangenomen in het OT-model. Hierdoor wordt relatief meer subsidie uitgekeerd dan bij projecten waarvan de eigenaren dit voordeel niet kunnen toerekenen aan het project. Naar verwachting geldt dit voordeel slechts voor een beperkt aantal projecten, voornamelijk kleine partijen zoals verenigingen van eigenaren (VvE's) die gezamenlijk een zon-PV-installatie exploiteren.

3.7.4 ADVIES AFRY

Door de belastingcijfers voor het lage tarief (19%) in de modellering op te nemen, sluit de analyse beter aan bij de feitelijke fiscale situatie. AFRY adviseert echter om dit lage tarief niet in het OT-model op te nemen:

1. Het lage tarief is vaak niet direct aan het project toe te rekenen, maar hangt samen met de totale belastingpositie van de projecteigenaar.
2. In de afgelopen jaren zijn zowel het tarief als de winstgrens van de eerste schijf regelmatig aangepast onder politieke invloed (van 15% bij €395.000 in 2022 naar 19% bij €200.000 in 2025).
3. Het toevoegen van deze complexiteit aan het OT-model zal naar verwachting slechts een beperkt effect op de subsidie hebben. Wel is het belangrijk om bewust te blijven van dit verschil in vennootschapsbelastingtarieven.

Contact



Fabian Nagtegaal
Senior Principal, Head of the Dutch office,
AFRY Management Consulting

M: +31 6 82116050
fabian.nagtegaal@afry.com



Imke Maassen van den Brink
Director Renewables & Energy Storage
the Netherlands

M: +31 653 382 917
imke.maassenvandenbrink@afry.com

¹⁸ <https://www.robank.nl/bedrijven/eigen-bedrijf-starten/belasting/vennootschapsbelasting-hoe-zit-het-precies>
¹⁹ SDE projectenlijst status okt 2025 welke SDE 2008 t/m SDE++ 2024 bevat

AFRY provides engineering, project management, and advisory services that enable the energy and industrial transition and strengthen resilience in society.

With 18,000 experts worldwide, we combine a global reach with local insights and deep sector knowledge to make a lasting impact for generations to come.

Making Future



Bijlage 1.2: Reactie PBL op externe review

De onderzoekers van PBL, TNO en DNV bedanken de reviewers van AFRY voor de reactie op ons advies. Naar aanleiding van de externe review door AFRY hebben we nog een paar zaken aangepast in ons advies, voor we het aan KGG hebben aangeboden. We geven in deze bijlage onze reactie op het ingebrachte review commentaar. De gevraagde review heeft betrekking op hoofdzakelijk de cash-flowmodellering in het OT-model. Daar zitten keuzes in die doorgaans jaren geleden gemaakt zijn en sindsdien weinig aandacht in de consultatie gekregen hebben. De aard van modellering draagt immers ook bij aan de stabiliteit van de adviezen en daarmee de SDE-regeling. We hebben de review aan AFRY gevraagd, juist om deze keuzes weer eens tegen het licht te houden. Daarbij hebben we bij AFRY ook een aantal aspecten benoemd die in afgelopen jaren in consultaties wel benoemd waren. Deze aspecten hebben we generiek en niet herleidbaar naar bedrijven aan AFRY doorgegeven. Onderdelen van de review kunnen ook doorwerken hebben naar adviezen voor andere regelingen, zoals de SCE, maar daar gaan we in deze reactie niet expliciet op in.

Aanbeveling 1, begin cashflow

We volgen deze aanbeveling op bij de adviezen voor de subsidieregelingen voor 2027.

Aanbeveling 2, achtergestelde lening

Het expliciet meenemen van een achtergestelde lening kan een beperkte invloed hebben op de uitkomst. We zullen in de adviezen voor 2027 hier rekenschap van geven. Vooralsnog hebben we de intentie om dit via schaduwberekeningen te analyseren en niet in het OT-model zelf door te voeren, omdat we ook de waarde zien van een gestileerde cashflowberekening voor de advisering over generieke subsidieregelingen als de SDE++. Daarbij vragen we ons af of we voldoende informatie kunnen krijgen om het rendement op achtergestelde leningen per (hoofd)categorie te kunnen laten variëren, afhankelijk van het risicoprofiel. Door achtergestelde leningen niet mee te nemen, verwachten we nu een kleine overschatting van het basisbedrag te maken. Overigens heeft de WACC als zodanig geen directe invloed op de berekening van de onrendabele top, omdat we verdisconteren tegen het rendement op eigen vermogen. Dat doet echter niets af aan de aanbeveling van AFRY.

Aanbeveling 3, levensduurverlenging en repowering voor windenergie en zon-pv

De aanbeveling om te kijken naar eventuele categorieën voor levensduurverlenging of repowering van windenergie en zon-pv zullen we via de Wijzigingsnotitie SDE++ 2027 voorleggen aan de marktpartijen. Daar hopen we dan in de marktconsultatie verder met belanghebbenden over van gedachten te wisselen.

Aanbeveling 4, inflatie

We lezen de aanbeveling als een inhoudelijke bevestiging van de geschiktheid van onze aanpak, maar we kunnen dit cijfermatig in het OT-model inzichtelijker maken dan nu het geval is. Dit pakken we op – in samenhang met aanbeveling 1 – bij een aanpassing van het OT-model ten behoeve van de advisering voor 2027.

Aanbeveling 5, uitbetalingsmechanisme

Het aanpassen van de correctiebedragenmethodiek in de uitbetalingen van de subsidie valt buiten de scope van het advies dat we voor de SDE++ 2026 geven. We geven deze aanbeveling door het ministerie van KGG. We houden conform de uitgangspunten van KGG geen rekening met het

financiële effect van de bevoorschotting. Deze aanbeveling heeft niet geleid tot aanpassing van de uitgangspunten.

Aanbeveling 6, negatieve prijzen

Het ministerie van KGG heeft de intentie om in 2027 subsidies voor hernieuwbare elektriciteit uit te keren op basis van een tweerichtingencontract, ook wel *contract for difference* (CfD) genoemd. Het ministerie onderzoekt of het tweerichtingencontract compensatie kan bieden voor het verlies aan inkomsten, zie de [kamerbrief van 14 juli 2025](#) over de voorbereidingen voor tweerichtingencontracten voor zon-pv en wind op land. De aanbeveling van AFRY gaat in op een volgens ons groot actueel probleem en verdient terdege aandacht. De aard van aanpassing van het OT-model om de effecten van de negatieve prijzen inzichtelijk te maken, zullen we echter laten afhangen van de nog te maken keuzes in de vormgeving van het tweerichtingencontract voor 2027 door KGG.

Aanbeveling 7, vennootschapsbelasting

We zijn AFRY erkentelijk voor het onderzoek naar differentiatie in de vennootschapsbelasting. We zien de uitkomst als bevestiging van onze huidige aanpak.

Overige aandachtspunten

We overwegen voor het advies voor de SDE++ 2027 de aflossingsvorm aan te passen. Het zal enig, doch gering effect hebben.

Bijlage 2: Marktconsultatie

De ontvangen consultatiereacties en onze verwerking daarvan hebben we in deze bijlage opgenomen. De consultatiereacties worden op de volgende bladzijden behandeld:

Consultatiereacties windenergie	285
Consultatiereacties zonne-energie.....	287
Consultatiereacties geothermie.....	297
Consultatiereacties energie uit water.....	299
Consultatiereacties restwarmte.....	302
Consultatiereacties biomassaverbranding en -vergassing.....	305
Consultatiereacties biomassavergisting en compostering.....	308
Consultatiereacties industriële warmtepompen	311
Consultatiereacties e-boilers	314
Consultatiereacties elektrificatie van offshore productieplatformen en glasovens.....	316
Consultatiereacties geavanceerde hernieuwbare brandstoffen	317
Consultatiereacties waterstof uit elektrolyse.....	318
Consultatiereacties CCS.....	320
Consultatiereacties CCU	337
Consultatiereacties algemeen en financiering	340
Consultatiereacties overig.....	350

Tabel B2.11
Consultatiereacties windenergie

Consultatie	Verwerking
<p><i>Gevraagd wordt de basisbedragen te berekenen voor een aparte categorie kleinere windmolens die door landelijk beleid of een beperking door radar een hoogerrestrictie hebben.</i></p> <p>Dit door KGG meegegeven uitgangspunt lijkt al breder dan de aparte categorie kleinere windmolens in de SDE++ 2025. Echter, wordt hierbij voorbijgegaan aan lokale factoren die ervoor kunnen zorgen dat op plekken waar wel behoefte is aan energie uit wind geen turbines met een as hoger dan 100 meter kunnen worden ontwikkeld. Denk aan havengebieden met energie-intensieve industrie en met vaak aanvullende veiligheidseisen ten aanzien van vaarwegen of ondergrondse leidingen. Kleinere turbines kunnen hier een oplossing bieden, maar komen nu niet in aanmerking voor subsidie. Dit kan de realisatie daarvan in de weg staan. Voorgesteld wordt om de voorwaarden 'landelijk beleid' en 'radar' te laten vervallen als voorwaarde voor de subsidiëring van kleinere windturbines in de SDE++.</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG</p>
<p><i>Hebben de tegenvallende bedrijfsresultaten bij de meeste windturbines O&M-leveranciers in 2024 een effect gehad op de turbineprijzen of de leveringsvoorwaarden?</i></p> <p>Turbineprijzen zijn hoger geworden door gestegen materiaalkosten en personeelskosten. Leveringsvoorwaarden zijn verslechterd door relatief ongunstig klimaat in Nederland. Kleine projecten met veel onzekerheid maakt de markt onaantrekkelijk voor windturbinefabrikanten, mede gezien de grote activiteit van repowering en nieuwe windparken in omliggende landen, met name in Duitsland.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p><i>Zijn de voorwaarden van (nieuwe) onderhoudscontracten veranderd vergeleken met 2024?</i></p> <p>De hoofdzakelijk voorwaarden niet (LTSA termijn, availability); kosten zijn wel gestegen</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p><i>Wat is de verdeling van de achterliggende redenen (zoals negatieve elektriciteitsprijzen, slagschaduw of vogeltrek) voor het toenemende aantal afschakelmomenten bij windparken?</i></p> <p>Precieze data hierover ontbreekt nog, maar het aantal afschakelmomenten blijven de komende jaren flink stijgen. De negatieve elektriciteitsprijzen zijn de voornaamste reden om te curtailen (rond de 50%). Andere factoren zijn slagschaduw, strengere geluidsnormen en vogel- en vleermuizen-trek). Bijkomend probleem is dat de tijden van de curtailment vaak niet overeenkomen, en dus cumulatief werken. Voorbeeld:</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>

Consultatie	Verwerking
<p>overdag zijn er negatieve prijsuren, dus staat de turbine uit. Vleermuizen-trek is in de schemering, en dus staat de turbine langer uit.</p>	
<p><i>Hoe sterk is het effect van afnemende windparkgroottes op de relatieve (euro per kW) aansluitings- en balance of plant-kosten?</i> Algemene opmerking over de aansluitkosten; die zijn erg gestegen en de verwachting is dat deze trend zich voortzet. Veel informatie hierover is openbaar te vinden bij de netbeheerders, bijvoorbeeld bij Stedin. Hieruit blijkt dat de aansluitkosten 50 % hoger zijn in 2025 vergeleken met 2022.</p> <p>De schaalvoordelen bij aansluitkosten zijn relatief groot. Voor kleine en grote projecten moet de grond open en vergunningen worden geregeld. Dit zijn grote kostenposten, vooral als de lengte tussen het windproject en het veld/onderstation erg lang is. Als dit eenmaal geregeld is, zitten de meerkosten bij grotere projecten vooral in de dikte van de kabel.</p> <p>Het schaalvoordeel is groter voor netaansluitingen dan Balance of Plant (civiel) kosten, die naar rato van het aantal turbines schalen. Kosten voor parkwegen, kraanopstelplaatsen en fundering zijn lager bij kleinere parken. In het BoP-C gedeelte zitten dus beperkte schaalvoordelen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Bij de inwerkingtreding van de omgevingswet wordt er meer omgevingsmanagement en participatie vereist. Dit zorgt voor een behoorlijke stijging van de ontwikkelkosten at risk. SDE++ 2026 zou hier rekening mee moeten gaan houden bij de berekening van de basisbedragen.</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG</p>
<p>Strengere eisen t.a.v. vogeldetectie- en luchtvaart transpondersystemen vergen een steeds grotere investering. Vooral bij kleinere parken telt dit relatief zwaar mee in de business case. We zouden graag zien dat dit zwaarder wordt meegerekend in de adviesbedragen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p><i>Zijn er nieuwe ontwikkelingen die impact hebben bij het realiseren van windenergieprojecten ten opzichte van vorig jaar?</i></p> <p>Vertragingen bij bevoegde instanties en de Raad van State blijven aanhouden, terwijl nationaal beleid onzeker blijft, vooral door uitstel van milieu- en afstandsnormen. De ontwikkeling van het toenemende aantal negatieve prijsuren baart ons ook zorgen. Bij de vaststelling van het basisbedrag, ten tijde van de beschikking, is met een dergelijke toename van negatieve prijzen geen rekening gehouden, waardoor het aantal vollasturen te hoog is aangenomen. De elektrificatie en flexibiliteit blijven achter en hierdoor trekken ontwikkelaars zich terug uit windenergieprojecten, net zoals bij zonne-energie, omdat het verdienmodel zwaar onder druk komt te staan. Ook nemen de risico's toe door de langere doorlooptijden en onzekerheid rondom overheidsbeleid. Als laatste wordt er bij de inwerkingtreding van de omgevingswet meer omgevingsmanagement en participatie vereist. Dit zorgt voor een behoorlijke stijging van de ontwikkelkosten en risico's. Een mogelijke oplossing is het beter waarderen van risicovolle investeringen in de SDE-regeling, bijvoorbeeld door de RoE te verhogen.</p> <p><i>Hoe kan de SDE++ beter rekening houden met toenemende schaarste aan netcapaciteit?</i></p> <p>Windenergie kan een belangrijke rol spelen in het tegengaan van afname congestie. Door meer wind op land te ontwikkelen, wordt vraag en aanbod van elektriciteit beter aan elkaar gekoppeld en hoeft er minder elektriciteit getransporteerd te worden over grote afstanden. Deze boodschap heeft NedZero, samen met Netbeheer Nederland, Energie Samen en de NVDE gedeeld. Voor invoedingscongestie blijft het toepassen van congestiemanagement het meest effectieve en efficiëntste middel om netcongestie tegen te gaan. Congestiemanagement kan lokaal en incidenteel worden toegepast, want dat heeft dezelfde kenmerken als netcongestie: het is lokaal en incidenteel.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Wij zijn voor het invoeren van stimulering voor repowering met kleinere of refurbished turbines of refurbished onderdelen. Dit zal nodig zijn om WOL naar de toekomst toe op niveau te houden. Locaties van parken met einde levensduur zijn vaak niet geschikt voor grotere turbines.</p> <p>Belangrijke items:</p> <ul style="list-style-type: none"> - In de huidige regeling zit een eis dat de nieuwe turbines op dezelfde locatie min. 1 MW groter moeten zijn dan de huidige om weer voor SDE in aanmerking te komen. Dit zal bij de oudere typen niet zo'n probleem zijn maar voor de bulk van V90-3MW die de komende 10 jaar op de rol staan om te repoweren misschien wel. - In de huidige regeling staat verder de eis dat alleen nieuwe installaties in aanmerking komen. Refurbished turbines uit bijv. Duitsland hebben geen subsidie in Nederland ontvangen dus zouden hier eigenlijk niet onder hoeven vallen. - Circulariteit en hergebruik wordt als belangrijk element gezien. In dat kader zou er eigenlijk als eerste naar gekeken moeten worden bij nieuwe projecten. - Haakjes voor de formulering van het formuleren van een generieke subsidievorm: vroeger zat er in de MEP wel een mogelijkheid om met 	<p>We hebben het meegegeven aan KGG</p>

Consultatie	Verwerking
geüpgradeerde materialen weer subsidie aan te vragen en voor biomassa is er ook nieuwe subsidie mogelijk op bestaande installatie die uit subsidie is gelopen. Een investeringssubsidie zou ook tot de mogelijkheden behoren.	
Basisbedrag voor turbines her-ontwikkellocaties waar ruimtelijk geen grotere turbines passen. Nu worden er locatie ontmanteld met verlies aan opgesteld vermogen tot gevolg.	We hebben het meegegeven aan KGG
<p><i>Als er nieuwe ontwikkelingen zijn op de mogelijkheden voor het gebruik van gebruikte materialen/onderdelen ten opzichte van eerdere adviezen dan ontvangen we deze graag</i></p> <p>Het hergebruiken van funderingen voor nieuwe windturbines is lastig omdat moderne turbines groter zijn dan oudere modellen. Daardoor een ander belastingsprofiel. Bovendien is het hergebruiken van fundaties vaak duurder dan domweg verwijderen en vervolgens nieuw bouwen, omdat er onzekerheid is over de staat van de fundatiepalen. Turbines met een betonnen mast kunnen moeilijk worden hergebruikt, omdat de mast bij afbraak beschadigt. Wat er precies met de afgebroken betondelen gebeurt, is niet direct duidelijk. Vaak worden deze vergruisd en vervolgens als materiaal gebruikt voor bijvoorbeeld toegangswegen en kraanopstelplaatsen bij repowering. Windturbinebladen vormen een uitdaging bij recycling; als hergebruik niet mogelijk is, kan een bedrijf zoals (bedrijf) helpen met verwerking.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.

Tabel B2.22
Consultatiereacties zonne-energie

Consultatie	Verwerking
In huidige conceptadvies SDE++ zonne-energie ontbreekt een categorie voor 'drijvende zonne-energie op zee' dan wel 'geïntegreerde drijvende zonne-energie bij offshore wind parken'. Voor het eindadvies SDE++ 2026 wordt o.a. om informatie gevraagd van de kosten van drijvende PV. De meerkosten van drijvende zonne-energie op zee zijn momenteel hoger dan kosten voor bijv. de categorie Zon-PV, >1 MWp, drijvend op water. Voornamelijk vanwege de hogere mate van nieuwigheid dan technologie voor drijvende zonnepanelen op binnenwateren (met golfslag <2m t.o.v. maximale golfslag op Noordzee van 13m). Een aparte categorie zou gewenst zijn vanwege de technologische verschillen en de huidige hogere meerkosten.	Ondanks succesvolle pilots zit zon-pv op zee nog steeds in een pilotfase. Een productiesubsidie lijkt op dit moment nog niet haalbaar, mede gezien de aftopping van het basisbedrag op 15 cent/kWh. Wel hebben we KGG geadviseerd om toe te staan dat zon-op-zee initiatieven binnen de bestaande categorieën voor zon-pv drijvend op water mogen indienen.
Subsidie tijdens negatieve prijsuren voor zonneparken als de stroom in een BESS wordt opgeslagen	Uitgestelde levering voor zon-pv is op dit moment niet mogelijk door nationale- en Europese regelgeving.
In het model wordt een zonneprijs na de P&O-factor van 7,3 ct/kWh voor 2040 aangenomen. Dit is niet in lijn met de werkelijke marktexpectaties. Bij een P&O-factor van 66,5% zou dit een baseloadprijs van 11,0 ct/kWh betekenen. De actuele Nederlandse baseload forward voor 2035 ligt op 6,389 ct/kWh (10-04-2025, de forward omvat inflatie), dus de prijs moet binnen 5 jaar met 70% stijgen om 11 ct/kWh te bereiken. We hebben dit misverstand al meerdere keren aan het PBL aangegeven, maar het PBL lijkt nog steeds verouderde elektriciteitsprijsdata te gebruiken die niet passen bij de actuele marktschattingen. Daarom overschat het PBL de inkomsten voor zonneprojecten in de jaren 16-20 sterk. De KEV 2024 is nu al verouderd en zal verder verouderen wanneer de SDE-ronde start en wanneer de projecten worden gerealiseerd. Het is geen betrouwbare databron, vooral niet als transparante, actuele marktdata beschikbaar is.	Een elektriciteitsprijsprojectie is inherent onzeker. KGG vraagt aan PBL om de projecties uit KEV2025 te gebruiken.
Graag aandacht in het advies voor het effect van negatieve elektriciteitsprijzen op de vollasturen.	De visie van PBL omtrent negatieve elektriciteitsprijzen en hoe hiermee om kan worden gegaan is behandeld in het advies voor SDE++ 2025. KGG heeft hierop aangegeven geen maatregelen te nemen en heeft ook geen specifieke vragen gesteld aan PBL. PBL geeft in dit advies SDE++ 2026 dan ook geen extra advies.
<p>Netaansluiting van <50% van het piekvermogen:</p> <p>Het verder verlagen van de netaansluiting dan 50% van het piekvermogen is een zeer onwenselijke optie en wij willen benadrukken dat dit de mogelijkheden voor verdere ontwikkeling van zonneparken in Nederland nagenoeg onmogelijk maakt. Voor deze specifieke vraag in de wijzigingsnota hebben we een analyse uitgevoerd naar een netaansluiting van 40% in plaats van de huidige 50%. In het kort zou dit een negatief effect hebben op de waarde van zonneparken, waardoor het economisch onmogelijk wordt om in Nederland in zonne-energie te investeren. Mochten we zonne-energie willen blijven ontwikkelen in Nederland met een netaansluiting kleiner dan 50% van het piekvermogen, dan is het noodzakelijk om voor dit substantiële verlies te compenseren via de SDE++-subsidie in de vorm van hogere subsidieniveaus.</p>	Voor kennisgeving aangenomen. Een verlaging van de aansluiting heeft automatisch invloed op de hoogte van het basisbedrag.

Consultatie	Verwerking
<p>Kortom, het verhogen van de overdimensioneringseisen van zonneparken om daarmee de problematiek op het elektriciteitsnet te adresseren, ondermijnt de mogelijkheid om in Nederland in zonne-energie te blijven investeren, terwijl tegelijkertijd belangrijke oorzaken onaangeroerd blijft zoals het ontsluiten en ontwikkelen van flex assets en het verhogen van de elektriciteitsvraag. Vanuit een beleidsperspectief is het dan ook onwenselijk om tegen dermate hoge (maatschappelijke) kosten, een beperkte impact te realiseren zonder dat het de onderliggende oorzaken adequaat adresseert. Dat zouden kostenefficiëntere manieren zijn om de netproblematiek te adresseren.</p>	
<p>Veronderstelde schaalvoordelen: Grondgebonden zon, 1-20MWp: Economies of scale resulteert in een verschil tussen investeringskosten van 10 versus 20 MWp systeem. Dit wordt in de huidige aannames door PBL/TNO onvoldoende meegenomen. Het is wenselijk om dit te herzien gegeven de hoogte van de afwijking.</p>	<p>De kosten voor alle categorieën zijn herzien in dit advies voor SDE++ 2026. Voor een verdere opsplitsing van de genoemde categorie is niet gekozen.</p>
<p>Kosten netaansluiting De kosten voor de netaansluiting zijn sterk afhankelijk van het project. Echter, de kosten zijn enorm gestegen. Het afgelopen jaar zijn de kosten van een elektriciteitsaansluiting toegenomen. Het aansluittarief voor aansluitingen tussen 5 en 10 MVA is gestegen evenals de meerlengtekosten per meter. Hierdoor, en vanwege het feit dat we geen aansluiting kunnen krijgen, zijn we op zoek naar directe invoer op hetzelfde onderstation als een (afname)asset. Echter, door de hoge kosten van het kabeltracé, kan een zonnepark alleen binnen een straal van ~10 km naar onderstations zoeken.</p>	<p>Voor het advies SDE++ 2026 heeft PBL de kosten voor de netwerk aansluiting verhoogd voor alle categorieën.</p>
<p>Directe lijn: Een directe lijn is in de praktijk moeilijk te realiseren, aangezien zonne-energie geen basislast kan leveren en een directe lijn alleen legaal is wanneer een groot deel van de vraag van de afnemer met zonne-energie kan worden gedekt. Dit vereist een flexibele afnemer zonder basislast.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Natuurinclusiviteit Ten aanzien van de vraag naar informatie over de kosten van natuurinclusiviteit zien we dat er positieve stappen gezet zijn ten opzichte van vorig jaar en dat de kosten voor o.a. landschapsinpassing en natuurvriendelijk ontwerp beter aansluit bij wat wij in projecten zien.</p> <p>Specifiek ten aanzien van de nulmeting en beheerplan zoals gevraagd in regel 1024 kunnen we hierbij een referentie voor de 30 MWp categorie geven.</p> <p>Voor 30MWp veld wordt gerekend met 0,4 EUR/kWp. Onze ervaringen in een project (51 MWp) laten zien dat alleen de 0-meting zelf 21k EUR, omgerekend 0,41 EUR/kWp behelzen, dit is exclusief de metingen die in de jaren erop volgen. Dit is exclusief de opvolgende metingen én exclusief het beheerplan.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Omgang met negatieve elektriciteitsprijzen:</p> <p>Wij zijn positief dat er concreet naar oplossingen gezocht wordt om de toename van negatieve-prijzen te ondervangen. Uiteindelijk is de fundamentele oplossing om dit probleem te ondervangen, het creëren van additionele (flexibele) vraag naar elektriciteit. Het verder stimuleren van elektrificatie is dan ook de noodzakelijke stap. Tot die tijd, hebben we een periode te overbruggen om dit te organiseren. Om die reden is het van belang om voor nieuwe projecten zekerheid te bieden over de omgang met negatieve-prijzen en hen en financiers handvaten te geven in de omgang hiermee.</p> <p>De voorkeur van ons gaat hierbij sterk uit naar optie 2 (p.420-421, staf-fel voor de VLU) vanwege de robuustheid, de doelmatigheid en de positieve impact op de financierbaarheid. Wij onderkennen dat de uitvoeringslast aan de voorkant groter is dan in andere scenario's, echter wegen de robuustheid en de doelmatigheid van deze optie sterk op tegen de alternatieven. Hierbij blijft een belangrijke bron van verduurzaming mogelijk.</p> <p>Van belang hierbij is dat bij openstelling de benodigde informatie voor de gehele looptijd helder is. Dat betekent dat zowel de ontwikkelaar/financier in grote mate duidelijkheid verkrijgt over de impact van negatieve-prijzen op het basisbedrag. De bandbreedte van de tabel (b7.2) kan hierbij ook ruim gesteld worden om risico's te mitigeren. Van groot belang is dat het OGB-grensniveau meegroeit met de bijbehorende staf-fel, om te voorkomen dat een stijging in het basisbedrag bij verwerking van negatieve prijs-uren uiteindelijk aangemerkt wordt als overwinst.</p> <p>De optie waarin een generieke toepassing toegepast wordt voor de negatieve-prijzen voor wind en zon is hierbij een goed alternatief, het</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG.</p>

Consultatie	Verwerking
sluit minder goed aan op projectniveau maar mitigeert de risico's aanzienlijk en zorgt hierbij ook voor duidelijkheid aan de voorkant.	
Haalbaarheid CO2-eis Wij zien dat momenteel een aanzienlijk deel van de ontwikkelde panelen voldoet aan de voorgestelde limiet en verwachten dat het invoeren van een CO2-eis geen substantiële negatieve impact zal hebben. China heeft intussen ook een rapportageverplichting ingevoerd, waardoor sinds vorig jaar leveranciers hun emissies en doelen moeten rapporteren, daardoor bewegen zij automatisch in deze richting mee. We zien dat het ook waarde heeft wanneer hier vanuit de regelingen in Europese landen een drempelwaarde aan wordt gesteld, dit geeft de juiste stimulans voor de markt.	Dit antwoord op onze vraag is gebruikt in het eindadvies SDE++ 2026.
Agri-PV op hoogte: De capex voor dit systeem zijn met name afhankelijk van de onderconstructie, maar ook van de installatie van de modules. Dit moet namelijk ook op "hoogte" gebeuren, waar dit normaal gewoon met de hand kan. Hiervoor zul je extra machines en veiligheidsmaatregelen moeten treffen. Hetzelfde geldt voor inspectie en onderhoud. Dus deze kosten zijn in de praktijk hoger in plaats van lager t.o.v. een standaard systeem.	Voor kennisgeving aangenomen. KGG heeft besloten om de categorie Agri-PV op hoogte niet open te stellen. Deze is daarom niet opgenomen in het advies voor SDE++ 2026
Agri-PV verticaal: Verticale systemen zijn duurder aangezien ze rechtop staan en daardoor een hogere windbelasting moeten kunnen dragen.	In het advies SDE++ 2026 is zijn de CAPEX prijzen verhoogd.
Agri-PV zonvolgend De CAPEX prijs aannames voor zonvolgende systemen zijn navolgbaar en daarin zien wij geen significante afwijking van onze ervaringen. We zien echter dat de O&M kosten van een draaiend systeem wel significant hoger zijn dan de kosten een gefixeerd grondgebonden systeem. De zonvolgende systemen staan wel eens in storing en moeten meer onderhouden worden. Hierbij moet gedacht worden aan onderhoud op hoogte, de as-hoogte is namelijk vaak 2.5 tot 2.7m hoog. Dus als er iets mis is met de modules moet ervoor gezorgd worden dat er veilig kan werken gewerkt op hoogte. Daarnaast draaien de modules en zijn er dus bewegende delen. De kosten voor O&M zijn voor zowel predictive als reactive maintenance uit onze ervaring ongeveer 2x zo hoog. Denk hierbij aan storingsen in het IT-systeem, de bewegende delen en tolerantie checks. Daarnaast worden zonvolgende systemen vrijwel altijd toegepast in combinatie met Agri-PV, wat er ook voor zorgt dat er meer activiteiten op het veld zijn. Dit zorgt samen met de relatief nieuwe toepassing van zonvolgend in Nederland over het algemeen voor meer onzekerheid en daarbij dus vaak voor een lastiger te verzekeren project, aannames hiervoor hebben we echter niet meegenomen in onderstaande suggestie.	Voor kennisgeving aangenomen.
In het algemeen zouden we het Rijk graag willen oproepen om meer rekening te houden met de uitdagingen in stedelijke gebieden. Om zoveel mogelijk zonnepanelen op daken te realiseren, is er namelijk aanvullende stimulering nodig om al het dakpotentieel te benutten. Denk bijvoorbeeld aan daken met zwakke dakconstructies die niet met een kleine constructieve aanpassing geschikt gemaakt kunnen worden en denk ook aan het uitvoeren van de volgorde in de zonneladder.	We hebben het meegegeven aan KGG.
Verder zouden we graag het Rijk ook willen verzoeken in het algemeen meer rekening te houden met daadwerkelijk duurzame, meer circulaire en eerlijke zonnepanelen.	We hebben het meegegeven aan KGG.
Verruiming van de transportcapaciteit van 50% naar 70% zou een positief effect kunnen hebben.	Zie voor een discussie hierover het rapport Fotovoltaïsche zonne-energie op een kleinere netaansluiting – Eindadvies SDE++ 2022 Planbureau voor de Leefomgeving
Schaarste van netcapaciteit noopt tot een eis voor zon-pv om een maximale transportcapaciteit van 50% van het piekvermogen te hanteren. Energieopslag is een oplossing hiervoor. Wij pleiten er voor om voor deze (stationaire!) opslag beperkingen op te leggen voor wat betreft het gebruik van schaarse materialen (zoals opgenomen in de EU CRMA, critical raw materials act), die hard nodig zijn voor mobiele opslag oplossingen.	Uitgestelde levering voor zon-pv is op dit moment niet mogelijk door de lokale- en Europese regelgeving.
De administratieve last om aan het eind van het jaar de productie per asset tijdens negatieve uren aan RVO te communiceren is hoog. Met de 6 uren blokken is dit al een hele klus als je veel asset hebt, maar met de 1 urenregeling van de nieuwere SDE-rondes wordt dit nog intensiever. Het zou fijn zijn als hier een oplossing voor gevonden wordt die praktisch beter uitvoerbaar is.	We hebben het meegegeven aan KGG.
Overwegen van verlengen van bankingperiode voor het compenseren van negatieve prijsperiodes	Dit is één van de opties die we beschreven hebben in het eindadvies SDE++ 2025.
Overwegen van een hogere subsidie voor Oost-West opstellingen om piekuren te vermijden.	We maken op dit moment geen onderscheid tussen zuid- of oost-west systemen voor de reguliere veldsystemen in het advies. Uit eigen onderzoek blijkt dat het effect van gangbare oost-west systemen om

Consultatie	Verwerking
	piekuren te vermijden beperkt is. Tevens zijn de huidige negatieve prijzen al een bestaande stimulans om dit beperkte effect in te zetten, waardoor hiervoor geen hogere subsidie noodzakelijk is. Wel is er een hogere subsidie beschikbaar voor verticaal opgestelde panelen.
Optie 8: de conventionele oost-westopstelling De conventionele oost-westopstelling levert in vergelijking met een zuidopstelling ook al eerder en later op de dag elektriciteit. Nadeel in vergelijking met de verticale layout is dat de opbrengst rond het middaguur nog steeds hoog is. Bij deze optie de verdeling van de piekopbrengst een beetje beter dan voor zuidsysteemen. Deze wordt hier volledigheidshalve genoemd, maar is geen structurele oplossing die een aparte categorie in SDE++ behoeft, te meer omdat dit al huidige praktijk is.	Voor kennisgeving aangenomen.
Binnen Agri-PV is geen mogelijkheid voor geïntegreerde vormen van PV in de glastuinbouw. Een dergelijke integratie biedt grote meerwaarde vanwege multifunctioneel ruimtegebruik enerzijds, en het energie-intensieve karakter van de tuinbouw anderzijds. Opgewekte energie kan binnen de glastuinbouw grotendeels direct achter de meter worden verbruikt en vervangt daar mee fossiel opgewekte stroom uit de WKK. Het totale potentieel is ca 10'000ha, ofwel minimaal 4GWp vermogen.	Geïntegreerde vormen van zon-pv in glastuinbouw worden niet op grote schaal ingezet en bevinden zich enkel in de pilot fase. Dit past niet binnen de huidige vorm van de SDE++, die CO2 reductie als doel heeft en niet het stimuleren van innovatie.
De in het eindadvies opgenomen investeringskosten voor carports 1-20 MWp zijn aan de lage kant. Merk op: dit is wel voor -zoals genoemd- sobere carports. In praktijk zijn er quasi altijd extra's nodig om deze aanvaardbaar te maken, denk aan verlichting, afwatering, ... die kosten lopen al snel op.	Voor kennisgeving aangenomen. KGG heeft besloten om de categorie carports niet open te stellen. Deze is vanwege die reden niet opgenomen in het advies voor SDE++ 2026.
Graag toevoegen "in overleg met het waterschap" (additioneel aan overleg met gemeente). De Nederlandse overheid staat aan de lat voor het verbeteren van de waterkwaliteit (KRW), door de aanleg van zonnepanelen op water zonder mitigerende maatregelen gaat deze waterkwaliteit per definitie achteruit. De ecologie/waterkwaliteit staat al enorm onder druk dus synergie is een oplossing. Belangrijkste is dat de ontvanger dan niet wordt afgerekend op hoeveel energie het opbrengt per m2 maar (ook) afgerekend wordt op het ontwerp met een balans tussen ecologie en energie. Dit is een categorie waar nog meer onderzoek voor nodig is, zowel bij ontwerp als monitoring bij uitvoering. Betrekken van onderzoeksinstituten zou dan als voorwaarden moeten gelden. Dat is ook zo gebeurd bij de DEI subsidies voor offshore. Extra subsidie voor natuurvriendelijk ontwerp geeft de mogelijkheid dat in vergunning eisen gesteld kunnen worden aan natuurinclusief ontwerpen. Het is niet meer dan logisch om dit gelijk te trekken met zon op land.	In het advies SDE++ 2026 heeft PBL additionele kosten voor natuurinclusief ontwerp meegenomen in de CAPEX voor drijvende systemen.
Monitorings- en besturingsapparatuur: Investeringskosten >1MW curtailment 2 Euro/kWp Jaarlijkse kosten: +/- 3000 euro per jaar (dataconnectie, SLA stuurpartij, onderhoud).	Voor kennisgeving aangenomen
Overwegen hogere subsidie voor Eco certified Solar Label projecten	We hebben het eindrapport EcoCertified Solar Parks bestudeerd en de kosten voor natuurinclusief meegenomen/gelijkgetrokken met de uitkomsten van dit rapport.
Kosten voor monitorings- en besturingsapparatuur ten behoeve van curtailment hebben wij doorgegeven.	Voor kennisgeving aangenomen
Kosten voor landschappelijke inpassing wordt ingeschat op 1 - 5 €/kWp.	Voor kennisgeving aangenomen
In reactie op de vraag "In welke delen van de wereld worden (onderdelen van) deze panelen nu geproduceerd?" staat er "Pv-panelen van grote producenten met een lagere CO2-uitstoot gebruiken voornamelijk grondstoffen zoals het polysilicium en individuele zonnecellen uit de EU". Voor zover bekend komen de grondstoffen en zonnecellen doorgaans niet uit de EU, maar uit China. Wel zijn er veel EU fabrikanten van panelen met een lage uitstoot.	Voor kennisgeving aangenomen
In antwoord op de vraag "Wat zijn de productievolumes van deze panelen en hoe verhoudt zich dit tot de Nederlandse en mondiale markt?" wordt er gezegd over kleinere partijen die panelen met een lage CO2 uitstoot produceren wat bijna uitsluitend Europese partijen zijn "De verwachting is dat deze producenten niet genoeg capaciteit hebben voor de Nederlandse markt." Dit is een beetje een kip ei verhaal. De productiecapaciteit van deze fabrikanten is gebaat bij stimulering van hun panelen in een SDE++ zodat ze wel voldoende capaciteit voor de NLse en Europese markt hebben. Ze willen namelijk allemaal opschalen. Bovendien is hun capaciteit wel voldoende voor de huidige vraag naar dit type panelen, maar momenteel uiteraard nog niet als plotseling de vraag naar dit type panelen de totale vraag naar panelen zou beslaan. Denk bijvoorbeeld ook aan Solar-NL waar met geld vanuit een ander ministerie de NLse solar maakindustrie wordt gestimuleerd en waar ook vraagstimulering van hun panelen nodig is.	Voor kennisgeving aangenomen
Inmiddels zouden in ieder geval de panelen van de grote Chinese paneelfabrikanten met een lage CO2 uitstoot in prijs concurrerend zijn met gangbare panelen. Hooguit tot 10% duurder, maar niet 10% tot 50% duurder zoals nu vermeld in het eindadvies.	Voor het advies SDE++ 2026 hebben we een extra kostenpost van €10/kWp aangenomen voor pv-modules die voldoen aan de methodiek van EPD Norge met een maximale CO2 voetafdruk van 550 kg/kWp.

Consultatie	Verwerking
<p>Er wordt gezegd "Dit zou een argument kunnen zijn om panelen met gunstige kenmerken voor te schrijven bij de aanvraag van SDE++-subsidie, al is dat op dit moment niet haalbaar vanwege het beperkte aanbod van deze pv-panelen." Wij zijn hier groot voorstander van en zouden graag het Rijk willen verzoeken voor het inderdaad voorschrijven van dit type panelen bij de aanvraag van een SDE++-subsidie. Een eerste stap die sowieso nu al genomen kan worden is panelen vereisen met een lage CO2 uitstoot. Als je de kleinere partijen en de grotere (Chinese) partijen namelijk bij elkaar optelt is daar voldoende aanbod beschikbaar. Bovendien kan door het vereisen van glas-glas modules een bijkomend probleem worden aangepakt: namelijk de toxische stoffen in panelen, zoals lood, antimoon en PFAS. Glas-glas panelen zijn van nature al vrij van deze toxische stoffen. Door het vereisen van in de EU geproduceerde panelen CO2 uitstoot verder worden teruggedrongen. Zolang daar niet voldoende aanbod is zou er wellicht de kanttekening bij worden geplaatst 'zolang de voorraad strekt'. Als alternatief indien dergelijke panelen voorlopig nog duurder zijn, zou er eventueel ook nagedacht kunnen worden over een aanvullende categorie in de SDE++ voor dergelijke panelen.</p>	<p>Voor het advies SDE++ 2026 hebben we een extra kostenpost van €10/kWp aangenomen voor pv-modules die voldoen aan de methodiek van EPD Norge met een maximale CO2 voetafdruk van 550 kg/kWp. De verwachting is dat het productievolume voldoende is.</p>
<p>De afvalbeheerbijdrage zou fors omhoog moeten om de verwerking van panelen aan het einde van hun levensduur op een duurzame en circulaire manier uit te voeren.</p>	<p>Wij volgen de afvalbijdrage zoals deze vastgesteld is. De afvalbijdrage is voor het advies SDE++ 2026 op €2/kWp gehouden. Er zijn bij PBL geen signalen binnengekomen dat deze significant veranderd is.</p>
<p>5.1.13 Kosten pv-modules: wij verwachten een moduleprijs stijging over 2025, door de siliciumprijs die hoger zal uitpakken (EPC marktgeluiden). Dalende trend zoals in het rapport opgenomen is ten zeerste af te raden.</p>	<p>Er is elk jaar een grote onzekerheid in het voorspellen van de moduleprijzen door o.a. geopolitieke invloeden en voorraden bij de fabrikanten. De bepaling van de moduleprijzen wordt gedaan op basis van actuele marktinzichten. Het is onjuist dat er in SDE++ 2025 een dalende trend is opgenomen, zie de betreffende paragraaf in het eindadvies.</p>
<p>Oproep aan het Rijk om advies PBL omtrent refurbished omvormers over te nemen: " Het zou voor de hand liggen om bij de omvormervervanging halverwege de projectlooptijd opgeknapte omvormers toe te staan of aan te moedigen, maar ze ook toe te staan bij de start van het project."</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG.</p>
<p>Oproep aan het Rijk om advies PBL omtrent over te nemen: "Samengevat zou hergebruik van gebruikte materialen voor onderconstructie en bijvoorbeeld omheining toegestaan kunnen worden om zodoende mogelijkheden voor circulariteit te creëren."</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG.</p>
<p>Gezien de grote meerwaarde van het hergebruiken van gebruikte zonnepanelen voor de CO2 reductie en voor grondstoffengebruik (zie ook het rapport in bijlage 1), zouden we het Rijk willen verzoeken om gebruikte PV-panelen toe te staan in de SDE++. Een minimum zou zijn om een percentage van het totaal aantal panelen toe te staan voor hergebruikte panelen. Maar idealiter zou het hele project daaruit mogen bestaan. In het geval gebruikte panelen zouden zorgen voor overstimulering zou er een aparte categorie voor gebruikte panelen in het leven geroepen kunnen worden met een ander basisbedrag. Echter is de aanname dat het voor overstimulering zou zorgen gebaseerd op de gedachte dat gebruikte panelen goedkoper zijn. Dit is momenteel niet het geval. Gebruikte panelen zijn momenteel duurder i.v.m. de verschillende stappen in de hergebruik keten waar ze ook gereinigd en gekeurd worden.</p>	<p>Wanneer de kosten van het ontmantelen en gebruiksklaar maken van de gebruikte pv-modules resulteren in een moduleprijs die veel lager ligt dan de huidige prijsaannee zal het toelaten van gebruikte modules leiden tot overstimulering. Voor het opstellen van een nieuwe categorie die overstimulering tegengaat is een kostenvoorspelling noodzakelijk (zowel voor nu als in de toekomst) waar we op dit moment geen zicht op hebben. Wanneer de kosten van het ontmantelen en gebruiksklaar maken resulteren in een moduleprijs die hoger is dan de huidige prijsaannee zou dat niet leiden tot overstimulering, maar vanwege de meerkosten zou het effect minimaal zijn. Ook hier zou een kostenvoorspelling noodzakelijk zijn voor het openstellen van een nieuwe categorie met hoger basisbedrag. Naast een kostenvoorspelling zorgt ook de verkorte levensduur en het feit dat de looptijd met de opgeknapte modules waarschijnlijk niet 15 jaar kan zijn voor extra complicaties in het bepalen van het basisbedrag. PBL heeft ervoor gekozen om zon-pv met hergebruikte modules op de groslijst te plaatsen in het advies SDE++ 2026.</p>
<p>Tabel 5.9 en de kosten voor de netwerkaansluiting. De netwerkkosten gaan niet lineair omlaag. Het verschil zit uiteraard in het gereguleerde en het niet-gereguleerde domein. Bij aansluitingen <10 MVA staan de kosten in principe vast, tenzij er sprake is van grote wijzigingen. De categorie-indeling verschilt per regionale netbeheerder. De netkosten voor 2025 zijn terug te vinden op de websites van Enexis, Stedin en Liander. Aansluitingen >10 MVA zijn maatwerk, maar alle meerkosten worden in dat geval aan de initiatiefnemer doorbelast. Kabeltracés verschillen per project, afhankelijk van diverse factoren — soms is boren vereist, soms lopen tracés door stedelijk gebied of over veel private gronden, enz.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. Voor het advies SDE++ 2026 hebben we de kosten voor de netwerkaansluiting verhoogd voor alle categorieën.</p>
<p>Tabel 5.10 - O&M-kosten 1,5 €/kWp lagere O&M-kosten worden aangenomen voor projecten >20 MWp → deze prijsdaling is niet realistisch, aangezien het onderhoud voor technische componenten (omvormer, transformator) lineair toeneemt en ook het schoonmaken van de modules en andere activiteiten lineair toenemen. Er is slechts een beperkt aantal activiteiten die per project plaatsvinden en niet lineair zijn aan de projectgrootte.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Bifacial zonnepanelen Er wordt vermeld dat oost-west opstellingen geen voordeel hebben van bifacial zonnepanelen. Dit klopt niet en geldt niet als de 'butterfly' oftewel vlinder-opstelling wordt gekozen. Dit is feitelijk een omgekeerde dakjes-opstelling, vandaar de verwijzing naar een vlinder. Dit wordt steeds meer de gebruikelijke oost-west-installatie, aangezien steeds meer gemeenten dit eisen vanuit ecologie/natuur. Wij hebben</p>	<p>Op dit moment is het zeer beperkt mogelijk om het bifaciale voordeel te bepalen voor oost-west opstellingen. In combinatie met de extra bewijs- en controle last heeft PBL ervoor gekozen geen onderscheid te maken tussen verschillende oost-west systemen.</p>

Consultatie	Verwerking
recentelijk een zonnepark opgeleverd waar wij mede met het oog op ecologie/natuur, maar ook met het oog op een evenredige belasting van de kabel en gevarieerder opwekprofiel (i.v.m. netcongestie) de ene helft van het zonnepark in een zuid-opstelling hebben gerealiseerd en de andere helft in een vlinder-opstelling.	
Graag verzoeken we het rijk om onderscheid te maken in de "gehanterde waarden van het gemiddelde aandeel niet-netlevering van elektriciteit van pv-systemen" zoals weergegeven in tabel 5.13. Namelijk onderscheid in gebieden waar wél teruglever congestie heerst en gebieden waar dat niet heerst. In stedelijke gebieden heerst vaak géén teruglevercongestie. Tegelijkertijd hebben stedelijke gebieden zoals de onze weinig ruimte om duurzame energie in buitengebieden op te wekken. We moeten het veelal hebben van gebouwgebonden en gevelsystemen. Sterker nog: het grootste potentieel voor de opwek binnen onze gemeentegrenzen is op hele grote daken op bedrijventerreinen en in het havengebied. Doordat er echter wordt uitgegaan van 65% of 60% niet-netlevering is het voor die grote dakeigenaren niet aantrekkelijk om het hele dak te benutten voor zonnepanelen. Het percentage niet-netlevering is namelijk vaak veel lager (denk bijvoorbeeld aan een grote opslagloodsen waar op locatie weinig vraag is naar energie). Hierdoor blijft veel dakpotentie onbenut. Gezien er ook geen teruglever congestie heerst, zien wij geen reden om die dakpotentie niet te benutten. Daarom dus ons verzoek om onderscheid te maken voor dit type gebieden en daar zo laag mogelijke percentages niet-netlevering te hanteren.	De verhouding netlevering/niet-netlevering is alleen van belang voor het bepalen van de subsidie-intensiteit en daarmee de rangschikking, zie het betreffende hoofdstuk in dit advies. Het is dus geen eis.
Tabel 5.23 1-20 MW De totale CAPEX van 423 €/kWp lijkt veel te laag. Gelieve de specifieke kosten te verstrekken. Het consultatiedocument biedt slechts een deel van de kostenassumpties.	Voor kennisgeving aangenomen. In het advies SDE++ 2026 is een tabel opgenomen met alle kostenassumpties.
Tabel 5.29 >20 MW: de kosten zijn veel te optimistisch en zouden dienovereenkomstig gecorrigeerd moeten worden. Een kostenverschil van 18 €/kWp tussen 10 MW en 30 MW kan realistisch zijn als de projecten op één stuk grond liggen. Maar heel vaak worden kleinere, afzonderlijke percelen gecombineerd op één netaansluiting voor een groter project. In dat geval kunnen er geen kostenbesparingen worden behaald en kunnen deze projecten zelfs duurder zijn, omdat bijvoorbeeld minder efficiënte transformatoren en omvormermaten gebruikt kunnen worden en extra kabels tussen de percelen moeten worden gelegd. Daarom zou een project van 30 MWp, dat bestaat uit twee percelen van 15 MWp, in aanmerking moeten komen voor de 1-20 MWp subsidie.	Opknippen van grote systemen in kleinere om in aanmerking te komen voor een hoger basisbedrag is niet de bedoeling. Zie informatie over SDE++ op de website van RVO: Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++) RVO.nl
We vragen aandacht voor het verzoek tot opname van een nieuwe categorie binnen de SDE++ regeling voor grootschalige zon-op-zee projecten.	Ondanks succesvolle pilots zit zon-pv op zee nog steeds in een pilotfase. Een productiesubsidie lijkt op dit moment nog niet haalbaar, mede gezien de aftopping van het basisbedrag op 15 cent/kWh. Wel hebben we KGG geadviseerd om toe te staan dat zon-op-zee initiatieven binnen de bestaande categorieën voor zon-pv drijvend op water mogen indienen.
Men zou in het kader van de SDE++ (ook) de woekerwinsten van gesubsidieerde zonneparken (en windmolens?) exploitanten eens onder de loep moeten nemen. Eis nu eindelijk onafhankelijke nacalculatie door accountants van daadwerkelijke rendementen op eigen vermogen van bestaande zonneparken en vorder aantoonbare maatschappelijk ongewenste overwinsten terug, zeg b.v. boven het norm rendement van 10% op eigen vermogen, die wordt aangehouden door PBL voor de bepaling van SDE++.	Lees hiervoor de actuele ontwikkelingen in SDE++.
Er is weinig openbare analyse uit onafhankelijke bron beschikbaar naar het werkelijke rendement voor de eigenaren van zonneparken. Uit de database van aanbieders van achtergestelde leningen) voor zonneparken valt echter met enige financiële deskundigheid wel wat te destilleren. Het blijkt dat in de afgelopen jaren enorme winsten waren te behalen (soms tientallen procenten rendement op eigen vermogen per jaar). Nog steeds zijn hoge rendementen mogelijk omdat dankzij de door de SDE gesteunde basis opbrengsten en banken bereid zijn te accepteren dat de projecten met weinig eigen vermogen toe konden (heel hoge leverage). Diverse projecten hadden een eigen vermogen van slechts 10% of minder (!) van de totale investering wat nog steeds bij nieuwe voorkomt. Het PBL houdt echter een "norm" van 20% aan waarmee het te verwachten rendement te laag wordt geschat en de daarop gebaseerde de SDE++-subsidies te hoog uitpakken. Hoe minder eigen vermogen, hoe groter het rendement daarop.	Voor kennisgeving aangenomen.
Subsidie voor Natuurinclusieve zonneparken overbodig. Stop met onmiddellijke ingang d.w.z. SDE++ ronde 2025 de volstrekt overbodige SDE++ subsidie toeslag die zonnepark ontwikkelaars kunnen krijgen voor z.g. "natuur-inclusieve" zonneparken (zie blz 65 e.v. Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2025,). Daarvoor zijn onnadenkend weer tientallen miljoenen (zogenaamd "kwaliteitsbudget") ter beschikking gesteld aan de krachtige zonnepark lobby (weggegooid geld).	Voor kennisgeving aangenomen. Zie 8.1.5 voor hoe we omgaan met natuurinclusiviteit.
Aanpassing van SDE ++ beleid voor zonne-energie Stop zo snel mogelijk doch uiterlijk met ingang van 2026 daadwerkelijk de SDE ++ subsidies voor nog niet door bevoegd gezag goedgekeurde grote zonneparken	Zie hiervoor Beleid zonne-energie RVO.nl

