



Universiteit Utrecht



CE Delft

MARKTONTWIKKELING VAN EEN DUURZAAM ELEKTRICITEITSSYSTEEM

APRIL 2019



MARKTONTWIKKELING VAN EEN DUURZAAM ELEKTRICITEITSSYSTEEM

Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van de TKi 'Urban Energy' onder nummer 140706 en wordt gefinancierd met een subsidie in het kader van de TKi-toeslag 2015. Het project is aldus uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Het onderzoek is uitgevoerd door een consortium bestaande uit de Universiteit Utrecht (penvoerder), adviesbureau CE Delft en de Coöperatieve Windenergie Vereniging Zeeuwind U.A..

Het rapport is geschreven door Frits Otte (UU), Sebastiaan Hers.

Het onderzoek is begeleid door prof Marleen van Rijswijk, Anoeska Buijze (beiden Utrecht Centre for Oceans, Water and Sustainable Law), Frans Rooijers (CE Delft), Marjan Brandes en Liesbeth Boogaard (beiden Zeeuwind).



INHOUDSOPGAVE

0.	Samenvatting	6
0.1	<i>Investeert het energiebedrijf nog in hernieuwbaar na 2025?</i>	6
0.2	<i>Vanaf 2025 veel uren met lage marktprijs</i>	6
0.3	<i>Perspectief voorzieningszekerheid</i>	7
0.4	<i>Technische maatregelen om waarde te vergroten</i>	7
0.4.1	<i>Extra vraag door directe benutting</i>	8
0.4.2	<i>Extra vraag door bijna-directe benutting</i>	9
0.4.3	<i>Extra vraag na opslag voor langere termijn</i>	9
0.5	<i>Beleidsmaatregelen voor de business case van hernieuwbare energie</i>	9
0.6	<i>Leeswijzer</i>	11
1.	Inleiding	12
1.1	<i>De klimaatdoelen van Nederland</i>	12
1.2	<i>EU-kader</i>	12
2.	Achtergrond	14
2.1	<i>De hypothese van dit onderzoek</i>	14
2.2	<i>Het prijseffect van zon en wind</i>	14
2.3	<i>Marktontwikkeling voor zonne- en windenergie</i>	14
2.4	<i>Het andere probleem: ‘missing money’</i>	15
3.	Beschrijving van de markt	17
3.1	<i>Inleiding</i>	17
3.2	<i>Systeemallocatie en ontwikkeling</i>	17
3.2.1	<i>Vraag en aanbod op de spotmarkt</i>	19
4.	Investing in de praktijk	21
4.1	<i>Algemene benadering</i>	21
4.2	<i>De investeerder: de initiatiefnemer</i>	21
4.3	<i>De bank</i>	22
4.4	<i>Complexiteit van eenvoudige projectfinanciering</i>	22
4.5	<i>Subsidies</i>	22
4.5.1	<i>Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE)</i>	22
4.5.2	<i>De elektriciteitsprijs in de SDE</i>	23
4.5.3	<i>Salderen en postcoderoos</i>	24
4.6	<i>De toekomstige elektriciteitsprijs</i>	24
4.6.1	<i>Forward contracten en futures</i>	24
4.7	<i>Economische kenmerken zonne- en windproductie</i>	25
4.8	<i>Het risico van een dalende elektriciteitsprijs</i>	25
5.	Probleemstelling en onderzoeksvraag	26
5.1	<i>Probleemstelling</i>	26
5.2	<i>De projectdoelstelling en de -resultaten</i>	27
5.2.1	<i>Doel van het onderzoek</i>	27
5.2.2	<i>De beoogde resultaten.</i>	27



5.3	Onderzoeksvragen	27
5.3.1	Centrale vraag	27
5.3.2	Deelvragen	28
5.4	Aanpak	28
5.4.1	Literatuurstudie	28
5.4.2	Modellsimulatie van de markt	28
6.	Samenvatting literatuuronderzoek	29
6.1	Onderzoek naar capaciteit	29
6.2	Veel aandacht voor fossiele piekcentrales	29
6.3	Tekortkomingen in de modelering	29
6.4	Beschouwingen van het gehele energiesysteem	30
7.	Beschrijving model en scenario	31
7.1.1	Model- en scenariokeuze	31
7.1.2	Aanpassingen	31
7.2	Modelbeschrijving	32
7.3	Scenario veronderstellingen	33
7.3.1	Gegevens opgesteld vermogen	33
7.3.2	Gegevens brandstofprijzen	34
8.	Eerste analyse: de huidige markt zonder flexibiliteit	35
8.1	Scenarioveronderstellingen “non-flex”	35
8.2	Resultaten non-flex scenario	35
8.3	Beschouwing resultaten non-flex scenario	37
8.4	Conclusie	38
9.	Tweede analyse: Markt met aangepaste flexibiliteit	40
9.1	Aanpassingen aan het scenario	40
9.2	Resultaten flex scenario	40
9.3	Beschouwing resultaten flex scenario	43
10.	Beschouwing naar het jaar 2050	45
10.1	Grotere effecten bij groter aandeel zon en wind	45
10.2	Stuurbaar hernieuwbaar vermogen	45
10.2.1	Verkenning van de waterstofroute	46
10.3	Maatregelen voor betrouwbare en duurzame elektriciteit	47
10.3.1	Bevorderen van flexibiliteit en opslag	47
10.3.2	Het vergroten van de internationale verbindingen	48
10.3.3	Leveranciersverplichting	48
10.3.4	Economie-brede CO ₂ -beprijzing	48
10.3.5	Waarde aan hernieuwbaar stuurbaar vermogen	49
11.	Conclusies en aanbevelingen	50
11.1	Ontwikkeling van de huidige markt	50
11.2	Aantrekkelijke aanpassingen in de markt	51
11.3	De gevolgen voor lokale initiatieven	52
11.4	Aanbevelingen	53
11.4.1	Rol van de SDE-subsidie	53



11.4.2	<i>Meer flexibiliteit: Power to heat, opslag in accu's</i>	53
11.4.3	<i>Het vergroten van de interconnectie</i>	53
11.4.4	<i>Stuurbaar hernieuwbaar vermogen</i>	54
	Bijlage 1: Begrippenlijst en afkortingen	55
	Bijlage 2: Reflectie op de literatuur	59
	<i>Inleiding</i>	59
	<i>ACM-analyse van een capaciteitstarief voor verrekening van de netkosten.</i>	59
	<i>Studies van de Europese Commissie</i>	59
	<i>Laurens de Vries e.a., TU-Delft / TBM</i>	60
	<i>Malcolm Keay e.a., Oxford University</i>	60
	<i>Reisz e.a.: "Examining viability of energy-only markets with high renewable penetrations"</i>	61
	<i>Relevantie voor dit onderzoek</i>	62
	<i>Selectie van de beschouwde artikelen</i>	63
	Bijlage 3: het PowerFlex model	64
	<i>Model description</i>	64
	<i>Remark on simulating more countries in the model core region</i>	65
	<i>Experience with the model</i>	65
	Bijlage 4: De scenarioveronderstellingen	66
	<i>Elektriciteitsaanbod</i>	66
	<i>Flexibiliteit</i>	67
	<i>Elektriciteitsvraag</i>	67
	<i>Brandstof- en EUA-prijzen</i>	67



0. SAMENVATTING

0.1 Investeert het energiebedrijf nog in hernieuwbaar na 2025?

Dit rapport geeft antwoord op de vraag of een investering in zonne- of windenergie op de langere termijn nog economisch te rechtvaardigen is in de elektriciteitsmarkt zoals we die nu kennen.

Het antwoord is: NEE.

De uren dat zonnepanelen en windmolens elektriciteit produceren zal de prijs van deze elektriciteit zo ver dalen, dat de investering niet in de markt wordt terugverdiend. De overige uren nemen fossiele centrales de productie over en stijgt de prijs tot boven het huidige niveau. De over het jaar gemiddelde prijs blijft daardoor in dezelfde orde als thans.

Aanvullend beleid is nodig om het economische perspectief van zonne- of windenergie te herstellen. Dit kan zijn voortzetting en verhoging van de subsidies, het genereren van meer elastische vraag (zoals 'Power-to-Heat') of het omzetten van overschotten duurzame elektriciteit in duurzame brandstoffen (zoals waterstof).

0.2 Vanaf 2025 veel uren met lage marktprijs

Een investeerder in zonne- of windenergie zal altijd de kosten en de baten van zijn project in beeld willen hebben. Deze betrekkelijk jonge technieken kennen een dalende kostprijs en de totale productiekosten zullen in 2030 gedaald zijn tot 3 à 4 ct/kWh. Dat is weliswaar onder de huidige gemiddelde elektriciteitsprijs, maar de vraag welke baten de investeerder zal hebben, is van veel factoren afhankelijk en moeilijker te beantwoorden.

In 2030 is het doel van het kabinet om 20 GW (gigaWatt: 1.000 MW) zonne- en 20 GW windenergie (op land en op zee) te realiseren. Als het dan zonnig weer is en het stevig waait (bijvoorbeeld de zondagmiddagen in augustus), dan zal de elektriciteitsvraag van dat moment geheel kunnen worden voldaan met de zonnepanelen en windturbines (delen van de zon- en windparken moeten wellicht worden afgeschakeld om overproductie te voorkomen). Dat betekent dat de elektriciteitsprijs daalt tot nul (ook negatieve prijzen zijn mogelijk en komen voor als de overproductie van elektriciteit toch nog subsidie ontvangt). In 2030 kan dit oplopen tot 2.200 uur per jaar (25% van de tijd). Dit heeft een directe, negatieve invloed op de opbrengsten voor de investeerder in zonne- en windenergie.

Op dit moment kan de investeerder rekenen op een elektriciteitsprijs van 4 à 6 ct/kWh die bepaald wordt door kolen- en gascentrales wordt bepaald, omdat er altijd een kolen- of gascentrale nodig is om aan de totale vraag te voldoen. Vanaf 2025 zijn er juist op de uren van een volle productie van zonne- en windenergie zeer lage prijzen. De investeerder moet dan rekenen met lagere inkomsten, die onvoldoende zijn om de investeringslast terug te verdienen. Een nieuwe investering zal dus niet te rechtvaardigen zijn zonder aanvullende inkomstenbron (zoals subsidie) of verhoging van de waarde van de geleverde elektriciteit.



Daarnaast zijn er periodes met hoge elektriciteitsprijzen als conventioneel vermogen (in 2025 nog fossiele centrales) de prijs bepalen; deze periodes ontstaan in de uren met een gebrek aan zon en wind. Een zonne- of windproject kan daar dus niet (of slechts ten dele) van profiteren omdat het niet kan produceren.

Op dit moment kunnen investeerders rekenen op de opbrengst van de subsidie SDE+, die - binnen marges - hoger wordt als de elektriciteitsprijs daalt. Het kabinet gaat er thans van uit dat de SDE-subsidie vanaf 2025 niet meer nodig is om de meerkosten van zonne- en windenergie op te vangen. Daarbij is geen rekening gehouden met het teruglopen van de opbrengsten voor zonne- en windenergieprojecten. Bij het ontbreken van een business case zal er een stagnatie ontstaan van nieuwe zonne- en windprojecten.

0.3 Perspectief voorzieningszekerheid

Ook met de groei van het vermogen aan zonne- en windenergie, zal het aantal uren dat zon en wind elektriciteit kunnen leveren beperkt zijn. Een periode van 1.500 à 2.500 uur per jaar zal niet direct uit zon- en wind kunnen worden beleverd. Voor deze uren is een duurzaam alternatief nodig.

Tevens is er voor de afstemming van aanbod op de vraag behoefte zijn aan hernieuwbaar stuurbaar vermogen (biomassa, gascentrales op groen gas/waterstof); op dit moment kent het stuurbaar vermogen op basis van fossiele energie (aardgas, kolen) veel lagere kosten. Dit stuurbare vermogen is cruciaal voor de voorzieningszekerheid en wordt geleverd door centrales die kunnen af- en opregelen: thermische centrales op basis van aardgas, kolen of biomassa zodat op elk moment van het jaar de vraag kan worden voorzien. In de toekomst kunnen dit ook thermische centrales op waterstof zijn.

Door de toename van zonne- en windenergie neemt het aantal draaiuren van conventionele fossiele centrales sterk af. Op dit moment draaien de kolencentrales ongeveer 7.500 uur per jaar; met veel zon en wind daalt dit tot nog maar 2.800 uur per jaar. De opbrengsten voor de investeerders in dit stuurbare vermogen nemen dus ook af.

Zowel voor investeringen in zonne-/windenergie als in stuurbaar vermogen voor de voorzieningszekerheid, is er dus een nieuw mechanisme nodig om investeerders zekere inkomsten te geven om de investeringen te kunnen realiseren.

0.4 Technische maatregelen om waarde te vergroten

Gegeven het feit dat elektriciteit uit zon en wind goedkoop is als de zon schijnt en het waait, is het zinvol te investeren in deze installaties zolang er waarde is voor die elektriciteit. Een belangrijke maatregel om meer waarde te creëren is het ontwikkelen van extra elektriciteitsvraag juist op die zon- en windrijke uren. Daarmee wordt de vraag naar elektriciteit elastisch en zal de prijsvorming op de markt door de vraag gedreven worden in plaats, zoals nu het geval, door de aanbodzijde.

Extra elektriciteitsvraag voor zon/wind kan komen van de

- = directe benutting van de elektriciteit,
- = benutting na een korte periode van opslag of

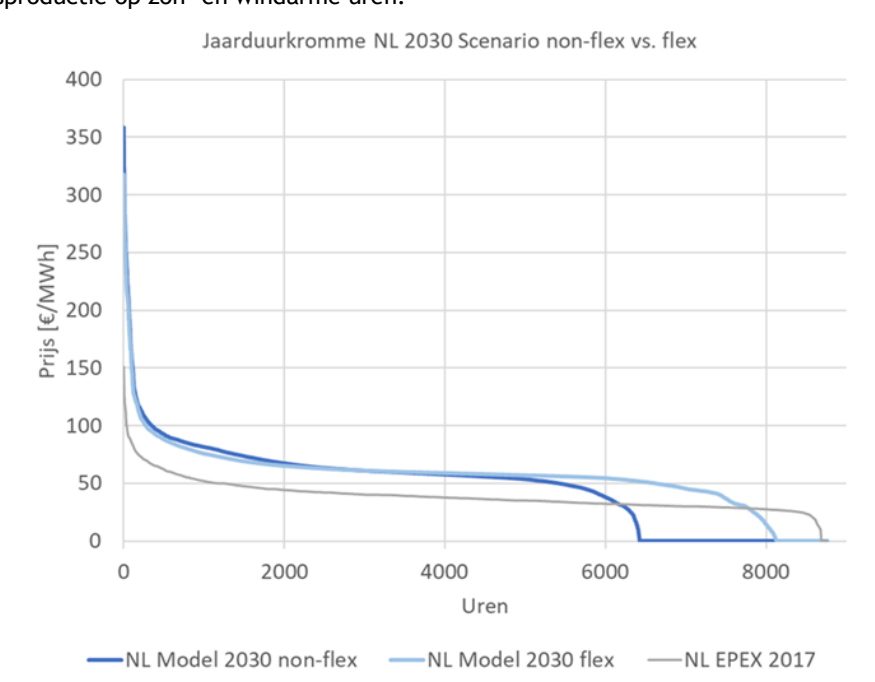


= benutting na een lange periode van opslag.

0.4.1 Extra vraag door directe benutting

Er zijn verschillende technieken voorhanden om de elektriciteitsvraag tijdens goedkope uren te vergroten en zo flexibiliteit te scheppen. De elektriciteit kan in warmte worden omgezet als alternatief voor de reeds aanwezige warmte-opwekking met aardgas; deze techniek is Power-to-Heat (P2H) gedoopt. De industrie kan op grote schaal elektrische verwarming met de bestaande stoomketels integreren en zo snel schakelen tussen (aard)gas of elektriciteit op basis van de momentane prijs. Daarnaast kunnen industriële WKK slim worden in/uitgeschakeld. Op kleinere schaal kan dit ook in het MKB (bijv. tuinders) en bij huishoudens worden toegepast (warmwaterboiler met aardgas én elektriciteitsaansluiting).

Een nadeel van directe benutting is dat de duurzame elektriciteit geen bijdrage levert aan de elektriciteitsproductie op zon- en windarme uren.



Figuur 1: Elektriciteitsprijs in drie scenario's

Figuur 1 toont de elektriciteitsprijs (verticale as) voor elk uur in het jaar, geordend van hoog naar laag (bijvoorbeeld: de grijze lijn geeft aan dat 2.000 uur per jaar de prijs hoger is dan € 48). Ook is te zien dat de prijs van elektriciteit in 2030 op de spotmarkt 2.200 uur per jaar (25%) zeer laag zal zijn in vergelijking met 2017. Door flexibiliteit toe te voegen wordt dit beperkt tot 500 uur per jaar. De opties voor flexibiliteit maken gebruik van goedkope elektriciteit én verhogen de waarde van de zonne- en windenergie.



0.4.2 Extra vraag door bijna-directe benutting

Elektriciteit kan worden opgeslagen in accu's en gecontroleerd weer worden geleverd aan de gebruikers. De opslagcapaciteit van accu's is echter beperkt, dus slechts een deel van de vraag kan worden opgeslagen. Daarbij gaat het met name om het overdag opslaan van zonne-energie om deze 's nachts te kunnen gebruiken, zogenaamde kort-cyclische opslag. Deze bijna-directe benutting kan in stationaire accu's plaatsvinden (zoals de 'buurtbatterij') of in de accu's van de elektrische auto's (Vehicle to Grid).

0.4.3 Extra vraag na opslag voor langere termijn

De elektriciteitsproductie van zonnepanelen in de zomer is veel hoger dan die in de winter (in januari slechts 20% van de productie van juni). Om deze productie van de zomer beschikbaar te hebben in de winter, zal opslag over een lange termijn nodig zijn. Daartoe kan de elektriciteit worden omgezet in een gasvormige of vloeibare brandstof. Deze technieken worden 'Power-to-Gas' en 'Power-to-Liquids' genoemd (P2G, P2L). De hernieuwbare brandstof kan dan in een stuurbare centrale duurzame elektriciteit leveren op momenten van weinig zon en wind.

Met Power-to-Gas wordt doorgaans waterstofgas geproduceerd. Opslag van waterstof is technisch geen probleem. Het gas wordt op momenten van weinig zon of wind via een brandstofcel of gasturbine omgezet in elektriciteit. De business case van deze techniek zal ook na 2030 sterk worden bepaald door de dan nog aanwezige stuurbare elektriciteit uit goedkope fossiele bronnen. Bovendien moet verzekerd kunnen worden dat deze oplossingen geen elektriciteit uit niet-duurzame bronnen betrekken, met andere woorden op momenten dat er geen zon- of windaanbod is.

0.5 Beleidsmaatregelen voor de business case van hernieuwbare energie

Op dit moment wordt de productie van hernieuwbare energie gestimuleerd met de subsidies en fiscale voordelen (SDE+, de salderingsregeling en de postcoderoosregeling). De SDE-subsidie beweegt mee met de elektriciteitsprijs en neemt zo een groot deel van de risico's van de investeerder weg.

Het beleid is erop gericht niet langer SDE-subsidie te verstrekken voor windparken op zee, nude kostprijs van deze techniek voldoende lijkt te dalen. Dit past bij een subsidiebeleid dat nieuwe technieken tijdens de marktintroductie stimuleert, waarna de markt zal moeten zorgen voor verdere groei. Maar op gegeven moment ontstaat een situatie dat de markt zodanig door de nieuwe techniek wordt beïnvloed, dat de traditionele business case niet meer valide is. Verdere elektrificatie kan de business case van zon- en windprojecten dan verbeteren. Technische opties zijn er voldoende om extra vraag naar deze elektriciteit te creëren, maar de marktprikkels zijn nog onvoldoende:

- = Power-to-heat kan heel effectief zijn, maar de nettarieven staan grootschalige introductie in de weg. Voor opslag in accu's is het belastingregime zeer ongunstig. Aanpassing van de nettarieven en energiebelasting is noodzakelijk, zonder dat dit tot extra kosten of inkomstenderving hoeft te leiden.



- = De hoogspanningsverbindingen met andere landen kunnen verder worden vergroot. De energiegebruiker betaalt dit via de transportvergoeding aan de netbeheerder.

Voor de voorzieningszekerheid zal het noodzakelijk worden om stuurbaar hernieuwbaar vermogen beschikbaar te maken, bijvoorbeeld via de waterstofroute (waterstofproductie uit elektriciteit, opslag en elektriciteitsproductie uit waterstof). Dit vermogen zal in eerste instantie moeten concurreren met goedkoop stuurbaar fossiel vermogen, terwijl bij de inkoop van duurzame elektriciteit geconcurrereerd moet worden met andere inkopers van goedkope elektriciteit, zoals de power-to-heat-bedrijven. Als er in de markt nauwelijks geïnvesteerd wordt in stuurbaar hernieuwbaar vermogen, kan een vergoeding overwogen worden voor het beschikbaar hebben van een minimum aan stuurbaar (hernieuwbaar) vermogen. Daarvoor zijn verschillende maatregelen denkbaar:

- = Door de leverancier te verplichten zijn aandeel hernieuwbaar, of CO₂-vrij te verhogen zal deze verder zoeken naar mogelijkheden om meer zon en wind te accommoderen, maar ook om te investeren in stuurbaar hernieuwbaar vermogen.
- = Door de prijs van CO₂ fors te verhogen wordt ook voor het stuurbaar vermogen het gebruik van hernieuwbare energie aantrekkelijker voor de energieleverancier dan het gebruik van fossiele brandstoffen.



