



Marktontworp voor CO₂-vrije elektriciteit

Discussienotitie: aanvullende
marktregels?



Committed to the Environment

Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit

Discussienotitie: aanvullende marktregels?

Dit notitie is geschreven door:

Frans Rooijers, Suzanne Breman, Joeri Vendrik, Marieke Nauta, Lucas van Cappellen

Delft, CE Delft, augustus 2023

Publicatienummer: 23.230109.125

Opdrachtgever: Eneco

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 45 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	3
1	Inleiding	5
2	Huidige situatie en ontwikkelingen	7
	2.1 Huidige marktmechanismes in Nederland	7
	2.2 Voorstellen Europese Commissie hervorming elektriciteitsmarkt	7
	2.3 IBO klimaatbeleid: Scherpe doelen, scherpe keuzes	8
	2.4 Aanvullend klimaatpakket	9
	2.5 Concept-Nationaal Plan Energiesysteem	9
3	Afbakening en randvoorwaarden	11
	3.1 In hoeverre moet Nederland zelfvoorzienend zijn?	11
	3.2 Welk niveau van leveringszekerheid is vereist?	12
	3.3 In hoeverre zijn prijsspieken acceptabel?	12
	3.4 Discussie	13
4	Zon en wind	14
	4.1 Wegnemen belemmeringen	15
	4.2 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen	15
	4.3 Discussie	16
5	Flexibel vermogen om overschotten op te vangen	17
	5.1 Flexibiliteit voor korte termijn	17
	5.2 Wegnemen belemmeringen	18
	5.3 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen	18
	5.4 Discussie	19
6	Regelbaar vermogen om tekorten op te vangen	20
	6.1 Hoe wordt de CO ₂ -norm in de markt gelegd?	20
	6.2 Is het leveranciersmodel voldoende?	21
	6.3 Wegnemen belemmeringen	23
	6.4 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen	23
	6.5 Discussie	25
7	Discussie	26
	Referentielijst	28
A	Elektriciteitsmarkten	30
	A.1 Energiemarkten	30
	A.2 Balanceringsmarkten	30
	A.3 Congestie management	31
B	Capaciteitsmechanismes	32
	B.1 Wat is een capaciteitsmechanisme?	32
	B.2 Welke EU-regulering is er omtrent capaciteitsmechanismen?	32
	B.3 Welke landen in de EU maken op dit moment gebruik van een capaciteitsmechanisme?	33



Samenvatting

Dit is een discussienotitie die is opgesteld door CE Delft in opdracht van Eneco en dient als discussiestuk voor de workshop ‘Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit’ op 7 september 2023 bij Eneco in Rotterdam. De hoofdvraag die in deze notitie wordt beantwoord is: *‘Hoe kunnen we met een goed marktontwerp zorgen dat de elektriciteitsvoorziening in 2035 CO₂-vrij is en de leveringszekerheid daarbij wordt geborgd?’*.

Het aandeel in de elektriciteitsmix van energiebronnen die afhankelijk zijn van het weer en niet continu beschikbaar zijn (zonne- en windenergie), is de afgelopen jaren snel toegenomen. Dit aandeel zal de komende jaren in rap tempo verder toenemen. Volgens het aanvullende beleidspakket dat het kabinet dit voorjaar heeft uitgebracht en recent het concept-NPE (Nationaal Plan Energiesysteem) moet de elektriciteitsvoorziening in 2035 CO₂-neutraal zijn. Dat levert echter een aantal uitdagingen op voor het elektriciteitsstelsel. We gaan in deze discussienotitie in op drie soorten uitdagingen en mogelijke oplossingsrichtingen:

- noodzakelijke investeringen in zonne- en windenergie;
- in flexibel vermogen; en
- in CO₂ vrij regelbaar vermogen.

De noodzakelijk netinfra valt buiten deze discussie, ook al is die zeer relevant.

Afbakening en randvoorwaarden

Om iets te kunnen zeggen over het functioneren van de elektriciteitsmarkt en de noodzaak van extra beleidsmaatregelen, moeten eerst enkele strategische vragen besproken worden:

- Is het geschetste beleid voldoende om in 2035 CO₂-vrije elektriciteit te hebben?
- In hoeverre moet Nederland zelfvoorzienend zijn?
- Welk niveau van leveringszekerheid is vereist?
- In hoeverre zijn prijsspieken acceptabel?

Zon en wind

Op momenten dat het hard waait en/of de zon schijnt komt het steeds vaker voor dat de elektriciteitsprijs nul of zelfs negatief is. De SDE++ en salderingsregeling verdwijnen. Daardoor wordt het moeilijker om de investeringen in zonnepanelen en windmolens terug te verdienen en wordt het dus minder aantrekkelijk om te investeren.

De Europese Commissie heeft voorstellen gedaan voor ‘two-sided contracts for difference en PPA’s. Is dat voldoende?

- Is de programmaverantwoordelijkheid genoeg? of
- Zijn extra beleidsmaatregelen nodig om het aandeel zon/wind verder te laten groeien?

Flexibel vermogen korte termijn

Steeds meer elektriciteit van zon en wind veroorzaakt overschotten die tot negatieve prijzen leiden. Flexibel vermogen is nodig om deze overschotten te kunnen benutten. Opties voor kortetermijnflexibiliteit zijn bijvoorbeeld vraagrespons, power-to-heat, batterijen en uitwisseling met het buitenland.

- Er zijn prijsprikkels voor de gebruikers nodig om deze technieken aantrekkelijk te maken. Zorgt het toenemende aanbod van zon en wind voor voldoende prikkels om hierin te investeren?
- En is de prijselasticiteit van verschillende type afnemers (consumenten, industriële afnemers) hoog genoeg om voldoende vraagrespons te kunnen realiseren?

Regelbaar CO₂-vrij vermogen om tekorten op te vangen

De grootste uitdaging qua investeringen zit in de beschikbaarheid van voldoende regelbaar CO₂-vrij vermogen om tekorten op te vangen. In theorie zorgt het huidige energy-only-marktsysteem voor voldoende prikkels om te investeren in regelbaar vermogen. Maar op dit moment worden onvoldoende prikkels gevoeld om daar tijdig in te investeren, omdat de onzekerheid groot is. Het overheidsbeleid is nog onduidelijk, de tijd van voorbereiding en bouw vergt vele jaren waarin nog van alles kan veranderen zoals de te verwachten vollasturen door innovaties en gebruikersgedrag, die onzekerheid geven over de terugverdienmogelijkheden.

En daarbij moet het marktsysteem ook extreme situaties aankunnen. De meest extreme situatie is een zogenaamde ‘dunkelflaute’; een lange periode met lage elektriciteitsproductie door zon en wind en tegelijkertijd een hoge elektriciteitsvraag. Omdat deze situaties slechts eens in de paar jaar optreden is het de vraag of hier in een energy-only-markt voldoende in zal worden geïnvesteerd. De vragen die aan de orde komen zijn:

- Biedt de programmaverantwoordelijkheid in combinatie met de stijgende ETS-prijs voldoende prikkel om te blijven investeren in voldoende CO₂-vrij regelbaar vermogen?
- Biedt de huidige energy-only-markt voldoende prikkel om ook op extreme momenten die weinig voorkomen voldoende elektriciteit te kunnen leveren? Kan het systeem kortdurende extremen en langere periodes (‘dunkelflaute’) aan?
- Of is een capaciteitsmechanisme noodzakelijk? Of subsidie voor ombouw?
- Of is normering van de hoeveelheid back-up-vermogen noodzakelijk, en zo ja, via de leverancier of via de producent?
- Is er voldoende vertrouwen in de markt om te investeren in regelbaar CO₂-vrij vermogen, ook als de prikkels aanwezig zijn (verschil transitieperiode en stabiele eindsituatie)?
- Wat gebeurt er als we zien aankomen dat er niet voldoende geïnvesteerd wordt in regelbaar CO₂-vrij vermogen?

Tot slot

Tot slot willen we de vraag opwerpen of we alle relevante onzekerheden, belemmeringen en oplossingsrichtingen benoemd hebben.

Na bespreking van de bovengenoemde punten in de workshop zal een bijgestelde notitie worden gemaakt waarin enerzijds de noodzaak van aanvullende marktregels wordt benoemd en anderzijds kansrijke opties die in een volgend stadium verder uitgewerkt moeten worden om tijdig de goede marktregels te hebben voor investeringen in alle componenten van de elektriciteitsvoorziening.

1 Inleiding

Dit is een discussienotitie die is opgesteld door CE Delft in opdracht van Eneco en dient als discussiestuk voor de workshop 'Marktontwerp voor CO₂-vrije elektriciteit' op 7 september 2023 bij Eneco in Rotterdam. De hoofdvraag die in deze notitie en de bijbehorende workshop wordt beantwoord is: 'Hoe kunnen we met een goed marktontwerp zorgen dat leveringszekerheid wordt geborgd in een netto CO₂-vrij elektriciteitssysteem?'

Daarbij maken we onderscheid in:

- zon en wind;
- flexibel vermogen om overschotten op te vangen;
- CO₂-vrij regelbaar vermogen om tekorten op te vangen.

De totale capaciteit van hernieuwbare bronnen die niet continu beschikbaar zijn, zoals zon en wind (ook wel intermitterende energiebronnen genoemd) neemt in hoog tempo toe de komende jaren.

In 2022 kwam al 40% van de totale elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen (CBS, 2023). Maar er zijn ook steeds meer momenten dat er zoveel aanbod van zonne- en wind-energie is dat het de vraag naar energie overstijgt en hernieuwbare energieproducenten moeten betalen om de energie op het net te kunnen zetten.

De komende jaren neemt de capaciteit van wind- en zonne-energie in hoog tempo verder toe. De meest recente prognose uit de KEV is 85% hernieuwbare elektriciteit in 2030 (PBL, 2022). In het recent gepubliceerde aanvullend klimaatpakket van minister Jetten en het concept-NPE is bovendien het streven opgenomen om in 2035 een CO₂-vrije elektriciteitsproductie te hebben (Minister voor Klimaat en Energie, 2023) .

