



Planbureau voor de Leefomgeving

KOSTEN VAN KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT IN 2030

Operationalisering voor de Startanalyse 2020

Nico Hoogervorst

26 oktober 2020

PBL

Colofon

Kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030. Operationalisering voor de Startanalyse 2020.

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4252

Contact

nico.hoogervorst@pbl.nl

Auteur

Nico Hoogervorst

Met dank aan

Ik dank Paul Koutstaal, Bert Daniëls, Robert Koelemeijer, Steven van Polen (allen PBL), Joost van Stralen (TNO), Frank Wiersma (Tennet) voor hun inhoudelijke bijdragen aan deze analyse. PBL dankt de hoogleraren Kornelis Blok (TU-Delft, TBM), Gert-Jan Kramer (UU, Copernicus Instituut), Wim Sinke (TNO en TU-Delft), Wim Turkenburg (UU) en Ad van Wijk (TU-Delft) voor het kritisch doorlezen, aanvullen en bespreken van eerdere concepten. Machteld van den Broek (RUG) gaf nuttige toelichting op haar modelstudie die voor dit onderzoek is gebruikt. Rob Cloosen (Stedin) en Monique Hoogwijk (Alliander) gaven nuttige informatie over netwerkkosten.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Hoogervorst, N., Kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030; Operationalisering voor de Startanalyse 2020, Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses 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.

Inhoud

1	Inleiding	4
2	Methodische afbakening	6
2.1	Het begrip nationale kosten	6
2.2	Systeemafbakening: kostencomponenten van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem	7
2.3	Toedeling van kostensoorten aan stroomgebruikers	10
	2.3.1 Verdeling van extra productiekosten	10
	2.3.2 Verdeling van netkosten	11
	2.3.3 Verdeling van overheadkosten	12
	2.3.4 Conclusie over verdeling van extra kosten	12
2.4	Nationale kosten (grijze) elektriciteit in 2018 en 2030	12
2.5	Eenvoudige kostenraming klimaatneutrale elektriciteit	14
3	Modelstudies van klimaatneutrale elektriciteit	15
3.1	Studie met een Duits model	15
3.2	Studie met het MERGE-model	16
3.3	Studie met het PRIMES-model	18
3.4	Studie met het PLEXOS-model	19
3.5	Studie met het OPERA-model	20
3.6	Studie met model van Berger et al.	21
3.7	Andere studies naar kosten van klimaatneutrale elektriciteit	22
3.8	Samenvatting van de modelstudies	23
4	Conclusies	25
	Referenties	27

1 Inleiding

Deze notitie beschrijft hoe de kosten van klimaatneutrale elektriciteit zijn bepaald; kosten die nodig zijn voor berekeningen in de Startanalyse aardgasvrije buurten. Die bepaling is helaas noodgedwongen grof, gebruik makend van bestaande studies die niet of slechts gedeeltelijk aansluiten bij het doel van onze analyse.

De Startanalyse (SA) vergelijkt de nationale kosten van verschillende klimaatneutrale verwarmingssystemen (aardgasvrije strategieën genoemd). Die kostenvergelijking is bedoeld om gemeenten te helpen bij de selectie van verwarmingssystemen die het huidige, op aardgas gebaseerde verwarmingssysteem in de gebouwde omgeving kunnen vervangen. Zo helpt de Startanalyse bij de onderbouwing van de Transitievisie Warmte die elke gemeente moet opstellen.

De onderzochte aardgasvrije strategieën verschillen van elkaar in het soort energiedrager waarmee gebouwen worden verwarmd: elektriciteit, restwarmte, omgevingswarmte, groen-gas of waterstof. Omdat elk verwarmingssysteem uiteindelijk klimaatneutraal moet functioneren, moeten de gebruikte energiedragers uiteindelijk ook klimaatneutraal geproduceerd worden. Voor een eerlijke vergelijking van de kosten van de verschillende verwarmingssystemen (of strategieën) zijn dus van alle gebruikte energiedragers kostenschattingen nodig van hun klimaatneutrale productiemethode.

Het gaat daarbij om de extra kosten die vanaf nu gemaakt moeten worden om die aardgasvrije verwarmingsstrategieën te realiseren (kapitaalskosten) en te gebruiken (onderhoud- en energiekosten). De extra energiekosten worden berekend als het verschil tussen de kosten in de uitgangssituatie voor aardgas (verbruik maal de gaskosten per m³) en de kosten in de klimaatneutrale situatie (verbruik maal de kosten per eenheid energie van de betreffende energiedrager). Voor deze berekeningen zijn dus schattingen nodig van de nationale kosten van 1 MWh klimaatneutrale elektriciteit.

Kosten veranderen (doorgaans) in de tijd als gevolg van aanpassingen in productiemethoden, afhankelijk van schaalgrootte en innovaties. Kostenveranderingen zijn moeilijk te voorspellen. Voor de Startanalyse zijn verschillen tussen kosten van strategieën relevanter dan de absolute hoogte van kosten of de ontwikkeling ervan in de tijd. Het gaat immers om een vergelijking van strategieën. Om de berekening van strategiekosten niet onnodig te compliceren, is ervoor gekozen alleen de kosten in 2030 te schatten. Deze aanpak is alleen neutraal voor de uitkomsten als de kostenontwikkeling na 2030 voor elke strategie ongeveer gelijk zal zijn, of in ieder geval niet zozeer zal divergeren dat daardoor de berekende kostenverschillen in 2030 in de jaren daarna drastisch gaan veranderen. We veronderstellen dat dat het geval zal zijn, maar kunnen deze veronderstelling helaas niet toetsen.

Het elektriciteitssysteem zal tussen nu en 2050 worden omgevormd tot een systeem dat volledig klimaatneutrale elektriciteit produceert. In het klimaatakkoord zijn afspraken gemaakt tot 2030. Dan moet 70% van alle stroom uit hernieuwbare bronnen worden opgewekt maar is de stroom nog niet klimaatneutraal. De kostenraming van elektriciteit in 2030 is dus niet bruikbaar voor ons doel. In 2050 zal het systeem er anders uitzien dan in 2030, met een grotere vraag, meer vraagrespons etc. De kosten van afzonderlijke componenten in het elektriciteitssysteem zullen na 2030 verder dalen, maar doordat per opgewekte MWh waarschijnlijk meer componenten nodig zijn (voor back-up, balancering, netten) kunnen de totale kosten per MWh na 2030 wel stijgen. De meeste studies die kosten van klimaatneutrale elektriciteit berekenen, geven kostenramingen voor 2050. Die cijfers zijn niet direct bruikbaar

voor de SA-2020 omdat we daar de kosten van klimaatneutrale systemen in 2030 vergelijken. Om bruikbare kostencijfers van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 te verkrijgen, moeten we de cijfers uit andere studies dus corrigeren voor de kostenreductie van componenten die naar verwachting tussen 2030 en 2050 zal plaatsvinden. Dit is een aanpak die erg afwijkt van gebruikelijke benaderingen, maar die noodzakelijk is gezien de beoogde toepassing in de Startanalyse.

Deze notitie beschrijft hoe de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit in 2030 zijn bepaald. In hoofdstuk 2 behandelen we enkele methodische aspecten die specifiek zijn voor het bepalen van kosten van elektriciteitsproductie voor de SA, zoals systeemafbakening en selectie van kostencomponenten. In hoofdstuk 3 bespreken we enkele systeemstudies met bruikbare schattingen van integrale productiekosten en in hoofdstuk 4 trekken we daaruit conclusies voor de Startanalyse.

Ondanks alle studies die we hiervoor hebben geraadpleegd, kunnen de resultaten niet meer zijn dan een grove benadering van integrale nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit, in een theoretische situatie (klimaatneutraal in 2030) die zich in de praktijk niet zal voordoen, maar die nodig is voor een correcte vergelijking van kosten van verschillende strategieën voor aardgasvrije verwarming van gebouwen.

2 Methodische afbakening

Het bepalen van de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit is lastiger dan misschien op het eerste gezicht lijkt. Veel studies berekenen private kosten van elektriciteit of elektriciteitsprijzen, terwijl de SA rekent met integrale nationale kosten. Bij het overnemen van kostenschattingen uit andere studies is dus van belang zo nodig te corrigeren voor verschillende kostendefinities. Het bepalen van de benodigde kosten is ook lastig omdat naast klimaat-neutraliteit tevens de continue betrouwbare beschikbaarheid gewaarborgd moet worden. Het gaat dus om de kosten van een geïntegreerd systeem, dat ook klimaatneutrale elektriciteit levert op de momenten dat hernieuwbare bronnen zoals zon en wind niet beschikbaar zijn. Zowel het kostenbegrip als de systeemafbakening worden hierna verder uitgewerkt.

2.1 Het begrip nationale kosten

De SA berekent nationale kosten van aardgasvrije strategieën, of preciezer: de extra nationale kosten ten opzichte van de nationale kosten van verwarmen met aardgas. Daarbij nationale kosten gedefinieerd zijn als kosten voor de Nederlandse samenleving als geheel.

Nationale kosten zijn de totale kosten in Nederland van alle maatregelen die nodig zijn om ergens (bijvoorbeeld in een buurt) een strategie uit te voeren, ongeacht wie die kosten betaalt, inclusief de baten van energiebesparing. Alle bedragen zijn exclusief belastingen, heffingen en subsidies. De jaarlijkse nationale kosten van investeringen (zoals afschrijvings- en rentekosten) worden bepaald op basis van de technische levensduur van de investering en de nationale discontovoet van 3 procent. Dit wijkt af van de markttrente die voor verschillende partijen van toepassing is.