Figuur 2: Gerelateerde vraagstukken en oplossingen



0.6 Leeswijzer

Het rapport is geschreven voor alle belangstellenden in de werking van de elektriciteitsmarkt, ook voor belangstellenden die minder kennis hebben van de specifieke aspecten van deze markt die samenhangen met de bijzondere fysieke eigenschappen van elektriciteit.

Na de inleiding (hoofdstuk 1) en de achtergronden van het onderzoek (hoofdstuk 2) wordt in hoofdstuk 3 de organisatie van de markt uiteengezet, met nadruk op de wijze waarop de prijs tot stand komt. Hoofdstuk 4 gaat dieper in op de besluitvorming van een investeerder in een nieuwe (duurzame) productie-eenheid (bijv. een centrale of een windmolen).

In hoofdstuk 5 wordt het project verder beschreven aan de hand van probleemstelling en aanpak.

Hoofdstuk 6 bevat een beknopt overzicht van de bestaande internationale literatuur op het gebied van het onderzoek.

Het gebruikte computermodel wordt in hoofdstuk 7 toegelicht, inclusief de gebruikte cijfers en scenario's. In de hoofdstukken 8 en 9 volgen de analyses van de computersimulaties en de duiding daarvan. Omdat de simulaties het jaar 2030 betreffen, is in hoofdstuk 10 een doorkijk gegeven naar de jaren richting 2050.

Tenslotte zijn de conclusies en aanbevelingen opgenomen in hoofdstuk 11.



1. INLEIDING

1.1 De klimaatdoelen van Nederland

De ambities in het Nederlandse klimaatbeleid blijken uit een reeks beslissingen. Van meet af aan heeft de Nederlandse regering bijgedragen aan de internationale coördinatie van het klimaatbeleid. In 2015 leidde dat tot het ondertekenen van het verdrag van Parijs. De concrete vertaling naar het nationaal beleid volgde in het regeerakkoord 2016, leidend tot een concept-Klimaatakkoord dat samengesteld is door de samenwerking van tal van maatschappelijke, publieke en private partijen.

Bij de aanbieding van het concept-Klimaatakkoord aan de Tweede Kamer in december 2018 herhaalt het kabinet bij monde van de minister van EZK de doelstellingen van het klimaatbeleid: een reductie van de uitstoot van broeikasgassen van 49% in 2030 ten opzichte van 1990 (TK 2018-2019, 32813 nr. 263).

Voor de opwekking van elektriciteit vertaalt zich deze doelstelling tot de opgave om in 2030 in totaal 20,2 Mton CO₂ minder uit te stoten. Het hoofdstuk Elektriciteit van het akkoord vertaalt deze doelstelling naar een jaarlijkse productie van ten minste 84 TWh hernieuwbare elektriciteit. Wind op zee zal 49 TWh moeten produceren met een geschat opgesteld vermogen van 11,5 GW en op land zullen zon en wind samen 35 TWh opwekken (het bijbehorende vermogen vermeldt het akkoord niet). Hierdoor zal ca. 70% van de elektriciteit met hernieuwbare bronnen worden opgewekt. Verwacht wordt dat de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit dalen naar 30 à 40 €/MWh.

De groeiende behoefte aan regelbaar vermogen wordt onderkend en dit regelbaar vermogen zal in toenemende mate ook duurzaam moeten zijn. Via een ontwikkelingsprogramma zal hieraan gewerkt worden, onder andere via opslag, duurzame waterstof en 'power-to-heat'-installaties bij de industrie.

Het akkoord merkt hierbij op dat door verdere elektrificatie van het verkeer, de landbouw, de industrie en de gebouwde omgeving de vraag naar elektriciteit zal toenemen. Op welke wijze deze geplande toename de concrete ambitie (84 TWh/j) beïnvloedt, wordt niet expliciet gemaakt.

1.2 EU-kader

In de Europese Unie wordt tegelijkertijd beleid geformuleerd, zowel gericht op maatregelen tegen de klimaatverandering als op de verbetering van de Europese energiemarkt.

Relevant voor dit onderzoek zijn de voornemens van de EU-Commissie om hernieuwbare elektriciteit gelijk te behandelen als conventionele. Hiermee zullen een aantal privileges van duurzame elektriciteit komen te vervallen, zoals de voorrang bij dispatch (het besluit om een productie-eenheid in te zetten)¹. Voorts zullen lidstaten de investeringszekerheid moeten bewaken, bijvoorbeeld door een meer stabiel subsidiebeleid over een langere periode (meer dan 3 jaar).

¹ In Nederland besluiten de marktpartijen vrij over de inzet van hun productie-eenheden. Vanwege de lage operationele kosten worden zonne- en windinstallaties als eerste ingeschakeld.



Voor wat betreft de ordening van markten, houdt de EU-Commissie vast aan een markt waarop elektriciteit per kWh of MWh wordt verhandeld (een zgn. 'energy only market'). Dat wil zeggen dat deze markt geen directe betaling genereert voor het beschikbaar hebben van een productie-eenheid.



2. ACHTERGROND

2.1 *De hypothese van dit onderzoek*

De hypothese in dit onderzoek is dat er een te grote onzekerheid bestaat of er in de naaste toekomst voldoende voorspelbare revenuen zijn om een investering in zon- of windenergie te rechtvaardigen. Gegeven de zeer lage energieprijzen die zullen optreden als de momentane vraag geheel gedekt wordt met zonne- of windenergie, komt de vraag neer op de vraag hoe de markt toch een voldoende vergoeding voor de investering in een nieuw zonne- of windproject (uitbreiding of vervanging) kan genereren.

2.2 *Het prijseffect van zon en wind*

Investerings in hernieuwbare energie kennen als barrière dat de kapitaalslasten voor deze technieken substantieel hoger zijn dan de kapitaalslasten voor conventionele technieken. Daar staat tegenover dat de marginale kosten van productie van zonne- en windenergie vrijwel verwaarloosbaar zijn.

Als wind- en zonne-energie een groot aandeel van de productiecapaciteit vormen, zal er op deze zonnige, windrijke momenten een hoog aanbod zijn en de prijzen op de spotmarkt, gebaseerd op marginale kosten, zullen sterk dalen. De opbrengsten waarop een exploitant van wind- en zonne-energie kan rekenen, worden lager naarmate meer vermogen aanwezig is. Eventuele prijsspieken, verband houdend met schaarste, zullen slechts optreden op momenten dat deze wind- en zonne-energie niet beschikbaar zijn en fossiele centrales inspringen.

2.3 *Marktontwikkeling voor zonne- en windenergie*

ECN en CE Delft hebben onderzoek gedaan naar de effecten van deze ongelijktijdigheid op de gemiddelde opbrengst voor wind- en zonne-energie. Analyse van ECN geeft aan dat de opbrengst voor windenergie in 2006-2009 gemiddeld 3,65 €/MWh lager was dan de gemiddelde elektriciteitsprijs (ECN, 2013). CE Delft verwacht op basis van simulaties dat in 2023 dit verschil zal oplopen tot 15 €/MWh bij een gemiddelde prijs van 50 €/MWh. Voor grootschalige zonprojecten gelden gelijke overwegingen.

De subsidiebedragen in het kader van de SDE+ zijn afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Ook hier wordt op de geraamde gemiddelde elektriciteitsprijs een correctiefactor toegepast: de zogenaamde profiel- en onbalansfactor. Deze factor reflecteert de kosten die verbonden zijn aan het opvangen van de minder-voorspelbare productie van zonne- en windenergie (zowel het gelijktijdige aanbod als de afwijkingen van een voorspelling). Hiervoor worden vertrouwelijke gegevens van elektriciteitsbedrijven gehanteerd. Voor 2019 bedragen deze correcties (afhankelijk van de techniek) ca 15% van de elektriciteitsprijs (PBL, in samenwerking ECN, TNO en DNVGL).

Het corrigeren van de elektriciteitsprijs wordt reeds enkele jaren gebruikt en is een praktische werkwijze. Niettemin gaat deze benadering eraan voorbij dat zonne- en windenergie volwaardige productietechnieken zijn, die een steeds belangrijker rol op de markt spelen. Het is de vraag hoelang een correctie op de gemiddelde elektriciteitsprijs nog functioneel kan zijn, gegeven de toenemende en sterke invloed van zonne- en windenergie op de elektriciteitsprijs.



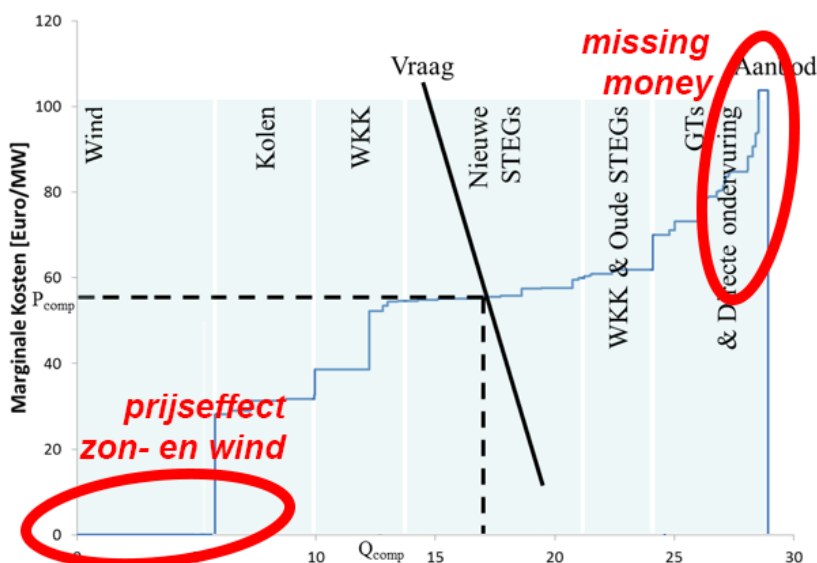
Bovenstaande overwegingen hebben geleid tot dit onderzoek naar de relatie tussen de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt met het oog op het terugverdienen van een investering. Het onderzoeken van de effecten op de elektriciteitsprijs in een markt met een groot aandeel zonne- en windenergie vergt een gedetailleerde benadering met gebruik van gedetailleerde meteorologische gegevens.

2.4 Het andere probleem: 'missing money'

Naast het directe effect op de opbrengsten voor zonne- en windenergie, is er een secundair effect. Een toename van hernieuwbare energie leidt tot een afname van de inzet van conventionele centrales. Met name de piekcentrales hebben te maken met teruglopende draaiuren en komen hierdoor in de rode cijfers. Het is voor de exploitanten steeds moeilijker om gedurende de weinige draaiuren, waarvan de omvang bovendien over de jaren niet goed voorspelbaar is, voldoende revenuen te genereren om deze centrales operationeel te houden. Economisch gezien zouden deze dus moeten sluiten, maar ze zijn onmisbaar voor de leveringszekerheid in donkere, windstille perioden. Omdat deze in de huidige markt niet de theoretisch te behalen opbrengsten genereren, is er sprake van het "missing money" probleem. Het concept van 'missing money' vindt zijn oorsprong in de academische literatuur in de observatie dat prijsvorming op basis marginale kosten, zoals in de elektriciteitsmarkt leidend, leidt tot een onvoldoende zicht op de winstmarge voor deze marginaal ingezette eenheden. Daarmee vallen de investeringsprikkels weg voor piekcentrales.

Dit is de achtergrond voor de introductie in een aantal EU-landen van betalingen voor het instandhouden van capaciteit. Deze capaciteitsmechanismen verzekeren voldoende productievermogen tijdens de uren met een piekvraag. Het instrument beoogt de betrouwbaarheid van de elektriciteitslevering te verhogen en daarvoor staat de regelbaarheid van centrales (of afschakelen van de vraag) centraal. Doorgaans vinden de capaciteitsbetalingen plaats door de TSO als verantwoordelijke voor de stabiliteit van het elektriciteitsstelsel, die met name in het geding is tijdens momenten met een piekvraag.

In de aanbod-vraagcurve spelen deze problemen aan de twee uitersten van de grafiek, zie Figuur 3.



Figuur 3: Vraagstukken op de aanbodcurve.



Dit probleem is daarmee een wezenlijk ander probleem dan het wegvallen van revenuen voor zonne- en windenergie. Daar is de betrouwbaarheid van de elektriciteitslevering niet in gevaar in een situatie van ruim voldoende draaiuren en ruim voldoende opgesteld vermogen.

Het is van belang het verschil tussen beide problemen te onderkennen. Omdat in beide gevallen de markt onvoldoende opbrengst genereert om de investering terug te verdienen, ligt verwarring voor de hand. De achtergrond van de problemen is echter wezenlijk verschillend.



3. BESCHRIJVING VAN DE MARKT

3.1 Inleiding

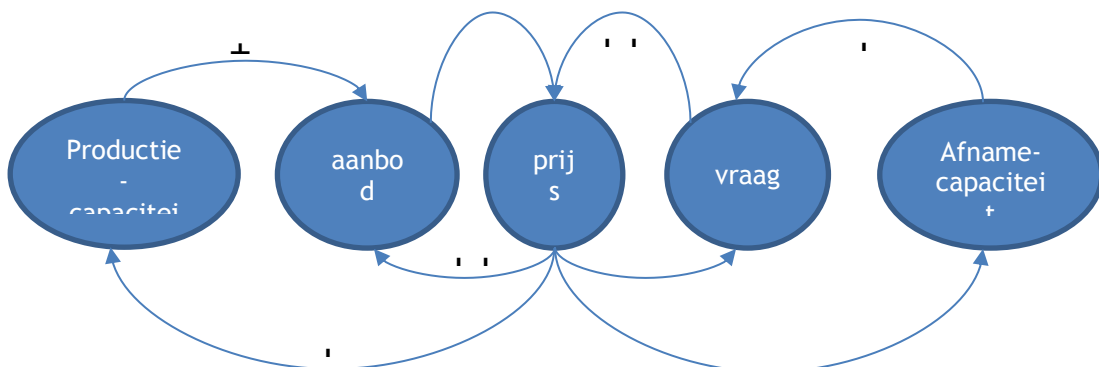
In dit hoofdstuk wordt eerst een gedetailleerde beschrijving gegeven van de werking van de voornaamste elektriciteitsmarkt, de dagelijkse spotmarkt.

Daarna wordt het voor de simulaties gebruikte model beschreven en worden de belangrijkste keuzes in de gebruikte scenario's gegeven.

3.2 Systeemallocatie en ontwikkeling

Voor de analyse van de toekomstige ontwikkeling van de rentabiliteit van productievermogen in de elektriciteitsmarkt wordt gewoonlijk gebruik gemaakt van marktmodellen, waarmee het prijsmechanisme van de markt kan worden gesimuleerd.

Een efficiënt marktmechanisme leidt op korte termijn tot de maatschappelijk optimale allocatie van het elektriciteitssysteem, terwijl het op langere termijn moet leiden tot de maatschappelijk optimale investeringen in productievermogen en de afnamecapaciteit voor elektriciteit (bijv. in de vorm van elektrificatie of flexibilisering van de vraag naar elektriciteit). Dit kan worden geïllustreerd aan de hand van een schema van een dynamisch systeem met terugkoppelingen tussen aanbod, prijs en vraag, met achterliggende investeringen in productiecapaciteit en afnamecapaciteit (zie ook Figuur 4).



Figuur 4: vereenvoudigde illustratieve weergave van het marktmechanisme

Op korte termijn leiden de prijssignalen dan tot efficiënte inzet van de centrales van het elektriciteitssysteem:

1. Als de vraag toeneemt t.o.v. het aanbod leidt dit tot hoge elektriciteitsprijzen. Producenten met hogere productiekosten zien een winstmarge ontstaan en zetten hun machines aan. Flexibele afnemers kunnen ervoor kiezen om minder elektriciteit af te nemen.
2. Als het aanbod toeneemt t.o.v. de vraag leidt dit tot lage elektriciteitsprijzen. Producenten met hogere productiekosten zien de winstmarge dalen en zetten hun machines uit. Flexibele afnemers kunnen ervoor kiezen om meer elektriciteit af te nemen.



Op langere termijn leidt dit tot de juiste prijssignalen om te komen tot nieuwe investeringen in het elektriciteitssysteem:

1. Als de vraag structureel toeneemt t.o.v. het aanbod leidt dit met grotere regelmaat tot hoge elektriciteitsprijzen. De business case voor de ontwikkeling van productiecapaciteit wordt beter, terwijl vraagzijde juist de business case voor alternatieven van elektrische installaties verbetert.
2. Als het aanbod structureel toeneemt t.o.v. de vraag leidt dit met grotere regelmaat tot lage elektriciteitsprijzen. De business case voor instandhouding van productie verslechtert. Voor flexibele afnemers verbetert de business case voor investeren in verder elektrificatie om meer goedkope elektriciteit te kunnen gebruiken.

De elektriciteitsmarkt kent een wat complexere structuur vanwege het feit dat het elektriciteitssysteem op operationele gronden vereist dat het momentane aanbod en de momentane vraag in evenwicht zijn binnen een zeer kleine tolerantie. Raken momentane vraag en aanbod uit balans, dan resulteert dat in frequentieafwijkingen en dat kan leiden tot uitval van productie-eenheden en zelfs het gehele elektriciteitssysteem. Daarmee wordt zorgvuldige planning van elektriciteitsproductie en afname een vereiste.

De momentane vraag naar elektriciteit laat zich echter slechts in beperkte mate voorspellen. Zo staat het de kleinverbruiker bijvoorbeeld vrij om binnen de grenzen van de maximale afnamecapaciteit, elektriciteit af te nemen op momenten naar behoeven. Ook productie kan een zekere mate van onvoorspelbaarheid laten zien, bijvoorbeeld door onzekerheden in de voorspelling van het aanbod van wind en zon, maar ook door bijv. onverwachte uitval van productiecapaciteit.

Juist vanwege de vereiste planning onder onzekerheid is de elektriciteitsmarkt gestructureerd in een serie markten voor de handel in elektriciteitsproducten die een toenemende mate van verfijning van de voorspelde balans tussen vraag en aanbod laat zien, naarmate het moment van levering naderbij komt. Op de langere termijn zijn er zogenaamde termijnmarkten voor handel in jaar, kwartaal, maand en weekproducten. Op deze markten wordt slechts volcontinue levering en levering in de zgn. piekperiode (van 08 tot 23 uur tijdens werkdagen) onderscheiden.

Op één dag voor de overeengekomen levering wordt elektriciteit op uurbasis verhandeld op de spotmarkt, de zgn. *day ahead* markt (DAM); dit is de leidende marktvloer en geeft de belangrijkste indicator van elektriciteitsprijzen. Na het sluiten van de spotmarkt, kunnen tot het moment van levering nog uurproducten worden verhandeld op de zgn. *intraday* markt (IDM).

Tot slot wordt de momentane balans van vraag en aanbod gehandhaafd via het zgn. onbalansmechanisme van de TSO TenneT, waarin TenneT vermogen inkoopt om op zeer korte termijn de balans tussen vraag en aanbod te kunnen herstellen.

Marktpartijen doen ook onderling zaken naast bovengenoemde marktvloeren; meestal zijn de afspraken in deze bilaterale handel gerelateerd aan de prijzen die op de marktvloeren worden bereikt.

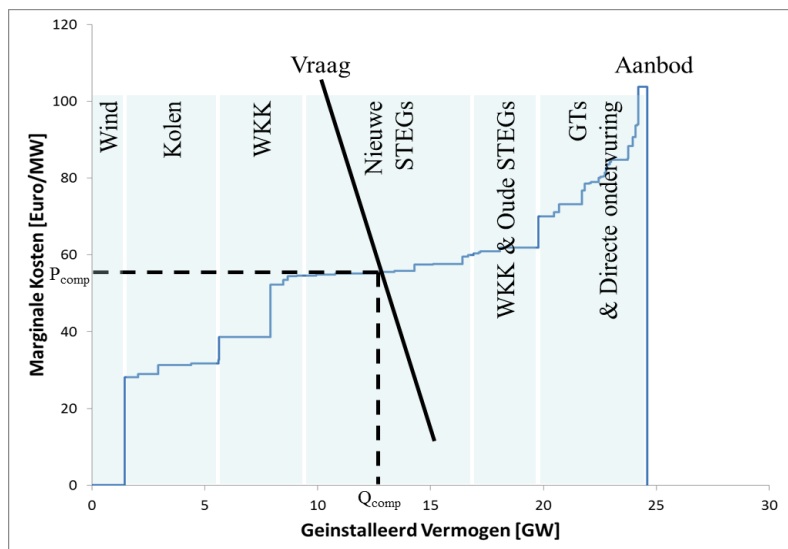


3.2.1 Vraag en aanbod op de spotmarkt

Voor wat betreft het aanbod van productie op de spotmarkt (DAM) zullen de biedingen van producenten ten minste de variabele kosten van productie wensen te dekken. Biedingen die de productiekosten overstijgen brengen echter het risico met zich mee dat de biedingen door concurrerende biedingen uit de markt geprijsd worden. Bij biedingen op basis van de minimale kosten van productie zullen in ieder geval de variabele kosten van productie gedekt worden en wordt de kans om een klant te vinden gemaximeerd. Als er nog meer vraag is, zullen ook duurdere aanbieders een klant vinden en zal de prijs stijgen, ook voor de reeds gecontracteerde centrales.