Doordat de prijzen laag zijn wanneer het waait en/of de zon schijnt, wordt het met het huidige marktsysteem steeds lastiger om investeringen in wind en zon rendabel te maken. Ook zorgt het toenemende aanbod van zon en wind voor een toenemende vraag naar regelbaar vermogen (batterijen, waterstofcentrales, afschakelbare vraag) – voor momenten dat er te weinig aanbod is – en naar flexibel vermogen (batterijen, elektrolyzers, extra vraag, etc.) voor momenten dat er een overschot aan aanbod is. Ook voor regelbaar en flexibel vermogen geldt dat er in het huidige marktsysteem onvoldoende prikkels en/of te veel onzekerheden zijn om hierin te investeren.

Doel van de notitie

Deze notitie is gericht op de vraag hoe met een goed marktontwerp (het geheel van regels waar producenten, netbeheerders, leveranciers en gebruikers zich aan moeten houden) leveringszekerheid wordt geborgd in een netto CO₂-vrij elektriciteitssysteem. Vertrekpunt hierbij is het huidige marktmodel en niet het ontwerpen van geheel nieuw systeem. Daarvoor is het belangrijk dat voldoende geïnvesteerd wordt in verschillende soorten vermogen. De zorg zit in de vraag of de markt voldoende prikkels geeft zodat er voldoende en operationeel voor 2035 in alle drie deze componenten van de elektriciteitsvoorziening wordt geïnvesteerd en daarmee leveringszekerheid wordt geborgd.

In deze studie verkennen we de noodzaak en de opties om het marktontwerp en de bijbehorende randvoorwaarden daarbij zo aan te passen dat het aantrekkelijk blijft om in deze drie vormen van vermogen te investeren, zonder dat er op de lange termijn subsidies¹ nodig zijn. Dit doen we op basis van de beschikbare literatuur, gesprekken en de workshop.

Leeswijzer

In **Hoofdstuk 2** beschrijven we de huidige marktsituatie en gaan we in op beleidsontwikkelingen die momenteel spelen en in de toekomst invloed zullen hebben op de elektriciteitsmarkt. In **Hoofdstuk 3** bespreken we de randvoorwaarden voor het toekomstige elektriciteitssysteem en de keuzes die daarin moeten worden gemaakt. Vervolgens gaan we in op de drie hoofdcategorieën van vermogen waarin geïnvesteerd moet worden, te weten zonne- en windenergie (**Hoofdstuk 4**), Flexibel vermogen om overschotten op te vangen (**Hoofdstuk 5**) en regelbaar vermogen om tekorten op te vangen (**Hoofdstuk 6**).

¹ Met subsidie bedoelen we een vergoeding vanuit de samenleving. We gaan ervan uit dat een CO₂-vrij elektriciteitssysteem zonder subsidies moet kunnen functioneren. Wat we niet uitsluiten is een vergoeding vanuit het systeem, die door alle gebruikers (of een deel daarvan) bij elkaar wordt opgebracht voor specifieke diensten, zoals de beschikbaarheid van vermogen.



2 Huidige situatie en ontwikkelingen

Elektriciteit is de belangrijkste energiedrager in een klimaatneutrale samenleving. Veel energievraag zal geëlektrificeerd worden en er moet dus ook veel aanbod zijn van duurzame elektriciteit.

Recent heeft minister Jetten aangekondigd te streven naar een CO₂-vrij elektriciteitsstelsel in 2035 (Minister voor Klimaat en Energie, 2023). Deze aankondiging volgt onder andere op adviezen van de Commissie van Geest in het IBO-rapport ‘Scherpe doelen, Scherpe keuzes’ en het Expertteam Energiesysteem onder leiding van Bernard ter Haar om te zorgen dat de elektriciteitsvoorziening al in 2035 CO₂-vrij is.

Dit levert drie uitdagingen op:

- verdere groei van elektriciteitsproductie uit zon en wind (Hoofdstuk 4);
- ontwikkelen van flexibiliteit (korte termijn) (Power-to-X, demand-side management, vraagverschuiving, etc.) (Hoofdstuk 5);
- regelbaar CO₂-vrij vermogen (Hoofdstuk 6).

Hierbij rijst de vraag of de huidige garantie op elektriciteitslevering altijd voor iedereen moet blijven voortbestaan. (Hoofdstuk 3).

2.1 Huidige marktmechanismen in Nederland

In Nederland is sprake van een ‘energy-only’-markt, waarin producenten inkomsten genereren uit de verkoop van elektriciteit. Daarbij wordt een systeem van balanshandhaving en programmaverantwoordelijkheid gebruikt, waardoor vraag en aanbod op ieder moment met elkaar in evenwicht zijn. Balansverantwoordelijke partijen geven van tevoren aan hoeveel elektriciteit ze van het net zullen afnemen of invoeden. Kleinere partijen (zoals huishoudens) delegeren de programmaverantwoordelijkheid aan een grotere partij (bijv. een energieleverancier). Als een partij zich niet houdt aan het vooraf doorgegeven programma zet TenneT op kosten van deze partij reservevermogen in. Er is dus een prikkel om de balans te handhaven (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitsstelsel 2035, 2022).

Dit systeem van programmaverantwoordelijkheid speelt zich af op drie typen markten: de reguliere energiemarkt, balanceringsmarkten en congestiemanagement.

In Bijlage A wordt een beschrijving gegeven van deze markten.

2.2 Voorstellen Europese Commissie hervorming elektriciteitsmarkt

De Europese Commissie (EC) heeft in maart 2023 een voorstel gepubliceerd voor de hervorming van de elektriciteitsmarkt (Europese Commissie, 2023). De hoge energieprijzen in zowel 2021 als 2022 vormden de aanleiding voor het voorstel. Een belangrijk doel is dan ook de voorspelbaarheid van energieprijzen, maar de EC wil ook investeringen in hernieuwbare energie bevorderen.

De belangrijkste voorstellen voor prijsvorming op de elektriciteitsmarkt en dus met invloed op de investeringsprijken voor zonne- en windenergie en regelbaar vermogen zijn het bevorderen van Power Purchase Agreements (PPA's), waardoor er meer op de lange-termijnmarkt kan worden verhandeld en verplichte tweerichtingscontracten bij prijssteun voor onder andere wind en zon (2-sided Contracts for Difference), waardoor inkomsten door een elektriciteitsprijs boven de referentieprijs worden afgeroomd. Daarnaast worden regionale virtual hubs voorgesteld, waarmee de elektriciteitsprijs uit enkele biedzones wordt geaggregeerd tot een referentieprijs, en wordt voorgesteld om de mogelijkheid te introduceren om congestie-inkomsten in te zetten voor de compensatie van offshore elektriciteitsproductie als deze door capaciteitsbeperkingen niet op de markt gezet kan worden.

De belangrijkste voorstellen voor flexiopties zijn de mogelijkheid om niet-fossiele flexibiliteit financieel te ondersteunen, de mogelijkheid om piekvraag verminderend in te kopen voor netbeheerders en grensoverschrijdende handel korter voor levering mogelijk te maken. Daarnaast worden er voorstellen gedaan die zorgen voor meer inzicht, zoals het tweejaarlijks in kaart brengen van de flexibiliteit in de komende vijf jaar.

Het Nederlandse Kabinet reageert overwegend positief op de voorstellen van de Europese Commissie. Het Kabinet is echter niet overtuigd van de noodzaak om een piekvraag verminderend product te introduceren, omdat netbeheerders al vraagzijderespons kunnen inzetten voor balancering van het elektriciteitsnetwerk. Ook vindt het Kabinet dat niet passen bij de rol van de netbeheerders, die in eerste plaats de stabiliteit van het netwerk dienen te bewaken (Minister van BZ, 2023).

2.3 IBO klimaatbeleid: Scherpe doelen, scherpe keuzes

In maart 2023 heeft de IBO-werkgroep onder leiding van Laura van Geest het rapport 'Scherpe doelen, Scherpe keuzes' (Ministerie van EZK, 2023) gepresenteerd, waarin mogelijke beleidsmaatregelen werden genoemd om de doelen voor 2030 te halen. De commissie Van Geest stelt voor het aanbod duurzame elektriciteit verder uit te breiden (o.a. zon op dak en parkeerterreinen, zon op zee) door middel van een nationaal handelssysteem met uitstootnorm voor elektriciteit die afneemt tot 0 in 2035.

Ze noemt daarbij als keuzeopties:

- normeren van de ombouw naar waterstofklaar;
- handelssysteem met uitstootnorm;
- bijmengverplichting van CO₂-vrije energiedragers;
- verplichting tot inzet van BECCS.

Daarnaast noemt de Commissie Van Geest de volgende maatregelen voor flexibilisering van de elektriciteitsmarkt:

- verplichten en subsidiëren van batterijopslag bij zonneparken;
- verlaging piekgebruik in de gebouwde omgeving;
- bevordering van batterijen en elektrolyse op afnamelocaties.

2.4 Aanvullend klimaatpakket

Op 26 april 2023 heeft de minister voor Klimaat en Energie aanvullende klimaatplannen aan de Tweede Kamer gestuurd (Minister voor Klimaat en Energie, 2023). In die klimaatplannen is opgenomen dat het Kabinet streeft naar CO₂-vrije elektriciteitsproductie in 2035. Elektriciteitsproductie op basis van kolen wordt verboden vanaf 2030. Daarnaast zet het Kabinet in op kernenergie: vanaf 2035 verwacht het Kabinet een grote rol voor nieuwe centrales.

Ten behoeve van flexibiliteit onderzoekt het kabinet hoe bestaande centrales zo snel mogelijk kunnen worden omgebouwd voor hernieuwbare energiedragers, zoals waterstof.

Andere ontwikkelingen waar het Kabinet op wil inzetten zijn:

- inzetten op batterij-innovaties;
- verplichten van batterijen bij grootschalige zonneparken;
- stimuleren waterstofproductie op zee;
- stimuleren uitwisseling van energie met andere Noordzeelanden;
- uitbreiden elektriciteits- en waterstofnetwerk en beter aansluiten op omliggende landen.

Het Kabinet kondigt geen maatregelen aan om het marktontwerp aan te passen.

Het Kabinet trekt voor de stimulering van CO₂-vrije gascentrales tot en met 2030 bijna 1 miljard euro uit. Er komt 9 miljoen euro beschikbaar voor een demand-side response-programma voor eindgebruikers.