Soms wordt de groothandelsprijs van elektriciteit gebruikt als indicator voor de kosten van elektriciteit, zoals in de SA-2019. Dat zou een goede indicator voor kosten (exclusief onbalans- en netkosten) kunnen zijn als de producenten van elektriciteit geen subsidie zouden ontvangen en als ze gemiddeld geen bovenmatige winst maken. Producenten van hernieuwbare elektriciteit ontvangen echter SDE-subsidie omdat de gemiddelde productiekosten hoger zijn dan de jaargemiddelde groothandelsprijzen die ze bij verkoop ontvangen. Dat betekent dat de nationale kosten van elektriciteit uit groothandelsprijzen kunnen worden afgeleid door te corrigeren voor de subsidies die aan stroomproducenten wordt verstrekt (voor zon, wind en biomassa) en voor eventuele bovenmatige winsten in de sector. De eerste correctie is eenvoudiger te maken dan de tweede omdat daarover veel gegevens ontbreken. Een correctie van private naar nationale kosten is nog wel te maken als je veronderstelt dat de sector geen bovenmatige winsten maakt en winstcorrectie dus niet nodig is. We moeten dan rekening houden met buitenlandse invloeden op de groothandelsprijs, die immers op een internationale markt tot stand komt. Voor het bepalen van nationale kosten van elektriciteit in 2030 kunnen we gebruikmaken van simulaties van de elektriciteitsmarkt voor de KEV-2019 maar voor de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit is zo'n correctie echter niet toereikend. Hij is bovendien niet mogelijk omdat groothandelsprijzen voor klimaatneutrale elektriciteit nog niet bestaan en nog niet gesimuleerd zijn.

2.2 Systemafbakening: kostencomponenten van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem

Omdat er nog geen elektriciteitsnetten zijn die continu uitsluitend klimaatneutrale elektriciteit beschikbaar stellen, kunnen kostenschattingen niet ontleend worden aan de praktijk of afgeleid worden van groothandelsprijzen. Voor zulke kostenschattingen zijn modelstudies nodig die klimaatneutrale elektriciteitsproductie simuleren waarbij productie en verbruik continu met elkaar in balans zijn. In paragraaf 1.3 worden dergelijke studies gepresenteerd. Voor een goede vergelijking van kostenschattingen is het noodzakelijk te definiëren welke kostenposten in de vergelijking worden betrokken. Ook moet de afbakening aansluiten bij de toepassing in de SA.

De kosten van elektriciteit uit windturbines of zonneparken kunnen eenvoudig worden berekend, bijvoorbeeld met behulp van de methodiek die gebruikt wordt om de hoogte van SDE++ subsidies te bepalen. Maar omdat windturbines en zonneparken niet altijd stroom leveren, zijn er ook installaties nodig voor back-up en balanceringscapaciteit. De benodigde capaciteit neemt toe naarmate het aandeel hernieuwbare elektriciteit in een systeem groter wordt (zie bijvoorbeeld Koutstaal en Sijm, 2015¹). De kosten van elektriciteit uit back-up zijn hoog omdat die installaties het grootste deel van het jaar stil staan maar wel betaald (onderhouden en gefinancierd) moeten worden. Daarnaast moet het elektriciteitsnet worden uitgebreid om alle opwekinstallaties aan te sluiten en om het toenemende stroomverbruik (ook buiten de gebouwde omgeving) te kunnen accommoderen. Als de back-up door gascentrales (bij aardgas met CCS) wordt verzorgd, kan het nodig zijn het gasnet hierop aan te passen. De kosten van die aanpassing laten we hier buiten beschouwing omdat ze lastig te schatten en vermoedelijk beperkt zijn, gezien de verwachting dat het huidige gasnet een overcapaciteit heeft voor de gasvoorziening op lange termijn.

Tabel 1 geeft een overzicht van de kostencomponenten² die relevant zijn bij de bepaling van de integrale, nationale kosten van elektriciteit. We hanteren dit schema om te checken welke kostencomponenten in de kostenramingen van verschillende studies zijn opgenomen en om te kunnen beoordelen in welke mate die kostenramingen vergelijkbaar zijn.

De te kiezen afbakening van het elektriciteitssysteem moet aansluiten bij de kostenvergelijkingen die in de SA worden gemaakt. Daar zijn drie vergelijkingen relevant:

- a) de vergelijking van kosten tussen klimaatneutrale strategieën onderling (nodig om per buurt de meest kosteneffectieve strategie te selecteren);
- b) de vergelijking van elke strategie met de kosten in de uitgangssituatie, in dit geval 2018 (om te weten hoeveel de kosten van verwarmen van gebouwen de komende tijd kunnen stijgen); en
- c) de vergelijking van elke strategie met de referentiesituatie in 2030 (2030-ref) waarin t.o.v. de uitgangssituatie geen maatregelen zijn genomen om verwarmingssystemen te verduurzamen maar wel de kosten van energiedragers zijn veranderd door ontwikkelingen buiten de gebouwde omgeving. Dit geeft een indruk van hoeveel geld de transitie van fossiel naar klimaatneutraal verwarmen van gebouwen de samenleving kost, afgezien van kostenmutaties die zonder deze transitie ook zouden optreden.

¹ Zie: https://www.tpedigitaal.nl/sites/default/files/bestand/de_toekomst_van_de_elektriciteits-voorziening_bij_toename_van_zon_en_wind.pdf

² We volgen hierbij de indeling die gebruikelijk is in de internationale literatuur, waarin integrale kosten worden uitgesplitst in productiekosten, profielkosten, balanceringskosten en netkosten, en verfijnen die op onderdelen (zie bijvoorbeeld Ozdemir, Hout en Koutstaal (2017) Integration costs and market value of variable renewables. ECN-report ECN-W-17-035. Zie: <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-W--17-035>)

De vergelijking met kosten in 2018 en 2030-ref is alleen zuiver als in die kosten dezelfde componenten worden meegenomen als in de kosten van klimaatneutrale stroomproductie. Kostenposten die op alle strategieën en perioden van toepassing zijn en dezelfde waarde hebben, zouden uit de berekening van totale kosten kunnen worden weggelaten. Dat is het geval met de kosten van de huidige elektriciteitsnetten. De SA is immers gericht op het kwantificeren van kostenverschillen tussen strategieën (ad a) en extra kosten; weglaten van de huidige netkosten zal die verschillen niet beïnvloeden. Paragraaf 2.4 beschrijft hoe de nationale elektriciteitskosten in 2018 en 2030-ref bepaald worden.

TABEL 1: KOSTENCOMPONENTEN VAN EEN INTEGRAAL KLIMAATNEUTRAAL ELEKTRICITEITSSYSTEEM.

Onderdeel	Systeemcomponenten	Eigenaar	Activiteiten	Kostensoort
el-opwek	WoZ, WoL, PV	Producenten ¹⁾	bouwen, beheren, gebruiken	productiekosten
	uitbreiding WoZ, WoL, PV	Producenten ¹⁾	bouwen, beheren, gebruiken	extra productiekosten
	baseload centrales	producenten	bouwen, beheren, gebruiken	Productiekosten incl. brandstof, CO ₂ -rechten
	back-up en andere flex-opties	producenten	bouwen, beheren, gebruiken	Profiel- en onbalanskosten
	uitbreiding flexibiliteitsopties ²⁾	producenten	bouwen, beheren, gebruiken	extra profiel- en onbalanskosten
el-handel	groothandelsplatform	??	permanent operationeel	overheadkosten
el-transport	Hoogspanningsnet ³⁾ incl. interconnectie	Tennet	onderhoud en beheer	netkosten
	uitbreiding en verzwaring	Tennet + Reg. Netbeheer	plannen, bouwen, beheren	extra netkosten
	kantoren TSO	Tennet	personeel, gebouwbeheer, ict	overheadkosten
	balancering	producenten	TSO koopt balanceervermogen	onbalanskosten
el-distributie	Middenspanningsnet ³⁾	Reg. Netbeheer	onderhoud en beheer	netkosten
	Laagspanningsnet ³⁾	Reg. Netbeheer	onderhoud en beheer	netkosten
	uitbreiding en verzwaring	Reg. Netbeheer	plannen, bouwen, beheren	extra netkosten
	kantoren DSO's	Reg. Netbeheer	personeel, gebouwbeheer, ict	overheadkosten
el-verkoop	detailhandel, verkoop aan eindafnemers	E-bedrijven	inkoop, verkoop, facturering, klantenwerving, etc.	overheadkosten
	aansluitingen	Regionaal Netbeheer	mutatie aansluitingen (aan/afsluiten, verzwaren)	netkosten, aansluitkosten
	el-meters	Regionaal Netbeheer	meteropname, uitrol slimme meter	overheadkosten
el-verbruik	woningen	gebouweigenaar	el-verbruik	
	bedrijfsgebouwen	gebouweigenaar	el-verbruik	
	bedrijfsgebouwen	gebouweigenaar	demand-management	
	andere sectoren	bedrijven, burgers	el-verbruik & management	
hele keten	alle componenten	allerlei	alle activiteiten	stelselkosten

Noot 1): inclusief kleinschalige producenten zoals huiseigenaren met zonnepanelen.

Noot 2): Flexibiliteitsopties kunnen zeer uiteenlopende technische vormen aannemen, zoals G2P, H2P, ontladen van accu's en stuwmeren, opties die eigenlijk niet onder el-opwek vallen zoals demand-side-management en uitbreiding interconnecties tussen landen), etc. Noot 3: inclusief kosten van overdrachtstations.

2.3 Toedeling van kostensoorten aan stroomgebruikers

In de huidige situatie worden de kosten van de stroomvoorziening op twee manieren aan de afnemers in rekening gebracht: deels als een vast bedrag per aansluiting en deels verrekend in een tarief per verbruikte hoeveelheid stroom (kWh). Energieleveranciers hanteren verschillende verdeelsleutels. Meestal worden netbeheerkosten verrekend als een vast bedrag per dag en aansluiting, onafhankelijk van het verbruik. Voor bedrijven is het nettatarief nog veel complexer, en hangt het ook af van de aansluitwaarde zelf en het verbruiksprofiel.

Voor het berekenen van de elektriciteitskosten van de onderzochte aardgasvrije verwarmingsstrategieën moet ook een verdeling van kostenposten worden bepaald. Het is daarbij de vraag hoe de extra integrale kosten van verduurzaming van de stroomproductie het beste kunnen worden toegedeeld aan gebouwen: naar rato van het stroomverbruik of als een vast bedrag per aansluiting. Het antwoord is afhankelijk van de mate waarin de hoogte van de kosten varieert met het volume van het stroomverbruik. Dat kan per kostenpost verschillen. Om dat verband te onderzoeken, splitsen we de extra totale stroomkosten in drie kostenclusters: extra productiekosten (inclusief extra profielkosten, extra netkosten (inclusief extra onbalanskosten) en extra overheadkosten (zie tabel 1).

2.3.1 Verdeling van extra productiekosten

De extra productiekosten worden niet alleen veroorzaakt door de overgang van grijze naar groene stroom maar ook door de (verwachte) toename in het stroomverbruik. Bij beide oorzaken nemen de extra kosten (evenals de totale productiekosten) toe met het verbruikte volume en met piekvolumes.

