

WKK BAROMETER

MARKTPOSITIE WKK VOORJAAR 2019



Website
Mail
Telefoon

www.blueterra.nl
info@blueterra.nl
+31 (0)88 -520 04 00

Titel
Subtitel
Projectnummer
Datum
Uitgevoerd door

WKK Barometer
Marktpositie WKK voorjaar 2019
17.031
April 2019
S. Schlatmann, T. Hoek, J. Buunk



In opdracht van
Contactpersoon



Glastuinbouw Nederland, Kas als Energiebron

Om papier te sparen is de opmaak van dit rapport geoptimaliseerd voor dubbelzijdig afdrucken.

INHOUDSOPGAVE

Inhoudsopgave.....	3
1 Inleiding	4
2 Energiemarkten	5
2.1 Gas markt.....	5
2.1.1 Internationale olie- en gasmarkten	5
2.1.2 Regionale ontwikkelingen	7
2.1.3 Prijsstelling.....	8
2.2 Kolen markt	10
2.3 CO ₂ emissierechten	11
2.4 Elektriciteit markt	12
2.4.1 Lange en korte termijn markten in 2018.....	12
2.4.2 Flexibiliteit	13
2.4.3 Toekomstige prijs ontwikkelingen.....	15
2.5 Spark spread	17
2.6 WKK in Nederland.....	18
2.6.1 Opgesteld vermogen	18
2.6.2 Investing en bedrijfskosten	19
2.6.3 Draaiuren WKK	19
2.7 Energiebelasting	20
2.8 Potentiele extra inkomsten door CVO's	21
3 Analyse marktpositie WKK.....	22
3.1 Elektriciteit productie in Nederland	23
3.1.1 Nederlands verbruik	23
3.1.2 Grensoverschrijdend vermogen en vraag	24
3.2 Productie vermogen	26
3.2.1 Huidig productiepark.....	26
3.2.2 Ontwikkelingen duurzaam vermogen	27
3.3 Marktpositie WKK met het EMF model.....	27
3.4 Invloed van kolencentrales op de Merit order	30
4 Conclusie.....	31
4.1 Conclusie marktpositie WKK.....	31
4.2 Stand barometer WKK per april 2019	33
4.3 Verloop van de barometer vanaf 2011	34

1 INLEIDING

Na de jaren 2015, 2016 en 2017 met een lage sprak-spread is de elektriciteitsmarkt opgekrabbed in de loop van 2017. In 2018 is de rentabiliteit van gasmotor-WKK aanzienlijk verbeterd en deze ontwikkeling lijkt zich door te zetten. Wat betekent dit voor de komende jaren, hoe lang houdt dit aan. Deze barometer geeft een inschatting van de rentabiliteit van gasmotor-WKK voor de komende jaren tot 2025. De marktpositie van WKK, de positie in de 'merit-order' (volgorde in kostprijs) wordt ingeschat hoeveel draaiuren WKK zal gaan maken en wat de prijs zettende installatie wordt. Daarmee wordt de rentabiliteit van zowel netleverende WKK als WKK voor belichting ingeschat. De marktontwikkeling wordt ingeschat met een model van BlueTerra (EMF) voor de komende jaren op basis van de kennis van nu over de ontwikkelingen in opgesteld vermogen en de elektriciteitsvraag. Vervolgens wordt met het Barometermodel de rentabiliteit bepaald en daarmee de barometerstand.

Over de WKK barometer

Sinds 2011 biedt de WKK barometer houvast in de rentabiliteit van een nieuwe of bestaande gasmotor-WKK installatie. Deze rentabiliteit wordt bepaald door de huidige en voorziene ontwikkelingen op de energiemarkten en concurrentie van andere opwekkingsmiddelen. Deze ontwikkelingen zijn uitgewerkt in specifiek ontwikkelde modellen waarmee de WKK marktpositie, inzet en verwachte kosten/baten worden gekwantificeerd. Dit resulteert in een onderbouwde verwachting van de rentabiliteit voor de korte- en middellange termijn, weergegeven als barometer aan het einde van dit rapport.

De analogie met een barometer voor het weer is dat met de kennis van nu wordt gekeken naar de toekomst. Daarmee is de nauwkeurigheid van de verwachting beperkt en wordt er niet gesproken over een toekomstvoorspelling. Incidenten en gebeurtenissen binnen en buiten de elektriciteitsmarkt alsmede beleidsveranderingen kunnen van grote invloed zijn op de voorziene marktontwikkelingen.

WKK is in de glastuinbouw toonaangevend als benchmark voor de energiekosten. Kennis en inzicht in de benchmark dragen bij aan het inschatten van de potentie en kansen van alternatieven voor de energievoorziening in de sector, met name de duurzame energie opties. Daarmee is de Barometer een belangrijk instrument binnen het programma Kas als Energiebron.

Leeswijzer

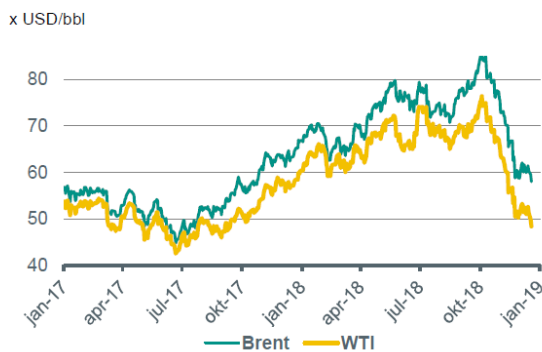
Deze jaarlijkse barometer rapportage is opgebouwd uit drie delen. In hoofdstuk 2 worden de markt ontwikkelingen besproken, inclusief ontwikkelingen in het opgesteld vermogen. Hieruit wordt de WKK marktpositie bepaald in hoofdstuk 3. Met deze input wordt de verwachte rentabiliteit bepaald in hoofdstuk 4, resulterend in de positie van de barometer.

2 ENERGIEMARKTEN

2.1 Gas markt

2.1.1 Internationale olie- en gasmarkten

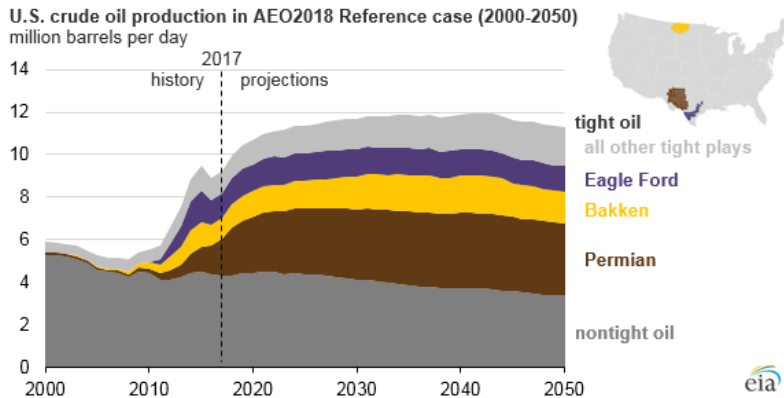
Vanwege de nog altijd sterke koppeling van de marktprijs van gas aan olie tonen we eerst een beeld van de ontwikkeling van de olieprijs. De olieprijs zat vanaf voorjaar 2018 sterk in de lift en steeg van USD 50/vat tot USD 80/vat in oktober. In figuur 1 is te zien dat deze stijging werd opgevolgd door een sterke terugval aan het eind van dat jaar. De prijzen zijn begin 2019 wel weer hersteld in de richting van 70 USD/vat.



Figuur 1: Ontwikkeling olieprijs Bron: Bloomberg

Deze opwaartse druk in combinatie met een sterke volatiliteit wordt veroorzaakt door een strijd tussen de VS en OPEC omtrent de productiecapaciteit en de onzekerheid die gepaard gaat met geopolitieke spanningen. De handelsoorlog tussen de VS en China, sancties tegen Iran van de VS en de onzekerheid rondom de situatie in Venezuela hebben duidelijke impact. Tegen deze achtergrond lijkt OPEC samen met enkele niet-OPEC olieproducenten vastbesloten om de olieproductie te beperken om de prijs op peil te houden. De VS daarentegen oefent druk uit op OPEC om mogelijke tekorten door sancties tegen Venezuela voor te zijn en de prijs laag te houden. De verwachting is dat dit spanningsveld voorlopig zal blijven bestaan en de prijs zal blijven schommelen tussen USD 60/vat en USD 80/vat de komende periode.

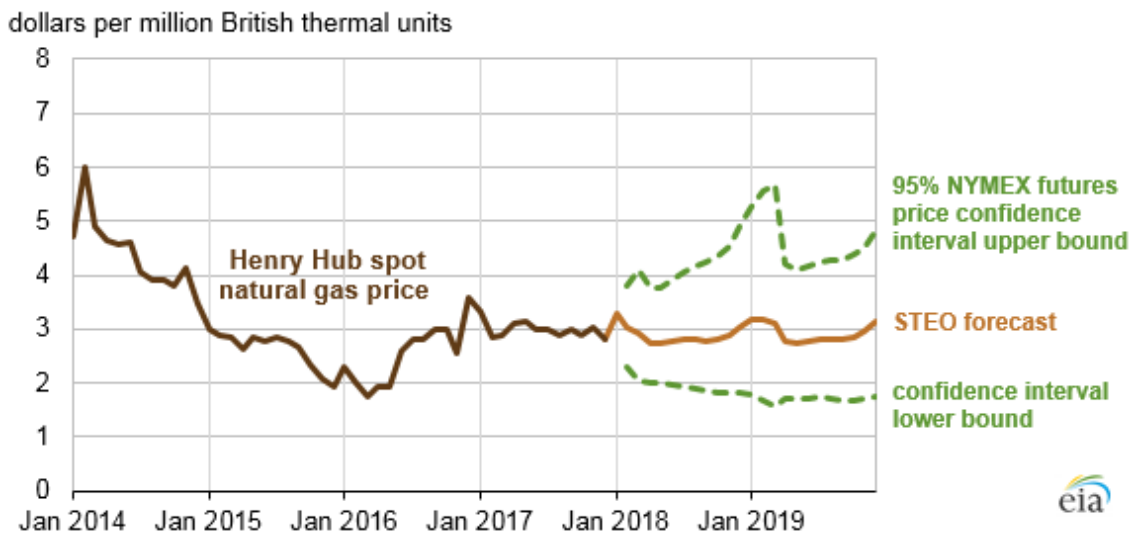
Er is een verschil aan het ontstaan tussen Brent en WTI. Brent geeft daarbij de mondiale situatie weer terwijl WTI vooral beïnvloedt wordt door de ontwikkelingen in de VS. De WTI blijft daarbij erg onder druk staan door de hoge productie van schalieolie in Amerika (zie Figuur 2). Deze productie is gevolgd op de boom in schaliegas productie vanaf het einde van het eerste decennium. Daarentegen zijn er verminderende investeringen in de rest van de oliesector door een periode van lage prijzen. Het overaanbod op de wereldmarkt zal daarom de komende jaren afnemen wat voor een opwaartse druk blijft zorgen op de lange termijn. Cruciaal in de prijszetting op de lange termijn is ook hoe de olievraag van grote economieën zoals in China en India zich gaat ontwikkelen. Deze vraag is nu in een stijgende lijn maar het overschakelen op andere energiebronnen kan de komende jaren al zijn impact hebben. Zo is er het streven van China om benzine auto's geleidelijk te vervangen door elektrische auto's met 10% in 2019 tot een verbod op verkoop van fossiele auto's tussen 2025 en 2030.



Figuur 2: Conventionele (grijs) en schalieolieproductie (overig) in de Verenigde Staten Bron: EIA

Internationaal speelveld gasmarkt

De gasmarkt wereldwijd kan grofweg in 3 markten worden opgesplitst: Noord-Amerika (Henry Hub), Europa (vooral bepaald door TTF en NBP) en Azië. Tot ongeveer 2005 lag het prijsniveau in deze markten op een zelfde niveau, daarna zijn de prijzen sterk uit elkaar gaan lopen. Allereerst heeft vanaf die tijd de winning van schaliegas in Noord Amerika de prijs ter plaatse sterk beïnvloed en daalt deze ten opzichte van de prijzen in Europa en Japan. Deze laatste prijzen blijven de olieprijs volgen. Na de kernramp in Fukushima in 2011 is de afname van LNG in Japan sterk gestegen en de prijs is daardoor eveneens naar een hoog niveau gestegen, gekoppeld aan de olieprijs. In Europa heeft het prijsniveau een midden waarde aangenomen tussen Azië en N-Amerika.



Figuur 3: Ontwikkeling spotprijzen Henry Hub (2014-2019) Bron: EIA

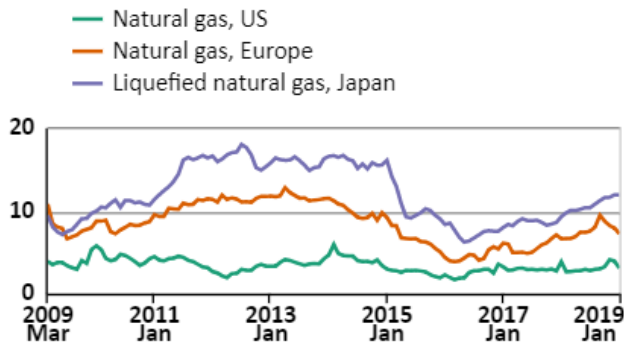
De Henry Hub blijft daarbij ook de komende jaren onder druk staan als gevolg van het ruime aanbod van Amerikaans schaliegas. Het aantal boorplatformen is vanaf eind 2016 van 132 gestegen naar 183 eind 2017. In Figuur 3 is te zien dat de prijs naar verwachting zal blijven schommelen rond de 3 \$/MMBtu (ca. 10,2 \$/MWh). De golf aan goedkoop aardgas heeft in de USA en Canada geleid tot een groei van de energie intensieve industrie, terwijl deze industrie in Europa en Azië onder druk staat.

Ook de glastuinbouw in Noord Amerika profiteert van de lage gasprijzen. Waar tot ca 7 jaar geleden houtketels in Canada in opkomst waren zien we nu dat gasverwarming weer de trend is. De verhouding tussen de prijzen in de verschillende markten is interessant. Een TTF prijs in Europa die dicht tegen het Aziatische prijsniveau aan zit, betekent dat LNG interessant wordt

voor de Europese markt. Door de opkomst van LNG lijkt er ook weer meer een mondiale markt te ontstaan voor aardgas en zullen de verschillende markten elkaar flink beïnvloeden.