Consultatie	Verwerking
(zonnepanelen in veldopstelling) groter dan zeg > 500 m2) op landbouwgronden en natuur, daaronder te rekenen Nationale landschappen, Natura 2000, Nationaal Natuurnetwerk, Groene Ontwikkelingszones, Ecologische verbindingzones die het NNW verbinden en pas daartoe ook de overgangsregeling aan.	
Reduceer al in de komende najaar 2025 ronde de SDE++ subsidies voor grote zonneparken, conform de "Verscherpte Zonneladder". Dat kan nu nog worden bijgesteld.	Zie hiervoor Beleid zonne-energie RVO.nl
De overgangsregeling uit de Kamerbrief om z.g. "lopende projecten waarvan de participatie gevorderd is" is zo open en bestuursrechtelijk slecht geformuleerd dat in principe nog steeds ongewenste en zich jarenlang voortslepende projecten kunnen doorgaan, afgezien dat z.g. participatie zoals we allemaal weten in de praktijk een wassen neus is. Alleen de provincie Overijssel heeft (terecht)de overgangsregeling tot een juridisch beter hanteerbare vorm aangepast in haar Omgevingsverordening.	Voor kennisgeving aangenomen.
Dat het rendement (te) hoog is kan indirect worden afgeleid uit de zeer hoge grondhuur prijzen die worden betaald voor grond voor zonneparken, in de range van € 5.000-10.000 per ha. Dit is een veelvoud van wat boeren en grondeigenaars normaal per jaar per ha verdienen.	We herkennen de genoemde prijsrange maar delen de conclusie niet.
Het SDE++-beleid 2025 en 2026 om nog steeds grote zonneparken te blijven subsidiëren is al sinds 2023 in strijd met de "Verscherpte zonneladder" zoals vastgelegd in de Kamerbrief De Jonge/Jetten van 26 oktober 2023. Die Kamerbrief, formeel overeengekomen tussen Rijk, provincies, gemeenten en Milieuorganisaties en vast te leggen in provinciale Omgevingsverordeningen. De Kamerbrief instrueert om geen (grote) zonneparken meer op landbouwgrond en natuur aan te leggen. Het kan niet anders dat de SDE++ voor grote zonneparken moet worden beëindigd.	Zie hiervoor Beleid zonne-energie RVO.nl
SDE ++ subsidies voor zonneparken sociaal en maatschappelijk ongewenst. Discriminatie van particulieren met zonnepanelen. SDE++ subsidies voor grote zonneparken zijn sociaal ongewenst en qua maatschappelijke kosten ongunstig. (zie rapporten van de regeringsadviseur CE Delft over de hogere maatschappelijke kosten van zonneparken: https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_210378_Maatschappelijke_kosten_zo_ninpassing_Def.pdf . Die subsidies komen bovendien grotendeels terecht bij een gering aantal, enkele tientallen, grote commerciële partijen/investeerders.	Voor kennisgeving aangenomen.
Particulieren moeten met het beëindigen van de saldoregeling hun zonnepanelen in principe zelf financieren en dragen daarbij ook nog het volledige marktrisico. De SDE++ regeling discrimineert particulieren ten opzichte van exploitanten van zonneparken en voor SDE+ in aanmerking komende grote installaties op daken. De ACM besteed hieraan geen aandacht	Zie ACM doet nader onderzoek naar kosten en vergoeding zonnestroom ACM en Energemonitor ACM: Terugleverkosten voor huishoudens met zonnepanelen 10% omhoog ACM .
Tegelijkertijd wordt het landschap verziekt en hebben omwonenden er alleen maar last van want ook financiële participatie is een mislukking zoals Zon Monitor en andere onderzoeken laten zien. Het PBL spreekt inmiddels over botsende rechtvaardigheid (Monitor RES 2024).Bovendien worden particulieren geconfronteerd met hoge terugleveringskosten getroffen en voelen zich na alle aanmoediging om zonnepanelen te plaatsen daardoor politiek in de steek gelaten, zo niet misleid.	
In het algemeen zouden we het Rijk graag willen oproepen om meer rekening te houden met de uitdagingen in stedelijke gebieden. Om zoveel mogelijk zonnepanelen op daken te realiseren, is er namelijk aanvullende stimulering nodig om al het dakpotentieel te benutten. Denk bijvoorbeeld aan daken met zwakke dakconstructies die niet met een kleine constructieve aanpassing geschikt gemaakt kunnen worden en denk ook aan het uitvoeren van de volgorde in de zonneladder. Verder zouden we graag het Rijk ook willen verzoeken in het algemeen meer rekening te houden met daadwerkelijk duurzame, meer circulaire en eerlijke zonnepanelen.	Zie voor de ontwikkelingen het betreffende hoofdstuk in dit advies.
We zouden het Rijk graag willen oproepen om panelen met een lage CO2 uitstoot te stimuleren. De (verwachte) meerkosten zijn er momenteel niet tot bijna niet. Wat de productievolumes betreft is er momenteel voldoende productie wanneer je kijkt naar alle fabrikanten van lage CO2 panelen. De Europese fabrikanten hebben nog niet grote volumes en zijn gebaat bij verdere vraagstimulering naar dergelijke panelen.	Voor het advies SDE++ 2026 heeft PBL een extra kostenpost van €10/kWp aangenomen voor pv-modules die voldoen aan de methodiek van EPD Norge met een maximale CO2 voetafdruk van 550 kg/kWp
Het PBL zou rechtstreeks contact moeten opnemen met fabrikanten. Aangezien dergelijke modules geen rol spelen op de Nederlandse zonnemarkt, hebben de Nederlandse marktdeelnemers normaal gesproken geen inzicht in dit onderwerp.	Voor kennisgeving aangenomen
Het hanteren van een CO2-eis is in de praktijk al gebruikelijk doordat in onder andere Frankrijk al een wettelijke eis hiervoor bestaat. Een meerderheid van de producten heeft al een certificaat dat de CO2e-voetafdruk laat zien, waarbij wel verschillende methodologieën worden gebruikt. Dit is het geval voor panelen uit alle belangrijke	Voor het advies SDE++ 2026 heeft PBL een extra kostenpost van €10/kWp aangenomen voor pv-modules die voldoen aan de methodiek van EPD Norge met een maximale CO2 voetafdruk van 550 kg/kWp

Consultatie	Verwerking
<p>productielanden. Er is geen precieze data bekend voor hoeveel procent van de panelen op dit moment een CO2e-certificaat heeft. Uit een analyse door Copper8 bleek dat 5 van de 7 grootste wereldwijde fabrikanten al een EPD heeft.</p> <p>Het PBL eindadvies stelt dat panelen van grote producenten met een lagere CO2-uitstoot voornamelijk grondstoffen uit de EU gebruiken zoals polysilicium en individuele zonnecellen, maar dat de productie van de panelen voornamelijk in de VS en China ligt. Er wordt op dit moment inderdaad silicium gewonnen in Europa, die een lagere CO2-intensiteit heeft. Individuele cellen worden echter in overgrote mate in China geproduceerd.</p> <p>Het PBL eindadvies stelt terecht vast dat veel grote Chinese producenten ook panelen aanbieden met een lagere CO2-uitstoot en dat dit aanbod groot genoeg is om te voorzien in de mondiale vraag.</p> <p>Het PBL eindadvies stelt tenslotte dat panelen met een lagere CO2-uitstoot 10%-50% duurder zijn. De onderkant van deze marge komt overeen met het beeld uit de markt (meerprijs EUR 0,01 per 450 Wp, zie vraag 2). PBL stelt terecht vervolgens vast dat panelen die in de EU worden geproduceerd een significant lagere uitstoot zouden kunnen hebben, maar dat om dit voor te schrijven op dit moment nog niet voldoende aanbod is.</p>	
<p>Wat wij weten is dat het overgrote deel van de panelen uit China komt (+90%) en dat er praktisch geen Nederlandse markt voor zonnepanelen bestaat.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>We zijn blij dat de nieuwe categorie voor zon op gevels is opengesteld. Wij hebben nog een aantal punten die we graag zouden willen meegeven:</p> <ul style="list-style-type: none"> - De categorie is berekend op een oost-west opstelling. Wij begrijpen de noodzaak hiervan (negatieve prijsuren mitigeren), alleen wij hebben zorgen over de potentie en uitvoerbaarheid. Omdat zon op gevels worden geïnstalleerd op gebouwen die zelden precies op oost-west staan, is de vraag wat wordt goedgekeurd? Is bijvoorbeeld zuid-oost en noord-west ook een mogelijkheid? Daarnaast limiteer je de potentie voor zon op gevels, terwijl het hoge aantal negatieve prijsuren een tijdelijk fenomeen is. Belangrijk hierbij is dus om kritisch te kijken naar de uitvoerbaarheid en potentie van het aantal projecten die met deze eis kunnen worden gerealiseerd. - De voornaamste uitdaging bij zon op gevels binnen de SDE++ is met welke referentie asset je gaat rekenen. Elk project is net weer wat anders, afhankelijk van de wensen van de bouwweigenaar. Zo is een belangrijk aandachtspunt dat zon op gevels vrijwel altijd worden geïnstalleerd met een kleurenpatroon, om de panelen te integreren met de kleur van het gebouw. Dit is vrijwel altijd een eis van de bouwweigenaar. Zonnepanelen met kleur bestaan, alleen heeft dit wel meerkosten en vermindering op de opbrengst. Er moet hier dus goed naar worden gekeken bij de kostenberekening en bij het berekenen van het aantal vollasturen. - De investeringskosten worden iets hoger geschat dan waar PBL nu mee rekent. Op dit moment is er alleen geen concrete onderbouwing. - Er is ook belangstelling voor BIPV, graag willen we hier over in gesprek 	<p>Voor de plaatsingseisen zie Beleid zonne-energie RVO.nl. Voor zon op gevels wordt nu uitgegaan van de meest eenvoudige (en daarmee goedkoopste) variant om overstimulering te voorkomen. Belangrijkste aanpassing betreft het lagere aantal vollasturen.</p>
<p>De in het eindadvies opgenomen investeringskosten voor carports 1-20 MWp zijn aan de lage kant. De onderconstructie is de grootste kostenpost. PBL stelt dat lichtgewicht constructies van beperkte hoogte een mogelijkheid zijn, waardoor het voor de hand ligt om de subsidiëring beperkt te houden. Echter, Constructies moeten aan bouwnormen voldoen, zodat er geen gevaar ontstaat dat zonnepanelen uit de constructie vliegen of de constructie zelf ontwricht wordt of instort. Bij een solar carport is de luifel veel hoger boven de grond, waardoor er meer windkrachten op komen. Met een lichte constructie kunnen deze trekkrachten niet worden opgevangen, waardoor een te lichte constructie niet zal voldoen.</p> <p>In de praktijk zijn er, los van de bouwkundige onderdelen die direct nodig zijn voor elektriciteitsopwekking, nog extra kosten. Denk aan <u>verlichting en afwatering</u>.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. KGG heeft besloten om de categorie carports niet open te stellen. Deze is vanwege die reden niet opgenomen in het advies voor SDE++ 2026.</p>
<p>Maak geen uitzondering voor z.g. Agri-PV projecten en gronden in Transitie zoals creatief toegestaan in de Verscherpte zonne-ladder. De huidige SDE++-regeling wordt gesteld dat voor dergelijke projecten de landbouwfunctie niet leidend hoeft te zijn (blz 30 regel 978) Dat is in strijd met de Kamerbrief van 26 oktober en de Omgevingsverordeningen die eisen dat de landbouwfunctie de overheersende economische functie van het betreffende project moet zijn. Ook zijn dergelijke Agri PV projecten qua zonne-energie voorziening overbodig en alleen maar "sluiproute" om alsnog zonnepanelen op landbouwgrond te</p>	<p>KGG heeft besloten om de categorie agri-pv op hoogte niet open te stellen, daarom is deze ook niet meegenomen in het advies voor SDE++ 2026. Voor agri-pv verticaal is besloten om de categorie wel open te stellen, maar zonder specifieke eisen voor agri-pv. Dit geeft de mogelijkheid om verticale PV toe te passen langs percelen, wegen, sportvelden etc. waardoor er geen grote stukken grond gebruikt hoeven te worden.</p>

Consultatie	Verwerking
kunnen plaatsen; (zie blz 60 e.v. Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2025, 21 februari 2025).	
Laat alleen voor grote zonneparken een eenmalige SDE++-subsidie toe voor de kosten van eventuele batterij installaties	Uitgestelde levering voor zon-pv is op dit moment niet mogelijk door de lokale- en Europese regelgeving.
Betreft het niet openstellen van zon-pv op infrastructuur vanwege beperkte potentie. Binnen het Opwek Energie Rijksgrond (OER)Programma werken in opdracht van KGG, het Rijksvastgoed Beheer, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland en Rijkswaterstaat aan het verkennen en voorbereiden van projecten, voornamelijk zon, langs de infrastructuur. In het programma zijn projecten opgenomen die door de RESsen zijn aangedragen. De projecten bestaan uit snelweglocaties waarbij de verkeersknooppunten en toe- en afritten van de snelweg en bermen van de snelweg kansrijk zijn. In het project wordt zien we een significante potentie. De categorie zon langs infra zoals opgenomen in de wijzigingsnotitie is daarmee te smal gedefinieerd. Binnen het OER programma zien we echter ook dat realisatie van zonneparken complex is en ten opzichte van normale veldopstellingen ook meer kosten met zich meebrengt.	In het advies SDE++ 2026 is een aparte categorie opgenomen voor zon-pv langs infrastructuur die de kosten dekken voor systemen <1 MWp, terwijl systemen >1 MWp kunnen indienen in de gangbare categorie voor veldsystemen.
Bijlage negatieve uren: voorkeur naar optie 2 of 3.	Voor kennisgeving aangenomen
Bijlage negatieve uren: het opnemen van een correctiefactor in het correctiebedrag die rekening houdt met de uren met een negatieve elektriciteitsprijs	Voor kennisgeving aangenomen
Negatieve prijsuren is momenteel de grootste bedreiging voor de businesscase voor zonne-energie projecten. Een structurele oplossing ligt in het aanjagen van elektrificatie, flex en opslag en het stimuleren van eigen verbruik van kleinverbruikers. Hier moet vol op ingezet worden, maar heeft ook tijd nodig. Het probleem van het hoge aantal negatieve prijsuren is nu voelbaar. Daarom moet er als overbruggingsperiode in de SDE++ rekening gehouden worden met negatieve prijsuren. Onze voorkeur ligt bij optie 2 uit de bijlage. Het is belangrijk om te noemen dat bestaande projecten hard worden geraakt en dat momenteel de SDE++ niet de onrendabele top dekt, dus de oplossing moet ook voor bestaande projecten een uitweg bieden. Het is ook van belang dat er absolute transparantie is over de methode die gekozen wordt. Ook is het belangrijk dat de PPA afspraken stand kunnen houden, dus als er ook een oplossing komt voor bestaande projecten moet dit in lijn zijn met de SDE-spelregels van verschillende ronden.	De visie van PBL omtrent negatieve elektriciteitsprijzen en hoe hiermee om kan worden gegaan is behandeld in het advies voor SDE++ 2025. KGG heeft aangegeven geen maatregelen te nemen hiervoor en heeft geen specifieke vragen gesteld aan PBL. om geeft PBL in het advies SDE++ 2026 geen extra advies.
Bijlage negatieve uren: onze voorkeur gaat uit naar optie 2 of 3.	Voor kennisgeving aangenomen
Wij zouden momenteel geen EPC onder de 400 €/kWp aanbieden voor een zonnepark van 10 MWp. Dit is gebaseerd op de huidige kosten voor modules, materialen en arbeid. De huidige marktontwikkeling wijst op stijgende moduleprijzen, dus hogere prijzen worden in de toekomst verwacht. Internationale invoerheffingen kunnen de inflatie verder verhogen, wat invloed zal hebben op de kosten.	Voor kennisgeving aangenomen
De bodemprijs voor PV modules is geraakt in 2023 en de prijzen beginnen weer te stijgen. De geopolitieke handelsspanning en heeft naar verwachting een prijsstuwend effect. Dus in de trend zien we eerder een stijging in reële kosten dan een daling.	Sinds 2023 zijn de moduleprijzen met bijna 50% gedaald. Voor 2025 is aangenomen dat er geen verdere daling is. Dit rijmt met het feit dat de prijzen op in september op gelijk niveau liggen als in januari.
De kosten voor een netaansluiting zijn lastig te generaliseren, aangezien elke zonnepark-ontwikkeling te maken heeft met een unieke kostenstructuur. Een belangrijk aandachtspunt is dat kabelkosten niet lineair toenemen of afnemen, maar in categorieën zijn onderverdeeld. Dit betekent dat een verlaging van de netcapaciteit van 70% naar 50% de kabelkosten niet automatisch verlaagt, zolang dezelfde kabeldiameter vereist blijft. Algemene opmerking over de aansluitkosten; die zijn erg gestegen en de verwachting is dat deze trend zich voortzet. Veel informatie hierover is openbaar te vinden bij de netbeheerders. Hieruit blijkt dat de aansluitkosten 50 % hoger zijn in 2025 vergeleken met 2022.	Voor het advies SDE++ 2026 heeft PBL de kosten voor de netwerk aansluiting verhoogd voor alle categorieën.
Monitorings- en besturingshardware: voor grote zonneparken is dit een zeer kleine kostenpost.	Voor kennisgeving aangenomen
De kosten voor besturing en monitoring stijgen fors en dit heeft twee oorzaken: - Curtailment - NIS2/cybersecurity	Voor kennisgeving aangenomen
We zijn momenteel bezig met het ontwikkelen van een aantal nieuwe projecten, waarbij het delen van een aansluiting een relevant onderdeel van de business case is. Bijvoorbeeld in de vorm van cable-pooling, waarbij we de gecombineerde windaansluiting met een zonne-energieproject hebben gerealiseerd. In het segment gebouwgebonden >1MWp kijken we naar vrijkomende windaansluitingen die we kunnen benutten door een directe lijn van een nabijgelegen pand naar de windaansluiting te leggen. Afstand mag niet te groot zijn, want dit maakt de projecten wel significant duurder. We zien ook dat een directe lijn tussen twee	Voor kennisgeving aangenomen

Consultatie	Verwerking
<p>bedrijven mogelijk interessant zou kunnen zijn. Ook hier vormen de hogere investeringskosten wel een beperkende factor in termen van financiële haalbaarheid.</p>	
<p>Er wordt gerefereerd aan cable-pooling. Grootchalig zon-op-zee biedt bij uitstek de gelegenheid voor cable pooling en optimaler gebruik van reeds bestaand net infrastructuur. Reeds in diverse studies is aangetoond wat de meerwaarde kan zijn van het aansluiten van zon-op-zee op de bestaand wind-op-zee infrastructuur.</p>	<p>Ondanks succesvolle pilots zit zon-pv op zee nog steeds in een pilotfase. Een productiesubsidie lijkt op dit moment nog niet haalbaar, mede gezien de aftopping van het basisbedrag. Wel hebben wij KGG geadviseerd om toe te staan dat zon-op-zee initiatieven binnen de bestaande categorieën voor zon-pv drijvend op water mogen indienen.</p>
<p>Cablepooling projecten zijn een zeer uitdagende oplossing per project. Ze zijn normaal veel complexer dan twee afzonderlijke projecten. Er is geen algemeen gemiddeld geval dat als referentie kan worden genomen. In veel gevallen zijn dergelijke projecten niet haalbaar, omdat het opbrengstverlies groter is dan de besparing op de kosten voor de net-aansluiting en, door de hogere complexiteit, een hoger risico moet worden gedekt. Vaak hebben projecten ook de flexibiliteit nodig om later over te schakelen naar een eigen aansluiting, wat kan leiden tot dubbele netaansluitingskosten. Cablepooling projecten zijn vaak economisch minder aantrekkelijk en worden vaak afgedwongen door externe factoren, zoals het vervallen van een vergunning of de SDE. Alleen in een minderheid van gerealiseerde cablepoolingprojecten wordt de economie verbeterd door cablepooling in vergelijking met een project zonder cablepooling. Ook directe lijnen nog erg complex en nieuw. Bedrijven vinden het erg spannend als je met het zonnepark 'in' hun bestaande systemen zit.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Cable pooling is uitgebreid in de nieuwe energiewet. Het is nu mogelijk om een kabel te delen met opwek, opslag en afname. De ACM heeft momenteel een gedoogbeleid. Wel moeten nieuwe projecten worden aangemeld. Cable pooling heeft de potentie om efficiënter met het net om te gaan en nieuwe zon-PV projecten aan te sluiten.</p> <p>Als cable pooling wordt toegepast door dezelfde partijen en vanaf het begin georganiseerd wordt is het allemaal aardig in te regelen, helemaal met de nieuwe energiewet in het vooruitzicht. Zijn dit echter 'oude/bestaande' aansluitingen van al reeds gerealiseerde en gefinancierde projecten dan wordt het vaak al een stuk moeilijker. Er wordt dan aan financierings 'voorwaarden' getornd waarbij het effect hiervan vaak bekeken wordt vanuit de juridische en technische adviseurs van de financier. Dit levert vaak zoveel kosten en neemt ook veel tijd in dat het al een aardig groot project moet zijn om dit interessant te maken. Ook moet het risico op additionele curtailment van de '1ste / originele' aangeslotene heel minimaal zijn of volledig gecompenseerd worden wat vaak ook lastig is vanwege de dan ook nog oudere SDE die aan dat project is toegekend met de respectievelijke waardes / kWh. Echter blijft de financierbaarheid en de juridische kaders een uitdaging in het toepassen van cable pooling.</p> <p>Voor de directe lijn aansluitingen zijn (grote) projecten lastiger financieerbaar gezien de financiële positie van de afnemer een (voor een bank te) groot risico met zich mee brengt. Een PPA garantiefonds zou hierbij erg helpen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Projecten met een gedeelde netaansluiting middels cable pooling of GDS zijn juridisch en technisch financieerbaar. Voor de directe lijn aansluitingen zijn (grote) projecten lastiger financieerbaar gezien de financiële positie van de afnemer een (voor een bank te) groot risico met zich mee brengt</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>We maken we ons zorgen dat de nieuwe categorieën voor verticale panelen geen haalbaar businessmodel bieden. De belangrijkste reden is dat de verhoogde pacht- en ontwikkelingskosten per kWp niet worden meegenomen binnen de SDE, waardoor het gehele financiële model ons inzien niet werkt.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Het is lastig om te beschrijven wat precies de meerkosten van 'verticale systemen op land zijn, aangezien meerdere factoren impact hebben op de businesscase, waaronder:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hogere capex en kosten voor installatie - Hogere opex zowel voor onderhoud als landhuur per geïnstalleerd vermogen - Lagere opbrengst dan traditionele opstelling per geïnstalleerd vermogen <p>Tot slot is het vaak zo dat bij grote parken slechts een gedeelte in combinatie met landbouw wordt toegepast, wat het nog lastiger maakt om te beoordelen wat de exacte financiële impact op businesscaseniveau is.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Er is helaas nog niet veel ervaring met de criteria voor natuurinclusieve parken en de bijhorende meerkosten. De grootste impact is de opwekcapaciteit per hectare, om aan de 25% eis te voldoen. Met hoge grondkosten, die niet vergoed worden in de SDE++, drukt dit zwaar op de business case. Een vergelijking tussen twee percelen van gelijke omvang toont aan dat bij een klassieke opstelling – waarbij geen aanvullende</p>	<p>PBL heeft het eindrapport EcoCertified Solar Parks bestudeerd en heeft de kosten voor natuurinclusief meegenomen/gelijkgetrokken met de uitkomsten van dit rapport.</p>

Consultatie	Verwerking
<p>eisen gelden voor bijvoorbeeld openheid of afstand tussen rijen – circa 10,6% meer zonnepanelen geplaatst konden worden dan bij een opstelling die voldoet aan de eis dat minimaal 25% van het perceel open blijft. Hoewel de specifieke opbrengst per paneel (kWh/kWp) in de meer open opstelling gemiddeld 0,5% tot 1% hoger ligt, onder meer dankzij een grotere hellingshoek en betere prestaties bij lagere instraling, is dit effect marginaal ten opzichte van het lagere aantal panelen. Per saldo resulteert dit in een totale elektriciteitsproductie die ongeveer 9,75% lager ligt ten opzichte van een klassieke opstelling bij gelijke perceelgrootte.</p> <p>De aannames van de kosten die PBL rekent voor natuurinclusieve maatregelen lijken te kloppen met onze aannames. Belangrijk aandachtspunt is wel dat het Ecocertified label voor de zomer wordt afgerond. Daarin wordt een onderscheid gemaakt tussen een ecocertified 'basic', die natuurverslechtering tegengaat, en een ecocertified 'plus', die natuurversterkende maatregelen treft. Het is voor ons als sector heel belangrijk dat de SDE++ kostenramingen goed in lijn staan met de ecocertified 'basic' label, omdat dit hetzelfde doel beoogt.</p>	
Natuurinclusieve parken: wij gaan ervan uit dat de huidige aannames van het PBL realistisch zijn.	Voor kennisgeving aangenomen
<p>Het hergebruiken van afgedankte materialen, met uitzondering van de panelen, is zeer goed mogelijk alleen is de markt voor dergelijke producten zeer klein (nagenoeg non-existent). Zonneparken en hun toebehoren hebben een levensduur van minimaal 10 jaar (omvormers) tot meer dan 25 jaar (onderconstructies). Door het geringe aantal afgedankte apparaten en onderconstructies kunnen er nu geen significante hoeveelheden producten hergebruikt worden. Er zijn daarnaast praktische uitdagingen op het gebied van kwaliteitscontrole en garantie.</p> <p>Er wordt bij bestaande parken al wel regelmatig gebruik gemaakt van refurbished omvormers: wanneer een apparaat kapot gaat, wordt die al regelmatig gerepareerd door de fabrikant of ingeruild voor een refurbished apparaat. Bij nieuw te bouwen projecten worden echter ook nieuwe omvormers aangeschaft. Verder merken we op dat het hergebruiken van omvormers niet altijd wenselijk is. De innovatie van omvormers is erg snel gegaan waardoor de omvormers die hedendaags geïnstalleerd worden bijvoorbeeld veel beter digitaal verbonden zijn. Ook gelet op cyber security risico's, aansturing van systemen voor congestiemanagement door middel van de real time interface een 'moderne' digitale component vereisen. Daarnaast is er nochtans maar zeer beperkt sprake van een markt voor 'refurbished omvormers' waardoor generieke eisen op dit gebied het totaal aan te vragen vermogen voor zon-PV zeer ernstig zou beperken. Ook zien wij dat er zorgen zijn met betrekking tot de financierbaarheid (gezien eventueel beperktere garanties) van dergelijke producten.</p> <p>Naast het toepassen van gebruikte materialen, zou er gedacht kunnen worden aan het stimuleren van nieuwe producten met een groter deel recycled content. Er is op dit moment niet voldoende aanbod van producten met bv 15-20% recycled content om dit in de SDE++ te normen, maar dit kan in de toekomst veranderen.</p>	Voor kennisgeving aangenomen
Gebruikte materialen: dit is onderdeel van EPC scope en deze partijen zouden hier meer over moeten kunnen vertellen. Aangezien er veel staal in de constructie van zonneparken verwerkt zit, verwachten wij dat het zeker mogelijk zal moeten zijn om een groot gedeelte daarvan op gebruikte materialen te baseren.	Voor kennisgeving aangenomen
Het lijkt wenselijk om optie voor zonnewarmte open te houden (groslijst), omdat toepassing op langere termijn wel wordt verwacht.	We staan open voor informatie concrete projecten ter onderbouwing hiervan.
We pleiten voor het onderzoeken van een openstelling voor de categorie 'Zon op zee'. Het Kabinet heeft de ambitie om 3 GW zon op zee te installeren in 2030. Gezien de problemen op het elektriciteitsnet kan zon op zee via cable pooling gebruik maken van dezelfde kabel van wind op zee. Wind en zon zijn complementair aan elkaar en zo wordt het elektriciteitsnet efficiënter gebruikt.	Ondanks succesvolle pilots zit zon-pv op zee nog steeds in een pilotfase. Een productiesubsidie lijkt op dit moment nog niet haalbaar, mede gezien de aftopping van het basisbedrag op 15 cent/kWh. Wel hebben wij KGG geadviseerd om toe te staan dat zon-op-zee initiatieven binnen de bestaande categorieën voor zon-pv drijvend op water mogen indienen.

Tabel B2.33
Consultatiereacties geothermie

Consultatie	Verwerking
Nieuwe Vermogensknip: De sector is erg blij met de nieuwe vermogensknippen in de categorie Diepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp) & Diepe geothermie (geen basislast).	Voor kennisgeving aangenomen

Consultatie	Verwerking
Bij warmtenetten graag meerdere bronnen toegankelijk maken, dus bijvoorbeeld geothermie in combinatie met lucht als warmtebron.	We hebben het meegegeven aan KGG
Onderaan pagina 101 geeft de tekst "uitgegaan van de Carnot methode" misverstaan. Met welke waarden is carnot bepaald? Warmtepompkringloop of warmteafgifte en bron? En wat is het criterium voor een minimale carnot factor?	<p>Ten behoeve van de berekening van het basisbedrag hanteren we een Carnot rendement gebaseerd op de bron temperatuur en op de afgifte temperatuur van de warmtepomp.</p> <p>In het advies wordt enkel gerekend met een referentie SPF voor de bepaling van het basisbedrag. Het advies bevat geen eis over de SPF of COP, dit is voor de uitvoering.</p>
Baten voor het afvangen van bijvangst-gas en olie van geothermie worden nadrukkelijk niet meegenomen in de SDE++. Naast het niet meenemen van bijvangstgas of -olie in de SDE++ worden bijvangstproducten bij geothermie vaak achter de meter verbruikt. Dit zorgt ervoor dat er ook vaak geen energiebelasting over deze fossiele bijvangstproducten betaald hoeft te worden. T.a.v. andere categorieën hernieuwbare warmte en fossiele brandstoffen die door het landelijke net worden geleverd geeft dit geothermie mogelijk in sommige gevallen een concurrentievoordeel dat niet in lijn is met de doelstelling van de SDE++.	We hebben het meegegeven aan KGG
Retributies: Vanaf 1 juli 2023 vereist de gewijzigde Mijnbouwwet voor geothermie dat vergunninghouders jaarlijks retributies betalen gedurende de gehele duur van het project, vallen onder Toezichtarrangement Geothermie SodM. Deze verplichte kosten zien we graag opgenomen in de basisbedragen.	Er is niet voldoende informatie ontvangen om dit te verwerken in het advies of in de berekening van het basisbedrag.
Kosten van seismisch onderzoek worden nu niet meegenomen. In veel gebieden is (extra) seismisch onderzoek nodig om een project te realiseren dat voldoet aan de eisen van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM). Gezien de aanzienlijke kosten die hiermee gepaard gaan, ontstaat er een niet-gedekte onrendabele top voor deze projecten. De sector verzoekt het PBL daarom om ook de kosten van seismiek mee te nemen bij het bepalen van de onrendabele top en het basisbedrag voor deze projecten.	<p>We volgen de uitgangspunten van KGG: zie wijzigingsnotitie; 1.2.5.: "De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen)."</p>
Ondiepe geothermie voor hogetemperatuurwarmtenet. Voor de huidige categorie "ondiepe geothermie, geen basislast" wordt uitgegaan van de toepassing voor een typisch lagetemperatuur stadsverwarmings project. Projectontwikkelaars zien dat voor midden- of hoge temperatuur stadsverwarmings projecten ondiepe geothermie in combinatie met een warmtepomp een rol kunnen spelen. Immers, andere rest-warmte bronnen zoals datacentra of aquathermie hebben vergelijkbare of lagere temperatuur warmte beschikbaar. Daarnaast wordt de ondiepe geothermie basislast variant alleen berekend voor de glastuinbouw, terwijl ook in de stedelijke omgeving dit wenselijk is waarbij de daarbij behorende specifieke investeringskosten vanwege bouwkosten & andere vereisten hoger zullen uitvallen. De twee categorieën: 1. "ondiepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)" & "ondiepe geothermie, (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)" zouden waardevolle toevoegingen aan de SDE++ volgens de sector.	<p>Op basis van aanvullende techno- economische informatie is deze behoefte aan " ondiepe geothermie (basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)"; en " ondiepe geothermie, (geen basislast) hogetemperatuur warmtenet (met warmtepomp)" verwerkt in het Eindadvies 2026, inclusief de berekening van het basisbedrag.</p> <p>Hierbij wordt wel opgemerkt dat nieuwe categorieën in het advies mogelijk niet overgenomen worden, deze keuze is aan KGG.</p>
Verlengde levensduur categorie: De pioniers binnen de geothermiesector zijn verheugd te constateren dat de categorie 'verlengde levensduur geothermie' op de Groslijst SDE++ 2025 staat. De geothermiesector is graag bereid input te leveren voor deze categorie en ziet graag de uitwerking hiervan in het volgende advies.	<p>Besproken tijdens de marktconsultatie.</p> <p>De technische levensduur is eerder opgehoogd van 15 naar 30 jaar, waardoor de subsidie-intensiteit in positieve zin voor geothermie is aangepast. Daardoor komt verlengde levensduur voor recente projecten niet in aanmerking.</p> <p>Op basis van eventueel aanvullende informatie over de in aanmerking komende projecten en hun GJ-potentieel, inclusief informatie over technische aanpassingen ten behoeve van verlengde levensduur, kan bekeken worden of het advies kan uitgebreid worden.</p>
<p>CAPEX-based subsidie: Sinds 2012 zijn geothermiecategorieën opgenomen in de SDE-regeling, wat de sector veel heeft opgeleverd en heeft geleid tot de realisatie van vele geothermieprojecten. Echter, al meer dan een decennium ondervindt de sector dat de SDE niet goed functioneert voor geothermie, zoals dat wel het geval was voor wind- en zonne-energie. De energietransitie bevindt zich momenteel in een complexer speelveld, mede door veranderingen in de geopolitieke situatie.</p> <p>De sector heeft samen met EZK, KGG & PBL intensief gewerkt aan het passend maken van de SDE++ voor geothermie. Echter, dit loopt steeds meer spaak: het correctiebedrag sluit niet goed aan bij de onrendabele top, volloop wordt niet geadresseerd, de ondergrondpotentie blijft onzeker, boorrisico's zijn hoog, en termijnen voor realisatie lopen niet synchroon met vergunningverlening en aanleg van warmtenetten.</p> <p>Daarom roepen we op tot de ontwikkeling van een passender subsidie-systeem voor geothermie, samen met de sector. Een gecombineerde CAPEX-based + exploitatie subsidie die nog steeds de onrendabele top dekt, zorgt voor demping van de tekortkomingen van het huidige subsidiesysteem. Dit leidt tot snellere realisatie van projecten met minder</p>	We hebben het meegegeven aan KGG

Consultatie	Verwerking
onzekerheden voor zowel bedrijven als overheden, en tegen lagere maatschappelijke kosten.	
Uitvraag PBL: Warmtepompdata Marktpartijen zijn bereid meer informatie leveren over de rol van de warmtepomp in de aanvragen en daarnaast ook via een informatieve sessie om dit onderwerp uit te diepen.	Er is niet voldoende informatie ontvangen om dit te verwerken in het advies of in de berekening van het basisbedrag.
Uitvraag PBL: HTO Marktpartijen leveren graag technisch-economische parameters van grootschalige hogetemperatuuropslag en laten graag zien hoe dit gecombineerd kan worden voor bestaande en voor nieuwe geothermieprojecten.	Er is niet voldoende informatie ontvangen om dit te verwerken in het advies of in de berekening van het basisbedrag.
Ontwikkelingskosten: Ontwikkelingskosten van geothermie liggen doorgaans hoger dan bij andere technieken, onder meer vanwege de complexiteit van geothermische projecten. Vaak vereisen deze projecten aanvullend seismisch onderzoek, zowel voor als na de toekenning van een beschikking. Bovendien zijn er na de toekenning van SDE++-subsidies vele ontwikkelkosten die op dit moment niet worden meegenomen in de onrendabele top. De sector dringt erop aan dat deze kosten worden meegenomen.	We volgen de uitgangspunten van KGG: zie wijzigingsnotitie; 1.2.5.: "De volgende kosten worden niet meegerekend en worden geacht betaald te worden uit het rendement op het ingebrachte eigen vermogen: voorbereidingskosten (bijvoorbeeld kosten geologisch onderzoek, haalbaarheidsstudies of vergunningen)."

Tabel B2.44
Consultatiereacties energie uit water

Consultatie	Verwerking
De toepassing van de SDE++ regeling zorgt bij Warmtepomp projecten (waaronder Aquathermie) voor een zeer hoge exploitatie risico's en kans op onder/of over subsidiëring omdat geen rekening wordt gehouden dat de kostprijs van de warmte meebeweegt met de ontwikkeling/mutatie van de gasprijs. Ofwel: Als de gasprijs stijgt, stijgen inderdaad de GJ inkomsten, maar stijgen ook de kosten, waar in de opzet van de regeling geen rekening mee wordt gehouden. Dit wordt veroorzaakt door onder andere de koppeling met de gasprijs. Deze is niet meer reëel (bij warmte projecten) omdat 100% gas niet meer het alternatief is of de referentie (nieuwere bebouwing of door stikstof regelgeving) is. Hiernaast is het niet uitlegbaar naar bewoners op een warmtenet dat je een zeer duurzaam warmtenet hebt aangelegd (veel minder afhankelijk van grilligheid energie markt door toepassing hoogwaardige wp techniek en flexibiliteit), maar dat de verkooptarieven toch omhoog moeten in lijn met de gasprijs omdat de SDE bate minder wordt bij stijging van gasprijzen. De hele koppeling met de gasprijs is achterhaalt.	We hebben het meegegeven aan KGG
De keuze in hoe een categorie genormaliseerd wordt (lees: welke methode ID gebruikt wordt) om het vergelijkbaar te maken met andere categorieën heeft grote impact op de subsidiekansen voor deze categorie. Wanneer 2 technieken welke concurrerend zijn t.o.v. elkaar bij één project maar in een andere methode ID vallen kan dit beslissend zijn welke techniek toegepast gaat worden. Keuzes kunnen voor technieken zeer ongewenste (en onbedoelde) neveneffecten hebben. Dit speelt specifiek voor Luchtwaterwarmtepompen in concurrentie met geo- en aquathermie.	Voor kennisgeving aangenomen.
De toekenning van de SDE++ gebeurt op basis van aannames over energieprijzen. Als die marktprijzen in de exploitatieperiode omhoog gaan, krijg je minder subsidie omdat de vooronderstelling is dat een leverancier van duurzame warmte dan ook de warmte tegen een hoger tarief kan worden verkocht. Voor warmte leidt deze systematiek in de toekomst tot problemen. Want ACM gaat haar warmtetarieven in de toekomst niet langer baseren op de gasprijs, maar op het kostprijs+ model. Warmtegemeenschappen willen bewoners zekerheid geven over de tariefontwikkeling op langere termijn. Daarom sluiten we een leveringscontract met een windcoöperatie. Door de SDE++ systematiek wordt onze tariefontwikkeling afhankelijk van de gasprijs en kunnen we die dus niet stabiel houden. Is een mogelijke oplossing dat SDE++ haar subsidies voor warmtegemeenschappen (die nu al het kostprijs+ model hanteren) de komende 15 jaar moet koppelen aan de toekomstige ACM-tarieven en niet aan de gasprijs.	Voor kennisgeving aangenomen.
Definitie hoogwarmtenet en laagwarmtenet, dit punt hebben we eerder aangegeven.	Voor kennisgeving aangenomen.
Opslag voor TEA en TEO, ook WKO, dit punt is eerder aangegeven.	Voor kennisgeving aangenomen.
Vaste O&M kosten sterk omlaag van 69 naar 15; is dit een typefout en moet dit 65 zijn?	De kosten voor vastrecht van de elektra aansluiting warmtepomp zijn herzien.
De opties zonder warmtenet bevatten standaard een WKO. Dat kan echter niet overal vanwege ondergrondse stroming, terwijl TEO-d met	Op basis van aanvullende informatie, kan dit mogelijk verwerkt worden in de berekening van het basisbedrag.

Consultatie	Verwerking
alleen een WP wel degelijk nuttig kan zijn. We bepleiten daarom een variant zonder WKO. In een concrete casus is ontrekking in de winter en verdere afkoeling watergang niet gewenst voor ecologische doelen (behoud van type libel). De focus is het kanaal te zuiveren in de lente/zomer/herfst. Daarnaast wordt de temperatuur wat te hoog in de zomer/herfst, waarbij waterschap dus juist ook toegevoegde waarde zien van de koude-onttrekking. Er zijn in dit geval wel filterkosten vergelijkbaar met wat een WKO zou kosten. De vraag is of die kosten zijn meegenomen in de referentie?	In de berekening van het basisbedrag worden op dit moment geen kosten voor water-filtering meegenomen.
De categorie Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet is niet geschikt voor de verduurzaming van WKC-netten, aangezien voor deze verduurzaming je een bron zoekt die in een keer grotendeels het net verduurzaamd. Dit houdt vaak in dat het aantal volasturen rond de 3500 zit.	Op basis van aanvullende informatie, kan dit verwerkt worden in de berekening van het basisbedrag.
Voor een project hebben we te maken met een investering van rond de 10-11 M€ voor een warmtepomp van 2,8 MW groot, Class 4 estimate van 03/2025. De investeringskosten zitten dan op 3929 €/kW ipv 1359€/kW. Het is ons niet duidelijk of de buffer in 2025 al mag worden meegenomen. Met dit grote verschil in bedrag zullen we voor dit project niet kunnen mee doen aan deze ronde.	Op basis van aanvullende informatie, willen we beter begrijpen hoe de kostenposten zijn opgebouwd (bijvoorbeeld: piping, owners cost, engineering services, contingency, etc.). De vraag of een buffer mag worden meegenomen is eerder voor de uitvoering, we geven dit punt door aan KGG.
Svp ook toegankelijk maken voor nieuwbouw woonwijken / utiliteit.	Voor kennisgeving aangenomen.
De SPF zoals benoemd in de rapportage is niet goed gedefinieerd. Bij de beoordeling van projecten lijkt het brontemperatuur A7 te zijn, dat is totaal iets anders.	Voor kennisgeving aangenomen.
Combinatie met koelinstallatie moet mogelijk zijn. Koelinstallatie onttrekt ook warmte aan buitenlucht en zorgt voor een beter gebruik van de netaansluiting.	Voor kennisgeving aangenomen.
Combinatie met andere bronnen sterk gewenst. Zoals pieklast buitenunits lucht water warmtepomp, basis last aquathermie of restwarmte uit industrie, data centers e.a.	Voor kennisgeving aangenomen.
Lucht/water warmtepompen lenen zich goed voor "tijdelijke" voorzieningen. Relevant bij verduurzaming woonwijken, bedrijventerreinen. Nu is deels om omgevingsvergunning te hebben belemmerend omdat warmtepomp in eind situatie op een andere plek kan staan.	Voor kennisgeving aangenomen.
Marktpartij maakt zich zorgen, kijkend naar haar warmtepompprojecten in ontwikkeling, dat de gehanteerde SPF getallen, en dan met name het SPF getal voor middentemperatuur van 3,1, in de SDE++ Regeling wordt opgenomen als eis. Een COP of SPF eis in de SDE++ Regeling werkt beperkend bij de keuze van het koudemiddel voor de warmtepomp. Dit geldt voor zowel hogere als middentemperatuur. Voor middentemperatuur energie uit lucht is het verlagen van de COP-eis van 3,0 naar 2,5 of bij voorkeur het weglaten van de COP of SPF-eis in de SDE++ Regeling belangrijk. Hieronder volgt een korte uitleg waarom. Een concreet project: Marktpartij wil een SDE++ 2025 subsidie aanvragen voor een lucht-water-warmtepompproject van 9MWth die 80 graden produceert voor een warmtenet (3.700 aansluitingen). We hebben bewust gekozen voor hydrocarbonwarmtepompen, die aanzienlijk beter scoren op CAPEX en OPEX echter iets minder scoren op COP dan ammoniak warmtepompen. Aangezien Capex en Opex vanuit een economisch perspectief doorslaggevender zijn dan de COP, hebben wij een bewuste keuze gemaakt voor hydrocarbon warmtepompen. Met hydrocarbon warmtepompen halen we een SCOP op de warmtepompen van 3,0. Als de SPF van 3,1 in de Regeling komt, kan de SDE++ aanvraag hierop worden afgewezen, wat de verduurzaming van het warmtenet in Houten onnodig in gevaar kan brengen. Het is dus van belang voor middentemperatuur energie uit lucht dat er geen SPF-eis van 3,1 in de SDE++ Regeling terecht komt en dat indien er een COP-eis in de SDE++ Regeling wordt opgenomen deze van 3,0 naar 2,5 gaat. Bij voorkeur, om bovengenoemde redenen, geen SPF of COP --eis in de SDE++ Regeling. Wij lichten dit in een gesprek graag verder toe.	In het advies wordt enkel gerekend met een referentie SPF voor de bepaling van het basisbedrag. Het advies bevat geen eis over de SPF of COP, dit is voor de uitvoering. We geven dit punt door aan KGG.
Wij onderschrijven dat er een bias zit op haalbare projecten. We verwijzen hierbij naar een project is waarvan je verwacht dat deze alle seinen op groen heeft staan: - Netaansluiting; - RWZI om de hoek; - Gebouw bestaat al - Piek en back-up/warmtenet aansluiting is al gerealiseerd	Op basis van aanvullende informatie, willen we beter begrijpen hoe de kostenposten zijn opgebouwd (bijvoorbeeld: piping, owners cost, engineering services, contingency, etc.).
WKO kan niet overal; Variant zonder WKO opnemen; zie ook tabblad eindadvies 2025; NB. Naar analogie van het onderzoeken van separate WP categorie, zou ook een aparte WKO module onderzocht kunnen worden? Deze zou dan in projecten naar keuze worden toegevoegd in de aanvraag i.p.v. het vast wel/niet opnemen in de referentie-installatie.	De referentiecassus mogen tot zover geen add-on-onderdelen kennen (zoals wordt voorgesteld voor de WKO installatie). Hierdoor voor kennisgeving aangenomen.
We zien dat er is gekozen voor een categorie: Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet.	Op basis van aanvullende informatie, kan dit verwerkt worden in de berekening van het basisbedrag.