Voor de vergelijking tussen strategieën (ad a in de vorige paragraaf) is het de vraag of het logisch is dat de nationale kosten van elektriciteit bij elke strategie gelijk zijn. Het is denkbaar dat strategieën die veel elektriciteit gebruiken ook een duurder productiesysteem nodig hebben dan strategieën die weinig elektriciteit gebruiken. Het extra elektriciteitsverbruik voor verwarming van gebouwen (4 – 12 TWh per jaar) zal een beperkt aandeel hebben in het totale nationale elektriciteitsverbruik rond 2050. De schattingen daarvan lopen erg uiteen en variëren tussen 160 á 190 TWh (TNO 2020) en 288 á 406 TWh (NBNL 2020). De onzekerheid van het extra stroomverbruik voor verwarming (circa 8 TWh) is veel kleiner dan de onzekerheid van de totale stroomproductie (130 – 220 TWh). Dat pleit ervoor om voor elke strategie dezelfde stroomkosten te hanteren. Dat sluit ook aan bij de huidige tariefstructuur, waarbij het huidige onderscheid tussen klein- en grootverbruikers veel groter is dan het verwachte verschil in stroomverbruik tussen de onderzochte strategieën.

Geraadpleegde deskundigen wijzen echter op de piekvraag van warmtepompen in de winter, die ertoe kan leiden dat extra back-up vermogen nodig is om voldoende elektriciteit beschikbaar te hebben. Daar kan tegenin gebracht worden, dat hoge stroomprijzen (in de winter) afnemers zullen stimuleren hun stroomverbruik te verlagen of te verschuiven naar andere perioden. Gebouweigenaren zouden de warmtepomp in de nacht kunnen gebruiken en hun gebouw extra opwarmen zodat verwarming tijdens de ochtendpiek kan worden uitgesteld. Naarmate gebouwen beter zijn geïsoleerd, kan het stroomverbruik voor verwarmen gemakkelijker worden verschoven over de dag zonder comfortverlies.

Tennet onderzoekt momenteel de mogelijkheden van flexibilisering van de elektriciteitsvraag uit de gebouwde omgeving. Eerste, voorlopige resultaten³ van dat onderzoek laten zien, dat de jaargemiddelde kosten van elektriciteit in een tussenwoning met label B en een

³ Beschikbaar gesteld op 10 juli 2020 door projectleider Frank Wiersema en Tjerk den Boer (Tennet).

luchtwarmtepomp 15-20% hoger is dan de landelijk gemiddelde kosten van elektriciteit. Door vraagsturing kan dat dalen naar 10-15%. Bij een bodemwarmtepomp met vraagsturing is het verschil minder dan 10%. In woningen die beter geïsoleerd zijn daalt dat verschil naar 5-10%. Woningen met een hybride warmtepomp zijn flexibel genoeg om perioden met hoge stroomkosten te vermijden.

Deze informatie pleit ervoor om de nationale kosten van elektriciteit in strategie S1 (all-electric met lucht- en bodemwarmtepompen) te verhogen t.o.v. de andere strategieën. We hanteren een kostenverhoging met 12%. Die kostenverhoging komt tot stand in de 400 uur per jaar met de hoogste stroomkosten; gemiddeld 200 €/MWh. Het gekozen percentage past goed bij de luchtwarmtepomp. Het is iets te hoog voor de bodemwarmtepomp maar het is vermoedelijk te laag voor andere woningtypen. Het onderzoek van Tennet was nog niet ver genoeg gevorderd om voor alle woningtypen al resultaten te hebben. In hoofdstuk 4 wordt berekend wat deze verhoging betekent voor de kosten van elektriciteit in de S1-strategie.

2.3.2 Verdeling van netkosten

Bij de verdeling van netkosten is het logisch de verdeling van de *huidige* netkosten over alle aansluitingen niet te veranderen omdat elk gebouw in elke strategie elektriciteit zal blijven gebruiken. Daarmee zijn de huidige netkosten voor elke strategie gelijk, nu en in de toekomst, en kunnen ze dus buiten beschouwing blijven bij de bepaling van de kostenverschillen tussen strategieën.

De *extra* netkosten worden deels veroorzaakt door vergroening van de stroomproductie en deels door toename van het verbruikte volume en bijbehorende piekvraag. De extra netkosten voor vergroening ontstaan door het aansluiten van nieuwe windturbines en zonnepanelen, door extra interconnectie en door extra voorzieningen voor balancering. Dat maakt het logisch deze extra kosten te verdelen naar rato van het verbruik van groene stroom. Warmtesystemen kunnen bijdragen aan flexibilisering van de elektriciteitsvraag in een buurt en daarmee de extra netkosten beperken. De mate waarin dit kan optreden is erg afhankelijk van lokale omstandigheden en kan dus niet in de generieke aanpak van de SA-berekeningen worden verwerkt. Het is wel verstandig dit aspect met de netbeheerder te bespreken bij de vertaling van SA-resultaten in een Transitievisie Warmte.

Daarnaast kan een toename van het stroomverbruik en piekvraag ertoe leiden dat in een bepaalde wijk het distributienet verzaamd moet worden. Netbeheerders geven aan dat de piekvraag die resulteert uit de toepassing van PV-panelen en elektrische auto's vaak groter is dan bij het installeren van warmtepompen. Desondanks kan het installeren van warmtepompen zeker aanleiding zijn tot netverzwaring, vooral omdat de piekvraag op koude winterdagen hoog kan zijn. In de berekening van netkosten voor de SA worden de ontwikkelingen op het gebied van zon PV en EV buiten beschouwing gelaten, daar deze geen onderdeel vormen van de scope van de Startanalyse. Het installeren van warmtepompen kan aanleiding zijn tot netverzwaring⁴, in buurten waar het huidige distributienet weinig reservecapaciteit heeft.

Dat pleit ervoor per buurt en per warmtestrategie te bepalen of extra netkosten in rekening gebracht moeten worden. Die aanpak is in de kostenberekening voor SA-2019 opgenomen en handhaven we in SA-2020. De extra netkosten die samenhangen met vergroening van de stroomproductie komen elke afnemer in elke aardgasvrije warmtestrategie ten goede en worden dus omgeslagen per geproduceerde MWh.

⁴ Mogelijk wordt netverzwaring op termijn toch nodig in buurten met veel warmtepompen en laadpalen waar vraag-management onvoldoende soelaas biedt, maar daar gaan we in deze globale analyse aan voorbij.

2.3.3 Verdeling van overheadkosten

De extra overheadkosten vormen een restcategorie van zeer uiteenlopende kleine kostenposten. Een deel van de overheadkosten moet sowieso gemaakt worden, ongeacht de hoeveelheid stroom die geleverd wordt. Een systeem met veel variabele hernieuwbare elektriciteitsproductie (VHE) heeft meer monitoring en fijnregeling nodig dan het huidige systeem. Dat maakt het logisch te veronderstellen dat de *extra* overheadkosten (deels) samenhangen met de vergroening van de stroomproductie en meegroeien met het productievolume.

2.3.4 Conclusie over verdeling van extra kosten

De conclusie uit bovenstaande analyse is, dat in berekeningen voor de SA de extra stroomkosten volledig verrekend kunnen worden in de kosten per geleverde kWh elektriciteit. Dat levert in de SA een goede vergelijking op van de nationale kosten van de onderzochte strategieën. Het is niet relevant dat die kostenallocatie enigszins afwijkt⁵ van de toedeling die in de praktijk gebruikelijk is omdat die bedoeld is voor de verdeling van kosten over stroomgebruikers en niet voor de selectie van een alternatief systeem voor verwarming van gebouwen.

Deze aanpak betekent dat de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit (€/MWh) bepaald moeten worden exclusief de huidige netkosten en huidige overheadkosten en exclusief de kosten van verzwaring van distributienetten ten behoeve van warmtepompen. Deze kosten van netverzwaring worden per warmtestrategie bepaald en toegedeeld aan de betreffende gebouwen.

2.4 Nationale kosten (grijze) elektriciteit in 2018 en 2030

Om de extra nationale kosten van aardgasvrije strategieën te kunnen bepalen t.o.v. de huidige situatie⁶, is een schatting nodig van de nationale stroomkosten in 2018. Om de extra kosten te kennen t.o.v. de situatie zonder verduurzaming van het warmtesysteem⁷, is een schatting nodig van de te verwachten nationale stroomkosten in 2030 (2030-ref). Die extra kosten bestaan uit de volgende componenten (zie tabel 1, rechter kolom): productiekosten, profielkosten, onbalanskosten, extra netkosten en overheadkosten. Tabel 2 geeft aan hoe voor die componenten kostenschattingen verkregen kunnen worden.

De productiekosten kunnen worden berekend met een bottom-up-methode of worden geschat met een top-down-methode. De bottom-up-methode vergt veel data (o.a. brandstofverbruik, brandstofkosten, historische investeringen in bestaande installaties) en is arbeidsintensief. De top-down-methode is eenvoudiger en sneller. Die methode gaat uit van de theoretische veronderstelling dat de gemiddelde groothandelsprijs van elektriciteit een goede indicator is voor de lange termijn gemiddelde kosten van elektriciteit. Dat geldt echter niet voor productiemethoden die gesubsidieerd worden. De groothandelsprijs komt tot stand door biedingen van producenten die minimaal hun variabele kosten willen terugverdienen. Producenten van hernieuwbare elektriciteit hebben erg lage variabele kosten en hoge vaste kosten (kapitaalslasten). Voor hen zijn de (gemiddelde) totale productiekosten (vast plus variabel)

⁵ De afwijking bestaat eruit dat een klein deel van de *extra* netkosten niet gelijkmatig wordt verdeeld over het aantal aansluitingen (zoals nu gebruikelijk is) maar wordt verrekend in de kosten per geleverde hoeveelheid elektriciteit. De kosten van het huidige net worden wél gelijkmatig verdeeld over de aansluitingen.

⁶ Deze vergelijking geeft aan hoeveel de kosten van verwarmen van gebouwen de komende tijd kunnen stijgen.