2.5 Concept-Nationaal Plan Energiesysteem

Begin juli heeft de minister het concept-NPE (Rijksoverheid, 2023) gepresenteerd met de volgende kenmerken:

1. *CO₂-vrije elektriciteit is straks de ruggengraat van het energiesysteem. Voor klimaatneutraliteit in 2050, dient het elektriciteitssysteem zelf al in 2035 CO₂-vrij te zijn. De elektriciteitsproductie moet enorm groeien en bestaat in de toekomst vooral uit windenergie (op zee en op land), zon-pv en kernenergie. Deze grote hoeveelheid benodigde productievermogens wordt planmatig uitgerold.*
 - *Elektriciteit in de transitiefase: Omgebouwde gascentrales vullen de vraag flexibel aan*
 - *We bereiden ons voor op mogelijke ontwikkeling en inpassing van rond 70 GW wind op zee, 3,5-7 GW kernenergie en significante doorgroei van hernieuwbare energie op land*
 - *Het doel voor waterstofproductie in 2030 is 4 GW en ca. 8GW in 2032. De groei na 2032 zal doorgaan richting 15-20 GW in 2040*
 - *CO₂-afvang en -opslag (CCS) is zowel in de transitie als op lange termijn nodig. In deze fase van de transitieperiode is toepassing van CO₂-afvang en -opslag bij fossiel energiegebruik in de industrie cruciaal om snel emissies te reduceren.*
 - *Het kabinet kiest ervoor om collectieve warmtenetten op te schalen en hierbij zoveel mogelijk gebruik te maken van lokale bronnen.*

2. *Het opwekken van elektriciteit is in de toekomst voor het grootste deel weersafhankelijk. Kernenergie speelt als basislast een belangrijke rol bij het robuust maken van het systeem. Flexibiliteit in het systeem is nodig voor als het niet waait en de zon niet schijnt. Verbinding met buurlanden (interconnectie) is en blijft essentieel, maar is onvoldoende. Het kabinet zet daarom in op flexibiliteit, zowel aan de aanbod- als aan de vraagkant.*
 - *Het definitieve NPE 2023 bevat een concreet plan hoe de verduurzaming van de elektriciteitssector in 2035 vorm gaat krijgen. Dit plan bevat de opschaling van zowel voldoende opwek als voldoende flexibiliteit en welk instrumentarium het Rijk hiervoor wil inzetten. Ook wordt bezien of het marktontwerp moet worden aangepast om prikkels voor ontwikkeling en inzet van flexibiliteit (opwek, opslag en vraag) te borgen.*
3. *Randvoorwaarden uit het NPE*
 - *Het kabinet gaat uit van energieproductie en -infrastructuur en -beleid die rekening houden met de hoogste vraagscenario's uit de sectorale transitiepaden.*
 - *Het kabinet wil de energiebehoefte van Nederland minder afhankelijk maken van de energie uit andere landen. Het streven is om de nationale productie van CO₂-vrije elektriciteit ten minste de nationale consumptie te laten dekken.*
 - *Daarnaast wordt ten minste een strategisch deel van de benodigde waterstof in Nederland geproduceerd.*
 - *Het kabinet wil om dezelfde reden ook ervoor zorgen dat in het toekomstige energiesysteem er voldoende strategische voorraad van energiedragers aanwezig is om bij onvoorziene (geopolitieke) omstandigheden de samenleving en economie draaiende te houden.*
 - *Om ver voor 2050 netto nul uitstoot in het energiesysteem te bereiken, zal bijna de helft van de emissiereducties afkomstig moeten zijn van technologieën die nu nog niet commercieel beschikbaar zijn.*

Hier werpt, gelijk aan deze notitie, de minister de vraag op of aanvullende beleidsmaatregelen bovenop de energy-only-markt, noodzakelijk zijn.

3 Afbakening en randvoorwaarden

We kijken in deze notitie naar het marktontwerp in een elektriciteitsmarkt die volledig CO₂-vrij is en hoe die rendabel kan opereren zonder subsidie. We gaan echter niet in op de overgang van de huidige energiemix naar een duurzaam energiesysteem. Maatregelen die tijdelijk nuttig kunnen zijn om de markt op gang te helpen, zoals subsidies voor flex-technieken nemen we dan ook niet mee. De focus ligt op een volledig CO₂-vrij energiesysteem dat op de lange termijn robuust is. Wel houden we rekening met de beperkte tijd die er nog is om alle investeringen te doen voor dat robuuste, zekere CO₂-vrije systeem, want de doorlooptijd van veel investeringen, met name in regelbaar vermogen, zijn vaak meer dan vijf jaar.

Voor een goed werkende elektriciteitsmarkt is voldoende netcapaciteit een belangrijke randvoorwaarde. Op dit moment zijn er grote knelpunten met betrekking tot de netcapaciteit. Tegelijkertijd wordt er ook hard gewerkt aan verzwaring van het netwerk. We gaan er in deze studie van uit dat het netwerk op de lange termijn niet belemmerend zal zijn voor het functioneren van de elektriciteitsmarkt en dat er nauwelijks congestie-management meer nodig is. Hoe dat voor elkaar te krijgen is, is een aparte discussie.

Voor we ingaan op de probleemanalyse en oplossingsrichtingen moeten we onszelf ten slotte een aantal strategische vragen stellen over wat onze randvoorwaarden zijn en wanneer we iets als probleem ervaren. Het Nederlandse energiebeleid is gericht op een CO₂-vrije energievoorziening in 2035 die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. De veranderende energiemarkt roept echter vragen op over in hoeverre we bereid zijn te gaan om vooral betrouwbaarheid en betaalbaarheid te waarborgen.

3.1 In hoeverre moet Nederland zelfvoorzienend zijn?

Nederland is met interconnectoren verbonden met de landen om ons heen en mogelijk wordt de interconnectiecapaciteit nog verder uitgebreid. Voor hernieuwbare elektriciteitsproductie in het algemeen en flexibiliteit in het bijzonder kunnen we de interconnectiecapaciteit benutten. In het rapport 'Target Grid' (TenneT, 2023c) geeft TenneT een beeld van hoe het elektriciteitsnet eruit kan zien in een klimaatneutraal energiesysteem. Ze gaan daarin uit van een aanpak met veel internationale samenwerking en interconnectie. Dankzij de ruime beschikbare capaciteit van offshore wind zal Nederland in dit systeem een centrale rol innemen en netto elektriciteit exporteren.

TenneT verwacht op basis van verschillende scenario's dat interconnectiecapaciteit in situaties met schaarste ongeveer 25% van de benodigde capaciteit kan leveren (TenneT, 2023a). In de ons omringende landen moet echter ook aan de elektriciteitsvraag worden voldaan en mogelijk hebben zij op dezelfde momenten te maken met lage elektriciteitsproductie uit wind en zon, waardoor deze landen elkaar niet of beperkt kunnen steunen bij tekorten.

Ook heeft Nederland geen directe invloed op de productie en levering van elektriciteit uit het buitenland en dat kan een risico zijn voor de leveringszekerheid op momenten van schaarste.

Nederland wil in 2035 een CO₂-vrij elektriciteitssysteem hebben. Daarmee lijkt het er op dit moment op dat ze echter sneller gaat dan de rest van Europa. De vraag is of het mogelijk is om CO₂-vrij te zijn als er deels fossiele elektriciteit via interconnectoren binnen kan komen. Deze fossiele import zal bovendien concurreren met Nederlandse CO₂-vrij flexibel vermogen.

De interconnectie met het buitenland en de mate waarin Nederland afhankelijk is van deze interconnectie heeft veel invloed op hoe de markt in Nederland functioneert en of het bijvoorbeeld aantrekkelijk is om te investeren.

3.2 Welk niveau van leveringszekerheid is vereist?

De keuze van een marktsysteem is sterk afhankelijk van hoeveel uitval in het elektriciteits-systeem geaccepteerd wordt. De Nederlandse elektriciteitsvoorziening is één van de meest betrouwbare in de wereld. De betrouwbaarheid in 2021 was 99,99% (Netbeheer Nederland, 2022).

Een maat voor hoeveel uitval kan worden geaccepteerd is 'the Value of Lost Load' (VOLL). VOLL geeft de geschatte economische waarde van gedwongen afschakeling als er onvoldoende aanbod van elektriciteit is om aan de vraag te voldoen. Er is een geharmoniseerde methode waarmee landen hun VOLL moeten bepalen. De methode is gebaseerd op een uitvraag bij prijsresponsieve afnemers over wat ze bereid zijn te betalen om onderbrekingen in de elektriciteitslevering te voorkomen. De huidige VOLL in Nederland is € 68.887/MWh. Ter vergelijking in Duitsland is de VOLL € 12.240/MWh. Het is onduidelijk waarom dit verschil zo groot is (TenneT, 2023a). TenneT gaat in de 'Adequacy Outlook' uit van een VOLL van € 15.000/MWh, onder andere omdat dit meer in lijn is met andere Europese landen.

TenneT geeft ook aan dat hernieuwbare elektriciteitsproductie, opslag, waterstofcentrales en significante industriële vraagrespons rendabel kunnen zijn in een CO₂-vrij elektriciteits-systeem, mits geaccepteerd wordt dat er momenten zullen zijn dat niet volledig aan de elektriciteitsvraag kan worden voldaan, bijvoorbeeld in jaren met een uitdagend weerpatroon, en geaccepteerd wordt dat hoge prijzen kunnen optreden (TenneT, 2023a). Is het nodig om te accepteren dat er momenten van onvermogen zijn of is aanpassing van de huidige hoge standaard van leveringszekerheid nodig/mogelijk?

3.3 In hoeverre zijn prijsspieken acceptabel?

In een CO₂-vrij elektriciteit systeem is relatief veel regelbaar vermogen nodig dat maar weinig uren per jaar draait. De werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035 schat in dat in 2035 20 GW regelbaar vermogen nodig is (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035, 2022). Om dit vermogen rendabel te maken in een energy-only-markt zijn hoge prijsspieken tijdens deze draaiuren noodzakelijk.

Het afgelopen jaar hebben we echter situaties ervaren met hoge prijzen waarbij de overheid heeft ingegrepen op de prijsvorming met prijsplafonds om consumenten te beschermen en overwinsten te voorkomen. Dit type ingrijpen ondermijnt echter direct de rentabiliteit van flexibiliteitsopties.

In een ideale markt is de maximumprijs gelijk aan de VOLL, omdat dit het meest kostenefficiënt is voor het systeem als geheel (TenneT, 2023a).