Monthly Spot Natural Gas Prices

nominal US dollars (\$/mmbtu)



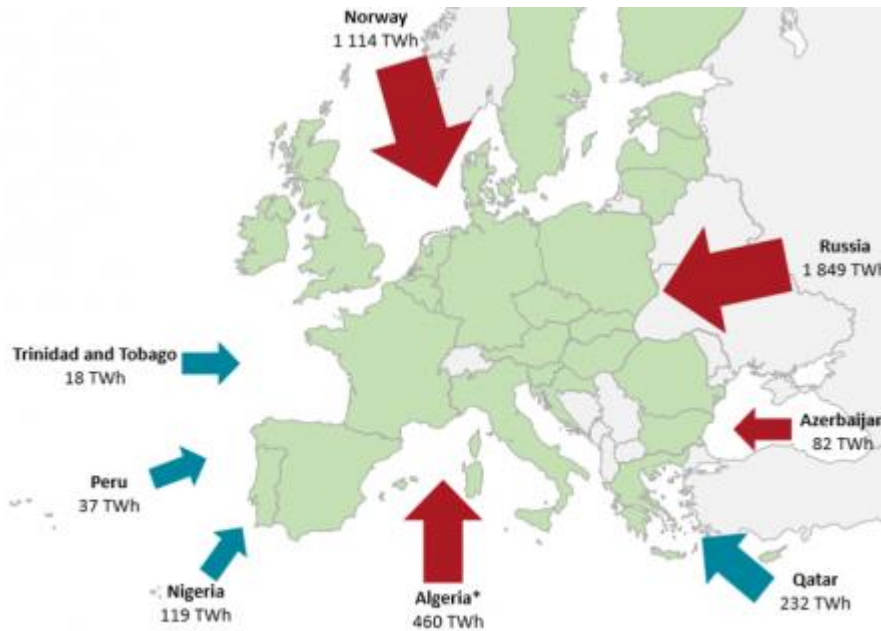
Figuur 4: Ontwikkeling gas en olieprijs in verschillende markten Bron: IMF

Er is geen reden om aan te nemen dat de vraag naar aardgas de komende jaren zal afnemen. De opkomst van duurzame energiebronnen kan aardgasgestookte elektriciteit in sommige gebieden op de korte termijn uit de markt drukken. Echter, plannen van diverse landen om afscheid te nemen van kolen en kernenergie zal juist leiden tot een toenemende vraag naar aardgas, onder andere in Nederland en Duitsland. Bovendien zal een wereldwijde trend van hogere CO₂ – tarieven op den duur ook voor een marktverschuiving zorgen van kolen naar aardgasgestookte elektriciteit.

2.1.2 Regionale ontwikkelingen

De plannen betreffende het terugschroeven en uiteindelijk stopzetten van de gaswinning in Groningen hebben het afgelopen jaar een beperkte impact gehad. De productie is afgenomen van 23,5 mrd Nm³ in 2017 naar 18,8 mrd Nm³ in 2018. Het reduceren van de productie richting 12 miljard Nm³ per jaar is iets wat pas de komende jaren gestalte zal moeten krijgen. Het uitstellen van deze reductie wordt wel aangevochten via de juridische weg door diverse partijen. Een eerste uitspraak van de Raad van State in deze was echter in het voordeel van het huidige beleid van het kabinet. De vrees voor grootschalige problemen rondom een lagere beschikbaarheid van laagcalorisch gas lijken ook mee te vallen door diverse redenen. De afbouw van de vraag naar laagcalorisch gas in Duitsland gaat sneller dan verwacht en het uitbreiden van de stikstofbijmengcapaciteit lijkt spoedig te verlopen. Een heftig effect van de ontwikkelingen in Groningen op de TTF marktprijs is daarom niet aan de orde. Bovendien hebben de afgelopen jaren laten zien dat de prijs van aardgas wordt bepaald door internationale invloeden en dat de effecten van één aardgasbron op de TTF-gasprijs klein is.

Het verminderen van de gasproductie heeft natuurlijk wel impact op de afhankelijkheid van import. In Figuur 5 staat aangegeven vanuit welke gebieden de EU aardgas importeerde in 2016. De rode pijlen tonen de import via pijpleidingen, terwijl de blauwe pijlen de LNG import weer-geven.



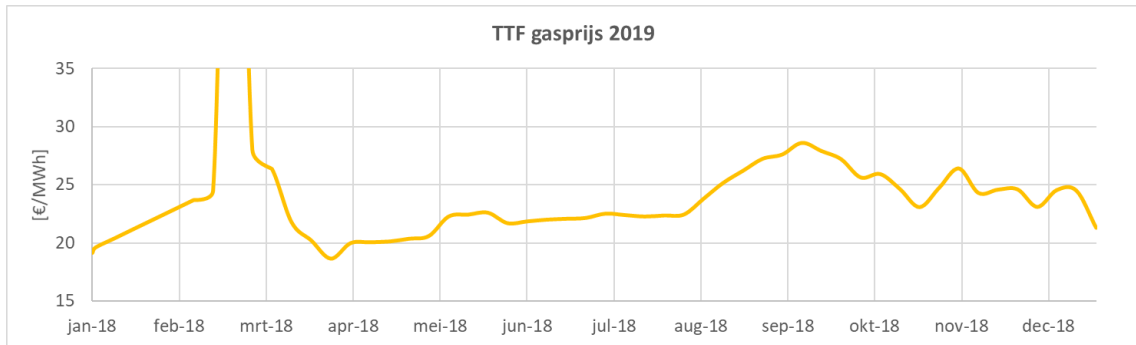
Source: BP Statistical Review of World Energy (June 2018)

Figuur 5: Import van gas in EU via LNG (blauw) en leidingen (rood). Bron: BP

Het toont duidelijk de afhankelijkheid van Rusland en Noorwegen als het gaat om de gasimport van de EU. Hier is echter wel verandering in aan het komen. LNG overslag is in 2018 fors gegroeid (+164%) vanuit Rusland via de nieuwe LNG-faciliteit in Siberië maar ook vanuit Amerika. Deze trend zet zich door in begin 2019. De beschikbaarheid van LNG is toegenomen en de prijsvorming is op dit moment interessant. De prijs van LNG is, mede als gevolg van een afgenomen vraag uit Azië, in Europa momenteel concurrerend.

2.1.3 Prijsstelling

Kijkend naar de TTF gasprijs in Figuur 5 is deze gedurende het afgelopen jaar hoog geweest, iets dat niet geheel in de lijn der verwachtingen lag. In februari schoot de gasspotprijs zelfs vanwege de kou korte tijd naar een hoogte van maar liefst €76/MWh. De hoge vraag naar gas kon niet worden opgevangen door Groningen omdat daar de productie niet mag worden opgeschroefd en ook vanuit Noorwegen bleek de gastoevoer moeilijk te regelen. Daarnaast lag met name in Q3 de TTF-day ahead en de TTF-kwartaalprijzen hoog en gingen deze richting de 30 €/MWh.



Figuur 5 - TTF gasprijs in 2019

Zoals te zien in Figuur 6 volgden de forwards de trend van de prijsstijgingen na de zomer. Reden voor deze prijsstijging waren de prijsstijgingen door seizoensvraag naar elektriciteit als gevolg van de warme zomer (airco's) en het aanvullen van de magere voorraden in Azië. De sterke stijging van de prijs voor EU ETS CO₂-emissierechten en de trends in andere grondstofmarkten (kolen en olie) werkten ook nog eens hogere prijzen in de hand.

Figuur 6 laat zien dat ook de lange termijn markten de prijsdaling van de TTF hebben gevolgd in Q4. Belangrijkste redenen zijn afzwakkingen of kenteringen in de hierboven genoemde trends en de zeer zachte winter waardoor de Europese gasreserves goed gevuld zijn.



Figuur 6: Gasprijsontwikkeling TTF Cal-19-24: Bron: Energiemarktinformatie.nl

Deze dalende trend zet zich voorlopig door in 2019 mede ook door de weersinvloeden, relatief warm en relatief veel wind voor elektriciteitsproductie. Aan de bovenkant van de markt is er echter wel ruimte voor prijsstijgingen zoals we ook afgelopen jaar gezien hebben. Onzekerheid zit in de volatiliteit van de olieprijs en de andere energiemarkten. Aardgas heeft op de lange termijn ook zijn eigen dynamiek. Aan de ene kant zal toepassing van aardgas onder druk komen te staan door duurzame alternatieven en een focus op energiebesparing. Aan de andere kant kan de vraag door de duurzaamheidsambities vanuit de elektriciteitsproductiesector groeien, afhankelijk van de plannen rondom sluiting van kolencentrales.

Bij sluiting van 12,5 GW aan kolencentrales in Duitsland tegen 2022 zoals nu wordt geadviseerd, neemt de gasvraag in Duitsland met 8% toe. Dit is ongeveer 15% van de huidige Nederlandse aardgasvraag. Dit zal de prijsstelling significant beïnvloeden. Daarnaast neemt ook de vraag uit Azië naar LNG sterk toe. Met name China wil sterk inzetten op LNG om de luchtkwaliteit te verbeteren en de groeiende energievraag in te vullen. Door de eerder genoemde grote aanbod van LNG zal een te sterke groei ook weer worden afgeremd.

De forwards hebben jarenlang niet meer zo'n fluctuerend verloop gehad als dit jaar. Op dit moment staan de forwards relatief conservatief, gevoed door de lage day-ahead prijzen vanwege de warme winter. Samengevat kan worden gesteld dat er veel onzekerheid is over de richting van de gasprijs, het is duidelijk merkbaar dat de energiemarkt in beweging is. Een onzekerheid die het afgelopen jaar al duidelijk te zien was in een sterk variërende prijspeil en ook de komende jaren de gasmarkt zal domineren.

Door deze sterke variatie gaan we voorlopig uit van de huidige lange termijn forecast. Deze laten een licht dalende prijs zien tot 2025:

2020 (Q1/Q4): 20,2 €/MWh (19,7 ct/Nm³)

2022 (Q1/Q4): 19,1 €/MWh (18,7 ct/Nm³)

2025 (Q1/Q4): 18,0 €/MWh (17,6 ct/Nm³)

2.2 Kolen markt

De kolenprijs kende in navolging van de gas en olieprijs een stijging in de tweede helft van afgelopen jaar om vervolgens weer terug te zakken. Het patroon van een lage kolenprijs ten opzichte van de gasprijs blijft daarmee voortduren. Deze verhouding komt vooral door het overschot van kolen in Noord-Amerika. Het schaliegas heeft daar de inzet van kolen verdrongen waardoor deze kolen op de wereldmarkt komt. De prijs die men echter ontvangt ligt nagenoeg op de marginale kostprijs voor de winning in Noord-Amerika. Bij gebrek aan uitzicht op herstel van de vraag neemt de winning van kolen in Noord-Amerika af. Het beleid van de regering Trump doet daar tot op heden niets aan af.

In China neemt de groei in de vraag naar kolen af onder druk van luchtverontreiniging. Een groot aantal eerder geplande kolencentrales zijn niet gebouwd. Ook in Europa zal, zoals eerder vermeld, kolen een steeds minder grote rol in de elektriciteitsproductie gaan krijgen het komende decennia.

De prijs van kolen blijft daarmee onder druk en ligt structureel onder de prijs van aardgas en olie. Onderstaande figuur 7 geeft een relatief zelfde stijging in 2018 van de kolenprijs te zien als de gasprijs in figuur 6. De verwachting is niet dat dit beeld de komende jaren drastisch zal veranderen.



Figuur 7: Kolenontwikkeling forwards Cal-19-24: Bron: Energiemarktinformatie.nl

2.3 CO₂ emissierechten

Het Energiebesparingssysteem Glastuinbouw (EBG) is niet van de grond gekomen, waardoor glastuinbouwbedrijven niet individueel op hun CO₂ emissie worden afgerekend. Daarmee zijn er nu en in de voorziene toekomst geen CO₂-gerelateerde kosteneffecten voor WKK. Voor de berekening van de barometerpositie is daarom geen rekening gehouden met de geproduceerde CO₂ emissie.

Op het gebied van de CO₂- emissiehandel (EU ETS) is er wel het nodige gebeurd het afgelopen jaar. De CO₂ prijs is het afgelopen jaar verrassend sterk gestegen van 9 á 10 €/ton in het begin van het jaar tot boven de 25 €/ton in september sindsdien schommelt de prijs tussen de 20 en 25 €/ton.



Figuur 8: Prijswontwikkeling CO₂ emissierechten Cal-19: Bron: Energiemarkten.nl

De prijsstijgingen zijn een marktreactie op een afspraak tussen de Europese overheden om elk jaar 25% van de overschotten op te kopen om binnen 3 á 4 jaar een balans te creëren tussen vraag en aanbod. Hierbij is het doel geformuleerd om de CO₂ prijs richting de 30 €/ton op te drijven. Een hoge CO₂ prijs is daarbij geen doel op zich. Een sterke CO₂ besparing leidt immers tot minder vraag naar certificaten en dus lagere prijzen. Dit heeft echter ook als gevaar dat grote ingrepen, zoals het sluiten van kolencentrales in Duitsland, leidt tot drastische prijsdalingen en daarmee een wegleffect. Een juiste balans van beschikbare CO₂-certificaten is cruciaal. Dit blijft een politieke beslissing die moeilijk te voorspellen is. Op de achtergrond spelen ook issues zoals het eventuele wegvallen van de vraag uit Groot-Brittannië bij een Brexit en de politieke reactie daarop. De markt is vooralsnog ook afwachtend, wat de relatief stabiele prijs van de afgelopen maanden verklaart.

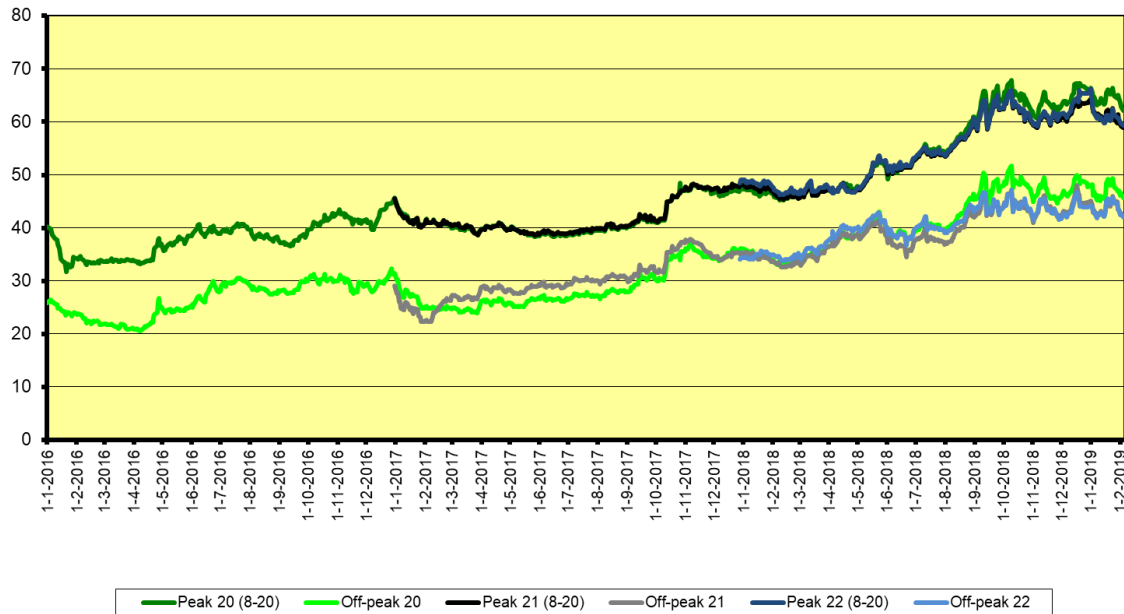
Het besluit van de Nederlandse regering om een nationale CO₂-heffing voor elektriciteitsproductie in te voeren krijgt vorm. Het betreft een wettelijke minimumprijs voor CO₂ emissies ten gevolge van elektriciteitsopwekking bij bedrijven die vallen onder het EU ETS. Als de ETS-prijs dus hoger ligt dan de minimumprijs voor CO₂ volgt er geen nationale heffing. De minimumprijs zal in 2020 18 €/ton bedragen en richting 2030 doorstijgen naar 43 €/ton. Daarmee lijkt de maatregel al enigszins ingehaald door de realiteit omdat de ETS-prijs voorlopig hoger lijkt te blijven dan de 18 €/ton en op termijn ook richting de 40 €/ton zal gaan. De impact van deze nationale CO₂-heffing voor elektriciteitsproductie lijkt daarmee beperkt. De plannen omtrent een CO₂-heffing voor de industrie zijn momenteel nog onduidelijk.