⁷ Deze vergelijking geeft een indruk van hoeveel geld de transitie van fossiel naar klimaatneutraal verwarmen van gebouwen de samenleving kost, afgezien van kostenmutaties tussen 2018 en 2030 die zonder warmtetransitie ook zouden optreden, zoals kostenmutaties van aardgas en elektriciteit.

dus hoger dan de (gemiddelde) groothandelsprijs. Zij krijgen het verschil tussen marktprijs en productiekosten vergoed als subsidie (MEP, SDE, SDE+ en SDE++). Door de uitbetaalde SDE-subsidies toe te voegen aan de totale omzet op de groothandelsmarkt kan een bruikbare indicatie worden verkregen van de productiekosten van elektriciteit⁸. Deze methode van kostenbepaling is minder nauwkeurig dan de bottom-up-methode, maar voor ons doel toereikend.

In 2030 wordt naar verwachting 2/3 van alle elektriciteit in Nederland opgewekt uit hernieuwbare bronnen (KEV-2019, tabel 13 van de bijlagen). Daarbij hoort volgens de KEV-berekeningen een groothandelsprijs op de day-ahead-markt van 57 €₂₀₁₈/MWh in 2030. In die prijs zit wel een vergoeding voor back-up maar nog niet voor onbalans; de kosten daarvan moeten dus nog worden toegevoegd om de totale productiekosten te kunnen bepalen.

In 2018 verstrekke RVO 1072 miljoen euro subsidie (MEP, SDE en SDE+) voor de productie van hernieuwbare energie⁹. Daarvan is een klein deel (28 miljoen) besteed aan geothermie. De uitgekeerde subsidie is dus te beschouwen als een deel van de productiekosten dat niet is terugverdiend met de verkoop van stroom tegen groothandelsprijzen. Bij een stroomproductie van 114 TWh is dat ruim 9 €/MWh. Voor 2019 ronden we dit af op 10 €/MWh. In 2030 is volgens de KEV-2019 iets minder dan 2 miljard euro aan SDE-subsidie¹⁰ voor hernieuwbare elektriciteit nodig. Bij een stroomproductie van 485 PJ ofwel 134,7 TWh is dat afgerond 15 €/MWh.

TABEL 2: BEREKENING NATIONALE STROOMKOSTEN IN 2019 EN IN 2030-REFERENTIE, PRIJSPEIL 2018.

Kostencomponent	Berekeningsmethode	€/MWh in 2019	€/MWh in 2030
Productiekosten	Groothandelsprijs basislast + back-up uit KEV-2020 ¹	61	57
	plus SDE-subsidie voor zon, wind en biomassa	10	15
Onbalanskosten	Voor 2019 nvt; voor 2030 ontleend aan PBL-analyse van effecten Klimaatakkoord	0	6
Extra netkosten op land en zee	Voor 2019 negeren; voor 2030: afgeleid van investeringsplannen netbeheerders ²	0	6
Extra kosten distributienetten	Verrekend in tarief per aansluiting, niet per MWh.	0	nvt
Extra overheadkosten	Obv vastrecht-uitgaven van afnemers per gebruiksklassen in 2019, groei conform KEV-2019.	0	10
TOTAAL	Sommeren	71	94

Bronnen: 1) Tabellenbijlage KEV-2020, Tabel_3b_Prijzen_VV. De waarde voor 2019 ontleent de KEV aan het CBS. 2) Tnet (2020) Ontwerp investeringsplan Net op zee 2020-2029. Idem voor Net op land.

De overheadkosten zijn af te leiden uit de bedragen die energieleveranciers bij hun klanten in rekening brengen onder de noemer vastrecht of vaste leveringskosten. Hiervan betalen zij hun administratie en bedrijfskosten en vermoedelijk ook hun vergoedingen aan netbeheerders en handelsplatforms. Volgens het CBS¹¹ betaalde een huishouden in 2019 gemiddeld 66,46 euro per jaar (incl. BTW) aan vast leveringstarief voor stroom. Bij een gemiddeld stroomverbruik van 3,0 MWh in 2019 is dat 18,30 €/MWh excl. BTW. Die tarieven en verbruiken fluctueren van jaar op jaar. Bij middeling over de afgelopen vijf jaar ontstaat een schatting van 17 €/MWh voor de overheadkosten van kleinverbruikers¹². De overheadkosten van

⁸ Voor de volledigheid zou ook gecorrigeerd moeten worden voor de 'subsidie' die thuisopwekkers ontvangen via het salderen maar die correctie is verwaarloosbaar klein (<0,01%).

⁹ Zie: <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sde/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>

¹⁰ Dat is subsidie aan installaties die vóór 2025 zijn gebouwd. Vanaf 2025 wordt geen SDE(++) meer verstrekt.

¹¹ Zie: <https://opendata.cbs.nl/statline/?dl=3350E#/CBS/nl/dataset/84672NED/table>

¹² Voor grootverbruikers geldt (omgerekend) een veel lager tarief: 2 €/MWh in 2018.

energiebedrijven nemen de laatste jaren toe, wat tot uiting komt in stijgende vaste leveringstarieven. We schatten de overheadkosten in 2030 op 25,6 €/MWh (KEV-2019). De extra overheadkosten in 2030 bedragen dus 9,6 €/MWh voor kleinverbruikers (en – naar rato – 1,2 €/MWh voor groot-middenverbruikers). Dat sluit aan bij de constatering in de Benchmark studie consumenten energiemarkt 2020¹³: “Met het oog op de toekomst zien veel leveranciers, als gevolg van de energietransitie, dalende volumes en een toename van kosten en risico’s.” Die dalende volumes klinken vreemd in het licht van toenemende elektrificatie op lange termijn maar wellicht wordt hier gedoeld op het effect van zelf opwekken van elektriciteit met PV-panelen.

2.5 Eenvoudige kostenraming klimaatneutrale elektriciteit

We hebben een globale kostenberekening¹⁴ gemaakt van klimaatneutrale elektriciteit met behulp van kostenramingen van losse onderdelen van een productieketen. Voor stroom uit een windpark op zee bestaat die keten uit turbines, zeekabels, extra back-up (ofwel profielkosten en onbalanskosten) en netuitbreidingen (diepe netkosten), dus exclusief huidige netkosten. De nationale kosten van die productieketen in 2030 variëren tussen 63 en 92 €/MWh. Bij wind-op-land liggen de kosten ongeveer 10 €/MWh lager en bij grootschalige zonneparken 5-10 €/MWh hoger.

Gemiddeld komen die kosten voor klimaatneutrale elektriciteit op circa 80 €/MWh in 2030, exclusief overheadkosten. Maar deze bottom-up kostenraming houdt geen rekening met afhankelijkheden tussen systeemcomponenten en met toenemende back-up-behoefte en onbalans bij grotere aandelen wind- en zonnestroom in een geïntegreerd systeem na 2030. Om die effecten te kwantificeren, zijn integrale systeemmodellen nodig die rekening houden met variatie in het weer en in de vraagpatronen van elektriciteit. Het is logisch dat een geïntegreerde analyse tot hogere kostenramingen leidt dan deze globale berekening.

¹³ <https://www.acm.nl/nl/publicaties/benchmarkstudie-consumenten-energiemarkt-2020>

¹⁴ Persoonlijke communicatie dd maart 2020 mbv een spreadsheet, berekend conform de SDE-systematiek. Profiel- en onbalans- en diepe netkosten ontleend aan PBL-analyse effecten klimaatakkoord.

3 Modelstudies van klimaatneutrale elektriciteit

Uit het voorafgaande blijkt dat kostenschattingen voor klimaatneutrale elektriciteit het beste ontleend kunnen worden aan modelstudies die integrale elektriciteitssystemen simuleren. Dat vormt een waarborg voor de consistentie en samenhang tussen systeemcomponenten en zorgt ervoor dat alle benodigde componenten in de kostenberekening worden opgenomen. Uit hoofdstuk 2 volgt dat de gezochte kostencijfers voor elektriciteit aan de volgende specificaties moeten voldoen:

- a) het gaat om nationale kosten, dus exclusief subsidies en belastingen;
- b) die representatief zijn voor de Nederlandse situatie;
- c) het gaat om integrale kosten van *klimaatneutrale* elektriciteit (CO₂-emissie is nul),
- d) exclusief de kosten van het huidige netwerk maar inclusief kosten van netwerkbreedingen;
- e) het gaat om kosten in 2030 (om vergelijkbaar te zijn met kosten van andere energiedragers en technieken);
- f) uitgedrukt in euro's van 2018 per MWh.

Bij onderstaande beschrijving van de onderzochte studies zullen we aangeven hoe de daarin gevonden kostenschattingen gecorrigeerd zijn om aan de gewenste specificaties te voldoen.

3.1 Studie met een Duits model

Een Duits-Deense onderzoeksgroep heeft een uitgebreid computermodel gemaakt van het Europese elektriciteitssysteem. Met behulp van lineair technisch-economische optimalisatie verkennen de onderzoekers¹⁵ het effect van grote veranderingen in uitgangspunten op de totale systeemkosten van 95% CO₂-emissiereductie in 2030. Die opzet sluit dus goed aan bij de kostenraming die wij zoeken. De berekende kosten zijn wel een Europees gemiddelde en het is de vraag in hoeverre die van de Nederlandse situatie afwijken. In Nederland is bijvoorbeeld geen hydro-opslag mogelijk (of erg duur) en is – vergeleken met andere lidstaten – weinig ruimte voor wind-op-land en meer voor wind-op-zee. Dat zal de Nederlandse mix waarschijnlijk duurder maken dan het Europese gemiddelde omdat wind-op-zee een relatief dure techniek is. In het model wordt elke EU-lidstaat beschouwd als 1 eenheid. Dat impliceert dat netaanpassingen binnen een land niet worden gemodelleerd. Het model is vooral opgezet om de effecten van interconnectie tussen lidstaten te verkennen, bijvoorbeeld door te kijken naar de gevolgen voor de samenstelling van het park met de laagste kosten.

De onderzoekers concluderen dat “the total system costs are only weakly affected by the choice of the input weather data or by small changes in the capital costs” (p.101). De totale

¹⁵ Schlachtberger et al. (2018), Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system: Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints. In: *Energy* 163 (2018) 100-114.

kosten zijn echter wel gevoelig voor de hoeveelheid interconnectie tussen landen en voor de reductiedoelstelling voor CO₂-emissies. Bij 95% CO₂-reductie zonder interconnectie kost elektriciteit in 2030 gemiddeld 84,1 €/MWh; bij optimale interconnectie daalt dat naar 64,8 €/MWh (tabel 2) omdat dan minder kosten voor nationale opslag gemaakt hoeven worden. Bij een 'compromis over interconnectie' (van 125 TWkm) zijn de kosten 67,5 €/MWh. Als daarbij de CO₂-uitstoot terug moet naar nul, dan stijgen de kosten naar 72 €/MWh (figuur 21, bandbreedte 98-69 €).