Daarom is het belangrijk om een duidelijke keuze te maken tot welk niveau prijsspieken acceptabel zijn en wat er gebeurt op het moment dat de prijzen een niveau bereiken dat niet meer acceptabel is. Dit is cruciaal voor de keuze van een marktontwerp en de investeringszekerheid voor regelbare productiecapaciteit.

3.4 Discussie

- Zijn de aangekondigde beleidsmaatregelen in combinatie met het huidige beleid voldoende om een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 te realiseren?
- Is het mogelijk en praktisch uitvoerbaar om in Nederland eerder CO₂-vrij te zijn dan in de rest van Europa? Wat betekent het voor de kosten voor Nederland? Kunnen marktversturende grenseffecten worden voorkomen?
- Welke mate van zekerheid van elektriciteitslevering is nodig? Voor iedereen of voor bepaalde gebruikers? Of een beperkt vermogen? Wat zijn de implicaties als dat wordt gedifferentieerd?
- In welke mate willen we afhankelijk zijn van het buitenland? Zit het omringende buitenland niet in hetzelfde schuitje als het lange tijd windstil en mistig is?
- In hoeverre zijn prijsspieken acceptabel?

4 Zon en wind

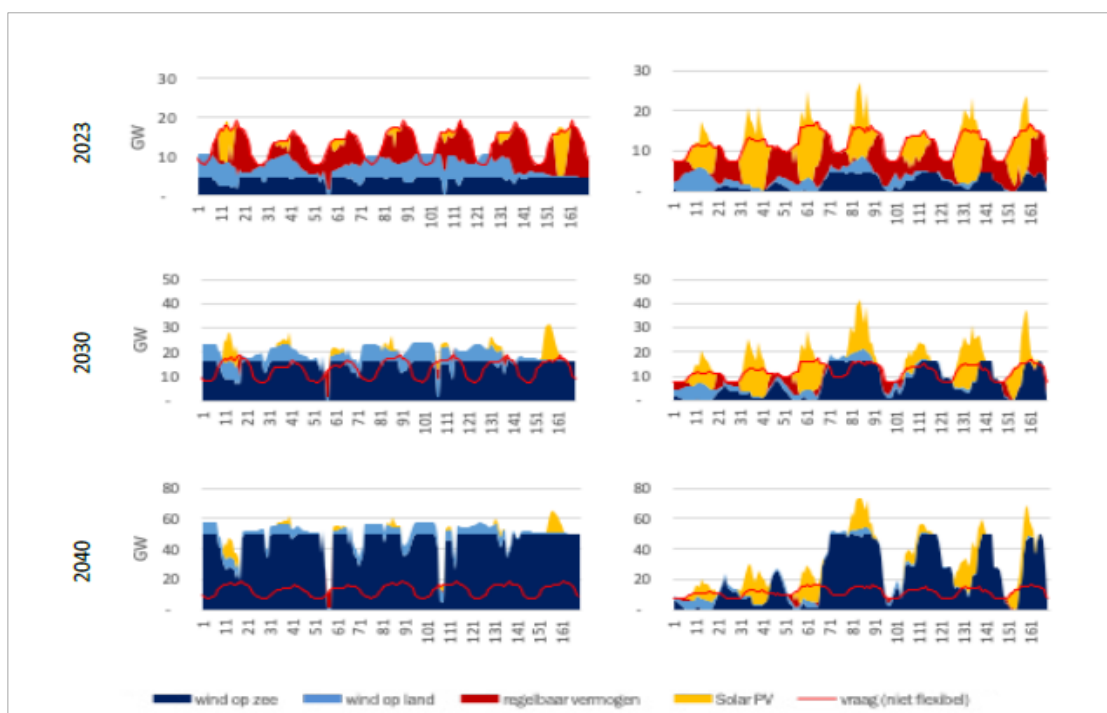
Het komt nu al vaak voor dat op momenten dat het hard waait en/of de zon schijnt de elektriciteitsprijs zeer laag is of zelfs negatief. De komende jaren zal dit effect worden versterkt door het verder groeiende aandeel zon en wind in de elektriciteitsmix.

Voorbeelden van CO₂-vrije energiebronnen

- Zon - niet regelbaar, lage kosten per kWh (5-8 €/kWh, groot potentieel, dalend)
- Windenergie (land en offshore, 4-8 €/kWh, groot potentieel, dalend)
- Conventionele waterkracht (nauwelijks beschikbaar in Nederland);
- Nucleaire centrales, beperkt regelbaar, bij hoge bedrijfstijd kosten circa 10 €/kWh
- Regelbare elektriciteitsproductie, hogere kosten dan 8 €/kWh

Doordat wind en zon geen marginale kosten hebben, zal bestaand vermogen blijven produceren als de prijs boven nul is. Het wordt echter minder aantrekkelijk om in nieuwe zon- en windcapaciteit te investeren. Doordat de prijs laag is op de momenten dat het meeste geproduceerd wordt, duurt het steeds langer om investeringen terug te verdienen. In het huidige marktdesign zal er op de lange termijn dan ook aanvullend beleid nodig zijn om investeringen in wind en zon uit te lokken. De Europese Commissie lijkt met haar plannen voor ‘two-sided contracts for difference’ en garanties voor PPA’s voor te sorteren op subsidies. Wij concentreren ons in deze notitie op de vraag hoe investeringen in zon en wind in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem zonder subsidies kunnen worden gerealiseerd, maar mogelijk wel met vergoedingen vanuit het energiesysteem.

Figuur 1 - Profiel van een winterweek in januari (links) en zomerweek in juli (rechts) voor de jaren 2023, 2030 en 2040, waarbij de vraag niet flexibel is verondersteld (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023)



Figuur 1 uit de Outlook Energiesysteem (Expertteam Energiesysteem 2050, 2023) illustreert de ontwikkeling van hernieuwbare bronnen in relatie tot de elektriciteitsvraag in 2023, 2030 en 2040. Dit laat zien dat de momenten met een overschot aan elektriciteitsvraag verder zullen toenemen, als er geen flexibele vraag is. Daarmee wordt het steeds uitdagender om rendabel te investeren in zon en wind.

4.1 Wegnemen belemmeringen

Er zijn twee belangrijke factoren die ervoor zorgen dat investeringen in zon en wind minder aantrekkelijk worden, naast het feit dat de extra zon en wind de bestaande zon en wind kannibaliseert (zie Hoofdstuk 5).

– Afbouw salderingsregeling

Voor zonne-energie is op dit moment nog de salderingsregeling van kracht. Door de salderingsregeling kunnen kleinverbruikers hun verbruik wegstrepen tegen hun productie op jaarbasis. Kleinverbruikers hebben zodoende geen prikkel om de energie uit hun zonnepanelen gelijktijdig zelf te gebruiken. Het wetsvoorstel om de salderingsregeling af te bouwen naar 0 in 2031 is aangenomen door de Tweede Kamer en moet nog behandeld worden in de Eerste Kamer.

– Prijsplafonds

Naar aanleiding van de hoge energieprijzen als gevolg van de oorlog in Oekraïne zijn er tijdelijk Europese prijsplafonds ingesteld tegen overwinsten. Zon en wind hebben echter te maken met periodes van zeer lage prijzen en eventuele periodes met zeer hoge prijzen compenseren dat. Voor de rentabiliteit van zon en wind (maar ook andere investeringen) werkt een prijsplafond dus negatief.

4.2 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen

Power Purchase Agreements

De Europese Commissie stelt voor om Power Purchase Agreements (PPA's) te bevorderen, waardoor wind en zon een vaste prijs krijgen voor een vooraf afgesproken bedrag. Dit beschermt zowel aanbieders als afnemers tegen grote prijsfluctuaties. Bij een structureel overschot van wind- en zonne-energie zullen ook PPA's echter geen goede prijs garanderen.

Oplossingen die zorgen voor flexibel vermogen om tekorten op te vangen

Om wind en zon ook op lange termijn winstgevend te houden is het van belang dat voldoende flexibele vraag ontstaat die zich aanpast aan de momenten dat zon en wind beschikbaar zijn, bijvoorbeeld door demand-side response of power-to-X. Het potentieel van power-to-H₂ is groot, maar ook onzeker. Deze onzekerheid heeft effect op de gepercipieerde rentabiliteit van zon en wind.

Flexibele vraag voorkomt dat de prijzen heel laag of zelfs negatief worden en verbetert daardoor de businesscase voor wind en zon (Aurora Energy Research, 2021). Op flexibele vermogen om tekorten op te vangen gaan we in in Hoofdstuk 5.

4.3 Discussie

- Bieden PPA's voldoende zekerheid voor investeerders als alleen een stijgende ETS-prijs is te verwachten?
- Tot welk aandeel van zon en wind kunnen PPA's investeringen in zon/wind realiseren?
- Zijn aanvullende beleidsmaatregelen nodig?



5 Flexibel vermogen om overschotten op te vangen

Er komen ook steeds meer momenten dat zon en wind meer elektriciteit produceren dan de vraag. Er zijn dan opties nodig om de overschotten te benutten. Het overschot in 2030 is naar verwachting 12 TWh per jaar. Daarnaast zijn er ook momenten dat de vraag groter is dan het aanbod van zon/wind (22 GW) voor een beperkt aantal uren per jaar (CE Delft, 2020). We splitsen flexibiliteit in twee duidelijke componenten: noodzakelijke flexibiliteit voor de korte termijn (zowel vraag als aanbod) en flexibiliteit voor de lange termijn, regelbaar vermogen om tekorten van zon en wind te kunnen dekken. Dit hoofdstuk gaat over de korte termijn. Hoofdstuk 6 gaat over het regelbaar vermogen voor de lange termijn.

Voorbeelden van technieken om overschotten op te vangen

- stoomproductie middels Power-to-Heat (in plaats van aardgas);
- waterstofproductie middels elektrolyse (Power-to-Gas);
- demand-side response (extra elektriciteitsvraag):
 - verbruik verschuiven in tijd door uitstellen productie of bufferen van energie;
 - switchen van energiedrager (bijv. van elektriciteit naar aardgas of waterstof);
 - stopzetten van elektriciteit vragende productie ('make or buy')
- batterijen;
- interconnectie met buitenland.