2.4 Elektriciteit markt

2.4.1 Lange en korte termijn markten in 2018

De elektriciteitsprijs heeft een aantal jaren sterk onder druk gestaan. Hierbij speelden met name de overschot aan productiecapaciteit, lage brandstofprijzen en de toename aan duurzame energie een rol. Vorig jaar is de prijs fors gestegen, zowel vanwege korte termijn redenen zoals problemen met de beschikbaarheid van Belgische kerncentrales als meer structurele redenen als een verkleining van het capaciteitsoverschot en hogere brandstofprijzen.

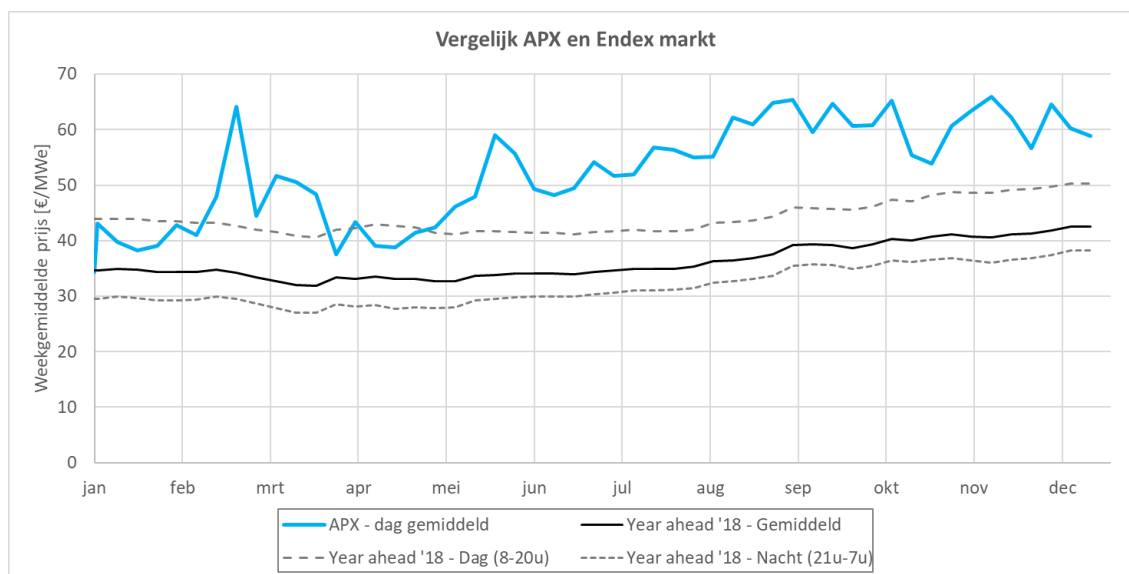
Elektriciteitsprijzen Nederland (Endex) in €/MWh



Figuur 9 - Ontwikkeling termijnrijzen voor 2020-2022.

Traditioneel zijn de Endex lange termijn prijzen van Figuur 9 een goede indicator voor de uiteindelijke marktprijs voor komende jaren. Door veranderend beleid en meer speculaties is er dit jaar echter een groter gat gevallen tussen korte- en lange termijn prijzen, zoals weergegeven in Figuur 10.

In deze analyse is de dag markt (APX) vergeleken met de year ahead prijzen, zoals behaald in 2017. Hiermee wordt het verschil zichtbaar tussen vooraf inkopen (year ahead) en handelen op de korte termijn markt (APX). Het verschil is groter dan de gemiddelde prijsstijging in de year ahead tussen 2017 en 2018. Dit is positief voor elektriciteitsproducenten hun de elektriciteit verkopen op basis van korte termijn markt, welke zo dus een betere marge maken.



Figuur 10 - Vergelijk tussen de korte termijn (APX) en lange termijn (Endex) marktprijzen voor elektriciteit

2.4.2 Flexibiliteit

Voor een goed en stabiel functionerend stroomnet dient de balans tussen geproduceerd en afgenomen elektriciteit continu gelijk te blijven. Hiertoe hebben zowel afnemers als producenten de plicht om een vast programma van opwek/afname te volgen, de zo genoemde programma verantwoordelijkheid.

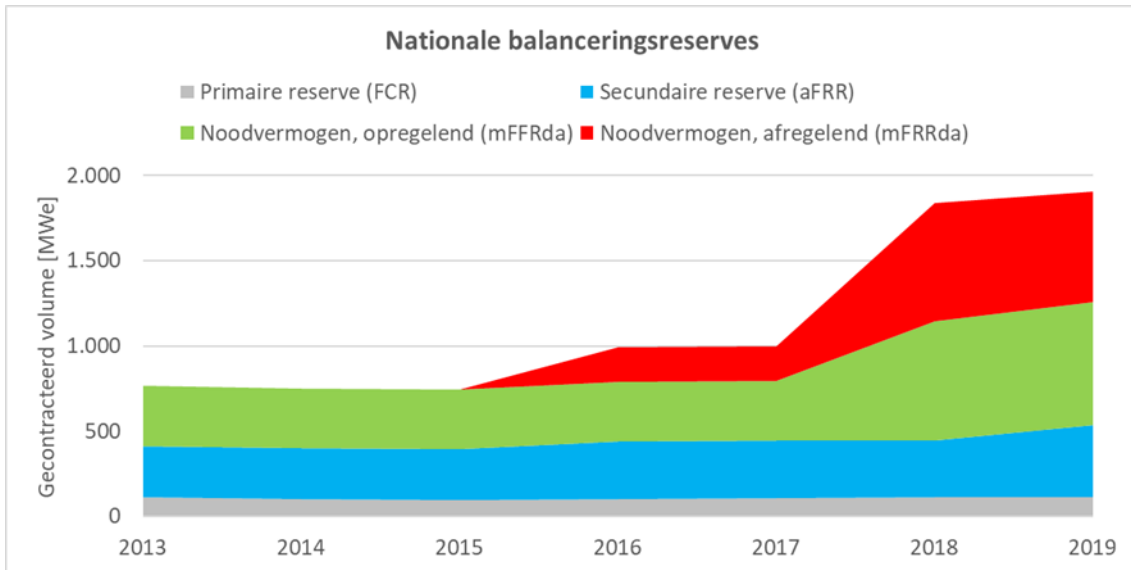
Grote onverwachte veranderingen in het aanbod of afname van elektriciteit kunnen de netbalans verstoren. Dit is direct merkbaar in de netfrequentie. Om verdere problemen te voorkomen moeten netbeheerders direct veranderingen aanbrengen aan het in- of uitgaande vermogen. De werking hiervan is geïllustreerd op de website van [mains frequency](#).

Om snel te kunnen reageren hebben netbeheerders een poule van regel- en reserve vermogen. Voor de Nederlandse markt is dit opgedeeld in vier segmenten, zoals beschreven in Tabel 2.1.

Tabel 2.1 - Segmentatie regel- en reserve vermogen Nederland

Segment	Doel	Reactie [min]	Duur [uur]	Minimum [MWe]
Primaire reserve (FCR)	Frequentie balanceren	0,5	Max. 0,25	1
Secundaire reserve (aFRR)	Vermogens sturing	15		4
Noodvermogen, opregelend (mFRRda)	Grote onbalans	15	Min. 1	20
Noodvermogen, afregelend (mFRRda)	Grote onbalans	15	Min. 1	20

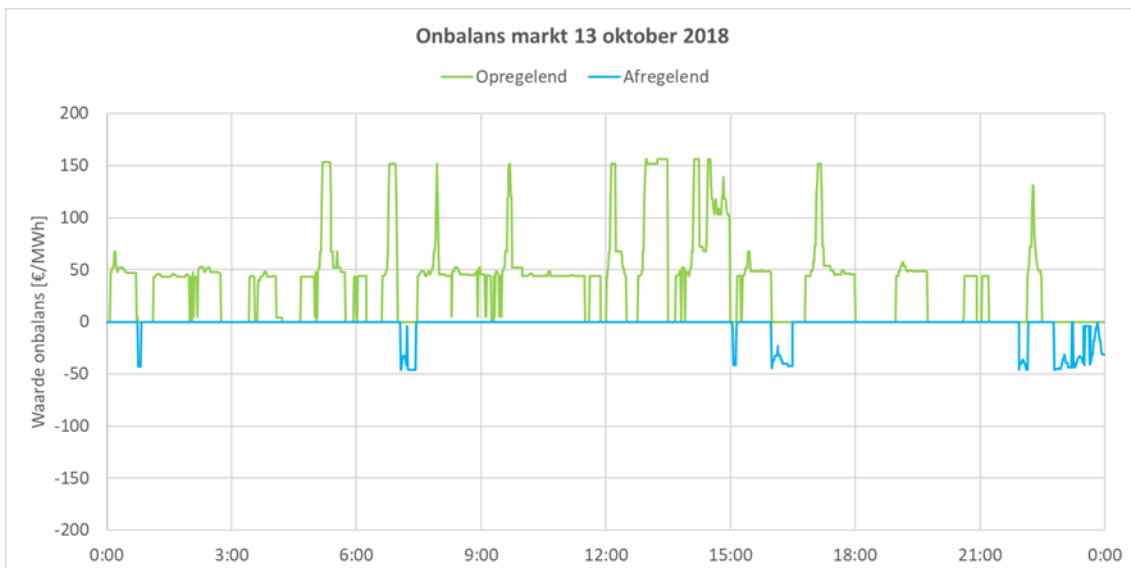
Door de toename van (variërend) duurzaam vermogen heeft TenneT de capaciteit van deze poule vergroot in de afgelopen jaren, zoals weergegeven in Figuur 11.



Figuur 11 - Gecontracteerd balanceringsvermogen door TenneT

Naast de gecontracteerde vermogens hanteert TenneT een marktsysteem voor onbalans regulering. Op deze markt kunnen partijen op- en afregelend vermogen aanbieden. Bij afroep worden deze kosten verrekend op de veroorzaker van de onbalans.

In het markt voorbeeld van Figuur 12 is zichtbaar dat er gedurende dag wisselende hoeveelheden opregelend vermogen benodigd was. Toch zijn er verschillende momenten geweest waarbij er een surplus aan vermogen beschikbaar was en er meer afname benodigd was.



Figuur 12 - Historische onbalans markt van 13 oktober 2018

Ondernemers kunnen door het verhandelen van flexibiliteit op de APX en door het inspelen op de onbalansverrekening (passief) voordeel creëren. De opbrengsten uit deze flexibele inzet ligt al enkele jaren gemiddeld ongeveer rond de 12 €/kWe per jaar (dus € 12 000 per MWe). Ondernemers die er zeer actief mee omgaan kunnen dit voordeel opvoeren tot wel 20 €/kWe per jaar.

De handelspartijen op de markt die WKK vermogen bundelen voor de handel (aggregators) bieden goede software om in te spelen op de markt in relatie tot de energie en CO₂ behoefte van het eigen bedrijf.

De verwachting is dat de toename van duurzaam vermogen (zie ook 3.2.2) zullen leiden tot grotere fluctuaties op de elektriciteitsmarkt, waarmee het onbalans volume zal stijgen. Daarentegen zijn er ook steeds meer actieve handelaren die grote volumes onbalans leveren door aggregatie van kleine vermogens of van buitenlandse bronnen.

Door deze effecten verwacht BlueTerra een vrij stabiele prijs voor flexibel vermogen. Deze waarde is als volgt meegenomen in de berekeningen;

2019: 15 €/kWe per jaar

2022: 16 €/kWe per jaar

2025: 15 €/kWe per jaar

2.4.3 Toekomstige prijs ontwikkelingen

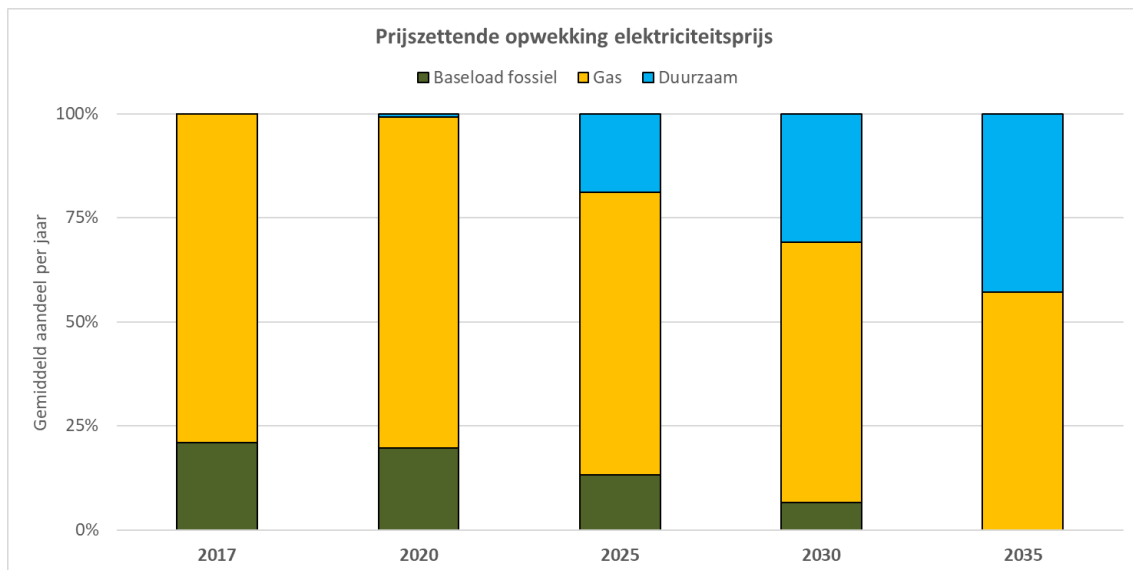
De elektriciteitsmarkt lijkt te staan voor grote veranderingen waarvan nu de eerste tekenen zichtbaar worden. De transitie naar een duurzamere elektriciteitsvoorziening heeft op verschillende aspecten invloed en de elektriciteitsprijs zal voor een groot deel bepaald worden door de (politieke) ontwikkelingen op dit gebied.