Om te komen tot minimale kosten van productie zal een producent streven naar een inzetstrategie van de beschikbare productiefaciliteiten waarmee de totale productiekosten over een bepaalde tijdshorizon worden geminimaliseerd. Deze kosten worden bepaald door verschillende factoren, waaronder voor fossiele centrales in belangrijke mate de brandstofprijzen en het rendement van de beschikbare installaties.

De minimalisatie van productiekosten representeert een klassiek probleem in de planning en inzet van productiefaciliteiten. Het vormt de basis van de operationele besluitvorming in productiebedrijven en wordt gewoonlijk geadresseerd door toepassing van wiskundige optimalisatietechnieken. Dit optimalisatievraagstuk legt de basis voor een veelvuldig toegepast gestileerd model van de aanbodcurve op de spotmarkt (DAM). De benadering, die bekend staat als het *merit order*-model, gaat voorbij aan dynamische beperkingen en vereenvoudigt de kostenstructuur van productie significant, maar biedt een effectief raamwerk voor de analyse van productiekosten.²



Figuur 5: Illustratieve merit order model van de Nederlandse markt in 2011.

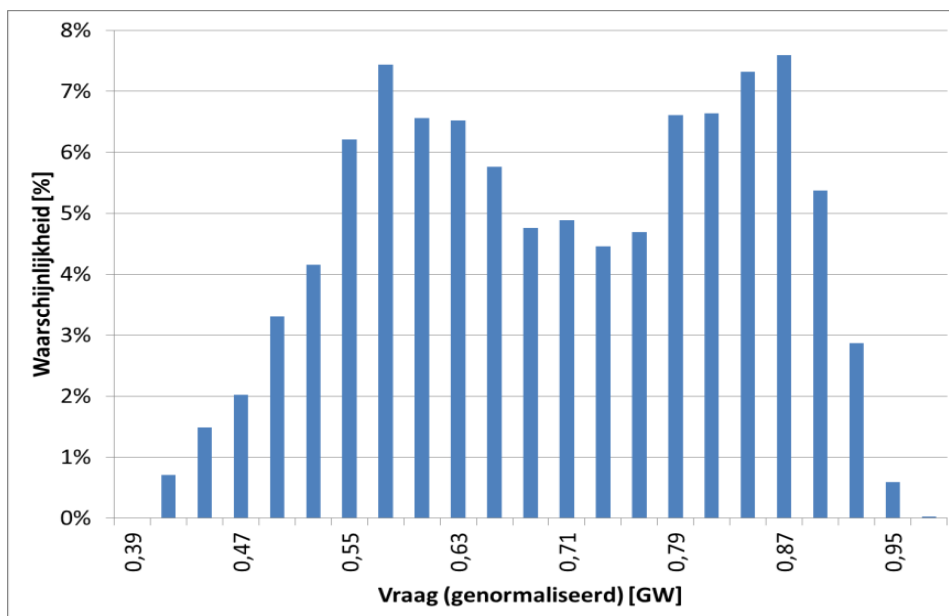
² Dit vereenvoudigde model gaat gewoonlijk bijvoorbeeld uit van vlakke marginale kostencurven voor elke productie-eenheid en gaat daarmee voorbij aan het feit dat de marginale productiekosten op het niveau van de productie-eenheid gewoonlijk toenemen vanwege de kwadratische kostencurve. Ook worden kosten die gemeoid zijn met het opstarten van productie veelal veronachtzaamd. Daarnaast is er in de praktijk sprake van dynamische beperkingen aan de inzet van installaties zoals minimale draaitijden en de snelheid waarmee productie kan worden op- en afgeregeld.



In

Figuur 5 wordt de kostenstructuur van productie zoals die wordt gerepresenteerd in het merit order-model voor de Nederlandse markt in 2011 geïllustreerd. De centrales staan op volgorde van de productiekosten, hetgeen leidt tot een curve die stapsgewijs toeneemt met de cumulatieve productie. De productiekosten worden goeddeels bepaald door brandstofkosten en het energetisch rendement van de omzetting, zodat de curve is opgebouwd uit de productiekosten voor de verschillende productietechnologieën in het Nederlandse productiesysteem. Ook wordt de vraag in dit model gerepresenteerd door een omgekeerde curve; deze is hogelijk inelastisch. Hiermee zijn de vraag- en aanbodcurven in beeld gebracht.

Het merit order-model biedt zicht op de prijsvorming gegeven een vastgesteld niveau van de vraag (en beschikbaarheid van productiefaciliteiten). In de praktijk varieert de vraag naar elektriciteit van uur tot uur. Klassiek laat deze variatie van de vraag zich in sterke mate leiden door economische activiteit die op haar beurt weer gedreven wordt door dag/nachtritmen, werk/weekenddagen en vakantiedagen. Dit patroon is tamelijk stabiel en wordt gerepresenteerd door de indeling van de vraag in piek- en dalperioden. Vraagniveau's in de dalperiode, tijdens nachtelijke uren, in het weekend en op nationale feestdagen, zijn relatief laag. Vraagniveau's tijdens piekperiode, op werkdagen, zijn relatief hoog. Op jaarbasis kan het histogram van de uurlijkse vraag gebruikt worden om de verdeling van de vraag in beeld te brengen. Als geïllustreerd in onderstaande figuur 6 laat deze verdeling zich karakteriseren door de combinatie van twee klassieke normale verdelingen rond respectievelijk het gemiddelde piek- en dalniveau.



Figuur 6: Illustratie van de waarschijnlijkheidsverdeling van de vraag naar elektriciteit op uur-basis in de loop van een jaar.

Voor de verdere verkenning van de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten zullen we in de navolgende analyse gebruik maken van een geavanceerder simulatiemodel voor de elektriciteitsmarkt, zoals dat in de praktijk gebruikt wordt voor de operationele planning van productie. In hoofdstuk 7 volgt een nadere omschrijving van het zgn. *PowerFlex* model.



4. INVESTERING IN DE PRAKTIJK

4.1 Algemene benadering

Om de kostenvergelijking tussen conventionele technieken en productie-middelen van hernieuwbare elektriciteit te vergelijken biedt een vergelijking op basis van de gemiddelde totale kosten per eenheid product, kortweg de gemiddelde totale kosten, een praktisch kader. De gemiddelde totale kosten per eenheid product elektriciteit betreft de gemiddelde totale kosten (investeringskosten, vaste kosten, brandstofkosten, onderhoudskosten en beheerskosten) per eenheid product over de technische levensduur van de productiefaciliteit. Deze kosten reflecteren de kosten waar een investeerder zich mee geconfronteerd ziet.

Voor de opbrengsten kan de investeerder vertrouwen op de plaats van hun installatie in de merit order. Deze bepaalt de volgorde van inzet van de productiemiddelen op basis van de marginale (variabele) kosten van productie. Algemeen beschikbare cijfers over de kosten van de goedkopere en duurdere productie-eenheden geeft een betrouwbaar beeld van de verwacht aantal draaiuren en de opbrengst. Op deze wijze konden investeerders een perspectief schetsen van de opbrengsten van conventionele elektriciteitsproductie op de langere termijn.

Voor wat betreft de opbrengsten wind- en zonne-energie speelt er een andere dynamiek. Voor deze technieken speelt de gelijktijdigheid van productie een belangrijke rol. Wind- en zonne-energie worden gedreven door de beschikbaarheid van wind- en zonne-energie en er is geen economisch motief om de installaties niet in te zetten.

4.2 De investeerder: de initiatiefnemer

Energieprojecten worden doorgaans gerealiseerd met een financiering door in principe twee partijen: de initiatiefnemer en de externe financier. De initiatiefnemer is een energiebedrijf of een energiecoöperatie; deze wordt ook eigenaar van het project. De externe financier is in vrijwel alle gevallen een bank. Zowel voor de initiatiefnemer en de financier geldt dat deze kan bestaan uit een samenwerking van soortgelijke partijen.

Beide partijen kunnen zich laten bijstaan door derde partijen, zoals adviseurs (technisch, financieel e.d.), verzekeraars en projectontwikkelaars.

De meeste grotere projecten voor de realisatie van nieuwe zonneparken of windparken starten bij een energiebedrijf of een energiecoöperatie die op grond van verkennende studies een project wil realiseren. Voor de grotere projecten zal de overheidssubsidie (i.h.a. SDE+) een belangrijke rol spelen en een project wordt pas haalbaar geacht als er de subsidie zal worden toegekend.

De initiatiefnemer is verantwoordelijk voor een financieel aandeel in de investering, het eigen vermogen, en voor de risico's - voor zover deze niet zijn gedekt door derden in de financieringsovereenkomsten.

Eén belangrijk risico is de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs. Als de elektriciteitsprijs lager wordt dan geraamd, dan zal het financieel rendement van de investering lager teruglopen. Dit risico blijft bij de



eigenaar van het gerealiseerde project, maar deze kan dit risico overdragen met een derde een lange termijn afnamecontract te sluiten tegen een vooraf overeengekomen prijs. Hierbij zijn tal van varianten mogelijk, zowel in volume als in prijsformule (een vaste prijs, of een prijs gerelateerd aan andere factoren zoals gasprijzen).

4.3 De bank

De betrokkenheid van de bank bij het project is beperkt: hij verstrekt een lening tegen voorwaarden als looptijd en rentepercentage. De bank zal in beginsel geen risico willen dragen en waar risico's niet te vermijden zijn, zal zich dat vertalen in een hogere rente.

De looptijd van een financieel contract is in de huidige condities 15 jaar of minder.

Het risico van een tegenvallende opbrengst van een project door een lagere elektriciteitsprijs, acht de bank op dit moment niet groot zolang een fors deel van de opbrengst verzekerd is door de subsidie van de overheid. Deze subsidie wordt bovendien aangepast aan de marktprijs, zowel op- als neerwaarts. Bovendien is de Nederlandse elektriciteitsmarkt transparant, waardoor de bank over voldoende informatie kan beschikken om de risico's te beoordelen. Vanzelfsprekend waardeert de bank een lange-termijn-afnamecontract ook als belangrijke zekerheid tegenover de lening.

4.4 Complexiteit van eenvoudige projectfinanciering

Bovenstaande schets is de essentie van projectfinanciering; de praktijk is complexer. Met name als initiatiefnemer en financier uit consortia van meerdere partijen bestaan, zullen de onderlinge verhoudingen en aansprakelijkheden vastgelegd moeten worden. Dit geldt ook voor de voorbereidende fase en de levering en de bouw van de installaties, waardoor de constructeurs en aannemers betrokken kunnen worden.

De essentie voor dit project is erin gelegen dat het risico van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs bij één partij ligt en dat deze doorgaans door middel van afnamecontracten op de lange termijn zijn risico afdekt.

4.5 Subsidies

4.5.1 Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE)

De subsidie 'Stimulering Duurzame Energieproductie' van het ministerie EZK heeft tot doel de onrendabele top in de exploitatie van het opwekken van duurzame energie weg te nemen. De subsidie bestaat uit een vergoeding per geleverde hoeveelheid energie, de kWh. De looptijd en de hoogte van de subsidie zijn afhankelijk van de toegepaste technologie, het jaar van de aanvraag en de marktprijzen van energie.

Jaarlijks stelt de minister de hoogte van de totale kosten van de gesubsidieerde technologieën vast; op deze wijze wordt met de daling van de kostprijs rekening gehouden. Voor elk jaar van de looptijd van de subsidie stelt de minister ook vast welke opbrengst de verkoop van energie op de markt heeft opgeleverd.



De subsidie per kWh bestaat uit de 'basisprijs', de totale kosten uitgedrukt in € per kWh, minus de opbrengst uit de markt, het 'correctiebedrag'. Op deze wijze beweegt de SDE-subsidie op- en neerwaarts mee met fluctuaties in de energieprijs. Er is een bovengrens aan de subsidie: het 'correctiebedrag' kent een minimum.

Voor zon- en windprojecten geldt een looptijd van 15 jaar. Voor 2019 zijn de volgende cijfers vastgesteld:

Bedragen in €/kWh Techniek	Basisbedrag (totale kosten)	Correctiebedrag (marktopbrengst) (voorlopig)	Subsidiehoogte	Maximum subsidie bij minimum correctiebedrag
Wind (afhankelijk van windsnelheid)	0,054 tot 0,086	0,039	0,015 tot 0,047	0,029 tot 0,061
Zon	0,090 tot 0,101	0,041	0,049 tot 0,060	0,065 tot 0,076
		<i>niet lager dan 0,025</i>		

Projecten voor wind op zee worden getenderd en voor elk gehonoreerd project wordt de subsidie (het basisbedrag) afzonderlijk vastgesteld. Voor wind op zee verwacht de subsidieverstrekker een doorgaande daling van de kostprijs door schaalvergroting. Na 2023 zal geen subsidie meer voor nieuwe projecten van wind op zee worden toegekend.

Het kabinet voorziet dat in het jaar 2030 de SDE in totaal een subsidie van € 200 miljoen aan hernieuwbare elektriciteitsprojecten zal uitkeren, bij een te subsidiëren volume van maximaal 35 TWh (gemiddeld subsidiebedrag € 0,007/kWh).³

4.5.2 De elektriciteitsprijs in de SDE

De subsidiebedragen in het kader van de SDE+ zijn afhankelijk van de op jaarbasis gemiddelde elektriciteitsprijs. Het correctiebedrag bevat ook de zogenaamde profiel- en onbalansfactor. Deze factor reflecteert zowel het effect op de prijs van het gelijktijdige aanbod van zonne- resp. windenergie als de kosten om bij te regelen als de productie afwijkt van de voorspelling.⁴

Het corrigeren van de elektriciteitsprijs is een praktische werkwijze. Niettemin gaat deze benadering eraan voorbij dat zonne- en windenergie volwaardige productietechnieken zijn, die een steeds belangrijker rol op

³ Brief van de minister van EZK aan de Tweede Kamer van 26 april 2019, nr 2019Z08797.

⁴ De afwijkingen van de zon- en windperiodes moeten kort voor realisatie worden opgevangen met regelbare eenheden.



de markt spelen. Het is de vraag hoelang een correctie op de gemiddelde elektriciteitsprijs nog functioneel kan zijn, gegeven de toenemende en sterke invloed van zonne- en windenergie op de elektriciteitsprijs.

Voor het vaststellen van de profiel- en onbalansfactor verstrekken elektriciteitsbedrijven vertrouwelijke gegevens aan de overheid.⁵ Voor 2019 bedragen deze correcties (afhankelijk van de techniek) ca 15% van de elektriciteitsprijs (PBL, in samenwerking ECN, TNO en DNVGL).

4.5.3 *Salderen en postcoderoos*

Voor kleinschaliger toepassingen, meestal zonne-energie, wordt de stimulans gevormd door een voordeel in de energiebelasting. Zonnepanelen bij kleinverbruikers maken deel uit van de huisinstallatie (achter de meter) en over de direct verbruikte elektriciteit betaalt de kleinverbruiker niets: geen prijs en geen belastingen. Het overschot aan elektriciteit van de zonnepanelen wordt aan de leverancier terug geleverd. Op de meterstanden wordt een administratieve correctie toegepast, waardoor de kleinverbruiker alleen betaalt voor de op jaarbasis per saldo afgenomen elektriciteit. Het huishouden ontvangt dus voor geleverde elektriciteit dezelfde prijs als voor afgenomen elektriciteit. Het betreft hier de totale prijs: de verkoopprijs van de leverancier plus alle belastingen die hierop rusten (energiebelasting, ODE, BTW).

De postcoderoos is een fiscale regeling die toegepast wordt bij een gemeenschappelijke duurzame installatie. Deelnemers aan een duurzaam project in hun of een aangrenzend postcodegebied, betalen een gereduceerd tarief in de energiebelasting over de elektriciteit die zij van het gemeenschappelijke project afnemen. In de praktijk zijn dit doorgaans zonnepanelen die niet op het eigen dak worden geïnstalleerd, maar bijvoorbeeld op een nabijgelegen school, loods of terrein (zonneweide).

Ook deze instrumenten grijpen aan op de operationele kosten en niet op het moment van investeren.

4.6 *De toekomstige elektriciteitsprijs*

4.6.1 *Forward contracten en futures*

Op de ICE-beurs wordt elektriciteit verhandeld in jaarcontracten tot 4 jaar in de toekomst. Voor een investering voor 15 jaar is daarom een andere wijze nodig voor het verkrijgen van inzicht in de prijsontwikkeling.

Bilateraal is vanzelfsprekend ook een contract voor een lange termijn overeen te komen, maar dan is er geen mogelijkheid de prijs te verifiëren aan de hand van een functionerende marktvloer. Om voor de langere termijn een betrouwbare indicatie van de elektriciteitsprijs te verkrijgen, zullen partijen ramingen maken op basis van scenarioberekeningen. Deze kunnen binnen het (energie)bedrijf gemaakt worden of van kennisinstellingen afkomstig zijn.

⁵ Het behoort niet tot het onderwerp van deze analyse, maar het is discutabel dat een selectie van bedrijven essentiële, niet-openbare gegevens aanlevert voor een subsidieberekening waar zij zelf direct belang bij hebben.



4.7 Economische kenmerken zonne- en windproductie

Eenheden voor de productie van elektriciteit uit zon en wind zijn fotovoltaïsche zonnepanelen en windmolens (c.q. -turbines). Er bestaan zowel klein- als grootschalige toepassingen van beide technieken (zonnepanelen op het dak van woningen tot zonneweides; van 'urban wind' tot windturbines op zee). In alle gevallen worden de installaties gekenmerkt door een hoge investering gepaard aan lage operationele kosten. Waar bij conventioneel thermisch vermogen het aandeel van de kapitaalslasten in de totale kosten over de levensduur in de orde van 25% ligt, is dat aandeel voor zonne- en windenergie groter dan 75%.

Een investeerder in zonne- en windenergie heeft dus een groter belang bij zekerheid over de opbrengsten uit de markt dan voor een investeerder in conventioneel thermisch vermogen.

4.8 Het risico van een dalende elektriciteitsprijs

Vanuit het perspectief van de investeerder is het aantrekkelijk een contract te sluiten voor de langjarige afname van de elektriciteit tegen vastgestelde prijzen. Daarmee wordt het risico van fluctuaties in de elektriciteitsprijs overgenomen door de afnemer van de elektriciteit en dit zowel in positieve als in negatieve zin. Dergelijke 'Power Purchase Agreements' (PPA's) zijn gebruikelijk in de energiewereld. Meestal zijn zij gekoppeld aan bestaande beursnoteringen en hebben dan een looptijd tot 4 jaar.

Voor het financieren van nieuwbouwprojecten komen ook PPA's met een langere looptijd voor, tot maximaal 10 jaar. Het risico van de elektriciteitsprijs wordt in PPA's verdeeld over de deelnemende partijen. Toekomstige marktnoteringen zijn dan onderdelen van een contractprijsberekening en de exacte formulering daarvan bepaalt hoe het risico bij beide partijen neerslaat.

De huidige structuur van de SDE-subsidie biedt een grote zekerheid aan investeerders omdat deze het risico van een dalende elektriciteitsprijs overneemt; ook als de bovengrens van de subsidie bereikt zou worden, is er thans voldoende vooruitzicht op het terugverdienen van de investering.

Niettemin zijn de subsidieverstrekker en de marktpartijen in bilaterale overeenkomsten gebaat bij een duidelijk inzicht in de risico's van dalende elektriciteitsprijzen. Met deze analyse wordt een deel van het risico in kaart gebracht.



5. PROBLEEMSTELLING EN ONDERZOEKSVRAAG

5.1 Probleemstelling

De energiemarkt zal aan investeerders in nieuw productievermogen voldoende perspectief moeten bieden op het terugverdienen van de investering. Een op langere termijn voorspelbare en stabiele prijsvorming is daarvoor een vereiste. Omdat de marktpartijen verantwoordelijk zijn voor investeringen in nieuw productievermogen, is het publieke belang van leveringszekerheid op langere termijn er van afhankelijk dat deze markt voldoende nieuwe investeringen ondersteunt.

Gegeven de verwachte verlaging van de kapitaalskosten zonne- en windenergie, voorziet de regering een vermindering van de subsidies. De ontwikkeling van de markt speelt dus een steeds belangrijker rol en het is de vraag of bij een groot aandeel duurzaam elektriciteit de markt nog voldoende prijsprikkels zal genereren om investeringen los te maken.

Vraag en aanbod sturen de prijsvorming, ook in de elektriciteitsmarkt. Het is wel een bijzondere markt: door het ontbreken van opslag is er altijd overcapaciteit in de productie aanwezig; is dit niet het geval, dan zal stroomuitval optreden. In zo'n markt benadert de marktprijs de marginale kosten van de producent die de laatst gevraagde kWh levert.

Deze marginale kosten omvatten alleen de variabele kosten: brandstofkosten, bediening en onderhoud. Wachten tot de markt een hogere prijs biedt, waardoor ook de vaste kosten gedekt worden, heeft geen zin omdat de concurrentie daar niet op zal wachten. Deze laatste aanbieder maakt dus geen of een zeer bescheiden winst op zijn transactie. Als het aanbod van zonne- en windenergie verder toeneemt, zal deze laatste aanbieder steeds vaker een zonnepaneel of windmolen zijn en op die momenten bepaalt zon en wind de marktprijs. De variabele kosten van deze hernieuwbare bronnen zijn zeer laag en daarom zal deze prijs naar een zeer laag niveau dalen. Er is thans geen mechanisme dat de prijs op een hoger niveau kan brengen.