De gehanteerde investeringskosten komen goed overeen met de kosten die JRC voor 2030 rapporteert. Het lijkt dus niet nodig de kostenraming uit deze studie te corrigeren voor afwijkende kostenniveaus. Er is nog wel een correctie nodig voor inflatie vanaf 2010. Omgerekend naar euro's van 2018 zijn de gemiddelde nationale kosten voor klimaatneutrale elektriciteit volgens deze studie 81 €/MWh. Dat is inclusief kosten voor interconnectie en aansluiting van windparken op zee, maar exclusief de kosten van netaanpassingen binnen Nederland en exclusief overheadkosten.

3.2 Studie met het MERGE-model

In 2015 publiceerde het CPB een studie¹⁶ naar de kosten van het Europese energiesysteem bij enkele scenario's voor reductie van broeikasgasemissies, berekend met het MERGE-model. Om de doelen van het Parijs-akkoord te halen (max 550 ppm CO₂-equivalenten in de atmosfeer; eis c), zouden in scenario's met CCS in 2050 de gemiddelde groothandelsprijs van elektriciteit 90-103 dollar₂₀₀₅ per MWh bedragen (zie de gevulde blauwe cirkels in figuur 1). Omgerekend naar euro's van 2018 is dat 91-104 €/MWh (eis f). Dit bedrag kan worden beschouwd als een goede schatter voor de *nationale* productiekosten omdat de studie geen rekening houdt met subsidies (eis a).

Hoewel het een kostenraming voor Europa betreft, lijkt die bruikbaar voor Nederland omdat de baseline kosten (55 \$/MWh) redelijk overeenkomen met de huidige groothandelsprijzen in Nederland (eis b). De aandelen van opwektechnieken in de stroomproductie wijken echter behoorlijk af van wat momenteel voor Nederland verwacht wordt, zie tabel 3.

TABEL 3: ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN 2050, AANDEEL IN PRODUCTIE EN INVESTERINGSKOSTEN VAN OPWEK-TECHNIEKEN VOLGENS VERSCHILLENDE STUDIES.

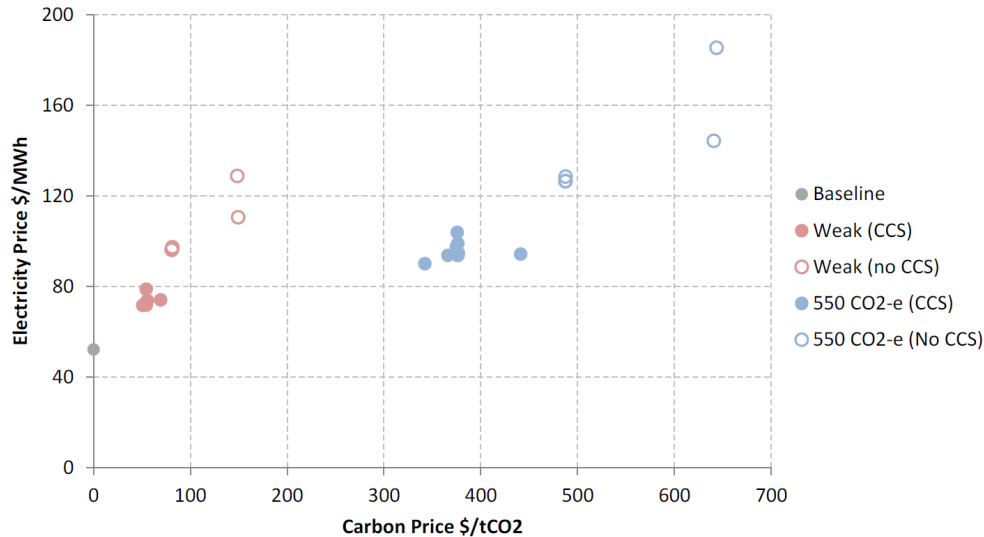
Publicatie¹: Opwektechniek	CPB 2015	B&K 2020	CPB 2015	JRC 2018	Irena 2019	B&K 2020
	(%) ²	(%) ²	€ ₂₀₁₅ /kW	€ ₂₀₁₈ /kW		
Wind op Zee	12	42-54	2234	2160	1186-2373	740-1480
Wind op land	37	12-18	1899	1110	551 - 847	560 - 860
Zon-PV	0	20-32	1117	420		220 - 330
Biomassa + CCS	13	0				
Gas + waterstof	0	11-25				
Overig (+ CCS)	38	1-11				

Noot 1: CPB 2015 verwijst naar Blanford et al. 2015. B&K 2020 verwijst naar Berenschot en Kalavasta 2020. Voor JRC 2018, Irena 2019 en genoemde referenties zie literatuurlijst aan het eind van dit document.

Noot 2: Bij gebrek aan data over opgesteld vermogen in CPB 2015 vergelijken we de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit per opwektechniek.

¹⁶ Blanford et al. (2015) Technological Uncertainty in Meeting Europe's Decarbonisation Goals. Den Haag: CPB, Discussion Paper 301, pp.38. <https://www.cpb.nl/sites/default/files/publicaties/download/cpb-discussion-paper-301-technological-uncertainty-meeting-europes-decarbonisation-goals.pdf>

Anders dan in Nederland, bevat het default scenario in 2050 geen zon-PV maar wel bio-massa- en kolencentrales met CCS, nucleaire en waterkrachtcentrales. Dat maakt deze studie minder bruikbaar voor ons doel. Vergeleken met andere studies is zon-PV erg duur in de CPB-studie. In een gevoeligheidsanalyse met 25% kostenreductie bij zon-PV stijgt het aandeel zon-PV naar 8%. Van deze variant geeft de studie echter geen kostencijfers.



FIGUUR 1: GROOTHANDELSPRIJS VAN ELEKTRICITEIT IN 4 CPB-SCENARIO'S IN RELATIE TOT DE PRIJS VAN CO₂-RECHTEN.

Ook zijn de gehanteerde investeringskosten ongeveer twee keer zo hoog als de cijfers die nu, vijf jaar later, verwacht worden voor 2050¹⁷. Dat zou betekenen dat de productiekosten van stroom uit windenergie gehalveerd kunnen worden. Omdat de helft van stroomproductie in het scenario door windenergie geleverd wordt, zouden de productiekosten van elektriciteit gemiddeld 25% lager kunnen uitvallen (als de kosten van de andere, deels conventionele opwektechnieken wel accuraat voorspeld zijn). Met deze correctie komen de verwachte stroomkosten in 2050 op 68-78 €/MWh.

Voor de SA hebben we eigenlijk de kosten van klimaatneutrale stroom in 2030 nodig (eis e) maar de CPB-studie rapporteert geen data over het opgestelde vermogen per type techniek in 2050, zodat we die kosten daarvan in 2030 niet kunnen afleiden. Volgens de JRC-studie bedraagt de verwachte kostendaling tussen 2030 en 2050 ongeveer 10%, gewogen naar de geproduceerde hoeveelheden per opwekteype in de studie. Als we dit percentage toepassen op de gecorrigeerde CPB-raming (68-78 €/MWh), dan bedragen de productiekosten in 2030 tussen 74 en 85 €/MWh.

De studie houdt rekening met toenemende netkosten¹⁸ die lineair oplopen met het aandeel van wind en zon tot 15 \$/MWh ofwel 15 €₂₀₁₈/MWh in het default scenario. Deze kosten zijn niet opgenomen in de gerapporteerde groothandelsprijzen en kunnen dus aan de productiekosten (afgeleid van groothandelsprijzen) worden toegevoegd (eis d).

¹⁷ Het is niet duidelijk of dit klopt. Berenschot en Kalavasta ontlene hun investeringskosten aan een studie van IRENA 2019 maar die studie vermeldt hogere investeringen, zie tabel. Bij IRENA zijn de investeringen inclusief netkosten; B&K hebben daar mogelijk voor gecorrigeerd.

¹⁸ CPB schrijft over 'Integration costs' maar uit de omschrijving op p.10 blijkt dat hiermee extra kosten transmissienetten worden bedoeld: costs for transmission infrastructure to accommodate for spatial and temporal variability of intermittent renewable sources.

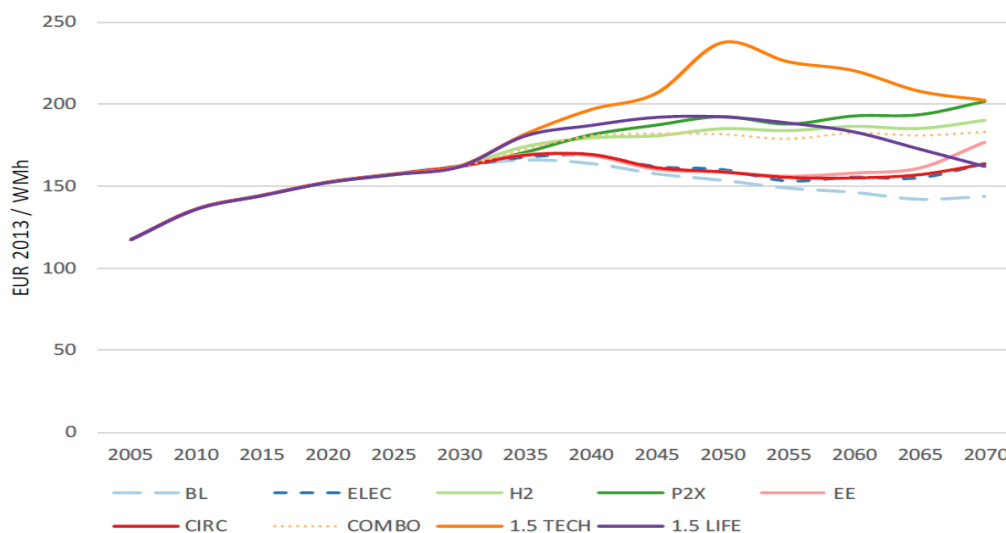
Er is ook een variant doorgerekend met 30 \$/MWh inpassingskosten, passend bij situaties waar de installaties op moeilijk bereikbare locaties worden geplaatst waardoor de transmissiekosten hoog zijn, 15 \$/MWh hoger dan onder gemiddelde omstandigheden. In Nederland zijn de netkosten van windparken op zee hoger dan van die op land. Eigen berekeningen schatten de netkosten voor wind op zee op 13-18 €/MWh voor de door windparken geleverde stroom. Tot 2030 worden de extra netkosten op land én zee geschat op 6 €/MWh (zie tabel 2). Bij toenemende stroomproductie door wind-op-zee zullen de extra netkosten verder stijgen, vermoedelijk tot een niveau dat aansluit bij de 15 \$/MWh in de CPB-studie. We hanteerden daarom de schatting van 15 €/MWh voor extra netkosten voor klimaatneutrale stroom.