Consultatie	Verwerking
<p>Voor de verduurzaming van met name kleinere netten (maar ook wel grotere) zijn we juist op zoek naar geen basislast/ met bestaand net. We zoeken naar technologieën die in een keer het hele net verduurzamen en daarmee is er een relatief laag aantal vollasturen. De installatie is dus relatief groot, en relatief weinig draaiuren en daarmee relatief kostbaar.</p> <p>Voor de verduurzaming van een klein warmtenet betekent dit dat we niet uitkomen met de categorie Aquathermie - basislast, zonder WKO met bestaand warmtenet. En mogelijk ook niet kunnen indienen op Aquathermie - geen basislast, zonder WKO i.v.m. overstimulering. (alhoewel dit nog steeds niet leidt tot een haalbare buca)</p>	
<p>We begrijpen de wens om het aantal warmtepomp categorieën terug te brengen. We zien zelf ook een verschil in benadering bij Aquathermie en Energie uit Lucht. Waar er bij Aquathermie maar liefst 8 categorieën zijn gedefinieerd (en nog te weinig, zie vorige opmerking), zijn dat er bij Energie uit Lucht slechts 4. Terwijl het om dezelfde type afnemers gaat. Alleen de techniek om de warmte te onttrekken verschilt hierin. Hetzelfde geldt voor geothermie + warmtepomp, restwarmte+ warmtepomp, en PVT + warmtepomp.</p> <p>Het technische verschil zit in de uitkoeling van de bron (hoeveel graden kan je terugkoelen). Daarnaast zit er ook een financieel verschil in het aantal vollasturen dat de installatie kan draaien en welke afnemer is aangesloten.</p> <p>We vragen ons af of het helpt om het aantal categorieën terug te brengen, maar er zal wel wat meer consistentie zijn over de verschillende warmtepompen projecten.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Wat zijn de randvoorwaarden van een "hoge temperatuur" net, en een "midentemperatuur" net? We raden aan om een COP factor niet belemmerend te laten werken om aanspraak maken op deze categorie. Er zijn immers meer factoren die leiden tot een veilige, duurzame, kosteneffectieve installatie.</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG</p>
<p>Netcongestie is voor ons een grote zorg bij bijna alle projecten.</p> <p>Na toekenning van de SDE++ regeling is er 4 jaar tijd om het project te realiseren. Op de meeste locaties hebben we dan nog geen netaansluiting of transportcapaciteit toegekend gekregen en kunnen we nog niet in bedrijf. In veel van de congestie gebieden zien we nu prognoses 2031 – 2035 en verder, en dan zal men pas de specifieke aansluiting realiseren.</p> <p>Tegelijkertijd worden projecten die we op tijd aanmelden voor een netaansluiting van de wachtlijst gehaald omdat deze te ver in de toekomst liggen.</p> <p>Zonder zicht op netaansluiting zijn de voorloopkosten/ontwikkelkosten at risk. Dit, terwijl er naast onze eigen ambities een verplichting is op verduurzaming vanuit de verwachte nieuwe wcv.</p> <p>Stel dat het wordt toegestaan om de realisatietermijn te rekken, dan nog: de eerste jaren in de business case zijn de belangrijkste in het terugverdienen van de investering. Dit zorgt voor veel ontwikkelrisico.</p> <p>Je komt pas op de wachtlijst na het betalen van de eerste termijn (de aanbetsaling) van de offerte.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p> <p>We hebben de vraag m.b.t. realisatietermijn meegegeven aan KGG</p>
<p>Mogelijk zijn de volgende posten opgenomen als onderdeel van de componenten genoemd in tabel 2.1, maar vanwege hun kostenverhogende werking toch even nog apart benoemd.</p> <p>HVAC/ Ventilatie (omdat wij natuurlijke koelmiddelen dienen te gebruiken met een door de regeling vereiste minimale COP, dienen er kosten voor het maken en zekerstellen van ex zones in het gebouw.) Project ontwikkeling, Risico (contingency) deze is vrij hoog voor de CAPEX vanwege de interfaces, Risico voor de exploitatie vanwege de onzekere warmtevraag en potentiële fluctuatie in de bron.</p>	<p>Op basis van aanvullende informatie, kan dit verwerkt worden in de berekening van het basisbedrag.</p>
<p>Martpartij maakt zich zorgen, kijkend naar haar warmtepompprojecten in ontwikkeling, dat deze SPF getallen, en dan met name het SPF getal voor middentemperatuur van 3,1, in de Regeling wordt opgenomen.</p> <p>Een COP-eis werkt beperkend bij de keuze van het koudemiddel voor de warmtepomp. Dit geldt voor zowel hogere als middentemperatuur. Voor middentemperatuur energie uit lucht is het verlagen van de COP-eis van 3,0 naar 2,5 of het weglaten van de COP-eis in de SDE++ Regeling belangrijk.</p> <p>Een concreet project: Martpartij wil een SDE++ 2025 subsidie aanvragen</p>	<p>In het advies wordt enkel gerekend met een referentie SPF voor de bepaling van het basisbedrag. Het advies bevat geen eis over de SPF of COP, dit is voor de uitvoering.</p> <p>We hebben het meegegeven aan KGG.</p>

Consultatie	Verwerking
voor een lucht-water-warmtepompproject van 9MWth die 80 graden produceert voor ons warmtenet in Houten (3.700 aansluitingen). We hebben gekozen voor hydrocarbonwarmtepompen, die beter scoren op CAPEX en OPEX dan ammoniak warmtepompen, en daarom een kosten effectievere technologie is. Met hydrocarbon warmtepompen halen we een SCOP van 3,0. Als de SPF van 3,1 in de Regeling komt, kan de SDE++ aanvraag worden afgewezen, wat de verduurzaming van het warmtenet in gevaar brengt.	
Grootschalige warmtepompen voor warmtenetten. Op dit moment is het niet mogelijk om SDE++ te krijgen voor grootschalige warmtepompen die gekoppeld worden aan nieuwbouwwoningen. Veel grootschalige warmtenetten in Nederland zijn echter opgebouwd uit een deel nieuwbouw en een deel bestaande bouw. Voor dit soort projecten zou het mogelijk moeten worden om het deel van de warmtepomp dat gebruikt wordt voor bestaande bouw subsidiabel te maken.	We hebben het meegegeven aan KGG.
De RED (renewable energy directive) wordt geïmplementeerd. Deze RED omvat onder andere (in overweging 7) "moet elke lidstaat als indicatief streefcijfer vaststellen dat tegen 2030 ten minste 5% van de nieuw geïnstalleerde capaciteit voor hernieuwbare energie bestaat uit innovatieve technologie voor hernieuwbare energie". Het verplaatsen van de categorie waterkracht naar de groslijst werkt averechts voor dit doel en is dus niet logisch.	We erkennen de waarde van waterkracht voor de energietransitie. Omdat er echter in de afgelopen drie jaren geen aanvragen voor de betreffende categorieën zijn gedaan, en daarbij dat er geen concrete projecten bij ons bekend zijn die op korte termijn een aanvraag zouden willen doen, worden deze conform de uitgangspunten van KGG toch tijdelijk op de groslijst geplaatst. We verzoeken projecten die voldoende concreet zijn in de marktconsultatie SDE++ in het voorjaar van 2026 aan ons kenbaar te maken. De categorie zal in dat geval weer terug in het advies komen. We willen daarbij opmerken dat het potentieel voor opwekking van elektriciteit uit stroming in rivieren beperkt is, en dat de opwekking uit stroming in de Waddenzee en Noordzee een weliswaar innovatieve technologie is, maar dat deze nog in een vroeg stadium van ontwikkeling is.
Het op de groslijst plaatsen van energie uit waterkracht beperkt realisatie van deze projecten, die op een goed passende wijze (landschappelijke inpassing, netinpassing) lokaal substantieel kunnen bijdragen aan de energietransitie en verduurzaming van Nederland.	Zie het antwoord hierboven.
Het op de groslijst plaatsen van energie uit waterkracht sluit niet aan bij het zoeken naar nieuwe/aanvullende oplossingen voor de nieuwe uitdagingen in de energietransitie.	Zie het antwoord hierboven.

Tabel B2.55
Consultatiereacties restwarmte

Consultatie	Verwerking
De SDE++ beschikking houdt op dit moment onvoldoende rekening met de vollooperperiode van een grote restwarmte-aansluiting waarbij er een warmtenet in de gebouwde omgeving moet worden gerealiseerd. Een dusdanig grote aansluiting zal vaak niet in één keer volledig worden benut. Er zou een mogelijkheid kunnen worden gecreëerd om een ruimere vollooperperiode aan te houden totdat voldoende vraag is gecontracteerd. Op dit moment kan dat nog niet, waardoor er een groot risico ontstaat dat er binnen de vollooperperiode er onvoldoende vraag kan worden gecontracteerd en er zelfs in de eerste jaren onvoldoende vollasturen kan worden behaald.	We hebben de reactie meegegeven aan KGG.
De warmtewet 2.0 (concept) stelt dat restwarmte om niet moet worden geleverd. De SDE++ rekent met een standaard rendement voor alle categorieën Inc. restwarmte. Het is aan te raden om synchronisatie tussen WcW en SDE++ op dit onderwerp in de gaten te houden en dit ook helder te communiceren.	We hebben de reactie meegegeven aan KGG.
(Zonder WP): Uitkoppelingskosten is met 260,- te laag; de kosten voor uitkoppeling en pijpleiding zijn sterk gestegen. De basisbedragen zijn nog steeds te laag.	Voor kennisgeving aangenomen.
(Met WP): Investeringskosten in de praktijk veel hoger. Uitkoppelingskosten volstaan, maar alleen als de WPC dichtbij datacenter staat.	Voor kennisgeving aangenomen
"Voor hernieuwbare warmte wordt een aparte correctie (aanvullend op correctiebedrag voor de marktwaarde) bepaald voor bedrijven die onder het ETS-vallen." Hoe worden AEC's hierbij beoordeeld?	Alle restwarmte wordt in het advies gecorrigeerd voor ETS, hierbij gaan we uit van een referentie. Deze waarde wordt gebruikt voor de subsidie-intensiteit. Projecten die een beschikking aanvragen zullen gecorrigeerd worden aan de hand van hun daadwerkelijke ETS-voordeel.
Staat restwarmte uitkoppeling hoog op het wenselijkste om te stimuleren? Wat zijn daarbij de afwegingen, en wordt daarbij ook gekeken naar netcongestie? Restwarmte gaat vaak gepaard met bedrijven die grote stroomafnemers zijn en dus congestie in stand houden of bij nieuwe industrieën zelfs verergeren.	Voor kennisgeving aangenomen
Op pagina 44 wordt de benutting van restwarmte besproken. Een voorbeeld: restwarmte in de vorm van stoom uit de Afval verbanding die geleverd kan worden aan industrie ter vervanging van aardgasgestookte stoomketels. De SDE++-categorie voor restwarmte maakt een dergelijk project in principe mogelijk, maar de notitie geeft aan dat kosten voor warmtedistributie-infrastructuur niet in de basisbedragen zijn opgenomen. Dit betekent dat cruciale investeringen in de stoomleiding moeilijk	De SDE++ kan al gecombineerd worden met andere subsidies, zoals de WIS. Zo kan in principe ook het warmtenet zelf subsidie krijgen.

Consultatie	Verwerking
<p>terug te verdienen zijn, waardoor het project financieel onrendabel dreigt te worden. Daarom een verzoek om hier verbetering in aan te brengen: combineer SDE++ met gerichte infrastructuursubsidies of neem (deels) netwerkcosten mee voor zulke grootschalige industriële restwarmteprojecten die significant bijdragen aan CO₂-reductie.</p>	
<p>Investeringskosten categorie restwarmte met HT warmtepomp (0).</p> <p>Wij zijn positief over het feit dat er een nieuwe categorie is doorgerekend voor restwarmte met een HT warmtepomp: zo'n categorie is cruciaal voor de verduurzaming van bestaande warmtenetten, die vanwege de stooklijn in de transportnetten geen andere optie hebben. Zoals wij al jaren bepleiten, liggen de kosten voor projecten met een HT warmtepomp significant hoger dan de bestaande categorie, waardoor wij met onze projecten niet uit kunnen met SDE. Wij zijn daarom blij dat PBL het grote kostenverschil nu heeft doorgerekend en onderschrijft. Wel maken we ons grote zorgen over het signaal dat KGG deze categorie niet open zal stellen in 2025. Als er een nieuwe generieke warmtepomp categorie komt 2026, benadrukken wij nogmaals het belang van een HT warmtepomp variant in deze categorie.</p>	<p>We onderschrijven het verschil in kosten die geassocieerd zijn met het leveren van warmte aan een hoge-temperatuur net t.o.v. een midden-temperatuur net. Reactie meegegeven aan KGG</p>
<p>Investeringskosten categorie restwarmte met HT warmtepomp (1):</p> <p>Veiligheidsmaatregelen. Bij de kosten voor de HT-warmtepomp moet worden opgemerkt dat (iso)butaan het enige natuurlijke koudemiddel is dat naar hoge temperaturen kan, waardoor er significante meerkosten zijn voor ATEX maatregelen (explosieveiligheid) die niet zijn inbegrepen in de offerteprijs voor de warmtepomp zelf. Volgens onze laatste inschatting zijn de meerkosten ca. 150-200 €/kW, veel meer dus dan +11% van de investeringkosten van de warmtepomp (= 83 €/kW) die nu is aangenomen.</p>	<p>De verhoging van 11% in het SDE++-eindadvies is specifiek van toepassing op de middentemperatuur warmtepompen. Hoge-temperatuur warmtepompen zijn vorig jaar voor het eerst geadviseerd dus er is geen sprake van een kostenstijging. We nemen de meerkosten omtrent ATEX maatregelen voor kennisgeving aan.</p>
<p>Investeringskosten categorie restwarmte met HT warmtepomp (2): Leidingkosten.</p> <p>De categorie met lengte-vermogensverhouding (l/v) van 0,0 - 0,1 neemt nu 250m leidingtracé mee, dit komt overeen met een l/v van 0,01. Dit is niet realistisch, zeker aangezien er voor dit soort grote projecten veel ruimte nodig is voor het warmtepompgebouw en er dus niet veel keuzemogelijkheden zijn voor een locatie zo dichtbij het warmtenet. Wij raden aan om het midden van de range aan te houden, d.w.z. een l/v van 0,05 met leidingtracé van 1250 m. De gebruikte kostenkennallen per meter kunnen wij ons wel goed in vinden, als het gaat om tracés langer dan 1km. Voor kortere tracés worden de kosten per meter significant hoger.</p>	<p>Hier zal in meer detail naar gekeken worden bij het SDE++-eindadvies 2027. Zie ook hoofdstuk 11 in dit advies.</p>
<p>Investeringskosten categorie restwarmte met HT warmtepomp (3): Overig.</p> <p>Onze kosteninschatting voor de kostenpost overig ligt met 694 €/kW ruim 3 keer hoger dan in het eindadvies (220 €/kW). Wij nemen een post onvoorzien van 23% aan in verband met het lagere TRL niveau van HT warmtepompen met natuurlijke koudemiddelen (dit zijn specials die nog niet standaard op de markt worden aangeboden) en de grote kosten spreiding tussen verschillende leveranciers. Zelfs met een post onvoorzien van 10% liggen de kosten nog 2 keer hoger. De projectmanagementkosten zijn gebaseerd op de inbegrote uren om het project te ontwikkelen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Minimale COP-eis voor HT warmtepompen.</p> <p>Zoals jullie ook concluderen is het voor HT warmtepompen vaak niet mogelijk om een minimale COP van 3,0 te halen, afhankelijk van de beschikbare brontemperatuur. Voor datacenter restwarmteprojecten die primair gebruik maken van luchtkoeling halen we dat vaak niet. Wij verzoeken PBL daarom om KGG te adviseren de minimale COP-eis voor HT warmtepompen los te laten, of te verlagen naar minimaal 2,5. Wij benadrukken dat wij zelf in onze projecten uiteraard al sturen op een zo hoog mogelijke COP, omdat dit grote invloed heeft op de operationele kosten.</p>	<p>Wij hanteren een referentie-COP voor onze berekeningen. Deze waarde adviseren wij niet als COP-eis. We geven dit punt mee aan KGG.</p>
<p>Kosten voor E-aansluiting.</p> <p>In het eindadvies wordt ervan uitgegaan dat er geen kosten zijn voor een nieuwe elektriciteitsaansluiting, omdat er nog voldoende elektrisch vermogen beschikbaar is op een bestaande aansluiting. In de praktijk zien wij dat dit nooit het geval is. Vanwege netcongestie is een elektriciteitsaansluiting met beschikbaar vermogen een schaars goed. Bestaande datacenters benutten in de meeste gevallen al hun volledige aansluiting, of hebben in andere gevallen groeiplannen om die zelf volledig te benutten. Hier verdienen zij immers geld mee, en dat geven ze niet zomaar weg. Voor nieuwe datacenters moeten wij vanzelfsprekend ook betalen voor een eigen aansluiting. Wij willen verzoeken PBL om de</p>	<p>We herkennen dit beeld, en gaan in dit advies er niet langer vanuit dat gebruik gemaakt kan maken van de elektriciteitsaansluiting van het datacenter. Additionele kosten zijn meegenomen voor de nieuwe aansluiting.</p>

Consultatie	Verwerking
kosten voor een elektriciteitsaansluiting in 2026 mee te nemen, zowel voor de bestaande categorie met warmtepomp als voor de nieuwe categorie met HT warmtepomp.	
<p>Gebouw toevoegen bij kosten uitkoppeling.</p> <p>In de categorieën "restwarmtebenutting met warmtepomp" wordt nu aangenomen dat de warmtepomp in een bestaand gebouw bijgevoegd kan worden. Dit zal in de praktijk vrijwel nooit het geval zijn. Het ruimtegebruik van een warmtepomp met toebehoren komt meestal uit op ongeveer 50 m²/MW. Voor een referentieproject van 8 MW gaat het dus om 400 m², ofwel ca 20x20 m. In de praktijk zal er nooit ruimte van dit formaat zomaar "over" zijn in een bestaand gebouw, zeker niet in de gebouwde omgeving met hoge grondprijzen. Bovendien introduceert het gebruik van natuurlijke koudemiddelen zoals ammoniak en butaan grote veiligheidsrisico's op, die wil je niet inpassen in een gebouw waarin mensen verblijven. Wij vragen daarom om ook voor deze categorieën een warmtepompgebouw toe te voegen, net zoals voor de categorieën met HT-warmtepomp. Voor de kosten voor een warmtepompgebouw verwijzen wij naar onze consultatiereactie van vorig jaar, waarin wij verschillende offertes hebben gedeeld. De kostprijs ligt in alle gevallen op ca. 4500-5000 €/m², omgerekend ongeveer 225 €/kWth.</p>	Kosten voor bouwkundige voorzieningen worden meegenomen in de uitkoppelingskosten van de categorie.
<p>Verminderen aantal categorieën.</p> <p>Wij zijn ons bewust van de wens van KGG om het aantal categorieën in de SDE++ te beperken, en dat dit mogelijk de oorzaak zou zijn voor het niet openstellen van nieuwe categorieën met een HT-warmtepomp. In de praktijk zien wij dat we geen gebruikmaken van de categorieën met een lengte-vermogensverhouding boven de 0,2. De enige reden om restwarmteprojecten verder weg te overwegen is als daar zeer grote vermogens beschikbaar zijn, waardoor je alsnog op een lagere lengte-vermogensverhouding uitkomt. Lange leidingen aanleggen voor kleine vermogens is naar ons idee niet doelmatig. Wat ons betreft zou dus met minder categorieën kunnen worden volstaan voor de lengte-vermogensverhouding, en daarmee ontstaat ruimte voor nieuwe categorieën met een HT warmtepomp.</p>	Hier zal in meer detail naar gekeken worden bij het SDE++-eindadvies 2027. Zie ook hoofdstuk 11 in dit advies.
<p>Verskil investeringskosten aquathermie en restwarmte met warmtepomp.</p> <p>Uit onze ervaring blijkt dat de investeringskosten voor grootschalige aquathermie (TEA) en restwarmte uit datacenters in de praktijk redelijk dicht bij elkaar liggen (rond de 2200 €/kW). Terwijl de investeringskosten in het eindadvies ver uit elkaar liggen met 1359 €/kW (voor grootschalige aquathermie), 750 €/kW (voor restwarmte met conventionele warmtepomp, l/v 0,0-0,1) en 1427 €/kW (voor restwarmte met HT-warmtepomp, l/v 0,0-0,1). Zonder de kosten voor de warmtepomp komt dit neer op respectievelijk ~1000 €/kW, ~390 €/kW en ~680 €/kW. Wij kunnen niet beoordelen waar dit verschil in zit omdat de investeringskosten voor aquathermie niet worden uitgesplitst. In ieder geval liggen de geraamde investeringskosten voor restwarmte met een conventionele warmtepomp veel te laag. Dit zit waarschijnlijk met name in de kosten voor de uitkoppeling, omdat er geen warmtepompgebouw wordt meegenomen (+225 €/kW). Daarnaast wordt er met veel te weinig tracélengte gerekend, namelijk maar 80 m (slecht 10% van de l/v range van 0,0-0,1). In de praktijk zitten wij vaak rond het middelpunt van de range (+88 €/kW). Bovendien moeten wij in alle gevallen een nieuwe elektriciteitsaansluiting realiseren inclusief bijbehorende elektrotechnische voorzieningen, net als bij aquathermie. De kosten hiervoor verschillen per locatie, maar de totale kosten hiervoor voor ons 25 MW datacenter project ramen wij op 3,2 mln € (+129 €/kW). Wij verwijzen naar onze consultatiereactie van vorig jaar voor een onderbouwing van al deze kosten. Hiermee onderschrijven wij dat het mogelijk zou moeten zijn om de categorieën voor aquathermie en restwarmte met warmtepomp samen te voegen tot generieke categorieën.</p>	Voor kennisgeving aangenomen. Inconsistenties tussen warmtecategorieën zullen in het SDE++ eindadvies 2027 in meer detail doorgelicht worden. Zie ook hoofdstuk 11 in dit advies.
<p>Inflatiecorrectie voor periode na SDE++ aanvraag en FID.</p> <p>Tussen de SDE++ aanvraag en het aangaan van betalingsverplichtingen zit typisch een periode van 2 jaar. Bij de aquathermie categorieën wordt hier nu expliciet rekening mee gehouden (pagina), maar voor de restwarmte categorieën zien we dit nergens terug. Kunnen jullie de inflatiecorrectie ook verwerken in de andere categorieën?</p>	We passen dit jaar een inflatiecorrectie toe tot twee jaar na publicatie van het SDE++-eindadvies.

Tabel B2.66
Consultatiereacties biomassaverbranding en -vergassing

Consultatie	Verwerking
De door PBL gehanteerde parameter waarden voor Capex, vaste en variabele O&M (OPEX) wijken af van de waarden van de indiener, waardoor de business case niet uit kan. Er zal een gedetailleerde bijlage ter beschikking gesteld worden naar/in het consultatiegesprek.	Dank voor de informatie. Voor kennisgeving aangenomen, en eventueel verstrekte informatie wordt geëvalueerd en waar passend meegenomen.
Vanwege de achterstand bij het indienen van vergunningen en de momenteel ervaren vertragingen zouden de vergunningseisen moeten worden beperkt tot uitsluitend een aanvraag voor een milieuvergunning.	Deze hebben we meegegeven aan KGG
<p>Het belangrijkste doel van het Klimaatakkoord is de CO₂-uitstoot in 2030 met 49% verminderen vergeleken met 1990. Voor groen gas is in dit Klimaatakkoord een doelstelling van 2 miljard kubieke meter (2bcm) groen gas opgenomen. Om deze doelstelling te kunnen realiseren is het noodzakelijk dat er voldoende financiële steun beschikbaar is en blijft voor groen gas invoeders. Het is hiervoor belangrijk om alle invoeders de ondersteuning te bieden die nodig is om tot een rendabele business case te komen. Naast de publieke middelen vanuit de SDE, leidt een toename van de groen gas invoeding ook tot investeringen in het gasnet. Deze investeringen worden door de netbeheerders gedaan en als efficiënte kosten verwerkt in de tarieven voor alle gasnetgebruikers.</p> <p>In dat licht is het goed te beseffen dat vanuit het perspectief van het gassysteem relatief efficiënter is om – in geval van aansluiting op een gasnet van de regionale netbeheerders – groen gas invoeders op een hogere druk aan te sluiten, dan op midden of lage druk. En aangezien de netinvesteringen worden verwerkt in de tarieven voor de gasnetgebruikers, dat dit ook een maatschappelijk effect heeft dat betrokken zou kunnen worden in de SDE subsidie systematiek.</p> <p>Bij aansluiting op hoge druk distributienetten (1-8 bar) bereikt het groen gas een relatief groot afzetgebied omdat dit net een grote reikwijdte heeft in vergelijking met lagedruk distributienetten (≤200 mbar), welke voornamelijk een wijkfunctie hebben. Het aansluiten van nieuwe groen gas invoeders op lagedruk distributienetten is onwenselijk vanwege de beperkte toekomstbestendigheid van dergelijke aansluitingen. Dit wordt met name veroorzaakt doordat:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De gasvraag lokaal sterk kan dalen als gevolg van de warmtetransitie, wat kan leiden tot een lokaal overschot aan groen gas. • Er op lagedruk distributienetten weinig tot geen mogelijkheden zijn om de afzet te vergroten in geval van groen gas overschotten. • Het desbetreffende lagedruk distributienet als gevolg van gemeentelijk beleid in het kader van de warmtetransitie overbodig is geworden (aardgasvrije wijk), maar niet verwijderd kan worden omdat er een invoeder aanwezig is. <p>Met het bieden van een aansluiting op het hogedruk distributienet is het mogelijk een toekomstbestendige aansluiting te realiseren tegen de laagste maatschappelijke kosten en met haalbare aansluitkosten voor de producent.</p> <p>Om deze reden is het uitgangspunt voor de regionale netbeheerders om groen gas invoeders op een zo hoog mogelijke druk aan te sluiten. Dat is toekomstvaster vanwege het dalende gasverbruik, toekomstige uitbreidingen van de invoeder, en andere groei van groen gas in hetzelfde netgebied.</p> <p>Op dit moment werken de gezamenlijke netbeheerders aan een gezamenlijk beleidskader aansluitkader groen gas invoeders, waarin bovenstaand uitgangspunt de basis voor vormt.</p>	<p>Wij onderschrijven deze analyse. Indien het zo blijkt dat het merendeel van de projecten invoeden op het hogedruk gasnet kunnen we de meerkosten voor verdichting van het gas (aanvullende CAPEX voor grotere compressor en aanvullend elektriciteitsverbruik voor het aandrijven van de compressor in de OPEX) meenemen. Eventuele aanpassingskosten voor het net, en eventuele OPEX voor transport valt buiten het bereik van de SDE++ regeling.</p>
Aangezien er op dit moment bij de toepassing van vergassingstechnologie alleen gefocust wordt op groen gas, begrijpen wij dat er geen advies wordt gegeven over de vergassing van biomassa voor waterstof. Echter een sterk voordeel van vergassing is dat met minimale aanpassing van de technologie, er ook efficiënt waterstof kan worden geproduceerd uit biomassa. Daarom is het niet ondenkbaar dat er in de (nabije) toekomst ook naar vergassing van biomassa zal worden gekeken voor de productie van waterstof.	Van KGG hebben we het uitgangspunt gekregen om niet te adviseren over een specifieke categorie voor waterstof uit biomassa. Het is wel mogelijk om subsidie te krijgen over de waterstoffractie bij syngas productie door in te dienen onder de categorie waterstof uit biomassa.
Wij zijn tevreden met een subsidietermijn van 15 jaar voor vergassing. Echter horen wij van andere marktpartijen dat het hun wens is dat de subsidietermijn wordt opgehoogd naar 17 jaar.	We houden standaard 15 jaar aan als subsidietermijn tenzij er belangrijke categorie-specifieke redenen zijn om hiervan af te wijken. Vooral nog horen we uit de markt dat 15 jaar passend is. Dit strookt ook met de te verwachten minimale technische levensduur.
De prijszetting van €77 per ton voor houtsnippers en €240 per ton voor houtpellets is onduidelijk en lijkt aan de lage kant	Gestandaardiseerde internationaal verhandelde houtsnippers laten inderdaad hogere prijzen zien. Echter wij gaan uit van houtsnippers die voortkomen uit de directe nabijheid van de installatie. Voor houtpellets

Consultatie	Verwerking
	volgen we internationale marktontwikkelingen en hebben daarom in lijn hiermee de prijs aangepast.
Het project overweegt een mix 75%/25% wood chips en A hout; wordt dit binnen de subsidieregeling geaccepteerd of wat zijn precies de criteria?	PBL rekent met houtsnippers uit resthout. Voor precieze uitwerking adviseert PBL om kennis te nemen van de regeling.
Gezien de aanhoudende onrust in de markt en het feit dat het nog onduidelijk is hoe de nieuwe Amerikaanse tarieven de kosten voor diensten en goederen zullen beïnvloeden. Bestaat er nu een kans dat er zonder inflatiecorrectie een te lage vergoeding wordt gehanteerd. Het lijkt ons juist reëel dat de inflatie hierdoor juist weer hoger zal uitvallen. Daarnaast hebben nieuwe businesscases geen profijt gehad aan het feit dat de inflatiecorrectie vorig jaar te hoog was.	We zullen dit jaar een inflatiecorrectie toepassen op basis van de DNB prognose.
Voor vloeibaar biomassa moet niet alleen naar dierlijk vet worden gekeken maar ook naar andere vloeibare rest stromen waar eventueel aantrekkelijke poortfees voor betaald worden (zoals rioolslib)	Dierlijk vet is de referentie, die gezien kan worden als een generiek gemiddelde voor diverse vloeibare biomassasoorten. Laagwaardige biomassasoorten kennen een veel complexere installatie voor verwerking. Binnen het advies wordt daar geen rekening mee gehouden. Daarmee is het risico op overstimulering zeer klein.
Hoewel wij alle vormen van feedstocks waarderen moeten wij altijd kritisch zijn dat er nog steeds hoogwaardige toepassing kunnen zijn dan vergassing/vergisten. Vers hout (chips) afkomstig uit bossen, landschappen en plantsoenen kunnen nog een hoogwaardiger toepassing hebben (bijvoorbeeld in de maak industrie).	We houden rekening met de cascadering van biomassa in het bepalen van een referentiebrandstof. Tevens zijn de huidige marktprijzen (en de prijsstelling in ons advies) naar verwachting beperkt kostendekkend. Bij verdere valorisatie zullen deze biomassasoorten dan ook economisch niet meer toegankelijk zijn voor energieprojecten.
Wij zien dat de vraag naar B-hout toe neemt. En zijn van mening dat de prijs voor B-hout hoger ligt dan €0. B-hout heeft ook andere toepassingen dan het verwarmen van ketels. B-hout kan ook als feedstock gebruikt worden voor vergassing	We zijn ons ervan bewust dat de B-hout prijs varieert en tegenwoordig meestal hoger is dan 0 Euro per ton. Om prijs ophogende effecten te voorkomen, houdt PBL toch vast aan de normering op 0 Euro per ton.
Wij zijn van mening dat de categorie vloeibaar biomassa niet alleen moet kijken naar oliën en vetten maar ook uitgebreid moet worden met emulsies en vloeibare mengsels. Hiermee kunnen we de scope van vloeibare biomassa verbreden zodat er ook meer duidelijkheid kan komen voor andere vormen van vloeibare biomassa zoals rioolslib. Dit kan ook voor meer verheldering zorgen met betrekking tot accijns.	Dierlijk vet is de referentie, die gezien kan worden als een generiek gemiddelde voor diverse vloeibare biomassasoorten.
Wij vinden een poortfee van 104,23 €/ton voor huishoudelijk afval in tabel 8.3 aan de hoge kant. Wij denken dat deze prijs in de praktijk veel lager ligt. Wij snappen ook niet dat afvalstoffenbelasting wordt opgeteld bij de poortfee. Wanneer huishoudelijk afval via vergassing wordt verwerkt dan ontvang je toch alleen het deel van verwerking en marge.	Bij de poortfee wordt ook rekening gehouden met de afvalstoffenbelasting. Dit is passend omdat een afvalverbrandingsinstallatie deze belasting moet betalen en derhalve deze belasting ook in de gate fee zit. Immers, de afvalstoffenbelasting geldt voor storten en verbranden van afval. Daarbij zet de afvalverbrandingsinstallatie de prijs van de gate fee (dus inclusief belasting) en is dit ook de prijs waarmee gerekend moet worden voor de vergassingsinstallatie.
7500 vollasturen komt overeen met de vollasturen die wij in de praktijk zien. Deze zijn realistischer dan de 8000 vollasturen die in het verleden werden gehanteerd.	Voor kennisgeving aangenomen. We zien daarmee ook geen reden om dit getal aan te passen.
Wij waarderen dat het advies over de productie van groen gas uit afval uitgebreider is dan vorig jaar	Voor kennisgeving aangenomen.
De geschatte vaste O&M kosten en variabele kosten volgens PBL zijn aanzienlijk lager dan onze schatting. Naar/in het consultatiegesprek zal een uitgebreide onderbouwing worden gedeeld.	Eventuele aanvullende gegevens zullen beoordeeld worden en waar van toepassing meegenomen in onze berekeningen.
De geschatte investeringskosten per kW zijn volgens PBL aanzienlijk lager dan onze schatting o.b.v. indicatieve offertes, nog afgezien van wat meegenomen moet worden voor de bestaande installatie. Naar/in het consultatiegesprek zal een uitgebreide onderbouwing worden gedeeld.	Eventuele aanvullende gegevens zullen beoordeeld worden en waar van toepassing meegenomen in onze berekeningen.
Klopt het dat alleen de stoom productie van subsidiabel is voor een levensduurverlenging?	Daarvoor verwijst PBL naar de regeling.
Hoe wordt het subsidiabele volume bij een verlengde levensduur berekend?	Daarvoor verwijst PBL naar de regeling. Net als bij categorieën voor nieuwe installaties, is de productie subsidiabel. Het basisbedrag wordt bepaald op basis van deze productie.
Is het mogelijk om deze categorie aan te vragen indien de installatie op B-hout draait. Als dit mogelijk is, wat zou de basis worden in het geval van een verlengde levensduur. Tabel 8.14 laat zien dat PBL momenteel rekent met een basisbedrag van 0,0457 (referentie brandstof is snoeien dunningshout). Echter, de geraamde biomassa kosten zijn bij B-hout een stuk lager vergeleken met snoei- en dunningshout. Zou het basis bedrag dan ook lager worden in het geval van een installatie op B-hout?	Daarvoor verwijst PBL naar de regeling.
Graag even bespreken wat hier concreet bedoeld wordt: "De waarde van Garanties van Oorsprong (GvO) en Hernieuwbare-Brandstof-Eenheden (HBE)2 wordt meegenomen in de rangschikking. De ETS-correctie wordt meegenomen in de rangschikking als deze voor de meeste projecten in de categorie van toepassing is."	Bij de berekening van de marktinkomsten van het project wordt ook rekening gehouden met inkomsten uit GvO's, ETS en HBE's. Dit wordt verwerkt in het correctiebedrag.
Situatie project strookt niet geheel met deze randvoorwaarde: "Er wordt in het algemeen uitgegaan van nieuwe installaties. Bestaande installaties komen niet in aanmerking voor subsidie. Hierop zijn enkele uitzonderingen van toepassing, die worden genoemd bij de specifieke uitgangspunten voor de betreffende technieken." Hoe gaat dit in zijn werk bij een beperkte bestaande installatie?	Dit behelst de uitgangspunten die we van KGG meegekregen hebben. Voor biomassaverbranding en -vergassing hebben we het volgende aanvullende uitgangspunt meegekregen: <i>De kenmerken van verlengde-levensduurprojecten worden gebaseerd op de projecten die daadwerkelijk in bedrijf zijn genomen, rekening houdende met de huidige uitgangspunten, en die in 2026 een aanvraag voor verlengde levensduur zouden kunnen indienen, uitgaande van zo'n aanvraag drie jaar voor aflopen van de SDE+-beschikking.</i>

Consultatie	Verwerking
	Dit betekent dat we in ons advies levensduurverlengingscategorieën opgenomen hebben die betrekking hebben op bestaande installaties, die komende jaren uit de subsidie lopen, naar verwachting subsidie nodig hebben, en voldoen aan de algemene en techniek-specifieke uitgangspunten die we van KGG meegekregen hebben.
Graag dit punt even bespreken: "Houd rekening met veranderingen in het ETS die effect hebben op de onrendabele top."	We houden rekening met veranderingen in wet- en regelgeving. Veranderingen in ETS-regels, zoals bijvoorbeeld het in werking treden van ETS-2, nemen we mee in de berekening van de onrendabele top via de ETS-correctie.
Graag nader bespreken hoe hier invulling aan wordt gegeven: "Ook mogelijke effecten van bijmengverplichtingen voor bijvoorbeeld groen gas in de gebouwde omgeving of waterstof in de industrie zouden in de toekomst in de correcties verwerkt moeten kunnen worden voor beschikkingen die al voor de SDE++ 2025 worden afgegeven. Dit creëert synergie tussen de SDE++-regeling en toekomstige verplichtingen. Noodzakelijke randvoorwaarde is evenwel dat ontwikkelaars voldoende duidelijkheid hebben over de toekomstige afrotingen, dat het niet wezenlijk extra onzekerheid creëert voor de businesscase."	Voor kennisgeving aangenomen.
Wij zouden graag iets meer duidelijkheid willen hebben hoe de emissiefactoren tot stand komen. Wij konden geen bronvermelding vinden uit welk RVO overzicht deze genomen zijn. Bij een emissiefactor zouden wij bij groen gas denken aan de vermeden CO2 ten opzichte van aardgas (ongeveer 1,8KG vermeden CO2 per kuub groen gas). Wij willen daarom graag iets meer weten over de berekening van deze emissiefactoren aangezien we een enorm verschil zien tussen: Groen gas uit biomassa, Hernieuwbaar gas uit monomestvergisting en Bio-LNG uit monomestvergisting. Bio-LNG uit monomestvergisting krijgt door de emissiefactor bijvoorbeeld een subsidie-intensiteit van 5. Dit lijkt ons aan de hoge kant.	Bij het bepalen van de vermeden emissies wordt gekeken naar twee factoren. De primaire factor is de vermeden emissies van de installatie die de SDE-installatie vervangt. Hier zit het voornaamste verschil, bij groengas worden de emissies van fossiel aardgas vervangen, terwijl bij bio-LNG de emissies van LNG vervangen worden. Hiernaast wordt er ook nog rekening gehouden met de procesemissies van de SDE-installatie.
De verwachte inflatie 2% is aan de lage kant gezien het huidige beeld en dat werkt cumulatief door en zou moeten worden meegenomen. Naar/in het consultatiegesprek zal dit meer worden onderbouwd.	2% bedraagt de langetermijninflatie en is niet technologiespecifiek (zie financieringsparameters). Voor de technologiespecifieke kortetermijninflatie gaan we uit van de DNB-HICP-kerninflatie prognose zoals gepresenteerd in de DNB-voorjaarsraming.
"Vanwege de hogere kostprijs wordt gevraagd geen advies uit te brengen voor een aparte categorie voor pyrolyseolie." Geldt dit zowel voor olie uit kunststofafval als voor biomassa?	Dat is correct.
Vergassing biomassa voor waterstof. Hoe is deze vraag op r414 te rijmen met het uitgangspunt op pagina 9 waar wordt aangegeven dat >1 project moet worden uitgevoerd?	We adviseren categorieën dusdanig dat het aannemelijk is dat er meer dan één project voor in aanmerking komt. Hoeveel projecten uiteindelijk binnen een categorie aan zullen vragen ligt buiten de reikwijdte van dit advies.
Ons voorstel zou zijn dat in een verlengde levensduur SDE++ gestuurd wordt op een bijstookpercentage van niet houtige biomassa, zodat de BEC markt minder B-hout aantrekt wat dan binnen bereik komt van spaanplaat industrie e.d.	Dit is meegegeven aan KGG.
Bij beoordeling van (concept)leveringscontracten pellets letten op certificering. Hierbij zijn toch geen andere criteria nodig dan voor REDIII?	We houden rekening met kosten voor certificering in de prijsstelling van houtpellets.
Wat als de warmte boven de 100 °C wordt geleverd en deels wordt ingezet voor de industrie en deels voor de gebouwde omgeving (in HT-warmtenet).	PBL maakt hier in haar berekening geen onderscheid in. We adviseren de regeling te raadplegen.
BEC voortzetten? Het is afhankelijk van de omstandigheden energiemarkt, CO2afvang en waarde CDR/negatieve emissies. Als deze wijzigen wordt het zeer uitdagend. SDE++-subsidie is nodig om risico's te kunnen afdekken.	PBL brengt dit jaar advies uit over levensduurverlenging van BEC's.
Wij hebben vorig jaar informatie gedeeld over SRF of RDF prijzen	Dank voor de informatie. We oordelen dat de prijsstelling en samenstelling van SRF/RDF nog niet doorzichtig genoeg zijn om dit als referentiebrandstof aan te houden. We houden daarom vast aan huishoudelijk restafval als brandstof voor de categorie waterstof uit afval, die voor de doorrekening passend is. In de referentie wordt aangehouden dat het huishoudelijk afval wordt verwerkt tot SRF/RDF.
Productie van hernieuwbaar gas uit afval Wij merken uit de markt een interesse in specifieke afvalstromen om hieruit waterstof te produceren. Dit is een begrijpelijke ontwikkeling in de huidige waterstof hype. Wij zien voor afvalverwerking echter voornamelijk een opgave om de koolstof kringloop te sluiten. Het onttrekken van waterstof uit afval leidt ofwel tot veel CO2 vorming, ofwel tot puur C vorming. Het eerste leidt niet tot een wezenlijke verbetering van de huidige afvalverbranding. En het toepassen van koolstof als bodemverbeteraar (een veelgenoemde oplossing) sluit niet aan bij het decenniala gehanteerde bodembeschermingsbeleid in Nederland en kwalificeren wij dan ook als een sprookje. Om weg te komen van afvalverbranding – en dus koolstof recycling – zien we een combinatie van preventie, hergebruik en recycling voor zich. Bij dat laatste zou het helpen indien vervuilde kunststofstromen verwerkt worden in de chemische industrie tot syngas als feedstock voor Fischer Tropsch. De vereiste kennis daartoe zien wij niet in de	Voor kennisgeving aangenomen.

Consultatie	Verwerking
afvalbranche. Het opwerken van afvalstromen tot de specs die de chemische industrie voorschrijft, past wel prima in de expertise van afvalbedrijven en zou in aanmerking moeten komen voor SDE subsidie. Vaak gaat een businesscase voor afvalvergassing nu mank doordat men afvalgatefee hanteert voor opgewerkte feedstock met dusdanige criteria voor stukgrootte en asgehalte dat dit zeer veel voorbereiding vergt en dus kosten.	

Tabel B2.77
Consultatiereacties biomassa-vergisting en compostering

Consultatie	Verwerking
<p>Een efficiënte inrichting van het groen gassysteem vraagt daarnaast om een focus op (middel)grote productie-installaties en geclusterde kleine producenten. Het verwachte aantal nieuwe kleine producenten (tot 40m³/h) varieert van slechts tientallen tot bijna 400 tussen verschillende scenario's voor de ontwikkeling van groen gas productie in Nederland (CE Delft, 2024). Echter, zelfs in het meest extreme scenario van bijna 400 kleine groen gas producenten levert dit een geschatte totale jaarproductie van minder dan 0,1 bcm op. Ter vergelijking, om eenzelfde hoeveelheid groen gas te produceren als 1 middelgrote installatie zijn al snel 10-20 kleinschalige monomestvergisters nodig. Vanuit uiteenlopende perspectieven zijn er duidelijke schaalvoordelen die pleiten voor een focus op de ontwikkeling van grotere productie-installaties:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Economische schaalvoordelen voor de producent, bijvoorbeeld zichtbaar in de huidige Europese trend naar de ontwikkeling van vooral grotere nieuwe installaties. • Een grotere productieomvang biedt meer mogelijkheden om te investeren in de verwaarding van reststromen (stikstof strippen, vloeibare biogene CO₂). Dit is gunstig voor zowel het verdienmodel als voor het milieu als het klimaat. • Economische schaalvoordelen voor de netbeheerder. Kleinschalige groen gas invoeding brengt relatief gezien hogere investeringen met zich mee dan meer grootschalige invoeders. 	Voor kennisgeving aangenomen.
<p>Verruimen categorie Monomestvergisting. Groen gas <110 kW naar < 150 kW</p> <p>Op pagina 132 en 133 van het Eindadvies SDE++ 2025 onderschrijft u het belang van de groep melkveehouders met 100-200 melkkoeien. Bij de gehanteerde kentallen van 25 ton mest per melkkoe en een conversie van 27 Nm³ biogas per ton mest kom je bij een bedrijfstijd van 8000 uren uit op een bovengrens van 110 kW bij 200 koeien, oftewel 880 MWh per jaar.</p> <p>Voor boeren met 200-273 koeien is om meerderlei redenen standalone groen gas productie of aansluiting bij een biogashub niet mogelijk. Echter bij de gehanteerde bovengrens van 110 kW is het basisbedrag voor 110-275 kW niet toereikend voor de productieketen van boer tot groen-gas upgrade.</p> <p>Daarnaast vernemen wij van sommige efficiënte boeren betere productiekentallen, bijvoorbeeld wegens uurontmesting. Bijkomende maatschappelijk voordeel is de hogere emissiereductie. Daardoor zou het plafond van 110 kW reeds bij 150 koeien wordt bereikt. Het zou zonde zijn als een boer met 200 koeien de opbrengst van 50 koeien (25%) niet kan laten meetellen. Overgang naar de grotere categorie betekent dan minder totaalopbrengst voor meer gas!</p> <p>De SDE++ hernieuwbaar gas was en blijft zeker tot ingang van de Bijmengverplichting Groen gas essentieel voor de opstart van nieuwe Groen gas projecten.</p> <p>Die opstart is hard nodig wegens de grote Nederlandse Groen gas opgave. Volgens ons sluit een bovengrens voor van 150 kW, oftewel 1200 MWh per jaar, beter aan bij het ontsluiten van het grootste Groen gas potentieel!</p>	<p>Het grootste deel van de melkveehouderijen hebben minder dan 200 koeien. Een verhoging naar 150kW zou bijna de gehele agrarische sector in de kleinste vermogenscategorie plaatsen. Om een effectieve kostenstafel te behouden blijft de grens op 110kW. Boerderijen met meer dan 200 koeien kunnen SDE++ subsidie aanvragen onder de 110kW tot 275kW categorie.</p>
<p>Is de gekozen kW schaalgrootte (avg 200 koeien) ook representatief voor varkens- en kippenmest, of is er dan normaal gesproken meer mest per locatie?</p>	<p>De schaalgrootte is gebaseerd op een installatie op koeienmest aangezien dit het overgrote deel van de mestmarkt beslaat. Vergisting Installaties op basis van andere mestsoorten kunnen ook indienen in hun corresponderende vermogenscategorie. Daarbij ligt bijvoorbeeld de varkenshouderij met een klein aandeel van kleinere schaalgrootte. Bij kippenmest is centrale verwerking momenteel gangbaar.</p>
<p>In het onrendabele top model(pbl-2025-Onrendabele-top-model-eindadvies-SDE-2025-5473) lijkt voor groen gas productie een ETS correctie doorgevoerd te worden. Dat kan niet kloppen lijkt me voor groen gas dat aan het gasgrid geleverd wordt.</p>	<p>Voor groen gas productie wordt een GvO correctie doorgevoerd waarbij de GvO prijs gebaseerd is op de ETS prijs.</p>
<p>110-275 kW De gehanteerde investering voor een groen gas installatie in de categorie 110 kW tot 275 kW is voor een individuele groen gas installatie te laag. Deze installatie is nu gebudgetteerd op 1,1 miljoen</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. We hebben onze prijzen opnieuw geüpdatet.</p>

Consultatie	Verwerking
euro terwijl recent gefinancierde installaties rond de 1,5 miljoen euro kosten.	
110-275 kW Voor de operationele kosten in de categorie 110 tot 275 kW gaat PBL uit van een elektriciteitsverbruik van 1,2 kWh per m3. Uit de benchmark van de bank en uit praktijkcijfers blijkt dat dit minimaal 1,5 kWh per m3 groen gas moet zijn.	Voor kennisgeving aangenomen.
110-275 kW Voor de overige variabele kosten wordt € 2267,- per jaar gerekend. Lopende projecten laten zien dat voor verbruiksartikelen zoals actief kool, ijzerwater en dergelijk al snel 5700 euro per jaar nodig is.	Kosten verbonden aan consumables zijn dit jaar herijkt.
110 - 275 kW PBL gaat uit van € 57.000,- aan vaste kosten, terwijl deze in de praktijk € 80.000,- zijn.	Voor kennisgeving aangenomen, de vaste kosten zijn mede afhankelijk van bijvoorbeeld de investeringskosten en hoogte van onderhoudscontracten. We erkennen dat hier variatie in zit, echter zijn de onzekerheden erg groot.
275 - 450 kW De gehanteerde investering voor een groen gas installatie in de categorie 275 kW tot 450 kW is voor een individuele groen gas installatie te laag. Deze installatie is nu gebudgetteerd op 1,3 miljoen euro terwijl recent gefinancierde installaties rond de 1,9 miljoen euro kosten.	Voor kennisgeving aangenomen/verwijderen We hebben in algemeen zin onze investeringen opnieuw gecontroleerd
275 - 450 kW Voor de overige variabele kosten wordt € 3967,- per jaar gerekend. Lopende projecten laten zien dat voor verbruiksartikelen zoals actief kool, ijzerwater en dergelijk al snel 10.000 euro per jaar nodig is.	Kosten verbonden aan consumables zijn dit jaar herijkt.
De bedragen voor de investeringen en de O&M kosten zijn substantieel te laag ingeschat. Dit blijkt uit de bijgevoegde business case.	Voor kennisgeving aangenomen
De referentie-installatie wordt ingeschat op 1250kW, uitgaande van 25 boeren met 90 koeien. Het is echter zo dat een mesthub ook voor veehouders met 200 koeien een interessant alternatief is. Het is altijd efficiënter om één grote vergister te bouwen en exploiteren i.p.v. 5 of 10 kleinere. Op basis van business case berekeningen is een verwerkingscapaciteit van 100.000 ton mest +/- 30% het meest interessant. Dit komt overeen met een range van ca. 1800 - 2500 kW inputvermogen.	Om een duidelijke afbakening te behouden met industriële mestvergisters is ervoor gekozen om de huidige bovengrens van 1500kW te behouden.
In aanvulling op het bovenstaande. Voor de mesthub gaan wij uit van een 'nieuwe' entiteit, opgericht vanuit een coöperatie of stuurgroep van lokale veehouders. Voor de installatie wordt een perceel aangekocht op een industrieterrein. Alles wat daar wordt geïnvesteerd, wordt gedaan vanuit het oogpunt om groengas te maken (vgl. regel 181 van de wijzigingsnotitie). Dit betreft aanschaf grond, bouwrijp maken, de hele biogasinstallatie, erfverharding, hek, gebouw, utiliteitsaansluitingen, etc.	Voor kennisgeving aangenomen
De categorie mesthub start nu bij 450 kW. Wij denken dat dit onnodig laag is. Een mesthub voor 24.000 ton mest is een onlogische maat. Dit is de bovengrens voor boerderijschaal, aangevuld met mest van enkele buren. Voor een mesthub met een eigen locatie, eigen personeel, etc. is dit veel te klein. De ondergrens voor deze categorie kan omhoog tot 1.000 kW of 1.200 kW. Dit voorkomt tevens het niet-openstellen door de minister vanwege verwachte overloop uit de categorie tot 450kW	Ondergrens van de 'mesthub' categorie is naar boven bijgesteld. Nieuwe begrenzing is >700 kW, < 1500 kW echter is gebleken dat de kosten op eenzelfde niveau liggen als bij de kleinere installaties. Daarom hebben we deze categorie nu samengevoegd tot 1 (110-1500 kW)
Qua energie inhoud en CO2 reductie kan uitgegaan worden van dagverse mest. Dus aansluiten bij de 'kleinere' categorieën, i.p.v. bij groot-schalig.	Er zit een mate van onzekerheid in. Daarom gaan we in principe uit van "weekvers" en is de emissiefactor daarop aangepast.
Het is bijzonder dat wordt ingezet op behoud van de WKK. In de meeste gevallen wordt juist gekozen voor groen gas-opwerking wanneer de WKK het einde van zijn levensduur nadert.	Meegegeven aan KGG – het behouden van een WKK kan voordelen opleveren
Daarbij is het correctiebedrag gebaseerd op de TTF, die momenteel op € 42/MWh staat. Zolang dit zo blijft, zal er in de praktijk geen subsidie worden uitgekeerd, omdat het correctiebedrag hoger is dan het basisbedrag. Financieel gezien is het dan aantrekkelijker om voor een WKK te kiezen.	Het correctiebedrag is gebaseerd op de marktprijs van het referentieproduct, in dit geval gas. Hier houden wij aan vast, wel zijn er aanpassingen gemaakt in de onderliggende parameters van het basisbedrag waardoor de onrendabele top toeneemt.
Een waterschap zal de hoeveelheid biogas per ton slib gaan verhogen en groengas gaan produceren. Kan voor dezelfde locatie 2 aanvragen gedaan worden, of moet gekozen worden. Wellicht is het nodig dat er aparte categorie komt voor deze situatie?	Deze vraag is beter toebediend aan de uitvoer van de regeling. We geven het punt door aan KGG.
In de notitie "Groengas als springplank voor verlaging stikstofuitstoot" komt naar voren dat stikstofstrippers beter werken op grotere schaal. Ook is groengasproductie op grotere schaal goedkoper. Onze oproep is daarom om het vormen van hubs verder te stimuleren waar mest wordt samengebracht om deze op grotere schaal te vergisten. Dit vereenvoudigt het invoeden in het gasnet en het toepassen van een stikstofstripper.	Voor kennisgeving aangenomen.
Voor de nieuwe categorie 450-1500 kW zijn de bedragen voor de investeringen en de O&M kosten substantieel te laag ingeschat. Dit komt, omdat dit in de SDE++2025 nieuwe categorie was waarvoor geen informatie uit lopende projecten beschikbaar is. Er is nu echter wel nauwkeuriger informatie beschikbaar uit een concrete businesscase (bijlage 1) Het voorstel is om deze gegevens te verwerken en op basis hiervan een nieuwe basisprijs te berekenen	Dank voor de nieuwe gegevens. Deze worden verwerkt in de nieuwe basisbedragen.