Alleen als de vraag hoger is dan het aanbod van zon en wind, zal een conventionele centrale de laatst gevraagde kWh gaan leveren en zal de prijs stijgen tot een hoger niveau waarbij ook de brandstofkosten in de prijs tot uitdrukking komen; de brandstofkosten zijn immers een wezenlijk deel van de operationele kosten van een conventionele centrale.

De prijzen voor een kWh elektriciteit worden dus gedurende langere perioden bijzonder laag en daarbuiten volatieler: zodra door een lage productie van hernieuwbaar of door een hoge vraag een conventionele centrale bij moet schakelen, stijgt de prijs naar een hoog niveau. De prijzen zijn dus juist hoog op momenten dat het aanbod van zonne- en windelectriciteit door de meteorologische omstandigheden laag is. De gemiddelde elektriciteitsprijs zou volgens sommige studies niet wezenlijk veranderen, maar zon en wind zullen niet kunnen profiteren van de perioden met hogere prijzen.



5.2 De projectdoelstelling en de -resultaten

5.2.1 Doel van het onderzoek

De hierboven beschreven verwachte ontwikkeling van de marktuitskomsten, staat centraal in dit project. De doelstelling van het project MODES is om de nieuwe marktstructuren te bestuderen en elementen aan te dragen die investeerders een stabiel vooruitzicht bieden op de opbrengsten van hun investering, zonder de prijsvorming voor de dagelijkse transacties onbruikbaar te maken.

5.2.2 De beoogde resultaten.

Het primair beoogde resultaat zal zijn een analyse van de uitkomsten van de huidige markt in een toekomst met een hoog aandeel zonne- en windenergie. Daarbij zullen aanpassingen worden voorgesteld voor de structuur van de huidige elektriciteitsmarkt. Op grond van de verwachting dat de markt onvoldoende prijsprikkels geeft, is het daarbij essentieel dat de huidige prijsvorming op basis van de momentane 'merit order' op basis van marginale kostprijzen van opwekeenheden wordt aangevuld met een mechanisme dat op langere termijn een stabiele prikkel geeft aan investeerders.

Uitgangspunt is dat de markt zich verder ontwikkelt en daarbij geheel functioneert op basis van de transacties tussen de marktdeelnemers en onafhankelijk is van overheidsgelden (subsidies) of andere geldstromen (bijvoorbeeld betalingen van een netbeheerder).

Dit resultaat zal vervolgens zicht geven op het ontwikkelingspad van de markten tijdens de transitie naar een duurzame energievoorziening. Marktpartijen kunnen zich hierop richten, bijvoorbeeld ten aanzien van het inrichten van de eigen markt vloer en ten aanzien van de wijze van financiering van investeerders. Ook voor de overheid zijn de resultaten van belang voor het vormgeven van het ondersteuningsbeleid voor nieuwe duurzame projecten (SDE+, Salderingsregeling en Postcoderoos).

5.3 Onderzoeksvragen

5.3.1 Centrale vraag

De centrale onderzoeksvraag in MODES luidt daarom:

Welke marktomgeving biedt in een duurzaam elektriciteitssysteem zowel een stabiel vooruitzicht op de financiering aan investeerders als op een effectieve prijsvorming voor de dagelijkse transacties?

Het is mogelijk dat meer dan één marktstructuur uit het onderzoek resulteert. Ook dan zal aan het beoogde doel beantwoord zijn.



5.3.2 Deelvragen

De deelvragen hebben met name betrekking op aspecten die aanvullend zijn op de centrale vraag, maar ook relevant voor de toepasbaarheid van de onderzoeksresultaten op korte termijn. De deelvragen zijn:

- a. *Kunnen lokale energiegemeenschappen, die een deels afgeschermd markt vormen, gebruik maken van de nieuw ontwikkelde marktstructuren?*

Lokale energieprojecten wisselen vaak duurzame elektriciteit uit in een deels afgeschermd markt; zij kunnen als eerste de modellen uit het onderzoek toepassen.

- b. *Welke betekenis heeft een nieuw marktstructuur voor de prijsvorming op uurbasis (of korter), die de basis is voor de waardering van flexibiliteit in vraag en aanbod van elektriciteit?*

De antwoorden op deze vraag bieden een kader voor de waardering van flexibiliteit die ook op lange termijn noodzakelijk zal zijn om bij een lage kWh-prijs toch een effectieve prikkel te geven voor de verplichting om in balans te zijn.

- c. *Welk transitiepad is mogelijk om van de huidige naar de nieuwe, gewenste marktomgeving te komen?*

Het ontstaan van solide markten voor investeringen in duurzaam vermogen, zal de afhankelijkheid van overheidssubsidie (SDE, SDE+, Salderingsregeling en Postcoderoos) verminderen. Op korte termijn zullen deze perspectieven leidend zijn in het beleid t.a.v. deze instrumenten

5.4 Aanpak

5.4.1 Literatuurstudie

Bestaande wetenschappelijke artikelen over duurzame marktontwikkelingen worden bestudeerd en de relevante conclusies worden samengevat.

5.4.2 Modelsimulatie van de markt

Om een goede analyse van de effecten te verkrijgen, wordt gebruik gemaakt van een model van de elektriciteitsmarkt. Dit model zal eerst worden gebruikt om de effecten op de marktuitskomsten van een hoog aandeel zonne- en windenergie in beeld te krijgen.

Vervolgens worden elementen aan de markt toegevoegd om het effect daarvan te bestuderen.



6. SAMENVATTING LITERATUURONDERZOEK

6.1 *Onderzoek naar capaciteit*

De hypothese in dit onderzoek is dat er een te grote onzekerheid bestaat of er in de naaste toekomst voldoende voorspelbare revenuen zijn om in de naaste toekomst een investering in zon- of windenergie te rechtvaardigen. Gegeven de zeer lage energieprijzen die zullen optreden als de productie van zon- of windenergie de actuele vraag overtreft, komt de vraag neer op de vraag hoe de markt een vergoeding voor de investering kan genereren.

Tegen deze achtergrond beschouwt dit hoofdstuk de gepubliceerde onderzoeken naar het stimuleren van nieuwe capaciteit. Een uitgebreider overzicht is te vinden in bijlage 2.

6.2 *Veel aandacht voor fossiele piekcentrales*

In de beschouwde literatuur (zie een overzicht in bijlage 2) staat doorgaans het verlies aan rendement van het piekvermogen centraal. De achtergronden en benaderingen kunnen ook relevant zijn voor het vormgeven van de betalingen voor de beoogde ruggengraat van de toekomstige energievoorziening: zon- en windvermogen.

Geen onderzoeken zijn aangetroffen die de positie van zonne- en windenergie zelf in de veranderende marktomgeving bestuderen. Het drukkende effect dat zonne- en windenergie hebben op de elektriciteitsprijs wordt wel onderkend, maar dit wordt niet verder uitgewerkt naar de positie van de investeerder in zon- of windprojecten.

6.3 *Tekortkomingen in de modelering*

De meeste onderzoeken maken gebruik van computermodellen die de effecten van een marktverandering analyseren op basis van de durkromme. Deze modellen brengen de effecten goed in beeld voor een markt waar alle partijen altijd kunnen beslissen aan de markt deel te nemen of niet. Juist omdat de beschikbaarheid van zonne- en windenergie afhankelijk is van de meteorologische omstandigheden, schieten deze modellen op basis van durkrommen tekort om specifiek de effecten op zon- en windprojecten te analyseren.

Daarbij komt dat in de modellen in het algemeen de productie van zonne- en windenergie wordt afgetrokken van de vraag en wordt op de restvraag (residual demand) het vertrouwde model (ontwikkeld voor de fossiele omgeving) toegepast. Daarmee verdwijnt zonne- en windenergie uit de analyse en kunnen geen uitspraken meer worden verwacht, specifiek van toepassing op zonne- en windenergie. Bovendien doet deze benadering geen recht aan het feit dat hernieuwbare energie de vertrouwde 'Business-as-Usual' energie geheel zal moeten vervangen.



6.4 Beschouwingen van het gehele energiesysteem

Enkele studies bestuderen een volledig elektriciteitssysteem als integraal geheel⁶. In dit systeem fungeren verschillende duurzame installaties: zon, wind, biomassa en geothermie. De conclusies van deze onderzoeken zijn dat de totale opbrengst van de elektriciteitsmarkt voldoende is om alle kosten van de marktpartijen te dekken. Deze opbrengst wordt in slechts 7% van de tijd gegenereerd en de prijs op piekmomenten loopt dan op tot het duizendvoudige van de huidige prijzen. De overige 93% van de tijd is de prijs van elektriciteit nihil door een overproductie uit zon, wind en geothermie. De onderzoekers zien de tekortkomingen in hun analyse, zoals het ontbreken van een vraagrespon. Zij concluderen daarom dat meer onderzoek gedaan moet worden naar het opvangen en verrekenen van de prijsspieken.

Voor dit onderzoek biedt het onderzoek zicht op de belangrijke rol van stuurbaar vermogen, maar de vraag hoe de exploitanten van zon, wind en geothermie uit de piekopbrengsten betaald zouden moeten worden, wordt niet benoemd.

⁶ Bijvoorbeeld: Reisz (UNSW) & McGill, "Examining viability of energy-only markets with high renewable penetrations", IEEE Power and Energy Society meeting, Washington DC, July 2014.



7. BESCHRIJVING MODEL EN SCENARIO

7.1.1 Model- en scenariokeuze

Ten behoeve van de vergelijkbaarheid met eerdere simulaties, zal gebruik gemaakt worden van het model *PowerFlex* dat ook gebruikt is voor tal van berekeningen door het CE Delft. Dit model simuleert de “day-ahead-markt”, de spotmarkt, gedurende een vol jaar en genereert per uur de ‘merit order’ en het beschikbare aanbod elektriciteit. Naast gegevens over de vraag (bron: TenneT), gebruikt het model gedetailleerde meteorologische cijfers m.b.t. zonneshijns en windsnelheden (bron: KNMI).

Eveneens ten behoeve van de vergelijkbaarheid wordt ook hetzelfde toekomstige productiepark gebruikt als in de eerdere studies met het model. Dit basisscenario wordt aangepast met extra elementen of andere spelregels om de effecten te bestuderen en om gefundeerde aanbevelingen te kunnen doen.



Figuur 7: Noodzakelijke opties voor een duurzaam energiesysteem

7.1.2 Aanpassingen

In lijn met de ontwikkelingen zoals voorzien in het concept-Klimaatakkoord, zullen de nieuwe elementen bestaan uit het toevoegen van nieuwe partijen aan de vraagzijde van de markt met een sterk elastische vraag. Als de prijs daalt, zal deze vraag sterk toenemen en een bodem in de prijs leggen, zo is de verwachting.



Hierbij wordt gedacht aan een paar technieken: 'power-to-heat', opslag van elektriciteit of de productie van waterstof.

'Power-to-heat' staat voor de industriële stoom- en warmteopwekking met elektriciteit, die gebruikt kan worden als alternatief naast een conventionele stoomketel op aardgas. Als de elektriciteitsprijs lager is dan de gasprijs per ton stoom, leidt 'power-to-heat' tot lagere operationele kosten voor de industriële onderneming. Volgens het concept-Klimaatakkoord kan deze techniek in 2030 een vraag tussen de 8 tot 24 TWh genereren.

Waterstof kan met elektriciteit uit water worden geproduceerd. In het concept-Klimaatakkoord wordt in 2030 een vermogen aan elektrolyse genoemd van 3 à 4.000 MW. De waterstof kan of als grondstof voor de industrie worden gebruikt of als brandstof voor (gasturbine) centrales, die daarmee duurzaam en regelbaar zijn.

Het concept-Klimaatakkoord verwacht in 2030 dat tussen de 15 tot 17 GW flexibiliteit nodig zal zijn in de vorm van o.a. vraagrespons.

Uit het onderzoek kan blijken dat met bovenstaande aanvullingen op het productiepark en op de vraagzijde, de opbrengst uit de markt nog onvoldoende is om (her-)investeringen in zonne- en windinstallaties te rechtvaardigen. Dan zal in een volgende stap het model worden aangevuld met marktmechanismen die het voorzien van capaciteit waarderen.

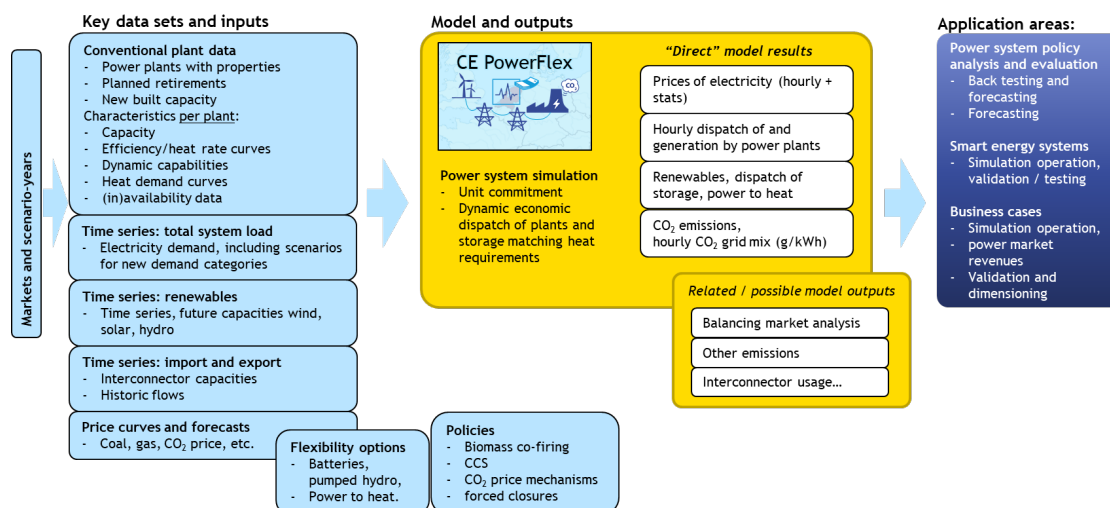
7.2 Modelbeschrijving

Het PowerFlex model is een fundamenteel simulatiemodel voor de (day ahead) elektriciteitsmarkt, zoals dat ook wordt toegepast voor de daadwerkelijke planning van operationele inzet van productiefaciliteiten. Het is een optimalisatiemodel dat de meest kostenefficiënte allocatie van het elektriciteitssysteem (productie en flexibele vraag) berekent, gegeven het (inflexibele) vraagprofiel, brandstofkosten en kosten voor CO₂ emissies.

Bepalend hierbij zijn;

- 1) techno-economische karakteristiek van conventionele productie (marginale kosten van productie, startkosten, minimum up- en downtime)
- 2) techno-economische karakteristiek van beperkt stuurbare productie zoals WKK en hernieuwbare productie (in principe wind en zon-gedreven, maar afregelen (*curtailment*) is mogelijk)
- 3) techno-economische karakteristiek van flexibele vraag in de vorm van industriële elektrische boilers in combinatie met WKK of gasboilers (de opportuniteitskosten van consumptie).

Het hart van het model wordt gevormd door de optimalisatie module, die de zgn. *Lagrangian relaxation* toepast en stapsgewijs naar het optimum convergeert. Het achterliggende algoritme is goed gedocumenteerd in de literatuur en heeft als voordeel dat beperkte rekentijd nodig is, waardoor het mogelijk is om in korte tijd veel simulaties en gevoeligheidstests uit te voeren. Resultaat van een simulatie is de uurlijkse inzet van het elektriciteitssysteem, elektriciteitsprijzen, en overige statistieken zoals emissiedata, import/export, etc. Een overzicht van inputdata, outputdata en toepassingen wordt weergegeven in figuur 8. Een uitgebreide toelichting op het model is opgenomen in Bijlage 3.



Figuur 8: Inputdata, model karakteristiek, outputdata en model toepassingen

7.3 Scenario veronderstellingen

Het gebruikte scenario volgt de beleidsdoelen van het ontwerp-klimaatakkoord. Het productiepark is aangehouden conform de Nationale Energieverkenning (NEV 2017, opgesteld door PBL, ECN, CBS en RVO) en de maatregelen opgenomen in het ontwerp-klimaatakkoord zijn daar als aanvulling aan toegevoegd: de concrete doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit. Voor het kolengestookte vermogen is aangenomen dat dit eind 2030 wordt uitgefaseerd. De elektriciteitsvraag is gebaseerd op de statistieken van 2017 (bron: ENTSO-E), de projecties opgenomen in de NEV 2017 en de aanvullende verwachtingen zoals opgenomen in het ontwerp-Klimaatakkoord.

Vanaf 2025 is aangenomen dat nieuw gasvermogen wordt gebouwd om het gesloten kolenvermogen te vervangen.

7.3.1 Gegevens opgesteld vermogen

Opgesteld vermogen in GW	2020	2030
Wind op zee	2,3	11,8
Wind op land	5,2	8,7
Zon pv	4,8	19,2
Kerncentrales	0,5	0,5
Gascentrales	15,4	14,7
Kolencentrales, incl. biomassa	4,0	4,0
Invoer en uitvoer	4,2	5,0
TOTAAL opgesteld vermogen	33,9	60,7
TOTAAL vraag in TWh	112	116



7.3.2 Gegevens brandstofprijzen

Voor de brandstof- en CO₂-prijzen wordt gebruik gemaakt van de meest recente doorrekeningen van het PBL, de NEV en het CPB.

Prijsgegevens energiedragers	eenheid	2020	2030
Olie	€/vat	57,0	86,0
Kolen en biomassa	€/ton	66,0	74,7
Gas	€/m ³	0,18	0,25
CO ₂	€/ton	22,0	46,3
Euro	\$/€	1,14	1,14

Een uitgebreid overzicht van de scenario veronderstellingen wordt gepresenteerd in Bijlage 4.



8. EERSTE ANALYSE: DE HUIDIGE MARKT ZONDER FLEXIBILITEIT

8.1 Scenarioveronderstellingen “non-flex”

In deze paragraaf presenteren we de resultaten van de simulatie van de Nederlandse elektriciteitsmarkt voor 2030 met zon en wind zoals voorgesteld in het ontwerp-klimaatakkoord, maar zonder verdere ontwikkeling van aanvullende flexibiliteit om de inpassing van zon en wind ondersteunen. Dit scenario noemen we dan ook het *non-flex* scenario.

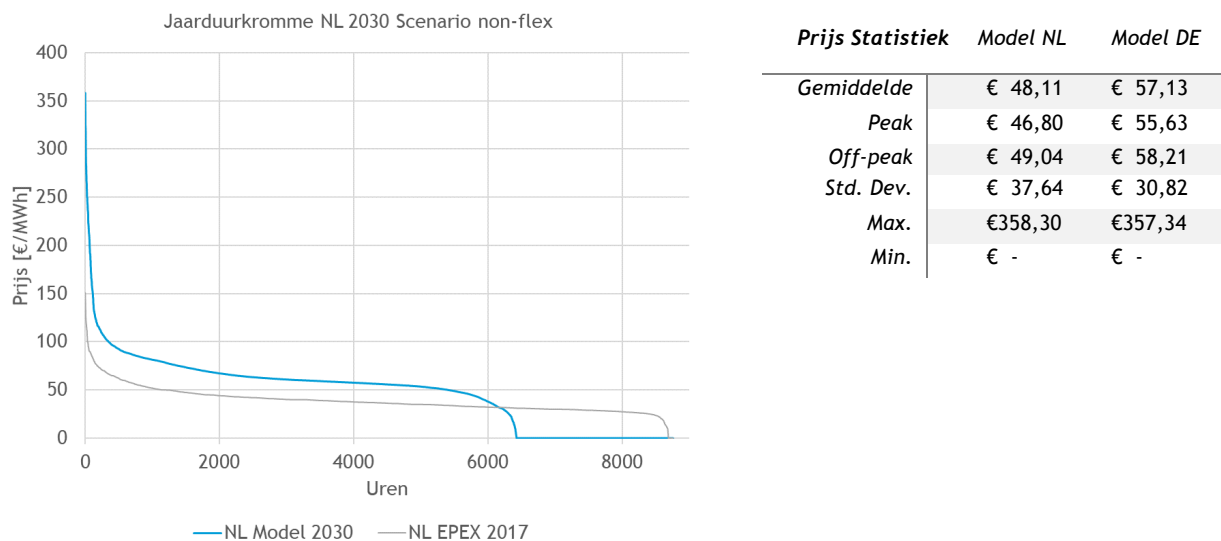
Om de gevolgen van grootschalige ontwikkeling van zon- en windvermogen voor de prijsontwikkeling inzichtelijk te maken worden in deze simulatie geen **aanvullende flexibiliteit** verondersteld ten opzichte van de huidige situatie:

- geen verdere flexibilisering van WKK, die de warmtevraag volgt;
- geen toepassing van elektrische (industriële) boilers (i.e. *power-to-heat*)

In geval van de productie van zonne- en windelectriciteit de vraag overtreft, wordt in deze simulatie zon en/of wind teruggeregeld tot alle productie wordt afgenomen (i.e. curtailment).

8.2 Resultaten non-flex scenario

De simulatie van het non-flex scenario laat een sterke impact op de prijsontwikkeling in 2030 zien. In Figuur 9 wordt dit geïllustreerd aan de hand van de prijsduurkromme. De prijsduurkromme laat de uurlijkse elektriciteitsprijzen in de Nederlandse markt in 2030 zien, geordend van hoog naar laag. Ter referentie zijn ook de elektriciteitsprijzen zoals die zijn gerealiseerd in 2017 op de spotmarkt voor elektriciteit in Nederland (EPEX) weergegeven.