Op grond van bovenstaande overwegingen leidt de CPB-studie met het MERGE-model tot nationale kosten van hernieuwbare elektriciteit in 2030 van 89 – 100 €/MWh, zijnde de som van productiekosten en extra netkosten. Deze kostenraming is echter beperkt bruikbaar voor ons doel omdat de verdeling van opwektechnieken in dit Europese scenario sterk afwijkt van de verwachte verdeling in Nederland.

3.3 Studie met het PRIMES-model

Een studie¹⁹ uit 2018 voor de Europese Commissie, die ten grondslag lag aan de EU-strategie voor een klimaatneutrale economie, analyseerde met het PRIMES-model verschillende scenario's om aan de doelstelling van het Parijs-akkoord te voldoen. Dat betekent 80-100% emissiereductie tussen 1990 en 2050. Er zijn vijf scenario's uitgewerkt voor specifieke technologische opties waarmee 80% emissiereductie wordt bereikt (p.55). Het COMBO-scenario combineert deze technieken en komt tot 90% reductie (inclusief LULUCF). In dat scenario kost elektriciteit circa 180 Euro₂₀₁₃ per MWh in 2050, wanneer 90% emissiereductie is bereikt (zie figuur 99). Dat zijn de kosten voor opwek en distributie, dus inclusief netwerkkosten, maar exclusief belastingen (eis a). Rond 2030 kost elektriciteit circa 160 €/MWh maar dan is de emissiereductie 48% (zie tabel 9 op pag. 198) en dus nog niet (bijna) klimaatneutraal te noemen. Daarom hanteren we de kosten voor 2050 (eis c).

Figure 99: Projected average electricity prices for final users



Source: PRIMES.

¹⁹ EC (2018) IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773, A Clean Planet for all; A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Brussels 28 November 2018, pp.393.

De netwerkkosten van het COMBO-scenario zijn niet gepubliceerd maar in het ELEK-scenario bedragen die circa 45% ofwel 70 €₂₀₁₃/MWh (afgeleid uit figuur 100). In het COMBO-scenario zijn die vermoedelijk lager dan in het ELEK-scenario omdat het verbruik in het COMBO-scenario minder ver stijgt (50% tussen 2015 en 2050) dan in het ELEK-scenario (75%, vooral na 2030 en voornamelijk in de industrie; zie p.73). Hanteren we voor het COMBO-scenario 50 €/MWh netwerkkosten, dan bedragen de opwekkosten 130 €₂₀₁₃/MWh in 2050. Bij 15% kostendaling tussen 2030 en 2050 (ontleend aan JRC 2018, gewogen naar het geïnstalleerd vermogen in 2050 volgens het COMBO-scenario) zouden de opwekkosten in 2030 ongeveer 149 €₂₀₁₃/MWh bedragen (eis e). Omgerekend naar euro's van 2018 komt dat neer op circa 156 €/MWh (eis f). Dit lijkt een hoge schatting. De publicatie biedt geen data over de gehanteerde investeringskosten van opwektechnieken, waardoor het onmogelijk is die kosten te vergelijken met actuelere waarden.

De EC-studie geeft zeer beperkte informatie over de netwerkkosten en maakt geen onderscheid tussen de kosten van huidige netwerken en netwerkuitbreidingen. Voor de SA-berekeningen hebben we alleen de extra netkosten nodig (eis d) maar die kunnen niet uit de publicatie worden afgeleid.

3.4 Studie met het PLEXOS-model

Van Zuijlen et al (2019) ontwikkelde met het PLEXOS-model²⁰ enkele scenario's voor een efficiënte, betrouwbare en klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in West-Europa²¹. Die studie schat de systeemkosten van het referentiescenario in 2050 op 285 tot 291 mrd €₂₀₁₅, zijnde kosten van het systeem bij gunstig en ongunstig weer (tabel 7). Omdat het te verwachten is dat een systeem wordt gebouwd dat ook bij weinig zonneshijns en lage windsnelheden betrouwbaar functioneert, zijn de kosten bij ongunstig weer hier relevant. Gemiddeld wordt dan 3550 TWh elektriciteit opgewekt, wat leidt tot gemiddelde kosten van 85 €₂₀₁₈/MWh. Dit is exclusief de transportkosten van bestaande nationale netten maar inclusief de interconnectiekosten en aansluitingen van windparken op zee. Om aan eis d te voldoen zouden de extra nationale netkosten dus nog moeten worden toegevoegd. Voor een scenario met 70% weersafhankelijke hernieuwbare bronnen (IRES) komen de gemiddelde kosten van klimaatneutrale elektriciteit (eis c) op 90 €₂₀₁₈/MWh (eis f).

Van Zuijlen et al hebben hun kostenkennallen ontleend aan een JRC-studie uit 2018²². Die kennallen zijn uitgedrukt in euro's van 2015 (p.10). JRC verwacht de grootste kostendaling tussen 2015 en 2030. Tussen 2030 en 2050 lijkt de kostendaling voor wind op zee ongeveer de helft van die tussen 2015 en 2030, circa 9%. De kosten van PV dalen na 2030 nog met 30%. Dat betekent dat de kosten van een klimaatneutraal systeem in 2030 hoger zijn dan van datzelfde systeem in 2050; gemiddeld is dat 18%, rekening houdend met de opgestelde vermogens in het 70%-IRES-scenario (zie tabel 4). Met deze correctie komen de productie-kosten in 2030 (eis e) op 107 €₂₀₁₈/MWh. Omdat deze studie op zoek ging naar de meest efficiënte manier op klimaatneutrale elektriciteit te produceren (onder bepaalde restricties),

²⁰ Van Zuijlen et al. (2019) Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future. In: Applied Energy 253 (2019) 113587; Bas van Zuijlen, William Zappa, Wim Turkenburg, Gerard van der Schrier, Machteld van den Broek. https://www.researchgate.net/publication/334971379_Cost-optimal_reliable_power_generation_in_a_deep_decarbonisation_future.

²¹ De studie beslaat de volgende acht regio's: Scandinavië, Britse eilanden, Duitsland incl. Luxemburg, Nederland, België, Frankrijk, Spanje en Portugal, Italië met Zwitserland en Oostenrijk.

²² https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf.

kan verwacht worden dat de kosten van een gerealiseerd klimaatneutraal elektriciteitssysteem hoger zullen zijn. Dat betekent dat de kosten waarschijnlijk hoger zijn dan 107 €/MWh.

TABEL 4: SCENARIO'S VOOR GEÏNSTALLEERD VERMOGEN HERNIEUWBARE STROOMPRODUCTIE IN NEDERLAND IN 2050.

Geïnstalleerd vermogen in 2050	PLEXOS ref-scenario	PLEXOS 70%-IRES-scenario	TNO Adapt/Transf	NBNL Nationaal /internation.
	(GW)			
Wind op Zee	7.1	28	33/58	72/38
Wind op Land	6.8	6.8	8/12	20/10
Zon-PV op daken	4.1	49.5	99/89	49/18
Zon-PV grootschalig	0.8	9.9	n.b.	57/35
TOTAAL	18.8	94.2	157/177	251/156

De scenario's houden rekening met een netto toename van het elektriciteitsverbruik, waarbij elektrificatie de verwachte energiebesparing meer dan compenseert. Voor Nederland rekent de studie met 22 TWh elektriciteit voor elektrische auto's en met 16 TWh voor warmtepompen. Dit strookt redelijk met de mogelijke ontwikkeling van de toepassing van warmtepompen in de gebouwde omgeving (maximaal 12 TWh) maar sluit niet aan bij de verwachte toename in de industrie die 20-60 TWh kan bedragen²³. Er wordt ook meer hernieuwbare elektriciteit geproduceerd. Het opgesteld vermogen groeit in de twee scenario's van 7 GW in 2018 naar 19-94 GW in 2050, zie tabel 4. Inmiddels zijn in Nederland scenario's voor 2050 gepubliceerd met veel verdergaande groeipaden, waarin ook de stroombehoefte voor waterstofproductie is opgenomen. Het 70%-IRES-scenario sluit het beste aan bij de meest recente Nederlandse scenariostudies maar lijkt de verwachte productiecapaciteit van hernieuwbare opwektechnieken te onderschatten (eis b). Dit duidt ook op een onderschatting van de kosten voor de Nederlandse situatie in 2050.

3.5 Studie met het OPERA-model

TNO publiceerde recent twee scenario's²⁴ voor een klimaatneutraal energiesysteem in Nederland: Adapt (A) en Transform (T). De scenario's zijn berekend met het Opera-model, dat binnen opgelegde randvoorwaarden zoekt naar de goedkoopste combinatie van technieken om aan de energiebehoefte in 2050 te voldoen. Die randvoorwaarden hebben o.a. betrekking op het maximale potentiële voor WoL, WoZ, zon-PV, geothermie, CCS, biomassa (NL en BL), import biobrandstoffen en waterstof. Het model berekent systeemkosten, conform de definitie van nationale kosten die in de SA wordt gehanteerd (eis a, b, c). Enkele kenmerken van de scenario's:

- Het aandeel elektriciteit in de finale energievraag stijgt van 19% nu naar 43% in A en 71% in T. Elektriciteit is dus in beide scenario's een belangrijker energiedrager dan nu.
- De energievraag van huishoudens en de prijzen van fossiele brandstoffen zijn constant vanaf 2030.
- De capaciteit van el-netten op land in 2050 is 2,5 keer de huidige capaciteit (p.17). De onderzoekers hebben toegelicht dat de netkosten zijn onderschat.
- Flexibilisering (backup en balancering) komt van piekcentrales op aardgas, curtailment IRES, vraagsturing met EV's en H2-productie, im/export en opslag in batterijen en

²³ In de 4 scenario's van B&K 2020 groeit het elektriciteitsverbruik van de industrie van 46 TWh in 2015 naar 66-106 TWh in 2050.