Consultatie	Verwerking
<p>In het Eindadvies 2025 (van eind februari dit jaar) gaf PBL de GvO korting als overweging mee aan KGG. In de Wijzigingsnotitie 2026 (van begin maart dit jaar) lijkt deze overweging overgenomen te zijn en staat "Als de waarde van de garantie van oorsprong van groen gas niet met voldoende zekerheid kan worden vastgesteld, wordt deze afgeleid van de ETS-prijs." Naast de principiële bezwaren die in onze reactie op het Eindadvies al zijn verwoord zijn er ook serieuze vraagtekens te plaatsen bij de timing. Van KGG is begrepen dat deze korting al in 2025 in zou moeten gaan wat op zich al eigenaardig is omdat het in de Wijzigingsnotitie voor 2026 staat vermeld. Belangrijker echter is dat ondernemers al lopende prijsafspraken hebben gemaakt en daarbij tot voor kort geen aanleiding hadden om de veronderstellen dat de aangekondigde GvO korting gematerialiseerd zou gaan worden. Ondernemers hebben de keus om te kiezen voor de levering van gesubsidieerde groen gas met daarbij een lagere GvO waarde of ongesubsidieerd groen gas met daarbij een hogere GvO waarde. Ondernemers die voor het eerste gekozen hebben worden door deze GvO korting ernstig gedupeerd waarbij het effect van de korting dusdanig substantieel is dat rendabele bedrijfsvoering onmogelijk wordt. Om dit te voorkomen dient een redelijke overgangstermijn in acht genomen te worden van minimaal 15 maanden.</p>	<p>Meegegeven aan KGG</p>
<p>"Gevraagd wordt rekening te houden met inkomsten verkregen uit overheidsnormen, zoals bijmengverplichtingen voor vervoer, gebouwde omgeving en industrie" Wie vraagt dat aan wie? Als wij er rekening mee moeten houden: Wanneer wordt bijmengverplichting gebouwde omgeving ingevoerd? Hoeveel % in de jaren daarna en hoe snel wordt gebruik (fossiel) gas afgebouwd? Wordt de prijsimpact gereguleerd of gemaximaliseerd?</p>	<p>Meegegeven aan KGG</p>
<p>Bij biomassavergistig ontstaat ook digestaat. In geval van 100% plantaardige vergisting gaat dit om een circulaire organische meststof. Het gebruik van dit digestaat in de landbouw zou vanuit circulaire gedachte en klimaat gestimuleerd moeten worden. Toch moet er al 15 structureel voor betaald worden om het af te kunnen zetten. Dit zijn structurele operationele kosten die meegenomen moeten worden in de berekening van het basisbedrag voor vergisting. Hier pleiten wij al jaren voor, maar er wordt desondanks geen rekening mee gehouden. Sinds wij onze vergisters bedrijven houden wij de structurele kosten voor afzet digestaat bij. Deze gegevens zijn al eerder met PBL gedeeld</p>	<p>De digestaat afvoer zit sinds 2024 in de biomassaprijs</p>
<p>Door de categorieën monomestvergistig 275-450 kW en 450-1500 kW samen te voegen wordt de basisprijs voor de Mesthub verlaagd met 20 % tot 12,** ct/kW. Daarmee is de Mesthub onrendabel en zal niet van de grond komen. Het plan om met de Mesthub de mest van de 90 % van de melkveebedrijven die kleiner zijn dan 200 koeien te benutten voor groengas valt in duigen.</p>	<p>Mede op basis van de input is de categorie na doorrekening aangepast</p>
<p>De argumenten om de categorieën 275-450 kW en 450-1500 kW samen te voegen zijn niet steekhoudend. Immers het aantal bedrijven in de categorie 275-450 kW dat gebruik zou kunnen maken van over stimulering is uitermate klein. In de berekeningen geeft PBL aan deze categorie 275-450 kW is bedoeld voor 500 – 800 koeien. Die bedrijven bestaan vrijwel niet in Nederland. In deze categorie moet dus één ondernemer met bijvoorbeeld 250 koeien zelf gaan vergisten en mest van buurbedrijven aanvoeren. In de praktijk is hiervoor weinig animo. Deze bedrijven met minimaal 250 koeien kiezen voor vergisten op eigen bedrijf in de categorie 110-275 kW groengas of eventueel voor WKK. De categorie 110-275 kW heeft een fors hogere basisprijs en er hoeft minder mest te worden aangevoerd. Overigens kan RVO eenvoudig controleren of er door over stimulering een te zware vergister is geplaatst door de capaciteit van de vergister te vergelijken met de mestboekhouding van de vergister. Conclusie: de samenvoeging van de categorieën 275-450 kW en 450-1500 kW kan zonder bezwaar ongedaan worden gemaakt, zodat er weer perspectief komt voor de Mesthub.</p>	<p>Op dit moment zijn ze samengevoegd op basis van de kleine spreiding in basisbedrag en soortgelijk concept</p>
<p>Inzicht in kosten zijn uiteraard te delen. Het zou omgekeerd wenselijk zijn om meer inzicht te hebben in de onderdelen die in de investeringskosten, vaste en variabele O&M kosten zijn opgenomen.</p>	<p>We geven zoveel inzicht als dat we redelijkerwijs kunnen geven. Een te hoog detailniveau kan zorgen voor een schijnnaauwkeurigheid.</p>
<p>De stikstof problematiek rondom vergunningverlening heeft een kostprijsverhogend effect. Elektrificatie en verdere emissiebeperking vragen aanvullende investeringen</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Voor de categorie mesthub zien we dat het ruimtelijk beleid van provincies en/of gemeenten voorschrijven dat deze installaties op een industrieterrein komen. De afstand tussen deze potentiële locaties bepaalt dan mede de radius van het verzorgingsgebied. Het gevolg is dat installaties eerder groter worden dan kleiner</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Met de wetswijziging waarmee groengas certificaten gebruikt kunnen worden om LNG te vergroenen, is het fysiek produceren van LNG minder logisch geworden. Plannen voor LNG productie (bij vergisting) worden voorlopig omgezet naar groengas productie</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>

Consultatie	Verwerking
Voor de categorie mesthub betekent dit uitgangspunt dat alle kosten voor een greenfield project dienen te worden meegenomen. Dus incl. grondaankoop, bouwrijp maken maar ook alle overige periferie zoals een gebouw met kantine, workshop, terreinafwerking, etc.	Deze kosten zijn meegenomen in de SDE26
Bij categorieën die te maken hebben met aanleg van infrastructuur (zoals pijpleidingen) wordt uitgegaan van een afstand die overeenkomt met een kosteneffectief project. Gasnetbeheerders zien zich in toenemende mate genoodzaakt om groen gasprojecten aan te sluiten op de hogere drukvlakken (4 - 8 bar) in hun netwerk omdat anders de continuïteit van invoeding niet kan worden gewaarborgd. Dat betekent dat rekening gehouden moet worden met veel langere aansluitleidingen dan gebruikelijk zijn in een kosteneffectief project.	Deze kosten zijn meegenomen in de SDE26
Voor de categorie mesthub kan een aanvullende afbakening worden overwogen. Enkele opties zijn: verplichting tot het opnemen van een stikstofstripper in de installatie, verplichting van de hoeveelheid graasdiermest of het koppelen aan de mestconcentratiegebieden (openstelling enkel buiten deze gebieden) https://www.rvo.nl/sites/default/files/2021/12/211214-Overzicht-gemeenten-per-concentratiegebied-v1.pdf	Voor kennisgeving aangenomen
Bij de bepaling van het basisbedrag voor de categorie 275 - 450 kW is iets eigenaardigs gebeurd waardoor het berekende basisbedrag te laag en lager uit komt dan het bedrag voor de Mesthub. Vervolgens is het oplopen van het basisbedrag bij het groter worden van installaties door KGG als onwenselijk beoordeeld en is het tarief voor de Mesthub verlaagd naar het verkeerd berekende tarief voor de categorie 275 - 450 kW. We gaan er van uit dat dit wordt gecorrigeerd in 2025 en gaan ervanuit dat KGG voortaan met de grootst mogelijke terughoudendheid van haar recht om lagere basisbedragen vast te stellen gebruik maakt.	We hebben dit jaar een aantal vermogenscategorieën samengevoegd. Verder is dit punt meegegeven aan KGG.
KGG heeft de categorieën monomestvergisting 275-450 kW en 450-1500 kW samen gevoegd waar door de basisprijs voor de Mesthub wordt verlaagd met 20 % tot 12,4 ct/kW. Daarmee is de Mesthub onrendabel en zal niet van de grond komen. Het plan om met de Mesthub de mest van de 90 % van de melkveebedrijven die kleiner zijn dan 200 koeien te benutten voor groengas valt in duigen. De argumenten om de categorieën 275-450 kW en 450-1500 kW samen te voegen zijn niet steekhoudend. Immers het aantal bedrijven in de categorie 275-450 kW dat gebruik zou kunnen maken van over stimulering is uitermate klein. In de berekeningen geeft PBL aan deze categorie 275-450 kW is bedoeld voor 500 – 800 koeien. Die bedrijven bestaan vrijwel niet in Nederland. In deze categorie moet dus één ondernemer met bijvoorbeeld 250 koeien zelf gaan vergisten en mest van buurbedrijven aanvoeren. In de praktijk is hiervoor weinig animo. Deze bedrijven met minimaal 300 koeien kiezen voor vergisten op eigen bedrijf in de categorie 110-275 kW groengas of eventueel voor WKK. De categorie 110-275 kW heeft een fors hogere basisprijs en er hoeft minder mest te worden aangevoerd. Overigens kan RVO eenvoudig controleren of er door over stimulering een te zware vergister is geplaatst door de capaciteit van de vergister met de mestboekhouding van de vergister. Conclusie: de samenvoeging van de categorieën 275-450 kW en 450-1500 kW kan zonder bezwaar ongedaan worden gemaakt, zodat er weer perspectief komt voor de Mesthub.	Op dit moment zijn deze categorieën ook in dit advies samengevoegd op basis van de kleine spreiding in basisbedrag en soortgelijk concept. Verder wordt dit punt doorgegeven aan KGG

Tabel Bz.88
Consultatiereacties industriële warmtepompen

Consultatie	Verwerking
De SDE++ geeft een prikkel op inflexibiliteit bij warmte producerende technieken door te sturen op vollasturen en een vaste waarde voor de emissiefactor. Dit sluit niet aan bij de in 2023 veranderde normering voor de bepaling van uitstoot en duurzaamheid in de praktijk volgens de NTA8800. Door de vaste emissiefactor in de SDE++ van warmte producerende technieken is het niet mogelijk om meer te sturen op de daadwerkelijke uitstoot van de elektriciteitsproductie. Dit resulteert erin dat er geen prikkel is om op daadwerkelijke duurzame momenten elektriciteit af te nemen waarbij er over het algemeen ook voldoende ruimte op het elektriciteitsnet is. Deze vaste emissiefactor en sturing op vollasturen creëert dus meer netcongestie nu én in de toekomst.	De SDE++ is een generieke regeling voor een exploitatiesubsidie op basis van de gerealiseerde productie en generieke correctiefactoren. We hebben het meegegeven aan KGG.
Het klopt niet om de maximale COP waarde te berekenen op basis van ETS-voordeel terwijl vervolgens in de SDE++ subsidie gecorrigeerd	De 'maximale COP' betreft in feite het omslagpunt voor de COP-waarde waarbij de referentie-installatie vanzelf rendabel zou zijn. Het ETS-voordeel telt daarbij wel mee, omdat er zonder subsidie ook geen ETS-

Consultatie	Verwerking
wordt voor ETS voordeel. Er is dan namelijk in de praktijk geen ETS voordeel en wordt de maximale COP te laag bepaald.	correctie zou zijn. We hebben de tekst en tabel op dit punt verduidelijkt.
Referentie COPsys is te hoog voor de papierindustrie. De door het Ministerie ingestelde minimum COP eis binnen de 2024 regeling maakt het zelfs onmogelijk voor de papierindustrie om een aanvraag in te dienen	Er is een nieuwe categorie toegevoegd voor PWP met laag dauwpunt, die van toepassing zou kunnen zijn in deze situatie. We gaan daarbij uit van een COPsys van 2,5.
Er is onduidelijkheid nu over de 3.000 uur warmtepomp. Flowmeters lopen 24/7 365 dagen per jaar. De hoeveelheid warmte is wel 3.000 vollasturen x Thermisch vermogen. In de meetprotocollen is dat een probleem. Hier is nadere uitleg voor nodig.	Wij gaan uit van 3000 vollasturen. Wellicht is dit een probleem in de uitvoering. Meegegeven aan KGG
Graag opnemen dat warmtepomp aangevuld mag worden met buitenlucht units. Deze zijn bijv. nodig bij opstart, of in het weekend als er weinig proces warmte aanwezig is.	Meegegeven aan KGG.
Klopt het dat bij overschrijding van het aantal vollasturen warmtepompen de subsidie niet meer verstrekt wordt boven het aantal vollasturen? Hoe wordt voorkomen dat er zo ingeschreven wordt op een lagere urencategorie om meer subsidie te krijgen?	Dat klopt, de subsidiabele productie is gemaximeerd op het aantal vollasturen in de beschikking. Bij gelijk vermogen is de maximale subsidiabele productie in de lagere staffels dus kleiner.
Helemaal mee eens dat het vastleggen van de warmtebesparingscoëfficiënt van de procesgeïntegreerde warmtepompen leidt tot een beperking van de CO2 reductie en verhoogd elektriciteitsgebruik. Afhankelijk van de werkelijke en de gekozen vaste COP-waardes kan de subsidie tot meer dan 50% lager uitvallen. Wordt er ook bij de ETS-correctie gerekend met de vastgelegde COP-waarde? Wij zouden ervoor willen pleiten om altijd uit te gaan van de "gemodelleerde warmtebesparing" waarbij deze jaarlijks gecontroleerd/gemonitord wordt. Ook een controle/monitoring op effectief en zoals bedoeld toepassen van de installatie is mogelijk. Bovendien hoeft het bij de andere warmtepompcategorieën ook zeker niet altijd zo te zijn dat de geüpgradede warmte gelijk is aan de bespaarde warmte. Ik denk dat de "berekende besparing" over het algemeen vaker dichterbij de waarheid zal liggen dan de besparing waarvan wordt uitgegaan van de gemeten door de warmtepomp geüpgradede warmte bij de andere warmtepompcategorieën.	Een ETS-correctie vindt plaats over de subsidiabele productie, dus op basis van de vastgelegde COP-waarde. Punt meegegeven aan KGG.
Bij uitgaan van een werkelijke systeem COP moet het mogelijk zijn om in ieder geval 2 aparte "periodes" met een aparte warmtebesparingscoëfficiënt te benoemen en te hanteren in de berekening.	Voor kennisgeving aangenomen.
Warmtepompprojecten hebben meer risico voor bedrijven (hogere CAPEX, ingreep in het proces). Gezien de maatschappelijke wenselijkheid van de toepassing van warmtepompen en het risicoprofiel bij bedrijven zou de lat niet zo hoog gelegd moeten worden.	We houden in ons advies rekening met de uitgangspunten die we van KGG meekrijgen, voor kennisgeving aangenomen.
Een minimale COP-waarde om voor de SDE++ subsidie in aanmerking te komen lijkt ons onzinnig, want niet alleen is de kans op oversubsidiëring juist bij een lage COP niet aan de orde. De achterliggende reden voor deze minimale COP lijkt een wantrouwen dat bedrijven de warmtepomp inefficiënt zouden laten draaien of meer subsidie op te strijken. Met een minimale COP eis kunnen projecten worden uitgesloten die je niet uit zou willen sluiten.	De subsidiabele productie wordt in dit geval ingeschat aan de hand van het gemeten elektriciteitsgebruik en de vastgelegde COP _{sys} . Bij een hogere of lagere waarde van COP _{sys} hoort ook een hoger of lager basisbedrag. Ongeacht de intentie van de aanvrager kunnen we stellen dat het basisbedrag niet van toepassing is op projecten met significant lagere COP _{sys} -waarden.
Een warmtepomp met lage COP is wat betreft de krapte op het elektriciteitsnet altijd nog beter dan de COP van 1 van E-boilers, die wel subsidie kunnen ontvangen.	In dit advies worden categorieën als afzonderlijk beschouwd, tenzij er sprake is van technische overlap. Wel merken we op dat voor elektrische boilers uitgaan van flexibel netgebruik. Zo blijft er ruimte voor het vaste netgebruik van onder meer warmtepompen.
"Wanneer voor een vastgelegde COPsys wordt gekozen, is het van belang dat een geschikte waarde wordt gekozen. ... [Dit] is een beleidsmatige keuze." Vanwege de veranderde marktomstandigheden waarbij de warmtepomp nog rendabel is (zie pag 182) zou deze beter hoger ingesteld moeten worden dan vorig jaar (toen 3.5).	De rekenwaarde is gericht op aansluiting bij potentiële projecten. Deze liggen bij zowel lagere als hogere COP-waardes. Voor kennisgeving aangenomen.
Het basisbedrag wordt vastgesteld bij de toekenning/vaststelling van de SDE++ subsidie. Het correctiebedrag wordt alleen bepaald op basis van de gasprijs, terwijl de elektriciteitsprijs ook kan variëren. Dit kan zeer grote gevolgen hebben voor de rendabiliteit en daarmee het risico profiel van de projecten. Het elektriciteitsgebruik van warmtepompen kan ook tijdens de subsidie worden gemeten of afgeleid. Het is dus eenvoudig mogelijk om in het correctiebedrag te corrigeren voor de elektriciteitsprijs.	Een van de uitgangspunten voor de SDE is dat de kosten zitten in het basisbedrag, en de baten in het correctiebedrag. Meegegeven aan KGG.
RVO keurt ruimteverwarming af, want dat is geen industrie. Voor relatief beperkt gasgebruik kantoren ontstaan er nu problemen met de warmtemeting. Dit belemmert het gasloos worden van gebouwen.	Punt meegegeven aan KGG.
De referentiesituatie voor de gesloten warmtepomp is gebaseerd op standaard, off the shelf, warmtepompen met relatief lage investeringskosten. Ik vind niet dat dit de juiste referentiesituatie is waar je eigenlijk de toenemende toepassing van warmtepompen zou moeten willen stimuleren.	Voor veel projecten kunnen <i>off the shelf</i> -warmtepompen worden gebruikt. We ontvangen graag informatie over nieuwe toepassingen.
De netaansluiting ook svp bij investering meenemen en niet alleen bij exploitatie	Voor de meeste projecten is geen nieuwe aansluiting nodig. De referentiesituatie lijkt passend.
Projecten uit 2020/2021 zijn niet rendabel (idem e-boiler). svp ook voor warmtepompen ruimte creëren om SDE in te leveren en een nieuwe aan te vragen. Gelijke beoordeling is gewenst.	Punt meegegeven aan KGG.

Consultatie	Verwerking
Vergunningen bij procesgeïntegreerde warmtepompen zijn complex en kunnen vaak pas aangevraagd worden als alles uitgewerkt is. De SDE is maar 1 x per jaar open. Dit zorgt voor vertraging oplopend tot 2 jaar. SVP eis tot afgegeven vergunning laten vallen bij procesintegratie.	Punt meegegeven aan KGG.
Bij de categorie Procesgeïntegreerde warmtepompen in een verdampingsproces is het belangrijk dat nog wel duidelijk wordt vermeld dat deze categorie ook open moet staan voor meer dan alleen meertraps-verdampingsprocessen. Wat ons betreft horen in ieder geval ook bij: - (Meertraps) indampproces - Droogprocessen - Destillatieprocessen N.B. Het hoeft hierbij niet alleen om het verdampen van water te gaan.	We horen graag meer over projecten met destillatie of een ander medium dan water.
De verplichte aanpassingen creëren onduidelijkheid.	Voor kennisgeving aangenomen.
RVO presenteert op haar website "levensmiddelen- of zuivelindustrie". Deze procesgeïntegreerde warmtepomp is ook relevant voor o.a. papier, chemie, natwasserijen etc. Waarom deze beperking?	Punt meegegeven aan KGG/RVO
Realisatietermijn voor procesgeïntegreerde warmtepomp van 4 jaar is te kort. Engineering, proces stop en bouwen kost bij zware industrie 4 tot 6 jaar. Uitstel van de 4-jaars ingebruikname datum is per definitie niet mogelijk ook als er wel valide argumenten zijn die voor significante vertraging hebben gezorgd.	Punt meegegeven aan KGG.
Mogelijkheid bieden om SDE beschikkingen te stapelen en zo onnodige warmtemeters uit te sparen. Alle SDE++ beschikkingen moeten nu apart bemeten worden.	Bij warmtepompen in cascade zijn niet de doorgegeven warmtestromen, maar alleen de uitgaande warmtestromen subsidiabel. Bij verschillende afgiftetemperaturen moet de warmte ook apart bemeten worden. Meegegeven aan KGG.
Mee eens om de categorie voor open warmtepompsystemen zonder de vereiste aanpassingen ook open te stellen. Zeker als er uit moet worden gegaan van een lage vaste COP sys. Desnoods als een aparte categorie.	Voor kennisgeving aangenomen.
"De in dit advies meegenomen meerkosten voor aanpassing van de procestechniek bedragen 13% van de totale investeringskosten". Ik denk dat dit in de meeste gevallen een schromelijk onderschatting is van de additionele kosten die benodigd zijn in een bestaande brownfield procesinstallatie. Daarnaast wordt er ook nog eens uitgegaan van een kosteneffectief referentieproject. De basisbedragen zijn hierdoor maar een fractie hoger dan de basisbedragen voor de standaard warmtepompen. Bedrijven zullen niet de moeite doen om deze projecten in te dienen, waardoor ze buiten het blikveld blijven.	De berekening van de investeringskosten is aangepast. Informatie over projecten die niet kunnen aanvragen is welkom in de marktconsultatie.
Op veel verschillende plekken binnen de categorieën voor de industriële warmtepompen wordt expliciet genoemd dat de reductie in warmte, reductie in fossiele warmte is of moet zijn. Juridisch gezien worden hiermee installaties waarbij (een deel van) de warmte met duurzame energie wordt opgewekt uitgesloten. Warmtepompen verbeteren de energie-efficiëntie waardoor er minder biogas of andere duurzame energie noodzakelijk is en beschikbaar is voor andere (energetische) toepassingen. Er hoeft ook geen angst te zijn voor dubbele subsidiering, omdat in dat geval juist gesubsidieerde duurzame warmte vervangen wordt door gesubsidieerde duurzame warmtebesparing.	De SDE++ is gericht op CO2-reductie, niet op energiebesparing. Het is onduidelijk of het niet produceren van warmte uit bijvoorbeeld biomassa een op een te verbinden is met CO2-reductie elders.
Significante aanpassingen procestechniek: Hier zou ook de volgende categorie toegevoegd moeten worden: - Aanpassingen om dampzijdig in serie geschakelde apparatuur (denk: meertraps indampers, destillatiekolommen) dampzijdig parallel te schakelen.	Graag meer informatie over de technische overweging en investeringskosten.
Significante aanpassingen procestechniek: Dit criterium van significante aanpassingen in de procestechniek zou eigenlijk moeten vervallen bij categorieën met minder vollasturen. Bij geen SDE++ zijn deze projecten nu al niet of zeer zelden rendabel. We hebben twee projecten met een beperkt aantal draaiuren die zeer waarschijnlijk niet binnen de genoemde drie criteria vallen, en waarbij behalve toevoegen van een MVR waarschijnlijk maar beperkte maatregelen nodig zijn, maar die nu niet rendabel zijn.	Ter vervanging van de open warmtepomp is er een nieuwe categorie toegevoegd voor PWP zonder procesaanpassing.
Voor de gasprijs wordt er bij deze categorie gerekend met een 'wkk-effect' met een factor 0,7. Een dergelijke factor is van toepassing bij projecten, waarbij er wordt bespaard op warmte van de wkk. In ons geval zal de wkk werkelijk uitgefaseerd moeten worden, wat ook de warmtehuishouding van andere processen beïnvloedt.	Basisbedrag en correctiebedrag zijn generiek bepaald, maar de waardes voor individuele projecten kunnen afwijken. Voor kennisgeving aangenomen.
Op pagina 189 wordt gesproken over een warmtebesparingscoëfficiënt van 3,0, terwijl er op pagina 190 wordt gesproken over een coëfficiënt van 3,5. Klopt dit, of moet dit beide 3,0 zijn?	Het getal 3,5 op p190, onder 11.6.6 klopt niet. Het juiste getal is 3,0. We merken op dat de waardes in het OT-model leidend zijn.
In gevallen met relatief lagere warmtebesparing kunnen de investeringskosten voor PWP's veel hoger uitvallen dan in de referentie-situatie.	De investeringskosten voor deze categorie zijn aangepast en ook de schaalgrootte is naar beneden bijgesteld. Toch blijft de variatie in projecten groot. Het beschreven effect kan daaraan bijdragen.
Afschrijvingstermijn warmtepomp 12 jaar, sommige categorieën zijn 15 jaar. SVP afschrijving dan over 15 jaar meenemen.	Bij de industriële warmtepompen gaan we uit van 12 jaar subsidielooptijd.
Deze voorwaarde sinds 2023 belemmert de renovatie in utiliteit en industrie.	Meegegeven aan KGG.

Consultatie	Verwerking
Hierin staan wij neutraal, we kunnen op dit moment niet inschatten welke impact dit heeft, regelmatig wordt de bron en de warmtepomp apart ingekocht door verschillende partijen.	Voor kennisgeving aangenomen.
Hierin staan wij neutraal, we kunnen op dit moment niet inschatten welke impact dit heeft, regelmatig wordt de bron en de warmtepomp apart ingekocht door verschillende partijen.	Voor kennisgeving aangenomen.
O.i. komt dit doordat met de eis van een halogeenvrij koudemiddel de voor industriële processen vereiste temperaturen niet gehaald kunnen worden	Voor kennisgeving aangenomen.
Gerealiseerde projecten uit 2020 krijgen SDE++ gebaseerd op methode ID 18, terwijl projecten vanaf 2023 gebruik maken van methode ID 17. Hierdoor krijgen projecten die vanaf 2023 subsidie aangevraagd hebben wel subsidie en projecten uit 2020 niet. Dit voelt oneerlijk, omdat de projecten in 2020 veel meer risico genomen hebben met het veranderen van de bedrijfsvoering dan projecten in 2023. (oplossing: ind warmtepompen uit 2020/2021 met ID17 en 60%TTF en latere ind warmtepompen met ID18 en 90% TTF)	Beschikkingen worden gedurende de looptijd niet meer aangepast. Meegegeven aan KGG.

Tabel B2.99
Consultatiereacties e-boilers

Consultatie	Verwerking
Onrendabele top model voor elektrische boilers: PBL gaat er van uit dat er een vaste prijs gerekend kan worden voor de elektra kosten voor elektrische boilers. De subsidie is immers geformuleerd als Vaste koste + Onderhoudskosten + Electra kosten - systeemdiensten inkomsten - Gas kosten - EUETS correctie. Dit is één van de uitgangspunten van de SDE++. De E-Markt is in hoge mate volatiel en sterk gecorreleerd aan de gas en CO2 markten. We vragen PBL/KGG/RVO te overwegen om voor de E-Prijs een correctie factor in te voeren. Op deze manier wordt het een tweezijdig CFD model voor de elektra prijs (Bij lagere e-prijzen minder subsidie, bij hogere E prijzen hogere subsidie)	PBL gaat er niet vanuit dat de elektriciteitskosten constant zijn, maar geeft een schatting daarvan voor de referentie-installatie, met de gemiddelde waarde als input voor het OT-model. Het uitgangspunt van de SDE++ is inderdaad dat de kosten in het basisbedrag zitten, en de baten in het correctiebedrag. Dit is meegegeven aan KGG
Is het binnen deze categorie ook mogelijk om gebruik te maken van elektrische heaters voor b.v. drooginstallaties?	Het advies is van toepassing op zowel E-boilers als andere elektrische verwarmingsmethodes in een hybride systeem. De implementatie is aan KGG en RVO. Punt meegegeven.
In artikel 11.1.1 Non firm ATO wordt aangegeven een korting te verwachten van 46% door het toepassen van Non Firm ATO. Hoe wordt dit percentage verkregen? Wij krijgen in de regel door dat kWContract vrijgesteld wordt en kWmax maand gewoon betaald moet worden. Daarmee komen wij in de regel tot een korting (afhankelijk van DSO) van ongeveer 35 tot 40%. Dit is een klein verschil in percentage, maar kan tot significante extra kosten leiden.	Deze korting was geschat naar rato van het aantal vollasturen zonder elektriciteitsgebruik. We merken op dat E-boiler zeer flexibel kunnen worden ingezet en gaan ervan uit dat er op termijn ook op kWmax kan worden bespaard. De schatting is voor dit advies aangepast naar 50%, zie paragraaf 14.2.3.
Er wordt voor E-boilers en TESS uitgegaan van Non-Firm ATO voor de hele looptijd van het project. Tot op heden worden deze contracten alleen in congestie gebieden aangeboden voor de duur van congestie. Het is onzeker of deze vorm voor de volledige 15 jaar verkregen kan worden. Ook Tennet geeft aan dat de TDTR niet overal en altijd aangeboden zal (kunnen) worden. Ook op de regionale netten zijn nog niet altijd ATR beschikbaar. Dit leidt tot significant hogere kosten waardoor projecten niet zullen doorgaan of stopgezet zullen worden. Wat is jullie visie hierop en hoe hier mee om te gaan in SDE++?	We herkennen dit beeld. Vaste netcapaciteit is in veel gevallen ook niet beschikbaar. Het aantal aanvragen wordt hierdoor waarschijnlijk beperkt. Gezien de flexibiliteit van E-boilers achten we het aannemelijk dat deze zoveel mogelijk van ATR gebruikmaken.
De investeringskosten en de aansluitkosten hebben een economy of scale. Beter om deze te staffelen in vermogens en evt. kabellengte.	Meegegeven aan KGG.
48/kWth als netwerkbijdrage is absoluut onvoldoende voor grotere projecten. Ook Trafo HS/MS transporttarief is daar niet van toepassing. Dus aansluiting op TSO, (150/380 kV) met benodigde verdeel en trafo stations.	De tracélengte wordt voor de referentie-installatie niet meegenomen. We gaan uit van een aansluiting op tussenspanning met lagere kosten dan een HS/EHS aansluiting.
Tarieven zijn niet proportioneel met de bedrijfsuren, e.e.a. is inmiddels in de tarieencode gepubliceerd. KW contract niet van toepassing, KWMMax gewogen wel van toepassing.	De schatting van de korting op netkosten is voor dit advies aangepast naar 50%, zie paragraaf 14.2.3.
De verhoging in het aantal vollasturen bij een tegelijkertijd lager basisbedrag is minder gunstig voor situaties met een warmtevraag van 4000-5000 vollasturen. Is het mogelijk om hier een categorie voor de E-boilers in te stellen, met minder uren warmtevraag per jaar en dus periodes, waarbij de E-boiler helemaal niet bijstaat?	Het aantal vollasturen is aangepast naar een meer efficiënte toepassing, zie 14.3.1. Een flexibele (hybride) inzet blijft het uitgangspunt.
In tabel 11.2 wordt een forse sprong verwacht van het aantal uren van 2026 naar 2027 (van 984 naar 2.987 uur). Wat is hier de verklaring voor?	Dit volgt uit de Competes-modellering voor de KEV en heeft mogelijk te maken met de afschaling van kolenstroom.
Er wordt gesteld dat de elektrische verwarming moet dienen als flexibele vervanging. Wat wordt hier onder verstaan? Betekent dit dat er ten aller tijden een fossiel alternatief moet zijn? Dit betekent dat er bijvoorbeeld bij de investering in een nieuwe droger ook geïnvesteerd	Het advies betreft de toevoeging van een elektrische verwarming aan een bestaande verwarmingsinstallatie. Het is dus niet van toepassing op een nieuwe pure elektrische installatie.

Consultatie	Verwerking
moet worden in een gasgestookte heater. Kan als alleen een elektrische verwarming geïnstalleerd wordt het aantal subsidiabele uren niet gewoon gemaximaliseerd worden op de uren in de tabellen op pagina's 174 en 175.	
De termijn van 5 jaar is erg kort. Zijn er mogelijkheden om de termijn te verlengen of om na 5 jaar opnieuw aan te vragen.	De termijn van 5 jaar volgt uit de uitgangspunten. Meegegeven aan KGG.
We gaan ervanuit dat we de oude beschikking pas hoeven in te leveren als er een nieuwe beschikking wordt afgegeven.	Voor kennisgeving aangenomen.
Er wordt een verwachting aangegeven van de ontwikkeling van de netwerkkosten (138% in 2029 t.o.v. 2024). Dit blijft een aanname, waarbij het verleden heeft aangetoond dat deze kostenontwikkeling sterk kan fluctueren. Is het mogelijk om de netwerkkosten op te nemen in het correctiebedrag?	Binnen de huidige opzet van de SDE++, met de kosten in het basisbedrag, is dit niet mogelijk. Meegegeven aan KGG.
Strengere eisen voor de opslagcapaciteit zijn volgens ons niet nodig. In onze optiek is een H-TES grote verbetering van een E-Boiler doordat er ook warmte opgeslagen kan worden. Het doel is echter niet nul emissies maar een significant hoger aantal vollasturen dan een E-Boiler. Een achtervang met fossiel brandstoffen (Gas gestookte ketel) is aannemelijk, ook vanuit redundantie eisen.	We zien de opslagcapaciteit inderdaad als kenmerkende eigenschap voor HT-TES, zie 14.4.1.
Vanwaar de beperking op 50 MWh voor een warmteopslag systeem. Hoe dan om te gaan met infrastructuur, die wordt niet heel veel goedkoper.	Voor het opslagsysteem gelden mogelijk aanzienlijke schaalvoordelen, waar we nog weinig zicht op hebben. Het advies heeft betrekking op kleinere installaties in de ordegrrootte 5-25 MWh.
Capex cost HTES? 2 MM voor leidingwerk en e-infra lijkt ons veel te goedkoop. 1 MM voor aanpassing aansluiting is ook een wel erg weinig.	Met kennisgeving van de marktconsultatie en de eerste aanvragen zijn de investeringskosten aangepast.
tarieven energiebelasting 2025: 2025 € 0,10154 € 0,10154 € 0,06937 € 0,03868 € 0,00388 € 0,00321, in alle gevallen hoger dan de aanname van PBL. Dit zou lange termijn E-Belasting hoogste schijf moeten zijn?	Voor de energiebelasting gebruiken een raming van KGG.
Tabel 11.5, geeft een basisbedrag voor zowel NFA 85 projecten als projecten zonder NFA 85. Het onrendabele top model lijkt uit te gaan van alleen NFA85. Kunt u bevestigen hoe dit in de praktijk moet gaan werken.	Voor de referentie-installatie gaan we uit van ATR. Ter informatie hebben we ook basisbedragen berekend zonder ATR en zonder netkosten.
NFA85 wordt enkel toegepast op het landelijk net, echter uitgangspunt voor netwerkaansluiting is een RNB aansluiting!	De schatting van de korting op netkosten is voor dit advies aangepast naar 50%, zie paragraaf 14.2.3.
Verhouding warmte-opslag capaciteit vs. thermisch vermogen Er wordt uitgegaan van een minimale verhouding van de warmte-opslag vs. thermisch vermogen. Ik begrijp niet helemaal waar de gehanteerde ondergrens van 9 MWh/MWth vandaan komt. In de toekomst met meer duurzame energie zal gelden dat deze verhouding een heel stuk lager zal kunnen zijn. Moet dit dan nu wel als dergelijke strikte vereiste meegenomen worden? Maar vervolgens wordt gezegd dat bij een lagere effectieve vermogensverhouding van 1.3 een lagere opslagcapaciteit bij 6000 vollasturen ook uit kan. Dat begrijp ik niet helemaal, want daar geldt dan toch ook die periode van niet voldoende of goedkope duurzame energie? We merkten bij eerdere verkenningen dat meer warmte-opslagcapaciteit boven de verhouding 4-5 de business case vanwege hogere CAPEX niet beter maakt en aangezien er voor bepaalde locaties ook mogelijkheden onderzocht worden om in de toekomst de warmtevraag m.b.t. warmtepompen te verlagen, zou ook in de toekomst een grotere warmte-opslagcapaciteit waarschijnlijk ook niet nodig zijn.	De opslagcapaciteit van 9MWh/MWth was inderdaad gebaseerd het overbruggen van de periodes zonder hernieuwbare elektriciteit. De vermogensverhouding van de referentie-installatie is voor dit advies op 1 gezet. Voor een effectieve overbrugging van de piekuren op het net adviseren we een minimale opslagcapaciteit van 4 MWh/MWth te hanteren.
Uitgangspunt voor correctiefactor EU-ETS voor warmte uit elektra is dat voor warmte uit elektra geen emissierechten toegekend worden. Is dat nog in lijn met de nieuwe EU-ETS regels? Commission Delegated regulation (EU) 2024/873 stipulates: measurable and non-measurable heat produced from electricity should in principle be eligible for free allocation under the heat and fuel benchmarks Please clarify if E-Heat will be corrected for EU-ETS.	De correctiefactor is inmiddels aangepast naar ETS-ID 2.000, voor warmte uit aardgas.
Niet alle projecten kunnen aanspraak maken op alternatieve transportrechten. Het is erg locatiespecifiek wat hier mogelijk is en lang niet overal beschikbaar. In het advies zou hier dus ook rekening mee moeten worden gehouden en in dat geval zou een uitzondering moeten zijn waardoor dit niet wordt meegenomen in het basisbedrag.	ATR zijn nog sterk in ontwikkeling. Gegeven de snelle ontwikkeling, de flexibiliteit van E-boilers en de schaarste van netcapaciteit achten we het wenselijk en aannemelijk dat het netgebruik van E-boilers ook flexibel wordt gemaakt. We gaan daarom uit van gebruik van ATR.
Uitgangspunt is een aansluiting op een distributie netwerk (RNB). Kosten van aansluiting op een Transportnetwerk (Tennet) zijn een ordegrrootte hoger.	Voor de meeste projecten en toepassingen is een RNB-aansluiting representatief.
Wij achten het niet passend dat projecten die geen of minder aansluitkosten hebben, omdat er al voldoende afnamecapaciteit op de locatie aanwezig is, wel aanspraak kunnen maken op de volledige subsidie alsof die kosten wel worden gemaakt. Wij verwachten dat deze situatie in praktijk zeldzaam is.	Voor kennisgeving aangenomen.
De netwerktarieven zijn de afgelopen jaren steeds significant gestegen. Met name de onzekerheid hiervan voor de komende jaren zorgt ervoor dat men terughoudend is om e-boiler projecten te realiseren. De impact van netwerktarieven op het applicatiebedrag is (te) groot, met almaar stijgende subsidie tot gevolg.	Voor kennisgeving aangenomen.
Wij zien dit als wenselijke toevoeging voor bestaande e-boilers met een bestaande SDE-beschikking, deze hebben nog ongunstige voorwaarden (aantal vollasturen, lager basisbedrag, ETS-correctie), waardoor	Voor kennisgeving aangenomen.

Consultatie	Verwerking
realisatie en uiteindelijk productie onzeker is. Het lijkt ons wel passend dat deze categorie wordt gefinancierd uit teruggetrokken aanvragen, zodat dit geen impact heeft op nieuwe aanvragen.	
Naar onze mening is het niet nodig om een ondergrens te stellen aan de opslagcapaciteit per opgesteld vermogen. Hoewel het vanuit het verduurzamingsperspectief gewenst is om een zo groot mogelijke opslag te realiseren kunnen bijvoorbeeld beperkingen op netwerk capaciteit wellicht tot andere conclusies leiden (Denk aan 's nachts / weekenden buiten de congestietijden opladen, en overdag ontladen).	De opslagcapaciteit is een kenmerkende eigenschap van energieopslag. We adviseren daarom wel een minimumwaarde te hanteren, van 4 MWh/MW _{th} .
De termijn van 5 jaar is erg kort. Zijn er mogelijkheden om de termijn te verlengen of om na 5 jaar opnieuw aan te vragen.	De termijn van 5 jaar volgt uit de uitgangspunten. Meegegeven aan KGG.
We gaan ervanuit dat we de oude beschikking pas hoeven in te leveren als er een nieuwe beschikking wordt afgegeven.	Meegegeven aan KGG.
Wij zien e-boilers enkel haalbaar als gebruik wordt gemaakt van alternatieve transportovereenkomsten, hiermee kunnen de netwerktarieven worden gereduceerd (zeer significante invloed op de business case). E-boilers worden vaak geopereerd in hybride opstelling samen met een gasboiler, waardoor deze als backup kan reageren wanneer de e-boiler wordt afgesloten.	Voor kennisgeving aangenomen.
Graag willen wij verzoeken een onderscheid te maken voor Hoge Temperatuur opslag in grote en kleine projecten. De reden dat wij nu voornamelijk grote projecten aanvragen en ontwikkelen is omdat deze wel enigszins uitkomen met de huidige tarieven. Maar de kleinere projecten (5 MW thermisch) komen niet uit ondanks de enorme marktpotentie.	We zien nog onvoldoende aanleiding om een discreet verschil te maken tussen projecten van ongeveer 5 en ongeveer 10 tot 20 MW.
Graag verzoeken wij u de factor 1,5 tussen laden en ontladen niet te gebruiken. We stellen voor deze factor te handhaven op het gemiddelde verbruik van stoom/warmte over het jaar i.p.v. de ontwerpcapaciteit van ontladen. Vele productie processen zijn niet stabiel en hebben grote variaties in stoom afname. Graag ontwerpen we de installatie om alle pieken te kunnen leveren, echter is het elektrisch laad vermogen het duurste component in het ontwerp en deze houden we graag zo klein mogelijk. Hiermee kan wel de hoeveelheid uren elektra inname beperkt worden, zonder dat het systeem heel duur ontworpen moet worden.	Een gemiddelde waarde voor de vermogensverhouding op basis van het verwachte gebruik lijkt lastig te toetsen. We hebben de referentie-installatie aangepast naar een vermogensverhouding van 1 en adviseren dit ook als minimum te hanteren.

Tabel B2.1010

Consultatiereacties elektrificatie van offshore productieplatformen en glasovens

Consultatie	Verwerking
Naar aanleiding van de zin: "Compressie op land van offshore olie- en gasplatformen heeft bij volcontinue productie geen onrendabele top en wordt daarom niet in het SDE++-advies opgenomen", verklaren we dat gerelateerde Pipeline Pressure Reduction projecten zijn gepauzeerd, o.a. vanwege onzekerheden rondom de toekomstige configuratie van het offshore pijpleidingennetwerk.	Voor kennisgeving aangenomen
In aansluiting op de zin: "in dit geval zijn er geen aansluitkosten voor de netaansluiting", zouden we nog toevoegen dat een langetermijnprijs voor elektriciteitsafname in geval van eigen windturbines (DWTG's) niet noodzakelijk is, omdat de kosten voor windturbines meegenomen worden in de CAPEX. Dit wordt correct gereflecteerd in tabel 11.16 op pagina 182.	Voor kennisgeving aangenomen
De zin: "In het zuidelijk deel van de Noordzee liggen de platformen over het algemeen verder bij een onderstation vandaan" is onjuist. Het zijn de platformen in het Noorden en Noordwesten die het verste weg liggen van elektrische infrastructuur. De logica is als volgt: Platforms dicht bij de kust (in het Zuidelijke deel van de Noordzee) zijn vooral GT gedreven, maar liggen potentieel dicht bij elektrische infrastructuur. Elektrificeren betekent ombouwen van de compressors en een kabel leggen naar het dichtstbijzijnde substation, ca. 70km afstand. Platformen ver van de kust zijn veelal reeds elektrisch gedreven met gasturbine gedreven generatoren voor stroomvoorziening. Elektrificatie van deze platformen kan alleen economisch d.m.v. plaatsing een of enkele eigen wind turbines, waarbij ombouw van de compressors niet nodig is.	Vorig jaar is onderzocht of er onderscheid nodig is tussen verschillende delen van de Noordzee. We gaan nu uit van een standaard kabel lengte van 30 km, vanwege de mogelijkheid om door te lussen.
Van de vijf categorieën zoals in 2023 aangevraagd willen we drie categorieën betreffende offshore elektrificatie opnieuw aanvragen, n.l. 1. elektrificatie bestaande offshore compressor installatie, 2. elektrificatie nieuwe offshore compressor installatie, 3. elektrificatie bestaande offshore compressor installatie d.m.v. eigen wind turbines. Voor deze laatste categorie is aanpassing Wet Windenergie op Zee noodzakelijk. Voor de twee categorieën Onshore compressie met bestaande of nieuwe compressor (zgn. Pipeline Pressure Reduction) zijn gerelateerde projecten gepauzeerd, mede als gevolg van onzekerheden rondom de toekomstige configuratie van het offshore pijpleidingennetwerk.	Deze drie categorieën zijn opgenomen in ons advies.

Consultatie	Verwerking
Kabelkosten maken een significant deel uit van totale CAPEX (gemiddeld ca. 50%). De kabellengte (richtbedrag ca. €1 mln/km) drijft in belangrijke mate de economie van projecten. Technisch haalbare afstanden zijn 15-100km, waarmee momenteel alleen platformen relatief in de buurt van bestaande substations bij de kust in aanmerking komen. Verder gelegen platformen kunnen praktisch alleen geëlektrificeerd worden d.m.v. eigen wind turbines. Een staffel voor kabellengte is inderdaad nuttig om over- of ondersubsidiëring tegen te gaan.	Vorig jaar is onderzocht of er onderscheid nodig is tussen verschillende delen van de Noordzee. We gaan nu uit van een standaard kabel lengte van 30 km, vanwege de mogelijkheid om door te lussen.
Voor bepaalde project is de afstand is ca. 20km. Andere projecten zijn te ver van substations verwijderd of geplande substations komen te laat. Daarom wordt in voorkomende situaties gekeken naar installatie van eigen wind turbines. In een gesprek kunnen we e.e.a. mondeling toelichten.	Voor kennisgeving aangenomen
De meest gekozen vermogensverhouding is 1:2, waarbij het geïnstalleerde windvermogen ongeveer 2x het compressorvermogen is; logica is dat bij matige wind nog steeds voldoende windvermogen beschikbaar komt om de compressor aan te drijven. Verhouding van 1:3 is onderzocht en onrendabel gebleken vanwege de hogere investering in wind turbine capaciteit bij relatief lagere toename in beschikbaarheid van windvermogen.	Voor kennisgeving aangenomen
De looptijd van 12-15 jaar voor subsidies voor gasvelden die tegen het einde van hun leven aanlopen is te lang. Projecten hebben een levensduur van 6-9 jaar. In het kader van het Versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee is flexibiliteit hier gewenst	De reactie is meegegeven aan KGG.