5.1 Flexibiliteit voor korte termijn

Flexibiliteit voor de korte termijn is nodig om maximaal gebruik te maken van de intermitterende bronnen zon en wind. Door vraag te verschuiven naar momenten van voldoende aanbod wordt de rentabiliteit van zon en wind groter. Curtailment is natuurlijk altijd mogelijk maar een lage prijs is altijd beter dan geen vergoeding. Vanuit systeemperspectief bezien is het wenselijk om met flexibel vermogen het aantal uren regelbaar vermogen te beperken omdat dit duur is (en in de periode tot 2035 nog CO₂-emissie veroorzaakt).

Voor de kortetermijnflexibiliteit is het belangrijk dat de markt voldoende prijsprikkels geeft om deze in te zetten. Voor een deel van de markt is deze er nog onvoldoende.

Kleinverbruikers betalen in de huidige markt overwegend een vaste prijs voor hun energie, waardoor er geen prikkel is om de vraag aan te passen aan het aanbod, bijvoorbeeld door de auto te laden als de zon schijnt en de prijs laag is. Flexibele tarieven worden weliswaar aangeboden in de markt, maar hebben een laag aandeel.

Voor grootverbruikers en partijen die direct op de day-ahead-markt opereren zijn er wel prijsprikkels om flexibiliteit in te zetten. Dit wordt deels verstoord door het degressieve karakter van de energiebelasting en de opbouw van de nettarieven. Doordat de energiebelasting afneemt naarmate er meer energie wordt gebruikt per energiedrager, is het minder aantrekkelijk om te switchen tussen energiedragers (bij elektriciteit en gas). De nettarieven worden hoger naarmate de aansluiting een hoger vermogen heeft, ongeacht hoe vaak dit vermogen wordt benut. Dit kan afnemers ervan weerhouden om incidenteel hun vraag te verhogen als er een overschot is aan aanbod.

Net als voor flexibel productievermogen (regelbaar vermogen, Hoofdstuk 6) zijn voor kortetermijnflexibiliteit, zoals batterijen, piekuren met zeer hoge prijzen nodig om investeringen rendabel te maken. Batterijen zijn nu nog niet rendabel op de day-ahead-markt, maar gegeven de verwachte kostprijzdaling, kunnen ze rendabel worden in 2050 in een krappe markt waarin het aanbod van flexibiliteit beperkt is (Aurora Energy Research, 2021). De belangrijkste belemmering voor batterijen is de tariefstructuur voor netwerkkosten. De netkosten voor grootverbruikers zijn afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting en het maximale vermogen dat ze gebruiken. Hoe vaak ze dit maximale vermogen aanspreken is echter niet van belang. Flexotechnieken hebben een hoog vermogen dat relatief weinig wordt gebruikt. De netwerkkosten drukken daardoor zwaar op de businesscase. Het is dan ook een belemmering voor alle flexopties die worden ingezet bij overschotten.

5.2 Wegnemen belemmeringen

In de huidige regelgeving zit een aantal belemmeringen waardoor de markt niet optimaal kan functioneren:

- **Aanpassing regels aFRR**
De aFRR zou een winstgevende markt kunnen zijn voor batterijen, maar batterijen komen door hun kenmerken niet in aanmerking voor de lucratieve capaciteitsvergoeding met de huidige regels van TenneT. Dit komt doordat een partij om deel te nemen aan de aFRR-markt 24 uur moet kunnen leveren of afnemen, dat kan een batterij niet met dat vermogen. TenneT is voornemens de tijdsblokken aan te passen naar 4 uur, waardoor een 4-uursbatterij zou kunnen deelnemen. (CE Delft, 2023) Naar verwachting is deze markt maximaal 2 GW.
- **Aanpassen nettarieven**
De nettarieven zijn gebaseerd op het maximale vermogen dat een elektriciteitsgebruiker kan afnemen van het net. De tarieven zouden zodanig kunnen worden aangepast dat de tarieven de belasting voor het systeem weerspiegelen. Dit kan bijvoorbeeld door de tarieven flexibel te maken afhankelijk van de beschikbare netcapaciteit. Zo lang er voldoende netcapaciteit is, betalen gebruikers geen extra variabele kosten om hun aansluiting volledig te benutten (CE Delft, 2020). Flexibele vraag die wordt ingezet bij overschotten zou daardoor juist een laag nettatarief hoeven betalen. We gaan er hierbij van uit dat er voldoende netcapaciteit is. Indien netcongestie wel een belemmering vormt voor bijvoorbeeld opslag, heeft dat een negatief effect op de businesscase, ook als de nettarievensystematiek wordt aangepast.

5.3 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen

- **Dynamische prijzen voor alle consumenten**
Dynamische prijzen zorgen voor een prijsprikkel om elektriciteitsverbruik af te stemmen op het aanbod. Automatisering van vraagresponso is wenselijk om de impact voor consumenten te beperken. Daarvoor zijn standaardprotocollen nodig, zoals die er bijvoorbeeld ook bij laadpalen zijn.
- **Degressiviteit energielasting afschaffen**
De degressiviteit in de energielasting geeft een financiële prikkel om meer van één energiedrager te gebruiken, terwijl het voor flexibiliteit juist wenselijk is om te kunnen switchen tussen energiedragers. Ook is daarvoor een vergelijkbaar belastingniveau per GJ nodig voor de verschillende energiedragers (elektriciteit, groengas, waterstof, warmte).

5.4 Discussie

- Zorgt het toenemende aanbod van zon en wind voor voldoende prikkels om te investeren in flexibel vermogen zoals elektrolyzers, batterijen, power-to-X, etc.?
- Zo ja, blijft die prikkel ook op de lange termijn op voldoende niveau? In hoeverre is die extra prijs (ten opzichte van curtailment) noodzakelijk voor de businesscase en kan niet gewoon worden afgeschakeld?
- Is de prijselasticiteit van verschillende type afnemers (consumenten, industriële afnemers) hoog genoeg om voldoende vraagresponst te kunnen realiseren?
- Kunnen de leveranciers daarvoor in voldoende mate nieuwe contractvormen ontwikkelen, of is dat wettelijk beperkt?
- Zijn dynamische prijzen en aanpassing van de energiebelasting noodzakelijk?

6 Regelbaar vermogen om tekorten op te vangen

In de 'oude' marktsituatie was regelbaar vermogen (bijv. gascentrales) ook deels nodig om de basislast te produceren. De businesscase voor het neerzetten en onderhouden van een centrale werd grotendeels gevormd door de basislastproductie. Het inzetten van regelbaar vermogen om onbalans op te vangen was vervolgens mogelijk op basis van de marginale prijs.

Doordat wind en zon steeds meer van de basislast voor hun rekening nemen, verslechtert de businesscase voor regelbaar vermogen. Deze capaciteit zal immers maar een beperkt aantal uren per jaar draaien en is daardoor lastig rendabel te krijgen.

Voorbeelden van CO₂-vrij regelbaar productievermogen

- brandstofcel met waterstof;
- STEG-centrale (CCGT) met waterstof, ombouw van bestaand en nieuwbouw;
- conventionele waterkracht;
- ombouw van kolencentrale naar 100% biomassa;
- demand-side response (tijdelijk verlagen elektriciteitsvraag, hoe tijdelijk?);
- gascentrale op groengas;
- fossiele elektriciteitscentrale met CCS/CCUS;
- nucleaire centrale;
- BECCS (biomassacentrale met CCS);
- extra veel capaciteit wind (er is altijd wel op een plek een minimale productie door wind).

Regelbaar vermogen moet in de toekomst bovendien CO₂ vrij zijn. CO₂-vrij regelbaar vermogen kan nu nog niet goed concurreren met conventioneel regelbaar vermogen. Als de aangekondigde norm dat in 2035 alle elektriciteit CO₂-vrij moet zijn inderdaad wordt doorgevoerd, speelt binnen Nederland de concurrentie met conventioneel niet meer. Wel kan er sprake zijn van concurrentie met fossiele elektriciteit die geïmporteerd wordt. We gaan hieronder eerst in op de vraag hoe de norm voor CO₂-vrije elektriciteit gesteld moet gaan worden, bij productie, bij levering of anderszins.

6.1 Hoe wordt de CO₂-norm in de markt gelegd?

Het huidige marktmodel werkt op zich goed (D'Hulster, A. et al., 2023), maar op een gegeven moment stopt de verdere verlaging van de CO₂-inhoud van elektriciteit doordat Nederland geen substantieel andere CO₂-vrije opties heeft dan zon en wind. Ook op momenten van weinig/geen zon of wind moet de elektriciteitsvraag gedekt worden. Ombouw van een aardgas-CCGT naar waterstof vergt circa € 100-150 per MW en bovendien is de prijs van aardgas + ETS nog lange tijd lager dan de prijs van CO₂-vrije waterstof². Volgende tekstbox geeft een overzicht van de integrale kosten van verschillende flexibele technieken. Boven deze prijzen kunnen ze rendabel worden ingezet.

² Bij een ETS-prijs van € 250 per ton CO₂ neemt de aardgasprijs toe met € 450 per MWh. De productieprijs van groene waterstof wordt voor 2030 ingeschat op € 7 per kg oftewel € 800 per MWh.



Een norm om de CO₂-inhoud van elektriciteit omlaag te brengen kan CO₂-vrij productie-
vermogen met grote zekerheid verder laten groeien.

De norm kan worden opgelegd aan alle producenten van elektriciteit. Dit heeft als voordeel dat alle producenten in een gelijk speelveld komen en ook bestaande producenten onder de norm kunnen vallen. Het nadeel is dat het lastig is om fossiele elektriciteit uit het buitenland onder een producentenverplichting te laten vallen, zodat import van elektriciteit wordt gestimuleerd met risico's van leveringszekerheid en uiteindelijk CO₂-emissie in het buitenland.

De norm kan ook opgelegd worden aan leveranciers. Dit heeft het voordeel dat het bestaande systeem van programmaverplichting eenvoudig kan worden uitgebreid met de eis dat de CO₂-inhoud stapsgewijs omlaag gaat naar 0 g/kWh in 2035, of via een bijmengverplichting voor elke te leveren kWh. Ook hiervoor geldt dat goed geregeld moet worden dat elektriciteitsproductie in het buitenland niet bevoordeeld wordt boven productie in Nederland. Een nadeel kan zijn dat sommige partijen achter de meter elektriciteit produceren voor eigen gebruik met behulp van fossiele brandstoffen. Een ander nadeel is het risico op windfall profits, omdat de prijs wordt bepaald door de marginale optie: de duurste techniek die nodig is. De goedkopere technieken die worden ingezet profiteren daarvan.