Allereerst is er de impact van de CO₂ beprijzing op de elektriciteitsvoorziening. De huidige prijs van CO₂ via EU ETS van 20 €/ton CO₂ zorgt met de huidige elektriciteitsmix in Nederland voor een stijging van 7 á 8 €/MWh. Er is niet alleen deze directe invloed op de elektriciteitsprijs maar ook op het verschil tussen de winstgevendheid van kolengestookte elektriciteitscentrales (Dark-spread) en van aardgasgestookte elektriciteitscentrales (Spark-spread). Deze wordt steeds kleiner en in gebieden met oudere kolencentrales is het daardoor prijstechnisch al interessanter om elektriciteit op te wekken met moderne gascentrales in plaats van oudere kolencentrales. Die situatie is in Nederland nog niet bereikt maar ook hier is de trend van een verschuiving van de winstgevendheid te zien.

Dit neemt niet weg dat de voorgenomen sluiting van alle kolencentrales in Nederland invloed gaat hebben op de prijszetting. Onlangs heeft de regering besloten dat de Hemwegcentrale in ieder geval al eind van dit jaar dichtgaat. Het voornemen is om de Amercentrale in 2025 te sluiten, terwijl de overige drie kolencentrales uiterlijk in 2030 dicht moeten. Hierbij moet vermeld worden dat een eventuele snellere sluiting van meer centrales de komende jaren niet ondenkbaar is. Politieke belangen en compromissen kunnen zorgen dat het huidige beleid herzien zal worden. Een dergelijke vervroegde sluitingen zou een significante stijging van de elektriciteitsprijs tot gevolg hebben. Zoals eerder vermeld zijn er in omliggende landen vergelijkbare plannen. De impact van een "Kohleausstieg" met al een capaciteitsvermindering van 12,5 GW in 2022 zal ook significant zijn. Daarnaast heeft Duitsland, evenals België, ook nog altijd het plan om zijn kerncentrales gefaseerd te sluiten. Dit zal ook een prijsopdrijvend effect hebben op de Nederlandse elektriciteitsmarkt.

Daartegenover staat dat de implementatie van duurzame energie in de elektriciteitsmix een verlagend effect heeft op de gemiddelde elektriciteitsprijs. De plannen in het klimaatakkoord geven een duidelijk signaal, er moet worden opgeschaald met de installatie van zon- en windvermogen. In 2030 moet 75% van de Nederlandse elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen komen en in 2025 al de helft van de productie. De sterke kostendalingen in zon en wind maken dit ook mogelijk. Deze ontwikkeling betekent dat gascentrales minder vaak prijszettend zullen zijn en dat duurzame vermogen deze rol een groot deel van het jaar over zullen nemen. Zie ook

Figuur 4. Door de lage marginale kosten van wind en zonne-energie zal hierdoor de gemiddelde elektriciteitsprijs gaan dalen.



Figuur 4 - BlueTerra verwachting van prijs zettende centrales richting 2035 o.b.v. EMF modellering

Bovenstaande ontwikkelingen worden sterk beïnvloed door politieke keuzes. Dit brengt onzekerheid met zich mee. Daarnaast houden de brandstofprijzen natuurlijk sterke invloed op de prijsstelling op de elektriciteitsmarkt. De volatiliteit van deze markten brengt dus nog weer extra onzekerheid met zich mee. Afgelopen jaar heeft aangetoond dat de elektriciteitsprijs hierdoor snel en onverwacht kan veranderen. De afgelopen maanden bevestigen dit beeld. Door lage aardgasprijzen en relatief veel wind daalden de korte termijn prijzen fors. Toch lijkt een prijspeil van ver onder de 40 €/MWh verleden tijd. Onze voorspelling is dat de prijs tussen de 50 €/MWh en 60 €/MWh zal blijven schommelen. Dit is iets hoger dan de prijsstelling van de forwards.

De barometer komt uit op de volgende prijsontwikkeling:

2019 (base/peak): 52,6 / 59,6 €/MWh

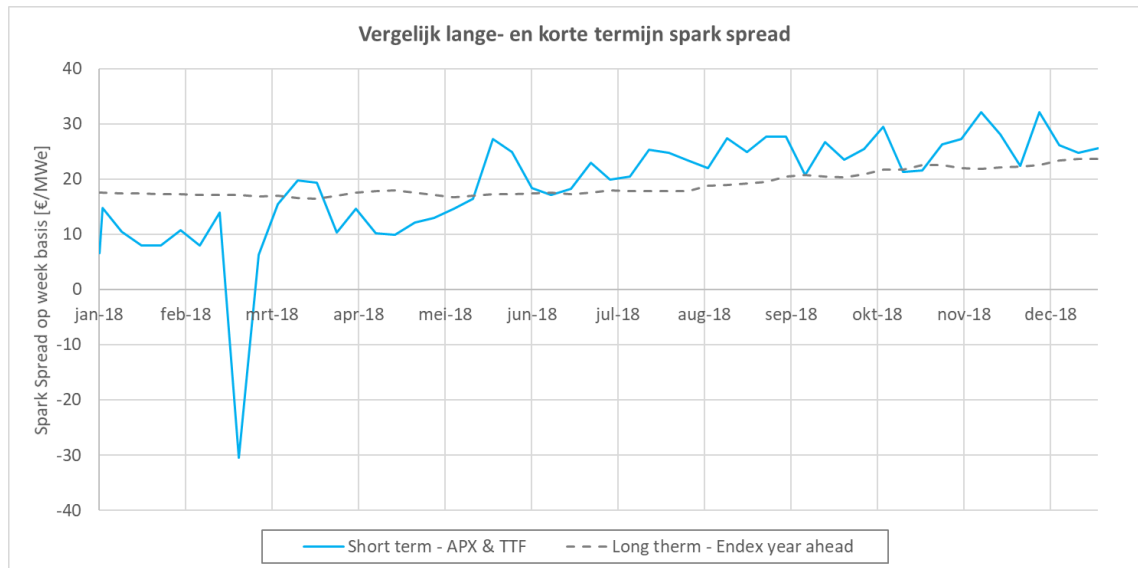
2022 (base/peak): 50,5 / 59,0 €/MWh

2025 (base/peak): 49,5 / 59,0 €/MWh

2.5 Spark spread

De economische marge van een WKK wordt ook wel de spark spread genoemd. Deze is gedefinieerd als het verschil tussen de brandstof kosten en opbrengsten uit elektriciteit- en warmtelevering. Uit deze marge worden de bedrijfskosten, zoals onderhoud en verzekering, betaald.

Afhankelijk van de gekozen inkoop strategie, wordt deze spark spread gebaseerd op de lange- of korte termijn energieprijzen. Lange termijn markten geven zekerheid voor (toekomstige) kosten en opbrengsten, terwijl korte termijn mogelijkheden bieden om op acute tekorten/overschotten te reageren. In Figuur 5 zijn de resulterende spark-spreads voor de korte en lange termijn weergegeven.



Figuur 5 - Vergelijk korte- en lange termijn spark spread o.b.v. gemiddelde WKK rendementen en volledige warmte afzet

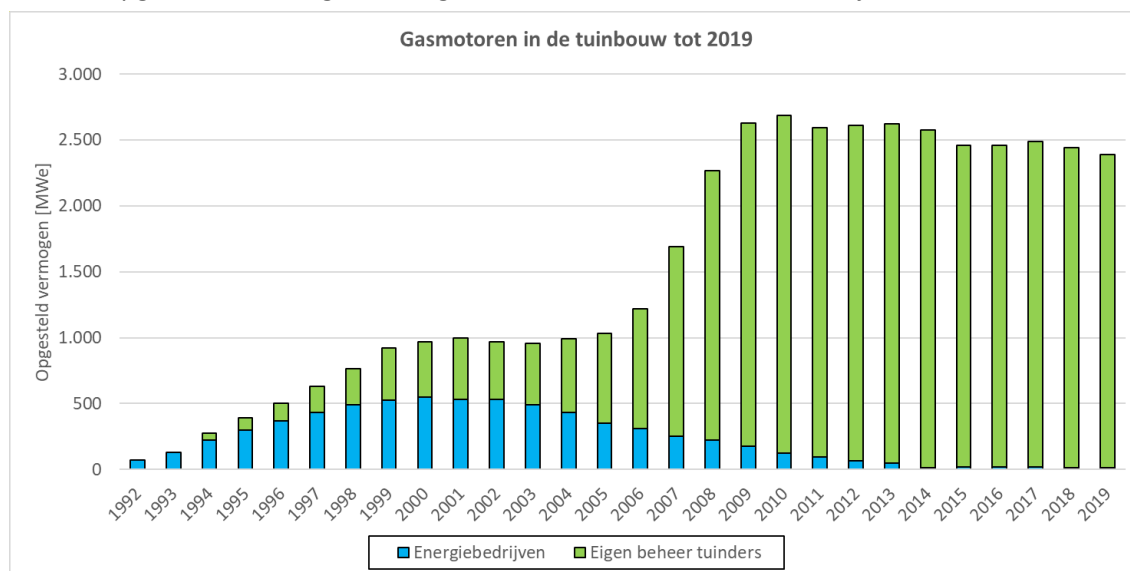
Opvallend is dat de korte termijn (APX & TTF) spark-spread in het voorjaar lager was als de lange termijn spark-spread (Endex year ahead). Dit is waarschijnlijk het resultaat van de onverwacht hoge prijzen voor gas in het voorjaar, met een piek begin maart. Deze extreme piek werd veroorzaakt door een extreem koude dag, waarbij het verbruik boven alle forecast uitsteeg. Dit resulteerde in een kortstondige piek van 76 €/MWh voor aardgas (bron: Energeia).

Vanaf de zomer heeft de spark-spread zich gestabiliseerd op 20-30 €/MWh, hetgeen een gezonde basis is voor continuering van WKK installaties.

2.6 WKK in Nederland

2.6.1 Opgesteld vermogen

Sinds 2002 inventariseert BlueTerra in samenwerking de Wageningen UR het opgestelde WKK vermogen in de glastuinbouw en grotere utiliteit in de WKK Monitor. Figuur 6 geeft een indicatie van het opgestelde vermogen in de glastuinbouw over de onderzochte jaren.



Figuur 6 - Opgesteld WKK vermogen in de glastuinbouw tot 2019

Hoewel de marktomstandigheden voor gasmotoren in de glastuinbouw zijn verbeterd, vindt er toch een kleine reductie plaats van het opgesteld vermogen. Deze reductie wordt mede bevestigd door de tuinbouw monitor gegevens van de WUR.

Met de verdere verduurzaming van de tuinbouwsector kijken meer WKK-gebruikers naar duurzame alternatieven voor de huidige gasgestookte installaties. Voor de warmtelevering is er inmiddels een breed scala aan alternatieven, zoals geothermie en biomassa ketels. Maar inzet van deze duurzame bronnen vraagt om een nieuwe CO₂ bron en verzwaring van de huidige elektriciteitsaansluiting voor belichting.

Vooraf deze laatste is regionaal bepaald door het omliggende elektriciteitsnet. Deze moet geschikt zijn om grote hoeveelheden extra elektriciteit te transporteren. In de laatste maanden kwam aan het licht dat er in verschillende gebieden (o.a. Bommelerwaard, Asten Heusden, Zuidplas en Erica) niet genoeg capaciteit beschikbaar is. Dit heeft de verduurzaming en modernisering van deze gebieden vertraagd, met als gevolg dat de bestaande WKK's langer in bedrijf blijven.

Voor de barometer van maart 2019 is BlueTerra uitgegaan van de volgende vermogensontwikkeling van opgesteld gasmotor vermogen, uitgaande van een gedeeltelijke afname van WKK met alleen netlevering:

2020	2 400 MWe
2022	2 200 MWe
2025	1 800 MWe

2.6.2 Investering en bedrijfskosten

Financierbaarheid WKK

Een veranderende financiële markt kan leiden tot andere voorwaarden voor financiering. De algemene ontwikkeling is wel dat financiering van glastuinbouwprojecten momenteel verbeterd is ten opzichte van de laatste jaren. Het verlengen van leasecontracten die uit hun looptijd lopen (meestal 10 jaar) levert over het algemeen geen probleem op.

Veel contracten worden met enkele jaren verlengd, te meer omdat daarmee de restwaarde van de WKK na 10 jaar nog aanzienlijk (20 - 25%) omlaag gaat. De financierbaarheid van individuele WKK's zal van project tot project worden beschouwd.

(Her-) investering in WKK

Voor (her-) investering in WKK installaties wordt in de barometer uitgegaan van kengetallen. In deze kengetallen is er rekening gehouden met een permanente rookgasreiniger of deNOx, zoals sinds 2017 verplicht is.

Investering WKK	360	€/kW
Investering RGR	60	€/kW
Afschrijftermijn Installatie	10	jaar
Rente t.b.v. annuïteit	6%	%
Onderhoud WKK	0,0070	€/kWh
Onderhoud RGR + ureum	0,0016	€/kWh

2.6.3 Draaiuren WKK

De draaiuren van WKK installaties worden met name bepaald door de prijzen op de energiemarkt en de ontwikkelingen van bijvoorbeeld energiezuiniger kassen of andere teelten. Er lijkt een grote verdeling te zijn tussen WKK's die het grootste deel van de elektriciteit aan het net levert (zonder belichting) en WKK's die voor een deel elektriciteit voor belichting produceert.

WKK's die alleen voor de netlevering draaien hebben in 2018 ongeveer 3500 draaiuren gemaakt, waarbij richting het eind van het jaar de draaiuren met gunstige prijzen zijn toegenomen. WKK's die voor belichting produceren draaien, afhankelijk van de teelt, 4000 tot 4500 uur per jaar.

De barometer richt zich primair op de net leverende WKK, waarbij de vrijkomende warmte nuttig kan worden ingezet in de kas. Het potentieel van de draaiuren is gebaseerd op de uitkomsten van het BlueTerra Energy Market Forecast model (EMF, zie paragraaf 3.3).

Dit draaiuur potentieel wordt gecorrigeerd voor periodes met een lagere warmteafname zoals de zomermaanden en gedurende teeltwissels. Er wordt alleen van draaien uitgegaan als de warmte direct kan worden benut of opgeslagen in de buffer.

