

ONDERZOEK NAAR NET- TARIEVEN EN FLEXIBILITEIT

Eindrapportage

This document describes why electricity remains 2 to 10 times more expensive than natural gas for up to 30 years. the arguments for this are highlighted on the following pages(read the arguments in the following order) :

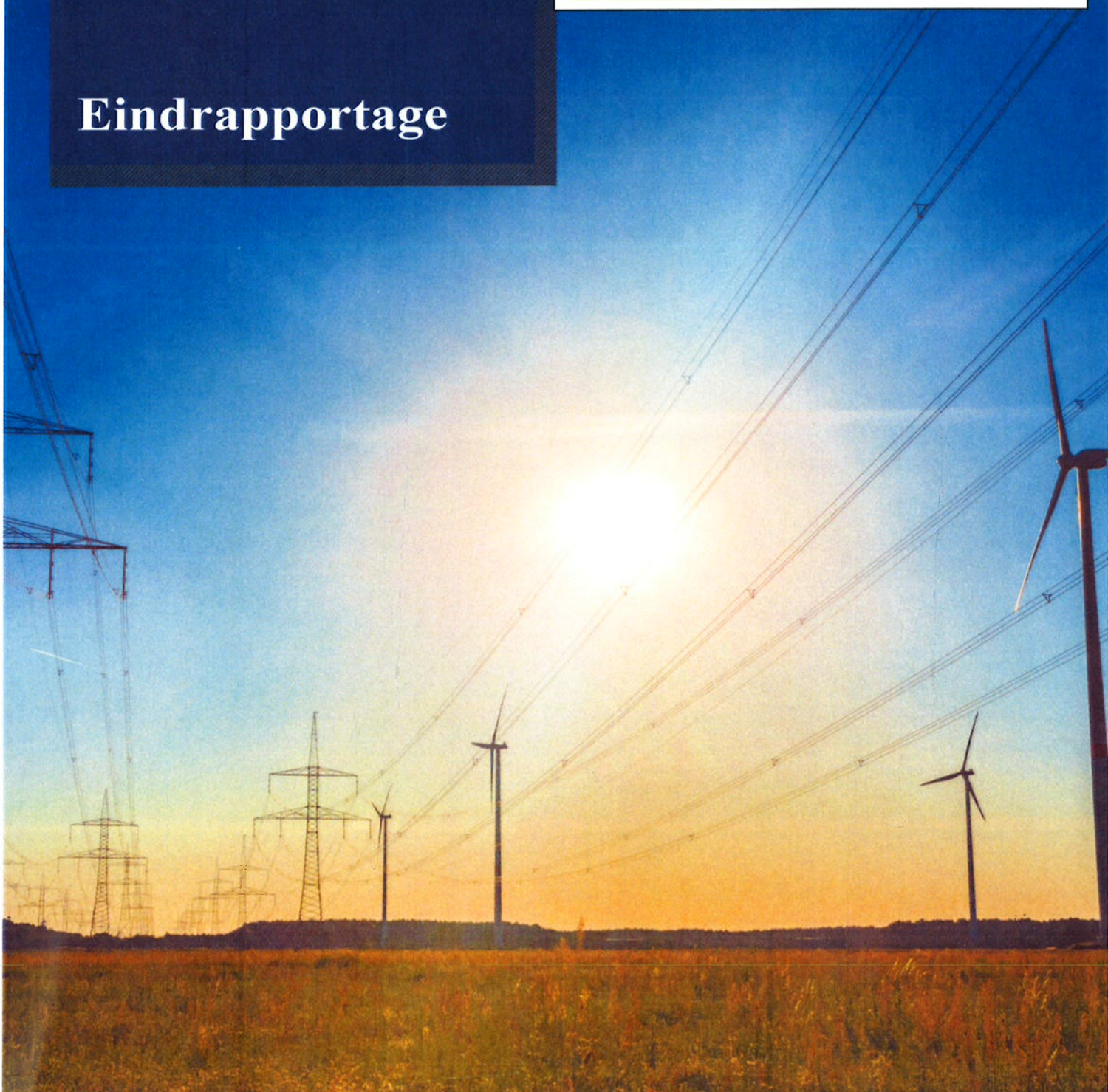
Page: 20 Paragraph :2.2.4

Page: 15 Paragraph:2.2.1

Page 13 Paragraph:2.1.2

Page 37 Summary and Conclusion

Page 16 Paragraph:2.2.2



•

Onderzoek naar nettarieven en flexibiliteit

Eindrapportage

13 juli 2016

Bert den Ouden

Rutger Bianchi

Jort van Aken

Inhoud

1.	Inleiding	7
1.1	Aanleiding en context.....	7
1.2	Scope van het onderzoek.....	8
1.3	Onderzoeksvraag.....	9
1.4	Interviews.....	9
1.5	Leeswijzer	9
2.	Flexibiliteit in het huidige systeem	11
2.1	De huidige tariefstructuur	11
2.2	In hoeverre beperkt de huidige tariefstructuur opties voor flexibiliteit.....	15
2.3	Is er sprake van een ongelijk speelveld?	21
3.	Alternatieve tariefstructuren	23
3.1	Alternatieve tariefstructuren en herverdelingseffecten.....	23
3.2	Preferente alternatief	27
4.	Potentieelschatting extra flexibiliteit en reductie balanceringskosten	31
4.1	Warmteverbruik als basis potentieelschatting flexvermogen.....	32
4.2	Deel van de vraag naar flexibiliteit op de spotmarkt dat valt in de off-peak uren	34
4.3	Potentieelschatting vermindering balanceringskosten	35
	Samenvatting en conclusies	37
	Bijlagen	
	Bijlage 1: Geraadpleegde instanties	40
	Bijlage 2: Toelichting scenario's	41



1. Inleiding

1.1 Aanleiding en context

De transitie naar een duurzame energievoorziening brengt veel veranderingen en uitdagingen met zich mee voor het energiesysteem, zowel op technisch als organisatorisch gebied. De energietransitie zal leiden tot een sterke toename van het gebruik van intermitterende hernieuwbare bronnen voor de elektriciteitsproductie, zoals zon en wind. De rol van flexibiliteit in zowel productie als vraag wordt daarom steeds belangrijker. Een gegeven dat wordt onderschreven door het recent uitgebrachte Energierapport.¹

Door middel van marktwerking bieden energiemarkten partijen de mogelijkheid om in te spelen op de steeds dynamischer wordende energievoorziening. De huidige tariefstructuren van de elektriciteitsnetten zijn echter niet ontworpen voor een systeem met een intermitterend energie-aanbod. Hierdoor doet zich de vraag voor of de tariefstructuur voldoende is toegesneden op de doelen die bereikt willen worden in deze nieuwe situatie.

Uit verschillende ervaringen blijkt dat de nettarieven een substantieel deel van de totale uitgaven beslaan die bedrijven moeten maken om flexibeler in de energiemarkt te opereren, zodanig dat dit prohibitief zou kunnen zijn voor de inzet van deze flexibiliteit. Dit kan vooral een beletsel zijn daar waar bedrijven in willen springen op momenten dat er sprake is van een relatief groot aanbod van (duurzaam opgewekte) elektriciteit en dit willen gebruiken voor hun processen of verwarming. Dit geldt niet alleen voor de industrie, ook in de glastuinbouw komt dit naar voren. Sommige glastuinders zien de huidige nettarieven bijvoorbeeld als een belemmering om goed te kunnen acteren op de balanceringsmarkt.²

Meer dynamische tarifiering kan een middel zijn om het energiesysteem efficiënter te maken. Het kan bijvoorbeeld leiden tot uitsparingen van netinvesteringen of een stimulerende werking hebben op het gedrag van aangesloten op het net, door benutting van vraagrespons of het gebruik van energieopslag te accommoderen.

Voorliggend rapport onderzoekt de relatie tussen flexibiliteit en nettarieven, en de toegevoegde waarde van meer dynamische tarieven voor flexibiliteit.

¹ Ministerie van Economische Zaken: 'Energierapport – Transitie naar Duurzaam' (2016)

² Dit is onder andere gebleken uit business cases afkomstig uit de industrie, zie studie: Berenschot, CE Delft, ISPT; 'Power to Products' (2015), en de glastuinbouw, via LTO.

1.2 Scope van het onderzoek

Het onderzoek richt zich uitsluitend op het door middel van dynamiseren van net-tarieven mogelijk doen ontsluiten van flexibiliteit in de industrie, naar aanleiding van de studie Power to Products, alsmede de glastuinbouw waar ook soortgelijke mogelijkheden lijken te liggen.

De belangrijkste te ontsluiten flexibiliteitsoptie die in deze studie wordt onderzocht is power-to-heat, omdat dit in de industrie en glastuinbouw een zeer opportune en breed beschikbare flexibiliteitsoptie is.

Onder flexibiliteit wordt in dit onderzoek steeds flexibiliteit bedoeld, in de vorm van het tijdelijk doen toenemen van de elektriciteitsvraag in situaties waarin het aanbod van duurzame elektriciteit relatief groot is.³

Dit concentreert zich op twee markten: de TenneT onbalansmarkt, op momenten van zogenaamde negatieve onbalans, en overschotten op de APX spotmarkt, bijvoorbeeld als gevolg van grote productie van duurzame energie en/of lage elektriciteitsvraag. De flexibiliteit heeft naar verwachting een stabiliserend effect op de elektriciteitsprijs en werkt mogelijk opbrengst verhogend voor duurzaam opgewekte energie. Daarnaast kan het ontsluiten van meer flexibiliteit, naast andere oplossingen, in de toekomst ook een bijdrage leveren aan het nuttig toepassen van tijdelijke overschotten aan duurzame energie naarmate het aandeel daarvan verder groeit.

Uiteraard bestaat er ook flexibiliteit in de omgekeerde situaties (positieve onbalans of tekorten aan productiecapaciteit c.q. tijdelijk hoge prijzen), die ook erg belangrijk is. In dit onderzoek naar de tariefstructuur blijft dit soort flexibiliteit echter buiten beschouwing omdat deze in de praktijk niet of nauwelijks belemmerd wordt door de tariefstructuur.

De huishoudens en utiliteitsbouw zijn in deze studie buiten beschouwing van de studie gelaten. In het algemeen is de analyse in deze studie alleen geënt op de situatie van middel- en grootverbruikers, en niet op de situatie van kleinverbruikers.

Tenslotte wordt opgemerkt dat eventuele wijzigingen van de tariefstructuur in het algemeen kunnen leiden tot zeer complexe vragen en veranderingsprocessen. Dit onderhavige onderzoek beoogt niet om een uitputtende beschouwing van alle aspecten hiervan te geven; het moet gezien worden als een vooronderzoek naar de mogelijke aanpassingen om de flexibiliteit in de industrie en de glastuinbouw beter te kunnen ontsluiten, voor verdere uitwerking en overleg met partijen.

³ In deze studie wordt deze situatie soms beschreven als een situatie van 'overaanbod' of 'overschot'. Hiermee wordt niet de strikt economische definitie van aanbodoverschot dan wel vraagtekort bedoeld, aangezien er altijd sprake is van een evenwicht van (elektriciteits)vraag en aanbod, zij het voor een lage prijs. Van een overschot is ons inziens slechts sprake als de prijs voor elektriciteit negatief wordt.

1.3 Onderzoeksvraag

Tegen de hiervoor geschetste achtergrond en scope heeft Berenschot een onderzoek uitgevoerd naar de flexibilisering van nettarieven. De kernvragen zijn:

- In hoeverre is het juist dat de huidige tariefstelling inzet van demand response bij de industrie en glastuinbouw ontmoedigt en een ongelijk speelveld creëert tussen verschillende vormen van flexibiliteit?
- Welke tarievenstructuur zou de juiste prikkels geven aan de energieverbruikers in industrie en glastuinbouw om hun gedrag (productie/afname) te optimaliseren gegeven de verwachte toegevoegde waarde van meer flexibiliteit in het totale elektriciteitssysteem? Wat zijn de te verwachten herverdelingseffecten?
- Wat is de gekwantificeerde, geschatte bijdrage van het ontsluiten van extra (vraagzijde) flexibiliteit door creatie van een gelijk speelveld door middel van dynamische transporttarieven, in peiljaren 2014 en 2023, aan het totaal aangeboden vermogen en aan het verminderen van de totale balanceringskosten?

1.4 Interviews

In het kader van dit onderzoek zijn er interviews gehouden met verschillende stakeholders die gezamenlijk een groot en relevant deel van de elektriciteitsmarkt beslaan. Hierbij moet gedacht worden aan netwerkbedrijven, vertegenwoordigende partijen uit de kring van de eindverbruikers in industrie en glastuinbouw, energiebedrijven en het netbeheer. Een overzicht van de geraadpleegde partijen is te vinden in Bijlage 1.

Door met deze verschillende partijen in gesprek te gaan is een goed beeld verkregen van de huidige tariefssystematiek en de problematiek in relatie tot (vraag) flexibiliteit. In deze gesprekken is ook de mogelijkheid aangegrepen om ideeën voor toekomstige alternatieve tariefstructuren te inventariseren en kwalitatief te beschouwen, en zijn de mogelijke merites hiervan besproken.

1.5 Leeswijzer

De studie start in hoofdstuk 2 met een zeer beknopte beschouwing van de huidige situatie. Op basis van relevante wet- en regelgeving, gebruik makend van resultaten uit business cases en expertinterviews, is gevalideerd in hoeverre de huidige tariefstructuur de mogelijkheden tot flexibiliteit ontmoedigt en een ongelijk speelveld creëert.

In hoofdstuk 3 zijn vervolgens verschillende alternatieve tariefstructuren op hoofdlijnen beschreven en bijkomstige herverdelingseffecten (kwalitatief) benoemd. De alternatieve tariefstructuren zijn voor een deel afkomstig uit interviews die gehouden zijn met netbeheerders en marktpartijen.