Integrale kosten flextechnieken:

- Waterstof + STEG ombouw: € 100-146/MWh bij 2.500 vollasturen/jaar (aangenomen dat er geen gascentrales meer zijn).
 - Waterstof + STEG nieuw: € 140-187/MWh bij 2.500 vollasturen/jaar (aangenomen dat er geen gascentrales meer zijn).
 - Waterstof + brandstofcel: € 162-200/MWh bij 2.500 vollasturen/jaar (aangenomen dat er geen gascentrales meer zijn).
 - Biomassacentrale (ombouw): € 230/MWh bij 440 vollasturen/jaar.
 - Demand-side response om tekorten op te vangen: € 70/MWh of meer, tot 2800 vollasturen/jaar.
- Bron: (CE Delft, 2020).

6.2 Is het leveranciersmodel voldoende?

Het huidige marktsysteem zorgt in principe voor voldoende prikkels voor regelbaar vermogen

In principe zorgt het systeem van balansverantwoordelijkheid voor een prikkel om voldoende flexibiliteit in te kopen op de markt. Elektriciteit wordt geleverd aan eindgebruikers door energieleveranciers. Deze energieleveranciers kunnen de elektriciteit die ze leveren aan afnemers zelf produceren, maar kunnen deze elektriciteit ook inkopen van de producenten. Elektriciteitsleveranciers hebben de verantwoordelijkheid om op elk moment van het jaar elektriciteit te leveren aan hun afnemers. Als ze dit niet kunnen nakomen krijgen ze een boete opgelegd door de ACM.

Deze verplichting tot levering op elk moment van het jaar legt de verantwoordelijkheid voor het realiseren van voldoende flexibiliteitsbronnen bij de leveranciers. De leveranciers moeten er gezamenlijk voor zorgen dat er voldoende flexibiliteitsbronnen zijn om op elk moment elektriciteit te kunnen leveren aan alle afnemers. De leveranciers kunnen zelf investeren in deze flexibiliteitsbronnen, maar ze kunnen er ook voor kiezen om de stroom in te kopen van andere investeerders in deze flexibiliteitsbronnen, via de markt of via directe contracten met deze investeerders. De kosten voor de investeringen in de flexibiliteitsbronnen of het inkopen van stroom van andere investeerders kunnen de leveranciers doorbelasten aan hun afnemers, waarmee een businesscase ontstaat voor de investeerders

in deze flexibiliteitsbronnen, zoals de regelbare centrales. Zo zou de verplichting van energieleveranciers om op elk moment stroom te leveren aan afnemers er in theorie voor moeten zorgen dat de leveringszekerheid gewaarborgd wordt.

Hoge prijspielen zijn nodig om regelbaar vermogen rendabel te maken

Om CO₂-vrij regelbaar vermogen rendabel te maken in een duurzaam energiesysteem zijn hoge prijspielen nodig op momenten van stroomtekorten. Als de flexibele capaciteit echter groot genoeg is om ook op de meest extreme momenten (extreem weer) voldoende stroom te leveren, zullen de meer reguliere prijspielen niet hoog genoeg zijn om goede marges te bieden aan regelbaar vermogen. In een systeem waarin de beschikbare flexibele capaciteit krappert, zouden de piekuren voldoende omzet moeten opleveren om winstgevend te zijn. Het aantal momenten dat niet voldoende elektriciteit kan worden geleverd zal dan echter toenemen. De vraag welk leveringszekerheidsniveau we nog acceptabel vinden wordt dan relevant.

In een markt waar de rentabiliteit van flexibel vermogen afhangt van prijspielen kunnen technologieën met lage investeringskosten het beste concurreren. Voorbeelden van dergelijke technologieën zijn: e-methaan, biogas en waterstof CCGTs (Aurora Energy Research, 2021).

Vertrouwen in de markt is cruciaal

Als de markt onvoldoende liquide wordt door een gebrek aan flexibele capaciteit, ontstaat er een prikkel voor extra investeringen in flexibele capaciteit. Omdat de ontwikkeling van de markt onzeker is, is het echter de vraag of er op tijd geïnvesteerd zal worden (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035, 2022).

Ook in een systeem waarin de prijspielen in principe hoog genoeg zijn om flexibel vermogen rendabel te maken, is het niet zeker of er voldoende geïnvesteerd zal worden. Een businesscase die gebaseerd is op hoge prijspielen gaat immers gepaard met onzekerheid en daardoor risico's. Het is daarnaast van belang dat de markt er vertrouwen in heeft dat de overheid niet zal ingrijpen met bijvoorbeeld prijsplafonds, omdat dat direct de businesscase ondermijnt. Ook zijn er veel innovatieve technologieën in de markt waarvan de ontwikkeling onzeker is (zoals batterijen) en kan er concurrentie optreden met fossiel flexibel vermogen dat wordt geïmporteerd. Het is daarom ook belangrijk om de vraag te stellen of het nodig is om een vangnet te hebben waarbij de overheid of netbeheerder kan ingrijpen als de markt onvoldoende investeert in flexibel vermogen.

Het marktsysteem moet ook robuust zijn in extreme situaties

Ten slotte moeten we ons afvragen of het marktsysteem voldoende robuust is om extreme situaties aan te kunnen. TenneT geeft aan dat de meest uitdagende situaties in een duurzaam energiesysteem de zogenaamde 'Dunkelflaute'-situaties zijn. Dat zijn lange periodes met lage elektriciteitsproductie door zon en wind en tegelijkertijd een hoge elektriciteitsvraag. Om deze situaties op te kunnen vangen is flexibel vermogen nodig (in de vorm van productie, opslag of vraagrespons) dat meerdere dagen achter elkaar continue flexibiliteit kan leveren (TenneT, 2023a).

Deze situaties treden echter maar eens in de zoveel jaar op en het is dus de vraag of hier in een energy-only-markt voldoende in zal worden geïnvesteerd. De volgende situaties kunnen dan optreden:

- **Bewust verzaken.** Er zijn investeringen nodig in regelbare centrales die een zeer beperkt deel van het jaar, of slechts alleen in extreme jaren, noodzakelijk zijn. Dit levert grote onzekerheid op over het terugverdienen van de investering. Het is de vraag of de programmaverantwoordelijkheid voldoende prikkel geeft om ervoor te zorgen dat deze investering alsnog gedaan wordt of dat de leveranciers ervoor kiezen om in dit soort extreme situaties een boete voor lief te nemen.
- **Onbewust verzaken.** Er zijn twee manieren waarop leveranciers onbewust kunnen verzaken en daarmee niet aan hun verplichting voldoen:
 - Het is mogelijk dat leveranciers erop rekenen dat ze op extreme momenten met tekorten voldoende stroom kunnen afnemen op de elektriciteitsmarkt. Echter, er is dan geen garantie dat er voldoende investeringen gedaan zijn in regelbare centrales. Als er onvoldoende investeringen gedaan zijn en er sommige momenten fysiek te weinig elektriciteit beschikbaar, kan een deel van de leveranciers geen stroom afnemen van de markt en niet aan hun verplichting voldoen.
 - Het is ook mogelijk dat leveranciers contracten afsluiten met beheerders van regelbare centrales, zodat deze kunnen investeren in regelbaar vermogen en de leveranciers stroom kunnen afnemen op momenten met tekorten, maar dat de leveranciers onvoldoende vermogen gecontracteerd hebben voor momenten met extreme tekorten en alsnog niet aan hun verplichting kunnen voldoen.

6.3 Wegnemen belemmeringen

In de huidige regelgeving zit een aantal belemmeringen waardoor de markt niet optimaal kan functioneren:

- **Nettarieven**
Zie Paragraaf 5.2 voor een beschrijving van de belemmering.
- **Prijsplafonds**
Zie Paragraaf 4.1 voor een beschrijving van de belemmering.

6.4 Oplossingen die aanpassing overheidsbeleid vereisen

De volgende aanpassingen aan het marktontwerp zijn mogelijk om investeringen in regelbaar productievermogen rendabel te maken:

- **Groei van interconnectiecapaciteit:**
Uitbreiding van de interconnectiecapaciteit wordt in verschillende rapporten als oplossingsrichting genoemd (TNO, 2022). Vanaf 2025 is een importcapaciteit haalbaar van 11 TWh aan elektriciteit en groei naar 23 TWh in 2030 (CE Delft & TNO, 2022). Het is echter een belangrijke vraag in hoeverre we afhankelijk willen en kunnen zijn van buitenlandse elektriciteitsproductie, als de kans op tekorten daar ook groot is (zie Hoofdstuk 3).
- **Operating Reserve Demand Curve (ORDC)**
Met een ORDC wordt een prijsopslag gegeven bovenop de onbalansprijs die op de markt tot stand komt. De prikkel om te investeren in flexibel vermogen wordt daarmee vergroot. Met een algoritme kan de prijsopslag gekoppeld worden aan de Value of Lost Load (VoLL), zodat deze hoger is als er weinig capaciteit beschikbaar is en lager als er

veel capaciteit beschikbaar is op de markt. De gedachte hierachter is dat de maatschappelijke kosten van onvrijwillige afschakeling worden meegenomen in de prijsbepaling en dat als gevolg daarvan vaker hogere onbalansprijzen voorkomen. Deze prijsprikkel is technologieneutraal.

– **Capaciteitsmechanismes**

Europese wetgeving reguleert de mogelijkheden om capaciteitsmechanismes in te zetten. Een lidstaat kan een capaciteitsmechanisme inzetten als is aangetoond dat er een capaciteitsprobleem is. Verschillende lidstaten doen dit al (zie Bijlage B). Er zijn verschillende type capaciteitsmechanismes:

- **Capaciteitsmarkt**

Een capaciteitsmarkt is een markt die bestaat naast de reguliere elektriciteitsmarkt en waarbij elektriciteitsproducenten niet alleen betaald krijgen voor de productie van elektriciteit, maar ook voor het beschikbaar houden van afroepbare capaciteit. België heeft bijvoorbeeld een capaciteitsmarkt. Het argument om een capaciteitsmarkt in te stellen is dat de energy-only-markt onvoldoende prikkels geeft om te investeren in flexibele capaciteit. Daarom wordt een vergoeding gegeven voor het beschikbaar houden van capaciteit. Een nadeel van een capaciteitsmarkt is dat overcapaciteit in stand wordt gehouden. Dat zorgt voor extra kosten aan onderhoud, personeel, etc. Bovendien dekt een capaciteitsmarkt niet de onrendabele top van brandstof af, terwijl dit juist bij veel flexopties speelt.