Figuur 9: Nederlandse prijsduurkromme en prijs statistiek voor de simulatie van het non-flex scenario.



Uit de vergelijking wordt duidelijk dat de impact van zon en wind op de elektriciteitsprijzen in 2030 significant is in dit scenario. Zonne- en windenergie zijn toereikend voor het opwekken van de vraag gedurende ongeveer 2.200 uur per jaar en de elektriciteitsprijzen zijn dan, circa 25% van de tijd, (nagenoeg) nul.⁷ Daarnaast valt op dat de overige prijzen fors hoger liggen dan de realisaties in 2017. Dit is het gevolg van de veronderstelde toename in brandstofprijzen (m.n. aardgas) en CO₂-emissieprijzen. Tot slot, toont de simulatie aan de linkerkant van de figuur nog een sterke piek in de prijzen, die het gevolg is van de toenemende krapte op de Nederlandse elektriciteitsmarkt (zoals dat volgt uit de veronderstelde vraag- en aanbod ontwikkeling). Dit wordt ook geïllustreerd met de aangegeven prijsstatistieken voor Nederland: de maximumprijs loopt op tot boven de € 350/MWh, terwijl het minimum negatief is. Gemiddeld komt het prijsniveau uit op € 48,11/MWh, met gemiddeld € 46,80/MWh voor de piekprijzen en € 49,04/MWh voor de dalprijzen. De omkering van de piek/dal verhouding laat zien dat het gaat om een scenario waarvan we sinds enkele jaren op dagbasis al voorbeelden hebben gezien; prijzen die hoger liggen in de dalperiode dan de piekperiode (ook wel de *duck-curve* genoemd), ten gevolge van de grote bijdrage van zon op zomerse dagen met lagere vraagniveaus.

Tot slot zijn in de figuur ook de Duitse prijsstatistieken opgenomen ter referentie, om een beeld te geven van de ontwikkelingen in deze markt. De gemiddelde prijsniveaus liggen wat hoger in de Duitse markt, maar de bandbreedte is vergelijkbaar.⁸

	Wind	Zon	Kolen	Aardgas	Nucleair	Overige	TOTAAL	export
Vermogen [GW]	20,5	19,2	4,0	15,4	0,5	1,7	61,3	5,0
Productie [TWh]	63	17	11	38	4	11	143	17
Productie [%]	44%	12%	8%	26%	3%	7%	100%	
vollasturen	3.072	860	2.815	2.447	8.034	6.388		
Gem. prijs [€/MWh]	32,5	31,4	71,9	72,9	48,3		48,1	
Opbrengst [mln. €]	2.047	519	809	2.747	194			

Tabel 1: Gegevens uit de analyse van het non-flex scenario.

Als we productiecapaciteit, productie en het gemiddeld aantal vollasturen dat daaruit volgt op een rij zetten, zie in tabel 1, dan valt op dat wind en zon in dit scenario met 56 % een zeer grote bijdrage leveren aan de totale productie. De bijdrage van kolengestookte en gigestookte productie valt juist sterk terug in vergelijking tot de huidige situatie. Dat komt ook tot uitdrukking in het gemiddeld aantal draaiuren voor de conventionele productie, met slechts zo'n 2.800 draaiuren voor kolen (waar dit in het verleden gewoonlijk op 7.500 draaiuren lag voor deze basislast eenheden) en 2.450 draaiuren voor gas (waar dit in het verleden

⁷ In de praktijk kunnen ook negatieve prijzen optreden, tot op het minimum prijsniveau van 500 €/MWh dat geldt als bodem op de Europese spotmarkten voor elektriciteit.

Als hernieuwbare elektriciteit wordt teruggeregeld, loopt de exploitant subsidie mis. Tevens kunnen conventionele centrales niet altijd afschakelen omdat zij moeten opstarten voor een stijgende vraag.

⁸ Alhoewel de Duitse marktprijzen de afgelopen jaren gewoonlijk lager waren dan de Nederlandse, zal dat in de loop naar 2030 veranderen door toenemende krapte op de Duitse markt als gevolg van het sluiten van bestaand (m.n. kolengestookt) vermogen.



gewoonlijk op 5.500 draaiuren lag voor de middenlasteenheden, i.e. de zgn. stoom-en-gas-eenheden (STEG-eenheden).

De opbrengst per energiedrager wordt vervolgens gegeven door de optelling van de uurlijkse productie per energiedrager vermenigvuldigd met de uurlijkse elektriciteitsprijs. Daarbij kan ook de gemiddelde elektriciteitsprijs voor elke energiedrager afgeleid worden, door de opbrengst te delen door het jaarlijkse productievolume voor de betreffende energiedrager. Zo volgt de *volume-gewogen* elektriciteitsprijs per energiedrager.

In geval van wind resulteren de hoge opbrengsten met name uit de hoge bijdrage van 56% aan het nationale productievolume, maar dit volume wordt afgezet tegen relatief lage volume gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van ongeveer € 32,3/MWh. Deze prijs ligt fors lager dan het uurlijkse gemiddelde van € 48,1/MWh als weergegeven in Figuur 9, en laat zien dat elektriciteitsproductie uit wind juist wordt verkocht bij lage elektriciteitsprijzen als gevolg van het merit-order effect. De gasgestookte productie laat eveneens hoge opbrengsten zien, maar juist bij relatief veel lagere productie volumes. Elektriciteit uit aardgas wordt afgezet tegen volume-gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van ongeveer € 72/MWh, i.e. significant hogere prijsniveaus dan het uurlijkse gemiddelde. Deze verkoop vindt juist plaats bij lage totale productie volumes uit zon en wind, waardoor de prijzen worden gezet door productie uit aardgas. Met de veronderstelde toename van onderliggende brandstof- en emissiekosten (ten opzichte van de huidige niveaus), liggen de productiekosten ook hoger dan vandaag de dag.

Zonne- en windenergie zijn 2.200 uur per jaar voldoende om de vraag te beantwoorden. Gedurende circa 4.600 uur per jaar produceren zij elektriciteit gelijktijdig met conventionele centrales en kunnen alleen dan profiteren van een hogere prijs.

Kijken we naar de andere energiedragers, dan wordt al snel duidelijk dat productie uit zon tegen prijsniveaus die vergelijkbaar zijn met die van wind wordt afgezet, terwijl kolenstroom juist tegen prijsniveaus wordt afgezet die vergelijkbaar zijn met die van elektriciteit uit aardgas. Tot slot wordt elektriciteit uit kernenergie met € 48,3/MWh, afgezet tegen prijzen die vergelijkbaar zijn met het uurlijkse gemiddelde; deze technologie wordt het gehele jaar ingezet, zoals ook blijkt uit de ongeveer 8.000 vollasturen weergegeven in Fout! Verwijzingsbron niet gevonden..

8.3 Beschouwing resultaten non-flex scenario

Het rendement op de investering in elk van deze technologieën hangt af van de mate waarin zowel operationele kosten (OPEX) als kapitaalslasten (CAPEX) kunnen worden gedekt uit de (volume) gemiddelde elektriciteitsprijzen. De prikkels in de huidige inrichting van de elektriciteitsmarkt staan er voor garant dat de OPEX worden gerecupereerd, maar dat is niet het geval voor de CAPEX. Iedere producent zal ten minste de marginale kosten van productie vragen op de elektriciteitsmarkt, i.e. de OPEX, omdat er anders tegen verlies wordt geproduceerd. Zo worden de OPEX te allen tijde gedekt en kunnen de CAPEX worden gedekt door aanvullende opbrengsten die resulteren indien prijzen hoger uitvallen (omdat de prijzen worden gezet door producenten die hoger in de merit-order zitten). Voor CAPEX-intensieve technologieën, zoals wind en zon, maar ook technologieën zoals kernenergie en kolenstroom, vormt deze dynamiek een risico voor het terugverdienen van de investering.



	Wind	Zon
Vermogen [GW]	20,5	19,2
Productie [TWh]	63	17
Productie [%]	44%	12%
vollasturen	3.072	860
Gem. prijs [€/MWh]	32,5	31,4
Opbrengst [mln. €]	2.047	519
Opbrengst/jaar [€/kW]	100	27
Kosten/jaar [€/kW]	150	36
Saldol/jaar [€/kW]	-50	-9

Tabel 2: Opbrengsten en kosten wind en zon in het non-flex scenario.

Dat dit risico ook een barrière voor investeringen kan gaan vormen wordt duidelijk als we de afzetprijzen van de verschillende technologieën vergelijken met de gemiddelde totale kosten per eenheid product⁹ voor elk van deze technieken. Recente inschattingen (zie (Ecofys, 2018) en (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018)¹⁰) voor de totale kosten per eenheid product voor 2030, liggen voor wind op ongeveer € 150/kW geïnstalleerd vermogen¹¹. Dit is een gemiddelde: de kosten voor wind op zee zijn hoger en die voor wind op land lager; het aantal vollasturen is op zee ook hoger. De opbrengst die hier tegenover staat is € 100/kW en er rest een verlies van € 50 per kW geïnstalleerd vermogen windenergie. Voor zon zijn de kosten circa € 36/kW voor zon¹² en blijft de opbrengst steken op € 27 per kW; een verliespost van € 9/kW geïnstalleerd vermogen.

De markt zoals deze nu functioneert met een vrijwel in-elastische vraag en dus zonder aanvullende flexibiliteit in de vraag, zal in 2030 onvoldoende revenuen kunnen leveren om een (her)investering in zon of wind te rechtvaardigen.

8.4 Conclusie

De huidige markt zal onvoldoende revenuen kunnen leveren om een (her)investering in zon of wind te rechtvaardigen. Indien de markt over tien jaar volgens dezelfde lijnen opereert als thans, is aanvullende financiering van zonne- en windenergie noodzakelijk, bijvoorbeeld in de vorm van (voortzetting van de subsidiering (SDE+ of anderszins).

⁹ Ook wel bekend als *levelized cost of electricity*, kortweg LCOE, die berekend wordt door de totale OPEX en CAPEX te delen door de totale productie over de levensduur van de installatie.

¹⁰ De inschatting in de tweede referentie is gebaseerd op (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016), (ECN, 2016).

¹¹ Dit is excl. de 14 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee, die in de business case niet tot uitdrukking komen zolang deze kosten worden over alle afnemers verdeeld via de nettarieven.

¹² De inschatting in de aangegeven referentie is gebaseerd op (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016), (ECN, 2016).



Mogelijk kunnen de lage elektriciteitsprijzen leiden tot een business case voor flexibilisering van de vraag. Een flexibele vraag kan vervolgens een bodemprijs in de markt leggen. Het is de vraag of dit volstaat om de business case voor hernieuwbare elektriciteitsproductie voldoende te verbeteren. In de navolgende scenarioanalyse wordt verder verkend of dit al of niet het geval zal zijn.



9. TWEEDE ANALYSE: MARKT MET AANGEPASTE FLEXIBILITEIT

9.1 *Aanpassingen aan het scenario*

Een grotere flexibiliteit van de vraag kan echter tot betere resultaten voor zonne- en windenergie leiden. Indien bijvoorbeeld het huidige vermogen must-run-WKK (WKK's die door de warmtevraag gestuurd worden) wordt geflexibiliseerd, kan dit vermogen afschakelen bij een hoog aanbod van zonne- en windenergie, zodat het totale aanbod beperkt blijft en zo ook de prijseffecten. Ingeval er flexibel vraagvermogen wordt ontwikkeld, dat wordt ingezet bij lage elektriciteitsprijzen, zal deze aanvullende vraag bij kunnen dragen aan beperking van neerwaartse prijseffecten ten gevolge van een hoog aanbod van wind en zon.

Om de gevolgen van grootschalige ontwikkeling van zon- en windvermogen voor de prijsontwikkeling inzichtelijk te maken wordt in deze simulatie **aanvullende flexibiliteit** verondersteld ten opzichte van de huidige situatie;

- **Flexibilisering must-run WKK**

Alle bestaande 1,6 GW aan must-run WKK wordt geflexibiliseerd, bijvoorbeeld door (operationele) inpassing van (back-up) gasboilers en industriële elektrische boilers voor warmteproductie op uren dat de opbrengsten van elektriciteit uit de WKK installatie niet rendabel zijn.

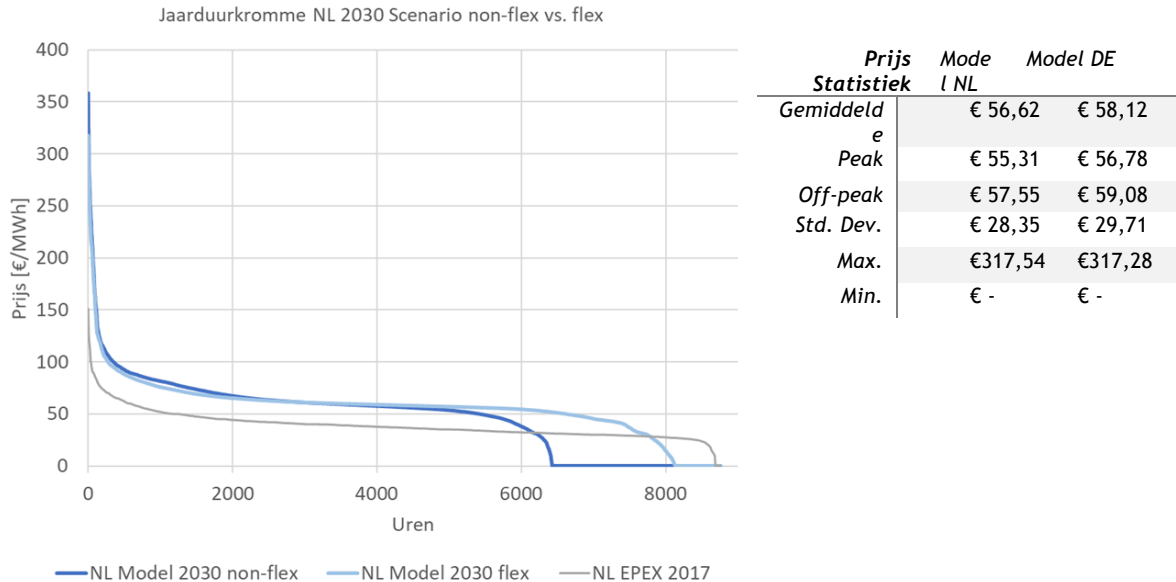
- **Power-to-heat**

Voor de ongeveer 5 GW industriële WKK wordt verondersteld dat er een elektrische industriële boiler wordt geïnstalleerd die kan worden ingezet voor invulling van de lage temperatuur (<200°C) warmtebehoefte in de procesindustrie bij lage elektriciteitsprijzen.

Evenals in geval van het scenario non-flex wordt in deze simulatie toepassing van afschakeling van zonne- of windinstallaties (i.e. *curtailment*) verondersteld in geval van overproductie van hernieuwbare elektriciteit.

9.2 *Resultaten flex scenario*

Evenals de simulatie van het non-flex scenario, laat de simulatie van het flex scenario een sterke impact op de prijsontwikkeling in 2030 zien. In Figuur 10 wordt dit geïllustreerd aan de hand van de Nederlandse prijsduurkromme (de uurlijkse elektriciteitsprijzen, geordend van hoog naar laag).



Figuur 10: Nederlandse prijsduurkromme en prijs statistiek voor de simulatie van het non-flex en het flex scenario.

Uit de vergelijking wordt duidelijk dat de impact van zon en wind op de 2030 elektriciteitsprijzen in dit scenario relatief beperkt is. De elektriciteitsprijzen liggen voor ongeveer 500 uur per jaar, ofwel ca 5% van de tijd, op nul.¹³ Daarnaast valt op dat de overige prijzen fors hoger liggen dan de realisaties in 2017. Evenals in het geval van het non-flex scenario is dit het gevolg van de veronderstelde toename in brandstofprijzen (m.n. aardgas) en CO₂-emissieprijzen. Ook in dit geval laten de prijzen ter linkerzijde van de curve een sterke opwaartse excursie zien, die het gevolg is van de toenemende krapte op de Nederlandse elektriciteitsmarkt (zoals dat volgt uit de veronderstelde vraag- en aanbodontwikkeling). Dit wordt ook geïllustreerd met de aangegeven prijsstatistieken voor Nederland (zie Figuur 10); de maximum prijs loopt op tot boven de € 310/MWh, terwijl het minimum op € 0/MWh ligt.

Gemiddeld komt het prijsniveau uit op € 56,62/MWh, met gemiddeld € 55,31/MWh voor de piekprijzen en € 57,55/MWh voor de dalprijzen. Evenals in het non-flex scenario wordt de omkering van de piek/dal verhouding dus dominant; prijzen in de dalperiode komen hoger te liggen dan de prijzen in de piekperiode de hiervoor al benoemde *duck-curve*, ten gevolge van de grote bijdrage van zon op zomerdagen met lagere vraagniveaus.

Tot slot zijn in de figuur ook de Duitse prijsstatistieken opgenomen ter referentie, om een beeld te geven van de ontwikkelingen in deze markt. De gemiddelde prijsniveaus liggen wat hoger in de Duitse markt, maar de bandbreedte is vergelijkbaar. De Duitse prijzen in deze simulatie zijn vergelijkbaar met de

¹³ In de praktijk kunnen ook negatieve prijzen optreden, tot op het minimum prijsniveau van 500 €/MWh dat geldt als bodem op de Europese spotmarkten voor elektriciteit.



resultaten voor het non-flex scenario, zodat de impact van flexibiliteitsontwikkeling in de Nederlandse markt beperkt gevolg lijkt te hebben voor de Duitse markt.

	Wind	Zon	Kolen	Aardgas	Nucleair	Overige	TOTAAL	export
Vermogen [GW]	20,5	19,2	4,0	15,4	0,5	1,7	61,3	5,0
Productie [TWh]	64	19	15	26	4	12	140	14
Productie [%]	46%	14%	11%	19%	3%	8%	100%	
vollasturen	3.122	990	3.860	1.700	8.034	6.989		
Gem. prijs [€/MWh]	46,9	39,9	50,9	102,9	56,8		56,6	
Opbrengst [mln. €]	3.002	759	786	2.695	228			

Tabel 3: Gegevens uit de analyse van het flex scenario.

Zetten we productiecapaciteit, productie en het gemiddeld aantal vollasturen op een rij (zie tabel 3), dan valt op dat wind en zon ook in dit scenario met 60% een zeer grote bijdrage leveren aan de totale productie, terwijl de bijdrage van kolengestookte en gasgestookte productie juist sterk terugvalt in vergelijking tot de huidige situatie. In vergelijking tot het non-flex scenario echter, valt met name de gasgestookte productie sterk terug. Dit is het gevolg van het flexibel inzetten van de must-run-WWK; daardoor neemt de productie van deze gasgestookte eenheden af van 38 TWh in het non-flex-scenario tot 26 TWh in het flex-scenario).

De opbrengst per energiedrager, i.e. de optelling van de uurlijkse productie per energiedrager vermenigvuldigd met de uurlijkse elektriciteitsprijs, en de gemiddelde elektriciteitsprijs voor elke energiedrager, i.e. de opbrengst gedeeld door het jaarlijkse productievolume voor de betreffende energiedrager - de *volume gewogen* elektriciteitsprijs per energiedrager -, voor het flex scenario worden weergegeven in tabel 3.

Uit de tabel kan opgemaakt worden dat ook in geval van dit scenario windenergie en aardgas de hoogste totale opbrengsten genereren. De opbrengst voor windenergie ligt echter 50% hoger dan in geval van het non-flex scenario, ten gevolge van de toegenomen volume gewogen elektriciteitsprijzen voor deze productie. In dit scenario liggen de volume gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen voor wind namelijk ook ruim 40% hoger dan in geval van het non-flex scenario, op een niveau van € 46,9/MWh. Dit is een direct gevolg van de sterke toename van flexibiliteit in het systeem, al blijven de prijzen nog altijd onder het jaargemiddelde niveau liggen dat voor het flex scenario op € 56,6/MWh uitkomt, zoals ook weergegeven in Figuur 10. Elektriciteitsproductie uit wind wordt dus ook in dit flex scenario afgezet bij relatief lage elektriciteitsprijzen als gevolg van het merit-order effect. De gasgestookte productie laat eveneens hoge opbrengsten zien, bij lagere productievolumes die vergelijkbaar zijn met de realisaties in het non-flex scenario. Elektriciteit uit aardgas wordt afgezet tegen volume gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen van ongeveer €103/MWh, i.e. significant hogere prijsniveaus dan het uurlijkse gemiddelde, omdat deze afzet juist plaats bij lage totale productievolumes uit zon en wind, waardoor de prijzen worden gezet door productie uit aardgas. Met de veronderstelde toename van onderliggende brandstof- en emissiekosten (ten opzichte van de huidige niveaus), liggen de productiekosten ook in dit geval hoger dan vandaag de dag.



In geval van de overige energiedragers blijkt dat productie uit zon tegen prijsniveaus die vergelijkbaar zijn met die van wind wordt afgezet, op een niveau van € 39,9/MWh. Ten opzichte van het non-flex scenario treedt hier dus een vergelijkbaar effect op als in geval van wind; door toegenomen flexibiliteit wordt er meer zonnestroom afgenomen tegen hogere prijzen. In vergelijking tot het non-flex scenario verandert met name het afzetvolume voor kolenstroom, terwijl de prijsniveaus vergelijkbaar blijven met de prijsniveaus voor gasgestookte faciliteiten. Tot slot wordt elektriciteit uit kernenergie, met €56,8/MWh, afgezet tegen prijzen die vergelijkbaar zijn met het uurlijkse gemiddelde, evenals in geval van het non-flex scenario. Ook in geval van dit scenario wordt deze technologie met 8.000 vollasturen het gehele jaar ingezet, en resulteert dus ook de jaargemiddelde elektriciteitsprijs voor de afzet van deze stroom.