Tabel B2.1111
Consultatiereacties geavanceerde hernieuwbare brandstoffen

Consultatie	Verwerking
Het eindadvies 2025 "basisbedrag" voor een standalone geavanceerde ethanol bioraffinaderij is te laag. Op basis van de gesprekken die we hebben gehad met verschillende projectontwikkelaars in andere Europese landen, hebben zij een lange termijn afnameprijs van hun ethanol van ongeveer 1500 EUR/m ³ nodig om het project financierbaar te maken, wat zou resulteren in een waarde van 0,2571 EUR/kWh (vs. 0,1648).	Er is geen aanvraag ingediend voor deze categorie om de referentieset te herzien. Daarnaast hebben we geen gedetailleerde uitsplitsing van CAPEX- en OPEX-kosten ontvangen van marktpartijen om de waardeketen te actualiseren. Aangezien er geen projectplan in Nederland is, hebben we besloten deze categorie in 2026 te bevriezen. Bij nieuwe interesse vanuit de markt, ondersteund met aanvullende informatie, zullen we deze categorie opnieuw beoordelen en actualiseren.
Door de hoge CAPEX, OPEX en technische risico's zijn standalone installaties weinig levensvatbaar. Veel van deze uitdagingen kunnen worden opgelost door co-processing in bestaande ethanolinstallaties op basis van landbouwgewassen. Daarom stellen we voor om een nieuwe categorie te introduceren: co-processing van lignocellulose en landbouwgewassen.	De reactie is meegegeven aan KGG. Eventuele aanvullende categorieën worden in 2026 onderzocht en zullen onderdeel zijn van het advies voor de SDE++ 2027.
Kan/mag methanolsynthese ook uit CO ₂ en H ₂ , i.p.v. uit lignocellulose?	De specifieke indieningsvereisten worden bepaald door KGG en uitgevoerd door RVO. De reactie is aan hen doorgegeven.
Wij vragen om verduidelijking over het volgende: 'Projecten die hernieuwbare brandstoffen leveren voor internationale luchtvaart genereren extra inkomsten via de ReFuel EU-normen.' Wij begrijpen dat luchtvaart waarschijnlijk niet langer deel zal uitmaken van de Jaarverplichting Energie Vervoer en het ticketsysteem onder RED III, wat betekent dat aanvullende inkomsten uit ERE Aviation-tickets niet meer gegenereerd kunnen worden. Daarom willen wij graag begrijpen waaruit deze extra inkomsten dan precies bestaan.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Reactie op onderzoek naar hernieuwbare brandstoffen voor internationale lucht- en zeevaart: overweeg een categorie op te nemen voor de productie van geavanceerde SAF (Annex 9A RED III) via de HEFA route. Meer informatie hebben we beschikbaar en delen we graag in een persoonlijk gesprek.	We hebben de categorie op de groslijst geplaatst en de reactie meegegeven aan KGG.
Reactie op onderzoek naar hernieuwbare brandstoffen voor internationale lucht- en zeevaart: overweeg een categorie op te nemen voor de productie van geavanceerde SAF (Annex 9A RED III) op een bestaande FCC installatie middels co-processing. Meer informatie hebben we beschikbaar en delen we graag in een persoonlijk gesprek.	We hebben de categorie op de groslijst geplaatst en de reactie meegegeven aan KGG.
Er is interesse in een SDE++-mechanisme ter ondersteuning van e-SAF-productie op basis van methanol-tot-jet-technologie. Een grootschalig project in Nederland zou een aanzienlijk deel van de EU-doelstellingen kunnen dekken en substantiële CO ₂ -reductie realiseren. Om het kostprijsverschil met fossiele kerosine te overbruggen en risico's in de opstartfase te beperken, is een ondersteuningsmechanisme essentieel.	We hebben de categorie op de groslijst geplaatst en de reactie meegegeven aan KGG.
Overwegingen voor de vorm van de subsidie	

Consultatie	Verwerking
<ul style="list-style-type: none"> · De SDE++-subsidie kan het verschil verkleinen tussen fossiele alternatieven en de kostprijs van e-SAF. · DE SDE++ support kan ook dienen als beschermingsmaatregel tegen beleidswijzigingen, bijvoorbeeld bij het versoepelen van huidige EU mandaten (wegvallen van mandaten 'actieveert' SDE++ support). · Het kan ook bescherming bieden tegen ondercapaciteit of onderbenutting in de eerste jaren van productie ('vollooprisico'). · SDE++ ondersteuning kan ook gericht zijn op het verkleinen van het contract-risico. Hierbij kunnen producenten korte termijncontracten van 5-7 jaar afsluiten met luchtvaartmaatschappijen, en de overige jaren gedekt worden door SDE++. <p>Er is een verzoek voor een feedstock-agnostische subsidie die zich richt op CO₂-besparing over de hele keten. Dit houdt verband met de mogelijkheid om grondstoffen zoals e-methanol te importeren en e-kerosine in Nederland te produceren. In de context van internationale luchtvaart is er daarnaast een verzoek om alle verkochte volumes door producenten te dekken, zodat de reikwijdte van SDE++ niet beperkt blijft tot het aandeel dat aan Nederlandse afnemers wordt verkocht.</p>	

Tabel B2.1212
Consultatiereacties waterstof uit elektrolyse

Consultatie	Verwerking
In het Eindadvies (pagina 213) wordt voor waterstofproductie via elektrolyse uitgegaan van inkoop van hernieuwbare elektriciteit via een PPA-constructie en een flexibele aansturing van de elektrolyser (volgens het Nationaal Waterstofprogramma). We begrijpen deze veronderstelling, omdat zo CO ₂ -vrije stroom vooral wordt benut wanneer deze beschikbaar of goedkoop is. Tegelijkertijd merken wij op dat een te beperkte inzet (weinig vollasturen) de businesscase van een elektrolyser verslechtert; we willen elektrolyzers juist zoveel mogelijk uren laten draaien om voldoende waterstof te produceren voor industrie en transport. We vragen daarom aandacht voor een balans tussen flexibiliteit en benutting.	Voor kennisgeving aangenomen
Het afsluiten van een power purchase agreement wordt alleen meegenomen voor elektrolyse terwijl dit ook voor andere categorieën van belang is. PPA's afsluiten voor 10-15 jaar is een enorm risico voor een bedrijf. Zo werkt echter de SDE++ regeling wel. Andere landen hebben hier oplossingen voor, dat geeft oneerlijke concurrentie. Daarbij kunnen niet alle partijen PPA's afsluiten, i.v.m. kredietwaardigheid.	In de SDE is er geen eis dat een PPA voor 10-15 jaar wordt afgesloten, maar voor de eerste 5 jaar. Dit volgt uit de Algemene uitvoeringsregeling stimulerende duurzame energieproductie en klimaattransitie, artikel 7p, lid 9: "De subsidieontvanger verstrekt de minister de hernieuwbare stroomafnameovereenkomsten voor wind- of zonne-energie voor de elektriciteit die gedurende de eerste vijf jaar zal worden gebruikt voor de productie van volledig hernieuwbare waterstof." In de SDE methodiek berekenen we wel een vast basisbedrag voor de gehele duur van de subsidie. Dit is de werkwijze voor alle categorieën.
Mogelijkheid van introductie van markt/prijsprikkels waarmee de elektrolyser actief kan bijdragen aan het ontlasten van het (lokale) elektriciteitsnet? Een elektrolyser levert naast H ₂ ook een bron van (lokale) flexibiliteit voor de elektriciteitsmarkt. In de praktijk ontbreken de benodigde markt/prijsprikkels om de productie van waterstof af te stemmen op de lokale belasting van het elektriciteitsnet.	Voor kennisgeving aangenomen.
We hebben voor ogen om een waterstofproject te ontwikkelen op basis van een netgebonden elektrolyser. Hiervoor is op dit moment enkel een categorie voor hernieuwbare elektriciteit op basis van een PPA met een windpark op zee, waardoor het totaal aantal vollasturen op 3740 aankomt. We zijn echter van plan om ook andere bronnen te contracteren voor een dergelijk project. Hiermee zou het aantal vollasturen hoger moeten liggen dan op dit moment rekening mee wordt gehouden. We zouden graag een mogelijkheid zien om voor een groter aantal vollasturen subsidie aan te vragen. Idealiter zou dit niet gecapped worden en zou alle RFNBO-productie van waterstof gesubsidieerd worden.	Voor kennisgeving aangenomen. In dit advies rekenen we meer vollasturen voor PPA met een windpark op zee.
Maak het mogelijk voor projecten om hun CO ₂ -besparing te laten berekenen op basis van de daadwerkelijke draaiuren per jaar en de conversie-efficiëntie van hun project, in plaats van alleen gebruik te maken van referentiegetallen.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Voeg een categorie toe die zich toespitst op de inzet van (hernieuwbare en koolstofarme) waterstof in (zware) mobiliteit.	DE SDE++ is gericht op productie installaties. Hier valt de inzet van waterstof in mobiliteit niet onder. Zie ook wetten.nl - Regeling - Besluit stimulerende duurzame energieproductie en klimaattransitie - BWBR0022735 artikel 2 lid 1.
De realisatie van elektrolyzers is uitdagend vanwege meerdere redenen. We juichen toe dat er dus breder gekeken wordt hoe markt aangejaagd kan worden. We zien vooral kansen in power purchase agreement (PPA) met een windpark op zee, gecombineerd met inkoop van elektriciteit van het elektriciteitsnet.	Voor kennisgeving aangenomen.

Consultatie	Verwerking
De SDE++ richt zich wel op binnenlandse waterstofproductie via elektrolyse maar gaat niet in op waterstofimport of de conversie ervan (zoals LH2 of LOHC) naar waterstofgas. Om de energietransitie in het havengebied, industrie, NL en het achterland te versnellen, zouden ook importstromen gestimuleerd moeten worden, wat onvoldoende gedaan wordt. Wij bevelen aan om te verkennen hoe het SDE++-instrumentarium of aanvullende regelingen het aanlanden, opslaan en omzetten van geïmporteerde groene waterstof kunnen ondersteunen, zodat deze waterstof concurrerend wordt en bijdraagt aan CO ₂ -reductie in Nederland.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Een mogelijke oorzaak voor de weinige uitvragen zijn ruimtelijke en infrastructuurle barrières: het is ingewikkeld om grote hernieuwbare opwek en nieuwe industrie (zoals waterstoffabrieken) op dezelfde locatie te combineren door gebrek aan ruimte of netcapaciteit. We ondervinden de volgende knelpunten; de elektrificatie van industriële processen en de ontwikkeling van nieuwe installaties botsen vaak op netcongestie en beperkingen in de ruimtelijke ordening. We adviseren daarom om bij de doorontwikkeling van SDE++ expliciet rekening te houden met deze randvoorwaarden. Bijvoorbeeld door samen met netbeheerders en overheden proactief ruimte en netwerkkapaciteit te reserveren voor energieprojecten in de haven (zodat SDE++-projecten tijdig kunnen worden aangesloten), of door in de subsidieregeling extra flexibiliteit te bieden aan projecten die vertraging oplopen door externe infrastructuurissues.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Er is aangenomen dat elektrolyse via PPA met wind op zee kan voldoen aan de 85/15 regeling van TenneT zonder dat dit de productie schaadt. Hiermee wordt uitgegaan van een korting van 55% op de totale nettariëven. Dit is een optimistische aanname aangezien: 1) Het onzeker is of de uren waarin de capaciteit wordt beperkt niet de productie van de elektrolyser schaadt, 2) elektrolyzers die een minimale levering aan een klant moeten garanderen hier niet volledig gebruik van kunnen maken 3) er geen zicht is op een stabiel nettatarief waar een subsidie op gebaseerd kan worden.	Voor kennisgeving aangenomen. We gaan ervan uit dat het prijsvoordeel van de 85/15 regeling zo groot is dat projecten daarvan gebruik zullen maken. We hebben niet genoeg concrete informatie over hoeveel het de productie schaadt om hier op dit moment van af te wijken.
Het zou goed zijn als in de SDE++ met het aantal vollasturen waarbij er RFNBO waterstof wordt geproduceerd zou worden gewerkt, net als in de OWE-regeling. Maak het mogelijk voor projecten om hun CO ₂ -besparing te laten berekenen op basis van de daadwerkelijke draaiuren per jaar en de conversie-efficiëntie van hun project, in plaats van alleen gebruik te maken van referentiegetallen.	De reactie is meegegeven aan KGG. Dit past op dit moment niet in de systematiek van de SDE, waarbij het basisbedrag altijd vooraf via een referentie wordt bepaald.
Ook zou de groene waterstof niet beperkt moeten zijn tot enkel de waterstof die aan de RFNBO Delegated Act (art 3 of Art 4) voldoet, maar ook de waterstof die aan de "normale" RED bepalingen (pro rata van het RES aandeel in NL) zou in aanmerking moeten komen voor SDE++.	De reactie is meegegeven aan KGG.
In de wijzigingsnotitie van PBL wordt op pagina 21 een aantal punten m.b.t. correctiebedragen aan marktpartijen voorgelegd. Zo wordt o.a. gerefereerd aan de komende implementatie van RED III (jaarverplichting industrie). Dit zou volgens PBL betekenen dat (in de correctiebedragen) rekening moet worden gehouden met correcties op basis van de waarde van HWI's (en ERE's). Dit zou echter een zeer grote impact op de correctiebedragen kunnen hebben aangezien de verwachte waarde van de HWI's (en ERE's) het "kale" correctiebedrag (ruim) overstijgt. Bovendien is het nog maar zeer de vraag in hoeverre de HWI (ERE) waarde, voor zover die al in een beginnende, weinig liquide en waarschijnlijk zeer volatiele markt voor HWI's (ERE's) bepaald kan worden, (juist) in de verkoopprijs van hernieuwbare waterstof wordt gereflecteerd. Het zou voor de markt voor hernieuwbare waterstof die nu nog in de kinderschoenen staat en reeds met veel (andere) onzekerheden en risico's wordt geconfronteerd beter zijn om ex post (aan de hand van de MSK toets) te bepalen in hoeverre de HWI/ERE inkomsten tot bovenmatige bedrijfswinsten hebben geleid. Gegeven de relatief lage (maximale) hoogte van de SDE++ subsidie per eenheid hernieuwbare waterstof is de HWI (ERE) waarde hoogstwaarschijnlijk heel erg noodzakelijk om het resterende netto verschil tussen de kostprijs van hernieuwbare en grijze waterstof te overbruggen. Een extra opslag op het correctiebedrag verslechtert iedere business case voor elektrolyse en zorgt ervoor dat ontwikkelaars geen investeringsbesluit kunnen nemen.	De reactie is meegegeven aan KGG. In dit advies houden we nog geen rekening met de correctie van de waardes van HWI's (en ERE's).
De recent aangenomen motie Bontenbal (Kamerstuk 31 239 nr. 415) heeft het kabinet opgeroepen om de realisatietermijn van subsidies voor de productie van waterstof te koppelen aan de oplevering van onder andere de Delta Rhine Corridor en de realisatietermijnen voortaan adaptief te maken. Indien de aanleg van infrastructuur vertraagt waardoor een project pas later online kan komen moet dit geen effect hebben op de subsidiebeschikking. Wij stellen voor om bij de uitwerking van de SDE++ 2026 regeling met deze wens van de Kamer rekening mee te houden.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Om het aanbod RFNBO waterstof in Nederland snel te vergroten, dient ook de productie van groene waterstof uit geïmporteerde zon en wind gesubsidieerd te worden. Dit is reeds geadviseerd in het MIEK Overzicht	Voor kennisgeving aangenomen.

Consultatie	Verwerking
<p>2022, waarin het voorstel is gedaan om kraken van geïmporteerde groene waterstofdragers op te nemen in de SDE++2024. Dit is vooralsnog niet gebeurd. Wel is er inmiddels Europese en Nationale wet- en regelgeving omtrent waterstofterminals, zoals bijvoorbeeld de vereisten omtrent derdentoeegang. We doen daarom het verzoek om het kraken van LOHC's en groene ammoniak mogelijk te maken binnen de SDE++ 2026. De eerste grootschalige elektrolyzers worden in het buitenland gebouwd voor de export van RFNBO-waterstof. De kabinetsvisie waterstofdragers geeft aan dat de conversie van waterstofdragers naar waterstof in de haven de voorkeur geniet en dat stimulering dan wenselijk is. De SDE2026 kan helpen om deze RFNBO-waterstof in Nederland in te zetten en hiermee de verduurzaming van de Nederlandse industrie te realiseren. De nieuwe categorie kan als volgt worden verantwoord binnen de SDE++ 2026: 1) De techniek zorgt voor reductie van broeikasgasen precies op dezelfde manier als bij een elektrolyser. Mogelijk niet direct op een site, maar wel door het verdringen van (uitbreiding van) grijze waterstof. 2) Er is voldoende potentieel en interesse vanuit de markt. We schatten in dat in 2030 >1,5Mton H2 uit LOHC's en groene ammoniak wordt geproduceerd. 3) Er is een vast te stellen onrendabele top omdat CAPEX van de installatie en de OPEX bepaald kunnen worden. Hiermee is een basisbedrag te bepalen. Deze kunnen vergeleken worden met de kosten voor waterstof uit een SMR, zoals ook gedaan wordt voor de bestaande elektrolyser categorie. 4) De CAPEX en OPEX zijn af te leiden uit beschikbare marktinformatie en studies naar krakers. Het kraken van LOHC's en ammoniak heeft zich reeds bewezen. 5) Er kan op verschillende manieren een langetermijnprijs worden vastgesteld voor hernieuwbare energiedragers als ammoniak en andere waterstofdragers.</p>	

Tabel B2.1313
Consultatiereacties CCS

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Algemeen	Verzoek om variant 2 te behouden.	We nemen in dit eindadvies opnieuw variant 2 (volledige levering van CO2 aan een CO2-transportnetwerk voor CO2-opslag) mee.
Algemeen	In het eindadvies van 2025 wordt het basisbedrag voor enkele varianten, zoals variant 2, verlaagd ten opzichte van 2024. Hierdoor worden casussen die afwijken van de referentiecassus onvoldoende gedekt.	Het verschil in basisbedrag tussen 2025 en 2024 wordt voornamelijk veroorzaakt door de indexatie van de energiekosten. Voor variant 2 geldt dat de referentiecassus explicieter is beschreven, terwijl de onderliggende berekening ongewijzigd is gebleven.
Algemeen	14.4.3 Als referentie is een SMR aangenomen. Genoemd staat ook dat de concentratie CO2 relatief hoog is. Deze categorie is redelijk generiek (Post combustion kan op veel rookgassen worden ingezet). Schetst het uitgaan van een relatief hoge concentratie CO2 dan niet een te positief beeld?	Conform de uitgangspunten gaan we uit van een kosteneffectieve installatie als basis om de subsidie op te berekenen. We hebben op dit moment geen reden om aan te nemen dat dit ontoereikend is voor het merendeel van de projecten.
Algemeen	Gezien de naderende uitfasering van kolencentrales (2030) lijkt een SDE++ categorie voor koolstofarme regelbare energiecentrales essentieel. In andere woorden: includeer CCS voor energieopwekking om te borgen dat we tijdig koolstofarme regelbare energiecentrales stimuleren en geef heldere uitgangspunten voor de toepassing van SDE++ voor gascentrales met CCS, BECCS, en gebruik van blauwe H2/ammoniak in een centrale.	Gascentrales vallen niet langer buiten de CCS-categorie van de SDE++. In de reflectie wordt nader ingegaan op BECCS, CCS en het gebruik van blauwe waterstof.
Algemeen	Stimuleer binnen de SDE++ toepassing van CCS binnen bioraffinageprocessen (HEFA, SAF, bio-ethanol, en bio-waterstofproductie etc.)	De reactie is meegegeven aan KGG.
Algemeen	CCS post combustion (PCCCS): PCCCS is erg kapitaal intensief: zowel direct vanwege de relatief lage CO2 percentages als indirect door de lage draaiuren welke in toekomst verwacht worden. Deze kapitaalkosten zijn afgelopen jaren ook nog eens sterk gestegen. Anderzijds heeft CCS in potentie lagere OPEX kosten wanneer de operationele kosten van CO2 opslag lager zijn dan de CO2 EUETS kosten. Toekomstige draaiuren zijn zeer onzeker. Gascentrales staan aan het eind van de merit order en zijn daarmee zeer gevoelig voor (macro) economische en financiële tegenvallers (tegenvallende vraag), geopolitiek (gasprijzen), stokkende elektrificatie (subsidies/congestie) en onzeker beleid rondom opwek (kerncentrales, wind-op-zee, 2035 Co2-vrij, EUETS@2040 enz.). Bovenstaande risico's monden uit in de noodzaak voor inkomstzekerheid. In de werkwijze van de SDE++ betekent dit dat zowel spreads als minimale volumes gegarandeerd moeten	Meegenomen in de reflectie over CCS bij elektriciteitscentrales.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>worden.</p> <p>PCCCS impact op de markt: De verwachting is dat PCCS de marginale kosten drukt en daarmee dat PCCCS centrales eerder in de merit order komen te liggen en daarmee hogere draaiuren hebben. Dit verhoogt ook het gasgebruik. Dit verlaagt de (gemiddelde) stroomprijs en heeft daarmee ook zijn weerslag in de inkomsten van andere opwekkers lager in de merit order (met name zon&wind). Dit zou meegenomen moeten worden in de overwegingen.</p> <p>PCCCS m.b.t. flex: PCCCS vermindert ook de technische flexibiliteit van de centrale. Aangezien centrales waarschijnlijk in de toekomst (en nu al) 2 keer per dag starten is flexibiliteit, start zekerheid en startsnellheid van grote waarde. PCCS zal deze flexibiliteit en snelheid verlagen. Tevens zullen vermoedelijk bij elke start alsnog CO2 emissies zijn. Ook is de impact van flexibiliteit en starts op de afvangtechnologieën nog niet gehele uitgekristalliseerd.</p> <p>Advies marktpartij: Met het bovenstaande lijkt PCCCS op gas centrales niet vanzelfsprekend een goed inpasbare optie. Marktpartij is meer voorstander van de inzet van blauwe waterstof en andere CO2-vrij gassen in centrales om deze te verduurzamen. De inzet van deze CO2 vrije brandstoffen houden de kapitaalkosten rond centrales laag, verlagen het brandstof verbruik, beperken de impact op de elektriciteitsmarkt en ondersteunen maximaal opslag en RES. Zie kopje onder voor blauwe waterstof.</p> <p>Met het bovenstaande in het oog zien wij geen fundamenteel nut van of rol voor BECCS centrales in een elektriciteitssysteem met 70-80% hernieuwbare. Dat er geen enkele plannen zijn voor nieuwbouw en enkel gesproken wordt over het ombouwen van kolencentrales zonder vooruitzichten zet ook e.e.a. in perspectief.</p>	
Algemeen	<p>Additionele CCS projecten kunnen ontwikkeld worden door meer combinaties mogelijk te maken binnen de SDE++. Dit speelt op twee manieren:</p> <p>1) Projecten die eerder beschikkingen hebben gehad van 8000h kunnen mogelijk hun afvangpercentages of producties vergroten (i.e. mogelijk zonder additionele kapitaalinvesteringen; maar hebben wel de (extra) variabele kosten en kosten voor de CO2 transport en opslag). Hierdoor is het mogelijk om meer CO2 af te vangen dan origineel begroot in de SDE++ aanvraag. Op dit moment zijn projecten op basis van deze categorieën uitgesloten van het combineren van meerdere beschikkingen op dezelfde installatie (zelfs als er meerdere jaren tussen de beschikkingen ligt).</p> <p>2) Door veranderende marktomstandigheden kunnen installaties, die eerder CCU zonder SDE combineerden met een 4000h CCS beschikking, hun afzetmarkt voor CCU verliezen. Bij deze installaties is het interessant om een additionele 4000h CCS aanvraag mogelijk te maken, zodat deze CO2 kan worden opgeslagen. Op dit moment is het niet mogelijk om combinaties te maken tussen CCS categorieën van 4000h.</p> <p>Enig risico op oversubsidiëring wordt al ondervangen met behulp van de MSK toets, die verplicht is voor CCS projecten. Aangezien de kosten voor het transport en de opslag van CO2 de voornaamste projectkosten zijn, kunnen deze projecten zonder ondersteuning economisch niet worden gerealiseerd.</p>	De reactie is meegegeven aan KGG.
Algemeen	Wat is de definitie van 'hoofdinfrastructuur' in deze? Hoe moeten projecten als DRG, Porthos en Aramis gezien worden, en wat als deze er niet zijn (bijvoorbeeld een dedicated pijplijn aanleggen voor 1 project naar 1 gasveld?)	De kosten voor het aanleggen van een dedicated pijplijn worden niet meegenomen in het basisbedrag.
Algemeen	Deze twee derde CO ₂ -prijs legt een projectrisico op als de ETS-prijs onder deze waarde daalt. Wij stellen voor om deze basisprijs te verwijderen.	Voor kennisgeving aangenomen. In de huidige systematiek blijft de basisprijs bestaan. We geven dit mee aan KGG.
Algemeen	"aparte correctie" "aanvullend" voor ETS bedrijven. Waarom een aparte correctie; voor welke categorieën is dit van toepassing? hoe wordt deze correctie opgeteld bij marktwaarde, hoe wordt deze correctie bepaald?	De berekening van de marktwaarde van een product en van de baten vanuit het ETS-systeem worden in de systematiek los benaderd. Er wordt niet dubbel gecorrigeerd voor dezelfde baten.
Algemeen	Er wordt gekeken naar CCS met elektriciteitsproductie.	Voor kennisgeving aangenomen, besproken tijdens marktconsultatie.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Algemeen	De business case van CO ₂ afvang installatie in combinatie met CCS is niet rendabel zonder SDE. Vraag om SDE rondes te verlengen na 2025, en ook budget beschikbaar te stellen voor 2026.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Algemeen	Op pagina 46 worden diverse CCS-categorieën benoemd, inclusief het opslaan van CO ₂ in het buitenland. Ook wordt aangegeven dat biogene emissies meegenomen kunnen worden. Dit is cruciaal voor een aantal partijen die zowel fossiele als biogene CO ₂ uitstoten, en opslag daarvan (bijvoorbeeld via Aramis of andere Noordzee-opslag) kan aanzienlijke klimaatwinst opleveren. Marktpartij onderstreept het belang om zowel fossiele als biogene afvang te faciliteren en waardeert de flexibiliteit om CO ₂ over de grens op te slaan (hoognodig). Wel vragen wij aandacht voor de praktische uitvoerbaarheid: de SDE++ dekt niet de kosten van hoofdinfrastructuur (bijvoorbeeld de aanleg van centrale CO ₂ -pijpleidingen), wat een drempel kan vormen voor projecten. Wij stellen voor dat de overheid, parallel aan SDE++, investeert in CO ₂ -transportnetwerken en dat de SDE++ clustering van kleinere emissiebronnen stimuleert (zodat meerdere bedrijven gezamenlijk CCS kunnen realiseren). Ook kan vereenvoudiging van de veelheid aan CCS-deelcategorieën overwogen worden om het systeem toegankelijker te maken voor industrieën.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Algemeen	In paragraaf 2.13 "CO ₂ -afvang en -opslag" wordt in de eerste alinea aangegeven dat de overheid voornemens is om bepaalde categorieën niet meer mee te nemen in het advies SDE++ 2026. We willen de overheid verzoeken om deze categorieën toch te behouden. Het feit dat er geen aanvragen zijn geweest, heeft wellicht te maken gehad met een onzekere markt voor waterstof, realisatiekosten en CO ₂ opslag- & infrastructuur. Aangezien de kosten per ton vermeden CO ₂ in deze categorieën relatief laag zijn, kunnen deze het beste voorlopig blijven bestaan. Voor ons kan de techniek "bijkomende pre-combustion CO ₂ afvang bij bestaande industriële afvanginstallaties, wellicht nog interessant zijn.	Genoemde varianten zijn behouden.
Algemeen	Ook is de regeling niet technologie neutraal (nu alleen een nieuwe ATR), wat wel sterk de wens is vanuit het bedrijfsleven om zo 'best in class technologie' en hergebruik van assets te stimuleren.	In het advies wordt gewerkt met een referentie-installatie. De referentie-installatie is nadrukkelijk geen indieningsvereiste. Deze vereisten worden bepaald door KGG. De reactie is meegegeven aan KGG.
Algemeen	Herindiening SDE++ in relatie tot bankgarantie systematiek. Door externe oorzaken (o.a. vergunningen/ beschikbaarheid opslaginfrastructuur) in combinatie met veranderende marktomstandigheden zijn projecten waarvoor eerder SDE subsidie is beschikt niet financieel meer haalbaar. Een oplossing zou zijn om de betreffende SDE++ beschikkingen terug te geven en het project weer opnieuw in te dienen. Echter zal dan de afgegeven bankgarantie worden afgeroepen en er zal een nieuwe bankgarantie moeten worden afgegeven bij de nieuwe aanvraag. Dit is voor partijen niet haalbaar en komt er geen herindiening en geen project vanwege de onrendabele top die blijft bestaan. Dit kan worden ondervangen door de mogelijkheid te bieden om de bankgarantie over te zetten naar een nieuwe aanvraag in combinatie met intrekking van de oude beschikking	De reactie is meegegeven aan KGG
Algemeen	12 tot 15 jaar voor een subsidie op CCS is erg kort gezien de CAPEX investering die er mee gemoeid gaat die in de aangegeven periode terugverdiend dient te worden. Om die investering terug te verdienen in die tijdperiode met de huidige marges lijkt te kort. Een periode van 15 tot 20 jaar lijkt beter passend.	De reactie is meegegeven aan KGG. Alleen in uitzonderlijke gevallen kunnen afwijkende periodes in samenspraak met KGG worden aangehouden.
Algemeen	inkoop van elektriciteit in basisbedrag, niet in correctiebedrag, dit is vervelend voor opex CCU/CCS/biogasopwerking etc. bij marktwijzigingen (afschakeling?). Waarom worden onbalans/profielkosten met name voor opex Zon/Wind wel in correctiebedrag opgenomen (regel270)? Kunnen ook de wijzigingen in energiekosten worden meegenomen in het correctiebedrag?	In de huidige methodiek worden kosten in het basisbedrag meegenomen, en baten in het correctiebedrag. Bij zon en wind wordt er elektriciteit geproduceerd in plaats van verbruikt, dit is een andere situatie. De reactie is meegegeven aan KGG.
Biogene emissies	Interesse van AVI's in CCS van biogene emissies wordt genoemd en dat er geen financiële prikkel zou zijn. Die interesse is verplicht voor AVI's vanwege het ontbreken van allocatie/labelling, hierdoor ontstaat indirecte financiële prikkel: alle CO ₂ moet worden afgevangen naar CCS om ETS te voorkomen en de beschreven afzet naar glastuinbouw daarmee onmogelijk voor AVI's. Allocatie is daarom noodzaak, ook voor een gelijk speelveld.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Biogene emissies	Stimuleer de toepassing van CCS voor biogene CO ₂ -emissies (=negatieve emissies) om de koolstofverwijderingsdoelen van het kabinet (20-25 Mtpa CO ₂) voor Nederland te halen. In	De reactie is meegegeven aan KGG. Tevens is het al mogelijk om binnen de huidige categorieën aanvragen in te dienen voor het afvangen van biogene emissies.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	andere worden: Zet SDE++ zo in dat het stimuleert dat CCS een 'enabler' van koolstofverwijdering kan worden.	
Biogene emissies	fossiel vs. biogeen; bij AVI's wordt momenteel een (landelijke) verhouding fossiel/biogeen aangehouden. Om aan nationale/Europese uitstootnormen te voldoen, is nu geen allocatie toegestaan. Een AVI mag niet zeggen: deze CO2 die naar CCS gaat is fossiel en de overige die ik naar de glastuinbouw breng, is biogeen. Hierdoor moeten AVI's om de uitstootnormen van fossiele CO2 te halen ook (2x zo veel) biogene CO2 afvangen en krijgen ze dus een verplichting tot negatieve emissies. In de SDE (2026?) heeft dit het drie effecten: 1. dat minder ETScorrectie van toepassing is (slechts 36%; in 2025 zelfs 0% omdat besluit dat AVI onder ETS valt nog niet is genomen; de 36% zou in de toekomst per AVI kunnen verschillen) waardoor deze techniek slecht concurreert en 2. het hierdoor in werking tredende plafond zorgt dat CCS van fossiele CO2 een forse onrendabele top houdt en 3. dat dit 3x wordt versterkt omdat de verplichte biogene CCS ook niet rendabel is. Allocatie, het mogen labelen van CO2 afvang, is noodzaak voor AVI's om daadwerkelijk CO2 te gaan afvangen en niet slechts ETSheffing te gaan betalen.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Biogene emissies	"prijs van ETS-vergunningen"? Worden hier CDR's bedoeld voor CO2-vastlegging van CO2 die niet onder ETS valt (bijvoorbeeld biogeen)? Hoe worden deze prijzen vastgesteld? Kunnen CDR's worden verhandeld voor vastlegging van (biogene) CO2 waar al SDE-subsidie voor is ontvangen?	Op dit moment nemen we alleen correcties mee binnen het ETS-systeem. We houden nog geen rekening met eventuele baten van CDR, omdat het beleid omtrent negatieve emissies nog in ontwikkeling is en de markt ondoorzichtig is. Wanneer er meer duidelijkheid komt over de baten zal hiervoor gecorrigeerd gaan worden.
Biogene emissies	Bij het opwerken van biogas naar groen gas komt biogene CO2 vrij. Deze CO2 kan afgevangen worden en in diverse sectoren worden toegepast, o.a. afhankelijk van benodigde specificaties. Deze biogene CO2 zou een meerwaarde moeten hebben ten opzichte van fossiel afgevangen CO2, maar dit wordt niet geborgd. De markt is niet bereid om meerwaarde te betalen voor biogeen afgevangen CO2 emissies, waardoor de extra investering in een afvanginstallatie of vervloeiing niet rendabel is. Er zou een minimale prijs moeten gelden voor biogene CCS/CCU of een andere incentive, bijvoorbeeld in de vorm van credits.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Biogene emissies	Marktpartij richt zich voor de afzet volledig op CCS. Bij afvalverbranding is slechts 1/3 deel fossiel en 2/3 deel biogeen CO2. Hierdoor is voor CCS slechts 1/3 deel dat in aanmerking komt voor vermindering van emissiebelasting en bemoeilijkt het creëren van een rendabele business case. Dit kan opgelost worden door een SDE++ op het afvangen van biogene CO2 mogelijk te stellen of het verhogen van het subsidiebedrag voor afvangen van fossiele CO2.	In het advies is geen aparte categorie voor biogene CO2 opgenomen, omdat wij ervan uitgaan dat de generieke categorieën hiervoor toereikend zijn.
Biogene emissies	Knelpunt: Inkomsten uit vrijwillige markt kunnen onrendabele top en subsidie-intensiteit verkleinen, maar duidelijke afspraken vooraf zijn daarbij nodig. Met een correctiebedrag van nul euro op CCS categorie 6 heeft een project een hoge subsidie-intensiteit en zal het een flinke claim leggen op het SDE++ budget. Omdat er wel marktinkomsten mogelijk zijn klopt dit niet helemaal met de werkelijkheid. Marktpartij denkt dit te kunnen verbeteren door in een vroege fase van het project commitment te vergaren op de vrijwillige markt voor afname van 'carbon dioxide removal' (CDR) certificaten. Voor CCS categorieën wordt het correctiebedrag vastgesteld aan de hand van EU Emission Allowance (EUA), Inkomsten uit de vrijwillige CDR-markt worden momenteel niet meegenomen. Dit is goed te begrijpen omdat de CDR-markt nog erg onvolwassen is. Het is daarom lastig voor PBL om een marktconforme correctie te bepalen. In plaats van een correctie toe te passen achteraf, denken we dat we dat in dit geval vooraf kunnen doen door het aanvraagbedrag te verlagen op basis van de afname commitment met de vrijwillige markt. Het voordeel van deze volgorde is dat we dan enkel SDE++ aanvragen voor het resterende gat (d.w.z. de onrendabele top) en zo de claim op het SDE++ budget zo klein mogelijk kunnen houden. Echter, dit betekent dat we aan de voorkant willen weten of er in de toekomst ook rekening gehouden gaat worden met inkomsten uit de vrijwillige CDR-markt in het bepalen van het correctiebedrag. Dit zou immers leiden tot een dubbele correctie waardoor de business case omvalt. Concreet, momenteel staat het correctiebedrag voor een BECCS project onder categorie 6 op nul, maar het is ons niet volledig duidelijk onder welke omstandigheden en voorwaarden er later alsnog additionele	De reactie is meegegeven aan KGG. Op dit moment zijn de baten vanuit de vrijwillige markt voor CDR certificaten nog onduidelijk en is het niet mogelijk om hierop te corrigeren. Als er meer duidelijkheid komt over de baten dan is het aannemelijk dat hiervoor gecorrigeerd wordt in de subsidie.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>variabelen (zoals inkomsten uit de vrijwillige CDR-markt) toegevoegd kunnen worden aan de manier hoe het correctiebedrag wordt berekend tijdens de levensduur van de beschikking.</p> <p>Voorstel: We gaan graag gezamenlijk op zoek naar een oplossing om een inkomstencorrectie in te passen aan de voorkant van het project zodat de subsidieaanvraag de werkelijke onrendabele top en plaats in de merit order zo goed mogelijk reflecteert. Het maken van duidelijke afspraken hieromtrent zijn van belang om geen financiële risico's te lopen tijdens de levensduur van het project. Wellicht kan het helpen om te leren van de volgorde van commitment bij het Zweedse BECCS project van Stockholm Exergi. Daar is eerst een commitment aangegaan met CDR-afnemer Microsoft, en daarna heeft de Zweedse overheid een commitment afgegeven voor een subsidie van ca. EUR 1.8 miljard, wat ogenschijnlijk de onrendabele top was.</p>	
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>Er zijn een aantal knelpunten in de huidige regeling en de berekening van PBL die een sluitende business case bemoeilijken of verhinderen:</p> <p>Knelpunt 1: Mismatch met huidige categorieomschrijving: 'niet-ETS bedrijven'.</p> <p>In de aanwijzingsregeling van 2024 vallen biomassaenergiecentrales (BEC's) onder de noemer 'niet-ETS-bedrijven' (ref. Aanwijzingsregeling Artikel 83, lid 1, onderdeel h). In de praktijk zijn BEC's dit vaak wel: bijvoorbeeld door de ligging naast bestaande gascentrales, of door vervuilingen in de biomassaastroom. In het tweede geval zal de regelgeving vanaf 1-1-2026 ervoor zorgen dat dit geen probleem meer is omdat BEC's met <5% fossiele emissies vrijgesteld worden ETS verplichtingen. In het eerste geval blijft het probleem bestaan. Om alle BEC's de mogelijkheid te bieden om een BECCS project te ontwikkelen die subsidiabel is onder SDE++ is het dus van belang dat dit wordt gecorrigeerd in de Aanwijzingsregeling.</p> <p>Voorstel: De oplossing die wij zien is dat bij CCS bij BEC's geen onderscheid wordt gemaakt tussen ETS en niet-ETS bedrijven.</p>	De reactie is meegegeven aan KGG.
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>Knelpunt 2: Onterechte emissiefactoren voor energieverbruik waardoor de subsidie-intensiteit onterecht hoog uitvalt. In de berekening van het basisbedrag voor de CCS categorie 6B voor BEC's (ref. tabblad 180 van het PBL-2025-OT-model-Eindadvies-SDE-2025), is te zien dat per ton CO2 afgevangen voor opslag slechts 741 kg CO2 daadwerkelijk wordt vermeden (regel 70). Dit komt doordat de gehanteerde emissiefactoren voor het gebruik van elektriciteit en warmte uitgaan van fossiele opwekking. In het geval van dit project wordt de energiebehoefte echter duurzaam opgewekt met bio-stoom uit de biomassa-centrale waar de CCS aan wordt gekoppeld. Door het gebruik van emissiefactoren gebaseerd op fossiele opwekking is de subsidie-intensiteit voor de BEC's in het huidige PBL advies een stuk hoger dan in de praktijk (369 EUR/ton CO2) waardoor de techniek te laag in de merit order zit en het basisbedrag afgetopt wordt. Hierdoor wordt de onrendabele top onvoldoende gedekt waardoor de business case niet haalbaar is.</p> <p>Voorstel: Aanpassing van de emissiefactoren zodat deze het gebruik van biomassa als brandstof voor de opwekking van elektriciteit en warmte reflecteert. We lichten dit graag verder toe met een berekening in een toelichtend gesprek.</p>	In dit eindadvies hebben we de methode voor de gehanteerde emissiefactoren aangepast, deze is nu gebaseerd op gedeelde elektriciteitsproductie bij AEC's. Hierdoor komt deze categorie gunstiger uit in de rangschikking.
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>O.a. categorieën met gedeeltelijke opslag maar ook diverse CCU categorieën: door de gewijzigde emissiefactor die volgens ons rekening houdt met een te hoge emissiefactor (zie opmerking op wijzigingsnotitie 2026) en de extreem lage KEV lange termijn energieprijzen, ontstaat een grote aftopping waarmee we niet verwachten dat hier nog haalbare projecten mee gerealiseerd kunnen worden. De warmte bij AEC's wordt afgetapt uit het elektriciteitsproductieproces wat typisch een verlaging van de elektriciteitsproductie geeft van 0,2 tot 0,25 kWh per kWhth. Een reële emissiefactor zou dan dus bijv. $0,25 \times 0,13 = 0,0325$. Dit geeft een drastisch minder aftopping en houdt daarmee deze projecten ook haalbaar. Eerder is ons dit niet opgevallen omdat het tot dusver weinig effect had omdat de subsidie-intensiteiten sowieso onder de 300 EUR/ton lagen.</p>	De gehanteerde emissiefactoren bij AEC's zijn in dit eindadvies aangepast om gedeelde elektriciteitsproductie te reflecteren. Hierdoor komt deze categorie gunstiger uit in de rangschikking.
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>Marktpartij wil graag een aantal aandachtspunten en zorgen meegeven m.b.t. de inzet van CCS op biomassa centrales bij primaire inzet t.b.v. elektriciteitsproductie.</p> <p>BECCS techno-economics en impact op de markt:</p>	Reactie meegegeven aan KGG.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>Gelet op de zeer grote CAPEX vereisten, laag elektrische rendement en de benodigde business case rond negatieve emissies verwachten wij dat dergelijk centrales een baseload profiel zullen hebben. De hoge afschrijvingen en de druk op het beperken van de kosten/waarde van de negatieve emissies zal betekenen dat de volumes van negatieve emissies de belangrijkste driver zal zijn. Hetgeen zal leiden tot (zeer) hoge draaiuren, mogelijk vergelijkbaar met die van kerncentrales. Dit heeft TenneT zelf ook ingeschat in haar Leveringszekerheidsrapport uit 2023 rond CO2-vrije leveringszekerheid. De flexibiliteit van een kolencentrale omgebouwd naar biomassa met BECCS zal zowel economisch als technisch laag zijn. (https://www.tennet.eu/nl/nieuws/leveringszekerheid-van-elektriciteit-een-volledig-duurzaam-elektriciteitsysteem)</p> <p>De markt verstoring van een dergelijke centrale zal dus zeer groot zijn, de betrokken hoeveelheid biomassa en CO2 opslag zeer groot. Dit zal impact hebben op goedkopere bronnen voor duurzame elektriciteit zoals zon en wind en het totale potentieel hiervan verminderen. Het veelvuldig met verlies draaien tijdens negatieve uren zal tevens gecompenseerd moeten worden en staat op gespannen voet met EU State-Aid kaders.</p> <p>Marktpartij advies / De logische inzet van BECCS: Negatieve emissies zijn nodig voor de toekomst. BECCS kan hierin voorzien. Het hoogste systeemnut voor de inzet hiervan is op plekken met baseload gebruik en hoge CO2 concentraties. Een veel beter match, vanuit systeem efficiency, is bij baseload warmte levering aan de industrie voor hoog temperatuur warmte en bij AVI's. Uitgaande van de blijvend hoge vraag naar CO2-vrij/duurzame warmte welke past bij dergelijke kapitaal intensieve centrales is het logischer om elektriciteit als tussenstap over te slaan.</p> <p>Daarnaast zou BECCS goed kunnen passen bij biomassa vergassing, waar syngas feedstocks geproduceerd wordt voor de toekomstige circulaire industrie. De keten/biomassa/CO2 efficiencies van syngas, AVI's en BECCS inzet voor HT warmte zijn hoger dan die van BECCS voor elektriciteitsproductie, zeker wanneer deze ook nog duurzame elektriciteit uit zon en wind verdrijven.</p> <p>Een directe inzet van biomassa (met CCS) voor warmte/proces is tevens vriendelijker voor netcongestie, zowel doordat de druk vanuit elektrificatie verminderd wordt als vanwege het moeten produceren tijdens de vele negatieven (invoedingscongestie t.b.v. RES invoeding) uren.</p>	
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>Categorieën ETS en niet-ETS worden opgesplitst. Volgens r208 wordt hierbij regelgeving 1jan26 aangehouden, zodat AVI's als niet-ETS aangemerkt zullen worden. Door de maximale subsidie-intensiteit zonder ETS kan dit leiden tot aftopping (door KGG), die onterecht is wanneer AVI's toch onder ETS gaan vallen, omdat ETS correctie dan toch plaatsvindt en dan de SDE-intensiteit helemaal niet boven 300€/ton CO2 komt. Dit is onwenselijk. Hoe kan dit worden voorkomen?</p>	Reactie is meegegeven aan KGG.
CO2-afvang bij AEC's en BEC's	<p>Afvalverbranding levert zoals bekend ca. 1/3 deel fossiel CO2 op en 2/3 deel biogeen. Dit betekent dat ingeval van CCS slechts 1/3 deel in aanmerking komt voor teruggave van emissiebelasting. Dit hindert de business case voor CCS. Er lijkt interesse vanuit bepaalde bedrijfstakken om te betalen voor biogene CCS om zo de eigen activiteiten te vergroenen. Het is echter moeilijk voor te stellen dat hiervoor bedragen betaald gaan worden die structureel boven de ETS liggen. De ETS vormt de bodem in deze potentiële markt. Een SDE++ subsidie voor biogene CCS zou helpen, zowel voor afvalverbranding als voor BEC's.</p> <p>Het toelaten van CCS in het buitenland in combinatie met SDE++ zou zeker helpen om de kosten voor CCS te beperken. Er ontstaat dan immers meer marktwerking. Ook helpt dit omdat de realisatie van de binnenlandse projecten door de stikstofproblematiek waarschijnlijk vertraging oplopen, terwijl bijvoorbeeld NorthernLights al operationeel is. Wij ervaren dat de opstelling van Aramis reflecteert dat er weinig alternatieven voor hen zijn. Bepaalde contractvoorwaarden hebben dusdanige impact dat dit besluitvorming vertraagt. Ook in de keten doen zich opvallende fenomenen voor: het denken in grootschaligheid leidt ertoe dat men afziet van trucktransport voor vloeibaar CO2. Maar op dit moment is dit de enige vorm van transport voor vloeibaar CO2 en ook uitgebreid voorhanden doordat de tuindersmarkt zo</p>	De reactie is meegegeven aan KGG. In dit eindadvies nemen we opnieuw de optie voor opslag in het buitenland mee. De kosten en emissiefactor voor CCU en CCS bij AEC's zijn dit jaar aangepast om gedeefde elektriciteitsproductie te reflecteren.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>functioneert. Het binnenvaart transport per schip naar Rotterdam is duurder en inflexibeler dan men denkt. Marktpartij onderzoekt momenteel de mogelijkheid om CO2 op land op te slaan. Het toelaten van CCS voor deze categorie zou net zoals de openstelling voor CCS in het buitenland helpen om de kosten te verlagen.</p> <p>Wat betreft het energieverbruik van CCUS. Onze ervaring is dat het produceren van een ton vloeibare CO2 ertoe leidt dat een AEC 0,5 MWh minder elektriciteit kan verkopen. De stroomstrip per van de afvang installatie vraagt als vuistregel 1 MWhth per ton gasvormig CO2. Met een stoomturbine rendement van 25% (gebruikelijk in AVI-land) staat dit gelijk aan 0,25 MWhe. De vervoering kost ook ca. 0,25 MWhe per ton. De forward E-tarieven bewegen zich nu net onder € 100 per MWhe. Alleen al de energiecomponent van een ton vloeibaar CO2 is daarmee € 50 per ton. Wij stellen dan ook voor om de correctiebedragen voor CCUS te verhogen met 50% van de E-prijzen; momenteel wordt bij stijgende E-prijzen wel de extra inkomsten van de CO2 verkoop aan tuinders meegenomen (via WKK formule), maar niet de extra uitgaven. Voor CCS geldt hetzelfde, ook omdat de E-prijzen correleren met het ETS tarief.</p>	
DAC	We zouden graag bevestigd zien dat Variant 1 en 2 ook aan te spreken zijn voor transport en opslag van CO2 die middels DAC systemen wordt gevangen. De SDE++ ondersteuning voor de transport- en opslagkosten is cruciaal voor de business case.	In dit eindadvies is een nieuwe categorie opgenomen voor DAC-systemen met permanente CO2-opslag.
DAC	Direct Air Capture kan ook worden ingezet voor CCS: De verdere ontwikkeling van de potentiële CCS-markt in Nederland zou versterkt kunnen worden door de opname van Direct Air Capture (DAC) en CCS voor negatieve emissies. Er zijn echter op dit moment geen sterke prikkels voor DAC, omdat de vermindering van de uitstoot uit de lucht onder vrijwillige kaders valt en de kosten en het energieverbruik hiervoor zeer hoog zijn. Daarom achten wij dat de subsidiëring hiervan in de SDE++ zoveel mogelijk beperkt moet worden en niet ten koste mag gaan van andere, kostenefficiëntere technologieën.	Voor kennisgeving aangenomen. In dit eindadvies is een categorie voor DAC toepassing bij CCS meegenomen.
Koolstof-arme waterstof	Diverse routes voor koolstofarme waterstof moeten mogelijk blijven: blauwe waterstof (via NG en raffinaderijresiduen, zowel via ATR als SMR), bio-waterstof (biomassa vergisting), enzovoort.	Voor kennisgeving aangenomen
Koolstof-arme waterstof	Voor aanvragers is het nu onduidelijk hoe de inzet / het gebruik van koolstofarme waterstof in processen van (bio-)brandstofproducenten een plek in SDE++ heeft. Bijv. voor inzet bij bio-brandstofproductie: Hoe past koolstofarme waterstof in de SDE++ als dit niet per se aardgas vervangt?	In dit eindadvies gaan we verder in op de rol van koolstofarme waterstof in de SDE++ in een reflectie.
Koolstof-arme waterstof	<p>Blauwe Waterstof inzet t.b.v. aardgasvervanging. Marktpartij ziet perspectief voor de inzet van blauwe waterstof.</p> <p>Blauwe waterstof in het waterstof systeem: Groene waterstof productie volgt grosso modo de opwek van wind en zon, terwijl waterstof verbruik vrijwel nooit ditzelfde patroon zal volgen. Derhalve is er veel opslag en flexibiliteit nodig in het waterstof systeem. Drukken in leidingen en systemen moet binnen de veilige bandbreedte gehouden worden en de minimale afname van waterstof moet ten alle tijden gezekerd worden. Aangezien de uitbreiding van H2 opslag kostbaar en tijdrovend is, zal naar onze verwachting (blauwe) waterstof productie een goede rol hebben in het borgen van waterstof-leveringszekerheid (zowel adequacy als netstabiliteit). In een verdere toekomst is het tevens moeilijk voor te stellen dat een economie welke grotendeels op groene waterstof, in grote mate afhankelijk wordt van de fluctuerende weerspatronen in Europa en net als nu zo afhankelijk wordt van import van schaarse energiestromen (LNG). Differentiatie van opwek en import opties zal in de toekomst alleen maar belangrijkers worden.</p> <p>Blauwe H2 in centrales: Blauwe H2, doordat het niet afhankelijk is van het weer, heeft een grote systeem waarde. Blauwe waterstof i.c.m. met groene waterstof en opslag is nodig om in de schommelingen in de H2 vraag te voorzien.</p> <p>De inzet van Blauwe H2 in centrales, welke in beperkte uren zal plaatsvinden maar wel op meerder centrales op hetzelfde moment, zal veel pieken kennen. De zekerheid van H2 capaciteit is daarmee erg belangrijk. De inzet in centrales betekent dat er wel voldoende opslag aanwezig moet zijn en/of voldoende flexibele afname bij de industrie.</p>	Voor kennisgeving aangenomen, aan KGG meegegeven.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>Centrales op waterstof zullen waarschijnlijk lage draaiuren kennen (uitgaande van de juist steunkaders). Daarmee wordt ook een lagere aardgas inzet in de elektriciteitsketen geborgd.</p> <p>Waterstof Centrales kunnen wel makkelijk tijdelijke overtollige waterstof verbruiken wanneer opslag en afname beperkt zijn. Gelet op de technische beperkingen van andere opwekkers en afnemers kan een flexibele H2 afnemer waardevol zijn voor het balanceren van het waterstof netwerk.</p> <p>Centrales op blauwe waterstof (net als in regel over CCS geschetst wordt) zijn straks kritisch voor de leveringszekerheid en betaalbaarheid van het elektriciteitssysteem, maar hebben te maken van lage en zeer onzekere draaiuren. Een regeling voor blauwe waterstof zal dus ook rekening moeten houden dat de afname door centrales zeer flexibel en onzeker zal zijn.</p> <p>Uitgaand dat de SDE++ regeling de operationele spreadrisico (aardgas - CO2 opslag) goed afdekken, betekent dit dat de volume risico's van blauwe waterstof centrale voldoende afgedekt worden in een SDE++ regeling, bijvoorbeeld met een minimum aantal draaien.</p> <p>Additionele kaders voor de inzet bij centrales: Blauwe waterstof gesteund door de SDE++ kan een goede combinatie zijn om centrales te verduurzamen. De SDE++ verzorgt echter enkel de moleculen. Een goede businesscase voor centrales omvat ook 1) een aansluiting op het H2 netwerk, 2) voldoende toegang tot H2 opslag dan wel industrie flex en 3) voldoende zekerheid van volumes en marktprijzen om de vereiste langjarige contracten voor infra, opslag en moleculen te kunnen tekenen. Dit zou een Capaciteitsmarkt kunnen zijn.</p> <p>RED III De RED III kan een grote impact hebben op de afname van blauwe waterstof door de industrie. De afname van blauwe waterstof door de industrie kan direct (bedrijfsverplichting) of indirect (nationale verplichting) ertoe leiden dat er meer afname van groene waterstof vereist wordt via de REDIII. De inzet van blauwe waterstof in centrales valt niet onder de REDIII. Dit kan leiden tot meer kosten en risico's voor de afname van blauwe waterstof. Advies om de REDIII effecten goed mee te nemen in het ontwerp van een blauwe waterstof regeling.</p>	
Koolstof-arme waterstof	Om de potentie van het decarboniseren van restgassen te vergroten, zou er een tweede categorie voor restgassen gecreëerd kunnen worden die gebruik maakt van bestaande waterstofinstallaties met CO2-afvang.	In dit eindadvies is een nieuwe categorie opgenomen voor gebruik bij bestaande waterstof productie-installaties.
Koolstof-arme waterstof	Voeg een categorie toe voor inzet van koolstofarme waterstof voor elektriciteitsproductie	Voor kennisgeving aangenomen.
Koolstof-arme waterstof	<p>"Bij nieuwe 'pre-combustion-CO2-afvang bij een nieuwe installatie' wordt uitgegaan van een minimale CO2-reductie van 80% ten opzichte van de huidige EU-ETS-benchmark voor waterstofproductie. Onderzoek het verschil in kosten met een minimale CO2-reductie van 90%, zoals opgenomen in de meest recente EU-taxonomie."</p> <p>Reactie: De definitie koolstofarm moet aansluiten bij eerdere SDE++ categorieën. Het is niet duidelijk welke onderliggende standaard hierbij beoogd wordt. En welke Scope emissies wel of niet meegenomen dienen te worden, en waar de genoemde CO-reducties op van toepassing zouden zijn.</p> <p>De EU ETS Benchmark refereert aan directe Scope 1 emissies. Terwijl LCA / PCF methodieken als gebruikt bij EU Taxonomy, RED III DA en EU Gas Package (weliswaar met verschillende toepassingen en methodieken) gebruik maken van zowel Scope 1, 2 en 3 emissies in de gehele productieketen.</p> <p>Ter referentie wijzen wij op het IEA Rapport LOW-CARBON HYDROGEN FROM NATURAL GAS: GLOBAL ROADMAP waarbij de LCA voor waterstofproductie technieken met CCS vergeleken wordt. Met de conclusie dat "a reduction of the carbon footprint ranging between 43-76% can be achieved in the Netherlands in 2020 for all the investigated technologies. This reduction is set against the reference grey (without CCS) hydrogen with a carbon footprint of 10.13 kg CO2 eq./kg H2."</p>	Voor kennisgeving aangenomen.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	In deze context begrijpen wij de 80% en 90% suggesties niet die zou refereren aan de EU Taxonomy. Zoals hierboven uitgelegd is de onderliggende basis (Scope 1 vs. LCA) anders.	
Koolstof-arme waterstof	<p>"Bij de CO₂-afvang bij waterstofproductie uit industriële reststoffen wordt geen rekening gehouden met de kosten voor inkoop van aardgas benodigd voor de compensatie van de energetische verliezen die optreden bij de omzetting van deze reststoffen naar waterstof."</p> <p>Reactie: Om de daadwerkelijke onrendabele top te bepalen voor deze route, zullen zowel de kosten voor de ombouw naar waterstof-ondervuring als de energetische verliezen meegenomen dienen te worden. Op dit moment is deze route niet volledig meegenomen. De kosten voor ombouw naar waterstofondervuring zouden eventueel separaat in een andere categorie meegenomen kunnen worden en gekoppeld kunnen worden (als afnemer) met deze categorie.</p>	Dit uitgangspunt is niet langer van toepassing binnen dit eindadvies. De compensatie voor energetische verliezen wordt meegenomen. Ook is het ombouwen van de branders in dit eindadvies meegenomen.
Koolstof-arme waterstof	<p>"Graag onderzoek naar de mogelijkheid van het stimuleren van de productie van koolstof-arme (blauwe) waterstof, waarbij kan worden gekeken naar de additionele kosten en additionele CO₂-reductie van CO₂-afvang bij een ATR ten opzichte van CO₂-afvang bij een SMR. Anders dan bij andere CCS-categorieën valt de waterstofproductie binnen de systeemgrenzen."</p> <p>Reactie: Het stimuleren van de productie van koolstofarme waterstof en met name de inzet ervan is een goed idee. Wij begrijpen echter niet waarom hier ATR wordt genoemd en dat dat wordt afgezet tegen SMR. Er zijn verschillende technologieën beschikbaar om koolstofarme waterstof te produceren (ATR, SMR, POX); de keuze van de technologie hangt af van de specifieke omstandigheden (feedstock) en de producten die geproduceerd moeten worden. Zo kan een ATR interessanter zijn als het om de waterstof gaat; als CO ook een belangrijk product is dan kan een SMR een goede keuze zijn; POX kan net als ATR interessant zijn als het gaat om offgases omdat deze doorgaans meer verontreinigingen bevatten (wat POX en ATR relatief beter aankunnen). Wij stellen voor om deze categorieën technologieneutraal te houden.</p> <p>Het gebruik van een ATR als referentietechnologie zou andere opties niet uit moeten sluiten. Overigens is het wenselijk dat het in een dergelijke categorie ook mogelijk blijft om (deels) offgases in te nemen (en niet alleen aardgas) zodat fatale (gedecarboniseerde) gassen nuttig kunnen worden aangewend.</p>	De reactie is meegegeven aan KGG.
Koolstof-arme waterstof	Onze interpretatie is dat de EU ETS-benchmark, en specifiek de BMS0-benchmark voor waterstof, directe (scope 1) emissies omvat vanuit het waterstofproductieproces op installatieniveau. Als dit inderdaad de benchmark is, ondersteunen wij CO ₂ -reductie-eisen van meer dan 90% voor blauwe waterstof-projecten. Graag zouden wij een bevestiging ontvangen dat upstream-emissies, scope 3, niet zijn inbegrepen in deze benchmark.	Conform de uitgangspunten zijn de scope 3-emissies niet inbegrepen in deze benchmark.
Koolstof-arme waterstof	De efficiëntie bij de omzetting van energiedragers (brandstofgas of aardgas) naar waterstof bedraagt circa 80%. Dit resulteert in een verschil van circa 20%, wat moet worden meegenomen in de berekening van het financieringstekort / basisbedrag. Door dit verschil uit te sluiten, ontstaat een te lage subsidie-intensiteit per ton CO ₂ , wat de businesscase onhaalbaar maakt.	Reactie is meegegeven aan KGG, dit verschil is niet langer uitgesloten.
Koolstof-arme waterstof	Ons voorstel is om verschillende reformertechnologieën (bijv. ATR, SMR, POX) toe te staan voor de productie van blauwe waterstof, om zo de laagste productiekosten mogelijk te maken afhankelijk van conceptkeuzes. Wij zouden informatie kunnen delen over CO ₂ -afvangpercentages en de kosten van deze technologieën.	Voor kennisgeving aangenomen. Per categorie hanteren we één referentie-installatie, dit hoeft niet te betekenen dat in de uitvoering andere typen installaties uitgesloten worden.
Koolstof-arme waterstof	Marktpartij kijkt naar mogelijkheden om koolstof arme waterstof te gebruiken in gascentrales i.p.v. aardgas om zo te decarboniseren. Een subsidie om de kosten van deze koolstof arme waterstof te verlagen en daarmee de prijs van koolstof arme waterstof te verlagen en competitief te maken met aardgas als feedstock voor gascentrales is noodzakelijk om deze decarbonisatie route te kunnen overwegen. Een subsidie expliciet voor gebruik van blauwe waterstof in gascentrales zal hierin helpen.	Voor kennisgeving aangenomen, doorgegeven aan KGG.
Koolstof-arme waterstof	Stimuleren van koolstofarme waterstof in gascentrales wordt aangemoedigd, echter is CCS een goed alternatief aangezien deze techniek al op grote schaal zich heeft bewezen en fabrieken operationeel zijn (daar waar waterstof conversie in gascentrales nog niet op grote schaal wordt toegepast).	Meegenomen in de reflectie over CCS bij elektriciteitscentrales.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Koolstof-arme waterstof	<p>In de wijzigingsnotitie wordt onder de uitvraag van "CO₂-afvang en opslag" aan marktpartijen gevraagd informatie te delen over mogelijke CO₂ reductie middels gebruik van koolstofarme waterstof in plaats van aardgas voor productie-installaties.</p> <p>Het opnemen van een variant die het mogelijk maakt om restgassen en/of aardgas om te vormen in koolstofarme waterstof met bestaande waterstoffabrieken (kan SMR of ATR zijn) zou op onze operaties van toepassing kunnen zijn.</p> <p>Met deze variant zou het mogelijk kunnen worden de brandstof voor onze fornuizen, nu vooral restgassen, te wijzigen naar koolstofarme waterstof.</p> <p>Wij zien de optie met gebruik van bestaande SMR('s) als potentieel meest kosten effectieve methode om CO₂ emissies te verminderen op onze fornuizen. Door zoveel mogelijk gebruik te maken van bestaande installaties denken we maximaal kosten effectief te kunnen zijn voor omzetting van onze restgassen.</p> <p>Een project voor het omzetten van restgassen naar koolstofarme waterstof zou het volgende inhouden:</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) het verzamelen van hoogcalorische restgassen en deze geschikt maken voor verwerking als voeding voor bestaande waterstoffabrieken (SMR's), (2) omzetting van restgassen in één of meerdere bestaande waterstoffabrieken waarbij de geproduceerde CO₂ wordt afgevangen middels CCS. (3) het aanleggen van nieuwe waterstof distributie infrastructuur op de site naar de fornuizen en installatie van nieuwe branders in de fornuizen. <p>De grootste kostenposten zitten in het energetische verlies dat optreedt bij omzetting van restgas/aardgas naar waterstof en de operationele kosten die gemaakt worden op de waterstoffabriek(en), de investering die gepaard gaat met de restgassen geschikt maken voor voeding naar een SMR en het aanleggen van waterstofinfrastructuur naar de fornuizen (inclusief ombouw van de fornuizen zelf). Toch is onze inschatting dat dit de meest kosteneffectieve methode is om emissies van onze fornuizen te reduceren op onze site.</p> <p>We willen graag bespreken in hoeverre het energieverlies, kosten voor opereren van de SMR('s), restgas opwerken naar voeding en waterstofinfrastructuur "binnen de poort" onder SDE++ kunnen vallen. De additionele kosten betreffen dus CAPEX en OPEX.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Koolstof-arme waterstof	<p>De opwerking van restgassen naar koolstofarme waterstof is een belangrijke optie voor het reduceren van CO₂-uitstoot. De wereldhandel en het niet door kunnen leggen van kosten maakt dat het belangrijk is dat de kosten voor Gas + ETS prijzen gelijk staan aan de koolstofarme waterstofprijs. We zien bij verschillende partijen dat ze 'een clusterproject' verder onderzoeken, dus de restgassen aan een derden leveren en de koolstofarme waterstof weer inkopen. Het prijsverschil tussen gasprijzen + ETS en inkoopprijs van de koolstofarme waterstof is het aandachtspunt waar we u op willen wijzen. Wij vernemen dat dit prijsverschil een belangrijk obstakel is voor het realiseren van een clusterproject.</p>	Voor kennisgeving aangenomen.
Koolstof-arme waterstof	<p>De energievraag voor de productie van waterstof uit restgassen wordt niet meegenomen in de SDE++ regeling voor waterstof productie vanuit restgassen. Omzetting van restgassen waarbij de waterstof op locatie voor energiedoelinden wordt gebruikt (dus niet als grondstof of voor de handel), is inherent energie-inefficiënt ten opzichte van directe verbranding van restgassen. Dat betekent dat de kostendeckking eigenlijk vrijwel volledig uit de vermeden CO₂-emissies moet komen. Doordat dit bovenstaande kostenelement niet beschouwd wordt in het instrumentarium, is de dekking onvoldoende voor een investeerbare business case. De energiebelasting, door centraal opwerken van restgassen, komt daar dan nog eventueel bovenop, maar is niet leidend.</p>	De kosten voor het gebruik van aardgas om omzettingsverliezen te compenseren worden meegenomen in de relevante varianten.
Koolstof-arme waterstof	<p>De overheid vraagt of de varianten 7 en 8 voldoende zijn om koolstofarme waterstof te ondersteunen. Hoewel de bestaande grijze waterstofvraag met deze categorieën verduurzaamd kan (en veelal gaat) worden, is het niet voldoende. Allereerst wordt met deze varianten het prijsverschil tussen aardgas en blauwe waterstof niet dichtgezet. Het creëert dan geen nieuwe waterstofvraag. In nieuwe markten (elektriciteit; hoge temperatuur</p>	In dit eindadvies worden de additionele investeringen en rendementsverliezen meegenomen.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>warmte, decarboniseren van restgassen) moet geconcurrereerd worden met de gasprijs i.p.v. de waterstofprijs. Ten tweede wordt met de bestaande varianten niet de potentie van het decarboniseren van restgassen voldoende benut. Categorieën die toezien op het decarboniseren van restgassen dienen ook rekening te houden met additionele investeringen aan leidingen/branders en met efficiency-verliezen die optreden.</p>	
Koolstof-arme waterstof	<p>De categorie die nu betrekking heeft op restgassen (variant 4a en 4b) gaat uit van een investering in een nieuwe waterstofproductie-installatie, inclusief CO2-opvang. Om de potentie van het decarboniseren van restgassen te vergroten, zou er een tweede categorie voor restgassen gecreëerd moeten worden die gebruik maakt van bestaande waterstofinstallaties met bestaande CO2-afvang.</p> <p>Deze extra categorie is om de volgende redenen interessant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verschillende bedrijven hebben restgassen die zij nu verbranden. Bij het decarboniseren ervan hebben ze de keuze om een nieuwe waterstoffabriek te bouwen (CAPEX) of naar een bestaande waterstoffabriek te gaan (OPEX); - Bij de aanvullende categorie liggen alle subsidies, CAPEX en OPEX kosten bij 1 partij en zijn de initiële investeringen lager - dit beperkt de risico's van het project; - de aanvullende categorie creëert de meest kostenefficiënte CO2 reductie en additionele low-carbon waterstofvraag. Deze extra vraag naar waterstof is belangrijk om optimaal gebruik te maken van de potentie van CO2 opslag in de Noordzee en uiteindelijk de omslag te kunnen maken naar groene waterstof. 	In dit eindadvies is een nieuwe categorie toegevoegd die uitgaat van een bestaande waterstofproductie-installatie (variant 5).
Koolstof-arme waterstof	<p>Huidige uitdagingen voor pre-combustion CCS-varianten:</p> <p>Het huidige SDE++-mechanisme dekt niet de volledige onrendabele top voor blauwe waterstof-projecten. Onze technologie richt zich op pre-combustion CCS – wat lock-in van assets voorkomt – en daarom is variant 8 niet relevant voor ons project. In de toepasselijke pre-combustion CCS-varianten voor nieuwe installaties (variant 4 en 7) worden cruciale processtappen niet voldoende meegenomen of helemaal niet meegenomen (zie ondersteunend materiaal).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Variant 4 (Nieuwe pre-combustion CCS voor waterstofproductie uit industriële reststoffen) is de enige variant die de installatie van de ATR bevat, maar houdt geen rekening met energieverliezen, en de CAPEX voor de ATR in de referentie tarieven is te laag. Daarnaast worden de volgende elementen momenteel niet meegenomen: transport van restgassen (non-captive), transport van waterstof (non-captive), en investeringen om de apparatuur van afnemers aan te passen. - Variant 7 (Nieuwe pre-combustion CCS bij nieuwe installaties) neemt alleen de CO₂-afvanginstallatie mee, maar niet de investeringen in de reformer (zoals ATR, POx) en houdt onvoldoende rekening met energieverliezen. Ook ontbreken: transport van waterstof, opslag van waterstof en investeringen bij afnemers om apparatuur aan te passen. Dit maakt de businesscase voor pre-combustion CCS – waarbij aardgas wordt vervangen door blauwe waterstof – niet rendabel voor toepassingen in staal, industriële warmte en elektriciteitsopwekking. <p>Daarnaast maken de vereisten voor de financiële garantie binnen de SDE++-regeling het systeem momenteel minder aantrekkelijk. De financiële garantie legt grote kapitaal-/DEVEX-risico's op projecten vóór FID, zonder voldoende afnamezekerheid.</p> <p>Aanbevelingen:</p> <p>Om de SDE++ aantrekkelijk te maken voor blauwe waterstof-projecten, zouden de volgende aanbevelingen moeten worden meegenomen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Meerdere sectoren: Zorg dat de SDE++ relevant is voor blauwe waterstof projecten in meerdere sectoren (bijv. vervanging van aardgas door blauwe waterstof) – met sectorspecifieke referentietarieven. - Volledige waardeketen: Neem de volledige waardeketen mee in de overweging, inclusief CAPEX voor reformertechnologie (bijv. ATR, POx) en CCS, energieverliezen, transportkosten, behandeling van restgassen, transport/opslag van waterstof en sectorspecifieke aanpassing van apparatuur bij de eindgebruiker. - Combinatie van varianten: Sta de combinatie van verschillende varianten voor diverse eindtoepassingen binnen één project toe. - Gelimiteerde bankgarantie: Maak het vereiste voor het verstrekken van een bankgarantie afhankelijk van een positieve FID, en beperk of verhoog deze garantie geleidelijk. 	De reactie is meegegeven aan KGG. Variant 4 is in dit eindadvies geactualiseerd, waarbij extra investeringskosten meegenomen worden en gecorrigeerd wordt voor de rendementsverliezen.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Koolstof-arme waterstof	De huidige varianten 7 en 8 zijn onvoldoende om koolstofarme waterstof te ondersteunen, omdat alleen de investeringskosten in CO2 afvang, transport en opslag worden meegenomen	Voor kennisgeving aangenomen.
Koolstof-arme waterstof	Marktpartij is bezig met plannen voor een project wat erop neerkomt dat een deel van de geproduceerde waterstof in een bestaande installatie wordt teruggeleid naar de branders van de installatie, waarmee aardgas wordt vervangen. Dit vereist dus de introductie van een categorie waarbij het gebruik van waterstof ter vervanging van aardgas wordt gesubsidieerd. Het gebruik van waterstof gaat gepaard met meerkosten die met de SDE++ gedekt zouden moeten worden. Overigens is het wenselijk dat het in een dergelijke categorie ook mogelijk blijft om (deels) offgases in te nemen (en niet alleen aardgas) zodat fatale (gedecarboniseerde) gassen nuttig kunnen worden aangewend.	De casus is opgenomen in de reflectie
Koolstof-arme waterstof	<p>Meer in het algemeen stellen wij voor om een nieuwe categorie te introduceren die het kostenverschil tussen de inzet van fossiele waterstof en de inzet van aardgas overbruggt. In de vorige rij hebben wij een voorbeeld van een dergelijk project genoemd. Koolstofarme waterstof kan ingezet worden als brandstof om CO2-reductie te bereiken die (mede door netcongestie) moeilijk op een andere manier te reduceren zijn.</p> <p>Om H2 als brandstof te kunnen inzetten concurreert dit met aardgas. Een ingewikkeldheid hierbij is dat er verschillende soorten H2 bestaan met verschillende kostenstructuren (bijvoorbeeld: waterstof uit elektrolyse, geïmporteerde H2, gekraakte H2-dragers, H2 uit restgassen, enzovoorts). Voor al deze soorten waterstof is in de SDE++ fossiele waterstof de referentie. Vervolgens zou er een generieke categorie moeten komen die zich richt op de inzet van (alle soorten, mits.) waterstof als brandstof. Deze categorie richt zich dus op het gebruik van waterstof, en zou het kostenverschil moeten dekken tussen fossiele H2 en aardgas. Dit kostenverschil ontstaat doordat fossiele waterstof duurder is dan aardgas (omzettingsverlies en -kosten). Randvoorwaarde zou moeten zijn dat met de waterstof voldoende CO2-reductie behaald wordt, de ingezette waterstof moet daarom koolstofarm of hernieuwbaar zijn. Overigens is het wenselijk dat het in een dergelijke categorie ook mogelijk blijft om (deels) offgases in te nemen (en niet alleen aardgas) zodat fatale (gedecarboniseerde) gassen nuttig kunnen worden aangewend.</p> <p>Een dergelijke categorie zou waardevol zijn voor een groot aantal typen gebruikers. We merken op dat het complex kan zijn om voor allerlei typen installaties ook de ombouwkosten (om de desbetreffende installaties geschikt te maken voor het stoken op H2, dus vervanging van branders en dergelijke) te verwerken in de SDE++. Een oplossing zou daarom kunnen zijn om deze investeringen via een separate regeling te subsidiëren en de SDE++ te richten op het dekken van de onrendabele top van de fuel switch.</p> <p>Een attentiepunt bij deze categorie is dat het wenselijk is om zekerheid te hebben over de afname van koolstofarme waterstof voordat je tot een investeringsbesluit kunt komen voor een koolstofarme waterstof. Daarom zou de mogelijkheid geboden moeten worden om een aanvraag voor de inzet van koolstofarme waterstof te koppelen aan een aanvraag voor de productie van die waterstof. De beide categorieën zouden ook los van elkaar aangevraagd moeten kunnen worden zodat partijen die reeds beschikken over koolstofarme waterstof ondersteund worden bij de inzet daarvan voor verbrandingstoepassingen.</p>	De casus is opgenomen in de reflectie
Koolstof-arme waterstof	<p>Een attentiepunt bij het gebruik van H2 als brandstof is dat de business case afhangt van de prijsontwikkeling op dat moment. De huidige wijze van vaststelling van de basisbedragen en uit te keren subsidies houden rekening met verwachte lange termijn prijsontwikkelingen. Als de werkelijke prijzen daar onder zitten dan is er op dat moment geen business case om de fuel switch uit te voeren. Ter illustratie het volgende voorbeeld.</p> <p>In 2024 waren de getallen (zie pagina 253 en 254 van het 2024 eindadvies van PBL): Basisbedragen (max waarop je mag inbieden, vijfde kolom op p253) zijn grofweg tussen 125 en 280 EUR/t Bodem- of basisprijs (prijs waaronder RVO niet meer dekt, zesde kolom op p254) is 91.34 EUR/t voor ETS bedrijven. Wanneer de ETS prijs dus zakt onder de 91.34, moet de aanvrager de delta tussen 91.34 en de ETS prijs zelf dekken. RVO dekt alleen het deel tussen de bodem/basisprijs en het geboden</p>	Het gesignaleerde punt is terecht en onderstreept een belangrijk aspect van de systematiek echter is de bodemprijs voor ETS een fundamenteel onderdeel van het ontwerp van de SDE++. Afwijken van deze systematiek voor één specifieke variant zou leiden tot inconsistentie. Dit aspect is wel meegenomen bij het opstellen van de nieuwe varianten