In hoofdstuk 4 is een potentiële schatting gemaakt van de potentiële bijdrage van het ontsluiten van extra flexibiliteit door middel van dynamische transporttarieven in 2014, 2023 en 2030. Deze schatting is gebaseerd op flexibiliteit binnen de industrie en glastuinbouw die op dit moment relatief makkelijk te ontsluiten is, maar door de huidige tariefstructuur veelal niet economisch rendabel is. De schatting is gebaseerd op lage temperatuur power-to-heat ($<100\text{ }^{\circ}\text{C}$) die ingezet kan worden in daluren, gebruikmakend van mogelijke nieuwe tariefstructuren.

Vervolgens is er een schatting gemaakt van de potentiële impact hiervan op de totale balanceringskosten. Deze schatting is gemaakt door de mogelijkheden die alternatieve tariefstructuren bieden wat betreft flexibiliteit voor de balanceringsmarkt in daluren (veelal situaties van lage netbelasting), bij de huidige onbalansvolumes en -prijzen, gebruik makend van het potentieel vanuit de industrie en glastuinbouw.

In hoofdstuk 5 zijn de belangrijkste conclusies en aanbevelingen geformuleerd.

2. Flexibiliteit in het huidige systeem

2.1 De huidige tariefstructuur

De tarieven die netbeheerders in rekening brengen komen voort uit de kosten die zij maken ter uitvoering van hun wettelijke taken. Deze kunnen worden samengevat in de onderstaande diensten die de netbeheerders leveren:

- de aansluitdienst;
- de transportdienst.

Voor elk van deze diensten geldt dat deze in rekening worden gebracht via één of meerdere tarieven. De vormgeving van de tarieven moet voldoen aan een aantal eisen die zijn vastgelegd in Europese en nationale wetgeving. Een belangrijk uitgangspunt is dat de tarieven een afspiegeling moeten vormen van de werkelijk gemaakte kosten.⁴ Dit wordt ook wel het kosten-veroorzakersbeginsel genoemd.

Omdat de kosten van energienetten op detailniveau niet goed toe te rekenen zijn aan individuele afnemers, is een volledig zuivere hantering van het kostenveroorzakersprincipe vaak niet mogelijk. Daarom wordt er bij de vormgeving van de tarieven in de meeste gevallen geabstraheerd van een individuele toerekening van kosten. Naast het kostenveroorzakersprincipe zijn twee andere belangrijke Europese randvoorwaarden dat tarieven transparant en non-discriminatoir dienen te zijn.⁵

Hieronder volgt een beknopte beschrijving van de huidige tariefstructuur, waarbij de focus ligt op de doorberekening van de kostencomponenten van de aansluit- en transportdienst aan verbruikers. De kosten van de systeem- en meetdiensten zijn verdisconteerd in de (transportonafhankelijke) transporttarieven, maar worden in deze studie buiten beschouwing gelaten, omdat deze minder relevant is in relatie tot de vraagstelling: het beïnvloedt nauwelijks de inzet van flexibiliteit en leidt ook niet significant tot een ongelijk speelveld.

⁴ Artikel 14, eerste lid, verordening 714/2009/EG

⁵ Beschrijving tarievenssystematiek, bijlage consultatiedocument STROOM.

2.1.1 *Wijze van doorberekenen van de kostencomponenten aan verbruikers*

Onderstaand zijn beknopt de verschillende kostengerelateerde componenten van de aansluit- en transportdiensten beschreven.

A *Periodieke aansluitvergoeding*

Voor het maken van een aansluiting wordt eenmalig een aansluitingsvergoeding in rekening gebracht en daarnaast een *periodieke aansluitvergoeding* per jaar voor het in stand houden van de aansluiting.

Het aansluittarief dient ter dekking van de kosten die netbeheerders maken in verband met de werkzaamheden betreffende het aansluiten van afnemers en producenten op het elektriciteitsnet.⁶ Het aansluittarief geldt dus voor zowel producenten als verbruikers. In dat kader is er dan ook geen sprake van verstoring van het gelijke speelveld tussen producenten en verbruikers. Uit sommige business cases blijkt overigens wel dat het aansluittarief een knelpunt kan zijn voor verschillende flexibiliteitsopties.⁷

B *Vastrecht transportdienst*

De tariefdrager *vastrecht transportdienst* dekt de *transport-onafhankelijke kosten*. Dit tarief wordt zowel bij producenten als verbruikers in rekening gebracht.⁸

C *Variabel transporttarief*

Het *variabel transporttarief* bestaat uit het gecontracteerd transportvermogen, ook wel tariefdrager *kW-gecontracteerd* genoemd, en de tariefdrager *kW-max*. Het *kW-gecontracteerd* is het vermogen dat een verbruiker redelijkerwijs verwacht maximaal op enig moment in het jaar nodig te hebben voor zijn aansluiting. De hoogte van deze tariefdrager wordt door een afnemer ingeschat, maar naderhand gecorrigeerd voor de daadwerkelijke maximale belasting op de aansluiting, als deze toch hoger uitvalt.⁹ De *kW-max* is het maximaal gebruikte vermogen van een aansluiting in een maand of week. Deze tariefdragers dekken elk voor 50% de transport-onafhankelijke kosten, zoals de afschrijvingslasten van de netinfrastructuur, een redelijk rendement op het geïnvesteerde vermogen en de kosten voor de aanleg en instandhouding van de netinfrastructuur.¹⁰

De derde tariefdrager, het verbruik in kWh, wordt alleen toegerekend aan aangesloten op lagere netvlakken en is buiten beschouwing van deze studie gelaten.

⁶ *Afnemers van elektriciteit (consumenten) kunnen overigens ook optreden als producenten ('prosumenten').*

⁷ *Berenschot, CE Delft, ISPT, Power to Products (2015)*

⁸ *Tarievencode Elektriciteit, Art. 3.2.*

⁹ *Tarievencode Elektriciteit, Art. 3.2.*

¹⁰ *Tarievencode Elektriciteit, Art. 3.2.*

De transport-afhankelijke kosten worden niet toegerekend aan 'ingevoed' vermogen.¹¹ Producenten worden daarom, als invoeders van elektriciteit, in beginsel weinig tot niet aangeslagen voor deze kosten. Dit betekent dat aan verbruikers (als afnemers van elektriciteit) grotendeels de transport-afhankelijke kosten worden toegerekend (via de hierboven genoemde tariefdragers), van zowel de hoogspanningsnetten als overige netvlakken.¹²

Deze kostentoerekening aan verbruikers vindt plaats via het cascade-beginsel. Dit betekent dat de kosten van een net op een hoger spanningsniveau worden toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau, naar rato van het aandeel van het laatstgenoemde net in de totale afname van energie en/of vermogen van het eerstgenoemde net.¹³

Het vervolg van deze studie zal zich, in relatie tot de vraagstelling, alleen richten op het variabele transporttarief, omdat zich hier de belangrijkste belemmeringen én mogelijkheden bevinden als het gaat om (vraag)flexibiliteit en er juist hier sprake is van een mogelijk ongelijk speelveld tussen producenten en verbruikers. Daar komt bij dat de kosten die via het transport-onafhankelijke tarief worden verrekend relatief klein zijn.

2.1.2 Variabele energieprijzen versus statische tarieven

Prijzen op de day-ahead-, intra-day- en balanceringsmarkt fluctueren continu en maken dat op marktniveau de inzet van elektriciteit voor een bedrijf soms goedkoper kan zijn dan de inzet van gas. Hiermee is er in potentie een economisch potentieel aanwezig voor bedrijven om energiekosten te besparen door de gasvraag te verminderen en deze energievraag in te vullen met elektriciteit. In de toekomst kan bijvoorbeeld een groot aanbod aan zonne- en/of windenergie leiden tot zeer lage elektriciteitsprijzen, waar de industrie en glastuinbouw op in kunnen spelen en daarvoor beloond worden.

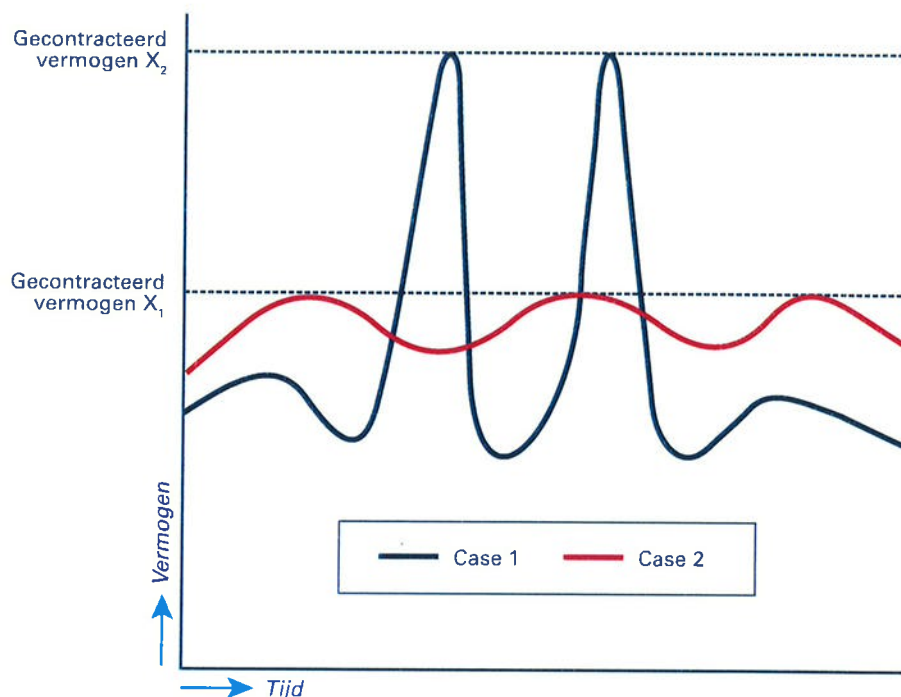
Echter, de huidige tariefstructuur ondermijnt deze business case voor veel eindverbruikers (industrie en glastuinbouw), voornamelijk wanneer dit een verhoging van het vermogen – en daarmee de tariefdrager voor het gecontracteerd vermogen – betekent. Zoals in paragraaf 2.1.1. beschreven betalen afnemers in het huidige systeem een aansluittarief, een vastrecht- en een variabel transporttarief. Alleen het variabele transporttarief reageert op een verandering van het vermogen van een verbruiker, en de hoogte hiervan wordt voornamelijk bepaald door het gecontracteerde vermogen en de kW-max als beschreven in paragraaf 2.1.1.

Flexibiliteit kan voor een deel worden geleverd door energie-intensieve bedrijfsprocessen hierop in te richten. Het inspelen op flexibiliteit wordt in de huidige tariefstructuur echter voornamelijk belemmerd door het gecontracteerde vermogen, door de potentieel hogere uitgaven die overschrijding van dit vermogen met zich meebrengt. In figuur 1 wordt dit effect schematisch weergegeven.

¹¹ De elektriciteitswet en tariefstructuur maken geen onderscheid naar producenten en verbruikers maar naar afgenomen en ingevoede elektriciteit

¹² Tarievenscode Elektriciteit, Art. 4.1.1

¹³ Tarievenscode Elektriciteit, Art. 3.6.



Figuur 1. Schematische weergave van situatie betreffende gecontracteerd vermogen

De rode en blauwe lijn representeren twee verschillende gebruikers met een gelijke totale vraag per jaar. De grafiek illustreert dat Case 2 een gecontracteerd vermogen X_1 heeft. Case 1 heeft echter soms een piekvraag en wordt daarom op gecontracteerd vermogen X_2 afgerekend, wat het dubbele is van X_1 . Daardoor heeft Case 1 hogere netcapaciteitslasten.

Het overschrijden van het gecontracteerd vermogen vormt een belemmering als het gaat om het inzetten van vraagflexibiliteit, specifiek als het gaat om een klein aantal uren. In een situatie van een overschrijding van het gecontracteerd vermogen wordt een verbruiker in de huidige situatie namelijk met terugwerkende kracht voor een heel jaar aangeslagen voor een hoger vermogenstarief.

Dat kan er voor zorgen dat een dergelijk inzet van vraagflexibiliteit, indien weinig voorkomend, voor een verbruiker relatief zeer hoge extra uitgaven uit hoofde van de nettarieven met zich mee kan brengen. Dat wil zeggen: de eindverbruikers leveren flexibiliteit die op slechts enkele momenten per jaar voorkomt, maar in veel gevallen moeten ze daar voor het hele jaar dan extra uitgaven uit hoofde van nettariaf voor betalen.

Producenten zouden ook dergelijke flexibiliteit kunnen leveren, maar lopen daarbij dat risico niet. Daardoor ontstaat mogelijk een ongelijk speelveld, hetgeen verder in het rapport nader uiteengezet wordt.