9.3 Beschouwing resultaten flex scenario

Uit het hiervoor uitgewerkte flex scenario blijkt dat, in geval er voldoende flexibiliteit wordt gemobiliseerd in de aanloop naar 2030, de prijsimpact van hernieuwbare elektriciteitsproductie beperkt zal zijn. In geval van het beperkt stuurbare vermogen (zon en wind) blijkt realisatie van afzet bij prijzen van ongeveer €46/MWh reëel, door het merit-order effect. Het stuurbare vermogen (kolen en gas) realiseert productie tegen relatief hoge prijzen van ongeveer €70/MWh, die de onderliggende productiekosten reflecteren. De basislast productie uit kernenergie produceert het gehele jaar tegen de uurlijks gemiddelde elektriciteitsprijzen van ongeveer €56/MWh.

	Wind	Zon
Vermogen [GW]	20,5	19,2
Productie [TWh]	64	19
Productie [%]	46%	14%
vollasturen	3.122	990
Gem. prijs [€/MWh]	46,9	39,9
Opbrengst [mln. €]	3.002	759
Opbrengst/jaar [€/kW]	146	40
Kosten/jaar [€/kW]	150	36
Saldo/jaar [€/kW]	-4	4

Als we de afzetprijzen van de verschillende technologieën vergelijken met de gemiddelde totale kosten per eenheid product¹⁴ voor elk van deze technieken, zouden in dit flex scenario de prijzen volstaan om een investering in hernieuwbare elektriciteitsproductie te rechtvaardigen. De in het voorgaande hoofdstuk genoemde inschattingen (zie (Ecofys, 2018) en (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018)¹⁵) voor de totale kosten per

¹⁴ Ook wel bekend als *levelized cost of electricity*, kortweg LCOE, die berekend wordt door de totale OPEX en CAPEX te delen door de totale productie over de levensduur van de installatie.

¹⁵ De inschatting in de tweede referentie is gebaseerd op (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016), (ECN, 2016).



eenheid product voor 2030, liggen in geval van wind op ongeveer € 150/kW geïnstalleerd vermogen¹⁶. Dit is een gemiddelde: de kosten voor wind op zee zijn hoger en die voor wind op land lager; het aantal vollasturen is op zee ook hoger. De opbrengst die hier tegenover staat is € 146/kW en er is een negatief saldo van € 4 per kW geïnstalleerd vermogen windenergie. Voor zonnepanelen zijn de kosten circa € 36/kW voor zonnepanelen¹⁷ en bereikt de opbrengst € 40/kW, een netto opbrengst van € 4/kW.

De huidige markt zal bij voldoende flexibiliteitsontwikkeling dus nauwelijks voldoende revenuen kunnen leveren om een (her)investering in zonnepanelen of wind te rechtvaardigen.

Vraag is voorts ook of de business case voor flexibiliteit voldoet om ook investeringen in flexibiliteit te rechtvaardigen. Voorgaande analyse (zie ook (CE Delft, 2014) laat zien dat flexibilisering van WKK een goede business case biedt. In geval van de elektrische boiler (noodzakelijk voor 'power-to-heat') is de business case ook in voorgaand werk al eens tegen het licht gehouden (zie ook (CE Delft, 2015)). Vanuit het perspectief van de systeemkosten gaat het om een rendabele investering, maar de huidige nettatarieven staan de business case in de weg. Deze tarieven zijn gericht op beperking van piekafname (onafhankelijk van de beschikbare netcapaciteit), waar de elektrische boiler juist wel vaart bij sporadische piekafname. Deze tarievenstructuur zou volgens genoemde studie de business case in 2023 (bij ongeveer 500 uur elektriciteitsprijzen onder de € 30/MWh) nog in de weg staan. Voor 2030, met grotere bijdragen van zonnepanelen en wind dan in 2023, en ruim 2.200 uur elektriciteitsprijzen onder de € 30/MWh kan (en zal) dit anders uitpakken. Desalniettemin vormt het nettatarief een barrière voor de groei van elektrische boilers en realisatie van het techno-economisch potentieel van deze technologie.

¹⁶ Dit is excl. de 14 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee, die in de business case niet tot uitdrukking komen zolang deze kosten worden over alle afnemers verdeeld via de nettatarieven.

¹⁷ De inschatting in de aangegeven referentie is gebaseerd op (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016), (ECN, 2016).



10. BESCHOUWING NAAR HET JAAR 2050

10.1 Grotere effecten bij groter aandeel zon en wind

In de voorgaande hoofdstukken is een analyse gepresenteerd van de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsmarkt in 2030. In dat jaar zal nog een aanzienlijk deel van de elektriciteit uit fossiele bronnen worden opgewekt. Niettemin zullen de effecten op de marktprijs en daarmee op de business case van zonne- en windprojecten groot zijn indien er onvoldoende flexibiliteit wordt gemobiliseerd. De analyse laat zien dat flexibilisering van bestaande must-run WKK faciliteiten en introductie van Power-to-Heat hier een significante bijdrage kunnen leveren tot 2030. Via deze route wordt voor overproductie van zonne- en windenergie toch een markt geschapen.

De effecten op de marktprijs en daarmee op de business case van zonne- en windprojecten zullen bij een verdere groei van zonne- en windenergie na 2030 groter worden. Het aantal uren van het jaar dat zonne- en windenergie voldoende elektriciteit leveren om de vraag te beantwoorden (in 2030 ca 2.200 uur, 25%) zal verder toenemen en daarmee zal ook de elektriciteitsprijs gedurende langere tijd laag worden; de business case voor zonne- en windprojecten komt verder onder druk te staan.

Niettemin is het aantal uren zonnenschijn en wind meteorologisch bepaald tot maximaal 6.000 à 6.600 uur. Ook met meer opgesteld vermogen is gedurende een kwart van de tijd geen elektriciteit direct uit zon en wind beschikbaar.

10.2 Stuurbaar hernieuwbaar vermogen

Veel flexibiliteit om de vraag te volgen wordt in 2030 nog geleverd door fossiele centrales. Dat kan niet meer in 2050 als de gehele elektriciteitsvoorziening duurzaam zal moeten zijn. Stuurbaar hernieuwbaar vermogen kan bestaan uit opslag van hernieuwbare elektriciteit in accu's (korte termijn), omzetting van hernieuwbare elektriciteit in waterstof via elektrolyse (i.e. Power-to-Gas) gevolgd door toepassing in een thermische centrale, of opslag in stuwmeren ('pumped-hydro'). Het gemis aan stuurbaar hernieuwbaar vermogen zal steeds duidelijker worden. Gegeven de noodzakelijke periode voor de stappen van techniekontwikkeling, demonstratie en aanpassingen aan markt en aan regelgeving, zal op korte termijn een beleid moeten worden geformuleerd om een begin te maken met deze stappen.

Met een verder stijgend aandeel hernieuwbare elektriciteit na 2030 zal de behoefte aan flexibiliteit echter doorzetten. De kort-cyclische flexibiliteitsbehoefte op dag basis (zoals in geval van zon-PV) kan dan plaatsvinden in de vorm van opslag in batterijen, bijvoorbeeld in stationaire accu's (zoals de 'buurtbatterij') of in de accu's van de elektrische auto's (Vehicle to Grid). Daarnaast zal de behoefte aan seizoensopslag groeien, gezien de hogere bijdragen van wind in de wintermaanden en zon in de zomermaanden. Buiten de opslag in de vorm van buitenlandse stuwmeren via uitbreiding van de grensoverschrijdende netten (interconnecties) vormt met name omzetting van elektriciteit in brandstof, zoals 'Power-to-Gas' en 'Power-to-Liquids' (P2G, P2L), een relevante flexibiliteitsoptie. Bovendien biedt deze route zicht op stuurbaar hernieuwbaar vermogen op basis van duurzame waterstof of duurzame vloeibare brandstoffen. Waterstof kan als brandstof dienen voor bestaande (omgebouwde) en nieuwe STEG-



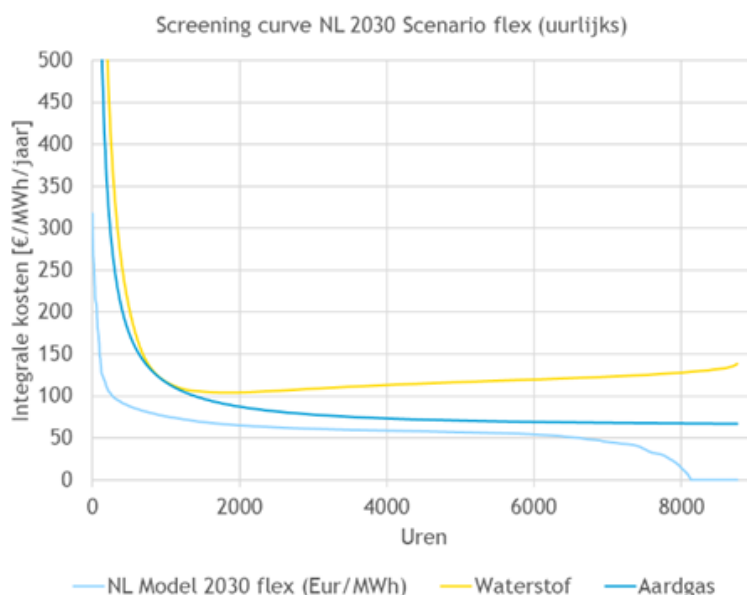
eenheden. Afgelopen jaren zijn al verschillende verkenningen van mogelijkheden voor de ontwikkeling van dergelijke toepassing aangekondigd.

10.2.1 Verkenning van de waterstofroute

In deze paragraaf verkennen we de mogelijkheden voor dergelijke toepassing als aanvulling op de voorgaande marktanalyse. Daarbij gaan we voor 2030 uit van waterstofproductie uit elektriciteit via elektrolyse met een 'proton exchange membrane' (PEM) eenheid, gevolgd door toepassing van waterstof als brandstof voor een STEG.

De waterstofexploitant zal elektriciteit moeten kopen op een markt waar ook andere flexibiliteitsopties actief zijn, zoals 'power-to-heat'. Ook zal er vanaf 2030 steeds meer vraag naar waterstof ontstaan door schaarste aan stuurbare duurzame elektriciteit en dus zal de waterstofexploitant in staat zijn dezelfde elektriciteitsprijs te bieden.

Voor de eerste orde analyse van toekomstige investeringen in de elektriciteitssector wordt van oudsher gebruik gemaakt van de integrale kosten (i.e. CAPEX en OPEX) op jaarbasis van verschillende productiefaciliteiten in relatie tot de jaarlijkse inzet, door de integrale kosten per technische optie uit te zetten tegen de jaarlijkse inzet (de klassieke methode van de zgn. screeningcurves).¹⁸ Deze methodologie geeft de belangrijkste compromissen tussen kapitaalkosten, bedrijfskosten en inzetpercentages van de installaties.



Figuur 11: Prijsduurkromme voor de waterstofketen in het flex-scenario bij een variabele waterstofprijs op basis van de elektriciteitsprijs.

¹⁸ Beperkingen van de methodologie liggen in het feit dat dynamische beperkingen (zoals opstarttijd, op- en afregelsnelheid, minimale op- en down time, e.d.) niet worden meegenomen.



Voor deze analyse gaan we op basis van recente analyse uit van de investeringskosten van elektrolyse-eenheden in 2030 van € 681/kW en een rendement van 77% en van € 900/kW voor een STEG met een rendement van 58%.¹⁹ De integrale kosten voor deze keten worden weergegeven in figuur 11. Voor de OPEX is ervan uitgegaan dat inzet van elektrolyse als eerste wordt toegepast bij de lage elektriciteitsprijzen. Verder is in de figuur ook de integrale kosten voor een conventionele centrale op aardgas opgenomen, waarbij eveneens rekening is gehouden met de veronderstelde emissiekosten van € 46,30/ton CO₂. Tot slot worden in de figuur ook de prijsduurkromme voor de onderliggende elektriciteitsprijs weergegeven.

De integrale kosten voor de waterstofketen zullen structureel boven de marktprijzen voor elektriciteit liggen en raken juist de integrale kosten voor de een conventionele gascentrale bij een inzet van ongeveer 1.000 draaiuren. Als meer draaiuren worden gemaakt, zullen de inkoopkosten van elektriciteit toenemen en de kosten negatief beïnvloeden. De conclusie uit deze eerste verkenning moet zijn dat de route naar seizoensopslag van elektriciteit uit zonne- en windenergie en naar en stuurbaar duurzaam vrij vermogen ook in 2030 niet zonder stimulerende maatregelen verwezenlijkt zal worden. Twee oorzaken zijn daarvoor aan te wijzen: enerzijds de concurrentie op de elektriciteitsprijs met flexibiliteitstechnieken als power-to-heat en anderzijds de langzame ontwikkeling van schaarste aan stuurbare duurzame elektriciteit door de nog aanwezige en goedkope stuurbare fossiele eenheden.

Deze technische route biedt wel perspectief met name bij verdere groei van hernieuwbaar vermogen na 2030.

10.3 Maatregelen voor betrouwbare en duurzame elektriciteit

De genoemde technieken kunnen niet zonder verandering van beleidskader concurreren met elektriciteit uit fossiele brandstoffen. Op dit moment wordt de productie van hernieuwbare energie met de SDE+, de salderingsregeling en de postcoderoosregeling gestimuleerd. Maar op gegeven moment, zoals hiervoor aangegeven, zijn die regelingen niet langer voldoende. Er zijn andere beleidsinstrumenten nodig om zowel een verdere groei van het aandeel hernieuwbare energie te realiseren, als een betrouwbare elektriciteitsvoorziening te handhaven.

Uit internationale literatuur komen we uit op de volgende mogelijkheden.

10.3.1 Bevorderen van flexibiliteit en opslag

Uit eerdere studies²⁰ is gebleken dat flexibiliteit een bijdrage kan leveren om meer zonne- en windenergie in de huidige elektriciteitsmarkt te accommoderen. Maar ook hier geldt de vraag wanneer een bedrijf zal gaan investeren in flexibele vraag (power to gas, power to heat, opslag)? Wanneer is er voldoende zicht op de investeringen en de uitgespaarde kosten?

¹⁹ (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018) en achterliggende bronnen). Ook zijn kosten voor kort-cyclische opslag in de berekening meegenomen.

²⁰ Rapport 'Markt en Flexibiliteit', CE Delft juni 2016, i.s.m. UvA/CvE, netbeheerders en energiebedrijven.



Ook is de huidige structuur van de nettarieven en van de energiebelasting ongunstig voor het ontwikkelen van flexibiliteit en opslagtechnieken. De nettarieven en energiebelasting worden alleen berekend over het verbruik van elektriciteit. Deze zullen dus stijgen als incidenteel grote volumes elektriciteit worden afgenomen ten behoeve van opslag. Dit is zeker het geval voor grote, industriële verbruikers die een laag nettatarief betalen indien zij een constant verbruik realiseren. Daar komt bij dat over de elektriciteit die uit de opslag wordt geleverd opnieuw energiebelasting wordt geheven; dit komt neer op een dubbele belastingheffing. Deze twee factoren uit de regulering maken opslag thans zeer onaantrekkelijk.

10.3.2 Het vergroten van de internationale verbindingen

Vergroting van de hoogspanningsverbindingen met de ons omringende landen leidt tot een vergroting van de markt, waardoor minder snel overproductie van elektriciteit zal plaatsvinden. Dit mes snijdt aan twee kanten: ten eerste is de gelijktijdigheid van zonne- en windenergie in een groter gebied geringer en ten tweede kan een grotere markt meer en flexibeler eventuele overschotten opnemen. De investeringen in deze uitbreiding van de netcapaciteit wordt betaald door de gebruikers via de transportvergoeding aan de netbeheerder.

Ook komen met internationale verbindingen technieken binnen bereik als 'pumped hydro', waarbij elektriciteit grootschalig wordt opgeslagen door water naar stuwmeren op te pompen. Dit kan worden gezien als lange termijn opslag.

10.3.3 Leveranciersverplichting

Op dit moment kan de energieleverancier voor de uren dat zon en wind niet beschikbaar zijn uitwijken naar fossiele centrales; deze zijn goedkoop, stuurbaar en beschikbaar. De elektriciteit uit deze fossiele centrales wordt administratief groen verklaard met garanties van oorsprong (GvO's; elders zal dus een gelijk volume duurzame elektriciteit als fossiel worden aangemerkt; zo kan ook 's nachts zonne-energie worden gebruikt). Deze GvO's zijn in het leven geroepen om elektriciteit, die in het net niet herkenbaar is, te kunnen koppelen aan een duurzame producent.

Als de verplichting wordt gewijzigd zodanig dat alle uren in het jaar met hernieuwbaar vermogen moeten worden gedekt, dan wordt het eerder lonend om elektriciteit uit zon en wind tijdelijk op te slaan in accu's of om te zetten in waterstof. De energieleverancier zal dan een strategie moeten ontwikkelen die verder gaat dan de directe toepassing van hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind en ook moet bestaan uit opslag in accu's of waterstof. De verplichting kan zowel aangrijpen op een verplicht toenemend aandeel hernieuwbare energie, of op een afnemende CO₂-emissie per geleverde kWh.

10.3.4 Economie-brede CO₂-beprijzing

Het belasten van fossiele energiebronnen met een substantiële CO₂-heffing of een hoge CO₂-prijs, bewerkstelligd door schaarste in de Europese CO₂-markt, zal zowel voor power to heat als voor stuurbaar hernieuwbaar vermogen leiden tot een betere concurrentie met warmte en elektriciteit uit fossiele bronnen.



10.3.5 Waarde aan hernieuwbaar stuurbaar vermogen

Langs bovenstaande wegen kan een markt ontwikkeld worden voor stuurbaar hernieuwbare elektriciteit. In aanvulling daarop zou ook een vergoeding voor het beschikbaar hebben van hernieuwbaar stuurbaar vermogen zekerheid bieden aan marktpartijen dat te allen tijde hernieuwbare elektriciteit kan worden geleverd. Voor het vormgeven van een dergelijke vergoeding, zou een markt gecreëerd kunnen worden; hiertoe zijn marktpartijen aan zet, zij het dat de overheid een sturende rol zou kunnen spelen.

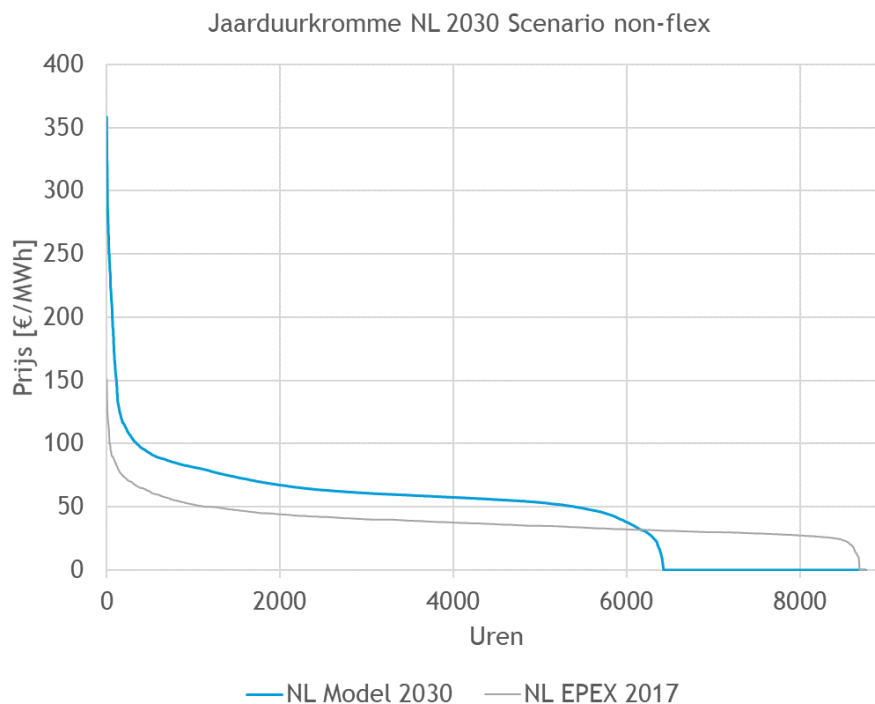


11. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

11.1 Ontwikkeling van de huidige markt

Conform de afspraken in het (ontwerp) Klimaatakkoord neemt de productie van zonne- en windenergie fors toe. Hierdoor zal in 2030 de elektriciteitsvraag gedurende 25% van de tijd volledig gedekt worden door zon en wind (2.200uur). Dit betekent met name voor zonne- en windenergie zeer lage elektriciteitsprijzen waardoor dit vermogen niet zonder andere inkomsten, zoals thans de subsidie, kan renderen. In het Klimaatakkoord is ook afgesproken dat na 2025 de SDE+ zal stoppen zodat er reeds op korte termijn geen investeringen in zonne- en windenergie meer zullen plaatsvinden. Alleen als tijdig ander beleid wordt ontwikkeld, kunnen de investeringen doorgaan.

De kostprijs van zonne- en windenergie gaat omlaag, maar de waarde nog sneller, zodat investeringen niet langer renderen.