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>(basis)bedrag. Bij deze prijzen heeft de aanvrager dus een negatieve business case en is het voordeliger om aardgas te blijven gebruiken.</p> <p>Rekenvoorbeeld: ETS in april 2025 is ~71 EUR/ton. Stel aanvrager heeft voor 123 E/t geboden en beschikt gekregen. Bodemprijs is 91.34 E/t. => Aanvrager betaalt zelf: $91.34 - 65 \text{ E/t} = 20.34 \text{ E/t}$ Subsidie RVO is: $123 - 91.34 \text{ E/t} = 31.66 \text{ E/t}$ Dit is een gevolg van de huidige systematiek van de SDE doordat met een bodemprijs voor ETS wordt gewerkt. Dit leidt ertoe dat de aanvrager alleen een positieve business case heeft om de fuel switch daadwerkelijk uit te voeren als de ETS-prijs hoger is dan de bodem- of basisprijs. Als de aanvrager verwacht dat dit voorlopig het geval blijft dan is er ondanks de subsidie geen business case voor het project.</p>	
Koolstof-arme waterstof	De CO2-reductie bij gebruik van koolstofarme waterstof via een nieuwe ATR kan > 95% zijn	Voor kennisgeving aangenomen.
Koolstof-arme waterstof	Waarom wordt voor CCS bij gascentrales niet de referentie voor blauwe waterstof aangehouden?	We hebben deze reactie meegenomen in de reflectie over CCS bij elektriciteitscentrales.
Koolstof-arme waterstof	<p>De techniek "bijkomende pre-combustion CO2 afvang bij bestaande industriële afvanginstallaties staat op de nominatie opgenomen te worden in de groslijst omdat er de afgelopen 3 jaren geen aanvragen voor deze categorie zijn gedaan. Wij pleiten ervoor om deze categorie toch nog aan te houden om het mogelijk te maken meer low-carbon waterstof van bestaande installaties (SMR's) af te gaan nemen.</p> <p>Als er een sub-categorie voor omzetting van restgassen naar waterstof wordt opgenomen die gebruik van bestaande installaties toestaat, zal er op die bestaande installaties ook meer CO2 afgevangen moeten gaan worden. De afvanginstallaties zelf zijn dan al geïnstalleerd, maar er zal wel meer CO2 getransporteerd en opgeslagen moeten gaan worden.</p>	Variant is behouden.
Koolstof-arme waterstof	Wij verzoeken om verduidelijking voor 'open access' infrastructuurprojecten voor blauwe waterstof projecten die infrastructuur vereisen van/naar leverancier/afnemer, bijvoorbeeld voor restgassen en blauwe waterstof. Hoe wordt dit meegenomen in de SDE++ en hoe wordt ervoor gezorgd dat het volledige financieringstekort wordt afgedekt?	Pijpleidingen voor het transport van restgassen en koolstofarme waterstof is onderdeel van variant 4 en 5. De referentiecassus doet geen uitspraak over de eigenschapstructuur van de installaties.
Kostenstijging/inflatie	Basisbedrag stijgen door inflatie, de maximale subsidie-intensiteit niet. Hierdoor dreigen meer en meer basisbedragen te worden afgetopt. Zou de maximale subsidie-intensiteit ook niet mee moeten stijgen?	De reactie is meegegeven aan KGG.
Kostenstijging/inflatie	<p>Om de SDE++ aannames beter aan te laten sluiten bij de actualiteit is het aan te bevelen het volgende te doen:</p> <p>FINALE KOSTEN: De aanname moet zijn dat alle onderdelen van de CCS waardeketen gelijktijdig FID nemen en dat in het geval van geen bezwaar op de vergunningen de keten dit op zijn vroegst in 2026 zal doen waarbij elk deel van de keten haar definitieve tarief zal vaststellen op basis van de werkelijke kosten (EPC contracten) & (werkelijke) inflatie. Om in deze onzekere tijd een verwerkings-tarief te hanteren dat in het verleden ligt, kan dat er toe leiden dat het werkelijke tarief en het verwerkingstarief ver uit elkaar liggen waardoor emitters daarin een te groot gat/risico zien en dus geen FID zullen nemen zonder additionele corrigerende maatregelen.</p> <p>INFLATIE: Het verwerkingstarief dat nu als referentiepunt wordt gebruikt voor de SDE++'25 ronde refereert aan het Xodus onderzoek van 2024 en dient derhalve gecorrigeerd te worden voor werkelijke inflatie (>3%) tussen ijkmoment en tijdstip van de SDE++ ronde of tenminste met de gehanteerde SDE++ standaard van 2%.</p> <p>BEREKENINGS GRONDSLAG: Het 2025 verwerkingstarief zou gecorrigeerd moeten worden voor de FID datum en de start van de operaties. Het onrendabele top model gebruikt nu in het eerste jaar van operaties een tarief van 90.6 eur/t voor gasvormig transport en 112.8 eur/t voor vloeibaar transport terwijl dit tarieven zijn voor 2024.</p>	In dit eindadvies adviseren we opnieuw om de transport- en opslagtarieven extern te laten toetsen om deze te actualiseren. Ook hanteren we een inflatiecorrectie op het verwerkingstarief om de FID datum te reflecteren.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	Uitgaande van een ingebruikname van de CCS keten 3 jaar na FID ligt het verwerkingstarief al ruim 10% hoger (op basis van 2% inflatie) dan wat er in de SDE++'25 gebruikt is (gecorrigeerd voor actuele inflatie ligt dat mogelijk nog hoger). Deze berekeningsgrondslag dient consistent gehanteerd te worden in het verwerkingstarief, ongeacht de SDE++ ronde.	
Kostenstijging/inflatie	De tijd tussen subsidie beschikking en FID van het project duurt bij CCS projecten een aantal jaar. In de tussentijd zijn de tarieven niet definitief. CAPEX stijgingen kunnen voor onrendabele projecten zorgen.	De onzekerheden omtrent de realisatie van CCS projecten zijn meegegeven aan KGG. Bij het bepalen van de basisbedragen houden we rekening met een periode van 2 jaar tussen subsidiebeschikking en FID. De investeringskosten worden gecorrigeerd voor inflatie.
Kostenstijging/inflatie	Is het gezien de inflatie en het laaghangende fruit dat langzaam aan verdwijnt niet logisch om het plafond voor subsidie-intensiteit te laten stijgen boven 300€/ton en deze bijvoorbeeld te corrigeren voor inflatie van afgelopen jaren? Het in werking tredende plafond zorgt bij CCS voor AVI's dat CCS van fossiele CO2 een forse onrendabele top houdt en dat dit 3x wordt versterkt omdat de verplichte biogene CCS ook niet rendabel is. Allocatie, het mogen labelen van CO2 afvang, is noodzaak voor AVI's om daadwerkelijk CO2 te gaan afvangen en niet slechts ETSheffing te gaan betalen.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Kostenstijging/inflatie	Stel het afgeven van een bankgarantie uit tot vlak voor FID of beperk de bankgarantie, omdat projecten sterk afhankelijk zijn van externe factoren – bijvoorbeeld backbone.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Opslag in het buitenland	Het openstellen van de SDE++-subsidie voor CO ₂ -opslag buiten Nederland bevordert de tijdige ontwikkeling van een competitieve Nederlandse CCS-markt. Op dit moment is er namelijk slechts één potentieel project dat CCS-diensten aanbiedt (Aramis). Dit betekent dat CO ₂ -uitstoters maar één optie hebben voor een CCS-provider en geen toegang hebben tot kosteneffectieve oplossingen om hun CO ₂ -uitstoot te verminderen. In een recent rapport over de zeefstudie voor de SDE++-subsidie heeft CE Delft aangetoond dat de huidige technieken in combinatie met CCS de meest kosteneffectieve oplossing zijn. Dit in vergelijking met elektrificatie of groene waterstof, die respectievelijk 5 tot 52 keer hoger subsidie intensiteit hebben dan blauwe waterstof. Het ontwikkelen van een concurrerende CCS markt is daarom van groot belang, zodat verschillende dienstverleners worden gestimuleerd om CO ₂ opslag tegen een concurrerende prijs aan te bieden. Dit kan onder andere worden gefaciliteerd door CO ₂ opslag buiten Nederland toe te staan in de SDE++. Bovendien lijken CCS-projecten buiten Nederland kostenefficiënter te zijn dan Aramis. Dit hangt samen met de schaalgrootte van deze projecten in verhouding tot het initiële injectievolume, evenals met de mate van overheidssteun. Zo neemt de Britse overheid niet alleen het zogeheten "cross-chain risk" op zich — waarbij transport- en opslagexploitanten worden afgeschermd van problemen aan de afvangzijde, en omgekeerd — maar draagt zij ook de verantwoordelijkheid voor laagwaarschijnlijke, maar potentieel impactvolle risico's die de markt momenteel niet efficiënt kan inschatten, zoals lekkage uit CO ₂ -opslaglocaties. Deze vorm van risicodekking draagt bij aan de grotere kostenefficiëntie van CCS-projecten buiten Nederland voor de industrie. CCS is cruciaal voor de verduurzaming van de industrie, en het openstellen van de SDE++-subsidie voor CCS buiten Nederland kan deze ontwikkeling verder faciliteren. CO ₂ -opslag in het buitenland 10-20% goedkoper maar lastig te vergelijken vanwege gebrek aan transparantie Aramis. Wij pleiten ervoor dat de mogelijkheid voor in ieder geval landen binnen de EU, het VK en Noorwegen mogelijk gemaakt worden in de SDE++. Wat ons betreft zou naar de VS of KSA ook mogelijk moeten worden mits voorzien van betrouwbare certificaten maar als dat een stap te ver is dan iig voor landen binnen de EU, Noorwegen en het VK.	We adviseren in dit eindadvies opnieuw over de mogelijkheid voor opslag in het buitenland binnen de kaders van de SDE++.
Opslag in het buitenland	Het mogelijk maken van CO ₂ opslag in het buitenland kan bijdragen aan een gezondere markt en beschikbaarheid van opslag mogelijkheden voor uitstoters in Nederland. Het zorgt ervoor dat er een alternatief is voor Aramis en dat door marktwerking de kosten voor transport en opslag voor de emitter lager wordt.	Voor kennisgeving aangenomen. De mogelijkheid voor CO ₂ -opslag in het buitenland is in dit eindadvies opnieuw meegenomen.
Opslag in het buitenland	Het voorstel om Nederlands belastinggeld middels SDE++ te exporteren is niet conform de aangenomen kamer motie van Postma en Kröger (20/12/2024) om "af te zien van het inzetten van SDE++-subsidie voor CO ₂ -opslag in het buitenland en de focus van de SDE++-subsidie te behouden op projecten die	De reactie is meegegeven aan KGG.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>bijdragen aan de verduurzaming van de energieproductie en CO₂-reductie binnen Nederland".</p> <p>Er bestaat een spanningsveld tussen het benutten van buitenlandse opslag en het stimuleren van investeringen in CO₂-infrastructuur binnen Nederland.</p>	
Opslag in het buitenland	Verruiming om ook in het buitenland te mogen opslaan is fijn. Aansluiten op buitenlandse hoofdinfrastructuur is ook toegestaan? Worden de afstanden tot die hoofdinfrastructuur ook meegenomen in investering basisbedrag?	We zien op het moment geen aanleiding om de categorieën verder te differentiëren naar opslag in Nederland en in het buitenland. We adviseren om in een externe review naar de verwerkingstarieven voor transport en opslag ook rekening te houden met de mogelijkheid voor opslag in het buitenland.
Opslag in het buitenland	<p>The current earmarking of the SDE++ subsidy exclusively for domestic CCS projects such as Aramis, presents a significant impediment to the development of a competitive and efficient CCS market. This policy artificially inflates subsidy demand as the Aramis prices are currently not competitive, consequently jeopardizing the timely achievement of national climate goals.</p> <p>At the moment, Aramis is the only project for the transport and storage of CO₂ in The Netherlands. This project is expected to transport CO₂ to three different storage locations. Limiting the SDE ++ subsidy to only Dutch CCS projects means that all emitters would need to contract Aramis services, leaving emitters no alternative and becoming captive customers. Total and Shell are part of the Aramis consortium and are "owners" of 2 of the initially available 3 storage locations. Under these circumstances, the parties offering CCS services are insufficiently incentivized to offer competitive prices. Even if the ownership of the transport infrastructure was ever detached from the storage sites, the risk of an oligopoly is considerable, hindering emitters' access to cost-effective solutions and straining available SDE++ funding. Opening the SDE++ subsidy to CCS solution providers outside the Netherlands would foster healthy competition, drive down costs, and reduce overall subsidy claims, thereby freeing up resources for broader societal benefits.</p> <p>A CCS-market with healthy competition is also needed to ensure industry has access to CCS at the most cost-effective terms. Industry in the Netherlands and Europe already have relatively higher cost levels than in other countries. Subjecting Dutch industry to CCS-cost levels that are higher than abroad would erode the competitiveness of the Netherlands industry, making it more difficult to sustain operations in the Netherlands. Therefore, while domestic CO₂ storage may appear cost-effective, market forces should validate this assumption, rather than creating artificial barriers that undermine the competitive position of industry.</p> <p>Moreover, even in the event that CO₂-storage outside the Netherlands turns out to be the most cost effective solution, this still means the majority of the investments take place in the Netherlands. The necessity to capture and liquefy CO₂ for overseas transport would drive the development of essential infrastructure, fostering innovation and economic growth. The benefit of decarbonizing industrial operations in the Netherlands also leads to investments, jobs and (keeping) economic activity in the Netherlands.</p> <p>Given the uncertainty surrounding the Aramis project timeline, and the existence of viable international CCS projects that will start their operation as early as 2026, it is crucial to allow Dutch emitters to access subsidies for projects that enable earlier decarbonization. An as early as possible decarbonization is also needed to contribute towards reaching Dutch climate targets.</p>	De reactie is meegegeven aan KGG. De mogelijkheid voor opslag in het buitenland is opnieuw meegenomen in dit eindadvies.
Opslag in het buitenland	<p>Knelpunt: Geen gelijk speelveld voor Nederlandse industrie in vergelijking met rest van EU. Momenteel komen alleen projecten die de CO₂ opslaan in opslagvelden in Nederlandse wateren in aanmerking voor SDE++ subsidie terwijl opslag in buitenlandse wateren in sommige gevallen tegen lagere kosten kan. Dit leidt dus tot hogere kosten voor de Nederlandse industrie t.o.v. omliggende Europese landen en daarmee wordt het gelijke speelveld verstoord. Dit kan ook impact hebben voor projecten welke niet direct nabij de CO₂Next terminal zijn gelegen.</p> <p>Voorstel: Sta opslag in buitenlandse velden ook toe voor subsidies onder de SDE++.</p>	Reactie meegegeven aan KGG. In dit eindadvies is opnieuw de mogelijkheid voor opslag in het buitenland meegenomen.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Transport- en opslagtarieven	Om een groot gat tussen werkelijke tarieven en subsidie te vermijden is het nodig de verwerkingstarieven voor transport en opslag te actualiseren voorafgaand aan het openstellen van de SDE++ 2026 bijvoorbeeld d.m.v. het uitvoeren van een externe review zoals eerder gedaan door Xodus. Indien dit niet mogelijk is, zorg er dan dat in ieder geval voor dat de meest recente inzichten meegenomen worden.	De reactie is meegegeven aan KGG. We adviseren in dit eindadvies opnieuw om de verwerkingstarieven extern te laten toetsen.
Transport- en opslagtarieven	De CCS transport Infrastructuur tarieven (pijpleidingen, compressie en de CO2 shipping terminal) worden berekend op een looptijd van 15 jaar terwijl Xodus/PBL nu rekent met 20 jaar (in tegenstelling tot alle voorgaande jaren). SDE++ hanteert dus een andere berekeningsgrondslag dan wat er in werkelijkheid wordt doorberekend. Het is daarnaast onduidelijk hoe het deel met variabele transport kosten (bijvoorbeeld elektriciteitsgebruik voor compressie) meegenomen is in het vastgestelde verwerkingstarief.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	Tarieven: De CCS-tarieven geschat door Xodus hebben grote afwijkende marges, terwijl de SDE-subsidie vaststaat. Het is verstandig dat Xodus haar advies actualiseert en een nauwkeurigere inschatting van de kosten opstelt. De huidige ramingen — met onzekerheidsmarges van circa ±30–40% voor operationele kosten en ±25–35% voor investeringskosten — worden immers meegewogen bij het overwegen van correcties in eerdere SDE++-rondes (2022/2023) en bij de herziening van het transport- en opslagtarief voor 2024 en mogelijk ook 2025. Gezien deze onzekerheden zou de SDE++-regeling meer flexibiliteit moeten bieden om hier adequaat op in te kunnen spelen. Deze flexibiliteit zou vertaald kunnen worden naar het meenemen van de marges die door Xodus zijn geschat in de uiteindelijke toegekende subsidie, zodat de potentiële partijen die gebruik willen maken van de subsidie meer zekerheid hebben over de uiteindelijke kosten en daardoor meer geneigd zouden kunnen zijn zich aan het project te committeren. Een alternatief is dat er vanuit de overheid een garantie wordt gegeven op het Aramis-tarief, zodanig dat duidelijk is welke kosten (deels) gedekt zouden moeten worden via de SDE++. De laatste variant geniet de voorkeur omdat deze de meeste zekerheid geeft aan marktpartijen. Het lijkt ons positief dat de inflatie in de SDE++ 2025 wordt meegenomen.	De reactie is meegegeven aan KGG. Daarnaast adviseren we het ministerie van KGG opnieuw om de transport- en opslagtarieven te toetsen.
Transport- en opslagtarieven	In het eindadvies staat geschreven dat de verwachting is dat de meeste projecten gebruik zullen maken van opslag via Aramis. Dit klopt, echter is het mogelijk dat bedrijven zullen inschrijven die niet aan de Porthos onshore pijpleiding liggen. Deze emitters zullen dus extra transport capaciteit moeten boeken (bijvoorbeeld door de DRC, DSC of OCAP)	Voor kennisgeving aangenomen.
Transport- en opslagtarieven	Voor een aantal marktpartijen bestaat er al geruime tijd geen passende categorie (referentie installatie) waarop partijen SDE++ kunnen aanvragen die de onrendabele top op correcte wijze wegneemt. Marktpartij doet een dringend appel voor deze partijen een oplossing te vinden middels de juiste/passende categorie toe te voegen. Daarnaast verwachten een aantal marktpartijen ook gebruik te maken van het OCAP systeem om uiteindelijk via Porthos bij Aramis te komen. De kosten voor het gebruik van de OCAP-leiding zijn geen onderdeel van de meest recente Xodus-review en derhalve kunnen emitters nu niet gecompenseerd worden voor deze kosten.	Voor kennisgeving aangenomen. We adviseren in dit eindadvies opnieuw om de transport- en opslagtarieven extern te laten toetsen.
Transport- en opslagtarieven	Voor transport en opslag tarieven gebruik Xodus een periode van 20 jaar. Zou de periode van beschikking hier niet op moeten worden aangepast? Een alternatief is om het tarief te berekenen over een periode van 15 jaar.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	Transportafstand tot CCS per truck wordt niet meegenomen in de bepaling van de basisbedragen: dit creëert een ongelijk speelveld voor verder weg gelegen bronnen.	We hebben een afstandsafhankelijke variant van de CCS categorieën overwogen, maar zien praktische bezwaren. Differentiatie naar gebieden past niet bij het generieke karakter van de SDE++. Bovendien hebben we onvoldoende informatie over de verschillen tussen de transportkosten vanuit de verschillende clusters. We houden daarom de generieke techniek-gebaseerde splitsing op basis van gasvormig of vloeibaar transport aan in dit advies. Mocht er (uit externe toetsing) meer informatie beschikbaar komen over tarieven voor transport vanuit verschillende clusters dan kan verdere differentiatie van de CCS categorieën overwogen worden.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
Transport- en opslagtarieven	Voor de transportkosten in het basisbedrag zou er de optie moeten zijn om combinaties van transportmethoden op te voeren: kosten voor weg/water én voor pijplijn. Dus niet of/of (zoals in het huidige voorstel).	We hebben een afstandsafhankelijke variant van de CCS categorieën overwogen, maar zien praktische bezwaren. Differentiatie naar gebieden past niet bij het generieke karakter van de SDE++. Bovendien hebben we onvoldoende informatie over de verschillen tussen de transportkosten vanuit de verschillende clusters. We houden daarom de generieke techniek-gebaseerde splitsing op basis van gasvormig of vloeibaar transport aan in dit advies. Mocht er (uit externe toetsing) meer informatie beschikbaar komen over tarieven voor transport vanuit verschillende clusters dan kan verdere differentiatie van de CCS categorieën overwogen worden.
Transport- en opslagtarieven	Veel CCS aanvragers maken immers gebruik van een hybride model: eerst transport per schip/truck (bijv. CO2Next of Verzamelhub OCAP) en daarna pijpleiding naar opslag (OCAP, Porthos landlijn, Aramis offshore trunkline).	Voor kennisgeving aangenomen.
Transport- en opslagtarieven	Tarieven voor transport- en opslag staan nog niet vast op moment van aanvragen en kunnen dus hoger of lager uitvallen. SDE++ aanvragers uit 2022 zijn hierdoor in de problemen gekomen. Wordt er nagedacht over een methodiek om te corrigeren voor tariefstijgingen tussen het moment van SDE++ aanvraag en moment van start project of tariefvaststelling?	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	Kunnen wij aannemen dat nieuwe CO2-transport projecten een review kunnen ondergaan voor het vaststellen van de transport- en opslagtarieven voor de SDE++ 2026?	Wij adviseren het ministerie van KGG in algemene zin de CO2-transport en opslagtarieven te laten toetsen en nieuwe initiatieven hierin mee te nemen wanneer ze bekend worden.
Transport- en opslagtarieven	Basisbedragen voor CO2-transport zijn nu afstand-onafhankelijk, dit betekent dat een emitter in Zeeland of Zuid-Limburg moet rekenen met eenzelfde basisbedrag als een emitter op de Maasvlakte. Bestaat de mogelijkheid voor een afstand-afhankelijk component toe te voegen?	We hebben een afstandsafhankelijke variant van de CCS categorieën overwogen, maar zien praktische bezwaren. Differentiatie naar gebieden past niet bij het generieke karakter van de SDE++. Bovendien hebben we onvoldoende informatie over de verschillen tussen de transportkosten vanuit de verschillende clusters. We houden daarom de generieke techniek-gebaseerde splitsing op basis van gasvormig of vloeibaar transport aan in dit advies. Mocht er (uit externe toetsing) meer informatie beschikbaar komen over tarieven voor transport vanuit verschillende clusters dan kan verdere differentiatie van de CCS categorieën overwogen worden.
Transport- en opslagtarieven	Transport kosten ontwikkeling: de systematiek om ten tijde van de SDE+ aanvraag al transportverklaringen te vereisen, helpt niet om middels marktwerking te prijzen te drukken. Er is simpelweg te weinig aanbod van partijen die op dit moment een transportverklaring kunnen afgeven, waardoor marktpartijen beperkt zijn tot opties zoals het 'treintje' OCAP vloeibaar – OCAP pijpleiding – Porthos pijpleiding – CO2 Next – Aramis. De kostprijs hiervan reflecteert dat er dan 4 partijen geld willen verdienen). Ditzelfde geldt voor opslag. Dus ja, de kosten gaan omhoog. Er zijn andere wegen om dit te beperken dan louter meer SDE++ per ton beschikbaar te stellen: meer keuze mogelijkheden en vastlegging op een later tijdstip dan ten tijde van de aanvraag.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	Een belangrijk probleem is dat de CO2 transport- en opslagkosten nog niet vaststaan wanneer SDE++ subsidies worden aangevraagd. Dergelijke projecten kennen immers een lange doorlooptijd. Daardoor worden de SDE++-subsidies te vroeg vastgesteld en wordt geen rekening gehouden met toekomstige kostenstijgingen door inflatie en onverwachte projectontwikkelingen. Bovendien is er nog grote onzekerheid over deze kosten, terwijl de SDE++ veronderstelt dat de kosten vastliggen. Daarmee wordt een groot risico bij emitters neergelegd. In het rapport van de Xodus Group op verzoek van KGG wordt de kostenmarge bijvoorbeeld geschat op 25-35% voor CAPEX en 30-40% voor OPEX. Een oplossing zou zijn dat de overheid een bepaald prijsniveau voor Aramis transport en opslag garandeert, waardoor het door de SDE++ subsidie te dekken bedrag vastligt. Als alternatief zou een veiligheidsmarge in het basisbedrag kunnen worden opgenomen op basis van de onzekerheidsmarges in de kostenramingen.	De reactie is meegegeven aan KGG.
Transport- en opslagtarieven	You have asked for information about transport and storage costs abroad. We would like to point out that we are not at liberty to disclose detailed information as this information is protected by non-disclosure agreements. In general, we observe lower costs than currently anticipated for transport and storage within the Netherlands. A like-for-like comparison is complicated by a lack of	Voor kennisgeving aangenomen, reactie meegegeven aan KGG.