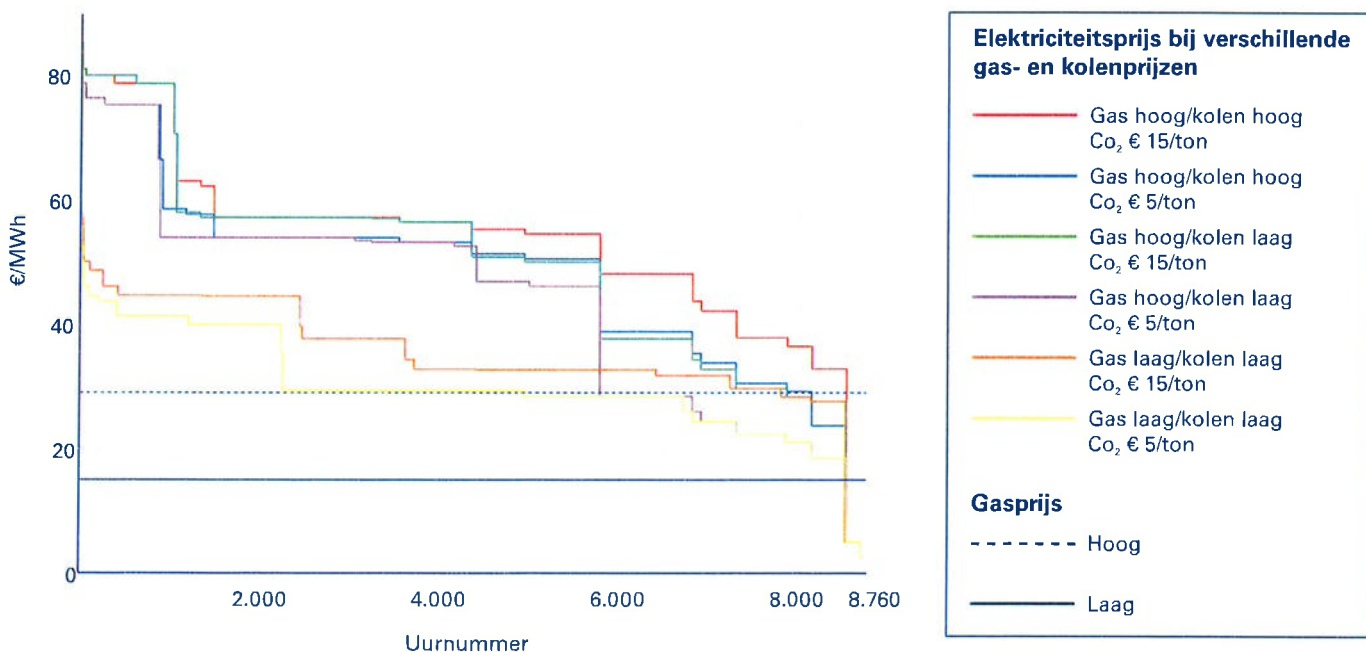
2.2 In hoeverre beperkt de huidige tariefstructuur opties voor flexibiliteit

2.2.1 Het aantal optredende uren per jaar voor flexibiliteit in overschot-situaties

De beperkingen op de inzet van flexibiliteit door het kW-gecontracteerd wordt mede in de hand gewerkt door het geringe aantal uren per jaar dat er overschot-situaties zijn waarbij flexibiliteit nodig is. Dat maakt de totale beloning voor deze flexibiliteit dan relatief klein, ten opzichte van het risico van verhoogde uitgaven uit hoofde van de nettarieven. Er moet daarom eerst worden nagaan hoe groot dit aantal overschotsituaties is.

Dit is getest door middel van bestaande scenario's voor 2023 die ook gebruikt zijn in de studie "Integratie van de Nederlandse Elektriciteitsmarkt"¹⁴ en in de studie "Power to Products".¹⁵ Daarbij is een relevante situatie van relatief groot stroomaanbod geïdentificeerd als een situatie waarin de elektriciteitsprijs zo laag is, dat deze daalt beneden de gasprijs; dan wordt toepassing van de flexibiliteitsoptie "power-to-heat" interessant.

In figuur 2 zijn de prijsduurkrommes van elektriciteit in verschillende scenario's van de spotmarkt voor 2023 weergegeven. Hieruit blijkt dat in de meeste scenario's het aantal 'goedkope' uren, ofwel uren dat de elektriciteitsprijs onder de gasprijs valt, i.e. de momenten dat power-to-heat interessant is, niet meer dan een paar honderd uur per jaar is in 2023.



Figuur 2. Simulatie van elektriciteitsprijzen versus gasprijzen onder verschillende scenario's in 2023.¹⁶

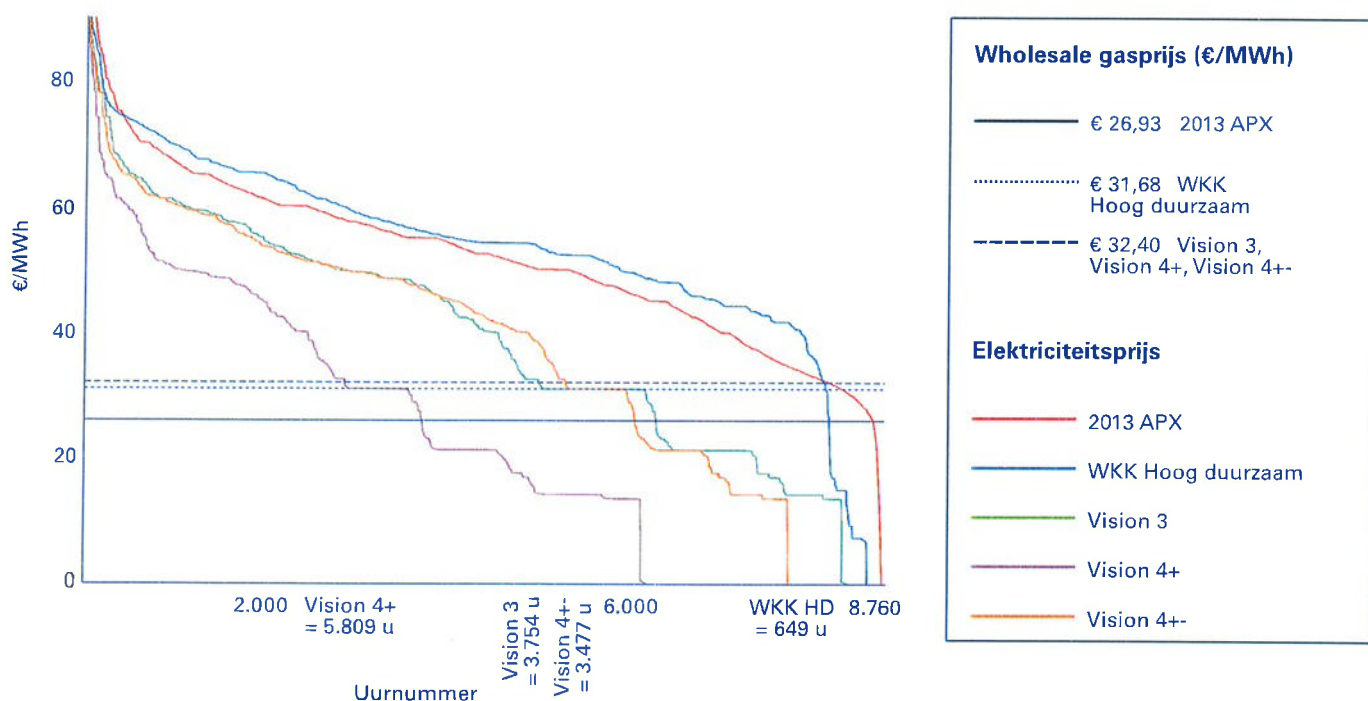
¹⁴ "Integratie van de Nederlandse Elektriciteitsmarkt", gepubliceerd door ministerie EZ. Onderzoek door Berenschot en Quintel intelligence, 2015

¹⁵ De gebruikte scenario's worden kort toegelicht in Bijlage 2.

¹⁶ Berenschot, CE Delft, ISPT, Power to Products (2015), gebaseerd op het energietransitiemodel van Quintel.

De verwachting is dat het aanbod van duurzame energie na 2023 verder zal toeneemen, waardoor mogelijk meer van deze situaties kunnen ontstaan.

Verschillende scenario's voor 2030 laten zien dat het aantal uren met een relatief groot aanbod en goedkope elektriciteit (beneden de gasprijs) inderdaad toeneemt (figuur 3). Buiten het meest extreme scenario voor 2030, komt het aantal uren dat de elektriciteitsprijs onder de gasprijs valt uit op ongeveer 1000 tot (maximaal) 2000 uur. Dit is in de meeste scenario's nog steeds een relatief beperkte tijdsaan-deel voor het aantal goedkope uren. Toch kan dit interessant zijn voor flexibiliteits-opties als power-to-heat. Immers met een dergelijk aantal operationele uren stijgt normaliter de rentabiliteit van de investering in de flexibiliteitsoptie. Echter, het risico van de huidige tariefstructuur op een hoger vermogenstarief voor het hele jaar blijft dan een remmende factor.



Figuur 3. Simulatie van elektriciteitsprijzen versus gasprijzen onder verschillende scenario's in 2030.¹⁷

2.2.2 Inzet van Power-to-heat kan leiden tot extra uitgaven uit hoofde van nettarieven

De inzet van power-to-heat kan voor verbruikers leiden tot substantiële extra uitgaven uit hoofde van de nettarieven. Zodra de inzet van power-to-heat leidt tot een overschrijding van het gecontracteerd vermogen, ook al vindt dat slechts plaats voor één of een beperkt aantal uren, leidt dit tot een verhoging van het gecontracteerd vermogen voor het hele jaar, en dus tot een lastenverhoging voor de eindverbruiker corresponderend met de volledige 8760 uur per jaar. Daardoor wordt de opbrengst voor de verbruiker door inzet van power-to-heat teniet gedaan of wordt dit verliesgevend.

¹⁷ Berenschot, CE Delft, ISPT, Power to Products (2015), op basis van data van DNV GL.

Eenzelfde mechanisme treedt op bij de kW-max component. Daar leidt power-to-heat voor een beperkt aantal uren tot een verhoging van de kW-max voor een hele week of maand. Weliswaar is dit dan niet voor een heel jaar, maar als dit vervolgens elke week of maand gebeurt, is het effect vrijwel hetzelfde. Omdat de momenten van lage elektriciteitsprijzen (die aanleiding geven tot inzet van power-to-heat) praktisch verspreid zijn over het hele jaar, is dit praktisch al snel het geval.

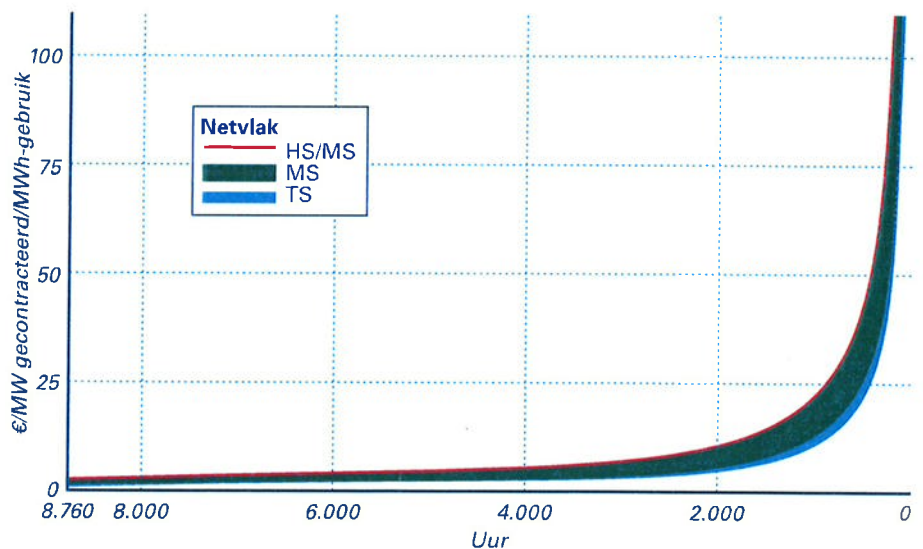
Uiteraard is dit ook afhankelijk van de vraag of inzet van power-to-heat snel leidt tot overschrijding van het gecontracteerd vermogen en/of de kW-max. Dat is in de praktijk vaak snel het geval als gevolg van een drietal oorzaken, hieronder uiteengezet inzake het gecontracteerd vermogen:

- Over het algemeen is de warmtevraag van een gebruiker aanzienlijk groter dan de reguliere elektriciteitsvraag, gemeten in absolute energiehoeveelheid. Dat betekent dat, zodra een deel van de warmtevraag door elektriciteit voorzien gaat worden (power-to-heat), de elektriciteitsvraag op die momenten sterk kan stijgen met een additionele hoeveelheid die substantieel is ten opzichte van het reguliere verbruik. Omdat het gecontracteerde vermogen meestal is afgestemd op alleen het reguliere verbruik, leidt de grote verbruiksimpact van power-to-heat veelal tot een overschrijding van dit gecontracteerd vermogen.
- Vanwege de variaties in het verbruik kan er wel ruimte zitten tussen het actuele vermogen van een gebruiker en zijn gecontracteerd vermogen. Zolang het extra vermogen door power-to-heat deze ruimte niet opsoupeert, wordt het gecontracteerd vermogen theoretisch niet overschreden. Praktisch zal een overschrijding echter toch snel plaatsvinden omdat de power-to-heat veelal wordt ingezet vanwege een bedrijfsmatig proces wat ook elektriciteit vraagt: warmtevraag en elektriciteitsvraag lopen dan synchroon. De ruimte onder het gecontracteerd vermogen blijft dan klein en kan dus al snel worden opgevuld en overschreden worden door het relatief grote extra vermogen wat power-to-heat vraagt.
- Tenslotte is er bij gebruikers die ook WKK hebben een additioneel versterkend effect. Wanneer de elektriciteitsprijs gunstig is voor de inzet van power-to-heat is deze meestal ongunstig voor de inzet van WKK; wanneer deze laatste dan niet draait is er geen lokale elektriciteitsproductie en is er dus al vanzelf een relatief hoog gevraagd afnamevermogen door die eindverbruiker, hetgeen de kans op overschrijding van het gecontracteerd vermogen verder verhoogt.

Bovenstaande mechanismen spelen op soortgelijke wijze bij de tariefcomponent kW-max. In zijn algemeenheid is de analyse als volgt: de inzet van power-to-heat leidt praktisch in veel gevallen tot een overschrijding van de reguliere niveaus van het gecontracteerd vermogen en kW-max. Daarbij moeten dan de verhogingen in beide tariefcomponenten (gecontracteerd vermogen en kW-max) bij elkaar opgeteld worden.