Figuur 12: Nederlandse prijsduurkromme en prijs statistiek voor de simulatie van het non-flex scenario.

In de figuur 12 is te zien dat ongeveer 2.200 van de 8.760 uur per jaar de prijs van elektriciteit nihil is. Voor een investeerder vormt dit geen lonkend perspectief. Zonne- en windprojecten hebben een negatief saldo.



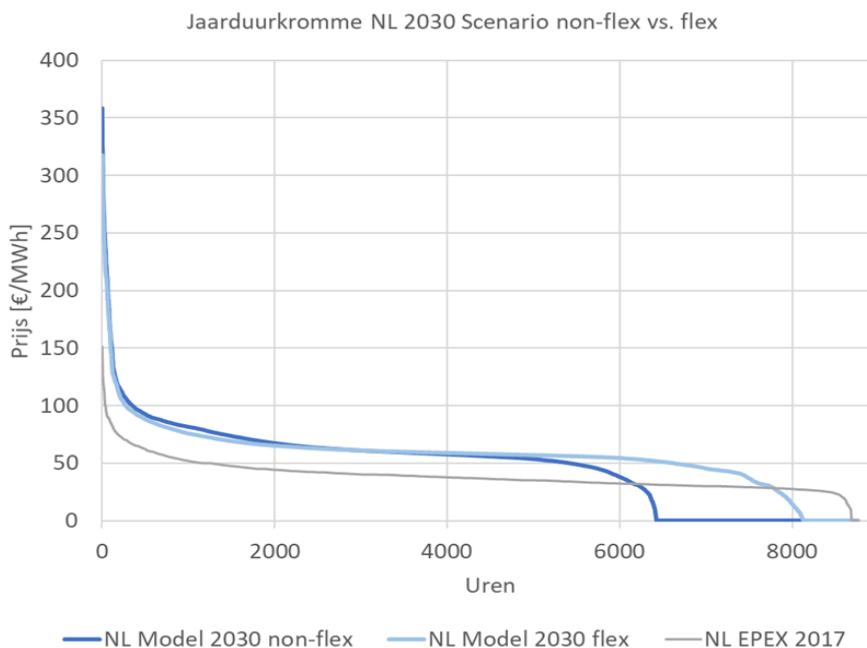
Tabel 1: Opbrengst en (volume gewogen) gemiddelde elektriciteitsprijs in Nederland per energiedrager in het non-flex scenario.

	Wind	Zon	Kolen	Aardgas	Nucleair	Overige	TOTAAL	export
Vermogen [GW]	20,5	19,2	4,0	15,4	0,5	1,7	61,3	5,0
Productie [TWh]	63	17	11	38	4	11	143	17
Gem. prijs [€/MWh]	32,5	31,4	71,9	72,9	48,3		48,1	
Opbrengst [mln. €]	2.047	519	809	2.747	194			
Batig saldo/jaar [€/kW]	-50	-9						

11.2 Aantrekkelijke aanpassingen in de markt

Er zijn diverse technische maatregelen denkbaar die de waarde van elektriciteit uit zon en wind kunnen vergroten. De waarde van elektriciteit uit zon en windenergie is het grootst als er net te weinig is. Door extra vraag te creëren op die momenten dat er overschotten zijn, wordt de waarde van de verkochte elektriciteit hoger.

Het vergroten van die vraag kan met flexibiliteitsopties, die op momenten van een overschot extra elektriciteit gebruiken. Een kansrijke techniek is power-to-heat (P2H), oftewel warmteproductie bij industrie, tuinders en kleinere verbruikers die meestal met gas wordt gedekt. Ook kan opslag in accu's worden toegepast om de dag - nacht cyclus van de zonneproductie en van de vraag te vereffenen; zowel stationaire accu's als accu's in elektrische voertuigen komen hiervoor in aanmerking.



Figuur 13: Nederlandse prijsduurkromme en prijs statistiek voor de simulatie van het flex scenario.



Als deze relatief goedkope opties maximaal zijn benut kan de dan nog overtollige productie van zon en wind worden geconverteerd naar gasvormige of vloeibare brandstoffen. Het aantal vollasturen voor deze toepassing is maximaal 990 uur voor zon tot 4.500 uur voor wind op zee. Het gaat om geheel nieuwe investeringsprojecten bedoeld om hernieuwbare brandstoffen te produceren. Deze brandstoffen zijn ook nodig als stuurbare centrales in de elektriciteitsvoorziening. Deze zijn in een CO₂-vrije energievoorziening hard nodig, maar ontberen nu nog een marktpositie omdat ze (veel) duurder zijn dan hernieuwbare elektriciteit.

Tabel 2: Overzicht van geïnstalleerd vermogen, productie en gemiddeld aantal vollasturen per energiedrager in Nederland in het flex scenario.

	Wind	Zon	Kolen	Aardgas	Nucleair	Overige	TOTAAL	export
Vermogen [GW]	20,5	19,2	4,0	15,4	0,5	1,7	61,3	5,0
Productie [TWh]	64	19	15	26	4	12	140	14
Gem. prijs [€/MWh]	46,9	39,9	50,9	102,9	56,8		56,6	
Opbrengst [mln. €]	3.002	759	786	2.695	228			
Batig saldo/jaar [€/kW]	-4	4						

Uit de tabellen is duidelijk zichtbaar dat flexibiliteit ook ter nauwer nood voldoende waarde toevoegt aan zowel zonne- als windenergie en leiden tot hogere baten dan kosten.

11.3 De gevolgen voor lokale initiatieven

Lokale energieprojecten baseren zich vrijwel altijd op de prijzen uit de markt. De resultaten van dit onderzoek tonen aan dat ook voor lokale energieprojecten de opbrengst op basis van de nationale elektriciteitsprijs redelijk op pijl kunnen blijven mits voldoende flexibiliteit aan de vraagzijde wordt geschapen. Niettemin kunnen energiecoöperaties er voor kiezen een vorm van onderlinge verrekening te kiezen die meer aansluit bij het kostenprofiel van duurzame projecten. Bijvoorbeeld een lid van een coöperatie koopt zich in met een eenmalig bedrag (hij investeert) en verbruikt de elektriciteit (de kWh'n) uit zijn project tegen (vrijwel) nihil kosten²¹. Wel zal over de geleverde elektriciteit de energiebelasting in centen per kWh moeten worden betaald. Ook zal een duidelijke administratie moeten worden bijgehouden die de elektriciteit uit de eigen installaties op een andere wijze verrekend dan de elektriciteit ingekocht voor de uren dat de eigen installaties onvoldoende produceren. Dit kan als een uitdaging worden gezien, maar aangezien de facturatie van leverancier naar zijn klant in principe losstaat van de gemeenschappelijke administratie van het energiesysteem, is het mogelijk dat een coöperatie als leverancier de eigen leden een eigen prijs laat betalen.

²¹ In dit geval neemt de eindgebruiker het risico van een dalende prijs.



11.4 Aanbevelingen

Om hernieuwbare energie, zowel niet-stuurbaar als stuurbaar, in het energiesysteem een grotere rol te laten spelen, zijn nieuwe regels nodig die enerzijds de waarde van niet-stuurbare, goedkope elektriciteit uit zonne- en windenergie verhogen, en anderzijds het aandeel hernieuwbare energie in het stuurbare deel te vergroten.

11.4.1 Rol van de SDE-subsidie

In de huidige vorm is de SDE-subsidie mede afhankelijk van de ontwikkeling van de marktprijs voor zonne- en windenergie. Daarmee geeft de SDE-subsidie de investeerder een hoge mate van zekerheid in het terugverdienen van zijn investering. Het kabinet voorziet een daling van de investeringskosten van zonne- en windenergie en concludeert dat over enkele jaren de subsidie kan worden afgeschaft (voor wind op zee) of kan worden verlaagd.

Deze analyse toont aan dat de financiële positie van zonne- en windprojecten door de dalende opbrengst uit de markt (de elektriciteitsprijs tijdens de draaiuren van zon en wind) onder druk komt te staan, ondanks de kostendaling. Het voortzetten van de subsidiëring, inclusief de correctie voor actuele energieprijzen, zou dan voor de hand liggen. Tegelijkertijd zou dit betekenen dat een steeds groter deel van de elektriciteitsproductie structureel afhankelijk wordt van overheidssubsidie. Ook om deze reden kunnen alternatieven voor het voortzetten van subsidies wenselijk zijn.

11.4.2 Meer flexibiliteit: Power to heat, opslag in accu's

Dit is een snel realiseerbare en effectieve techniek, zowel wat kosten als wat baten betreft. De toepassing wordt echter belemmerd door de nettarieven die sterk stijgen door het verhoogde elektriciteitsgebruik.

Ook het opslaan van de overproductie aan zonne- en windenergie in accu's kan een bijdrage leveren aan zowel een structureel betere prijsvorming als aan een hoger aandeel effectief gebruikte hernieuwbare elektriciteit. Ook deze optie kent financiële belemmeringen die in eerdere studies in kaart zijn gebracht. Met name de dubbele heffing van energiebelasting maakt opslag zeer onaantrekkelijk. Ook stijgen de nettarieven stijgen ten gevolge van het extra verbruik bij de opslag.

11.4.3 Het vergroten van de interconnectie

Vergroting van de hoogspanningsverbindingen met de ons omringende landen leidt tot een vergroting van de markt, waardoor minder snel overproductie van elektriciteit zal plaatsvinden. Hoe groter een gebied is, hoe minder de gelijktijdigheid van zonne- en windenergie is. Ook zijn er meer vragende partijen waardoor maatregelen aan de vraagzijde effectiever zullen zijn. De investeringen in deze uitbreiding van de netcapaciteit wordt betaald door de gebruikers via de transportvergoeding aan de netbeheerder.



11.4.4 *Stuurbaar hernieuwbaar vermogen*

Voor stuurbaar hernieuwbaar vermogen zal de business case ook na 2030 nog zeer mager zijn. Stuurbaar fossiel vermogen zal te goedkoop blijven om in concurrerend vermogen te investeren. Daarbij komt dat waterstof uit zonne- en windenergie (en soortgelijke technieken) zal moeten concurreren met andere flexibiliteitsopties, zoals power-to-heat, die eerder tot ontwikkeling kunnen komen.

Ook alleen de voorzieningszekerheid kan ertoe noodzaken om, als er nauwelijks stuurbaar hernieuwbaar vermogen in de markt komt, om een capaciteitsvergoeding te introduceren voor het beschikbaar hebben van een minimum aan stuurbaar (hernieuwbaar) vermogen.

- = Door de leverancier te verplichten zijn aandeel hernieuwbaar, of CO₂-vrij te verhogen zal deze verder zoeken naar mogelijkheden om meer zon en wind te accommoderen, maar ook om te investeren in stuurbaar hernieuwbaar vermogen.
- = Door de prijs van CO₂ fors te verhogen wordt ook voor het stuurbaar vermogen het gebruik van hernieuwbare energie aantrekkelijk voor de energieleverancier.

In de marktaanpassingen betaalt de energiegebruiker via de energieleverancier de extra kosten.

**BIJLAGE 1: BEGRIPPENLIJST EN AFKORTINGEN**

Afkorting / begrip	Beschrijving
basis-, midden- en pieklast	Kwalitatieve indeling van de vraag naar elektriciteit en van de centrales die - gegeven hun op- en afregelmogelijkheid - deze vraag beantwoorden. Basislast is de vraag die er (vrijwel) altijd is; met name kern- en kolencentrales zijn geschikt om deze vraag te beantwoorden. Middenlast is het gedeelte van de vraag dat per dag en over de seizoenen varieert; moderne kolencentrales en gascentrales voorzien dit deel van de vraag. Pieklast betreft de vraag die slechts weinig voorkomt; snel regelbare gascentrales springen dan bij.
Capex	Capital Expenses Deze kapitaalslasten bestaan uit de afschrijving en rente over de investering en de jaarlijkse vaste kosten die voor een installatie moeten worden gemaakt (verzekering, overhead e.d.).
CPB	Centraal Plan Bureau
Curtailement	Het actief terugbrengen van de productie van zonnepanelen en windmolens omdat er op dat moment geen vraag naar is.
DAM	Day-ahead market De belangrijkste elektriciteitsmarkt, ook wel spotmarkt genoemd, waar voor elk uur van de volgende dag elektriciteit wordt verhandeld. Deze markt sluit aan op het indienen van het dagelijkse programma van productie en afname bij de TSO (elke grotere gebruiker of producent is hiertoe verplicht).
Dispatch	Het besluit tot inzetten van een bepaalde productie-eenheid voor elektriciteit.
Duck-curve	Het verschijnsel dat elektriciteit goedkoper is als de vraag hoog is. Dit lijkt in tegenspraak met de economische theorie, en wordt veroorzaakt door het samenvallen van een hoge vraag met een groot aanbod van goedkope elektriciteit.
Elastische vraag	Een vraag die duidelijk reageert op veranderingen in de prijs. De elektriciteitsmarkt reageert tot op heden vrijwel niet op de prijs.
EPEX	European Power Exchange De elektriciteitsbeurs voor West- en Midden-Europese landen. Op de beurs wordt elektriciteit daags tevoren ('day-ahead') en tot het moment van realisatie ('intra-day') verhandeld.
EV	Elektrisch vervoer
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat



GT	Gasturbine Een centrale op basis van een gasturbine. Deze eenheden hebben relatief lage investeringskosten maar kennen een relatief hoog gasverbruik.
GvO	Garantie van Oorsprong Document waarmee administratief is vastgelegd dat een MWh elektriciteit op een duurzame wijze is opgewekt. Elektriciteit stroomt naar de afnemers volgens de natuurwetten en de GvO's maken het mogelijk leveringen van elektriciteit als duurzaam te benoemen.
GW	Tera-Watt Het vermogen van een miljard Watt (1.000.000.000 Watt)
H2	Chemische formule voor waterstofgas.
Interconnectie	De grensoverschrijdende hoogspanningsverbindingen; deze zijn van belang voor de uitwisseling van elektriciteit tussen landen.
kW	kilo-Watt Het vermogen van duizend Watt (1.000 Watt, in oudere termen: 1,36 paardenkracht)
kWh	kilo-Watt-uur Hoeveelheid elektriciteit overeenkomend met het verbruik van 1.000 Watt gedurende een vol uur.
Merit order	De rij van aanbieders van elektriciteit op volgorde van hun variabele kosten.
Mton CO2	Één miljoen ton CO2-gas.
Must-run WKK	Een warmte-kracht-installatie die moet draaien om warmte (stoom) te produceren; de elektriciteit komt dus op de markt ongeacht te vraag daarnaar. De noodzaak om warmte te produceren kan technisch van aard zijn (er is geen alternatieve warmtebron) of juridisch zijn vastgelegd (een contract tussen industrie en elektriciteitsbedrijf).
MW	Mega-Watt Het vermogen van een miljoen Watt (1.000.000 Watt)
MWh	Mega-Watt-uur Hoeveelheid elektriciteit overeenkomend met het verbruik van een miljoen Watt gedurende een vol uur.
ODE	Opslag Duurzame Energie Belasting, geheven over het elektriciteitsgebruik.



Opex	Operational Expenses Deze operationele kosten bestaan uit het onderhoud en bediening van de installatie en de brandstofkosten.
P2G	Power-to-Gas Techniek om elektriciteit om te zetten in een brandbaar gas. Meestal wordt waterstofgas geproduceerd, maar er zijn ook technieken om methaangas te produceren.
P2H	Power-to-Heat Techniek om elektriciteit om te zetten in warmte. De eenvoudigste vorm is de elektrische boiler, geavanceerder is de elektrische warmtepomp.
P2L	Power-to-Liquids Techniek om elektriciteit om te zetten in een brandbare vloeistof. Meestal betreft het producten vergelijkbaar met nafta of petroleum.
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
Postcoderoos	Verlaagd tarief in de energiebelasting voor afnemers van elektriciteit uit een gemeenschappelijke zonne- of windinstallatie, gelegen in het eigen of naburige postcodegebied.
PPA	Power-purchase-agreement Bilateraal contract tussen partijen voor de levering van elektriciteit. Meestal betreft het een contract dat over een langere periode loopt, tussen de drie en tien jaar.
Realisatie	De inzet van centrales wordt vooraf gepland in een programma dat de TSO goedkeurt. De uitvoering van dit programma wordt de realisatie genoemd: het ultieme moment dat vraag en aanbod in evenwicht moeten zijn.
Saldering	Administratieve regeling die levering van de leverancier aan de verbruiker corrigeert voor de teruglevering aan de leverancier. Per saldo betaalt de verbruiker alleen de op jaarbasis netto afgenomen elektriciteit.
SDE	Subsidieregeling 'Stimulering Duurzame Energie'
STEG	Stoom- En Gas-Turbine Een WKK-eenheid bestaande uit een gasturbine waarvan de uitlaatgassen worden gebruikt om stoom op te wekken voor een stoomturbine. Het zijn zeer flexibele installaties met een hoog rendement.
TSO	Transport and System operator De TSO (in Nederland TenneT) heeft tot taak elektriciteit te transporteren over het hoogspanningsnet en de stabiliteit van het elektriciteitssysteem te bewaken.



	Voor deze laatste taak koopt TenneT vermogen in dat per direct kan worden ingezet om fluctuaties in vraag of aanbod op te vangen.
TWh	Tera-Watt-uur Hoeveelheid elektriciteit overeenkomend met het verbruik van duizend-miljard Watt gedurende een vol uur.
V2G	Vehicle-to-Grid Techniek om elektriciteit op te slaan in de accu's van auto's en later weer terug te brengen naar het net.
Vollasturen	Het aantal uren dat een installatie op vol vermogen moet draaien om een bepaalde productie te leveren. Het is een getal om de uren dat de installatie niet op vol vermogen draait eenvoudiger in berekeningen te betrekken.
WKK	Warmte-kracht-koppeling De techniek om met brandstof (meestal aardgas) in één installatie zowel warmte als elektriciteit te produceren. WKK is er op kleine schaal (micro-wkk, als vervanger van de CV-ketel), op middelgrote schaal (gasmotoren in de tuinbouw) en op grote schaal (stadsverwarmingscentrales en industriële stoom- en gasturbines).
zonPV	Photovoltaïsche zonnepanelen Zonnepanelen die werken volgens het principe dat licht via halfgeleiders direct wordt omgezet in elektriciteit.



BIJLAGE 2: REFLECTIE OP DE LITERATUUR

Inleiding

Een reeks onderzoeken over de elektriciteitsmarkt is bestudeerd in het kader van dit onderzoek MODES. Slechts een beperkt aantal onderzoeken bleek relevant voor het beantwoorden van de vraag naar de gevolgen voor het investeren in zonne- en windenergie van het wel onderkende prijseffect van een groot aandeel zon en wind in het productiepark.

Een aantal van deze artikelen passeert hieronder de revue.

ACM-analyse van een capaciteitstarief voor verrekening van de netkosten.

Nederland kent in het elektriciteitssysteem één expliciet op capaciteit gebaseerd instrument: de verrekening van de netkosten. Na onderzoek van de administratieve problemen bij leveranciers (zie o.a. nr. 5676 “Eindrapport Dte onderzoek en advies administratieve processen”, 2005), concludeert de toezichthouder (thans ACM) dat de invoering van een capaciteitstarief voor kleinverbruikers voordelen heeft. Deze voordelen betreffen de vermindering van de administratieve druk bij netbeheerders en leveranciers (minder gegevens nodig voor het verwerken van verhuizingen en switches), op niveau blijven van de inkomsten van de netbeheerder bij toenemend aantal zonnepanelen en een betere kostenoriëntatie.

Het ministerie van Economische Zaken heeft ook onderzoek laten uitvoeren (SEO “Per maand of per kWh?”, 2006) naar de inrichting van het stelsel voor de nettarieven; hierbij stond de verlichting van administratieve druk door vermindering berichtenverkeer centraal.

Het betoog dat het betalen voor capaciteit beter aansluit bij de kostenoriëntatie van de netinfrastructuur is eveneens valide voor een waardering voor de capaciteit van zonne- en windenergie in de elektriciteitsmarkt.

Studies van de Europese Commissie

In twee publicaties besteedt de EU-Commissie aandacht aan de elektriciteitsmarkt in het perspectief van de ontwikkeling naar een vrijwel geheel duurzame markt. (“Investment perspectives in electricity markets”, EU-Commission - DG Economic and Financial Affairs, juli 2015 en “Electricity Market Functioning: Current Distortions, and How to Model Their Removal”, Tennbakk e.a. voor de EU-Cie, juni 2016).

Deze studies concluderen dat in een volledig duurzame markt er onvoldoende investeringsprikkels zullen zijn. Daarbij beschouwen zij ook elektriciteitsmarkten in Zuid-Amerika waar tot 70% van de energie met waterkracht wordt opgewekt. Deze markten kennen naast een prijs voor de energie (de kWh) ook een prijs voor capaciteit (de kW).

Dat heeft als eerste oorzaak dat de interne elektriciteitsmarkt niet goed functioneert. De goede werking wordt gehinderd door de volgende drempels door nationale regels in verschillende lidstaten:

- = Marktverstoring door subsidies en prijsregulering;
- = Geen markttoegang voor vraagrespon;



- = Geen uniforme producten, met name op de intraday markt;
- = Geen uniforme balansmarkten;
- = Weinig transparantie op (een deel van de) balansmarkten
- = Beperkte mogelijkheden voor internationale handel.