²⁴ TNO (2020) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem; slimme combinaties van energie-opties leidend tot duurzame en betaalbare energiehuishouding; whitepaper.

ondergrond. In 2050 levert import 6,5% in A en 15,6% in T van de verbruikte stroom. De kosten van opslag zijn vrij laag; die van opslag in waterstof en EV-batterijen worden aan andere sectoren toegerekend dan de elektriciteitssector.

- e) De kosten van technieken dalen naarmate de toepassing ervan toeneemt; dit wordt in het model bepaald. Desondanks zijn die kosten toch in beide scenario's gelijk, zie p.13.
- f) Aandeel waterstof in energieaanbod 8% (A) – 12% (T), vooral aantrekkelijk in vrachtverkeer (43%); ook in industrie (56%), maar slechts beperkt (2%) voor verwarming van gebouwen (p.18,21).

De publicatie over het onderzoek bevat geen data over productiekosten van elektriciteit maar de onderzoekers hebben op ons verzoek extra informatie beschikbaar gesteld, zie tabel 5, en een toelichting gegeven op de gehanteerde veronderstellingen. Ze geven aan dat de netwerkkosten waarschijnlijk zijn onderschat en dat kosten van opslag aan andere sectoren zijn toebedeeld en dus niet in deze kostenschattingen zijn opgenomen. In de scenario's wordt 65 resp. 71% van de nationale productie geleverd door wind-op-zee. TNO rekent daarvoor 27.3 €/MWh (excl. net op zee) in 2050 en dat is lager dan de andere studies doen. De investeringskosten voor WoZ zijn in 2030 al vrij laag (1710 €/kW) en dalen daarna niet meer. Dat verklaart het kleine verschil tussen de kosten in 2050 en de voor leereffect gecorrigeerde kosten in 2030. Ook de investeringskosten voor zon-PV (levert resp. 23% en 17% van het productievolume in 2050) zijn laag vergeleken met andere studies (464 €/kW in 2030 en 311 €/kW in 2050). Omgerekend naar euro's van 2018 berekent TNO de nationale kosten van klimaatneutrale elektriciteit in beide scenario's op 55 – 57 €/MWh, zie tabel 5.

TABEL 5: NATIONALE KOSTEN¹⁾ VAN ELEKTRICITEITVOORZIENING IN 2 TNO-SCENARIO'S (TNO 2020).

Item	Eenheid	ADAPT 2050	TRANSFORM 2050
Total elektriciteitsvraag	TWh/jr	351.9	490.5
Eenheidskosten 2030	€ ₂₀₁₅ /MWh	52.9	54.7
Eenheidskosten 2050	€ ₂₀₁₅ /MWh	51.7	53.6
Totale kosten met eenheidskosten 2050	Mln € ₂₀₁₅ /jr	18,204	26,303
Eenheidskosten 2030	€ ₂₀₁₈ /MWh	55.0	56.9

Noot 1) Nationale kosten zijn incl. netwerken en opslag, excl. de kosten van geïmporteerde elektriciteit.

3.6 Studie met model van Berger et al.

Onderzoekers van de universiteit van Luik en RaboResearch hebben modelberekeningen van het Nederlandse elektriciteitssysteem gemaakt om de rol van waterstof te verkennen bij 49, 75 en 99% emissiereductie in 2030. Hun technische rapport²⁵ noemt (p.4) de gebruikelijke beperkingen van dit type modelstudies: het model bewaakt het evenwicht tussen aanbod en vraag op uur-basis; frequentie- en spannings-stabiliteit (balancing) blijven buiten beschouwing evenals de benodigde capaciteit van het netwerk binnen Nederland; planning en beheer zijn maximaal gecoördineerd op basis van perfecte voorspellingen, wat leidt tot onderschatting van de kosten van deze inefficiënties en kosten van reservecapaciteit; uitwisseling met het buitenland (interconnectie) wordt geoptimaliseerd, wat leidt tot een overschatting van 'system adequacy' ofwel een onderschatting van het benodigde opwekvermogen. Al deze eigenschappen van het rekenmodel leiden ertoe, dat de berekende kosten en opwekcapaciteit een onderschatting zijn van de werkelijke waarden en dat het model niet geschikt is om te

²⁵ Berger et al. (2020), The role of hydrogen in the Dutch electricity System. Zie: https://economics.-rabo-bank.com/globalassets/documents/2020/2020-jan-tm-jul/sp20200305_ryszka_the_role_of_hydro-gen_in_the_dutch_electricity_system.pdf Bestaande modellen OPERA en COMPETES waren niet bruikbaar voor de studie naar de rol van waterstof omdat zij geen mogelijkheden hebben om de invloed van seizoensopslag en power-to-gas te analyseren. Deze beperkingen van deze modellen zijn mogelijk relevant voor de kostenramingen in deze notitie.

berekenen of een bepaalde investering lucratief zal zijn voor een toekomstige eigenaar of operator.

Voor onze analyse is de kostenraming bij 99% emissiereductie relevant. De uitgangspunten sluiten goed aan bij die van de SA-2020, genoemd aan het begin van deze paragraaf. Het model berekent de totale systeemkosten (van scenario 5, inclusief interconnectie) in 2030 op 8,6 miljard euro per jaar. Bij de veronderstelde productie van 2017 (circa 105 TWh) komt dat neer op gemiddeld 82 €/MWh, exclusief netkosten. Een gevoeligheidsanalyse met 10% hoger verbruik kwam op vergelijkbare uitkomsten (Ryszka 2020). Bijna 50% van de totale investeringen zijn nodig voor wind-op-zee en 80% voor alle hernieuwbare opweksystemen (RES) tezamen. In totaal is bijna 70 GW RES-capaciteit nodig om ook in perioden met weinig wind en zonneschijn toch voldoende stroom te produceren. Uitbreiding van RES-capaciteit is volgens de onderzoekers goedkoper dan investeren in meer opslagcapaciteit in de vorm van batterijen en waterstof. Dit scenario voorziet in 4391 GWh afschakelen van RES-capaciteit (9% bij zon, 3% bij wind-op-land en 1.8% bij wind-op-zee), 4,2 GWh opslag in batterijen en 658 GWh opslag in waterstof (figuur 8). Bij gevolg stijgt de export van elektriciteit naar 35,7 TWh.

3.7 Andere studies naar kosten van klimaatneutrale elektriciteit

De meeste integrale studies naar kostenontwikkelingen van elektriciteit gaan over een substantiële verduurzaming. Zo bevatte de World Energy Outlook 2019 een analyse van de kosten van de groei naar 45% hernieuwbare elektriciteit, met daarin een uitwerking voor de Europese Unie²⁶. Deze studie is niet bruikbaar omdat de emissiereductie niet ver genoeg gaat; wij zoeken naar 90-100% emissiereductie.

PBL berekende²⁷ voor de analyse van het Ontwerp Klimaatakkoord de nationale kosten van een toename van het aandeel Nederlandse hernieuwbare elektriciteit naar 75% in 2030. Daarbij bleef de back-up nog afhankelijk van fossiele brandstof terwijl die eigenlijk ook klimaatneutraal moet worden. Deze systeemstudie beschouwt wel alle aanpassingen in de elektriciteitsproductie én de netwerken en kunnen we dus gebruiken in vergelijking met andere onderzochte studies.

DNV-GL²⁸ hanteert de groothandelsprijs van elektriciteit in Noorwegen als een indicator voor de productiekosten van elektriciteit met een groot aandeel variabele hernieuwbare elektriciteit (VHE). In de periode 2012-2017 kostte hernieuwbare elektriciteit in Noorwegen gemiddeld 29 €/MWh, exclusief netwerkkosten (DNV-GL, 2019:11). Die stroom werd voor een groot deel geproduceerd uit waterkracht; wel hernieuwbaar maar niet zo variabel als wind en zonnestroom en daarom eigenlijk geen goede indicator voor de kosten van klimaatneutrale elektriciteit met een groot aandeel VHE, zoals in Nederland te verwachten is.

NBNL heeft in maart 2020 vier klimaatneutrale energiescenario's voor 2050 gepubliceerd²⁹, uitgewerkt door Berenschot en Kalavasta met het ETM-model. Die studie rapporteert alleen investeringskosten maar geen kosten van elektriciteitsproductie; daarvoor wordt verwezen

²⁶ Bron: IEA (2019) World Energy Outlook 2019.

²⁷ Zie https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaat-akkoord-elektriciteit_3685.pdf

²⁸ Bron: DNV-GL (2019) HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN; Arnhem: DNV-GL, GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, POSITION PAPER 2019, pp.64.

²⁹ Bron: https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Toekomstscenario's_64_9ab35ac320.pdf

naar een vervolgstudie. De kostenkennallen die deze studie hanteert (beschreven in hoofdstuk 8) zijn opvallend lager dan veel andere studies hanteren. Er wordt in fase 2 nog gewerkt aan een betere invulling van de technieken voor korte-termijn flexibiliteit en naar verbeterde modellering van im- en export.

3.8 Samenvatting van de modelstudies

De besproken studies verkennen allemaal de mogelijkheden van een elektriciteitssysteem zonder uitstoot van broeikasgassen. Ze verschillen echter in scope (Europa of Nederland) en focus op factoren die de prestaties en samenstelling van het systeem beïnvloeden (weerpatronen, interconnectie, vraagontwikkeling). In alle studies (behalve die van het CPB) komt meer dan 80% van hernieuwbare bronnen, zie tabel 6. De studies voor Nederland berekenen relatief meer elektriciteit uit wind op zee dan uit wind op land terwijl dat in de studies voor Europa andersom is.

TABEL 6: BIJDRAGE VAN OPWEKTECHNIKEN AAN GEPRODUCEERDE KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT.