- **Strategische reserve**

Een strategische reserve is een verzameling van opwekcapaciteit die buiten de elektriciteitsmarkt wordt gehouden, totdat de markt niet meer aan de vraag naar elektriciteit kan voldoen. Doorgaans bevat een strategische reserve bestaande capaciteit, die op deze manier beschikbaar gehouden wordt. Een strategische reserve haalt vermogen uit de elektriciteitsmarkt en verbetert daardoor in principe de concurrentiepositie voor het resterende vermogen. Een strategische reserve is minder geschikt om nieuwe investeringen in opwekcapaciteit uit te lokken. Nederland bereidt momenteel een bepaling in de Energiewet voor waardoor de Minister van Economische Zaken en Klimaat aan TenneT de opdracht kan geven om een strategische reserve in te richten. Dit mag pas als een leveringszekerheidsprobleem wordt vastgesteld en dit niet kan worden verholpen door het wegnemen van regulatoire belemmeringen en/of marktverstoringen (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035, 2022).

– **Normering**

Een oplossingsrichting die meer buiten de markt staat is om verplicht te stellen dat er voldoende regelbaar vermogen moet zijn. Dit kan op verschillende manieren worden ingericht.

- **Normering voor leveranciers**

In dit geval ligt de verplichting om voldoende regelbaar vermogen te hebben of om leveringszekerheid te bieden bij de leverancier. Daarmee wordt voorkomen dat er op enig moment een tekort ontstaat aan regelbaar vermogen en de leveringszekerheid in het geding komt. Omdat investeringsbeslissingen in een dergelijk systeem niet worden genomen op basis van prijsprikkels is dit vanuit economisch perspectief geen efficiënt systeem en het kan dan ook leiden tot hogere consumentenprijzen dan nodig.

- **Normering voor eindverbruikers**

Een vergelijkbare norm kan ook bij de eindverbruikers worden neergelegd. Huishoudens zouden dit vervolgens weer kunnen delegeren aan hun energieleverancier, zoals nu ook al gebeurt met de programmaverantwoordelijkheid. Het voordeel van het neerleggen van de verplichting bij eindverbruikers is dat er een directe prikkel ontstaat voor vraagrespons bij bijvoorbeeld de industrie.

6.5 Discussie

- Biedt de programmaverantwoordelijkheid in combinatie met de stijgende ETS-prijs voldoende prikkel om te blijven investeren in voldoende regelbaar vermogen?
- Biedt de huidige energy-only-markt voldoende prikkel om ook op extreme momenten die weinig voorkomen voldoende elektriciteit te kunnen leveren? Kan het systeem kortdurende extremen en langere periodes ('dunkelflaute') aan?
- Of is een capaciteitsmechanisme noodzakelijk? Of subsidie, of capacity subscription?
- Of is normering van de hoeveelheid back-up-vermogen noodzakelijk, en zo ja, via de leverancier of via de consument?
- Is er voldoende vertrouwen in de markt om te investeren in flexibel CO₂-vrij vermogen, ook als de prikkels aanwezig zijn?
- Wat gebeurt er als we zien aankomen dat er niet voldoende geïnvesteerd wordt in flexibel CO₂-vrij vermogen?

7 Discussie

Op basis van de voorgaande hoofdstukken zien we een aantal belangrijke discussiepunten. Deze zijn onderverdeeld in vier segmenten, maar het is duidelijk dat er grote samenhang is. Beleidsmaatregelen die leiden tot investeringen in een goede flexibele vraag zijn ook belangrijk voor investeringen in zon en wind.

De hoofdvraag is of, en zo ja welke aanpassingen van de marktregels nodig zijn voor een CO₂-vrije en zekere voorziening naast de toenemende prijs voor CO₂-rechten? Of is facilitering van technische oplossingen zoals nu voorgesteld door minister Jetten voldoende?

Randvoorwaarden:

- Zijn de aangekondigde beleidsmaatregelen in combinatie met het huidige beleid, voldoende om een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening in 2035 te realiseren.
- Is het mogelijk en praktisch uitvoerbaar om in Nederland eerder CO₂-vrij te zijn dan in de rest van Europa? Wat betekent het voor de kosten voor Nederland? Kunnen marktversturende grenseffecten worden voorkomen?
- Welke mate van zekerheid van elektriciteitslevering is nodig? Voor iedereen of voor bepaalde gebruikers? Wat zijn de implicaties als dat wordt gedifferentieerd?
- In welke mate willen we afhankelijk zijn van het buitenland? Zit het omringende buitenland niet in hetzelfde schuitje als het lange tijd windstil en mistig is?
- In hoeverre zijn prijsspieken acceptabel?

Zon en wind:

- Welke beleidsmaatregelen zijn nodig om het aandeel zon/wind verder te laten groeien als er geen subsidie meer wordt verstrekt, ook bij een toenemende elektriciteitsvraag?
- Bieden de door de EC voorgestelde ‘two-sided contracts for difference en PPA’s voldoende steun?
- Biedt de programmaverantwoordelijkheid in combinatie met de stijgende ETS-prijs voldoende prikkel om te blijven investeren in zon en wind?

Flexibel vermogen:

- Zorgt het toenemende aanbod van zon en wind voor voldoende prikkels om te investeren in flexibel vermogen zoals elektrolyzers, batterijen, power-to-X etc.?
- Zo ja, blijft die prikkel ook op de lange termijn op voldoende niveau? In hoeverre is die extra prijs (ten opzichte van curtailment) noodzakelijk voor de businesscase en kan niet gewoon worden afgeschakeld?
- Is de prijselasticiteit van verschillende type afnemers (consumenten, industriële afnemers) hoog genoeg om voldoende vraagresponst te kunnen realiseren?
- Kunnen de leveranciers daarvoor in voldoende mate nieuwe contractvormen ontwikkelen, of is dat wettelijk beperkt?
- Zijn dynamische prijzen en aanpassing van de energiebelasting noodzakelijk?

Regelbaar vermogen om tekorten op te vangen:

- Biedt de programmaverantwoordelijkheid in combinatie met het stijgende ETS-prijs voldoende prikkel om te blijven investeren in voldoende regelbaar vermogen?
- Biedt de huidige energy-only-markt voldoende prikkel om ook op extreme momenten die weinig voorkomen voldoende elektriciteit te kunnen leveren? Kan het systeem kortdurende extremen en langere periodes (‘dunkelflaute’) aan?
- Of is een capaciteitsmechanisme noodzakelijk? of subsidie, of capacity subscription?

- Of is normering van de hoeveelheid back-up vermogen noodzakelijk, en zo ja, via de leverancier of via de producent?
- Is er voldoende vertrouwen in de markt om te investeren in regelbaar CO₂-vrij vermogen, ook als de prikkels aanwezig zijn?
- Wat gebeurt er als we zien aankomen dat er niet voldoende geïnvesteerd wordt in regelbaar CO₂-vrij vermogen?



Referentielijst

- Aurora Energy Research, 2021. *CO₂-free flexibility options for the Dutch power system*, Oxford: Aurora Energy Research
- CBS, 2023. Aandeel hernieuwbare elektriciteit met 20 procent gestegen in 2022, 6-3-3023 <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/10/aandeel-hernieuwbare-elektriciteit-met-20-procent-gestegen-in-2022#:~:text=Aandeel%20hernieuwbare%20elektriciteit%20met%2020%20procent%20gestegen%20in%202022,-6%2D3%2D2023&text=De%20productie%20van%20elektriciteit%20is,procent%20naar%2047%20miljard%20kWh>
- CE Delft, 2020. *Verkenning ontwikkeling CO₂-vrije flexibele energietechnieken*, Delft: CE Delft
- CE Delft, 2023. *Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie*, Delft: CE Delft
- CE Delft & TNO, 2022. *50% green hydrogen for Dutch industry: Analysis of consequences draft RED3*, Delft: CE Delft
- D'Hulster, A., Hamels, S., Laveyne, A., Ovaere, M. & Schoors, K., 2023. *Vier aanbevelingen voor een stabiele en duurzame elektriciteitsmarkt*, Gent: Universiteit Gent
- EPRS, 2017. *Briefing: Capacity mechanisms for electricity*
- EU, 2019. *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)*, Brussels: Official Journal of the European Union
- Europese Commissie. 2023. Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591.
- Expertteam Energiesysteem 2050, 2023. *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050*
- Federale Overheidsdienst Economie (BE), 2022. Capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM), <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/elektriciteit/capaciteitsmechanismen/capaciteitsremuneratiemechanisme#:~:text=het%20capaciteitsremuneratiemechanisme%20toegepast%3F-Wat%20is%20het%20capaciteitsremuneratiemechanisme%3F,tegelijktijd%20de%20energietransitie%20wordt%20ondersteund.1-6-2023>
- Minister van BZ, 2023. *BNC-fiche 6: Verordening ter verbetering van het EU elektriciteitsmarktontwerp*
- Minister voor Klimaat en Energie, 2023. *Kamerbrief over voorjaarsbesluitvorming Klimaat*
- Ministerie van EZK, 2023. *Scherpe doelen, scherpe keuzes: IBO aanvullend normerend en beprijzend nationaal klimaatbeleid voor 2030 en 2050*
- Netbeheer Nederland. 2022. *Energienet in 2021 meer dan 99,9 procent betrouwbaar*, 1 maart 2022 <https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/energienet-in-2021-meer-dan-99-99-procent-betrouwbaar-1508>. 29 mei 2023



- PBL, 2022. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- Rijksoverheid, 2023. *Concept-Nationaal plan energiesysteem*, Den Haag: Rijksoverheid
- TenneT, 2023a. *Adequacy Outlook*, Arnhem: TenneT
- TenneT.2023b. Balanceringsmarkten, <https://www.tennet.eu/nl/balanceringsmarkten>. 29-05-2023
- TenneT, 2023c. *Target Grid, Het elektriciteitsnet van de duurzame toekomst begint vandaag*
- TenneT.2023d. Wat voor markten zijn er en hoe werken ze?, <https://netztransparenz.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/elektriciteitsmarkt/wat-voor-markten-zijn-er-en-hoe-werken-ze/>. 29-05-2023
- Timera Energy.2020. A tour of European capacity markets, <https://timera-energy.com/a-tour-of-european-capacity-markets/>. 01-06-2023
- TNO, 2022. *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland. Nieuwe verkenning toont grenzen mogelijkheden (White paper)*, Amsterdam: TNO
- Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035, 2022. *Naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)



A Elektriciteitsmarkten

Hieronder beschrijven we de drie typen markten waarop elektriciteit wordt verhandeld.