2.2.3 Kwantitatieve verkenning van de belemmerende werking

De belemmerende werking van deze overschrijding op de inzet van flexibiliteit door power-to-heat wordt geïllustreerd in figuur 4. Deze figuur laat de totale lasten in Euro/MWh zien voor 1 MW additioneel gecontracteerd vermogen voor verschillende netvlakken in relatie tot het aantal operationele uren waarop dit additionele vermogen nodig is als gevolg van inzet van power-to-heat. Hierbij worden de extra lasten van de overschrijding (die gelden voor het hele jaar) teruggerekend naar de periodes met het aantal ingezette power-to-heat uren die deze overschrijding veroorzaken. Voor een eindverbruiker die power-to-heat inzet, zijn dit de relevante extra lasten per uur die hij in overweging zal nemen voor een rationele economische afweging. We hebben hierbij de regulier geldende tarieven gebruikt voor de tariefcomponent gecontracteerd vermogen.¹⁸ De grafiek laat zien dat bij een gering aantal operationele uren per jaar, een ophoging van het gecontracteerd vermogen relatief kostbaar is. De additionele nettatarief-gerelateerde lasten per uur inzet van Power-to-Heat nemen asymptotisch toe naarmate het aantal uren power-to-heat kleiner is.



Figuur 4. Prijsduurkromme voor gecontracteerd vermogen

De vraag is waar de grens ligt wat betreft rendabele exploitatie. Dit hangt af van wat met de inzet van power-to-heat verdiend kan worden. Op de spotmarkt bedraagt de opbrengst ongeveer 10 tot 20 Euro/MWh. Immers, deze opbrengst is het verschil tussen een gasprijs van circa 25 Euro/MWh en de elektriciteitsprijs die daar op een aantal momenten onder ligt bij combinatie van lage vraag en veel productie van duurzame energie. Uit de grafiek in figuur 4 blijkt dat de grens van rendabele exploitatie dan ligt bij ongeveer 1000 à 2000 uren inzet van power-to-heat (waarbij alleen wordt uitgegaan van extra lasten in de tariefcomponent gecontracteerd vermogen). Bij meer inzetbare uren ontstaat een netto opbrengst, bij minder inzetbare uren is er een verlies. Uit de prijsduurkrommen in figuren 3 en 4 blijkt dat deze grens van 1000 a 2000 inzetbare uren voorlopig bij lange na niet gehaald wordt. In 2023 ligt de elektriciteitsprijs slechts een beperkt aantal uren onder de gasprijs. Pas in 2030 wordt de grens eventueel gehaald, maar alleen in sommige scenario's.

¹⁸ Gemiddelde grootverbruikerstarieven: Stedin, Liander en Enexis

Ook wordt duidelijk dat de lasten voor het inzetten van flexibiliteit bij een kleiner aantal uren bijzonder snel oploopt. Dit betekent een meerprijs per MWh die prohibitief is voor de winst die flexibiliteit oplevert (in deze casus uitgegaan van power-to-heat). Bij het aantal van enkele honderden uren per jaar (situatie scenario 2023) zijn de extra uitgaven uit hoofde van nettarieven al snel in de orde van 100 Euro/MWh, hetgeen de flexibiliteit ter opvulling van overschotsituaties zelfs verliesgevend maakt. De conclusie is, dat de huidige tariefstructuur de rentabiliteit van inzet van deze flexibiliteitsoptie (power-to-heat op basis van de prijzen op de spotmarkt) ondermijnt.

Bovenstaande conclusie geldt voor de tariefcomponent gecontracteerd vermogen, maar geldt ook in vergelijkbare zin voor de tariefcomponent kW-max. Deze tariefcomponent heeft dan een vergelijkbare asymptotische grafiek op maand- of weekbasis. Ook hier geldt dat het aantal goedkope uren met goedkope stroom voor de inzet van power-to-heat klein is in vergelijking tot de totale duur van de periode, leidend tot een relatief hoge uitgave aan nettarieven voor deze tariefcomponent, terugerekend naar de inzet van power-to-heat. In vergelijking met de tariefcomponent gecontracteerd vermogen zou dit bij de tariefcomponent kW-max eventueel minder ongunstig zijn indien de goedkope uren met goedkope stroom geconcentreerd zou zijn in één of enkele maanden. Dit blijkt in de praktijk niet het geval te zijn: die uren zijn verspreid over het hele jaar. Daarmee is er ook voor deze tariefcomponent een vergelijkbare belemmering voor de inzet van de flexibiliteitsoptie power-to-heat.

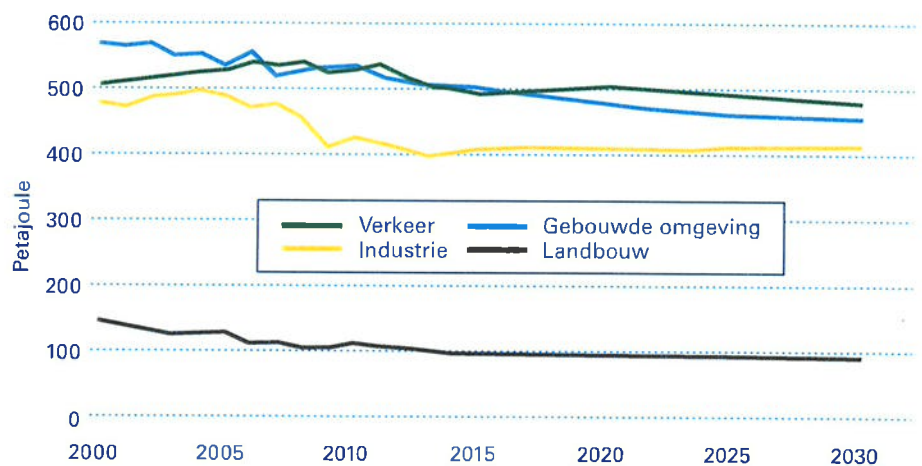
De extra uitgaven voor de twee tariefcomponenten (gecontracteerd vermogen en kW-max) kunnen bij elkaar opgeteld worden, waardoor de businesscase nog ongunstiger wordt. Afhankelijk van de praktische uitwerking van de verhoging van de kW-max per maand of per week leidt dit tot een nog hoger aantal bedrijfsuren voordat power-to-heat rendabel wordt. Dat zal dan zelfs in 2030 nog niet het geval zijn.

Een andere markt met mogelijke opbrengst voor power-to-heat is de balanceringsmarkt. Hiermee kan incidenteel een grotere opbrengst per uur bereikt worden, in de orde van 100 à 200 Euro per MWh, echter slechts voor een beperkt aantal kwartieren per dag. Als we optimistisch aannemen dat een verbruiker hier tweemaal per dag voor een kwartierwaarde power-to-heat op zou inzetten met gemiddeld met deze orde van grootte aan opbrengst, en consistent in het hele jaar, zou dat een bedrijfstijd van 183 uur opleveren. Uit figuur 4 blijkt dat dan de extra uitgaven voor de nettarieven in de orde van 100 Euro per MWh kan zijn afhankelijk van het netvlak voor het gecontracteerd vermogen, plus een vergelijkbaar bedrag uit hoofde kW-max. Daardoor zijn de opbrengsten niet of nauwelijks voldoende om deze extra lasten uit hoofde van de nettarieven terug te verdienen, en dan nog alleen als de verbruiker zijn inzet precies van te voren zou weten. Het probleem is echter dat de extra lasten uit hoofde van de tariefcomponent gecontracteerd vermogen meteen gaan gelden voor het hele jaar, bij inzet van power-to-heat op één enkel eerste kwartiertje met zeer beperkte opbrengst, met daarna een grote onzekerheid of de power-to-heat wel voldoende ingezet kan worden in de rest van het jaar om de extra uitgaven goed te maken. In een rationale economische afweging is dat een te groot risico.

In vergelijking met de spotmarkt is het overigens onzeker of de businesscase op de balanceringsmarkt in de toekomst zal verbeteren bij groei van de hoeveelheid duurzame energie, want in tegenstelling tot de spotmarkt is het onzeker of de balanceringsmarkt dan volatieler wordt.

2.2.4 Relevantie van het flexibiliteitspotentieel

Voorgaande uiteenzetting betekent dat flexibiliteit op basis van een switch van gasverbruik naar elektriciteitsverbruik (power-to-heat) erg duur kan zijn bij een laag aantal operationele uren. Deze vorm van flexibiliteit biedt echter een grote potentie wat betreft omvang: in energie per jaar betreft het zo'n 500 PJ thermische energie die zowel met gas als elektriciteit geproduceerd kan worden, de industrie en landbouw samengenomen (figuur 5).¹⁹



Figuur 5. Prognose van het finaal thermisch energieverbruik van onder andere de industrie en landbouw tot 2030.²⁰

Op dit moment wordt deze 500 PJ bijna volledig door gas voorzien.²¹ Dit kan echter in momenten van relatief groot elektriciteitsaanbod ook met elektriciteit worden opgewekt, en in een aantal van deze situaties ook relatief goedkoop wat betreft investering en bedrijfsvoering. Het huidige vermogenstarief biedt hiervoor alleen perspectief als de elektriciteitsprijs minimaal 1000 a 2000 uur beneden de gasprijs uit komt. Dit is wat benodigd is om een evenredige prijs per MWh te realiseren ter compensatie van de extra lasten uit hoofde van gecontracteerd vermogen, als eerder geschetst op basis van figuur 4. Alleen dan ontstaat er relatief per geleverde flexibiliteits-MWh een rendabele business case. Dat zal echter voorlopig (tussen nu en 2030) niet bereikt worden, waardoor de inzet van deze flexibiliteitsoptie naar verwachting grotendeels zal uitblijven.

¹⁹ Nationale Energieverkenning 2015, p. 76.

²⁰ Nationale Energieverkenning 2015, Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) Petten 2015

²¹ Centraal Bureau Statistiek (CBS), 2015

2.3 Is er sprake van een ongelijk speelveld?

Eén van de te onderzoeken uitgangspunten van dit onderzoek betreft de toetsing van de stelling in hoeverre de huidige tarievenstructuur leidt tot een ongelijk speelveld tussen verschillende vormen van flexibiliteit.

In het huidige systeem is het zo dat in het geval een producent meer gaat produceren in een opregel-situatie, deze geen hogere nettarieven hoeft te gaan betalen. Hij wordt immers niet aangeslagen voor de variabele transportkosten. Als een verbruiker in deze situatie minder gaat verbruiken, heeft hij wel te maken met een wat lagere basis voor de toerekening van de variabele transportkosten. Dat betekent dat voor een verbruiker de lasten per verbruikte kWh dan iets zullen stijgen, maar dit heeft meestal geen grote impact.

In het geval van afregelen hoeft een producent in principe niet extra te betalen. Echter, als een verbruiker in dezelfde situatie meer gaat verbruiken zijn hier mogelijk wel extra lasten aan verbonden, namelijk als een verbruiker boven zijn gecontracteerde vermogen uitkomt.

Dit betekent dat er sprake is van scheve concurrentieverhoudingen. Deze situatie is schematisch weergegeven in figuur 6.

Situatie/ prijs in systeem	Vraag- aanbod- verhouding in de markt	Respons door producent		Respons door verbruiker	
		Respons	Gevolg nettarief	Respons	Gevolg nettarief
Hoog 	Onder- aanbod (tekort) 	Opregelen (P-plus) 	$\Delta = \text{€ } 0$	Peak shaving: verbruiks- reductie (V-min) 	$\Delta = \text{€ } 0$ (vrijwel)
Laag 	Over- aanbod (overschot) 	Terug- regelen (P-min) 	$\Delta = \text{€ } 0$	Extra verbruik, bijvoorbeeld Power-to-heat (V-plus) 	$\Delta = \text{soms}$ $\text{€ } 0$, vaak zeer groot

Figuur 6. Schematisch overzicht scheve concurrentieverhoudingen

Hieruit blijkt dat er in elk geval in zijn totaliteit sprake is van een scheve concurrentieverhouding:

- producenten hoeven in het algemeen geen extra nettatarief te betalen bij de inzet van hun flexibiliteit;
- verbruikers moeten soms veel extra bijbetalen, vooral bij flexibiliteit door extra verbruik.

Daarbij is er een groot onderscheid tussen situaties van relatief overaanbod dan wel onderaanbod van (duurzame) elektriciteit, waarbij de problematiek zich alleen voordoet in de overaanbodsituaties, zoals in de inleiding reeds vermeld.

- In situaties waarin er sprake is van een onderaanbod aan (duurzame) elektriciteit is er nauwelijks een verschil tussen producenten en verbruikers: beide kunnen flexibiliteit inbrengen zonder grote consequenties voor hun lasten uit hoofde van het nettatarief.
- In situaties waarin er sprake is van een relatief groot aanbod van (duurzame) elektriciteit is er een groot verschil: ook daar kunnen producenten zonder extra vermogenskosten hun flexibiliteit inbrengen, maar de verbruikers zien zich dan vaak geconfronteerd met mogelijk grote extra lasten uit hoofde van het nettatarief. Daarbij zijn het niet alleen deze extra lasten zelf, maar ook het risico dat deze extra lasten onverhoopt kunnen ontstaan, die verbruikers ontmoedigen. Verbruikers kunnen soms wel extra flexibiliteit inbrengen door extra te verbruiken zolang zij niet boven hun reeds gecontracteerde vermogen komen, maar moeten daarbij zeer nauwkeurig zijn. Bij een fout volgt alsnog een flinke tariefverhoging die veelal de beloning voor hun flexibiliteit teniet doet of zelfs verlies oplevert. Vanwege dat risico zullen veel verbruikers er van afzien om deze flexibiliteit in te brengen.