De resulterende draaiuurverwachting voor deze barometer is weergegeven in Tabel 2.2;

Jaar	Verwachte inzet WKK
2019	3 700 u/jr
2022	3 400 u/jr
2025	3 300 u/jr

Tabel 2.2 - Verwachting draaiuren WKK voor de komende barometer periode

Het aantrekken van de prijzen resulteert de afgelopen jaren in meer WKK draaiuren. Komende jaren komt het aantal draaiuren wel wat onder druk te staan door toenemend vermogen van zon en wind. Ook na 2025 zal die trend zich nog verder doorzetten.

2.7 Energiebelasting

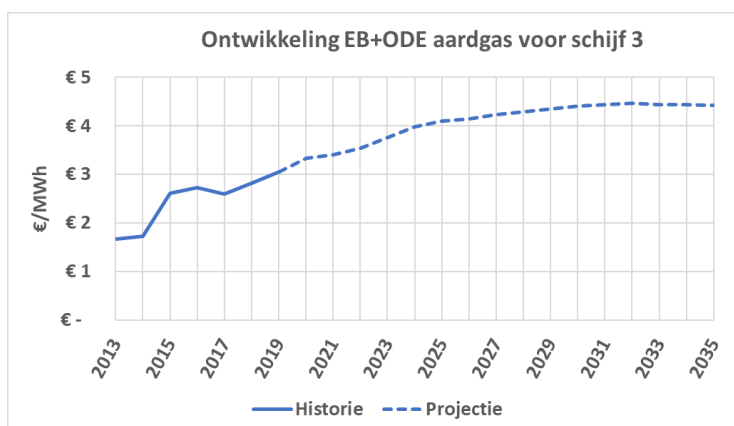
Voor de bepaling van vermeden kosten voor ketelwarmte is uitgegaan van de derde schijf van de energiebelasting (EB) op aardgas (1 - 10 mln m³) met inbegrip van de Opslag Duurzame Energie (ODE), zoals weergegeven in Tabel 2.3. Voor de eerste twee schijven geldt een apart verlaagd tarief voor de glastuinbouw. Voor de overige twee schijven wordt het normale belastingtarief voor aardgas gevolgd. De belasting voor de 2^e (170.000 - 1 mln m³) en 3^e schijf zijn hierdoor nagenoeg gelijk.

Jaar	0 t/m 170.000 m ³	170.001 t/m 1 mln m ³	1 mln t/m 10 mln m ³	meer dan 10 mln m ³
2018	€ 0,0450	€ 0,0274	€ 0,0293	€ 0,0142
2019	€ 0,0555	€ 0,0308	€ 0,0297	€ 0,0159

Tabel 2.3- Energiebelasting en opslag duurzame energie op aardgas in 2018 en 2019. Bron: Belastingdienst

Toekomst verwachting energiebelasting

Zowel de energiebelasting als opslag duurzame energie in de derde schijf zijn verhoogd, waarmee de totale belastingdruk 12,8% hoger is als 2019. De overheid zet in op een belastingstijging voor aardgas en een belastingdaling voor elektriciteit om op deze manier gasverbruik te ontmoedigen. In het klimaatakkoord is benoemd dat deze strategie zal worden doorgezet. Aardgas zal de komende jaren dus naar verwachting weer te maken krijgen met belastingstijgingen. In onderstaande grafiek zie je de historische ontwikkeling van de belastingdruk over de afgelopen jaren in de 3^e schijf en de verwachte ontwikkeling hierin.



Figuur 7: ontwikkeling energiebelastingen en Opslag Duurzame Energie Aardgas voor schijf 3

Bovenstaande projectie is gebaseerd op de huidige belastingplannen (voorjaar 2019) voor aardgas zoals ook geformuleerd in het concept klimaatakkoord. Voor de 3^e schijf betekent dit dat de belasting van ruim 3€ct/Nm³ naar ruim 5€ct/Nm³ zou stijgen. Voor ongeveer 75% zou deze stijging veroorzaakt worden door de energiebelasting en de rest door de verwachting stijging in de ODE.

De kans bestaat echter dat de ODE uit dit beeld wegvalt en er daardoor een beperktere stijging is van de belastingdruk. Momenteel is namelijk constructie van de financiering van de SDE door middel van de ODE onderwerp van discussie. Het gevaar met deze constructie is dat door energiebesparing en eigen opwekking het tarief per kWh van de overgebleven afnemers te hoog worden. Er wordt momenteel gezocht naar alternatieven om de SDE te financieren. Een vast bedrag per afnemer zou bijvoorbeeld een alternatieve financieringsstructuur kunnen zijn. Dit zou betekenen dat de variabele belastingdruk lager gaat uitvallen.

Een verhoging van de energiebelasting op aardgas heeft een voordeel voor WKK ten opzichte van een gasketel omdat een WKK met een elektrisch rendement boven de 30% is vrijgesteld van deze belasting.

2.8 Potentiele extra inkomsten door CVO's

Vanaf 1 januari 2020 komen er naast de garanties van oorsprong (GvO's) voor duurzaam opgewekte elektriciteit ook Certificaten van Oorsprong (CvO) voor alle andere met fossiele brandstoffen opgewekte elektriciteit. Dat is een gevolg van een amendement op de wet Vet en wordt ook wel full disclosure genoemd. Voor fossiel opgewekte MWh-en mag het geen GvO heten maar een CvO, het komt echter op hetzelfde neer. De wetwijziging houdt in dat leveranciers van alle elektriciteit die zij leveren de herkomst via certificaten moeten kunnen aantonen. Dit administratieve systeem wordt in Nederland beheert door Certiq. Producenten van elektriciteit kunnen zich registreren bij Certiq waarbij vervolgens door Certiq de opgewekte MWh-en gecertificeerd worden. Voor producenten is dit geen verplichting maar wel een kans om extra inkomsten te genereren. Leveranciers moeten namelijk voldoende certificaten hebben om stroom te kunnen verkopen. De certificaten vertegenwoordigen dus waarde. De hoogte van die waarde is afhankelijk van het type opwekking en de locatie van de opwekking die zijn gekoppeld aan het GvO certificaat. Het is gebleken dat de consument meer wil betalen voor lokale duurzame energie. Daardoor ligt de prijs van een GvO van elektriciteit van waterkracht uit Noorwegen (1,5€/MWh) bijvoorbeeld lager dan die vanuit wind of zonne-energie in Nederland (6 €/MWh).

Met de nieuwe certificaten van oorsprong kan de brandstof worden herleidt, dus aardgas, kolen of nucleair. Elektriciteit uit WKK wordt aangemerkt als 'uit aardgas geproduceerd'. Er is dus helaas geen extra credit voor het WKK element, iets wat CertiQ overigens wel zou willen. Maar alle elektriciteit opgewekt met aardgas heeft een aanzienlijk lagere emissie dan uit kolen (800 tot 900 gr/kWh) of zelfs het fossiele gemiddelde (ca 600 gr/kWh). Dit zou kunnen betekenen dat elektriciteit uit aardgas gewilder zou worden dan elektriciteit uit kolen. Ook is de vraag of de consument niet liever elektriciteit uit aardgas koopt dan van nucleaire energie dat een imago-probleem rondom veiligheid kent.

Deze CvO's bieden voor WKK's een extra verdienmodel. Nu al worden CvO's op aardgas van elektriciteit uit Nederland verkocht in Oostenrijk, omdat daar al met dit systeem wordt gewerkt. De prijs van deze certificaten is naar verluid zo'n 20 ct per MWh. Het is nog erg onzeker hoe deze prijs zich gaat ontwikkelen. Dit hangt onder andere af van het aandeel van de geproduceerde elektriciteit dat geregistreerd gaat worden, oftewel hoe groot het aanbod gaat zijn. Daarnaast is het de vraag of andere landen ook een dergelijke verplichting voor leveranciers in gaan voeren. Als dit niet of beperkt gebeurt dan dreigt de Nederlandse markt overspoelt te worden met buitenlandse certificaten wat de prijs zal drukken. Ten slotte is het nog onzeker hoeveel meerwaarde een leverancier kan halen uit elektriciteit uit aardgas ten opzichte van andere fossiele brandstoffen. Het lijkt echter aannemelijk dat de prijs voor een aardgas certificaat van oorsprong aanzienlijk hoger kan komen te liggen dan de huidige prijs in Oostenrijk en dit op termijn wel degelijk een interessante extra inkomstenbron kan vormen voor WKK's. Nu al levert de CvO ca 700€ per MW per jaar op. Dit kan na 1/1/2020 dus hoger worden.

3 ANALYSE MARKTPOSITIE WKK

De Merit Order is een zeer belangrijk gegeven in de lange termijn analyse in de barometer. In de Merit Order worden de beschikbare bronnen van elektriciteit gesorteerd op volgorde van variabele kostprijs. In theorie komt de bron met de laagste variabele kosten als eerste online bij een toenemende elektriciteitsvraag.

De laatste elektriciteitsbron die bijkomt bepaalt de kostprijs van elektriciteit. Analyse van de marktprijzen, het overleg met het expertpanel in het verleden en overleg met verschillende partijen in de markt leiden tot de conclusie dat de inzet van productie-eenheden in de praktijk de Merit order redelijk goed volgt. Centrales waarvan de elektriciteit op de termijnmarkt is verkocht zullen niet draaien als op de korte termijn markt de elektriciteit goedkoper kan worden ingekocht.

In de Merit order moet wel rekening worden gehouden met seizoens-effecten en karakteristieken van sommige centrales. Zo zijn er centrales die vanwege contracten of technische beperkingen niet terug-geregeld kunnen worden. Er is een gedeelte gas-WKK dat jaarrond stoom moet leveren aan procesindustrie en dat dus door zal draaien tijdens de nachturen (mustrun vermogen). Dit staat dan verder naar voren dan op basis van de variabele kostprijs verwacht zou worden. Ook stadsverwarming valt hieronder (in het stookseizoen), alsmede de kerncentrale in Borsele en elektriciteitsproductie uit afval en hoogovengas.

Tenslotte beïnvloedt de mate van (netto) import welk deel van de binnenlandse vraag door binnenlands vermogen wordt geleverd.

De komende jaren wordt onder uitvoering van de afspraken van het energieakkoord en het overheidsbeleid de elektriciteitsproductie door zon en wind snel groter. Het aanbod van grillig en niet stuurbaar (of beperkt stuurbaar) vermogen wordt daarmee groter. Het overige vermogen zal daarop moeten reageren met steeds sneller op- en afregelen. De regelsnelheid, de opstartsnelheid en de tijd dat een centrale eventueel moet stilstaan heeft invloed op de inzet van centrales. De Merit order wordt daarmee aanzienlijk dynamischer en kan niet meer slechts voor enkele situaties (bijvoorbeeld peak/off-peak) vastgesteld worden. BlueTerra heeft daarom een Merit order model op uurbasis uitgewerkt, het Energy Market Forecast model (EMF). In dit model is het regelgedrag van productievermogen meegenomen hetgeen tot aanpassing van de inzet van centrales leidt.

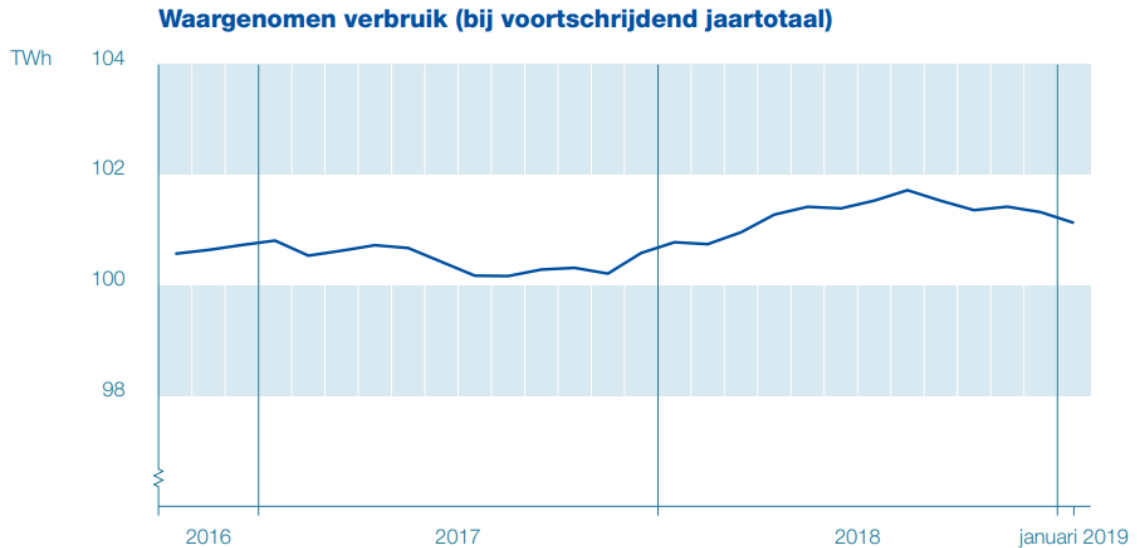
In de hierna volgende paragrafen worden eerst de ontwikkelingen met verschillende producenten op de elektriciteitsmarkt, de elektriciteitsvraag en import/export-balans beschreven. Daarna worden de uitkomsten van het EMF voor de steekjaren 2019, 2022 en 2025 weergegeven.

3.1 Elektriciteit productie in Nederland

De behaalde elektriciteitsprijs is het resultaat van de elektriciteit vraag in het net en het opgestelde productie vermogen. In deze paragraaf zullen de ontwikkelingen in de vraag worden belicht.

3.1.1 Nederlands verbruik

Het afgelopen jaar heeft Tennet tot de zomer een groei waargenomen van de vraag op het nationale net, zoals weergegeven in Figuur 8. Na een piek lijkt de vraag weer te minderen richting 2019.



Figuur 8 - Door Tennet waargenomen jaar-gemiddeld elektriciteitsverbruik in Nederland. Bron: Tennet

De groei van het gebruik in het verleden kwam voornamelijk door de economische groei in Nederland. Sinds de crisis in het eerste decennium is het landelijke verbruik nagenoeg constant. Dit effect veroorzaakt door efficiency verbetering van apparatuur waarmee de groei als gevolg van economische groei wordt gecompenseerd. Mogelijk dat komende jaren het verbruik weer iets gaat stijgen als gevolg van het gebruik van warmtepompen en toename elektrisch vervoer. Tot nu toe is het effect daarvan op het totale verbruik erg klein.