Deze belemmeringen zullen volgens de onderzoeken weggenomen moeten worden vooraleerst nieuwe maatregelen aan de orde kunnen zijn.

Laurens de Vries e.a., TU-Delft / TBM

Aan de TU-Delft, faculteit Techniek, Bestuur en Management, onderzoekt Laurens de Vries met zijn team de werking van de energiemarkten. In een reeks publicaties wordt aangetoond dat met een toenemend aandeel van duurzame elektriciteit ook de druk op de marktprijzen en de draaiuren van installaties toeneemt. De nadruk van deze artikelen ligt op de 'system adequacy': de zekerheid dat te allen tijde voldoende productiecapaciteit aanwezig is om aan de vraag te beantwoorden. Dit is het betrouwbaarheidsprobleem, beschreven in paragraaf 2.4. 'missing money' problematiek rondom de pieklast en de centrales die deze moeten beantwoorden (zie Figuur 3).

Twee artikelen gaan dieper in op de rol van duurzame bronnen: "The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources" (Bhagwat, lychettira, Richstein, Chappin en De Vries, Utilities Policy, 48 (2017)) en "How do demand respons and electrical energy storage affect (the need for) a capacity market?" (Khan, Verzijlbergh, Sakincu, De Vries, Applied Energy, 2018). Het model waarmee deze analyses zijn gemaakt, simuleert de beslissingen van marktpartijen in een situatie van onvolledige informatie ('agent-based decisions').

Het model verwerkt de informatie op basis van duerkrommen en bevat geen analyse per uur van de inzet en prijs van de verschillende technieken. Daarom trekken de onderzoekers geen conclusies over de prijseffecten in een markt met een toenemend aandeel duurzame energie. Wel tonen de onderzoekers aan dat een effectieve markt gebaat is bij een volwaardige deelname van vraagrespons en opslagtechnieken aan de markt voor capaciteit, zoals de balansmarkt van de TSO's en - waar van toepassing - de capaciteitsmechanismen. Capaciteitsmarkten kunnen een zinvolle toevoeging zijn aan energiesystemen omdat deze tegen lagere kosten tot een hogere betrouwbaarheid leiden; voorwaarde is wel dat de door de overheid (cq TSO of toezichthouder) gevraagde capaciteit zorgvuldig bepaald wordt.

Malcolm Keay e.a., Oxford University

"Electricity markets are broken - can they be fixed?"

Aan Oxford University is onder leiding van Malcolm Keay een gedegen analyse verricht naar het falen van de huidige marktstructuur van de interne EU-elektriciteitsmarkt bij groeiend aandeel (gesubsidieerd) duurzame productie. Hij onderscheidt zes aspecten in de markt die om een andere benadering vragen:

- = De markt genereert onjuiste signalen voor operatie (geen prijsverschillen op e nul);
- = De markt wordt verstoord door 'feed-in-tariffs' en prijsregulering;
- = De markt geeft geen duidelijke signalen voor nieuwe investeringen en evenmin voor sluiting van centrales;



- = De markt biedt te weinig mogelijkheden voor optimalisatie;
- = De markt levert geen signalen voor vraagrespon.

Als remedies schetst Keay zeven aanpakken:

- = Het staken van subsidies voor duurzame elektriciteit en prijsregulering;
- = Het (her-)invoeren van een centrale planning en dispatch;
- = Het verbeteren van de huidige 'energy only' markt voor balanceren en waardering capaciteit;
- = Het verbeteren van de huidige 'energy only' markt door van waardering capaciteit toe te voegen;
- = Het invoeren van substantiële 'vastrecht' prijzen;
- = Het spitsen van de markt in deelmarkten in energie en transport, opgebouwd in korte en lange perioden (van seconde tot jaar);
- = Het toevoegen van een markt voor investeringen.

Een nieuwe gedachte van Keay is het scheppen van twee producten: één product met een laag prijsniveau gedurende een expliciet beperkt aantal uren, en een tweede product dat altijd beschikbaar is, zij het met een hoog prijsniveau.

Reisz e.a.: "Examining viability of energy-only markets with high renewable penetrations"²²

Deze studie analyseert de Australische markt aan de hand van durvkrommen en de kengetallen van enkele van de meest relevante opwektechnieken. Drie scenario's worden onderzocht met als uitgangspunt een minimale betrouwbaarheid van 99,998% (dat komt neer op gemiddeld 10 minuten/jaar te weinig productie en dus ingrijpen in de vraag).

Het 1^e scenario is een 'BaU' niet-duurzaam scenario met een CCGT die 85% van de tijd de prijs dicteert (\$ 48/MWh). In het 2^e scenario is een biogas-gasturbine voor 77% van de tijd de marginale centrale en legt zo een ferme basis voor de prijs (\$ 92/MWh). In het 3^e scenario zijn wind en geothermie de voornaamste bronnen met de biogas-gasturbine als back-up.

Uitkomst is dat in alle drie scenario's elke gebruikte techniek alle kosten gedekt ziet.

In het derde scenario daalt de prijs daalt naar \$ 0,00 gedurende 93% van de tijd als wind en geothermie overcapaciteit hebben en de prijs tot (vrijwel) nihil kan dalen. In de overige 7% van de tijd (620 uur/jaar) stijgt de prijs naar \$ 86.000/MWh en dit is voldoende voor zowel wind, geothermie en biogas-gasturbines om de totale kosten terug te verdienen. De maximumprijs zal Australië moeten verhogen (of - beter - geheel losgelaten).

In de reflectie op de resultaten, beschrijven de onderzoekers de beperkingen van hun modeluitkomsten. Ten eerste het uitgangspunt dat het productiepark geoptimaliseerd is naar laagste totale kosten. Ten tweede voorzien zij dat de gigantische prijsspiek zal leiden tot hedgingconstructies met hogere kosten voor de eindgebruikers. En ten derde zien zij de simplificaties van hun werk, dat voorbij gaat aan tal van

²² Reisz (UNSW) & McGill, "Examining viability of energy-only markets with high renewable penetrations", IEEE Power and Energy Society meeting, Washington DC, July 2014, 20131206



praktische bezwaren. Niettemin luidt de conclusie dat in theorie een energy-only markt voor alle deelnemers voldoende geld oplevert om te blijven investeren.

In een tweetal vervolpublicaties²³ naar aanleiding van de studie, komen de onderzoekers met enkele nuanceringen en nieuwe suggesties.

Juist het optreden van een zeer hoge prijsspiek, geeft aanleiding om te werken aan methoden om de volatiliteit te beheersen, zoals verticale integratie van de markt of de introductie van derivaten. Dit laatste kunnen financiële hedgingsconstructies zijn of prijsgetriggerde capaciteitsvergoedingen). Daarbij legt de onderzoeker de nadruk op de noodzaak de maximumprijs los te laten.

Tevens noemt hij de mogelijkheid het aspect betrouwbaarheid meer flexibel te benaderen en bijvoorbeeld te relateren aan de maximumprijs.

Relevantie voor dit onderzoek

Het Australische onderzoek lijkt uit te gaan van een centrale planning en inzet (dispatch) van elektriciteitscentrales. Tijdens de piekvraag is er in het model géén overcapaciteit en ontstaan een monopolïde situatie waarin de prijs stijgen tot het niveau dat nodig is voor volledige terugbetaling van kosten. Daarmee lijkt deze conclusie van de onderzoekers het gevolg van de constructie van het model.

Voorts is een prijsspiek van 1.000 maal het normale (duurzame) prijsniveau (in deze studie \$ 86.000 tegen \$ 92/MWh) is extreem. In het model is geen rekening gehouden met mogelijke reacties op deze piekprijs. Bedrijven en huishoudens kunnen verbruik reduceren of uitstellen. Als deze vraagrespon (\$ 86 voor één vaatwas) de piek voldoende doet dalen, dan neemt het aantal uren van de piek af. Wind en geothermie kunnen hun kosten dan niet meer goed maken. Ook zal minder piekvermogen (biogasturbines) nodig zijn waardoor de investeringskosten daarvan afnemen. Deze overwegingen vormen mogelijk de achtergrond van de latere overweging van de auteurs om de bevindingen te nuanceren.

Belangrijker vraag betreft de mogelijkheid van met name windvermogen om inkomsten te genereren tijdens de perioden met prijsspieken. Juist het niet-beschikbaar zijn van windvermogen tijdens windstille perioden zal leiden tot de schaarste in het aanbod. Ook de vraag kent perioden met een piekvraag, maar het is onwaarschijnlijk dat alleen de piekvraag tot de periode met prijsspieken leidt. De prijsspieken treden dus zeker deels op tijdens windstille perioden als niet-beschikbaar is en dus kunnen de windmolenexploitanten niet profiteren van de periode met hoge prijzen.

De Australische achtergrond van het onderzoek leidt tot een voorbehoud bij het vertalen naar de Europese of Nederlandse situatie. Geothermie - met een beheersbaar productievermogen - speelt hier geen rol van betekenis en van zon- en windvermogen is duidelijk dat deze langere perioden met lage of geen productie kennen.

²³ Reisz (UNSW), "Energy-only markets with high renewables, Can they work? Models for resource adequacy", Congress: Electricity Markets with a High Share of Renewables -Experiences and Future Challenges, Winterthur, Switzerland, 20150529; en
Reisz (UNSW), "Assessing the viability of Energy-Only Markets with 100% Renewables", 20150529



Selectie van de beschouwde artikelen

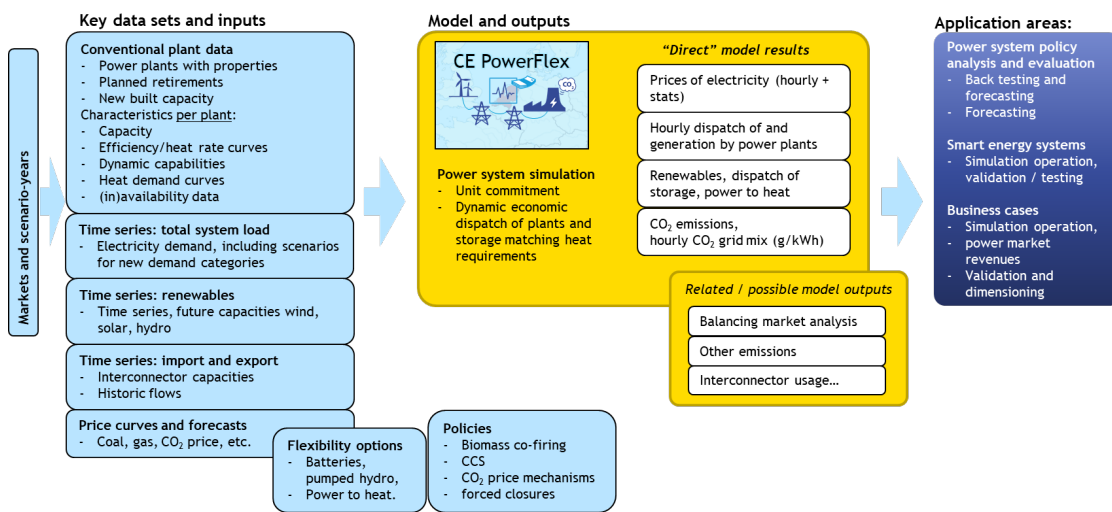
1. Bruijne, de (Schihol Groep) & Winters (Allen&Overy), "Een nieuw marktontwerp voor elektriciteit: marktwerking troef", ENGERIERECHT, 20180402
2. California ISO, "Capacity Markets - General background information", <https://www.caiso.com/Documents/CapacityMarketGeneralOverview.pdf>
3. EU Commissie, "Eindverslag van het sectoronderzoek naar capaciteitsmechanismen", COM(2016) 752 final, 20161130
4. Reisz (UNSW) & McGill, "Examining viability of energy-only markets with high renewable penetrations", IEEE Power and Energy Society meeting, Washington DC, July 2014, 20131206
5. Reisz (UNSW), "Energy-only markets with high renewables, Can they work? Models for resource adequacy", Congres: Electricity Markets with a High Share of Renewables -Experiences and Future Challenges, Winterthur, Switzerland, 20150529.
6. Reisz (UNSW), "Assessing the viability of Energy-Only Markets with 100% Renewables", 20150529.
7. Hogan (Harvard), "On an "energy only" electricity market design for resource adequacy", 20050923
8. Pfeifenberger (Brattle), "Resource Adequacy Requirements, Scarcity Pricing, and Electricity Market Design Implications", IEA Electricity Security Advisory Panel (ESAP), Paris, 20140702
9. Kemp cs, "Why WA is not suited to an energy-only electricity market", Business Spectator, 20140812
10. Keay, "Electricity markets are broken - can they be fixed?", OXFORD, 20160131
11. EU-DG Economic and Financial Affairs, "Investment perspectives in electricity markets", EU-Commissie, 201507
12. Tennbakk e.a, "Electricity Market Functioning: Current Distortions, and How to Model Their Removal", EU-Cie, juni 2016
13. Bhagwat, lychettira, Richstein, Chappin, De Vries, "The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources", Utilities Policy, 48 (2017
14. Khan, Verzijlbergh, Sakincu, De Vries, "How do demand respons and electrical energy storage affect (the need for) a capacity market?", Applied Energy, 2018.



BIJLAGE 3: HET POWERFLEX MODEL

‘PowerFlex’ is a fundamental power market simulation model. It simulates the operation of the electricity production (and demand) via the price driven dispatch of power plants, storage units and power to heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting constraints on interconnection capacities, dynamic constraints on power plants, and so on. The key inputs and model characteristics are illustrated in Figure 1.

Figure 1 - data sets, inputs, model characteristics, outputs and model application areas



Model description

PowerFlex simulates the dynamic operation of the electricity system via the price driven dispatch of power plants, storage units and power-to-heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting relevant constraints.

The peculiar characteristics of the Dutch electricity system (including the large and partly flexible CHP fleet) are well-represented in the model, yielding very favourable simulation results without the need for ‘mark-up’ factors, like other models (e.g. PLEXOS).

The model includes per generating unit: quadratic efficiency curves, must run, CHP, heat demand time curves, minimum up/down times and start costs, and for balancing/short-term dispatch: ramping capabilities.

The heart of the model is the solver. The solver employs the technique dynamic economic dispatch using Lagrangian relaxation. This algorithm is well-documented in literature; the advantage is limited computing time, allowing for doing numerous simulations and sensitivity tests in a short-time span. That is valuable for using the model in a policy research context.



Simulations are usually carried out for the Netherlands and Germany als model core regions. Other neighbouring countries are incorporated with their hourly interconnection time series.

Remark on simulating more countries in the model core region

Optionally, we can include other countries in the model core region (Belgium and France), at additional cost to the client.

In our experience, clients want to understand the ‘pan-European’ trickle down effects of measures, so then they say: also compute Poland, Hungary, etc. However, we must warn that while, overall this looks good, it actually only allows for little additional quality to the simulation.

The reason for this is: the time expenditure for data collection, computational time, results processing and model validation grows strongly with an enlarged model core region, whereas it also adds numerous modelling uncertainties. These growing uncertainties quickly become larger than the additional insights gained and make the results harder to understand.

Experience with the model

PowerFlex was developed by CE Delft and Kyos Energy Consulting in 2014-2016, with financial support of the Ministry of Economic affairs, EZ-subsidies, Energy Top Sector (grant TES0114011). This included validation back-testing of 2012, 2013.

Since then, at CE Delft, the model has been used for the following clients/projects:

- 2016: Power to ammonia. Electricity price scenarios 2020, 2023, 2030.
- 2016: Price scenarios for ‘Peak shaving of solar-PV with the E-boiler’.
- 2017: Cost-effectiveness of a number of measures, for Ministry of Finance.
- 2018: Cost and benefits of smart charging if EV’s: 2030 simulation (for Enpuls/Enexis).
- 2019: CO₂ impacts of flexible use of power, for NieuweStroom. 2020-2023 simulation, 2015, 2016, 2017 validation (back-testing). Including modelling of biomass cofiring.

The model has been licensed by Kyos to numerous power sector clients.

**BIJLAGE 4: DE SCENARIOVERONDERSTELLINGEN***Elektriciteitsaanbod*

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt en een lijst met Duitse eenheden die voornamelijk gebaseerd zijn op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales verwerkt. Onderstaande tabel geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

	<i>Categorie</i>	<i>Eenheid</i>	<i>NL 2020</i>	<i>NL 2030</i>	<i>DE 2020</i>	<i>DE 2030</i>
<i>Conventioneel</i>	Kolen	GW	4,0	4,0	22,0	9,9
	Bruinkool	GW	0,0	0,0	16,1	8,4
	Gas	GW	15,4	14,7	34,8	41,2
	Biomassa	GW	0,1	0,1	6,9	6,9
	Afval	GW	0,6	0,6	1,8	1,8
	Hoogovengas	GW	1,0	1,0	1,9	1,1
	Kernenergie	GW	0,5	0,5	8,1	0,0
	Olie	GW	0,0	0,0	1,8	0,8
<i>Hernieuwbaar</i>	Zon	GW	4,8	19,2	53,7	91,3
	Wind op land	GW	5,2	8,7	57,7	81,5
	Wind op zee	GW	2,3	11,8	8,1	17,0
	Water (run-of-river)	GW	0,0	0,0	5,6	5,6
	Overig	GW	0,0	0,0	10,1	11,8
<i>Totaal</i>		GW	33,9	60,7	228,6	277,4

De Hemwegcentrale zal volgens het kabinetsvoornemen worden gesloten in 2020 en is daarom niet meer mee genomen in de simulaties. In de tabel staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% van 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam.

Op dit moment is de Clauscentrale (gasgestookt) nog in de mottenballen, maar Claus-C zal na 2020 weer beschikbaar zijn volgens recente berichtgeving van RWE, ook zal Claus-A gemoderniseerd worden naar Claus-D en in het simulatiejaar 2025 beschikbaar zijn. Verder worden er in het model geen Nederlandse centrales in de mottenballen verondersteld.

Het vermogen voor hernieuwbare energie zijn voor Nederland gebaseerd op de NEV 2017 en de aanpassingen hierop van het OKA. Voor Duitsland is wederom gebruik gemaakt van het NEP 2030 (Scenario B), het jaar 2020 is hierbij gebaseerd op interpolatie.



Flexibiliteit

Voor 1,4 GW industrieel WKK-vermogen wordt in het scenario non-flex verondersteld dat dit warmte-gedreven is, met een must-run karakter, op basis van eerdere inventarisatie van Energy Matters (zie ook (CE Delft, 2014)). In het flex scenario wordt deze veronderstelling losgelaten. Daarnaast is in het flex scenario verondersteld dat er 5GW aan industriële elektrische boilers wordt geïnstalleerd bij bestaande industriële WKK.

De Flexibiliteit in Duitsland bestaat voornamelijk uit waterkracht-pompcentrales.

Elektriciteitsvraag

De tijdreeksen voor de elektriciteitsvraag zijn gebaseerd op de vraagprofielen van 2017 afkomstig van de ENTSO-E. Deze profielen worden geschaald naar de vraag in het desbetreffende jaar en vervolgens gecorrigeerd voor de import-export balans met landen anders dan Nederland en Duitsland. Deze importcorrectie is op basis van cijfers van 2017 en wordt tot 2030 constant verondersteld.

Land	Jaar	Vraag NEV17 vv / NEP (TWh)	Additioneel OKA*(TWh)	Totaal (TWh)	Bron
NL	2017	113.058		113.058	ENTSO-E, Actual Total Hourly Load;
	2020	111.788	0	111.788	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); OKA
	2030	110.706	5.000	115.706	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); OKA
DE	2017	530.100		530.100	NEP 2030 (v2019)
	2020	533.285		533.285	interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019
	2025				interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019
	2030	543.900		543.900	NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking: NEP = [Netzentwicklungsplan 2030](#), OKA = Ontwerp Klimaatakkoord, NEV = Nationale Energieverkenning

* Uit de PBL doorrekening van het OKA blijkt een verandering van de elektriciteitsvraag van 5 - 14,5 TWh als gevolg van de maatregelen in het OKA. Het PBL heeft in het OKA gerekend met de onderwaarde, dus 5 TWh.

De interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland is expliciet gemodelleerd. Hierbij is verondersteld dat die zich de komende jaren zal ontwikkelen van 4,25 GW in 2020 naar 5 GW vanaf 2025. Deze waarden zijn als zodanig opgenomen in het model en zijn gebaseerd op het tien-jaar netontwikkelingsplan (TYNDP18) van de ENTSO-E.

Brandstof- en EUA-prijzen

Voor de brandstoffen en de ETS-prijs voor CO₂ zijn de prijzen gebruikt zoals deze genoemd zijn in het OKA. Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een opslag voor de extra transportkosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor



worden de meerkosten gedekt door de SDE+-subsidie.

		<i>Eenheid</i>	<i>2030</i>	<i>Bron</i>
<i>Commodity</i>	Olie	€/vat	86,0	OKA
	Bruinkool	€/MWh	3,0	Referentie 2016
	Kolen NL	€/ton	74,7	OKA
	Biomassa NL	€/ton	74,7	gelijk aan kolen (SDE+)
	Kolen DE	€/ton	76,2	OKA/Poyry
	Gas	€/m ³	0,25	OKA
	CO ₂	€/ton	46,3	OKA
<i>Wisselkoers</i>	Euro-Dollar	USD/€	1,14	Referentie 2017 (CPB)

Centrum voor Energievraagstukken UU

www.uu.nl/cve

CE Delft

www.ce.nl

Auteurs:

Frits Otte, Sebastiaan Hers

Datum:

april 2019