Samengevat is de situatie als volgt:

- Er is sprake van een scheve concurrentieverhouding tussen producenten en verbruikers in het aanbieden van flexibiliteit als geheel; dit is vrijwel uitsluitend manifest in situaties die gekenmerkt worden door een relatief groot aanbod van (duurzame) elektriciteit gecombineerd met lage vraag;
- Dit wordt gedeeltelijk veroorzaakt doordat geen variabel transporttarief in rekening wordt gebracht voor invoeding;
- Dit hangt bij de verbruikers bovendien samen met het variabele kW-tarief met een risico op flinke verhoging van de net tariefgebonden lasten, ook op momenten waarop sprake is van lage netbelasting.

Belangrijk is daarbij dat de scheve concurrentieverhouding kan leiden tot extra systeemkosten. Scheve concurrentie leidt uiteraard altijd tot een economisch sub-optimaal resultaat. Omdat de vraagrespons tot op heden moeilijk tot ontwikkeling komt moeten de producenten (de centrales) thans mogelijk verder terugregelen dan anders het geval zou zijn (immers, wanneer de concurrentieverhouding niet scheef zou zijn, zou de vraagrespons eerder in werking treden). Dat kan inefficiëntie in het algehele systeem in de hand werken.

Het is dus van belang om de vraagrespons zoveel mogelijk gelijke kansen te geven en te mobiliseren. Dit is niet alleen van belang voor het faciliteren van duurzame energie, maar kan ook de kosten van het totale systeem verminderen.

3. Alternatieve tariefstructuren

In dit hoofdstuk worden alternatieve tariefstructuren beschreven die de inzet van flexibiliteit door eindgebruikers aantrekkelijker maken. Dat zijn zowel statische tariefstructuren, zoals een herverdeling tussen afname en productie, als dynamische tariefstructuren, zoals tijdsgebonden tariefstructuren. Daarnaast worden de verwachte herverdelingseffecten kwalitatief benoemd. De alternatieven zijn mede tot stand gekomen op basis van gesprekken die zijn gevoerd met verschillende stakeholders in de energiemarkt (zie Bijlage 1).

3.1 Alternatieve tariefstructuren en herverdelingseffecten

In het kader van dit onderzoek zijn vier mogelijke alternatieve tariefstructuren naar voren gekomen en beschouwd, mede op basis van de gevoerde gesprekken.

A. Invoering producententarief

Op dit moment betalen producenten in Nederland alleen een aansluittarief en geen variabel transporttarief. Dat betekent dat alle transport-afhankelijke kosten op dit moment worden toegerekend aan verbruikers.²²

De invoering van een producententarief, ofwel, een transporttarief voor invoeding, zou als gevolg hebben dat de transportgerelateerde kosten (in een grote mate) ook worden toegerekend aan producenten. Het gevolg zou een verlaging van de transporttarieven voor veel huidige verbruikersgroepen zijn. En het zou een gelijkjer speelveld kunnen creëren tussen verbruikers en producenten op de onbalansmarkt.

Bij een producententarief wordt hier een vermogenstarief bedoeld, ofwel een tarief per MW gecontracteerd vermogen, zoals dat nu ook voor verbruikers geldt. Dit is nadrukkelijk anders dan het vroegere producententarief wat gold per energiehoeveelheid (per MWh) zoals dat in de eerste jaren van de liberalisering bestond. Zo'n MWh-gerelateerd tarief voor producenten in Nederland zou op dit moment een nieuwe scheve concurrentieverhouding introduceren met de buurlanden die zo'n tarief niet hebben; daarbij zou dit ook zijn beperkingen hebben omdat in een Europese verordening het producententarief maximaal begrensd is op € 0,50 per MWh.²³ Een MWh-gerelateerd producententarief past bovendien niet in de huidige tariefstructuur voor de verbruikers en is om deze redenen niet verder beschouwd.

²² Bij producenten wordt wel het "transportafhankelijke verbruikerstarief" ofwel het vaste transporttarief in rekening gebracht. Verreweg het grootste gedeelte van de kosten van de transportnetten wordt echter via het variabele transporttarief verrekend. Ook wordt bij producenten het variabele transporttarief in rekening gebracht voor zover producenten ook elektriciteit van het net afnemen. Het betreft hierbij relatief kleine bedragen.

²³ Verordening 838/2010

Een vermogenstarief voor producenten (per MW) zou wel aansluiten bij de huidige algehele tariefsystematiek, is niet begrensd door Europese regelgeving, maar zou gelijk aan een MWh-tarief een nieuwe scheve concurrentieverhouding introduceren met de buurlanden die zo'n tarief niet hebben. De vraag is bovendien in hoeverre de invoering van een producententarief wel een effectievere oplossing biedt voor de onderhavige problematiek in deze studie. Ook bij de invoering van een producententarief blijft namelijk het risico voor verbruikers bestaan dat, indien zij boven hun gecontracteerde vermogen uitkomen (bijvoorbeeld door een beperkt aantal uren demand response), nog steeds voor een fors hoger niveau van variabele capaciteitskosten worden aangeslagen. Weliswaar voor een lager tarief dan in een business-as-usual scenario, maar het risico blijft inherent aanwezig. De asymptotische extra lasten bij lage jaarlijkse uurinzet van flexibiliteit, (zie figuur 5) worden weliswaar lager, maar blijven fors. Invoeren van een producententarief heeft in dit kader daarom slechts een beperkt effect.

Een andere (theoretische) tariefvariant zou zijn om het nettatarief alleen nog afhankelijk te maken van de doorlaatwaarde van de verbinding (technisch vermogen in MW), dus zonder gecontracteerd vermogen of kW-max, en onafhankelijk van verbruik of productie. Ook deze optie heeft echter zeer grote en ingewikkelde herverdelingseffecten en bovendien een groot effect op de concurrentieverhouding tussen binnenlandse en buitenlandse producenten. Dat is zo veelomvattend en werpt zo veel nieuwe vragen op, dat het niet binnen de scope van deze studie valt.

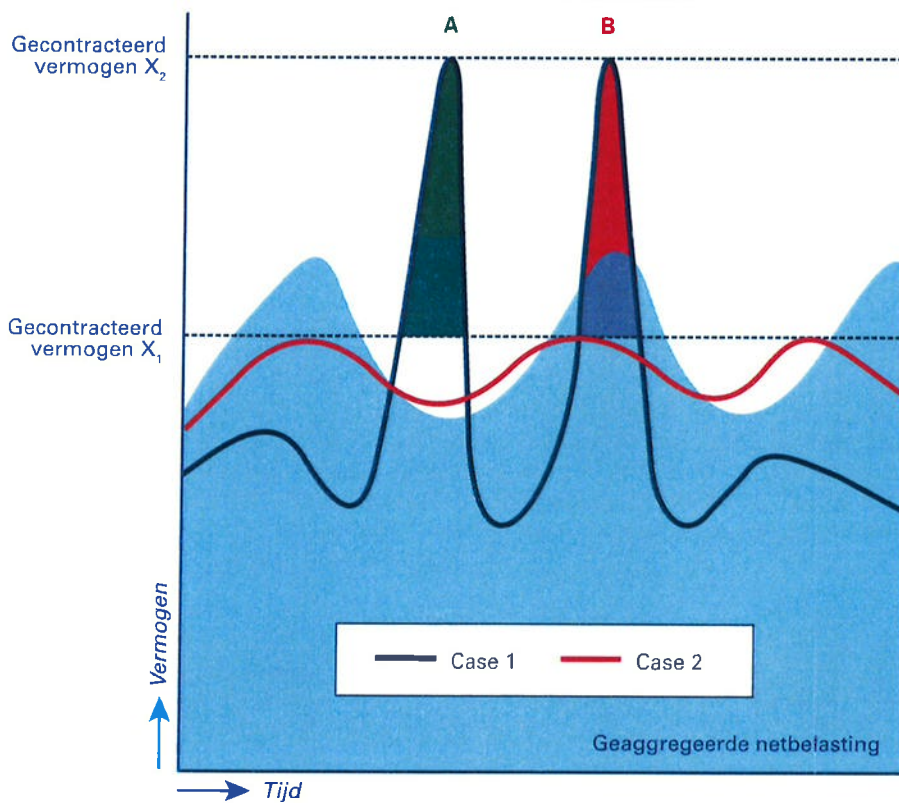
Al met al biedt de invoering van een producententarief geen afdoende oplossing voor de hier beschreven specifieke problematiek binnen het huidige bestel.

B. Tijdsgebonden transporttarieven (gerelateerd aan netbelasting)

De tweede alternatieve tariefstructuur is gebonden aan tijd. Op dit moment maakt het qua transporttarieven niet uit wanneer op de dag er wordt afgenomen. Hierdoor wordt beschikbare capaciteit in het net niet altijd optimaal benut. In feite kan een verbruiker die gebruik maakt van de beschikbare ruimte in het net zelfs gestraft worden door goed marktgedrag te vertonen. Hiermee wordt bedoeld dat als een verbruiker in overschotsituaties (en lage prijzen), gecombineerd met een (relatief) lage belasting van het net, meer gaat verbruiken, hij afgerekend kan worden op een hoger gecontracteerd vermogen.

Op dit moment zijn er relatief weinig uren waarop het net maximaal belast wordt. Ook op deze momenten is sprake van het heffen van een extra capaciteitstarief, i.e., als een verbruiker boven zijn kW-gecontracteerd of bestaande kW-max uit komt, ook al is er genoeg ruimte op het net beschikbaar is (bijvoorbeeld tijdens daluren). Een alternatieve tariefstructuur kan gebaseerd zijn op een capaciteitstarief dat geldt op die momenten dat het net wel zwaar belast wordt, en dat niet wordt verhoogd bij extra vermogensvraag op momenten dat er genoeg 'ruimte' in het net aanwezig is. Daarbij spelen een aantal praktische overwegingen, die nog nader uiteengezet zullen worden.

Bij tijdsgebonden transporttarieven wordt het verbruikers toegestaan om tijdens daluren extra elektriciteitsverbruik in te zetten zonder dat dit gevolgen heeft voor het gecontracteerde jaarvermogen en kW-max, dus zonder risico tot grote lastenstijging. Dit kan een bijdrage leveren aan het op een efficiëntere manier gebruik maken van de beschikbare transportcapaciteit van het elektriciteitsnet, en (vraag) flexibiliteit te bevorderen. Een efficiënter gebruik van het net maakt tevens dat herverdelingsvraagstukken niet sterk aanwezig zijn: er wordt beter gebruik gemaakt van de vrije ruimte in het systeem zonder dat dit veel meer kost.



Figuur 7. Schematische weergave van problematiek van capaciteitstarief en netbelasting

In figuur 7 wordt deze casuïstiek schematisch afgebeeld. In het grijs wordt de belasting op het net weergegeven. De rode en blauwe lijn representeren twee verschillende gebruikers. De grafiek illustreert dat Case 2 een gecontracteerd vermogen X_1 heeft en tijdens zowel dal- als piekuren meer belasting op het net geeft dan Case 1. Case 1 heeft echter soms een piekvraag en wordt daarom op gecontracteerd vermogen X_2 afgerekend, wat het dubbele is van X_1 . Dit is in het geval van piek **B** terecht omdat dit het net extra belast tijdens een al hoge mate van belasting, wat extra kosten voor de netbeheerder met zich meebrengt. In het geval van piek **A** is er echter sprake van een lage netbelasting. Desondanks heeft deze piek financieel voor de gebruiker dezelfde gevolgen als piek **B**. Een tijdsafhankelijk signaal/tarief kan dit speelveld mogelijk rechttrekken.

Er zijn drie verschillende mogelijkheden aan varianten van tijdsgebonden transporttarieven gedefinieerd (elk kW-gebaseerd). In alle varianten is het doel om de systeempieken in het net te vermijden. De redenering is dat zolang de totale beschikbare capaciteit niet bereikt wordt, hiervoor geen extra jaarlijkse netcapaciteitslasten in rekening gebracht worden. De verschillende varianten zijn opgebouwd van grof naar fijn.

I. *Peak/off-peak tarief*

De eerste variant is een transporttarief op basis van off-peak en peak-uren. Hierbij wordt als regel uitgegaan van de nacht- en weekenduren zoals deze gedefinieerd zijn vanuit de markt.²⁴ In dit vrij grote interval van uren is de netbelasting over het algemeen laag. Binnen deze uren zouden verbruikers in principe boven hun gecontracteerde vermogen en/of kW-max uit kunnen komen, zonder hiermee een te zware belasting op het net te veroorzaken. Een vraagstuk is wel in hoeverre de gedefinieerde off-peak en peak uren in de toekomst nog steeds als off-peak en peak uren bestempeld kunnen worden wat betreft de optredende netbelasting. Een ander probleem kan zijn, dat de off-peak uren wel gelden voor een lage belasting van het landelijk net als geheel, maar dat er een knelpunt ontstaat op lokale netten als er lokaal massaal op de incentive gereageerd wordt. Dan zijn daarvoor nadere regelingen nodig.

II. *Off-peak uren bijna de hele dag i.e. alle uren behalve evidente piekuren*

De tweede variant is een verbijzondering van het hiervoor beschreven peak/off-peak tarief. Hierbij wordt alleen een capaciteitsvergoeding verrekend op momenten van evidente piekuren. Oftewel, alleen een piektarief voor het beperkt aantal uren dat de netbelasting heel hoog is. Hiervoor gelden dezelfde overwegingen als bij I., maar luistert het waarschijnlijk nauwer omdat we eerder in situaties komen waarbij een eerder gedefinieerd off-peak uur in de toekomst niet meer als zodanig geldig is vanwege toenemende netbelasting, door verschuiving van de aanbod- en verbruikspatronen.

III. *'Stoplicht-model'- transporttarief afhankelijk van beschikbare netcapaciteit*

In de derde variant, het 'stoplicht-model', wordt er een real-time tarief gehanteerd. Het doel van deze tariefstructuur is om op een fijnmazige manier de beschikbare transportcapaciteit te beprijzen, afhankelijk van de specifieke mate van netbelasting op bepaalde (niet ver van te voren te bepalen) momenten. Dit betekent dat dit tarief-model afhankelijk is van de grootte van de elektriciteitsvraag en de beschikbare netcapaciteit op specifieke uren, wellicht zowel op landelijk als lokaal niveau.