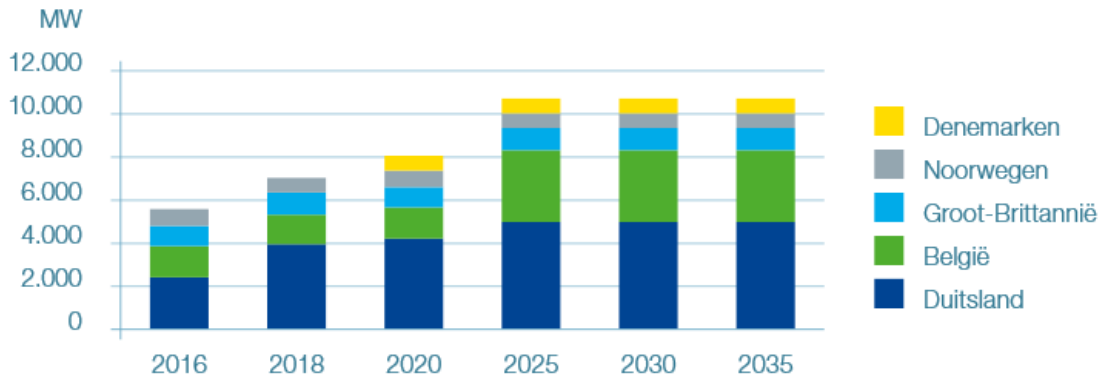
Tennet heeft in haar meest recente KCD de volgende breakdown opgegeven van het verbruik:

Sector	Huidig gebruik	Trend
Industrie	35 TWh/jr	Stabiel
Dienstverlening	34 TWh/jr	Stijgend
Huishoudens	22 TWh/jr	Afnemend
Overige sectoren	12 TWh/jr	Wisselend. Grote groei in vervoer sector verwacht

Tabel 3.1 - Breakdown van het waargenomen verbruik (bron: Tennet KCD 2017, deel II)

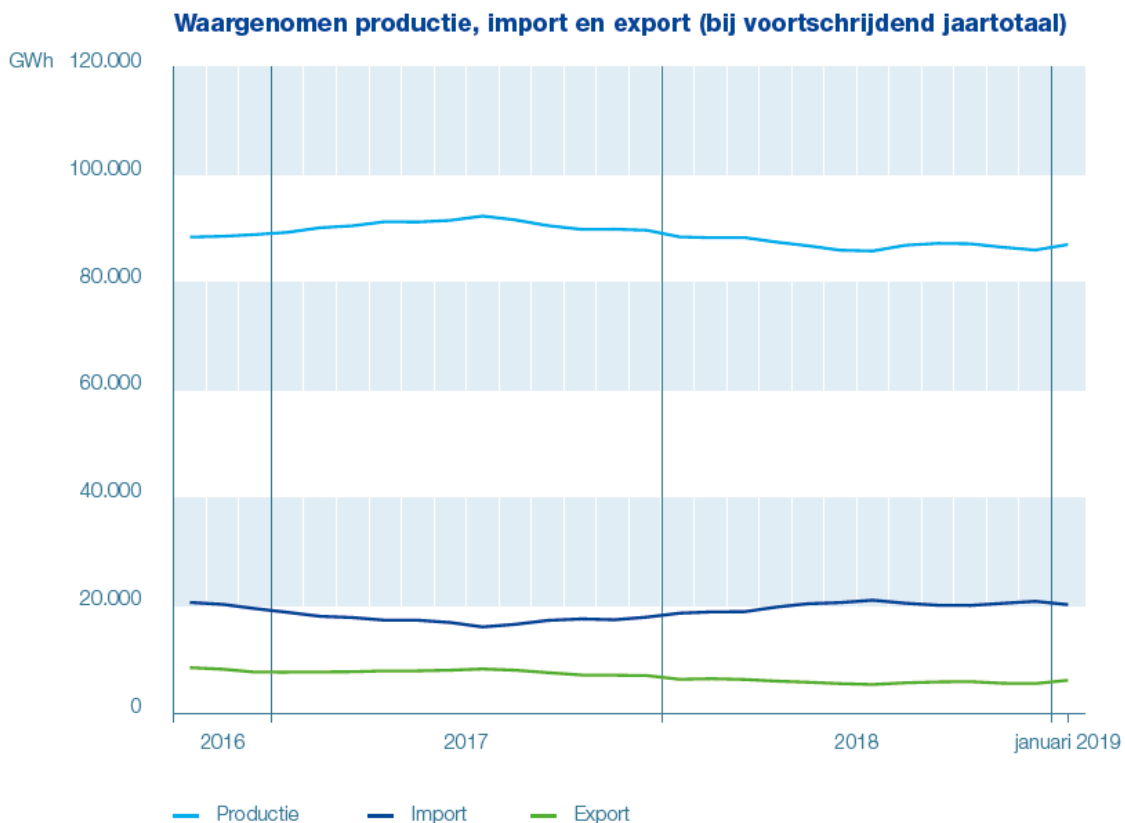
3.1.2 Grensoverschrijdend vermogen en vraag

De middels grensoverschrijdende verbindingen kan elektriciteit van en naar het buitenland worden getransporteerd. De huidige transport capaciteit naar het buitenland wordt de komende jaren uitgebreid van 6,5 GW naar 10,5 GW in 2025. Een breakdown van deze capaciteit is weergegeven in Figuur 9.



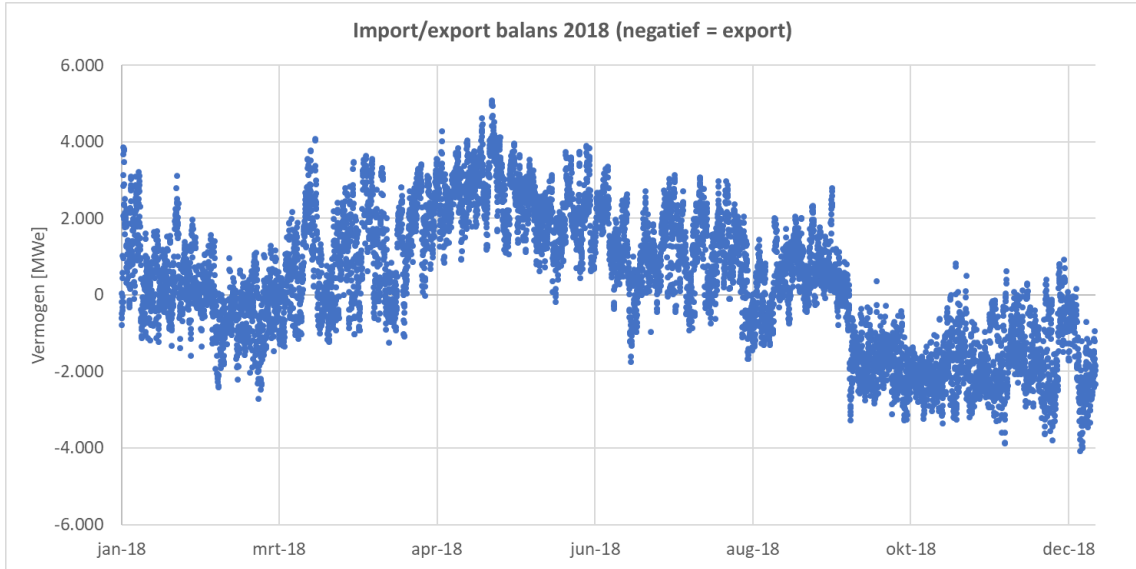
Figuur 9 - Ontwikkelingen in de interconnectiecapaciteit naar omliggende landen voor de komende jaren (Bron: Tennet KCD 2017, deel II)

Hoewel de transport capaciteit stijgt, is de netto hoeveelheid import/export gelijk gebleven in 2018, zoals weergegeven in Figuur 10.



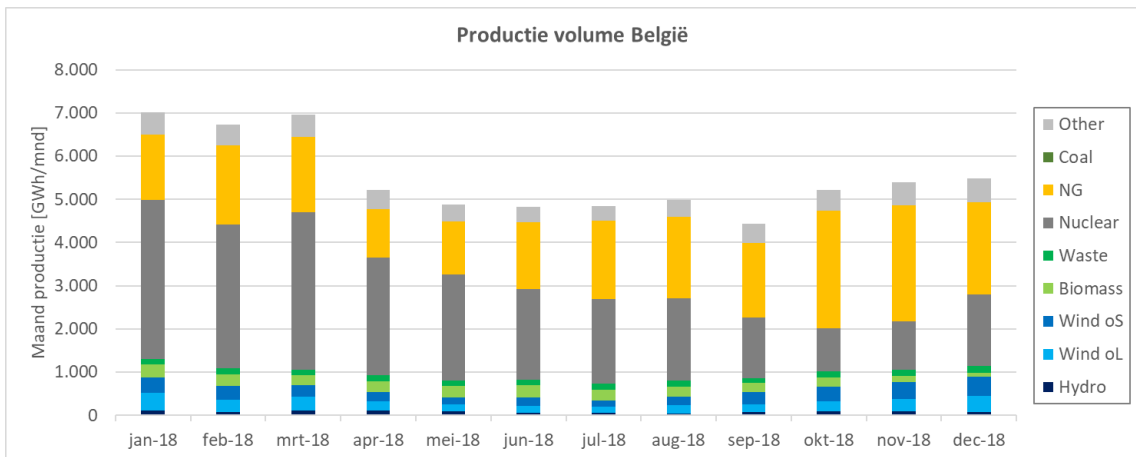
Figuur 10 - Door Tennet waargenomen productie, import en export. (Bron: Tennet)

Uit de detail analyse van Figuur 11 blijkt er een verschuiving plaats te vinden van voornamelijk import in het voorjaar, naar export in het najaar. Deze export lijkt vooral ten goede te komen voor België.



Figuur 11 - BlueTerra import/export analyse over 2018 o.b.v. Tennet metingen. Negatief = export van elektriciteit

Figuur 12 illustreert dat de elektriciteitsproductie in België nog niet hersteld is naar de recente problemen met de kerncentrales. Pas half 2019 lijken alle kerncentrales centrales weer operationeel te zijn, waarna de import vanuit andere landen (zoals NL) wordt verminderd.



Figuur 12 - Productie volume Belgische energiecentrales in 2018

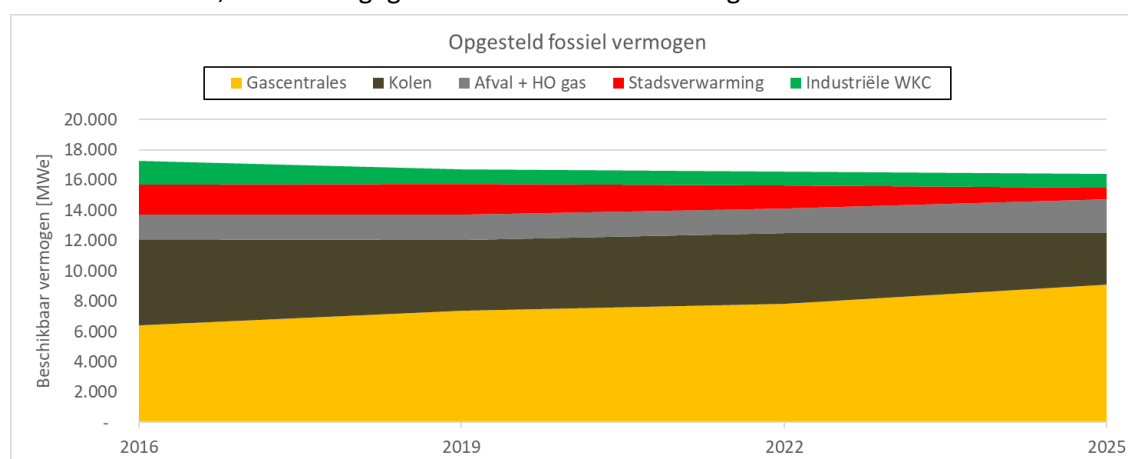
3.2 Productie vermogen

Zoals beschreven in de intro van paragraaf 3.1 is de groothandels markt van elektriciteit afhankelijk van de balans tussen vraag en aanbod. Deze paragraaf zal een overzicht schetsen van het productie aanbod op de elektriciteitsmarkt.

3.2.1 Huidig productiepark

Rond 2010 is er veel fossiel vermogen bijgeplaatst, waaronder 3 grote kolencentrales met een gezamenlijk vermogen van 3 450 MWe. Daarnaast is er ruim 6 500 MWe aan net leverende gascentrales bijgeplaatst. Gezamenlijk met de bestaande centrales, levert dit een overcapaciteit op, waardoor er voorlopig geen nieuwe fossiele centrales worden verwacht (Bron: Tennet KCD 2017).

Het energieakkoord heeft de afgelopen jaren geresulteerd in de sluiting van 5 oudere kolencentrales met een gezamenlijk vermogen van 2 770 MWe. Hiermee is nieuwe ruimte ontstaan op de energiemarkt, waarmee een deel van het geconserveerde gasvermogen weer als flexibele centrale in bedrijf wordt genomen. De verwachting is dat deze trend de komende jaren onverminderd voortzet, zoals weergegeven in het overzicht van Figuur 13.



Figuur 13 - Opgesteld fossiel vermogen o.b.v. nieuwsberichten en verwachtingen BlueTerra (bron: o.a. Energiea, TenneT)

Door dat steeds meer sectoren overstappen op duurzame warmte uit biomassa of minder energie intensieve processen, is er ook een reductie van must run vermogen voorzien. Het resterende vermogen zal flexibel worden ingezet om zo een betere businesscase te bereiken. Deze ontwikkelingen zijn als volgt opgenomen in de barometer;

Fossiel vermogen		2016	2019	2022	2025
Scenario jaar					
Traditioneel fossiel					
Gascentrales	[MWe]	6.394	7.401	7.841	9.116
Kolen	[MWe]	5.694	4.654	4.654	3.381
Must-run vermogen					
Stadsverwarming	[MWe]	1.984	2.044	1.502	745
Industriële WKC	[MWe]	1.546	997	920	920
Afval + HO gas	[MWe]	1.639	1.639	1.647	2.247
Accu opslag (v.a. 1 MWe)	[MWe]	14	14	14	14

Tabel 3.2 - Vermogens ontwikkeling fossiel vermogen zoals opgenomen in de barometer

3.2.2 Ontwikkelingen duurzaam vermogen

Opgesteld zon-PV vermogen

De ontwikkeling van in Nederland opgestelde zonnepanelen (zon-PV) is de afgelopen jaren in een stroomversnelling gekomen. Mede door de realisatie van SDE+ vergunde zon-PV projecten is het opgesteld vermogen fors gegroeid tot ca. 4,4 MWp eind 2018.

Voor de komende jaren zal het opgestelde vermogen stijgen met gemiddeld 1 GWp per jaar, tot 21 GWp in 2035 (bron: Tennet KCD 2017; NEV 2016). Met de ontwikkelingen van decentrale elektriciteit opslag zou dit verder kunnen stijgen tot 30 GWp in 2030.

Het resulterende zon PV scenario voor de barometer is weergegeven in Tabel 3.3.

Opgesteld wind vermogen

Eind 2017 staat er 5,0 GW windvermogen opgesteld, waarvan 3,3 GW op land. Dit vermogen zal in de komende jaren doorgroeien tot 6 GW. Met de huidige ontwikkeling wordt verwacht dat deze hoeveelheid niet in 2020, maar in 2025 wordt gerealiseerd.