Studie	Schlachtb. et al. 2018	CPB 2015	EC 2018	Zuijlen et al. 2019	TNO 2020		B&K 2020
Model	Anon.	Merge	Primes	Plexos	Opera	Opera	ETM
Scope	EU-28	wereld/EU	EU	EU	NL	NL	NL
Scenario	comp.TV	550ppm +CCS	Combo	70%IRES	Adapt	Transf.	EU-sturing
CO ₂ -red. tov. 1990	100%	95%	89%	100%	95%	95%	100%
	(%)						
Wind op zee	13	12	1)	14	65	71	56
Wind op land	45	37	51 - 56	26	9	10	12
Zon	23	0	15 - 16	19	23	17	21
overig hernieuwbaar	14	23	13 - 15	26	0	0	0
<i>subtotaal hernieuwbaar</i>	95	72	81 - 85	86	98	99	89
Fossiel	5	15	2 - 6	14	1	1	9
Nucleair	0	12	12 - 15	0	0	0	0
overig niet-hernieuwbaar	0	2	0	1	1	1	2
Totaal	100	100	100	100	100	100	100

Noot 1: Deze publicatie bevat alleen cijfers voor het aandeel van WoZ en WoL tezamen.

TABEL 7: INVESTERINGSKOSTEN VOOR 2050 VOLGENS DE STUDIES, IN EURO'S VAN 2018.

Studie	Schlachtb 2018 ⁰	CPB 2015	Zuij- len 2019	JRC ¹ 2018			TNO 2020	Irena ² 2019		B&K 2020	
Scenario	comp.TV (€ ₂₀₁₈ /kW)	550ppm +CCS	alle	Pro- RES	Diver- sified	Litera- tuur	alle	laag	hoog	laag	hoog
Wind op Zee	2815	2321	2701 ^a	2244	2483	2078	1777	1233	2465	769	1538
Wind op Land	1328	1973	1351	1153	1174	1205		572	881	582	894
Zon-PV	674	1161	623	436	509	1351	323	0	0	229	343

0): Schlachtberger 2018 hanteerde deze kosten voor 2030.

1): Het JRC publiceert een van de meest uitgebreide analyses over kostenreductie van hernieuwbare elektriciteitsproductie. We gebruiken het ProRES-scenario om te corrigeren voor verwachte kostenontwikkelingen tussen 2030 en 2050. De JRC-studie bevat ook schattingen voor een scenario met minder RES (Diversified) en resultaten van een literatuurstudie.

2): B&K 2020 ontlent investeringskosten o.a. aan Irena 2019 maar bij Wind op zee zijn er opmerkelijke verschillen.

a): De enige studie die expliciet vermeldt dat dit bedrag inclusief de investeringen in zeekabels is.

De beschreven studies laten grote verschillen zien in de kostenschattingen van klimaatneutrale elektriciteitsproductie. Die worden o.a. veroorzaakt door verschillen in investeringskosten, ook na correctie voor prijspeilen en valuta (zie tabel 7). Hier valt op dat het CPB beduidend hogere bedragen hanteert voor Wind op land en zon-PV dan andere studies. Recentere studies lijken bovendien steeds lagere kosten voor 2050 te hanteren

De studies verschillen ook in verwachte effecten van innovatie op kostenreductie tussen 2030 en 2050 (zie tabel 8). TNO verwacht geen kostenreductie vanaf 2030 bij wind-op-zee maar dat past wel bij het kostenniveau; andere studies verwachten dat pas rond 2050 te bereiken.

TABEL 8: KOSTENREDUCTIE TUSSEN 2030 EN 2050, IN PROCENTEN TOV HET NIVEAU IN 2030.

Studie	Schlachtb 2018	CPB 2015	Zuijlen 2019	JRC 2018			TNO 2020	Irena 2019	
Scenario	comp.TV	550ppm +CCS	alle	ProRES	Diver- sified	Litera- tuur	alle	laag	hoog
Wind op Zee	Nvt	9%	Nvt	9%	10%	25%	0%	18%	13%
Wind op Land	Nvt	0%	Nvt	7%	7%	17%		19%	26%
Zon-PV	Nvt	38%	Nvt	30%	39%	10%	33%		

4 Conclusies

In voorgaande paragrafen is beschreven hoe de berekende gemiddelde kosten van elektriciteitsproductie zijn gecorrigeerd voor verschillen in veronderstelde investeringskosten en kostenreducties tussen 2030 en 2050. Dat daarbij regelmatig zeer grove veronderstellingen gehanteerd moesten, was helaas onontkoombaar. Desondanks zijn de verschillen tussen de gecorrigeerde kostencijfers nog steeds groot.

Voor de berekeningen in de Startanalyse kiezen we een gemiddelde waarde van 100 €/MWh voor de integrale nationale kosten in 2030, exclusief extra overheadkosten, zie tabel 9. Dat is het gemiddelde van de waarde van Schlachtberger en van Van Zuijlen als we voor beide studies extra netkosten van 15 €/MWh veronderstellen. Dat past ook bij de bandbreedte van de CPB-studie, ook al wijkt die qua parksamenstelling af van de andere studies. We hanteren een bandbreedte met een ondergrens van 60 €/MWh om aan te sluiten bij de recente studie met het OPERA-model. Dat lijkt ook aan te sluiten bij de studie van NBNL 2020 die investeringskosten rapporteert die in lijn zijn met bedragen die in het OPERA-model zijn gebruikt. De bovenkant van de bandbreedte stellen we op 125 €/MWh; hoger dan de schatting met PLEXOS omdat daarin extra distributienetkosten ontbreken, maar lager dan PRIMES omdat die investeringskosten hanteert die – ook voor 2030 – inmiddels als te hoog worden gezien.

De kosten van extra overhead zullen hoger zijn dan de overheadkosten in 2030 (9,6 €/MWh voor kleinverbruikers, zie tabel 2) omdat energiebedrijven en netbeheerders er meer taken bij krijgen, zoals complexer balanceren en demand side management. We schatten die kosten op 15 €/MWh in 2050 voor kleinverbruikers en 2 €/MWh voor groot-middenverbruikers³⁰. Het gaat hier dus om de kosten die bedrijven moeten maken om die extra taken te organiseren en uitvoeren. De kosten van het balanceren zelf (de kosten bijvoorbeeld van de inzet van extra regelvermogen) zijn verwerkt in de productiekosten.

Voor de all-electric-strategie (S1) hanteren we een toeslag op de nationale kosten van elektriciteit die nodig is om de kosten te dekken van extra back-up tijdens piekuren in de winter, als warmtepompen extra elektriciteit nodig hebben. Die toeslag op de jaargemiddelde stroomkosten wordt berekend uit kosten van 200 €/MWh gedurende ongeveer 400 uur per jaar. In die periode zijn de productiekosten dus 115 €/MWh hoger dan gemiddeld in een strategie zonder warmtepompen. Op jaarbasis gaan de kosten daarmee met (afgerond) 5 €/MWh omhoog (= $115 \text{ €} * 400 \text{ uur} / 8760 \text{ uur}$).

³⁰ Voor groot-grootverbruikers (>10.000 MWh/jaar) is dat 0,1 €/MWh. Deze categorie vermelden we verder niet in deze tekst omdat die in de gebouwde omgeving nauwelijks voorkomt. Deze categorie zit wel in het model.

TABEL 9: SAMENVATTING GECORRIGEEERDE KOSTENSCHATTINGEN UIT ONDERZOCHE STUDIES VOOR KLIMAATNEUTRALE ELEKTRICITEIT, BIJ KOSTENPEIL IN 2030.

Studie	Productie- kosten	Extra net- kosten tot 2050	Productie + extra netkosten	Over- head- kosten	Totale kosten
	(€ ₂₀₁₈ /MWh)				
Schlachtberger et al. 2018	81				
MERGE (Blanford et al 2015)	74-85	15	89-100		
PRIMES (EC 2018)	156	Nb	> 156		
PLEXOS (Van Zuijlen et al 2019)			> 107		
Opera (TNO 2020)			> 55-57		
Berger et al. 2020	82				
Keuze voor de SA					
- Klein(midden)verbruik ¹	85	15	100	15	115
- Groot-middenverbruik ¹	85	15	100	2	102
Ondergrens bandbreedte					
- Klein(midden)verbruik ¹	45	15	60	10	70
- Groot-middenverbruik ¹	45	15	60	0	60
Bovengrens bandbreedte					
- Klein(midden)verbruik ¹	110	15	125	20	145
- Groot-middenverbruik ¹	110	15	125	3	128
<i>Piekvraag-toeslag (in S1)</i>			5		5

Noot 1: Groot-middenverbruik betreft verbruiken tussen 50 en 10.000 MWh/jaar. Voor kleinverbruik <10 MWh per jaar) en klein-middenverbruik (10-50 MWh/jaar) gelden gelijke overheadkosten (vastrecht).

Referenties

- B&K, Berenschot en Kalavasta (2020) Klimaatneutrale energiescenario's 2050. https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Toekomstscenario's_64_9ab35ac320.pdf
- Berger et al. (2020), The Role of Hydrogen in the Dutch Electricity System. Zie: https://economics.rabobank.com/globalassets/documents/2020/2020-jan-tm-jul/sp20200305_ryszka_the_role_of_hydrogen_in_the_dutch_electricity_system.pdf
- DNV-GL (2019) HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN; Arnhem: DNV-GL, GROUP TECHNOLOGY & RESEARCH, POSITION PAPER 2019, pp.64.
- EC (2018) IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773, A Clean Planet for all; A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Brussels 28 November 2018, pp.393.
- IEA (2019) World Energy Outlook 2019.
- JRC (2018) Cost development of low carbon energy technology. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bit-stream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf.
- PBL (2019) Achtergrondrapport effecten ontwerp klimaatakkoord elektriciteit. Den Haag: PBL. Zie https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-achtergrondrapport-effecten-ontwerp-klimaatakkoord-elektriciteit_3685.pdf
- Ryszka, Carolina (2020) "Gebruik van waterstof in elektriciteitssector voorlopig onnodig en inefficiënt", in ESB 25 juni 2020.
- Schlachtberger et al. (2018), Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system: Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints. In: *Energy* 163 (2018) 100-114.
- Tennet (2020) Ontwerpinvesteringsplan Net op zee 2020-2029.
- Tennet (2020) Ontwerpinvesteringsplan Net op land 2020-2029.
- TNO (2020) Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem; slimme combinaties van energie-opties leidend tot duurzame en betaalbare energiehuishouding; whitepaper.
- Van Zuijlen et al. (2019) Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future. In: *Applied Energy* 253 (2019) 113587; Bas van Zuijlen, William Zappa, Wim Turkenburg, Gerard van der Schrier, Machteld van den Broek. https://www.researchgate.net/publication/334971379_Cost-optimal_reliable_power_generation_in_a_deep_decarbonisation_future .