²⁴ Off-peak: 23:00-07:00 plus weekenddagen; Peak: 07:00-23:00 op werkdagen

C. Jaarpiek-systeem

Als tijdsgebonden tarief zou in principe ook het jaarpiek-systeem kunnen worden overwogen, zoals dat bijvoorbeeld geldt in een aantal Angelsaksische landen. Hierbij worden de netkosten louter afgerekend op het vermogen wat een verbruiker van het net vraagt, op één of meer piekbelastingsmomenten in het elektriciteitssysteem.

Dit model laat het vrij om op alle andere momenten in het jaar extra flexibiliteit aan te bieden door extra vraag. Maar de consequenties van dit model zijn wel, in vergelijking met de voorgaande alternatieven onder B. (I, II en III), erg groot.

In afwijking van deze voorgaande alternatieven verschilt het jaarpiek-systeem veel meer van het huidige Nederlandse model. Daarom is niet zonder meer hiervan te zeggen wat de effecten zouden zijn. Herverdelingseffecten kunnen fors zijn. Daarbij bleek in de interviews dat, wanneer dit ter sprake kwam, geen enkele partij positief was over deze variant omdat het teveel afwijkt van de bestaande situatie en vanwege de mogelijke gaming-effecten.

D. Uitbreiding 600-uursregeling

De huidige 600-uursregeling is een regeling waarbij netgebruikers met een beperkte bedrijfstijd (in de praktijk producenten of industrieën met WKK's die het grootste deel van jaar produceren en maximaal 600 uur per jaar verbruiken) gebruik kunnen maken van een aangepast tarief.

De huidige regeling werkt op dit moment eigenlijk alleen voor afnemers die normaal gesproken geen of weinig stroom verbruiken. Voor grote verbruikers werkt de huidige regeling niet. Een alternatief zou zijn om de 600-uursregeling in te zetten bovenop het normale verbruik. Met andere woorden, een verschuiving van de 600-uursregeling 'naar boven'.

Kanttekening is dat deze variant niet tijdsgebonden is, i.e., er zit geen tijdsprinkel in. Pieken die voortkomen uit deze variant kunnen mogelijk samenvallen met systeempieken. Daarnaast vindt er een afwijking van het kostenveroorzakers-principe plaats en ontstaat er een herverdelingsvraagstuk. Dit doordat er van het net gebruik wordt gemaakt door partijen die (voor grote delen) van betaling zijn uitgezonderd, maar wel een extra kostencomponent veroorzaken.

3.2 Preferente alternatief

In vergelijking met de varianten A, C en D biedt optie B, tijdsgebonden tarieven (gerelateerd aan netbelasting), een goede oplossing tegen een minimum aan herverdelingseffecten. Hierbij wordt het verbruikers toegestaan om tijdens daluren extra elektriciteitsverbruik in te zetten zonder dat dit gevolgen heeft voor het gecontracteerde jaarvermogen en kW-max, dus zonder risico tot grote lastenstijging. Binnen de tijdsgebonden transporttarieven zijn er drie varianten beschouwd. Daarvan is de 'peak/off-peak variant' het eenvoudigst, maar niet maximaal efficiënt (hoewel de inefficiency meevalt, aangezien de meeste relevante overschotmomenten juist in de off-peak momenten vallen, zie hoofdstuk 4). Het 'stoplicht-model' is de meest efficiënte variant maar ook het meest complex.

Daarbij valt wel aan te tekenen dat het de vraag is in hoeverre een peak/off-peak variant stand kan houden op de lange termijn en/of bij een grote flexibiliteitsrespons. Dit heeft diverse redenen.

In de eerste plaats gaat de peak/off-peak variant uit van de landelijke systeembebelasting. Het kan echter zijn dat dit niet gelijk loopt met de lokale netbelasting. Dan kunnen bijvoorbeeld lokale netten overbelast raken als er in hun gebied massaal extra wordt verbruikt voor landelijke flexibiliteitsdoeleinden. Dit probleem, dat bijvoorbeeld kan plaatsvinden in tuinbouwgebieden, kan eventueel worden opgelost door daar lokale afspraken over te maken, maar anders moet toch worden overgegaan op een stoplichtsysteem.

Een ander probleem, zowel landelijk als lokaal, is het risico met betrekking tot overreactie. Dit is het verschijnsel dat, wanneer een bepaald uur vooraf “vrij” is van extra lasten uit nettarieven en partijen daar vervolgens massaal flexibiliteit op gaan aanbieden, alsnog een piek ontstaat in de lokale netbelasting of in de landelijke netsituatie. Men kan daarna niet meer de partijen financieel aanslaan voor deze piek. Dit kan dus eventueel tot instabiliteit leiden. De tarieven met terugwerkende kracht aanpassen is onwenselijk: het is belangrijk voor de werking van de elektriciteitsmarkt dat partijen van tevoren zeker zijn van de consequenties van bijvoorbeeld biedingen op de APX day-ahead markt.

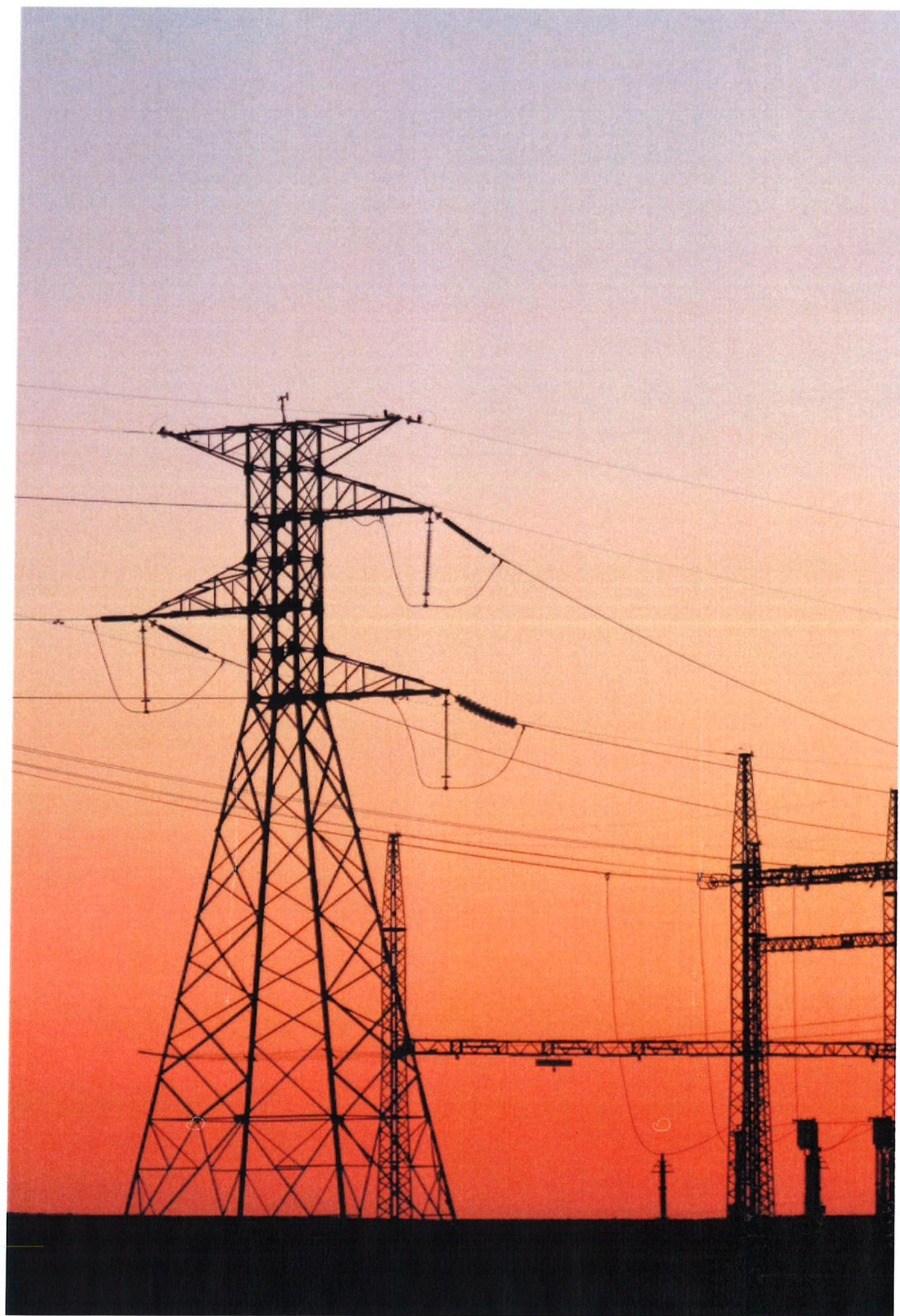
- Bij een peak/offpeak systeem liggen de nettarieven van tevoren vast. Dat faciliteert het bieden op de APX, waarop daarna niet meer kan worden teruggekomen aangezien de biedingen “firm” moeten zijn. Een overreactie die leidt tot hoge netbelasting is dan achteraf niet te corrigeren.
- Bij een stoplichtsysteem kan in real-time op probleemsituaties worden gereageerd en ook geanticipeerd, maar dan kan het probleem ontstaan dat de marktpartijen onvoldoende zeker zijn van de gevolgen van het in de nabije toekomst afnemen van elektriciteit. Dat beïnvloedt het bieden op de APX day-ahead markt. Het stoplicht staat dan wel op groen, maar er bestaat geen zekerheid voor morgen.

In de real-time markten als intra-day en de balanceringsmarkt is overreactie minder een probleem. Ten eerste kan een mogelijke stoplicht-oplossing dan op dezelfde termijn werken en kunnen partijen daar op die basis rekening mee houden. Ten tweede is TenneT zelf verantwoordelijk voor het afroepen van biedingen op de balanceringsmarkt, en kan hier rekening mee houden.

Een mogelijke praktische oplossing om binnen afzienbare tijd een simpele maar toch stevige oplossing door te voeren, is een eerste stap met een simpele peak/off-peak oplossing (robuust zolang de flexibiliteit niet een te hoge vlucht neemt), aangevuld met de mogelijkheid voor netbeheerder(s) om dit te wijzigen in een meer gedetailleerde regeling per uur (statisch) of een stoplichtmodel (dynamisch) voor die netsituaties waar een meer nauwkeurige sturing nodig is of waar die noodzaak ontstaat als add-on op de huidige tariefsystematiek. Dat model zou bij voorkeur zo moeten worden ontworpen dat het op langere termijn ook kan werken als algemene oplossing als de flexibiliteit een zodanig grote vlucht neemt dat een meer nauwkeurige real-time sturing voor alle uren en situaties noodzakelijk is.

Het verdient aanbeveling om de varianten verder te onderzoeken in een mogelijk experiment, in relatie tot verschillende criteria: eenvoud van toepassing, duidelijkheid voor de gebruikers, het bieden op markten en het beheersen van het risico van overreactie. Ook verdient het aanbeveling om een oplossing te allen tijde snel te kunnen aanpassen, om te reageren op veranderingen in de markt als deze andere condities teweegbrengen voor de netbelasting en de systeempieken.

Ten slotte wordt opgemerkt dat niet is onderzocht in hoeverre bovengenoemde transporttarieven inpasbaar zijn in het huidige model van tariefregulering van netbeheerders door ACM en in hoeverre de wettelijke doelstellingen van de regulering gewaarborgd kunnen blijven bij deze alternatieve tariefstructuren. Geadviseerd wordt om dit aspect nader te onderzoeken in overleg met de toezichthouder.



4. Potentieelschatting extra flexibiliteit en reductie balanceringskosten

In dit hoofdstuk is een potentieelschatting gemaakt van de te ontsluiten extra (vraagzijde) flexibiliteit in de industrie en glastuinbouw, **dat door alternatieve tariefstructuren mogelijk geactiveerd kan worden**. Daarnaast is er een schatting gemaakt van de potentiële impact hiervan op de totale balanceringskosten.

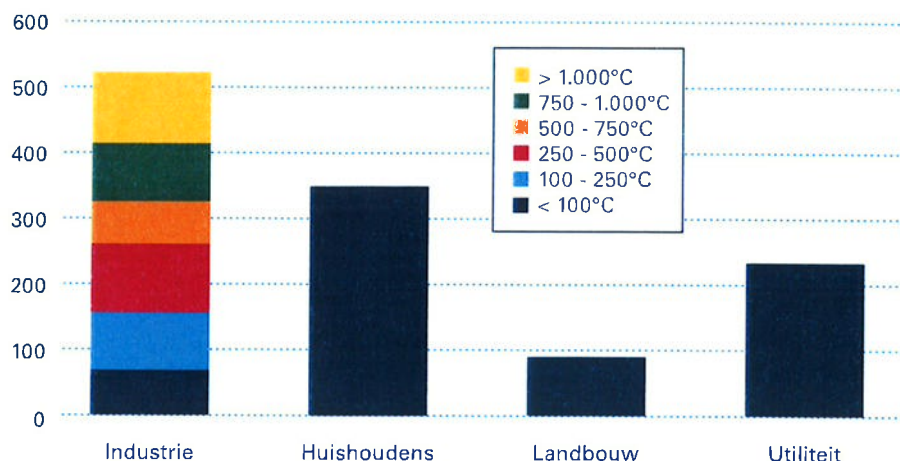
Bij de potentieelschatting gaan we uit van het potentieel voor power-to-heat. Dat beslaat in beginsel de hele Nederlandse warmtevraag, in veel segmenten met een grote heterogeniteit. Het grootste segment daaruit, namelijk de lage-temperatuur warmte, heeft wel een grote homogeniteit. Dit is de potentieel beschikbare lage temperatuurwarmte (LT) in de industrie en glastuinbouw. Hieronder wordt warmte onder de 100 °C verstaan. Dit warmteniveau is technisch gezien relatief makkelijk door elektriciteit in te vullen (power-to-heat), daarnaast is deze warmte goed te bufferen, waardoor elektriciteits- en warmtevraag worden ontkoppeld. Dat maakt het eenvoudig om enerzijds in de warmtevraag te voorzien maar anderzijds toch flexibiliteit op de elektriciteitsmarkt te brengen op elk gewenst moment wanneer die flexibiliteit nodig is. Op dit moment wordt al veel gebruik gemaakt van warmte-buffering in de glastuinbouw (voorstromend uit de WKK die baat heeft bij diezelfde ontkoppeling); dit gebeurt minder in de industrie.