De grootste groei van windvermogen zal voortkomen uit de ontwikkelingen van wind op zee. Tot 2023 is de overheid op koers om elk jaar een park van 0,7 GW in bedrijf te nemen, waarmee het totaal uitkomt op 10,5 GW in 2025.

Deze verwachtingen voor windvermogen zijn als volgt opgenomen in de barometer;

Duurzaam vermogen					
Scenario jaar		2016	2019	2022	2025
Wind op zee	[MWe]	357	1.657	3.757	4.457
Wind op land	[MWe]	3.284	3.353	5.000	6.000
Zon-PV	[MWe]	2.000	4.400	8.400	12.400

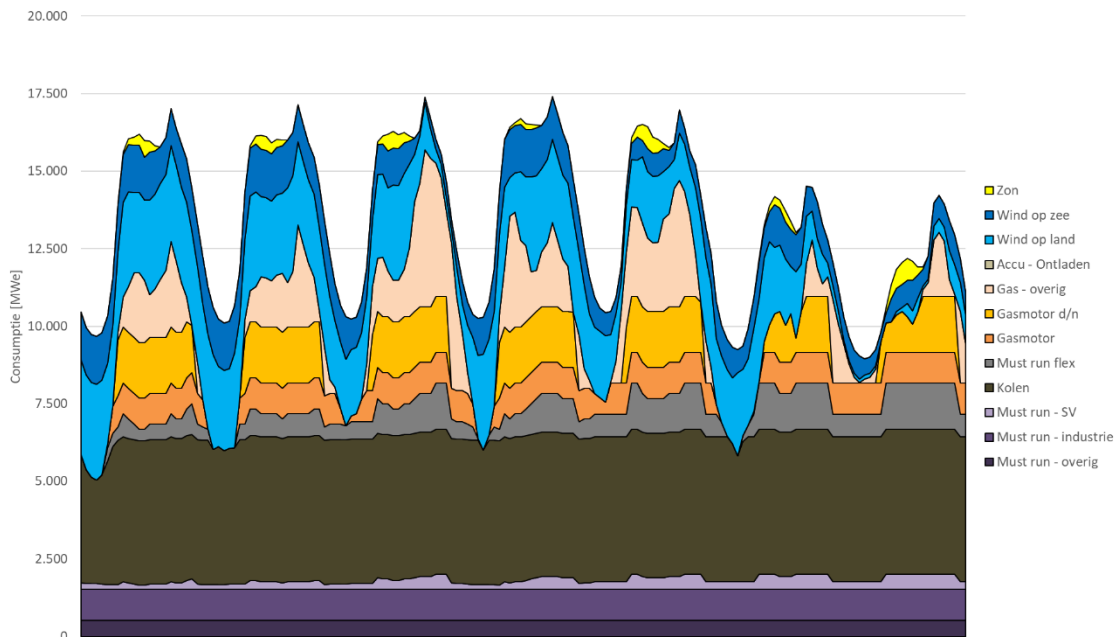
Tabel 3.3 – Vermogens ontwikkeling duurzaam vermogen zoals opgenomen in de barometer

3.3 Marktpositie WKK met het EMF model

Om de inzet van WKK en andere opwekkers in draaiuren over het jaar goed in beeld te krijgen heeft Blueterra het EMF model ontwikkeld (Energy Market Forecast model). Met dit model wordt de inzet van productiemiddelen per uur volgens de Merit order bepaald, maar daarbij wordt ook rekening gehouden met beperkingen in regel-snelheid en vereiste stilstand tijden. Bijvoorbeeld kolencentrales draaien na stilstand pas in 2 á 3 uur op vollast en moeten na een stop tot 12 uur uit bedrijf zijn. Dit geldt voor nieuwe centrales, oudere centrales hebben nog strengere restricties. Voor duurzame opwekking met wind en zon is uitgegaan van een reëel weerpatroon. Uitgegaan is van 2014, hetgeen een redelijk gemiddeld klimaatjaar blijkt te zijn.

In onderstaande grafiek is een typische week 1 in de winter in 2019 (klimaatjaar 2014), een week met relatief veel wind en weinig zon. Gasmotoren draaien vooral in het dag plateau tijdens werkdagen.

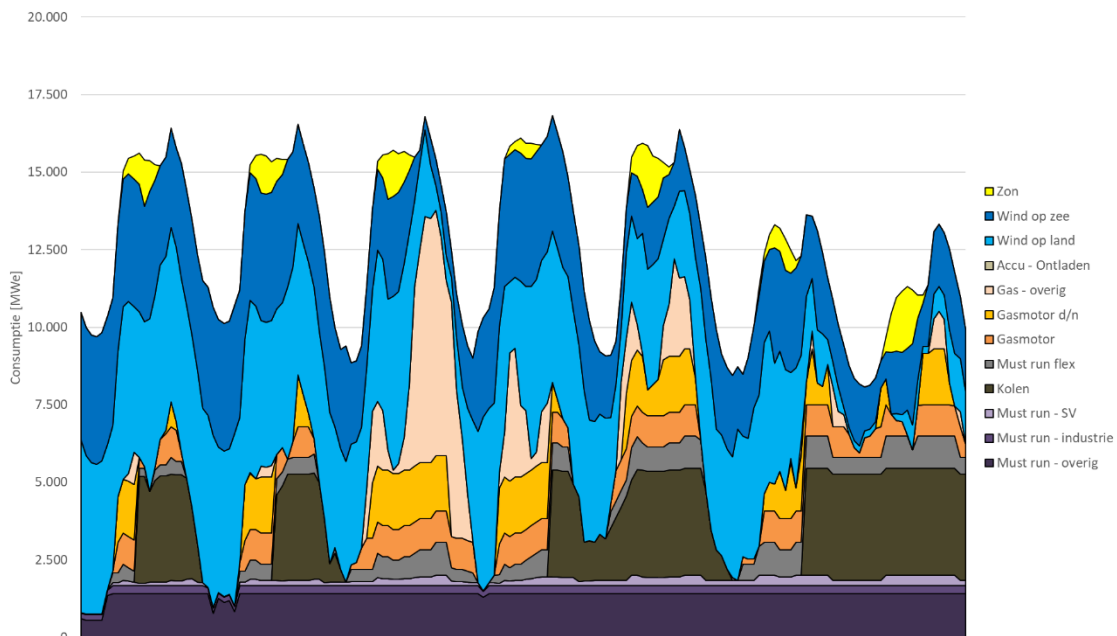
Weekanalyse - week 1; Scenario jaar 2019; Energie markt 2018



Figuur 14 - Gemodelleerde energieproductie in Nederland in een het voorjaar 2019 o.b.v. de energiemarkt 2018 Q3-Q4. Bron: BlueTerra Energy market forecast model versie 6.4

Op onderstaande grafiek is nogmaals dezelfde klimaat week weergegeven maar dan voor 2025. Het must-run vermogen is afgenomen en tijdens werkdagen wordt uitgegaan van 1.000 MWe export (getoond als hogere vraag).

Weekanalyse - week 1; Scenario jaar 2025; Energie markt EM forecast

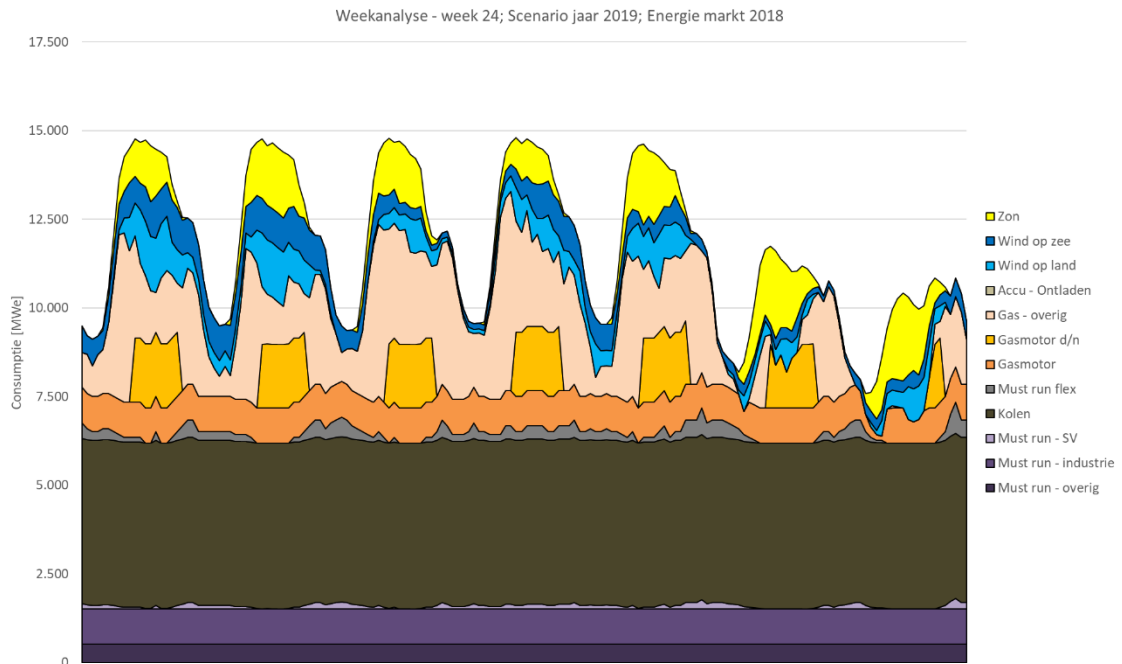


Figuur 15 - Gemodelleerde energieproductie in Nederland in het voorjaar 2025. Bron: BlueTerra Energy market forecast model versie 6.4

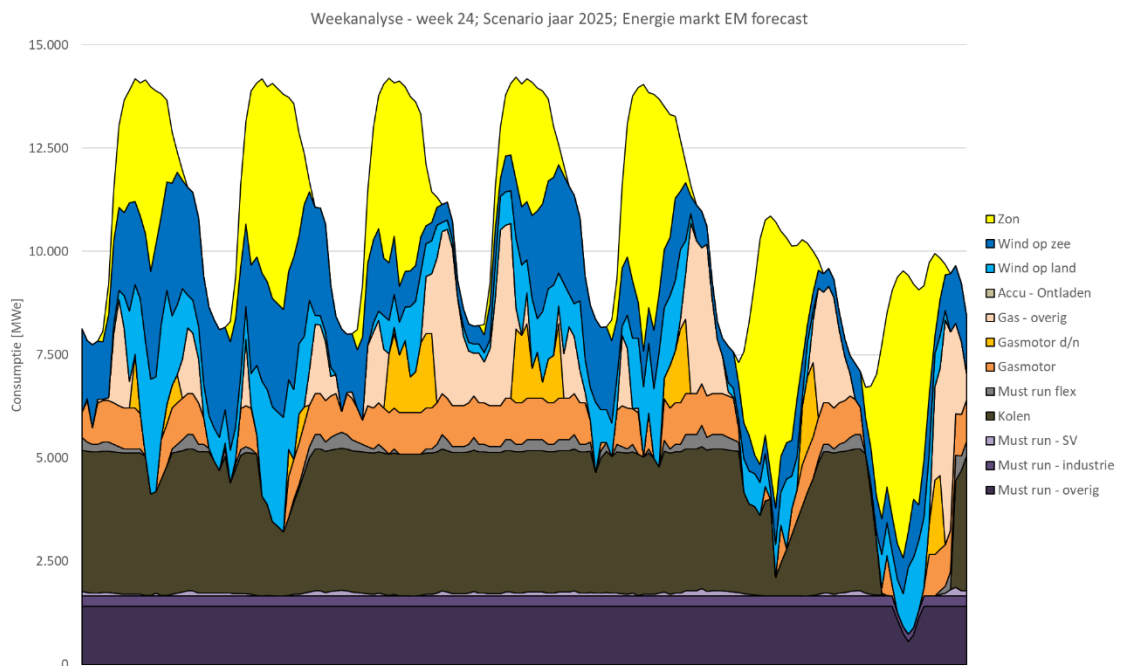
Duidelijk zichtbaar is het effect van de hoeveelheid windproductie. Met deze toename van het windvermogen wordt het aandeel fossiele energie in deze week fors gereduceerd. Hiermee is het voor kolen centrales niet meer rendabel om maandag, dinsdag, donderdag en vrijdag te

draaien. Op deze dagen ontstaat er een grote vraag naar flexibel vermogen, zoals de WKK kan leveren. Niet iedere week is de invloed van wind zo groot, maar momenten dat bijna al het andere vermogen uit de productie wordt gedrukt zullen in 2025 al voorkomen.

Het effect van wind is uiteraard het grootst in de winter, maar ook in de zomer zijn er duidelijke verschuivingen zichtbaar. De verwachte toename van biomassa gestookte centrales, zon en wind drukken de fossiele centrales de markt uit. Dit is weergegeven in Figuur 16 en Figuur 17.



Figuur 16 - Gemodelleerde energieproductie in Nederland in de zomer van 2019 o.b.v. de energiemarkt 2018. Bron: BlueTerra Energy market forecast model versie 6.4



Figuur 17 - Gemodelleerde energieproductie in Nederland in de zomer van 2025. Bron: BlueTerra Energy market forecast model versie 6.4

Waar de invloed van wind in 2019 nog relatief klein is, wordt het fossiele vermogen in 2025 in deze week sterk gereduceerd op maandag en dinsdag. Op deze dagen is er geen ruimte meer

voor gasgestookt vermogen, maar dit komt op woensdag en donderdag duidelijk terug. Opvallend is dat de kolencentrales in het weekend ook uitgaan, als gevolg van geproduceerd zonvermogen. In de praktijk zal het vermogen van kolen waarschijnlijk niet voor de nacht van zaterdag op zondag ingezet worden maar zal dit door gasvermogen worden opgevangen.

3.4 Invloed van kolencentrales op de Merit order

Zoals in paragraaf 3.2 al aangegeven wordt ervan uitgegaan draaien in 2025 alleen nog de 3 recente centrales van RWE, Engie en Uniper, totaal 3.430 MWe. Recente ontwikkelingen, zoals de **Urgenda rechtszaak**, forceren de politiek om na te denken over een vervroegde sluiting van de kolencentrales.

Hoewel er in de reguliere barometer is uitgangaan van de huidige uitfasering van kolen, heeft BlueTerra een specifieke analyse gedaan naar vervroegde sluiting. Hierbij is uitgangaan van een spoedige sluiting van de Hemweg en Amer centrales in 2019. De resterende centrales worden tijdelijk in bedrijf gehouden voor de netstabiliteit, maar uiteindelijk ook voor 2025 gesloten.

Door de vervroegde uitfasering van kolen vermogen zal er een groeiende vraag naar gasvermogen zijn, hetgeen resulteert in meer draaiuren voor WKK. Daarnaast zal de opbrengst per geproduceerde MWh toenemen, zoals weergegeven in Tabel 3.4.