Onderwerp	Consultatie	Verwerking
	<p>transparency of Aramis CCS services. Emitters face uncertainty regarding various cost components, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transportation Costs: A lack of clarity on both onshore pipeline and offshore trunkline transportation costs hinders accurate cost assessment and comparison with alternative solutions. • Infrastructure Cost Allocation: It remains unclear whether certain infrastructure elements are essential for Dutch emitters or if associated costs should be shared with Aramis's foreign customers (e.g., the liquid CO2 terminal). This ambiguity further complicates cost evaluation. • Storage Costs: The absence of transparent storage cost information makes it difficult to compare Aramis's offering with alternative national and international storage options. This lack of transparency hinders emitters' ability to make informed decisions. 	

Tabel B2.1414
Consultatiereacties CCU

Consultatie	Verwerking
Nog steeds is er geen uitbreiding van deze categorie; de toepassing blijft beperkt tot de glastuinbouw.	We hebben het meegegeven aan KGG.
Tot en met 2023 is er voor het dubbele aantal tonnen CO ₂ een beschikking afgegeven ten opzichte van de daadwerkelijke vraag vanuit de glastuinbouw. Dit zal ongetwijfeld invloed hebben op de markt.	Voor kennisgeving aangenomen
In het document staat: "De SDE++-subsidie voor CCU maakt CO ₂ -levering voor de tuinder niet gratis en daarmee blijft de prikkel tot efficiënte inzet van CO ₂ -dosering bestaan." Je kunt je afvragen hoe lang dit nog houdbaar is.	Voor kennisgeving aangenomen
In de meeste gevallen is variant 1c of 3c van toepassing. Het basisbedrag ligt rond de € 120 per ton afgevangen CO ₂ . Voor bestaande afvanginstallatie zou dit acceptabel zijn naar verwachting is dit niet acceptabel voor nieuwe installaties.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie
Uit de passage: "Omdat CO ₂ -afvang voor CCU niet telt als emissiereductie bij de afvanger, is er ten behoeve van de SDE++ geen ETS-correctie noodzakelijk voor de CCU-categorieën.", kun je afleiden dat-bepaalde marktpartijen de CO ₂ -afvang mogelijk niet mogen meerekenen in de Cl-score op de GvO van het groen gas. Als dat klopt, dan lijkt het combineren van CO ₂ -afvang en SDE-subsidie niet aantrekkelijk. Ter vergelijking: het vervloeiën van CO ₂ levert ongeveer 20 gram CO ₂ /MJ op. Door dit door te rekenen in de systematiek van de bijmengverplichting, kom je op een waarde van een paar honderd euro per ton CO ₂ .	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie
De correctiebedragen voor 2024 (CCU), de berekende waarde, is 198 euro. Dit betekent dat onder aan de streep je niets ontvangt. Dit komt doordat het bedrag wordt berekend op basis van de vermeden kosten tuinder (o.a. gasprijs en elektriciteit) en niet op basis van de inkomsten door verkoop van het CO ₂ .	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken
In hoofdstuk 15 wordt enkel de categorie CO ₂ -levering aan de glastuinbouw uitgewerkt. Dit onderstreept dat er voor andere CCU-toepassingen nog geen SDE++-ondersteuning beschikbaar is. Vanuit de marktpartij zien we juist kansen om CO ₂ als grondstof in te zetten voor nieuwe industrieën – denk aan de productie van synthetische methanol, duurzame kerosine of bouwmaterialen waarin CO ₂ wordt vastgelegd. Wij verzoeken om versneld beleid te ontwikkelen zodat dergelijke CCU-projecten kunnen worden meegenomen. Dit sluit aan bij onze visie op een circulaire haven: naast afvang (CCS) moet ook het nuttig gebruik van CO ₂ worden gestimuleerd waar dit kan leiden tot netto emissiereductie of het vervangen van fossiele grondstoffen.	We hebben het meegegeven aan KGG
Wij constateren dat in de huidige beschrijving in het eindadvies van de generieke regeling projectvoorstellen ontstaan waarin glastuinbouwers niet volledig passen binnen de categorieën "op locatie" of "aangesloten op CO ₂ -infrastructuur". Wij adviseren om helderder onderscheid te maken tussen de verschillende vormen van CCU binnen de glastuinbouw, en per categorie expliciet te benoemen welke projectstructuren daaronder vallen. Dit vergroot de voorspelbaarheid voor aanvragers en voorkomt onnodige investeringen in aanvragen die buiten de reikwijdte van de regeling vallen. Daarnaast zien wij deze marktconsultatie als een waardevol moment om meer duidelijkheid te verkrijgen over dit onderdeel van de regeling.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie

Consultatie	Verwerking
zodat wij onze klanten beter en gericht kunnen begeleiden bij het opstellen van een succesvolle aanvraag.	
DAC. Positief over het opnemen van deze categorie. Of de uitgangspunten en bedragen passend zijn: zie inbreng marktpartijen.	Voor kennisgeving aangenomen
<p>PBL hanteert in het eindadvies een uitgangspunt van 4.000 vollasturen. In de praktijk zien wij echter bij al onze klanten een structureel hogere vollastvraag, veelal richting de 8.000 uur per jaar. Dit wordt gedreven door toepassingen zoals CO₂-opslag, continue levering op baseload, en het flexibel aan- en uitschakelen van units afgestemd op energieprijzen en teeltbehoefte.</p> <p>Wij adviseren om de regeling (deels) te koppelen aan het daadwerkelijk gebruik per ton CO₂. Indien dit niet mogelijk is, adviseren wij om het aantal gehanteerde vollasturen structureel te verhogen zodat het beter aansluit bij de realiteit van de glastuinbouwpraktijk.</p>	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie
<p>Op basis van onze eigen projectontwikkeling constateren wij dat de aannames voor kosten "CO₂ via infrastructuur" niet aansluit bij de praktijk. In tegendeel: bij centrale infrastructuur zijn de kosten vaak juist lager dan CO₂ op locatie, dankzij factoren zoals beschikbare (en soms gratis) restwarmte, bestaande energie-infrastructuur en schaalvoordeel.</p> <p>DAC-technologie biedt bovendien de flexibiliteit om te worden ingezet op locaties met optimale randvoorwaarden — zoals geothermie, industriële restwarmte of biomassa. Wij hebben momenteel drie concrete centrale locaties in ontwikkeling waar de kostprijs aanzienlijk lager ligt dan bij DAC-installaties op individuele kaslocaties.</p> <p>Wij adviseren daarom om de huidige kostenaannames voor centrale infrastructuur te heroverwegen. We denken graag mee over een aanpassing van de rekenmodellen, en lichten dit desgewenst toe in een presentatie.</p> <p>Deze herziening is urgent. In de huidige regeling worden CO₂-infrastructuurprojecten uitgesloten op basis van de veronderstelling dat de kostprijs ter hoog boven de subsidie-intensiteit ligt. In onze ervaring zijn dit juist rendabele projecten, en het zou zonde zijn als goed voorbereide initiatieven geen doorgang vinden vanwege een onjuiste kostenaannames.</p>	De techno-economische parameters van de categorie "DAC op locatie" zijn herzien
Bekend punt wat al ergens wordt aangehaald maar nog steeds lastig om mee te dealen: het effect van werken met een year ahead prijs voor gas en een prijs in het jaar voor elektra. Afgelopen jaren hebben we hiermee gezien dat het correctiebedrag sterk piekt (forward prijzen nog hoog year ahead volgens op de oorlog in Oekraïne en elektraprijzen al veel lager in het jaar daarop waarin de rust meer is teruggekeerd.	We hebben het meegegeven aan KGG.
<p>Direct Air Capture (DAC) heeft brede toepassingsmogelijkheden buiten de glastuinbouw, zoals in de chemische industrie en de voedings- en drankenindustrie. In deze sectoren is CO₂ een essentiële grondstof — bijvoorbeeld voor carbonering, koeling, verpakking of als bouwsteen voor duurzame chemicaliën.</p> <p>Wij pleiten ervoor om DAC in de toekomst ook op te nemen binnen andere CCU-categorieën van de SDE++. Daarmee kan DAC bijdragen aan de circulaire economie en het verminderen van fossiele afhankelijkheid in meerdere industrieën.</p> <p>Deze verbreding sluit goed aan bij de nationale ambities op het gebied van negatieve emissies, de waterstofstrategie en de aankomende routekaart koolstof. We denken graag mee over hoe en wanneer DAC in andere sectoren het best ondergebracht kan worden binnen de regeling.</p>	We hebben het meegegeven aan KGG
<p>Bij de financiële haalbaarheid en projectmodellering van onze DAC-projecten zien wij een substantieel risico door de eenjarige vertraging in de koppeling van de SDE++ aan de gasprijs. Wanneer de gasprijs in het voorgaande jaar hoog was, daalt de subsidie. Hierdoor daalt de vraag naar CO₂ uit DAC. Tegen hogere CO₂ prijzen worden tuinders worden gestimuleerd om de WKK aan te zetten, om naast CO₂ ook warmte, energie te genereren. Dit betekent dat de gasprijzen geen reële correctie geeft voor de SDE++ mechanisme voor atmosferische CO₂. Daarnaast, in het uitvoeringsjaar kan de actuele gasprijs echter juist laag liggen, waardoor fossiele CO₂ goedkoper is dan DAC. Dit belemmert de inzet van installaties en brengt de businesscase in gevaar.</p> <p>Deze mismatch tussen subsidiegrondslag en marktrealiteit ondermijnt het doel van de regeling en remt investeringen. Wij adviseren om de subsidie sterker te koppelen aan daadwerkelijk gebruik — bijvoorbeeld via een vast bedrag per ton CO₂ of een model waarin bevoorschot wordt op basis van verwachting, met nacalculatie achteraf.</p>	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken

Consultatie	Verwerking
We denken graag mee over alternatieve systematieken en kunnen dit onderbouwen met een voorbeeldcase uit onze praktijk.	
De afvang van CO2 bij vergistingsinstallaties is volgens marktpartij een belangrijke manier om het gebruik van fossiel CO2 te minderen. Op dit moment is de CCU-categorie nog niet afdoende om de business case hiervoor te ondersteunen. Marktpartij ziet hierbij twee hoofdredenen: (1) het correctiebedrag ligt dermate hoog dat dit niet reflecteert wat de markt bereid is te betalen voor CO2. (2) De kostprijs voor biogene CO2 lijkt hoger te liggen dan die voor fossiele CO2, waardoor deze binnen eenzelfde categorie altijd goedkoper zal zijn. Er is geen verdere prijs-prikkel om biogeen CO2 af te nemen.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken De regeling maakt (voorlopig) geen onderscheid tussen biogene en niet-biogene CO2
De veronderstelde "door de afvanger ontvangen inkomsten" voor geleverde CO2 worden met huidige methode_ID 35 overschat. Het oligopolie van CO2-handelaren zorgt voor hoge marges voor deze handelaren (~25€/ton CO2), terwijl de handelaren wel nodig zijn voor een betrouwbare/spreiding van afzet van CO2. Deze 25€ komt dus niet bij afvanger terecht. Daarnaast lijkt er bij tuinders ook een plafond te zitten voor de maximaal te behalen CO2-prijs; dat plafond wordt niet gehanteerd in de berekening van het correctiebedrag, zodat de onrendabele top ondanks SDE lang niet wordt gedekt.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken
uitbreiding toepassingen CCU; mogelijke toepassingen zijn: 1. bij zout-raffinage 2. Produceren van reinigingsmiddel natriumbicarbonaat, waarbij fossiele winning kan worden voorkomen 3. Mierenzuur 4. Methanol	Voor kennisgeving aangenomen.
ook blz 47, r1558. 1 correctiebedrag voor alle CCU-toepassingen zou wel het mooiste zijn. En afvanger kan tevreden zijn met een kostprijs + vergoeding, uit marktopbrengst+SDE (let op seizoenspatroon afzet naar glastuinbouw), maar voor hoogwaardiger toepassingen kan/zal wellicht meer betaald worden (als door CCS de markt verschuift) of in elk geval meer jaarrond, omdat er geen optimale marktwerking is, zodat het correctiebedrag ook moet wijzigen per categorie. Overigens zijn glastuinbouw-opbrengsten voor afvangers per ton CO2 nu te hoog ingeschat, zie commentaar bij blz17 r540, dus extrapoleren hiervan niet per se wenselijk. Het lijkt het best werkbaar om een lijst te maken met toepassingen, waar ook bestaande CCU beschikkingen van gebruik kunnen maken. Op deze lijst per CCU-afzetroute (inclusief CCS?) een correctiebedrag op basis marktreferentieprijs incl. ETS/CDR opbrengst (verplicht inzicht geven aan RVO in contractprijzen); lijst beperken tot toepassingen met een goede LCA.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken
T.a.v. onderzoek naar één correctiebedrag dat passend is voor alle categorieën betwijfelen we of dat gaat werken, maar dat zal moeten blijken uit het onderzoek. Er is nog niet één echte (huidige) markt van CO2, dus lijkt ons heel moeilijk om één CO2 prijs te bepalen.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken
Voor correctiebedrag CCU (methode_ID 35) worden EPEX day ahead en TTF year ahead van elkaar afgetrokken. Dag vs. jaarreferentie geeft per definitie een instabiel correctiebedrag. Waarschijnlijk leidt dit in ene periode tot hoge marktvergoeding+ hoge SDE en in andere periode lage marktvergoeding + geen/lage SDE zodat var.kostprijs niet eens wordt gedekt. Verzoek om voor beide zelfde pricingperiode, bijvoorbeeld avg month ahead of avg day ahead voor definitieve bedragen (en Q2+Q3 year ahead voor voorlopige correctie correctiebedragen) te hanteren, om normaal/stabieler te kunnen opereren.	We hebben het meegegeven aan KGG
Marktpartij heeft verschillende mogelijke CCS-projecten in voorbereiding, waaronder DAC-parkconcepten met meerdere units. Deze projecten combineren directe levering aan de glastuinbouw (CCU) met de mogelijkheid tot seizoensgebonden opslag (CCS), afhankelijk van de CO2-vraag. We zijn erg verheugd dat PBL het meenemen van DAC in de CCS-categorie overweegt. Wij delen graag marktinzichten voor deze toepassing in het kader van het onderzoek voor komend jaar — eventueel ook samen met onze projectpartners.	DAC voor CCS wordt opgenomen in het Eindadvies SDE++ 2026
Pagina 46 behandelt CCU beperkt tot levering van afgevangen CO2 aan de glastuinbouw. Wij constateren dat andere veelbelovende CCU-toepassingen (bijvoorbeeld het gebruik van afgevangen CO2 voor synthetische brandstoffen of bouwmaterialen) nog ontbreken in de SDE++. In de Visie 2040 van marktpartij is circulaire inzet van koolstof echter essentieel; er zijn projecten in het havengebied in ontwikkeling die CO2 als grondstof willen gebruiken om fossiele koolstof te vervangen. Wij dringen er bij het Rijk op aan om het beleidskader uit te breiden, zodat ook CCU buiten de glastuinbouw kan meenemen. Dit zou innovaties als CO2-naar-e-fuels stimuleren – wat relevant is voor onze haven (denk aan duurzame kerosine- of methanolproductie) – en zo extra klimaatwinst opleveren naast de traditionele CCS-route.	We hebben het meegegeven aan KGG
De haalbaarheid van een centrale vs. decentrale DAC wordt vertekend door de onderliggende aannamen in het OT-model die volgens ons niet	De techno-economische parameters van de categorie "DAC op locatie" zijn herzien

Consultatie	Verwerking
juist zijn. In de decentrale variant worden geen kosten en geen emissies toegekend aan de gebruikte warmte, in de centrale variant wel. De emissiefactor voor warmte is ook excessief want deze toepassing richt zich op gebruik van bijv. restwarmte of geothermie.	
Marktpartij, in samenwerking met technologiepartijen en CO2 transport partners, is actief DAC projecten aan het ontwikkelen ten behoeve van de glastuinbouw. Marktpartij organiseert de project financiering door contracten vorm te geven met energie leveranciers, landeigenaren en CO2 afnemers. Deze projecten kunnen individuele tuinders voorzien van CO2, maar opgeschaalde capaciteit kan aangesloten worden op CO2 infrastructuur. Graag zouden wij in gesprek gaan met RVO over ondersteuning van deze projecten via SDE++.	Voor kennisgeving aangenomen
Ja, daar zijn we naar aan het kijken met partners	Voor kennisgeving aangenomen
Wij zien mogelijkheden voor een andere toepassing, bijvoorbeeld industrie.	We hebben het meegegeven aan KGG
De huidige rekenmethode volstaat niet; doordat de gasprijs wordt gebaseerd over de gemiddelde year ahead price van het jaar voor levering, maar de elektriciteitsprijs gebaseerd is op het jaar van levering lopen die in jaren van sterke prijsstijgingen compleet uiteen. Zie ook de bijgesloten backtest. Om dit risico af te dekken rekenen marktpartijen nu met een afslag van circa 50 EUR/ton op het gepubliceerde correctiebedrag waardoor wij geen sluitende business case hebben. Daarnaast wijzen initiële gesprekken met de NEa erop dat CO2-toedeling (ook wel bioswappen genoemd, https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-32813-561.pdf) niet mogelijk is, wat de business case verder verslechterd.	Dit is besproken tijdens de marktconsultatie, echter er is onvoldoende informatie om een robuust en bestendig alternatief voor de huidige CB-methode uit te werken De regeling maakt (voorlopig) geen onderscheid tussen biogene en niet-biogene CO2
Direct Air Capture (DAC) heeft brede toepassingsmogelijkheden buiten de glastuinbouw, zoals in de chemische industrie en de voedings- en drankenindustrie. In deze sectoren is CO2 een essentiële grondstof — bijvoorbeeld voor carbonering, koeling, verpakking of als bouwsteen voor duurzame chemicaliën. Wij pleiten ervoor om DAC in de toekomst ook op te nemen binnen andere CCU-categorieën van de SDE++. Daarmee kan DAC bijdragen aan de circulaire economie en het verminderen van fossiele afhankelijkheid in meerdere industrieën. Deze verbreding sluit goed aan bij de nationale ambities op het gebied van negatieve emissies, de waterstofstrategie en de aankomende routekaart koolstof. We denken graag mee over hoe en wanneer DAC in andere sectoren het best ondergebracht kan worden binnen de regeling.	We hebben het meegegeven aan KGG
In de SDE++ voor 2025 komt enkel CCU voor de glastuinbouw in aanmerking voor subsidie. We zien graag dat meer CCU-toepassingen voor de SDE++ in aanmerking komen. Dit stimuleert de uitrol en opschaling van zulke toepassingen. Een andere manier is om de SDE++ anders in te zetten waardoor CCU gestimuleerd wordt. Bijvoorbeeld de afvang van CO2 subsidiëren middels SDE maar daarna aan de markt laten wat er mee gebeurt (CCU of CCS). Op die manier is er een gelijk speelveld. Graag gaan wij hierover met u in gesprek.	We hebben het meegegeven aan KGG
De CCU sector is constant in beweging en staat een grote transitie te wachten. De SDE is een relatief flexibele subsidie en daarom is het essentieel dat er oog wordt gehouden voor nieuwe technieken. Wij zijn verheugd dat DAC inmiddels voor de glastuinbouw is opgenomen maar er zijn nog veel meer technieken die aandacht behoeven zoals mineralisatie. Wij vragen u oog te houden voor deze technieken en gaan graag met u in gesprek over de rol die wij daarin kunnen spelen.	Voor kennisgeving aangenomen

Tabel B2.1515
Consultatiereacties algemeen en financiering

Consultatie	Verwerking
De huidige regeling stimuleert per techniek waarbij een combinatie van technieken niet mogelijk is. Hierdoor is het niet tot lastig mogelijk om tot een optimale systeemopzet te komen. Dit, in combinatie met de sturing op vollasturen, inflexibiliteit en resulterend in SDE++ maximalisatie, leidt tot onnodig hoge productiekosten en niet effectief bestede subsidies. Hierbij pleiten we dan ook voor techniek onafhankelijke subsidie die stuurt op de daadwerkelijk gerealiseerde CO2 uitstoot per GJ (ongeacht de systeem opzet).	Meegegeven aan KGG
De emissiefactor geeft weer hoeveel kg vermeden CO2 emissie er is per geleverde kWh warmte. Deze factor wordt tot op heden altijd statisch meegenomen waarbij het moment van elektriciteitsafname er niet toe	De emissiefactor van elektriciteit wordt gebaseerd op de verwachte emissie op basis van de KEV. Aangezien de subsidie-intensiteit en rangschikking op één moment worden bepaald is het niet mogelijk om

Consultatie	Verwerking
<p>doet. Dit is niet meer de realiteit en ook niet meer conform de huidige methodiek (NTA8800 en DRP) waarin o.a. de duurzaamheid van warmtenetten wordt bepaald. Hierdoor is er geen incentive tot flexibiliteit en het afnemen van daadwerkelijk duurzaam geproduceerde energie. Dit verlaagt de penetratie van duurzaam afgenomen elektriciteit en verergert netcongestie. Het is zeer belangrijk dat deze belangrijke subsidie aan gaat sluiten bij de huidig genormeerde methodieken op het gebied van duurzaamheid voor warmteprojecten. De zo gewenste flexibiliteit wordt hiermee tegengewerkt.</p>	<p>tijdens de subsidieperiode nog een afwijkende emissiefactor mee te nemen.</p>
<p>Voor de SDE++ technieken en thema's geldt de eis dat er een omgevingsvergunning verleend moet zijn voordat de SDE++ wordt toegekend. Het zware regime rondom de SDE++ zorgt op dit moment voor aanzienlijke vertraging in meerdere projecten en mogelijk ook voor meer dan tien geplande projecten. Er gaat veel tijd, geld en werk zitten in de opstelling van de engineering en vergunningaanvraag. De vergunningseis zorgt in combinatie met de lange doorlooptijden van deze vergunning en hoge kosten voor de aanvraag voor veel onzekerheid bij de industrie. Met name voor een aantal technieken is een ander regime van meerwaarde: 5a grootschalige warmtepompen, 5b industriële elektrische boilers en 6b grootschalige waterstofproductie (groene waterstofproductie tot 100MW). Hiervoor zijn 3 belangrijke redenen: Installatiemomenten zijn beperkt. Realisatie is vaak alleen mogelijk tijdens een turn-around. Een vertraging van één jaar in subsidietoekenning kan daardoor leiden tot een vertraging van drie tot vijf jaar. Ten tweede omdat de omgevingsbestemming niet hoeft te wijzigen en ten derde omdat er al een vergunning voor industriële activiteiten is verleend. Dit laatste vergroot de kans op uiteindelijke vergunning. Daarnaast hebben deze technieken veelal weinig complexe milieueffecten wat het instellen van een minder complex en langdurig vergunningstraject of het loslaten van de vergunningseis rechtvaardigt.</p>	<p>We hebben dit meegegeven aan KGG.</p>
<p>Halogeenvrije koudemiddelen In de SDE++ wordt met de eis voor halogeenvrije koudemiddelen een groot aantal koudemiddelen categorisch uitgesloten, terwijl er grote verschillen bestaan tussen halogeenvrije koudemiddelen. Wij onderschrijven uiteraard dat koudemiddelen niet schadelijk mogen zijn voor het klimaat en milieu, als ze onverhoopt in de atmosfeer terecht zouden komen. Daarentegen bestaan er ook halogeenvrije koudemiddelen die - vergelijkbaar met natuurlijke koudemiddelen - niet of nauwelijks schadelijk zijn voor het klimaat. Voor bestaande warmtenetten die naast geothermie een hogetemperatuur warmtepomp nodig hebben voor de stooklijn in de winter dwingt de eis voor halogeenvrije koudemiddelen warmtebedrijven naar het gebruik van koolwaterstoffen omdat andere middelen technisch niet mogelijk zijn. Gebruik van koolwaterstoffen hebben ook grote nadelen vanwege de hoge brandbaarheid/explosiviteit zijn er grote veiligheidscontouren nodig, waardoor deze projecten in de gebouwde omgeving soms niet inpasbaar of vergunbaar zijn. De eis voor natuurlijke koudemiddelen maakt daarmee de ontwikkeling van geothermieprojecten in bestaande warmtenetten soms onmogelijk. Wij stellen voor de opgenomen eisen van koudemiddelen uit de SDE++ te halen en de omgevingsdienst bij vergunningverlening een bredere afweging te kunnen laten maken op dit thema.</p>	<p>We hebben dit meegegeven aan KGG.</p>
<p>In paragraaf 2.2.4. wordt in de algemene punten aangehaald dat de gemiddelde marginale optie in 2036 / laatste jaar KEV gebruikt wordt. Op basis daarvan wordt (dus) de bespaarde CO₂/MWh bepaald. De KEV is een model waarin de aangenomen input enorm bepalend is voor de output, inclusief de (uurlijkse) marginale centrale. Deze kunnen niet verifiëren. We zien alleen een redelijk lage CO₂ reductie van 0,13 kg CO₂/kWh. Als de in 2036 gerealiseerd capaciteit aan wind op zee, wind op land en zon-PV anders (beduidend lager) is dan aangenomen, dan zou de besparing veel hoger zijn. We zien dat veel partijen momenteel aangeven niet mee te willen doen in de wind op zee veiling en zon en wind op land enorme uitdagingen heeft met de netaansluiting en er wachttijden van > 10 jaar bestaan voor nieuwe aansluitingen. Daarmee achten wij de CO₂ besparing van 0,13 kg CO₂/kWh te laag, zeker voor technologieën die ook produceren op momenten van weinig of geen beschikbaarheid van wind en zon (zoals de daarmee niet gecorreleerde technologieën getijdenenergie en osmose).</p>	<p>Voor documentatie over de werking van het model dat hiervoor gebruikt wordt, zie https://www.pbl.nl/modellen/nev-rekensysteem-com-petes. Dit model houdt ook rekening met interconnecties naar buurlanden, waardoor de marginale optie niet alleen afhangt van de capaciteit in Nederland maar ook in het buitenland. Vanwege de systematiek van de SDE++ is de enige optie om een inschatting vooraf te gebruiken van de emissie van de komende 15 jaar. Het uitgangspunt om de emissie op deze manier te berekenen komt van KGG. We hebben dit punt ook aan hen doorgegeven.</p>
<p>Een tweetal aanvulling op het vorige punt: - Een aantal belangrijke aannames komt voort uit de PBL KEV. Deze analyse is beperkt of niet inzichtelijk. Het delen hiervan zou (een betere) beoordeling van een aantal aspecten van de SDE++ regeling sterk vereenvoudigen. - Duurzame elektriciteit is ook cruciaal voor het decarboniseren van andere klimaattafels (gebouwde omgeving, transport, landbouw en industrie) en een realistische emissiefactor is cruciaal om meer duurzame elektriciteitsproductie te realiseren, met name ook op momenten dat zon en wind niet of in mindere mate beschikbaar zijn. Bronnen die dan</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>

Consultatie	Verwerking
produceren, zoals energie uit water, verdienen een hogere emissiefactor.	
<p>Periode voor berekenen CO2 intensiteit warmtebron voor de subsidie-intensiteit.</p> <p>Het is ons niet bekend hoe de CO2 intensiteit van warmtebronnen die deels gebruiken maken van elektriciteit precies wordt berekend voor de SDE. Wij nemen aan dat deze gerelateerd is aan de CO2-intensiteit van de Nederlandse Elektriciteitsmix. Deze CO2 intensiteit van de NL E-mix daalt sterk de komende jaren. Daarom is het relevant naar welke jaren wordt gekeken. Wij adviseren, om net als voor de OPEX uit te gaan van een periode van 4 jaar tussen het moment van SDE aanvraag en de start van de productie.</p> <p>-1 jaar omdat de SDE normaliter pas in het kalenderjaar na de aanvraag wordt verkregen</p> <p>-1 jaar van SDE beschikking tot FID - o.a. voor tendering</p> <p>-2+ jaar gemiddelde bouwtijd</p> <p>In de categorieën voor aquathermie wordt bij de CAPEX al rekening gehouden met een inflatiecorrectie van 2 jaar voor de bouwjaar. Wij adviseren dus om deze methodologie ook toe te passen op de OPEX.</p>	<p>Het OT-model houdt rekening met inflatiecorrectie tijdens de subsidieperiode. Als (vaste) OPEX wordt in veel categorieën een percentage van de CAPEX aangehouden, wanneer de CAPEX voor inflatie wordt gecorrigeerd voor de genoemde periode werkt dit dus door in de OPEX. Voor de variabele OPEX (elektriciteitsverbruik) wordt gebruik gemaakt van de verwachte elektriciteitsprijs uit de KEV.</p>
<p>Max subsidie-intensiteit</p> <p>De maximale subsidie-intensiteit voor LT warmte bedraagt nu 400 euro/ton CO2. Sinds deze cap op de subsidie-intensiteit is geïntroduceerd in de SDE in 2023 zijn de subsidie-intensiteiten voor warmte categorieën sterk gestegen. Dit wordt in belangrijke mate veroorzaakt door een daling in de langetermijn prijs voor aardgas.</p> <p>Kijkend naar de belangrijkste categorieën voor de verduurzaming van grote warmtenetten (geo met warmtepomp, TEA en restwarmte met warmtepomp), is de gemiddelde subsidie-intensiteit sinds 2023 met ca. 70% gestegen. Kan KGG/PBL de cap op de CO2 intensiteit herijken, en daarbij recente marktontwikkelingen meewegen?</p>	<p>We hebben dit meegegeven aan KGG</p>
<p>Periode voor aannames voor CAPEX</p> <p>Net als bij de OPEX zou in de berekening van het basisbedrag in onze ogen ook rekening gehouden moeten worden met de tijd tussen het moment van SDE++ aanvraag en FID, en het effect hiervan op de CAPEX i.v.m. inflatie.</p> <p>Wij adviseren om daarom voor de CAPEX uit te gaan van een periode van minimaal 2 jaar tussen het moment van aanvraag en FID:</p> <p>-1 jaar omdat de SDE normaliter pas in het kalenderjaar na de aanvraag wordt verkregen</p> <p>-1 jaar van SDE beschikking tot FID - o.a. voor tendering</p> <p>In de categorieën voor aquathermie wordt bij de CAPEX al rekening gehouden met een inflatiecorrectie van 2 jaar voor de periode tussen SDE++ aanvraag en FID. Wij verzoeken dus om deze methodologie ook toe te passen voor alle andere categorieën.</p>	<p>Dit is in het huidige advies doorgevoerd.</p>
<p>Correctiebedrag 70% TTF-gasprijs: De subsidie voor warmtebronnen is gekoppeld aan de gasprijs terwijl de teneur is dat we juist van het gas af moeten. Suggestie om te kijken naar een andere referentie.</p>	<p>We hebben dit meegegeven aan KGG</p>
<p>In hoeverre is de TTF YA een geschikte uitgangspunt als marktindex voor gas nu GasTerra is weggefallen. De meeste groen gas contracten gebruiken de gemiddelde DA prijs als uitgangspunt (waardoor er een prijsrisico ontstaat wanneer de SDE de TTF YA hanteert). Voor elektra wordt er al wel afgerekend op de DA. Het lijkt ons daarom beter dat dit ook voor groen gas wordt gedaan</p>	<p>We hebben dit meegegeven aan KGG</p>
<p>PBL stelt voor om groengasprojecten een korting op de subsidie te geven ter grootte van het ETS-voordeel. Hiermee wordt geprobeerd invulling gegeven aan EU wetgeving tegen overstimulering echter het tegenovergestelde wordt bereikt: onderstimulering. Ieder jaar wordt vanuit de sector aangegeven dat de door PBL gehanteerde uitgangspunten niet overeenkomen met hetgeen we zien in de markt en zo leiden tot te lage basisbedragen. Het kan niet genoeg benadrukt worden dat het voor bedragen onder € 1,65 voor het overgrote deel van alle potentiële projecten onmogelijk is om groen gas te produceren uit mest. Het is daarom voor een groot deel aan de GvO inkomsten te danken dat er nog groen gas geproduceerd wordt in Nederland al is dat met de huidige GvO waardes bepaald niet eenvoudig. We zien dan ook dat op dit moment steeds meer installaties genooddakt zijn om de productie terug te draaien of soms zelfs geheel te stoppen omdat de inkomsten te laag zijn. Illustratief in dat verband is ook dat vorig jaar meer dan 300 groen gasprojecten een SDE subsidie hebben ontvangen maar bij een specifieke bank tot dusverre slechts 4 projecten tot een financial close zijn gekomen. In dat licht bezien is niet vol te houden dat sprake is van overstimulering en is er ook geen enkele aanleiding om tot een GvO korting over te gaan.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Wij maken ons zorgen over het voorstel om groengasprojecten een korting op de subsidie te geven ter grootte van het ETS-voordeel om hiermee invulling te geven aan de EU wetgeving tegen overstimulering. Met deze maatregel ontstaat er een situatie van onderstimulering en zien wij een substantieel verslechtering van de business cases. In de</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>

Consultatie	Verwerking
<p>huidige situatie zijn er veel businesscases bij ons bekend die amper rond komen. Er is daarom geen sprake van overstimulering en een korting zou daarom ongegrond zijn.</p>	
<p>Het rendement op vreemd vermogen Zon-PV 4,0% is geen realistische rente. De actuele 15-jaars IRS-rente is 2,72% (10-04-2025). Het is eigenlijk niet mogelijk om een bankfinanciering te verkrijgen met een marge van 1,28%. De huidige marktsituatie is zeer instabiel, en bijvoorbeeld internationale invoerheffingen kunnen leiden tot inflatie en hogere rentetarieven. Extra negatieve prijzen verhogen de algehele risicobeoordeling van banken, en zonneparken vallen nu in hogere risicoklassen dan voorheen. Helaas dekt de huidige suggestie voor negatieve prijscompensatie slechts gedeeltelijk het risico. Zoals het PBL wellicht weet, hebben we opnieuw een sterke toename van negatieve prijzen in maart gehad, wat kan leiden tot meer dan 600 negatieve prijsuren in 2025. Wij beschouwen 4,5-5,0% als de feitelijk haalbare rente.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. Het rendement op vreemd vermogen wordt in elk advies geüpdatet op basis van de ontwikkeling van de 10-jaars IRS-rente. In de financieringsparameters is getracht rekening gehouden met de risico's vanwege de ontwikkeling van de negatieve prijsuren. We zijn hierbij evenals marktpartijen afhankelijk van externe prijsprojecties.</p>
<p>Idem het rendement op eigen vermogen Zon-PV Zoals aangegeven in de consultatierondes van de afgelopen jaren, zijn er verschillende zaken die het eigenvermogensrisico verhogen, maar het PBL lijkt dit niet te overwegen en vermindert zelfs het eigenvermogenrendement. Dit past niet bij de marktontwikkeling en het sterk verhoogde risico voor zonneparken. Wij zouden het op prijs stellen om uitleg te ontvangen over hoe de volgende kwesties worden gewaardeerd binnen het 9% eigenvermogenrendement:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Het resterende negatieve prijsrisico, aangezien de implementatie het risico niet volledig dekt. - Het GvO-prijsrisico, aangezien de markt niet transparant is. Het is puur geluk of je een voldoende prijs kunt vastleggen, en het PBL lijkt de GvO-prijzen permanent te overschatten. - Verhoogde ontwikkelingskosten in vergelijking met de SDE-aanname van CAPEX – de ontwikkelingskosten moeten worden gedekt door het eigenvermogenrendement en het aandeel neemt permanent toe, aangezien de ontwikkelingskosten per kWp stijgen, maar de CAPEX binnen de SDE afneemt. - Verhoogd eigenvermogensrisico door negatieve prijzen in combinatie met het plafond op het tarief. 	<p>Vanwege het negatieve prijsrisico is de verhouding VV/EV voor zon-pv verlaagd van 80/20 naar 65/35. Hiermee is het negatieve prijsrisico naar verwachting afgedekt.</p> <p>Het GvO prijsrisico wordt niet vergoed uit het rendement op eigen vermogen. De GvO prijzen worden afzonderlijk ingeschat, waarbij (indirect) rekening wordt gehouden met het GvO prijsrisico.</p> <p>Ontwikkelingskosten zijn conform uitgangspunt verwerkt in het rendement op eigen vermogen. Met het grotere aandeel eigen vermogen van zon-pv is de impliciete vergoeding van ontwikkelingskosten toegenomen. Op deze manier is rekening gehouden met de toegenomen ontwikkelingsrisico's van projecten.</p> <p>Het plafond op de subsidie vanwege de basisenergieprijs wordt niet uit het rendement op eigen vermogen vergoed, maar uit de basisprijspremie welke onderdeel is van het basisbedrag.</p>
<p>Verhouding tussen vreemd (VV) en eigen vermogen (EV) 80/20 is volledig onrealistisch in de huidige marktomgeving. Het PBL zou met banken moeten overleggen over een realistische verhouding voor de huidige SDE. De tarieven van de SDE vóór 2023 zijn niet vergelijkbaar met de huidige tarieven, omdat er nu een compleet andere risicostructuur is (1-uurregel, hoog basisbedrag, plafond op het tarief). De schuldverhouding van de SDE 2022 en eerdere jaren heeft geen waarde voor de schuldverhouding van de huidige SDE. Wij hebben recentelijk twee projecten gefinancierd met een bank en daarin is deze verhouding niet te herkennen.</p>	<p>Vanwege het negatieve prijsrisico is de verhouding VV/EV voor zon-pv verlaagd van 80/20 naar 65/35.</p>
<p>Rendementspercentage op vreemd vermogen: De geothermiesector herkent dit rendementspercentage op vreemd vermogen. Wel geven we graag mee dat bij geothermieprojecten de financial close pas na enkele jaren na SDE++ beschikking volgt en deze percentages in de tijd erg kunnen verschillen. We hebben heel veel moeite met tijdsfactor in de SDE-systematiek op gebied o.a. inflatie, rendement, uitbetalingsritme, etc. Vele externe factoren o.a. uitgelopen vergunningstermijnen, vertraagde warmtenetten & netcongestie maken het voor geothermieprojecten erg moeilijk om de realisatietermijn te verkorten terwijl de kosten daardoor oplopen. Hiermee wordt onvoldoende rekening gehouden in de SDE++-systematiek.</p>	<p>Wat betreft het rendementspercentage op vreemd vermogen is de reactie voor kennisgeving aangenomen. Wat betreft de tijdsfactor in de SDE-systematiek hebben we de reactie meegegeven aan KGG.</p>
<p>10 jaar rente swap De gouden regel van financiering zegt dat je langlopende financiering moet afdekken met dezelfde looptijd als de financiering zelf. Dit is een basisregel voor projectfinanciering die in overweging moet worden genomen. Daarom zou een lening van 15 jaar gedekt moeten worden door een rente swap van 15 jaar. Waarom gaat het PBL ervan uit dat 10 jaar voldoende is? Normaal gesproken houden banken rekening met sterke rentestijgingen voor de resterende looptijd, wat niet gunstig is voor de schuldverhouding. En het algehele risico neemt toe, wat weerspiegeld zou moeten worden in het rendement op eigen vermogen. Beide lijken niet in overweging te zijn genomen, terwijl alleen een rentevaststelling van 10 jaar wordt aangenomen.</p>	<p>Een lening van 10 jaar wordt standaard gebruikt door banken voor de projectfinanciering van SDE++-projecten. Een van de redenen hiervoor is dat na 10 jaar een lening al grotendeels is afgelost, waardoor slechts voor een beperkt deel van de lening herfinanciering nodig is. We zien daarom geen aanleiding deze aanname te wijzigen.</p>
<p>Rentemarge aanname Zonne-energie 1,25-1,50% Deze aanname lijkt een groene korting in aanmerking te nemen. 1,5% kan worden bereikt zonder groene korting in zeer speciale en zeldzame financieringsituaties, maar niet als gemiddelde schuldmarginen voor alle zonneprojecten. We zien momenteel een gemiddelde rentemarge van rond de 2,0% door de verhoogde risicobeoordeling van zonneparken.</p>	<p>Net als vorig jaar wordt er geen rekening gehouden met groenkorting. We hebben geen bewijs ontvangen dat de rentemarge van zon-pv projecten in het algemeen is gestegen. Met de verlaging van de verhouding VV/EV kunnen projecten met aanzienlijk meer eigen vermogen worden gefinancierd en zijn de risico's voor vreemd vermogen verschaffers waarschijnlijk afgenomen ten opzichte van de status quo.</p>

Consultatie	Verwerking
<p>Externe review: Het Eindadvies basisbedragen 2023 SDE++ onderging een externe review door de Technical University of Denmark, geothermie werd hierbij echter niet meegenomen. Voor het Eindadvies basisbedragen 2024 SDE++ werd opnieuw een externe review uitgevoerd, ditmaal door het Austrian Institute of Technology, waarbij slechts één zin werd gewijzigd aan geothermie. Het Eindadvies basisbedragen 2025 SDE++ is ook gereviewed, ditmaal door VITO, geothermie werd opnieuw niet meegenomen. Gezien het aanzienlijke budget dat gereserveerd is voor geothermie, lijkt het ons van waarde om komend jaar een grondige review uit te laten voeren of ondersteuning van geothermieprojecten in de SDE-systematiek past.</p>	<p>We laten de externe reviewer vrij in de focus die zij aanbrengen in de review en vragen over het algemeen niet om een review op specifieke punten.</p>
<p>Bijlage 2 e.v.: Het is prettig om reactie te krijgen op de consultatiereactie(s) die we op het concept gegeven hebben. Er zijn echter ook consultatiereacties gegeven op het definitieve eindadvies (vorig jaar dus voor 2024), waarop we geen reacties hebben kunnen vinden. Wat is de waarde van reactie op een eindadvies dan? Hoe worden deze wel/niet meegenomen?</p> <p>Op basis van onduidelijkheid hierover en geen reflectie van een aantal opmerkingen die we in de 2024 consultatie gemaakt hebben, willen we dat deze punten voor zover op het 2025 eindadvies van toepassing, wederom overwogen worden.</p>	<p>In het eindadvies wordt op alle consultatiereacties een reactie gegeven. Soms worden reacties samengevat of reacties die sterk op elkaar lijken samengevoegd waardoor de letterlijke reactie wellicht wat lastiger terug te vinden is.</p>
<p>Effect van het verlaagde basisbedrag op de schuldverhouding Het PBL zegt dat het verlaagde basisbedrag het risico zou moeten dekken. Het PBL zou dit moeten verifiëren bij banken. Dit is naar volgens ons niet het geval, aangezien banken stressscenario's opstellen met lagere elektriciteitsprijzen, waardoor er nog steeds invloed is op de schuldverhouding. Het effect is nu wel kleiner, maar er is nog steeds wel degelijk een effect.</p>	<p>De schuldverhouding is aangepast vanwege de toename van het aantal kwartieren met negatieve prijzen en het feit dat de verlaging van het aantal vollasturen in de SDE++ niet op een andere manier wordt gecompenseerd. Er is gesproken met banken in het kader van de marktconsultatie.</p>
<p>Effect van negatieve prijzen op de schuldverhouding Het PBL vermeldt dat het effect van negatieve prijzen wordt gemitigeerd door het nieuwe mechanisme. Dit is niet het geval. Er blijft een risico: - Het is nog niet volledig duidelijk hoe het mechanisme zal worden geïmplementeerd; we kijken alleen naar de meest realistische suggestie van het PBL: - Alleen als er meer dan 100 uur zijn, zal er compensatie plaatsvinden volgens de huidige suggestie. Tot 100 uur blijft het risico bij het zonnepark en pas bij meer uren begint de compensatie. - Al in 2025 gaan we uit van verder sterk verhoogde negatieve uren, dus de limiet van 400 uur is niet voldoende; dit kan worden gemitigeerd door verdere stappen. - De stappen leiden tot ongunstige situaties, bijvoorbeeld als we "slechts" 195 uur hebben, krijgen we nog steeds alleen het laagste compensatietarief → aangezien banken alleen het risico beoordelen en niet de kans, betekent dit nog steeds een verminderde schuldverhouding.</p>	<p>De optie om een staffel in de basisbedragen toe te passen om de risico's als gevolg van negatieve prijzen te verminderen, is niet gekozen door KGG.</p>
<p>Bij elektriciteit worden netwerkkosten meegenomen. Ook bij warmte (via warmtenetten) en vergisting zijn netwerkkosten van belang, niet alleen bij elektriciteit. Meer focus op ketenkosten kan helpen de CO2 arme productiemethodes te stimuleren op een meer maatschappelijke wijze.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Graag advies wat per meetbare eenheid een omrekenfactor is waarop de bijbehorende CO2-reductie kan worden berekend. Bij CO2-reducerende opties met verbruik van elektriciteit wordt er rekening mee gehouden dat deze elektriciteit deels fossiel wordt opgewekt. Wij kopen als bedrijf alle stroom als groene stroom in. De ranking op basis van CO2 emissie is voor die categorieën waarbij elektriciteitsinkoop van belang is (b.v. warmtepompen) te pessimistisch.</p>	<p>We gebruiken een generieke emissiefactor per categorie. Met individuele situaties kan geen rekening gehouden worden. Bovendien gaan we in de berekening van deze factor uit van de marginale optie. Inkoop van volledig duurzame elektriciteit garandeert niet dat er elders geen fossiele bron gebruikt moet worden door de inzet van duurzame elektriciteit binnen dit project.</p>
<p>"Over het algemeen moet het merendeel van de projecten gerealiseerd kunnen worden met het berekende basisbedrag. Echter, voor categorieën die naar verwachting een grote spreiding in de kosten en opbrengsten hebben en waar weinig projectinformatie beschikbaar is, wordt uitgegaan van een kosteneffectief project als basis om de subsidie te berekenen." Dat betekent dat er in dat geval maar weinig van dit soort projecten gehonoreerd en uitgevoerd gaan worden, ook als de kosten per ton CO2 lager zouden kunnen ranken dan andere categorieën. Dit lijkt me onwenselijk. Bovendien ontstaat er een bias op basis van projecten die ingediend worden bij PBL. Bedrijven gaan alleen een SDE++ aanvraag indienen als het project met SDE++ economisch haalbaar wordt. Als dit niet voldoende blijkt te zijn zal deze cases niet gezien gaan worden door PBL waardoor de referentiesituatie ook niet goed gekozen kan worden.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG</p>
<p>"De inkoop van elektriciteit wordt opgenomen in het basisbedrag en niet in een correctiebedrag." De inkoop van elektriciteiten zou bij een aantal categorieën best in meer of mindere mate meegenomen moeten worden in het correctiebedrag. Met name in die gevallen waarde de elektriciteitskostencomponent een (grote) rol speelt b.v. in het geval van E-boilers, warmtepompen of waterstof.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>

Consultatie	Verwerking
<p>"KGG is voornemens om categorieën uit de SDE++ te verwijderen als hier geen projecten meer voor in voorbereiding zijn. Graag ontvangt KGG advies over de categorieën waarvoor dit het geval is. Startpunt voor deze analyse is als projecten drie jaar in de regeling zijn opgenomen en geen aanvragen hebben gehad." We zijn samen met andere bedrijven al meerdere jaren aan het lobbyen om een procesgeïntegreerde warmtepomp binnen de SDE++ regeling te krijgen. Tot op heden zijn er door beperkingen binnen de regeling in vollastuurcategorie, vaste COP, of te lage basisbedragen geen geschikte cases uitgekomen. Dat er geen aanvragen zijn ingediend wil niet zeggen, dat er geen behoefte aan is. In dit specifieke geval is er wel behoefte maar is de regeling niet afdoende.</p>	<p>De procesgeïntegreerde warmtepomp is dit jaar voor de tweede keer opgenomen in ons advies.</p>
<p>Is het gezien de inflatie en het laaghangende fruit dat langzaamaan verdwijnt niet logisch om het plafond voor subsidie-intensiteit te laten stijgen boven 300€/ton en deze bijvoorbeeld te corrigeren voor inflatie van afgelopen jaren?</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Het subsidieplafond moet meer meebewegen met marktomstandigheden. Vorig jaar had dan onderuitputting van het budget voorkomen kunnen worden.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Maximale subsidie-intensiteit: De maximaal subsidiabele subsidie-intensiteit is voor warmtecategorieën op dit moment vastgesteld op 400 euro/ton CO2. De sector acht het wenselijk dat dit subsidieplafond zou moeten meebewegen met de marktomstandigheden. De gemiddelde subsidie-intensiteit van warmtecategorieën is afgelopen jaren flink gestegen waardoor de sector een forse verhoging van de maximale subsidie-intensiteit voor het warmtedomein voor zich ziet om de warmtetransitie niet verder te vertragen. Afgelopen jaar was er onderuitputting van het SDE++ budget, dit is niet wenselijk en had wellicht door de voorgestelde ophoging (deels) voorkomen kunnen worden.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Termijnen SDE & vergunningen: Sinds 1 juli 2023 geldt de nieuwe Mijnbouwwet voor geothermie. Voor de nieuwe mijnbouwvergunningen gelden strikte korte realisatie termijnen. Ook is er een realisatietermijn van de SDE++ beschikking. Daarnaast zijn er talloze andere termijnen van o.a. vergunningen, elektra & warmtenetaansluitingen waardoor het erg lastig is om binnen de juiste termijn van een vergunning of SDE++ een geothermieproject te realiseren door elkaars afhankelijkheden. Het komt met regelmaat voor dat de mijnbouwvergunning om te boren ver uit de streeftermijn loopt waardoor realisatie in de knel komt. Wij roepen KGG op om meer flexibiliteit in termijnen van zowel SDE-beschikkingen als vergunningen mogelijk te maken zodat er minder bureaucratische obstakels zijn in de toch al erg moeilijk warmtetransitie. Bijvoorbeeld door het tijdelijk stilzetten van de realisatietermijn in de SDE++ bij vertraagde vergunningverlening van een project.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>SDE Budget 2026: Er is onzekerheid over het SDE-budget in 2026 en de jaren hierna. Dit baart de sector natuurlijk erg zorgen maar wij vertrouwen erop dat KGG hier een oplossing voor zal vinden. Een incentive voor de sector om eerder zijn beschikking bij een niet levensvatbaar project door veranderde omstandigheden in te leveren is als het beschikkingsbedrag van een ingeleverde beschikking terugvloeit naar het domein waar de beschikking was ingedeeld. Als dit bedrag terug naar de algemene middelen van de staatskas gaat is deze incentive er niet.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Algemeen punt: Het is o.i. wenselijk om te onderzoeken of en hoe bestaande installaties na de looptijd van hun huidige beschikking nog ondersteund kunnen worden, incl. de bio-energieprojecten. Het is niet ondenkbaar dat er ook na de SDE-subsidietermijn nog een onrendabele top is. Het zou kapitaalvernietiging zijn om die projecten af te schrijven en het zou tot een toename van aardgasverbruik leiden. Een (algemene) categorie verlengde levensduur subsidie kost de overheid heel weinig (alleen opex elementen).</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Dergelijke modules zijn nauwelijks beschikbaar op de Nederlandse markt. Het PBL zou dit moeten aankaarten bij modulefabrikanten.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>De grens van 550 kg CO2e/kWp wordt algemeen als haalbaar gezien. Deze grens wordt ook gehanteerd in Frankrijk, en de meeste leveranciers kunnen daar al aantonen aan deze grens te voldoen. Sommige partijen vinden de grens nog te hoog en daarmee niet onderscheidend genoeg. EPD Norge is op dit moment nog minder gangbaar, maar is grotendeels op dezelfde data gebaseerd. De meerkosten voor het aanvragen van de EPD Norge zijn ook te overzien (enkele duizenden euro's). Het is gunstig dat EPD Norge op kWp is gebaseerd en niet op kWh, omdat er daardoor geen aannames hoeven te worden gedaan over de opbrengst per paneel gedurende de levensduur. Deze aannames zouden producten onderling moeilijk te vergelijken maken. Een voordeel van de EPD Norge boven de Franse methode (ECs) is dat EPD Norge gebaseerd is op data van fabrikanten zelf terwijl de Franse methode de gemiddelde energie-intensiteit van het productieland gebruikt, en daarmee dus minder prikkel geeft aan fabrikanten om zelf te verduurzamen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Meerkosten: De meerkosten zijn zeer beperkt. Er zijn voorbeelden</p>	