Een andere positieve factor in de LT-warmte glastuinbouw is de grote bestaande penetratie van WKK, waardoor de netaansluiting vaak ook al voldoende capaciteit heeft voor power-to-heat.

Hoge temperatuurwarmte (HT), warmte boven de 100 °C (veelal in de vorm van stoom), valt in beginsel ook wel onder het flexibiliteitspotentieel, maar dit is sterk afhankelijk van de specifieke situatie die meestal technisch ingewikkelder is dan bij LT warmte. Bovendien is stoom nauwelijks te bufferen waardoor de praktische inzetbaarheid moeilijker kan zijn. Dat hoeft natuurlijk niet te gelden voor alle individuele gevallen.

Samenvattend is er voor gekozen om voorshands te concentreren op het LT potentieel omdat dit het grootste, meest overzichtelijke en tevens meest kansrijke segment is. We concentreren ons dan op de vraag of dit segment een omvang heeft die een grote bijdrage kan leveren als flexibiliteit op de elektriciteitsmarkt.

4.1 Warmteverbruik als basis potentiële schatting flexvermogen



Figuur 8. De verdeling van lage en hoge temperatuur warmtevraag naar temperatuur en sectoren in 2012 in Nederland (Energie rapport)

Figuur 8 laat de verdeling van de HT en LT-warmtevraag naar sectoren en temperatuurniveaus zien. De vraag naar HT-warmte komt in principe alleen voor in de industrie.

De warmtevraag in de landbouw is in zijn geheel afkomstig van de glastuinbouw. Daarom is het potentieel aan LT-warmte in de landbouw vertaald naar het potentieel aan LT-warmte voor de glastuinbouw. Dit is weergegeven in onderstaande tabel.

POTENTIEEL WAT BETREFT LAGE TEMPERATUUR WARMTE (<100 °C)	
Glastuinbouw	Industrie
+/- 100 Petajoule	+/- 50 Petajoule
+/- 3000 MW	+/- 1500 MW

Tabel 1. Potentieel lage temperatuur warmte in de glastuinbouw en industrie

Op dit moment is het grootste deel van deze warmtevoorziening gebaseerd op aardgas.²⁵

De omvang van LT-warmte binnen de industrie wordt geschat op zo'n 50 Petajoule (PJ) en voor de glastuinbouw is dit ongeveer 100 PJ. Vertaald naar elektrisch vermogen in power-to-heat komt dit neer op een capaciteit van ongeveer 1500 MW voor de industrie en 3000 MW voor de glastuinbouw. De omvang van dit vermogen (4500 MW) is zeer significant te noemen en naar verwachting blijft dit ook in de toekomst (tot aan 2030) bestaan (zie figuur 5, prognose ECN). De schatting van 3000 MW in glastuinbouw wordt ook bevestigd uit de contacten met de sector tijdens de studie.

²⁵ CBS en CE Delft, Kansen voor warmte: het technisch potentieel voor warmtebesparing en hernieuwbare warmte – update van 200-200 in 2020 (2014), p. 25.

Dit potentieel aan flexibiliteitsvermogen op basis van LT-warmte is zeer betekenisvol in vergelijking tot het gevraagde vermogen in de totale Nederlandse elektriciteitsvoorziening, in vergelijking tot bijvoorbeeld de prognoses aan opgesteld windvermogen. Met een dergelijk flexibiliteitsvermogen kunnen tijdelijke overschotten van duurzame energie voor een belangrijk deel worden opgevangen.

Hierbij zijn vier kanttekeningen te maken:

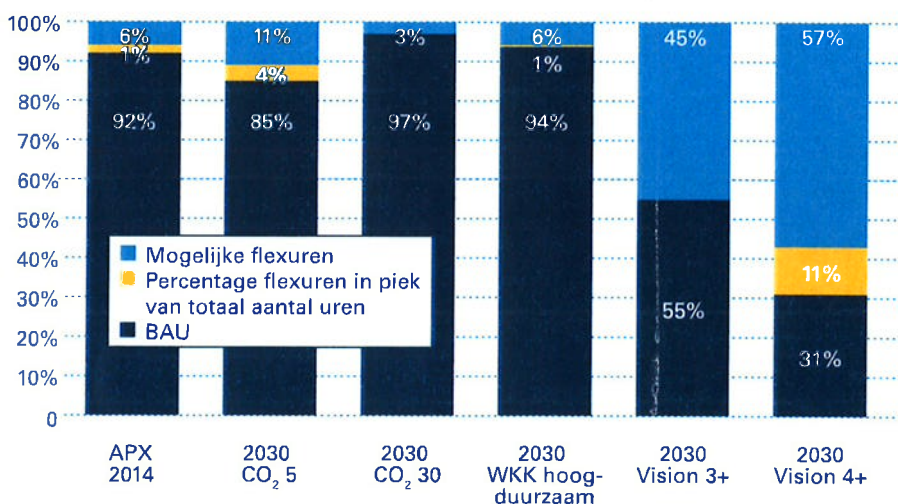
- Bovenop dit potentieel op basis van LT-warmte komt nog een deel van het potentieel op basis van hoge-temperatuur (HT) warmte wat sterk afhankelijk is van de specifieke situatie; dit kan binnen het kader van deze studie niet in detail worden bestudeerd en wordt aanbevolen voor nader onderzoek.
- De vertaling is gemaakt door het gemiddelde warmteverbruik om te rekenen in een gemiddeld elektrisch vermogen voor power-to-heat. In de praktijk kan het maximale beschikbare vermogen uiteraard lager zijn, maar ook hoger, afhankelijk van de praktische capaciteit van de elektrische power-to-heat installaties. Samen met de warmtebuffering kunnen deze de warmtevraag ook concentreren op de flexmomenten. Dan hoeft bijvoorbeeld niet de hele glastuinbouw mee te doen om toch een substantieel elektrisch vermogen aan flex te realiseren. Dit is zeer afhankelijk van de businesscases en nog niet dieper bestudeerd.
- Het potentieel van LT-warmte in de tuinbouw is seizoensafhankelijk: er wordt daar meer warmte gevraagd in de winter dan in de zomer, en derhalve is ook het flexibiliteitspotentieel hoger in de winter. Het is niet zo dat er in de zomer helemaal geen potentieel is, omdat er dan vaak toch 's nachts in de kassen wordt verwarmd. Via de warmtebuffering is dat (kleinere) potentieel aan power-to heat de hele dag beschikbaar voor flexibiliteitsmomenten, zoals ook gememoreerd tijdens de interviews. Het potentieel in de industrie is uiteraard minder seizoensafhankelijk.
- De berekeningen zijn gemaakt voor het potentieel op basis van het warmteverbruik in 2014. Voor de jaren 2023 en 2030 is deze berekening niet anders voor het potentieel als zodanig, omdat wordt verwacht dat het warmteverbruik in de glastuinbouw en de industrie in deze periodes niet sterk zal veranderen (zie figuur 5). Uiteraard kan de praktische toepassing van dit potentieel zich in de toekomst wel ontwikkelen vanwege de stijging van de flexibiliteitsbehoefte.

4.2 Deel van de vraag naar flexibiliteit op de spotmarkt dat valt in de off-peak uren

Een limiterende factor voor de inzet van het potentieel is wellicht het tijdstip dat deze gevraagd wordt. In hoofdstuk 3 zijn de alternatieve tariefstructuren uiteengezet die de inzet van flexibiliteit tijdens elektriciteitsoverschotten aantrekkelijker maakt. Een belangrijke optie daarbij was het niet mee laten tellen van verbruikspieken, voor zover deze vallen binnen de gebruikelijke off-peak uren van nacht en weekend. Het is daarom belangrijk om te kijken in welke soort uren daadwerkelijk sprake is van een relatief grote hoeveelheid duurzame elektriciteit.

In figuur 9 is per scenario het percentage weergegeven van het aantal uren dat de elektriciteitsprijs (day-ahead) onder de gasprijs valt. Dit zijn uren dat de inzet van flexibiliteit in beginsel voor de industrie en tuinbouw aantrekkelijk is. Deze uren zijn verder uitgesplitst in dal- en piekuren (m.b.t. vraag).²⁶ Het is duidelijk zichtbaar dat in alle scenario's het grootste deel van de tijd waarin de elektriciteitsprijs onder de gasprijs ligt, overeenkomt met de dalperiode.

Overigens geldt dit voor de day-ahead markt en niet zozeer voor de balanceringsmarkt, omdat die niet sterk gecorreleerd is met de prijzen op de day-ahead markt. De balanceringsmarkt wordt behandeld in navolgende paragraaf 4.3.

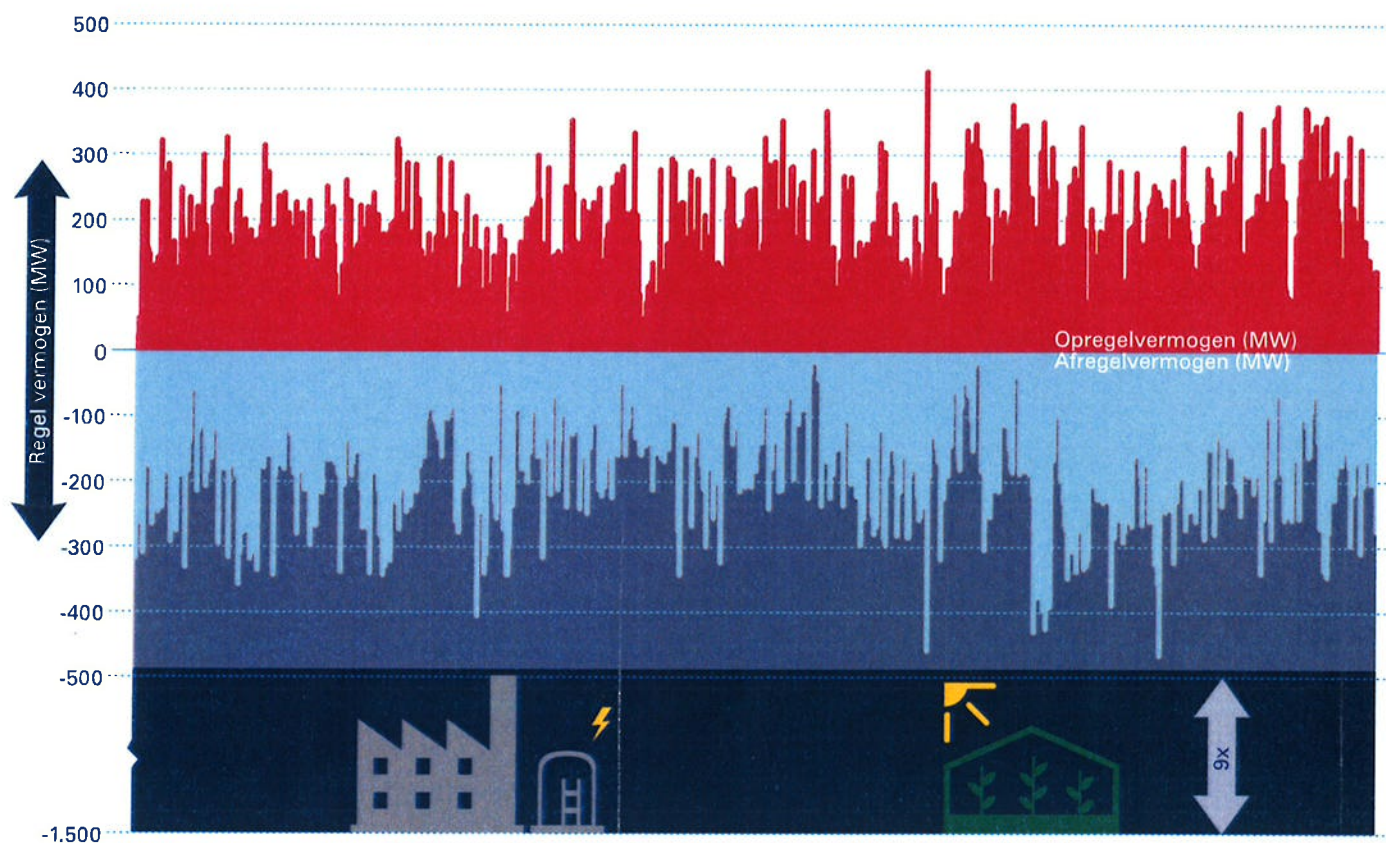


Figuur 9. Potentieel van de uren in het jaar dat flexibiliteit mogelijk is op basis van lage elektriciteitsprijzen t.o.v. gasprijzen (percentages zijn afgerond)

²⁶ De definitie van een daluur is gebaseerd op uren dat de elektriciteitsprijs onder het gemiddelde valt.

4.3 Potentieelschatting vermindering balanceringskosten

In het huidige balanceringsstelsel wordt een surplus of tekort aan elektriciteit op het net via de onbalansmarkt op- of afgeschakeld.