A.1 Energiemarkten

Elektriciteit wordt verhandeld op drie verschillende groothandelsmarkten (TenneT, 2023d):

- **Langetermijnmarkt (forward and futures market)**
Op de langetermijnmarkt wordt tussen vier jaar en één maand voor de levering elektriciteit verhandeld. Daardoor hebben afnemers én aanbieders van elektriciteit de zekerheid dat ze in de toekomst elektriciteit af kunnen nemen voor de afgesproken prijs en zijn ze dus minder kwetsbaar voor prijsschommelingen. Dat gebeurt door middel van *futures*: gestandaardiseerde producten op de elektriciteitsmarkt en *forwards*: bilaterale transacties, die niet gestandaardiseerd zijn.
- **Day-ahead-markt**
Op de day-ahead-markt wordt elektriciteit verhandeld in urenblokken voor de 24 uur van de volgende dag. Dagelijks wordt de day-ahead-markt om 12:00 vrijgegeven en wordt de prijs bepaald. De prijs op deze markt wordt vaak gezien als ‘dé elektriciteitsprijs’.
- **Intraday-markten**
De intraday-markt opent nadat de day-ahead-markt voor de betreffende dag is vrijgegeven en wordt gebruikt om de in- en verkoop van elektriciteit aan te passen aan betere prognoses van vraag en aanbod.

De day-ahead-markt en intraday-markt vormen samen de spotmarkt. De spotmarkt is alleen toegankelijk voor Balance Responsible Parties (BRP's). Dat geldt niet voor de termijnmarkt.

A.2 Balanceringsmarkten

Er zijn verschillende balanceringsmarkten (TenneT, 2023b):

- **FCR (Frequency Containment Reserves)/primaire reservevermogen**
Dit is de eerste dienst die TenneT inschakelt bij netafwijkingen en deze is nodig om aan haar internationale balanceringsverplichting te voldoen. TenneT selecteert aanbieders op basis van merit order. Dit reserve vermogen moet binnen 30 seconden beschikbaar zijn.
- **aFRR (automatic frequency restoration)**
Deze markt wordt na de FCR ingeschakeld, zodat die weer beschikbaar komt voor nieuwe vermogensafwijkingen. Leveranciers kunnen op twee manieren inkomsten genereren bij de aFRR:
 - De *capaciteitsvergoeding* is er om partijen te verplichten om energiebiedingen in te dienen voor de volgende dag. Partijen bieden hun vermogen aan voor een prijs per MW per kwartier. TenneT betaalt de geboden prijs ('pay as bid') aan de goedkoopste bieder en dient deze partij energiebiedingen in.
 - Bij een *energiebieding* bieden partijen per kwartier aan om op te regelen of af te regelen. Al er onbalans is op het net worden de biedingen op volgorde van prijs geactiveerd. Alle capaciteit die wordt ingezet, krijgt de prijs van de hoogste bieding ('pay as cleared'). Deze prijs geldt ook op de vrijwillige onbalansmarkt.

- **mFRR (manual frequency restoration)**
De mFRR wordt ingezet bij incidenten en langdurige vermogensafwijkingen. TenneT sluit capaciteitscontracten af. De ingekochte capaciteit moet te allen tijde beschikbaar zijn.
- **Vrijwillige onbalansmarkt**
Ook buiten de aFRR kunnen partijen bijdragen aan vermindering van de onbalans in het net. TenneT stelt daarvoor een near-realtime-prijssignaal beschikbaar, voor het op- en afregelen van vermogen. Dit wordt vaak ‘de onbalansmarkt’ genoemd, hoewel het niet echt een markt is.

A.3 Congestie management

Bij congestie management ontvangen flexibele afnemers of producenten een vergoeding om hun gedrag aan te passen, zodat de piekbelasting verlaagd wordt. Daardoor ontstaat er ruimte om meer capaciteit op het net aan te sluiten. Er zijn twee methoden om dat te doen:

- **Capaciteitsbeperkingscontract (CBC)**
Een langdurig contract tussen een aangeslotene en de netbeheerder, waarin wordt afgesproken dat de aangeslotene tegen een vastgestelde vergoeding zijn energiegebruik aan zal passen op momenten dat de netbeheerder daarom vraagt.
- **Redispatch-markt**
Op deze markt bieden partijen flexibiliteit aan tegen een prijs. De netbeheerder zal volgens de biedladder de flexibiliteit inkopen die het voor het vastgestelde moment nodig heeft.

Als er wel flexibel vermogen aanwezig is, maar de marktmechanismes er niet voor zorgen dat dit ontsloten wordt, dan kan de netbeheerder ‘niet-markt-gebaseerd congestie management’ inzetten. De netbeheerder verplicht een aangeslotene dan om tegen gereguleerde tarieven flexibiliteit te bieden.

B Capaciteitsmechanismes

B.1 Wat is een capaciteitsmechanisme?

Met de toename van fluctuerend en onzeker aanbod van elektriciteit (in de vorm van zon en wind), neemt ook het aantal momenten toe dat de productie van elektriciteit niet voldoende is om in de vraag ernaar te voorzien. Er zijn verschillende mogelijke manieren waarmee op een mogelijk tekort aan aanbod geanticipeerd kan worden binnen bestaande elektriciteitsmarkten, zoals via vraagresponsof opslag in batterijen. Voor het geval dat er binnen de bestaande elektriciteitsmarkten niet voldoende leveringszekerheid geboden kan worden, staat Europese regelgeving toe dat een capaciteitsmechanisme aangesproken wordt.

Een capaciteitsmechanisme is een maatregel waarbij de beschikbaarheid van capaciteit voor elektriciteitsproductie wordt beloond, typisch buiten de bestaande elektriciteitsmarkten om. Naast aanbieders van elektriciteit kan dit ook gaan om grote partijen die hun vraag kunnen verminderen. Een capaciteitsmechanisme kan de vorm aannemen van een aparte markt waarop partijen zich kunnen aanbieden (een capaciteitsmarkt), of kan de vorm aannemen van een contract met een specifieke partij. De tweede optie is het geval bij een strategische reserve. Hierbij wordt een bepaalde capaciteit buiten de markt gehouden (bijvoorbeeld een oude elektriciteitscentrale) en door de netbeheerder gecontracteerd. Deze capaciteit kan vervolgens niet meer meedoen op de elektriciteitsmarkten. In het geval van een capaciteitsmarkt, kunnen partijen daarnaast ook nog meedoen op de verschillende elektriciteitsmarkten (EPRS, 2017).

B.2 Welke EU-regulering is er omtrent capaciteitsmechanismen?

Vanuit de EU is er regulering omtrent het gebruik van capaciteitsmechanismen door lidstaten, omdat het gebruik ervan de marktwerking verstoort. Capaciteitsmechanismen dienen daarom alleen te worden ingevoerd als tijdelijke maatregel (maximaal 10 jaar) en moeten altijd proportioneel zijn aan de mate waarin er een leveringszekerheidsprobleem is.

Vanuit de Elektriciteitsverordening uit 2019 wordt voorgeschreven dat de ENTSO-e elk jaar een leveringszekerheidscheck op Europees niveau, voor elk jaar tot 10 jaar vooruit. Keuze voor capaciteitsmechanisme moet gebaseerd zijn op deze Europese leveringszekerheidscheck. Zonder deze check mag een dergelijk mechanisme niet ingevoerd worden. Lidstaten dienen bovendien te onderzoeken welke beleidsmaatregelen (of het ontbreken daarvan) bijdragen aan tekort aan leveringszekerheid, en dienen maatregelen vast te leggen die het tekort weer zouden moeten overkomen (in een zogenaamd 'Implementation Plan'). Als een laatste redmiddel mogen lidstaten tijdelijk een capaciteitsmechanisme invoeren. In eerste instantie dient een strategische reserve onderzocht te worden als capaciteitsmechanisme, en als dit het tekort niet voldoende zal verhelpen mogen andere mechanismen overwogen worden (EU, 2019).

B.3 Welke landen in de EU maken op dit moment gebruik van een capaciteitsmechanisme?

Er is een aantal landen binnen Europa die van de Europese Commissie toestemming heeft tot het gebruik van een capaciteitsmechanisme.

Hoewel inmiddels niet meer onderdeel van de Europese Unie, heeft het Verenigd Koninkrijk een van de meest ontwikkelde capaciteitsmechanismen in Europa. Zij introduceerde een capaciteitsmarkt in 2014, waarbij capaciteitscontracten worden afgesloten voor een duur van maximaal 15 jaar, met 1-jarige contracten voor bestaande capaciteit (Timera Energy, 2020).

Waar België eerder gebruikmaakte van een strategische reserve in winterperiodes (maar deze in de afgelopen paar jaar niet nodig bevonden is) heeft zij in 2021 een capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM) geïntroduceerd, om vanaf 2025 leveringszekerheid te kunnen bieden na het sluiten van kerncentrales. Jaarlijks wordt een van tevoren vastgesteld volume door de TSO via een veiling toegekend, en vanaf 2025 zou er dus geleverd moeten worden. Een contract heeft standaard een lengte van 1 jaar, maar een aanbieder kan onder bepaalde voorwaarden in aanmerking komen voor een langere contractduur van 3, 8 of 15 jaar. Het mechanisme is technologie-neutraal en aanbieders van capaciteit verkrijgen inkomsten via een beschikbaarheidsvergoeding en daarnaast de marktprijs voor elektriciteit (tot een vastgesteld maximum) (Federale Overheidsdienst Economie (BE), 2022).

Voor beide landen geldt overigens dat er momenteel in verband met de energiecrisis discussie is over het langer openhouden van kern- en/of kolencentrales, wat direct invloed heeft op de werking van de capaciteitsmarkten.