Tabel 3.4 - Analyse vervroegde sluiting kolencentrales

Analyse vervroegde sluiting kolencentrales								
	Reguliere barometer			Vervroegde sluiting kolencentrales			Verschil	
	Kolen vermogen	Inzet WKK	WKK Opbrengst	Kolen vermogen	Inzet WKK	WKK Opbrengst	Inzet	Opbrengst
	[MWe]	[u/jr]	[~ €/MWe]	[MWe]	[u/jr]	[~ €/MWe]	[%]	[%]
2019	5.636	3.700	60	4.660	3.900	62	5,4%	3,3%
2022	4.596	3.400	59	3.380	3.700	62	8,8%	5,1%
2025	3.430	3.300	59	0	3.900	70	18,2%	18,6%

4 CONCLUSIE

4.1 Conclusie marktpositie WKK

Op basis van de huidige marktontwikkelingen, verwachte marktmechanismen en modellering van de WKK marktpositie komt BlueTerra tot de volgende conclusies:

Tot 2022

- Komende jaren zal gasgestookt vermogen een toenemende rol te gaan spelen in de Nederlandse energievoorziening. Dit is het gevolg van het uitfaseren van oude kolen centrales in de afgelopen jaren, het afnemen van must run vermogen en het (licht) aantrekken van de elektriciteitsvraag. De spark-spread is afgelopen jaar flink verbeterd en zal komende jaren op een goed niveau blijven. Gasmotor-WKK profiteert van deze ontwikkeling hetgeen resulteert in een hogere opbrengst. Draaiuren zullen in 2019 voor een netleverende WKK gemiddeld oplopen tot zo'n 3700 uren per jaar. Na 2020 blijft dit op peil door het uit bedrijf nemen van de Hemweg centrale. Daarnaast neemt ook het resultaat toe voor flexibiliteit op de APX, intraday en onbalansmarkt.
- Veel belichtende tuinders zullen de komende jaren nog vasthouden aan eigen WKK's voor belichtingsenergie. Niet alleen door de positieve businesscase, maar soms ook omdat er niet voldoende netcapaciteit beschikbaar is.
- Warmtelevering vanuit een WKK wordt iets gunstiger dan 2018 omdat de energiebelasting en opslag duurzame energie in de komende jaren verder gaat toenemen.
- Import van elektriciteit is de afgelopen jaren afgenomen en deze trend lijkt zich door te zetten. Deels komt dit door afname van capaciteit in het buitenland en deels door toename van duurzaam vermogen in Nederland. Het eerste zal een prijsstijgend effect hebben maar het tweede effect zal tot lagere prijzen leiden.
- De vermogens-schaarste in de winter lijkt een jaarlijks terugkerend patroon te hebben door de problemen met of uitfasering van baseload centrales in het buitenland, met name Frankrijk en België.

2022 – 2025

- Vanaf ongeveer 2022 zal het aantal draaiuren geleidelijk afnemen als gevolg van meer productie van duurzaam vermogen, zowel met wind als met zon. Op basis van modellering met het EMF model neemt het aantal draaiuren van netleverende WKK af tot ca 3300 in 2025.
- Door het groeiende vermogen in duurzame energie zal er een groeiende vraag zijn naar flexibel vermogen. Het aanbod van flexibele afname zal naar inschatting van BlueTerra achterblijven waardoor flexibel vermogen zoals gasmotor-WKK een hogere opbrengst uit flexibele inzet kan genereren.
- De inzet van kern- en kolencentrales in Duitsland, Frankrijk en België vormen een grote onzekerheid. Wanneer dit baseload vermogen wegvalt, zal er meer vraag ontstaan naar gasvermogen. Door de schaarste zou dit tot hogere marktprijzen in Nederland kunnen leiden.
- De mogelijke vervroegde uitfasering van kolen in Nederland zal grote effecten hebben op de beschikbaarheid van elektriciteit. Er is op dit moment onvoldoende gasvermogen opgesteld, inclusief de centrales in de mottenballen, om deze uitfasering op te vangen.

Na 2025

- De verwachting is dat na 2025, met een verder groeiend vermogen aan duurzame bronnen, de draaiuren van WKK nog meer afnemen. De gemiddelde prijs tijdens draaiuren alsmede de waarde van flexibiliteit zal toenemen, maar onzeker is of dit de afname van draaiuren voldoende zal compenseren.

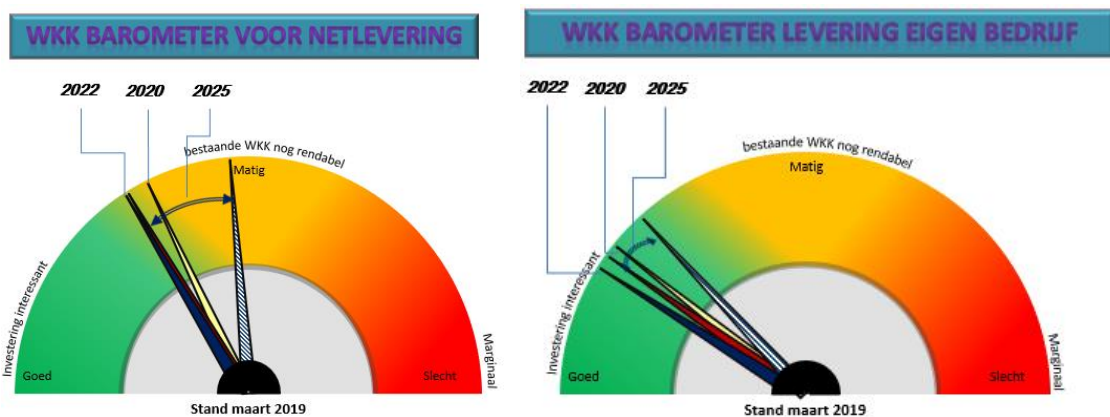
- De mate waarin elektriciteitsopslag en de groei van de elektriciteitsvraag (elektrificatie) doorzetten zal een groot effect hebben op de waarde van de flexibiliteit. Ook aanvullend beleid om G-gasverbruik te verlagen kunnen het rendement onder druk zetten.

4.2 Stand barometer WKK per april 2019

De marktpositie van net leverende gasmotor-WKK is in 2019 wederom verbeterd ten opzicht van een jaar eerder. De overcapaciteit op de Nederlandse elektriciteitsmarkt is verder afgenomen door uitbedrijfname van kolencentrales en industriële WKK's.

Daarnaast waren er opnieuw elektriciteitstekorten in België in de winter periode. Op middellange termijn (2022) verbetert de situatie nog licht door een verbeterde spark spread als gevolg van de uitbedrijfname van de Hemweg centrale eind 2019, afname van overcapaciteit in Duitsland (uitbedrijfname van bruinkool) en momenten van schaarste in Frankrijk en België. Op langere termijn in 2025 ziet de situatie er nog steeds goed uit. Maar risico's met afnemende draaiuren en strenger CO₂- en gasbeleid nemen toe.

Het inzetten van WKK voor eigen belichting blijft rendabel. Ook voor deze toepassing van WKK is er onzekerheid vanaf 2025 maar het effect ervan is beperkt. De resulterende barometerstanden zijn weergegeven in Figuur 18.



Figuur 18 - WKK barometer standen per maart 2019

Marktpositie 2020

De spark spread voor elektriciteitsproductie in Nederland verbetert door de afnemende capaciteit, waar onder de uitbedrijfname van de Hemweg kolencentrale per begin 2020, en WKK profiteert daar het meeste van. Een tweede effect is dat er aanhoudend momenten zijn van schaarste in de winter in België en Frankrijk waardoor prijsspieken ontstaan. Deze situatie is gunstig voor netleverende WKK en deze situatie houdt aan tot na 2020. De situatie van een WKK die draait voor belichting in de nachturen, in combinatie met netlevering overdag is zeer gunstig.

Investeren in nieuwe WKK voor alleen netlevering is in het algemeen tot 2020 matig rendabel en hangt sterk af van de inpassing. Met eigen gebruik van elektriciteit uit WKK verbetert de situatie, afhankelijk van de verhouding eigen gebruik en netlevering.

Marktpositie 2022

Ook in Duitsland zal geleidelijk de overcapaciteit afnemen. Dat zal richting 2022 tot verder prijs herstel leiden. Dit prijsherstel zal ook effect hebben op de Nederlandse markt. Vooral in Q1 en Q4 zullen de prijzen verder stijgen, in Q2 en Q3 komen de prijzen overdag steeds meer onder druk door grootschalige opwekking met zonnepanelen in binnen- en buitenland.

Het inzetten van de bestaande WKK voor eigen belichting waarmee de inkoop van elektriciteit wordt vermeden, inclusief netkosten en energiebelasting, blijft zeer rendabel en zelfs investeren in een WKK voor eigen belichting is in het algemeen rendabel. Het risico voor afnemende draaiuren voor netlevering speelt bij belichting slechts beperkt een rol.

Perspectief 2025

Richting 2025 zal de overcapaciteit in Nederland en Duitsland verdwenen zijn en dreigt zelfs capaciteitstekort op momenten zonder wind en zon. Import vanuit Duitsland zal afnemen als gevolg van de uitbedrijf name van alle kerncentrales ('Atomausstieg' van 2018 tot 2022) en mogelijk zelfs leiden tot steeds meer momenten van export.

De vraag zal door economische groei en elektrificatie toenemen en de CO₂ prijs zal na 2020 onder aanpassing van het handelssysteem stijgen. Als gevolg van meer duurzame opwekking zal er meer spreiding komen in de elektriciteitsprijzen en komen draaiuren onder druk. Vooral in Q2 wordt dat merkbaar. De opbrengst neemt echter tijdens de ca. 3.300 draaiuren met netlevering toe. Na 2025 kunnen de draaiuren voor netlevering verder onder druk komen door een grotere productie van duurzame bronnen. Investerings in WKK in de komende jaren zijn daarmee risicovol op de middellange termijn (6 – 10 jaar).

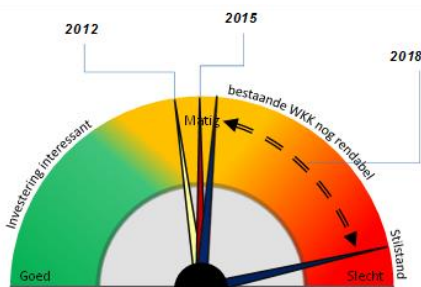
WKK voor belichting behoudt een goede positie. Draaien voor belichting blijft grotendeels rendabel door uitgespaarde inkoop van elektriciteit. Daarnaast kan geprofiteerd worden van netlevering tijdens uren met hoge prijzen op de elektriciteitsmarkt.

4.3 Verloop van de barometer vanaf 2011

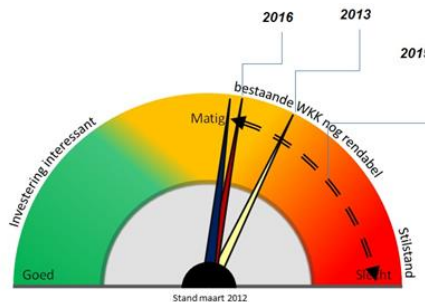
De barometer wordt bijgehouden vanaf september 2011, zoals weergegeven in Figuur 19 tot Figuur 26.

Het is duidelijk dat de barometerpositie één jaar vooruit vanaf 2011 flink is achteruitgegaan met een dieptepunt in 2014 voor de waarde in 2015. In 2015 is de waarde voor 2016 weer iets gestegen en nu is de waarde voor 2019 de positie voor 2012 in 2011 gepasseerd.

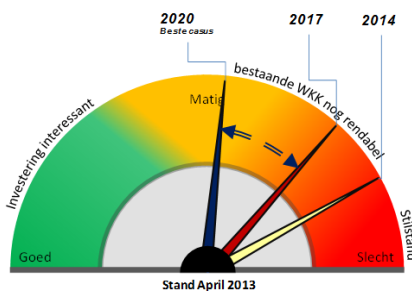
Ook de middellange termijn verwachting heeft een zelfde beweging gemaakt van een bandbreedte van middelmatig tot slecht terug naar een bandbreedte in de middelmatige rang.



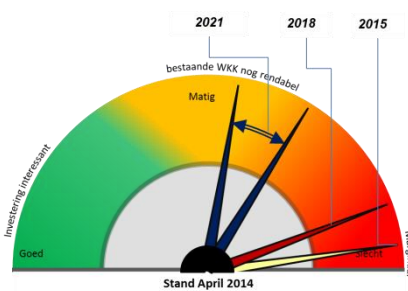
Figuur 19 - WKK barometer september 2011



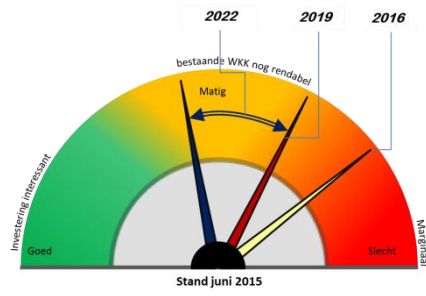
Figuur 20 - WKK barometer maart 2012



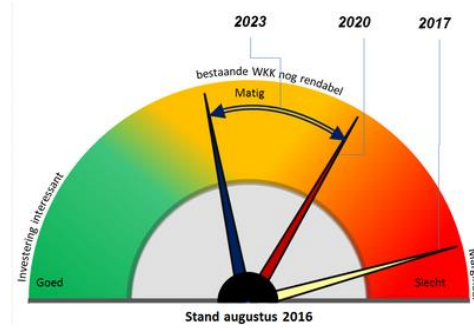
Figuur 21 - WKK barometer april 2013



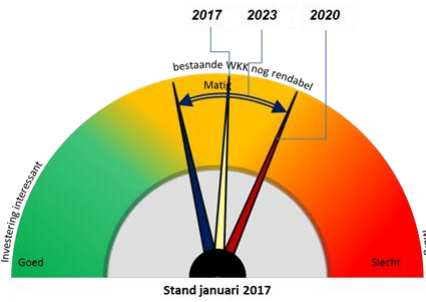
Figuur 22 - WKK barometer april 2014



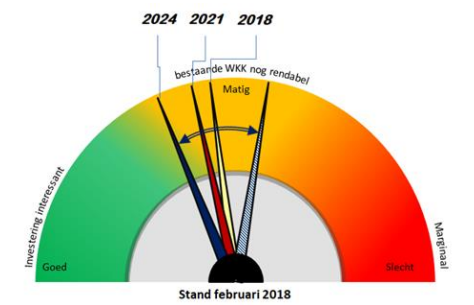
Figuur 23 - WKK barometer juni 2015



Figuur 24 - WKK barometer augustus 2016



Figuur 25 - WKK barometer januari 2017



Figuur 26 - WKK barometer februari 2018



BlueTerra Energy Experts B.V.
Lunet 5, 3905 NW Veenendaal
Postbus 1094, 3900 BB Veenendaal
T 088 520 04 00
E info@blueterra.nl
I www.blueterra.nl