Figuur 10. Op- en afregelvolumes op de onbalansmarkt in 2014

Figuur 10 toont de vermogens als resultante van de balanceringsmarkt, per kwartier van het jaar. Het afregelvermogen op de balanceringsmarkt ligt gemiddeld tussen de 200 en 300 MW. Het potentiële flexvermogen van 4500 MW, op basis van LT-warmte in de industrie en glastuinbouw, is ruim voldoende om de onderkant van de balanceringsmarkt “weg te scheren”. De grafiek laat aan de onderkant duidelijk zien dat dit potentieel negen keer zo groot is als het maximaal afgeroepen vermogen op de onbalansmarkt voor het jaar 2014.

De totale omvang van de balanceringsmarkt was in 2014 ongeveer 32 miljoen euro. De omvang van de balanceringsmarkt tijdens daluren is zo'n zes miljoen euro, gebaseerd op het volume en de daarvoor afgerekende prijzen tijdens daluren. Dit is het bedrag wat potentieel uitgespaard kan worden door het te ontsluiten potentieel aan flexvermogen in industrie en glastuinbouw.

Hierbij zijn twee kanttekeningen te maken:

- Er is puur modelmatig van uitgegaan dat de flexrespons tijdens de daluren wordt aangeboden tegen nultarief, d.w.z. de verbruikers wenden power-to-heat aan en krijgen op die momenten gratis stroom voor hun warmte-opwekking. Het kan uiteraard in de praktijk plaatsvinden tegen een andere prijs, hetzij positief hetzij negatief als gevolg van de markt biedingen; we doen daar in deze studie geen uitspraak over. Het totale economische surplus blijft hierbij gelijk.
- Bovenstaand potentieel is bepaald voor het jaar 2014. De ontwikkeling van de onbalansmarkt richting 2023 en 2030 is zeer moeilijk te voorspellen. Er kunnen uiteenlopende trends optreden: enerzijds kan de balanceringsmarkt volatieler worden als gevolg van volatielere spotmarkten en de toename van duurzame energie, anderzijds zijn er verlagende trends door steeds betere voorspellingen, geavanceerder marktgedrag van marktpartijen en internationale samenwerking. Nader onderzoek naar de ontwikkeling van de balanceringsmarkt strekt tot de aanbeveling.

Samenvatting en conclusies

In de toekomst kan een groter aandeel van intermitterende hernieuwbare energie in de energiemix leiden tot momentane en relatief hoge aanbodvolumes van elektriciteit en lage elektriciteitsprijzen. De industrie en de glastuinbouw kunnen hier op inspelen. Door omzetting van elektriciteit in warmte (power-to-heat) wordt de elektriciteitsvraag verhoogd en de gasinzet verlaagd. Dat loont op momenten dat elektriciteit goedkoper is dan gas. Dit is gunstig voor marktpartijen, de marktwerking en voor de opwekking van duurzame energie.

Deze flexibiliteit heeft verscheidende (maatschappelijke) voordelen. Zo stelt het de industrie en de glastuinbouw in staat om eerder te interveniëren in de markt. Door meer flexibiliteit kan er makkelijker goedkope elektriciteit uit de markt worden gehaald. Dit betekent dat er voor deze sectoren een inkoopvoordeel ontstaat. De inzet van meer flexibiliteit kan er ook toe leiden dat de elektriciteitsprijs minder snel daalt bij een groot aanbod van duurzame energie. Dit biedt een voordeel voor de duurzame energieproducenten en betekent ook dat er minder subsidie hoeft te worden verstrekt aan duurzame energie.

Het ontsluiten van meer flexibel vermogen in de industrie en de glastuinbouw leidt tot een verminderde volatiliteit en een stabielere elektriciteitsprijs. Daarbij kunnen ook mogelijke toekomstige negatieve prijzen worden voorkomen. Voor de balanceringsmarkt geldt de aanwezigheid van deze flexibiliteit als een goedkoop potentieel, dat negatieve balanceringspieken kan wegscheren. De glastuinbouw en/of de industrie zou hierin kunnen voorzien, zodat centrales minder hoeven terug te regelen. Dit heeft ook een gunstig effect op de rentabiliteit van het elektriciteitssysteem als geheel.

Echter, de huidige tariefstructuur van de transporttarieven maakt de inzet van flexibiliteit voor veel eindverbruikers in de industrie en de glastuinbouw onrendabel. Dit komt doordat een verhoging van het maximale netvermogen van een marktpartij tot een aanzienlijk lastenverzwaring uit hoofde van de nettarieven kan leiden, ook al betreft het een beperkt aantal uren waarin de verhoging plaatsvindt. Dat leidt tot een grote lastenverhoging en daarnaast ook risicoperceptie, waardoor dit potentieel niet wordt ingezet.

Tevens is sprake van een ongelijk speelveld tussen producenten en verbruikers. Producenten zijn namelijk vrijgesteld van het variabele netvermogenstarief en lopen niet het risico op verhoging van uitgaven uit hoofde van nettarieven over het hele jaar bij inzet van hun flexibiliteit.

In het onderzoek zijn een aantal alternatieve tariefstructuren verkend. Op basis van de analyse lijken tijdsafhankelijke netcapaciteitstarieven (gerelateerd aan de netbelasting) de meest effectieve toevoeging aan de tariefstructuur, om extra flexibiliteit te ontsluiten. Hierbij wordt het verbruikers toegestaan om tijdens daluren extra elektriciteitsverbruik in te zetten zonder dat dit gevolgen heeft voor het gecontracteerde jaarvermogen en kW-max, dus zonder risico tot grote lastenstijging bij eindgebruikers. Herverdelingseffecten zijn waarschijnlijk beperkt. De grote reserve aan netcapaciteit die tijdens de daluren onbenut is, kan dan ingezet worden om overschotten van duurzame energie op te vangen met behulp van de industrie en de glastuinbouw.

De daluren kunnen verschillend worden gedefinieerd, waarbij ook een aantal belangrijke praktische overwegingen aan de orde zijn. Deze definitie kan vast zijn op bepaalde uren in de nacht en het weekend, dan wel variërend volgens een zogenaamd stoplichtmodel, met verschillende effecten op de totale efficiency, het biedgedrag op de markten en de mogelijkheid om het model aan te passen om overreacties te voorkomen, hetgeen ook verschillend kan liggen voor de landelijke netbeheerder en de lokale netten. Aanbevolen wordt om een goed invoeringstraject te organiseren waarbij alle partijen worden betrokken. Een mogelijke praktische oplossing om binnen afzienbare tijd een simpele maar toch stevige oplossing door te voeren, is een simpele peak/off-peak oplossing (robuust zolang de flexibiliteit niet een te hoge vlucht neemt), aangevuld met de mogelijkheid voor netbeheerder(s) om dit te wijzigen in een meer gedetailleerde regeling per uur (statisch) of een stoplichtmodel (dynamisch) voor die netsituaties waar een meer nauwkeurige sturing nodig is of waar die noodzaak ontstaat als add-on op de huidige tariefsystematiek.

Het mogelijk maken van extra afname tijdens daluren, zonder dat dit grote financiële gevolgen heeft voor de lasten uit hoofde van nettarieven voor eindverbruikers, kan in potentie een groot vermogen aan flexibiliteit beschikbaar maken. Volgens de schattingen is de potentiële omvang van dit flexibele vermogen 4500 MW (1500 in de industrie en 3000 in de tuinbouw), alleen gerekend over de relatief eenvoudige mogelijkheden in de lage-temperatuurwarmte. Daarnaast kan nog extra potentieel aanwezig zijn in de hoge-temperatuurwarmte in de industrie. Dit is een substantieel flexibiliteitspotentieel.

Hierbij komt het goed uit dat de uren met relatief lage spotprijzen (stroomprijs beneden de gasprijs) juist vooral vallen in de daluren waarin het landelijke elektriciteitsnet weinig belast wordt, nu en in de projecties voor 2023 en 2030.

Bovendien kan dit vermogen bijdragen aan de huidige balanceringsmarkt, waardoor de totale balanceringskosten kunnen verminderen. Hiervoor is een potentiële kostenreductie berekend van maximaal zes miljoen euro per jaar, uitgaande van de balanceringsprijzen en volumes in 2014. In de toekomst kan dit potentieel zich opwaarts of neerwaarts ontwikkelen afhankelijk van de evolutie van de balanceringsmarkt.

De voorgestelde oplossing faciliteert de invoering van intermitterende duurzame energie door het matigen van de prijsvolatiliteit van elektriciteit met behulp van de Nederlandse industrie en de glastuinbouw. Het leidt ook tot kostenreductie op de balanceringsmarkt en een geringere noodzaak om centrales terug te regelen. Het kan ook gunstig zijn voor de producenten van duurzame energie door betere prijzen. Daarnaast kan het gunstig zijn voor verbruikers met power-to-heat mogelijkheden die hun inzet van aardgas selectief willen vervangen door electrificatie op momenten van goedkope elektriciteit.

Bijlage 1: Geraadpleegde instanties

ORGANISATIE	PERSONEN
TenneT	Yvette Gremmen Frank Woessink
Netbeheer Nederland	Hans-Peter Oskam
Energie Nederland	Ruud Otter
VEMW	Hans Grünfeld Frits van der Velde
Enexis	Jan Peters
Stedin	Katinka van Beek
FME	Hans van der Spek
LTO Glaskracht	Nico van Ruiten Rob van der Valk Ferdi van Elswijk
ACM	Mathieu Fransen Kick Bruin

Bijlage 2: Toelichting scenario's

Voor dit onderzoek zijn prijsscenario's voor 2023 gebruikt die afkomstig zijn uit de studies 'Integratie van de Nederlandse Elektriciteitsmarkt' (Berenschot, Quintel) en 'Power to Products' (Berenschot, CE Delft, ISPT).

Voor de prijsscenario's voor 2030 is gebruikt gemaakt van scenario's berekend door DNV GL, en eerder gebruikt in de studies '*De rol van de eindgebruiker in relatie tot systeemintegratie*' (Berenschot, CE Delft, Overview, 2015) en '*De rol van opslag in relatie tot systeemintegratie*' (DNV GL, Berenschot, 2015).

De 2030 prijsscenario's zijn gemaakt door DNV GL met het PLEXOS simulatiemodel van de elektriciteitsmarkt van Noordwest-Europa. De Vision scenario's zijn gebaseerd op invulling van het elektriciteitssysteem conform de reeds ontwikkelde ENTSO-E toekomstscenario's. ENTSO-E is de Europese koepelorganisatie van netwerkbedrijven, zij publiceren over toekomstige ontwikkelingen in het energiesysteem.

In het scenario 'Vision 3+' staat er in Nederland 20GW wind en zon opgesteld; in Vision 4+ is dat 30 GW. Als we het groeipad hernieuwbaar van het SER-energieakkoord doortrekken dan komen we in de periode tussen 2023 en 2030 op dit soort hoeveelheden hernieuwbare capaciteit.

Ook is het toekomstscenario 'hoog duurzaam' opgenomen, dit scenario is uit de WKK-studie van CE Delft en DNV GL voor het ministerie van EZ (2014). Ook dit scenario is doorgerekend met PLEXOS, maar met een minder omvangrijk productiepark.

Ook deze berekeningen maken duidelijk dat er in alle scenario's een groot aantal uren is dat de stroomprijzen duidelijk onder de gasprijs liggen (weergegeven door de horizontale lijnen). Op die uren kan dus power-to-heat rendabel zijn. Ook is er, afhankelijk van het scenario, sprake van een vrij groot aantal uren dat de prijs nul is. In deze scenario's van het jaar 2030 is het aantal uren met lage prijzen gemiddeld groter dan in de eerder beschreven scenario's van 2023. Dit is logisch, omdat verwacht wordt dat de hoeveelheid duurzame energie over de jaren verder zal stijgen. Er staan dus in 2030 grotere hoeveelheden duurzame energie die tegen lage variabele prijs op de markt stroom leveren. Dat mechanisme zorgt voor een toenemend aantal uren, met name in situaties met veel wind en zon, dat de prijs laag of zelfs nul is. Daardoor zal door de tijd het potentieel voor flexopties zoals power-to-heat steeds verder toenemen.

Opgemerkt wordt hierbij, dat deze flexopties als zodanig nog niet in deze projecties zijn meegenomen. Zodra deze zich in de praktijk manifesteren, gaat dit natuurlijk het beeld beïnvloeden en gaan de geschetste bodemprijzen automatisch weer iets omhoog, omdat er op de goedkope uren meer vraag ontstaat. Er ontstaat dan een nieuw evenwicht in de markt, waarbij de flexopties een wat hogere prijs genereren waar de duurzame energiebronnen dan weer van profiteren. Dit is natuurlijk sterk afhankelijk van het gevoerde beleid waardoor de flexopties wel of niet tot ontwikkeling komen.

Berenschot Groep B.V.
Europalaan 40, 3526 KS Utrecht
Postbus 8039, 3503 RA Utrecht
T 030 2 916 916
E contact@berenschot.nl
www.berenschot.nl

Berenschot is een onafhankelijk organisatieadviesbureau met 350 medewerkers wereldwijd. Al bijna 80 jaar verrassen wij onze opdrachtgevers in de publieke en private sector met slimme en nieuwe inzichten. We verwerven ze en maken ze toepasbaar. Dit door innovatie te koppelen aan creativiteit. Steeds opnieuw. Klanten kiezen voor Berenschot omdat onze adviezen hen op een voorsprong zetten.

Ons bureau zit vol inspirerende en eigenwijze individuen die allen dezelfde passie delen: organiseren. Ingewikkelde vraagstukken omzetten in werkbare constructies. Door ons brede werkterrein en onze brede expertise kunnen opdrachtgevers ons inschakelen voor uiteenlopende opdrachten. En zijn we in staat om met multidisciplinaire teams alle aspecten van een vraagstuk aan te pakken.

Berenschot is aangesloten bij de E-I Consulting Group, een Europees samenwerkingsverband van toonaangevende bureaus. Daarnaast is Berenschot lid van de Raad voor Organisatie-Adviesbureaus (ROA) en hanteert de ROA-gedragscode.