Consultatie	Verwerking
<p>waarbij er door de fabrikant een meerprijs van EUR 0.01 per Wp wordt gerekend. Bij een vrij standaard paneel voor de residentiële markt betekent dit een totale meerprijs van EUR 4,50. Dit soort panelen kosten op dit moment ongeveer EUR 50,- excl. BTW.</p>	
<p>De marktindex voor gas is de TTF year ahead-notering op de ICE Endex maar deze index wordt niet meer gebruikt en, sinds het vertrek van GasTerra, ook niet meer aangeboden. Hierdoor lopen projecten uit de pas met de grondslag van de SDE en lopen daardoor onnodig risico. Om de marktindex weer in overeenstemming te brengen met de realiteit moet deze aangepast worden naar de Day ahead notering. Bij voorkeur voor alle vergisters dus ook voor de reeds afgegeven beschikkingen.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>De huidige marktwaarde van GvO's schommelen rond de 1 - 1,45 euro / MWh</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Er is geen transparante markt voor GvO's. De laatste prijzen zijn door ons al gecommuniceerd aan het PBL</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Hoewel de SDE++ rekening houdt met een GvO waarde van €4/MWh zien wij momenteel waarden van ca. €2-3/MWh in contracten die wij afsluiten voor op de langere termijn, waarbij de trend van deze prijzen dalende is. Ook marktonderzoekspartijen zoals Aurora houden rekening met een gemiddelde GvO prijs tussen 2025 en 2050 van €2,5/MWh (investment case) en €1,1/MWh (banking case). De prijzen lopen af van iets boven €3/MWh in 2025 naar onder €1/MWh in 2050. Helaas zijn wij gebonden aan confidentiality en mogen wij geen PPA contracten delen onder de contractvoorwaarden.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>De kern van het probleem en de discussie rondom de PO factor ligt in het hoge negatieve prijzuren. Er wordt a) meer gecurtaild en dus minder vollasturen (lees: minder subsidiabele uren) b) de negatieve prijzuren worden niet meegenomen in het correctiebedrag (verschilt per beschikkingsjaar) en dus valt het correctiebedrag hoger uit, met minder subsidie als gevolg en c) er is een verschil in afschakelgedrag bij de verschillende projecten, afhankelijk van het beschikkingsjaar en hoe er in dat jaar wordt omgegaan met negatieve prijzuren (bijv. 6-uursblokken of één uursblokken). Dit zorgt voor flinke complexiteit. Al deze aspecten hebben een zeer negatieve impact op de financierbaarheid van nieuwe projecten én brengen bestaande projecten financieel in gevaar.</p> <p>De huidige voorstellen van het Kabinet om niet te corrigeren voor negatieve prijzuren bij bestaande SDE-beschikkingen leiden tot grote zorgen binnen de sector. Wanneer er niet wordt gekozen om een correctie toe te passen op de correctiebedragen voor bestaande projecten, of een alternatief zoals de PO-factor aanpassen, is er een groot risico dat de onrendabele top onvoldoende gedekt wordt en er hernieuwbare energieprojecten hun hoofd niet boven water kunnen houden. De opmerking van PBL "we erkennen dat het moeilijk tot onmogelijk is om SDE-gekoppelde PPA's af te sluiten" roept grote zorgen op binnen de sector. Dit beeld wordt ook herkend door marktpartijen. Wij pleiten er dus voor om echt iets te doen aan de hoge negatieve prijzuren, dan wel via een correctiefactor op het correctiebedrag of via de PO factor. Ook moeten er verschillende PO factoren komen per 'mandje' (dit refereert naar het verschil in afschakelgedrag, afhankelijk van hoe de SDE beschikking omgaat met negatieve prijzuren).</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG</p>
<p>De manier waarop de P&O-factor de negatieve uren meeneemt, vormt in feite een extra straf voor zonneprojecten, boven op de negatieve uren zelf. Het project ontvangt niet alleen minder inkomsten doordat er minder uren worden uitbetaald, maar bovendien wordt het correctiebedrag verhoogd, waardoor er over de resterende uren minder of zelfs geen subsidie wordt uitgekeerd. Met de SDE 2024 lopen we nu zelfs het risico om het subsidieplafond van de SDE te overschrijden als er veel negatieve uren zijn. Dit vergroot het projectrisico verder en heeft directe gevolgen voor de omvang van de financiering en de verwachte rendementen op het eigen vermogen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>De huidige voorstellen om niet te corrigeren voor negatieve prijzuren bij bestaande SDE-beschikkingen leiden tot grote zorgen binnen de sector. Vooral omdat de negatieve prijzuren een steeds grotere rol gaan spelen bij wind de komende jaren. Wanneer er niet wordt gekozen om een correctie toe te passen op de correctiebedragen voor bestaande projecten, of een alternatief zoals de PO-factor aanpassen, is er een groot risico dat de onrendabele top onvoldoende gedekt wordt en er hernieuwbare energieprojecten hun hoofd niet boven water kunnen houden. Ook zorgt het niet maken van onderscheid tussen de verschillende SDE-rondes ervoor dat het onmogelijk wordt om nieuwe PPA's af te sluiten, zoals PBL ook toegeeft.</p>	<p>We herkennen de problematiek. Bij de berekening van PO-factoren wordt indien mogelijk op basis van beschikbare data reeds onderscheid gemaakt tussen SDE-jaargangen met verschillende negatieve prijzenregimes (geen correctie voor negatieve prijzen, alleen correctie in geval van blokken met negatieve prijzen van 24 kwartieren of langer, correctie voor alle kwartieren met negatieve prijzen). In hoeverre het opportuun is om per SDE-jaargang een PO-factor vast te stellen is nog onderwerp van discussie. De aansluiting van de prijsstructuur van PPA's op de SDE-regeling wordt volledig bepaald door marktpartijen in het private domein en valt daarmee buiten de reikwijdte van dit advies.</p>
<p>Wij baseren onze visie op toekomstige P&O factor analyses van partijen zoals Aurora. Het is zeer bewerkelijk om een P&O factor te extraheren uit een bestaand portfolio omdat we te maken hebben met verschillende curtailment strategieën van onze zonneparken waar we voor zouden moeten corrigeren. Hetzelfde geldt voor de inzichtelijkheid van</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>

Consultatie	Verwerking
<p>onbalans, waarvoor we afhankelijk zijn van onze PPA providers. Op basis van high-level analyses en gesprekken met ander marktpartijen zien wij PO factoren variëren van 0,3 - 0,5 (o.b.v. 2024 data).</p>	
<p>Het op regel 814 aangegeven onderzoek naar één warmtepompcategorie welke onafhankelijk is van de bron en wanneer gewenst gecombineerd kan worden met een separate subsidie aanvraag voor de bron is volgens ons goed. Door de bron los te koppelen van de warmtepomp kan er doelgericht worden gestuurd op efficiënte warmtepompen, hetgeen een stimulans kan zijn voor ontwikkeling hiervan wanneer het beleid op de juiste manier wordt vorm gegeven. Daarnaast kan de aparte subsidie voor de bron gebruik worden om te sturen op het uitnutten van de verschillende warmtebronnen in Nederland. Daarnaast kan dit een oplossing zijn voor de grote spreiding welke men nu ziet in de investeringskosten van verschillende projecten.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen.</p>
<p>Uitvraag PBL: Loskoppeling warmtepomp van categorieën De geothermiesector staat in principe positief over de loskoppeling van warmtepompen in bepaalde warmtetechniek categorieën. Op deze manier kan een warmtesysteem met geothermie als basisbron bv. modulair worden uitgebreid voor zowel ophoging stooklijn als uitkoeling van de retourtemperatuur. Ook kan er na het vaststellen van geothermisch vermogen, vergunninglimieten en (onvoorziene) warmtenet-ontwikkeling gericht de gewenste warmtepomp ontworpen worden in het systeem. Echter willen we wel meegeven dat dit voor toekomstige projecten wel onzekerheid kan geven of er wel aanspraak op budget kan worden gemaakt (op moment van schrijven is SDE budget in 2026 onzeker, niet onwaarschijnlijk herhaalt deze onzekerheid zich ook in de toekomst) en dat voor volgend jaar niet duidelijk is wat voor warmtepompcategorieën er in het Eindadvies zal staan en of er warmtepompcategorieën aansluiten bij de behoefte van de markt. De sector vindt het zeer wenselijk dat in de SDE 2026 ronde zowel de bestaande categorieën als de losgekoppelde categorieën zullen worden opengesteld. Op deze wijze wordt een eventuele mismatch voorkomen en zorgt de SDE++ voor continuïteit: een nodige zekerheid in de markt. In een latere openstelling zouden bij positieve uitkomst van de loskoppeling, de categorieën definitief losgekoppeld kunnen worden. De sector blijft heel graag betrokken bij het ontwerp van deze categorieën zodat deze bij een warmtesysteem goed aansluiten.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. Komend jaar consulteren we ons eindadvies en de wijzigingsnotitie wederom en een reactie uit de sector o.a. op hoofdstuk 11 van dit advies en de tegen die tijd gepubliceerde geplande wijzigingen is zeer welkom.</p>
<p>MSK-toets. Het periodiek updaten van financieringsparameters is ook noodzakelijk voor de MSK-toets die bij diverse categorieën ex post wordt uitgevoerd. Doordat deze parameters niet periodiek worden ge-update, wordt binnen de MSK-toets een onjuist disconteringspercentage (de WACC) toegepast. Dit percentage wordt vastgesteld bij beschikking maar CCS projecten hebben lange tijd tussen beschikking en ingebruikname. Hierdoor is percentage niet passend indien in de tussentijd rentes substantieel veranderen. Dit is bijv. zo bij ons project. Het volgens de huidige regels toe te passen disconteringspercentage in de MSK-toets gaat ervan uit dat wij gratis geld kunnen lenen. Dat komt doordat het percentage is gebaseerd op de periode van lage rentes die golden ten tijde van de SDE++ aanvraag in 2020. Deze percentages zijn totaal niet meer realistisch. Bovendien is het methodologisch onjuist om een percentage uit 2020 te gebruiken voor het beoordelen van een financiering die plaatsvindt over de periode 2027-2043. Dit hebben we reeds diverse malen aangegeven maar tot nog toe geen terugkoppeling op ontvangen. Economisch gezien moet bovendien de financiering van een project over de hele looptijd worden gezien. Bedrijven herfinancieren zichzelf periodiek met langerlopende financiering; de fictie van een volledige financiering van een project op één bepaald moment geeft een onjuist beeld van het rendement van een project gelet op de onvermijdelijke fluctuaties in financiële condities in de loop van de tijd. Het vastprikken van de WACC op één bepaald moment is arbitrair en zegt niets als benchmark als het gaat om de vraag of een individueel bedrijf bij een specifiek project een te hoog rendement behaald heeft. Logischer zou zijn om het normrendement te baseren op de wijze van financiering van het desbetreffende bedrijf.</p>	<p>We hebben het meegegeven aan KGG.</p>
<p>Rentevoeten veranderen voortdurend, waardoor historische rentes geen enkele relevantie meer hebben — zeker niet nu het verhoogde risico van SDE2023 en SDE2024 leidt tot aanzienlijk hogere projectrisico's. Hierdoor hanteren banken ook heel andere marges dan voorheen, aangezien projecten nu in andere risicoklassen vallen. De actuele verwachte gemiddelde bankmarge ligt rond de 2% boven op de actuele IRS-rente voor SDE2023/2024. De markt is momenteel zeer volatiel, en Amerikaanse importheffingen kunnen een negatieve impact hebben op de inflatie, wat de rente opnieuw kan doen stijgen.</p> <p>De actuele 15-jaars IRS op 09-04-2025 bedraagt 2,72%. Houd er rekening mee dat de IRS-rentes sinds eind 2024 aanzienlijk zijn gestegen.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen. Met de lagere verhoudingen VV/EV neemt het projectrendement toe en worden zon-pv projecten gecompenseerd voor hogere projectrisico's. Het rendement op vreemd vermogen wordt jaarlijks geüpdatet op basis van de ontwikkeling van de 10-jaars IRS-rente.</p>

Consultatie	Verwerking
De rente op achtergestelde leningen ligt momenteel op 7-8%, zie bijvoorbeeld crowdfundingplatforms. Wij stellen voor dat het PBL hierover direct in gesprek gaat met banken en crowdfundingplatforms.	
Voor zon-pv standaardleningen 5% en achtergestelde lening 6-8%. Interessant zou zijn om in contact te komen met financieringsplatforms, zoals duurzaaminvesteren.nl en zonhub.	Voor kennisgeving aangenomen.
Standaardleningen 4% achtergestelde lening 8-10%. Achtergestelde leningen in de vorm van obligaties worden pas uitgegeven na afronding van de bouw van het windpark. Dit om het bouwrisico voor mede-investeerders weg te nemen / te minimaliseren. Operationeel risico wordt dus wel mede door de geldverstrekker gedragen, omdat betaling van rente en aflossing is achtergesteld bij de bank (maar voorgetrokken bij uitkering aan aandeelhouders / dividend).	Voor kennisgeving aangenomen.
<p>De zonne-energiesector kampt met toenemende risico's die de financierbaarheid van projecten zwaar onder druk zetten. We krijgen geluiden uit de markt dat partijen met een SDE++ beschikking niet tot een FID komen, voornamelijk door het toegenomen aantal negatieve prijsuren. Ook zijn de DEVEX-kosten flink gestegen door trage vergunningstrajecten en hogere eisen rond ecologie en lokale participatie. Dit resulteert in langere doorlooptijden. Een zonne-energieproject kende een paar jaar geleden een doorlooptijd van 3 à 4 jaar; nu zitten we gemiddeld rond de 6 tot zelfs 9 jaar. De risico's die wij nu in de markt zien, zullen naar verwachting de komende tijd niet afnemen. Het hoge aantal negatieve prijsuren zal waarschijnlijk verder toenemen in de komende jaren, mede door de trage uitrol van onder meer de elektrificatie van de industrie. Ook zijn grondkosten een stijgende kostenpost die niet wordt vergoed in de SDE++. Door dalende CAPEX-kosten worden de grondkosten een steeds groter onderdeel van de businesscase van een grondgebonden zonnepark.</p> <p>Al deze ontwikkelingen hebben twee consequenties voor de financiële parameters binnen de SDE++. Allereerst is het niet realistisch om aan te nemen dat projecten worden gefinancierd met een verhouding van 80/20 (vreemd vermogen/eigen vermogen). Gezien de gestegen risico's in de markt is het realistischer om uit te gaan van een verhouding van 70/30. Doordat de risico's naar verwachting niet afnemen, is een lagere gearing niet uitgesloten. We zien nu al projecten die met een 60/40-verhouding (vv/ev) worden gefinancierd. Zie bijlage voor onderbouwing.</p> <p>Ten tweede is de aanname van het rendement op eigen vermogen (9%) door de gestegen DEVEX- en grondkosten ook niet realistisch meer. Ook lopen projecten veel vertraging op door processen bij de rechter en Raad van State. Wij kunnen bij navraag hier meer data / informatie over sturen.</p>	De verhouding VV/EV voor zon-pv is verlaagd vanwege het toenemende aantal negatieve prijsuren. Ontwikkelingskosten (DEVEX) worden conform uitgangspunt verwerkt in het rendement op eigen vermogen. Met het grotere aandeel eigen vermogen van zon-pv is de impliciete vergoeding van ontwikkelingskosten toegenomen.
<p>Er zijn verschillende oorzaken in de markt die de financierbaarheid van projecten heeft verslechterd. Negatieve prijsuren vormen reeds een grote onzekerheid, en gaan de komende jaren een nog grotere rol spelen, vooral als de grote windparken op zee 'online' komen. De zonne-energie projecten hebben hier momenteel het meeste last van, maar windprojecten gaan deze effecten ook meer voelen de komende jaren. Oplossing zit in het aanjagen van elektrificatie, flex en opslag. Als dit te lang duurt, moet er een tijdelijke oplossing komen in de SDE++ systematiek.</p> <p>Ook zijn vooral de verhoogde vergunningseisen rondom ecologie en lokale participatie, uitblijven van de milieu- en omgevingsnormen en vertragingen bij bevoegde instanties en de Raad van State een bottleneck. De doorlooptijden van projecten zijn drastisch gestegen, met hogere DEVEX kosten (juridische kosten, onderzoekskosten, project managementkosten) als gevolg. Dit drukt zwaar op de RoE. Meer data zullen hiervoor gedeeld worden. Het risico van projecten neemt hierdoor ook toe, omdat het onzeker is of projecten worden gerealiseerd en er meer startkapitaal nodig is, waardoor er meer eigen vermogen in het project moet worden gestopt. De verhoudingen die wij nu zien in de markt zijn 70/30 tot zelfs 60/40. Er is een dalende trend te zien.</p>	Zie bovenstaande reacties.
<p>Nee, de voorgestelde oplossing voorziet in geen enkele compensatie voor maximaal 100 uren. Dit verhoogt het risico voor het bedrijf al aanzienlijk. Bovendien verwachten we nu al veel meer negatieve uren dan 400 voor 2025, dus de voorgestelde limiet is bij implementatie al niet meer voldoende. Dit zal het vertrouwen in het mechanisme verminderen en zal daarom invloed hebben op de risicobeoordeling.</p> <p>De uiteindelijke impact kan pas geëvalueerd worden wanneer het definitieve compensatiemechanisme is vastgesteld. Op basis van de huidige informatie blijft er een aanzienlijk risico, zelfs met de voorgestelde implementatie.</p>	De optie om een staffel in de basisbedragen toe te passen om de risico's als gevolg van negatieve prijzen te verminderen, is niet gekozen door KGG.
Negatieve prijzen kunnen geholpen worden door het aanjagen van de vraag naar elektriciteit. Daarvoor is lange termijn beleid nodig voor het stimuleren van elektrificatie, flex, opslag en eigen verbruik bij	We hebben dit punt meegegeven aan KGG.

Consultatie	Verwerking
<p>kleinverbruikers. Daarnaast leidt flex ertoe dat de SDE-betaling richting de markt lager uitpakt dan zonder flex. Tot die tijd moeten we door met veel negatieve prijsuren in ons elektriciteitssysteem. De correctie voor negatieve prijsuren moet daarom flexibel ingericht worden, gezien de onzekerheid over het toekomstige scenario.</p> <p>Het is in ieder geval van belang dat er absolute transparantie is over de methode die gekozen wordt. Ook is het belangrijk dat de PPA afspraken stand kunnen houden, dus indien er ook een oplossing komt voor bestaande projecten moet dit in lijn zijn met de SDE-spelregels van verschillende rondes.</p>	
<p>Uit de kamerbrief openstelling SDE++ 2025 blijkt dat er onvoldoende middelen beschikbaar zijn om een openstellingsronde in 2026 te garanderen. Continuïteit van de SDE++ is van groot belang om duurzame energieprojecten van de grond te krijgen.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG. Overigens is inmiddels bekend dat er in 2026 een openstelling plaats zal vinden.</p>
<p>Het is onze ambitie om te zorgen dat in 2035 onze elektriciteitscentrales geen CO2 meer uitstoten. De wijze waarop dat tegen die tijd gebeurt, bestaat naar verwachting uit een van de volgende opties, of een combinatie ervan:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) centrales vernieuwen tot waterstof gestookte elektriciteitscentrales of stoken van groen gas b) De CO2 die bij verbranding van aardgas en/of groen gas vrijkomt afvangen en opslaan (CCS) of gebruiken (CCU) c) een combinatie van deze opties <p>Daarnaast kunnen we centrales sluiten of minder draaiuren laten maken, waarbij dan andere opties voorzien in voldoende flexibiliteit.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Invoedingstarief: Als er ooit een invoedingstarief wordt ingevoerd, heeft dit implicaties op de rentabiliteit van projecten en zal de SDE++ daar rekening mee moeten houden. Het zou wenselijk zijn als dit wordt opgenomen in het basisbedrag of correctiebedrag. Volgens het IBO bestijging elektriciteitsinfrastructuur is er nauwelijks mogelijkheid om een correctie toe te passen voor bestaande beschikkingen. Dit moet worden meegenomen in de afwegingen voor de invoering van een invoedingstarief.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Volloop: We waren verheugd om te zien dat het SDE++ advies van 2023 de volloop-problematiek van grootschalige warmtebronnen aan de kaak stelde. Echter, op dit moment zien we geen oplossingsrichtingen in het huidige advies of wijzigingsnotitie voor dit probleem. De sector heeft echter een oplossing bedacht in de vorm van een glijdende schaal binnen de SDE-systeem. Implementatie hiervan kan wijken met nieuwe warmtenetten sneller en kosteneffectiever verduurzamen, wat een belangrijk punt is.</p> <p>Momenteel ervaren we verschillende haperingen in de uitrol van warmtenetten, mede door het uitblijven van nieuwe Warmtewet-consultaties, onzekerheid in de sector over de waardering van een warmtenet en het toegestane rendement op geïnvesteerd vermogen van een warmtenet. Hierdoor wordt het vollooprisico, met name in de Gebouwde Omgeving (GO), een nog nijpender probleem. Een oplossing zou kunnen liggen in het verstrekken van deels CAPEX-subsidies. Dit kan worden bereikt door een bepaald percentage van de SDE++-beschikking om te zetten in CAPEX-subsidie, waardoor het basistarief van SDE++ verhoudingsgewijs zal afnemen zonder extra kosten voor de overheid.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>De in 2025 gehanteerde inflatiecorrectie van 2% lijkt te laag te zijn en sluit niet aan bij wat op dit moment in de markt ervaren wordt.</p>	<p>Deze inflatiecorrectie sluit aan bij de inflatiedoelstelling van de ECB voor de middellange termijn en is ook in de markt gebruikelijk. Merk op dat de escalatie van investeringskosten en operationele kosten tussen advies en finale investeringsbeslissing technologiespecifiek is. De berekeningen van technologie-specifieke escalatiepercentages staan dus los van de generieke inflatiecorrectie van 2%.</p>
<p>Ook in 2026 call behoud van hekjes voor e-boilers en warmtepompen</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Ons aandachtspunt zit met name in de relatie tussen CfDs en PPAs. We zijn bang dat als elektriciteitsprijzen als onderdeel van een OPEX-subsidie worden vergoed, er geen prikkel meer is om marktprijzen te reageren en dat dit ten nadele van de liquiditeit in de markt is. We willen het graag in meer detail bespreken.</p>	<p>We hebben dit punt meegegeven aan KGG.</p>
<p>Hoe wordt: "Voor het verbruik van elektriciteit mag op geen enkel uur van het jaar netto CO2-uitstoot plaatsvinden" gecontroleerd en geëffectueerd?</p>	<p>Dit wordt meegenomen in de berekening van het aantal vollasturen. Voor hoe hierin de uitvoering mee om wordt gegaan wordt doorverwezen naar RVO.</p>
<p>Bij veldsystemen zonder directe lijn is het eigen verbruik minimaal en verwaarloosbaar (circa 1% van de productie).</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>
<p>Advies over het meenemen van een gemiddeld eigen verbruik in zonnepanelenprojecten ten behoeve van de rangschikking. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen categorieën als deze verschillen (bijvoorbeeld daksystemen en veldsystemen). Voor grondgebonden zonneparken is er normaal gesproken geen eigen verbruik, dus hoeft er niets in overweging genomen te worden.</p>	<p>Voor kennisgeving aangenomen</p>

Consultatie	Verwerking
Er is eigen gebruik tijdens productie. Echter geen meetbaar eigen gebruik tussen BPM en hoofdmeter. Wij geven hoofdmeter door als enige productiemeter aan het RvO.	Voor kennisgeving aangenomen
Er wordt momenteel een stijging van de moduleprijzen op de markt verwacht, en invoerheffingen kunnen een negatieve invloed op de prijzen hebben. Het PBL zou de aanname van dalende moduleprijzen daarom niet verder moeten doorvoeren, aangezien we mogelijk soortgelijke effecten kunnen zien als in de periode 2020-2022, wat kan leiden tot aanzienlijk hogere moduleprijzen gedurende 2 à 3 jaar. Invoerheffingen kunnen bovendien de inflatie aanwakken, en technologische ontwikkelingen houden mogelijk geen gelijke tred om de prijzen te doen dalen.	Voor kennisgeving aangenomen
Grondkosten vormen een substantieel onderdeel van de kosten van een zonnepark. Door de dalende CAPEX is de algehele impact hiervan tegenwoordig veel groter en kan dit niet uitsluitend met eigen vermogen worden opgevangen, aangezien de aannames over rendement op eigen vermogen sowieso niet haalbaar zijn. Wij stellen voor om dit onderwerp opnieuw te overwegen en ten minste een gemiddelde agrarische pacht prijs mee te nemen voor zonneprojecten op de grond. Dit zou een eerlijke marktprijs weerspiegelen, zonder een zonne-specifieke prijsopdrijving van grondpacht.	We hebben niet voldoende informatie ontvangen waaruit blijkt dat het rendement op eigen vermogen voor zonneparken niet haalbaar is.
De SDE++ gaat uit van een subsidieperiode van maximaal 12 à 15 jaar. Inspreker maakt zich zorgen over het verdienmodel van projecten ná deze subsidieperiode. Veel infrastructuur en installaties (bijvoorbeeld elektrolyzers of CO ₂ -afvangsystemen) hebben een economische levensduur die decennia beslaat; het risico bestaat dat ze na afloop van de subsidie stilvallen als er dan nog geen sluitende businesscase is. In onze strategie is continuïteit van duurzame activiteiten een speerpunt. Wij suggereren daarom dat de overheid nu al kijkt naar flankerend beleid voor de periode na afloop van de SDE++-subsidie, bijvoorbeeld het versterken van de CO ₂ -beprijzing of het invoeren van gebruiksverplichtingen die tegen die tijd voor stabiele inkomsten zorgen. Zo wordt verzekerd dat projecten in de haven op lange termijn blijven renderen en blijven bijdragen aan de transitie, ook nadat de subsidie is afgelopen.	We hebben dit punt meegegeven aan KGG.
Het uitgangspunt van projectfinanciering sluit niet aan bij de wijze waarop bedrijven industriële projecten financieren.	We hebben dit punt meegegeven aan KGG.

Tabel B2.1616
Consultatiereacties overig

Consultatie	Verwerking
Ingewikkeld punt gerelateerd aan de systematiek van de SDE++: je gaat nooit een fuel switch doen op het moment dat de werkelijke ETS lager is dan verondersteld (risico te lage ETS ligt bij industrie).	Voor kennisgeving aangenomen.
We pleiten voor een risicodekkingsmechanisme: zorg dat onvoorziene vertragingen door beroepsprocedures of capaciteitsproblemen bij bevoegde gezagen niet automatisch leiden tot verlies van subsidie. Wij stellen voor om: - Realisatietermijnen voor strategische categorieën (zoals CCS en elektrolyse) te verlengen - Een gefaseerde subsidiebeschikking mogelijk te maken (in lijn met de "knip" onder de nieuwe Omgevingswet); - En bij aantoonbare overmacht een verlengingsregeling in te voeren, zodat projecten hun beschikking kunnen behouden mits zij aantoonbaar voortgang boeken. Deze aanpassingen vergroten de realisatiekracht van complexe industriële projecten, voorkomen kapitaalvernietiging en versterken het vertrouwen van investeerders in de voorspelbaarheid van het SDE++-instrumentarium.	We geven het mee aan KGG.
De SDE++ gaat maar één keer per jaar open. Dit bemoeilijkt investeringsbeslissingen en timing van projecten in het havengebied, zeker wanneer een vergunning pas net te laat is afgegeven. We pleiten voor een meer flexibele openstelling, bijvoorbeeld met meerdere indieningsrondes per jaar of een voorportaal met pre-aanmeldingen die kunnen worden omgezet in volledige aanvragen zodra de vergunning rond is. Zo voorkom je dat projecten een vol jaar moeten wachten en momentum verliezen.	We geven het mee aan KGG.
Waterstofinfrastructuur <ul style="list-style-type: none"> • Maak transportkosten voor waterstof in alle varianten onderdeel van SDE++ omdat de kosten en tijdslijn van de aanleg van de waterstofbackbone zo onzeker zijn. • Huidige eisen voor het afgeven van een bankgarantie vormen een drempel, vooral in vroege projectfasen. Stel het afgeven van een 	We geven het mee aan KGG.

Consultatie	Verwerking
bankgarantie uit tot vlak voor FID of beperk de bankgarantie, omdat projecten sterk afhankelijk zijn van externe factoren – zoals bijvoorbeeld de waterstofbackbone.	
Momenteel is er binnen de SDE++ geen categorie om kolen te vervangen door biomassa. Dit zou qua methodiek heel goed in de SDE++ passen en zeer kosteneffectieve methode zijn om CO2 te reduceren. Doordat alleen de onrendabele top gecompenseerd wordt is er nooit sprake van overcompensatie. Ons voorstel is om hier een aparte categorie voor te maken.	We geven het mee aan KGG.
Er zijn 2 maxima aan de subsidie-intensiteit 300 en 400 €/ton CO2, deze laatste geldt voor Lage-temperatuur-warmte, hoge-temperatuur-warmte en moleculen (conform eerder gezette 'hekjes'). Een substantieel deel van warmte zal geleverd moeten worden uit (al dan niet hybride) warmtepompen die elektrisch gedreven zijn. Productie van elektriciteit die betrouwbaar en voorspelbaar in de wintermaanden (met substantiële warmtevraag) energie levert, zoals energie uit water in rivieren of getijdenstromingen en middels osmose, zou hiermee ook de hogere intensiteit van 400 €/ton moeten verkrijgen.	We geven het mee aan KGG.
Veel projecten zijn afhankelijk zijn van combinatiefinanciering: SDE++ is slechts één onderdeel naast bijv. Europese IPCEI's, JTF (Just Transition Fund), innovatiesubsidies, VEKI of OWE. De huidige praktijk laat zien dat de tijdlijnen, voorwaarden en beoordelingscriteria van deze regelingen slecht op elkaar aansluiten. Wij vragen daarom expliciet aandacht voor integratie met andere instrumenten – bijvoorbeeld via gecoördineerde beoordelingsrondes of matched timing – zodat complexe, gefaseerde, grootschalige projecten niet tussen wal en schip vallen.	We geven het mee aan KGG.
Zorg voor financiële ondersteuning voor het overbruggen van het verschil tussen fossiele methanol en e-methanol.	We geven het mee aan KGG.
Faciliteer verdere technologische en commerciële ontwikkeling van vloeibare waterstofwaardeketsen.	We geven het mee aan KGG.
We concluderen dat de ERE-systematiek op zichzelf niet zal bevorderen dat er meer hernieuwbare waterstof direct wordt ingezet in het vrachtverkeer. Dat komt door genoemde onzekerheden, de hoge TCO van het rijden op waterstof en dat het aantrekkelijker is om groene waterstof in een raffinaderij in te zetten. Om dit te kunnen ondervangen is het wenselijk om een nieuwe categorie te creëren die zich toespitst op de inzet van hernieuwbare en koolstofarme waterstof in (zware) mobiliteit. Daarom zou de SDE++ de (operationele) meerkosten van het rijden op waterstof moeten dekken door de onrendabele top van het rijden op waterstof te overbruggen. Door "waterstof voor de prijs van diesel" aan te kunnen bieden worden de meerkosten voor de transportonderneming gedekt en wordt het rijden op waterstof concurrerend. Voor de aanbieder van waterstof worden de logistieke kosten gedekt van het beschikbaar stellen van waterstof aan de pomp. Het gaat hierbij onder andere om een bijdrage (per afgenomen kg waterstof) voor een vulcentrum (waarmee waterstoftankstations van waterstof voorzien kunnen worden) en voor het transport van die waterstof naar het tankstation. De aanvrager voor deze categorie zou de aanbieder van hernieuwbare en koolstofarme waterstof moeten zijn. Dergelijke aanbieders kunnen marktvraag bundelen en op basis daarvan investeren in de elektrolyse-capaciteit en de mid-stream assets die nodig zijn zodat de waterstoftankstations het vrachtverkeer kunnen bedienen.	Opgenomen in de groslijst.
Nieuwe categorie: kraken NH ₃ . In het Europese voorstel voor de aanpassing van de RED is een verplichting aan de lidstaten opgenomen voor inzet van groene H ₂ in de industrie. De omvang van deze verplichting zou betekenen dat import van groene H ₂ op relatief korte termijn al een grote rol zal gaan spelen in het aanbod van waterstof. We verzoeken PBL daarom om een extra SDE++-categorie te onderzoeken voor het kraken van ammoniak.	Opgenomen in de groslijst.
We stellen daarom een nieuwe categorie voor waterstofboilers voor. Deze technologie leidt tot aanzienlijke CO2-voordelen als de waterstofboiler werkt op koolstofarme waterstof en/of hernieuwbare waterstof. Het doel voor deze nieuwe categorie is om de productie van warmte met koolstofarme waterstof te ondersteunen.	Opgenomen in de groslijst.

Bijlage 3: Groslijst SDE++ 2027

De groslijst bestaat uit categorieën die nieuw aangedragen worden door marktpartijen, doorgaans tijdens de marktconsultatie. Daarnaast worden categorieën uit ons advies waarvoor drie jaar lang geen aanvraag wordt gedaan terug op de groslijst geplaatst. In de lijst hieronder kunnen deze twee type categorieën gevonden worden. Daarnaast is de reeds bestaande groslijst opgenomen. Hier wordt geen onderscheid gemaakt tussen door marktpartijen aangedragen categorieën of categorieën die uit het advies zijn verwijderd. In de wijzigingsnotitie voor de SDE++ 2026 is aangegeven dat een aantal categorieën van de groslijst verwijderd zou worden. Deze categorieën komen niet meer terug in onderstaande lijst.

Voor categorieën die eerder in het SDE++-advies hebben gestaan geldt dat ze zonder uitvraag door KGG of andere procedure weer terug in het advies opgenomen kunnen worden bij concrete interesse vanuit een marktpartij. Nieuwe categorieën kunnen opgenomen worden bij de formulering van de adviesvraag voor de SDE++ 2027. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2026.

B3.1 Uit advies SDE++ 2026 verwijderd

Onderstaande categorieën stonden eerder in het SDE++-advies maar zijn dit jaar uit het advies verwijderd omdat er drie jaar lang geen aanvragen voor waren.

- Zon-pv \geq 20 MWp, zonvolgend op land natuurinclusief
- Zon-pv \geq 1 MWp, zonvolgend op water
- Zon-PVT-systeem voor verwarming van gebouwen in gebouwde omgeving
- Zon-pv op daken $<$ 1 MWp met gebruikte componenten
- PVT op gebouwen
- Groengas uit afval
- Waterkracht, valhoogte $<$ 50 cm
- Technologie-neutrale drop-in-diesel- en -benzineproductie
- Bio-ethanol uit lignocellulosehoudende grondstoffen
- Bio-LNG uit monovergisting van mest

B3.2 Extra SDE++ 2026

Onderstaande categorieën zijn dit jaar door marktpartijen aangedragen voor opname in het advies. De lijst is onverkort opgenomen. De met een (*) aangeduide categorieën zijn al door het PBL opgepakt voor het advies SDE++ 2025. De met een (**) aangeduide categorieën stonden al op de groslijst (mogelijk onder andere verwoording) of zijn eerder juist van de groslijst verwijderd en worden weer van de groslijst verwijderd of samengevoegd met een andere categorie.

- Drijvende zonne-energie op zee (**)
- Geïntegreerde drijvende zonne-energie bij offshore windparken (**)
- Warmtenet met WKO, aquathermie en lucht als bron
- Grootschalige warmtepompen in combinatie met koelinstallatie
- Grootschalige warmtepompen waarbij bronnen kunnen worden gecombineerd
- CCU met toepassing anders dan glastuinbouw (**)

- Kolen vervangen door biomassa (**)
- Gebruik van andere vloeibare biomassa dan dierlijk vet (bv rioolslib) (**)
- Productie van duurzame luchtvaartbrandstoffen (e-SAF, HEFA-SAF, bio-SAF)
- Productie van duurzame luchtvaartbrandstoffen op een bestaande FCC installatie middels co-processing
- Gebruik van waterstof ter vervanging van aardgas (**)
- Kostenverschil inzet fossiele waterstof en aardgas (**)
- Ammoniakkraken (**)
- Import van groene waterstof m.b.v. LOHC
- Waterstofboiler (**)
- CCU bij vergistingsinstallaties
- Financiële ondersteuning voor het overbruggen van het verschil tussen fossiele methanol en e-methanol
- DAC met CCS (*)
- OPEX-only CCS
- Repowering van windturbines
- Vergassing op basis van superkritische watervergassing
- DAC op koelers i.p.v. buitenlucht
- Inzet van hernieuwbare en koolstofarme waterstof in (zware) mobiliteit
- Coprocessing van lignocellulose en landbouwgewassen

B3.3 Bestaande groslijst

Zonne- en windenergie

- Zonne-energie op zee al dan niet bij offshore windparken
- Multifunctionele zonneparken (agri-pv, langs snel-, spoor- en waterwegen, carports, vuilstortplaatsen, verhoogde grondwaterstranden)
- PVT voor hogetemperatuurwarmte
- Mobiel micro-zonneveld nabij windturbines
- Wind in meer, water ≥ 1 km²
- Nieuwe categorie voor grootschalige PVT-systemen
- Windenergie achter de meter
- Zon-pv met gebouwintegratie
- Zon op water voor actieve industriële terreinen/wateren (drinkwatervoorzieningen, kweldervlaktes en baggerdepots)
- Zon op water op zout open binnenwater
- Zon-pv extra onderverdeling drijvende systemen: zon op water standaard, zon op water voor actieve industriële terreinen/wateren (drinkwatervoorzieningen, kweldervlaktes en baggerdepots), zon op water op zout open binnenwater, zon op water waarbij t.o.v. het oppervlak aan zon meer dan 100% aan natuurontwikkeling wordt gedaan.
- Zon-pv extra onderverdeling grondgebonden systemen: zon op land natuurinclusief, zon op infra (snelwegen, treinspoor, vliegvelden, e.d.)
- Tapwater opwarmen door pv-zonnepanelen op basis van energieoverschot of dynamische energiecontract

Energie uit water en lucht en geothermie

- Verlengde levensduur geothermie
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm.
- Waterkracht, valhoogte ≥ 50 cm, renovatie.
- Osmose.
- Daglichtkas.
- Ultradiepe geothermie
- Aquathermie, flexibele inzet, zonder WKO met bestaand warmtenet
- Stalen damwanden worden thermisch geactiveerd waardoor energie uit het oppervlaktewater en de bodem gehaald kan worden

Verbranding, vergassing en vergisting van biomassa

- Warmte uit compostering van groenafval
- Waterstof uit biomassa/biowaste
- Productie van biomethaan voor de industriële sector of voor de inzet van biomethaan in de industrie

Hernieuwbare brandstoffen

- E-fuels (bijvoorbeeld uit waterstof en CO₂)
- Gebruik van vloeibare biomassa, niet dierlijke vetten (FAME) als biobrandstof voor energietoepassingen

Elektrificatie

- Elektrificatie van productieplatformen met hernieuwbare elektriciteit uit Engeland/Noorwegen/Duitsland
- Kleinschalige e-boilers
- Elektrische stoomreforming
- Elektrische asfaltinstallatie op lage temperatuur
- Elektrificatie van grote compressoren (thermoccompressoren, stoomcompressoren).
- Hybride glasovens
- Elektrisch kraken van ethyleendichloride
- Elektrisch kraken in combinatie met warmtebuffering
- Demand side response
- Elektrificatie van andere industriële processen zoals gloeiovens, Hot Strip Mills (warmband) en DRP-procesheaters

Warmte

- Uitbreiding van warmte-uitkoppeling bij datacenters
- Hogetemperatuurwarmtepompen om restwarmteprojecten met hoge vermogens in te kunnen voeren in het transportnet van bestaande warmtenetten
- AVI-warmte (niet zijnde restwarmte)
- Heetwater/stoomwarmtepomp 96-180°C
- Hybride boiler (elektriciteit, waterstof, aardgas)
- Waterstofboiler voor CO₂-arme warmte

Waterstof

- Kraken van ammoniak voor waterstofproductie
- Productie van vloeibaar waterstof via elektrolyse voor toepassing in de binnenvaart en kustvaart
- Omzetting refinery offgas in waterstof met CO₂-afvang met bestaande SMR (*)
- Aansluiting op H₂-netwerk
- Gebruik van waterstof voor verbrandingstoepassingen
- Compensatie kostenverschil tussen de inzet van fossiele waterstof en de inzet van aardgas.
- De verdringing van aardgas en ETS door blauwe waterstof.

CCU en CCS

- Oxyfuel-verbranding ten behoeve van CCS
- Gebruik CO₂ voor productie natriumbicarbonaat
- Gebruik CO en CO₂ als gemineraliseerde grondstof voor bouwmaterialen
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof voor bodemverbetering
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof/commodity
- Gebruik CO en CO₂ als grondstof voor synthetische brandstof
- Gebruik koolstofmoleculen uit CO en CO₂ in de chemische industrie
- Hergebruik van afgevangen CO₂ in de industrie
- Productie van synthetische brandstoffen en productie van nieuwe chemicaliën uit afgevangen CO₂
- Inzet van biogene CO₂ als grondstof voor de productie van synthetische kerosine
- Afvang van CO₂ uit de rookgassen op schepen voor CCU/CCS.
- CCU-techniek in chemicaliën die worden toegepast in batterijen en accu's

Opslag

- Seizoensgebonden opslagcapaciteit voor warmte of algemeen thermische opslag
- Opslag of uitgestelde levering voor wind en zon-pv
- Warmteopslag i.c.m. brandstofcel
- Gecomprimeerde luchtopslag
- Bufferen van water in combinatie met energieopslag
- Combinatie laagtemperatuurwarmteopslag (tot 100 graden) met zonthermie
- Dagwarmtebuffer bij glastuinbouw
- Nieuwe CO₂-afvanginstallatie vóór verbranding bij bestaande en nieuwe installaties. De waterstof uit de RFG's zal alleen voor energiedoeleinden worden gebruikt en zal niet als grondstof op de markt worden verkocht. De nieuwe categorie heeft hetzelfde doel als categorie "Nieuwe CO₂-afvanginstallaties vóór verbranding bij waterstofproductie uit industriële reststoffen [...]". De investeringskosten zijn echter lager door het gebruik van bestaande installaties. (*)

Grondstoffen en recycling

- Vetzuren uit fermentatie van organisch afval voor toepassing in de chemie
- Methanolproductie uit CO-rijke gassen (uit vergassing)(met CO₂-neutrale H₂)
- Productie kunststofmaterialen o.b.v. bio-based monomeren
- Bio-based building blocks i.p.v. specifiek bioetheen/bionafta
- Hernieuwbare diesel als grondstof voor naftakraker
- Voorsoorteerinstallatie AEC ter voorkoming van CO₂-uitstoot
- Vervangen van kolen door biomassa
- Vervanging van kolen door biomassa als reagent/grondstof i.p.v. brandstof

Overig

- Membraaninstallaties voor waterverwijdering in plaats van waterverdamping met warmte
- Toepassing zeoliet- of absorptiedrogers met warmteterugwinning bij bijv. sproei-torens
- Dry-to-cool techniek (indirecte verdampingskoeling i.c.m. energiezuinige droging
- Thermo-akoestische koelingstechnologie
- Absorptiekoelmachines
- Stoomreductie door Concentratorbypass / pyropurge

Bijlage B4 Basisbedragen aquathermie, categorie-indeling SDE++ 2025

Deze bijlage bevat een actualisatie van de kostenparameters – inclusief de kosten voor de elektriciteitsaansluiting – en basisbedragen voor de categorieën voor energie uit water, zoals opgenomen in het advies SDE++ 2025. Daartoe hebben we in de tabellen uit het advies SDE++ 2025 en extra kolom toegevoegd, genoemd “Berekening SDE++ 2026”, met de aangepaste getallen. Deze bijlage nemen we op in het rapport, mocht de categorie-indeling zoals we adviseren in het advies, niet door KGG ingepast kunnen worden in de regeling voor de SDE++ 2026. De basisbedragen in de tabellen B4.1 tot en met B4.8 voldoen aan de uitgangspunten van het advies voor de SDE++ 2026. Met opname van de cijfers in deze bijlage doen we echter op geen enkele wijze afstand van ons advies zoals in het hoofdstuk over Energie uit water vermeld staat.

Tabel B4.1

Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,88	0,88	0,88
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3.500 warmte	3.500 warmte	3.500 warmte
Investeringskosten	€/kW	2.072	2.356	2.694
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	57	67	86
SPF - Systeem	-	3,0	2,9	2,9
SPF - Warmtepomp	-	3,7	3,4	3,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0614	0,0575	0,0632
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	1.118	1187	1187
Basisbedrag	€/kWh	0,1551	0,1614	0,1852
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15

Tabel B4.2

Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, met WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,88	0,88	0,88
Vollasturen berekening	uur/jaar	6.000 warmte + 350 koude	6.000 warmte + 350 koude	6.000 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	6.000 warmte	6.000 warmte	6.000 warmte
Investeringskosten	€/kW	2.590	2.941	3.280
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	68	79	98
SPF - Systeem	-	3,0	2,9	2,9
SPF - Warmtepomp	-	3,7	3,4	3,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0590	0,0552	0,0606
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	1.844	1.959	1.959
Basisbedrag	€/kWh	0,1307	0,1342	0,1509
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15

Tabel B4.3

Technisch-economische parameters voor aquathermie - geen basislast, met WKO en directe levering

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	[MW	0,63	0,63	0,63
Vollasturen berekening	uur/jaar	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	3500 warmte	3500 warmte	3500 warmte
Investeringskosten	€/kW	1.038	1.173	1236
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	69	15	92
SPF - Systeem	-	3,3	3,2	3,2
SPF - Warmtepomp	-	4,2	3,9	3,9
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0340	0,0271	0,0287
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	734	767	767
Basisbedrag	€/kWh	0,0928	0,0734	0,0996
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15

Tabel B4.4

Technisch-economische parameters voor aquathermie – geen basislast, met WKO, Hogere temperatuur warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	1	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	3.500 warmte + 350 koude	3.500 warmte + 350 koude
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	3500 warmte	3500 warmte
Investeringskosten	€/kW	-	2.678	2919
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	77	107
SPF - Systeem	-	-	2,3	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,6	2,6
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0707	0,0777
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	1.674	1.674
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1896	0,2147
Looptijd subsidie	jaar	-	15	15

Tabel B4.5

Technisch-economische parameters aquathermie - geen basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	0,88	0,88	0,88
Vollasturen	uur/jaar	3.500	3.500	3.500
Investeringskosten	€/kW	1.749	1.992	2.394
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	50	60	79
SPF - Systeem	-	2,9	3,3	3,3
SPF - Warmtepomp	-	3,0	3,4	3,4
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0582	0,0461	0,0506
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	1.059	942	942
Basisbedrag	€/kWh	0,1460	0,1430	0,1695
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15

Tabel B4.6

Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, zonder WKO

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	1	1	1
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	1.536	2.110	2.153
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	43	57	75
SPF - Systeem	-	3,8	3,0	3,0
SPF - Warmtepomp	-	3,9	3,1	3,1
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0454	0,0496	0,0545
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	1.597	1.993	1.993
Basisbedrag	€/kWh	0,0917	0,1104	0,1204
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15

Tabel B4.7

Technisch-economische parameters voor aquathermie – basislast, zonder WKO, hogere temperatuur-warmtepomp

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	-	1	1
Vollasturen berekening	uur/jaar	-	6.000	6.000
Vollasturen subsidie	uur/jaar	-	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	-	2.413	2.432
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	-	70	100
SPF - Systeem	-	-	2,3	2,3
SPF - Warmtepomp	-	-	2,5	2,5
Variabele O&M-kosten	€/kWh	-	0,0642	0,0706
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	-	2.609	2.609
Basisbedrag	€/kWh	-	0,1354	0,1487
Looptijd subsidie	jaar	-	15	15

Tabel B4.8

Technisch-economische parameters voor aquathermie - basislast zonder WKO en met aansluiting op een bestaand warmtenet

Parameter	Eenheid	Advies SDE++ 2024	Advies SDE++ 2025	Berekening SDE++ 2026
Installatiegrootte	MW	10	10	10
Vollasturen	uur/jaar	6.000	6.000	6.000
Investeringskosten	€/kW	1.176	1.359	1568
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	68	81	96
SPF - Systeem	-	3,5	3,1	3,1
SPF - Warmtepomp	-	3,6	3,2	3,2
Variabele O&M-kosten	€/kWh	0,0349	0,0307	0,0327
Elektriciteitsverbruik	MWh/jaar	17.180	19.524	19.524
Basisbedrag	€/kWh	0,0769	0,0779	0,0876
Looptijd subsidie	jaar	15	15	15