

De levensvatbaarheid van kolencentrales in Nederland zonder subsidies

Onderzoek naar de brutomarge die kolencentrales op de elektriciteitsmarkt kunnen realiseren

In opdracht van Eneco

eRisk Group

22 november 2019

www.eriskgroup.com

Management samenvatting

Dit onderzoek richt zich op de vraag of de kolencentrales in Nederland nog levensvatbaar zouden zijn zonder de SDE++ subsidie voor de bij- en meestook van biomassa. Dit onderzoek gaat niet over de vraag of het stimuleren van biomassa wenselijk is, maar over de vraag of de overheid door het verstrekken van deze subsidie de kolencentrales in de lucht houdt. In dat geval zou de overheid de werking van de elektriciteitsmarkt verstoren en direct verantwoordelijk zijn voor alle positieve en negatieve effecten van deze centrales.

Om te onderzoeken of de kolencentrales in Nederland levensvatbaar zijn zonder subsidies voor de meestook van biomassa, wordt in het voorliggende onderzoek de brutomarge¹ onderzocht voor de periode tussen 2020 en 2030. Volgens de economische theorie blijven kolencentrales toch doordraaien als deze marge positief is. Dit betekent dat tenminste de variabele kosten lager uitvallen dan de opbrengsten uit de verkoop van de geproduceerde elektriciteit. Worden deze variabele kosten, naast de vaste kosten, ook niet helemaal terugverdiend, dan zal normaliter een centrale worden stilgezet.

De belangrijkste conclusies zijn de volgende uitgaande van de commodity prijzen (kolen, aardgas en CO₂) in november 2019:

1. De handelsmarge die vandaag kan worden gerealiseerd op de spotmarkten (voor kolen, emissierechten en elektriciteit) is voor alle Nederlandse kolencentrales negatief. Dit betekent dat als de stroom volledig op deze korte termijnmarkt wordt verhandeld de kolencentrales niet meer levensvatbaar zijn zonder subsidies. In de praktijk wordt echter een belangrijk deel van de geproduceerde stroom al verkocht met lange termijncontracten op basis van forwardmarktprijzen.
2. Op de forwardmarkten voor de periode 2020-2023 kunnen de nieuwere kolencentrales (Eemshaven, Maasvlakte, Rotterdam 1) hun variabele kosten terugverdienen (een centrale van 1.000MW realiseert gemiddeld €23,1 miljoen per jaar in deze periode). De marge is weliswaar onvoldoende om de vaste investeringskosten terug te verdienen, maar net voldoende om de centrales in bedrijf te houden op de korte termijn indien er geen groot onderhoud nodig is. Groot onderhoud, dat normaal gesproken na 5 à 6 jaar (rond 2021/22) mag worden verwacht, zal ruim €60m kosten waarvoor het grootste deel van het resultaat ingezet zal moeten worden. Inclusief deze kosten zullen de marges vrijwel nihil zijn.
3. De Amercentrale (een oudere kolencentrale uit 1993) zou, als de centrale volledig op kolen produceert, verlieslatend zijn vanwege het lagere rendement. Dit betekent dat deze centrale zonder subsidie voor de meestook van biomassa niet levensvatbaar is.
4. Als de CO₂-prijs voor emissierechten met 4 € per ton stijgen van 26 € per ton naar ca €30 € per ton zouden de kolencentrales op de forward markten niet langer de variabele kosten terugverdienen en dus niet meer levensvatbaar zijn
5. Gegeven de langere termijn marktvooruitzichten, zoals gehanteerd door het Internationale Energie Agentschap (IEA) en door het Planbureau voor de Leefomgeving (Klimaat en Energieverkenning 2019, KEV2019) zijn de kolencentrales sterk verlieslatend over de periode 2025-2030. Dit betekent dat niet alleen de vaste investeringskosten niet worden terugverdiend, maar ook een deel van de variabele kosten worden niet meer terugverdiend.

¹ Onder brutomarge wordt in deze studie verstaan de opbrengsten uit verkopen van elektriciteit minus de inkoopkosten voor kolen en de variabele kosten zoals personeelslasten, jaarlijkse kosten van de aansluiting, onderhoudskosten (excl. groot onderhoud) en andere kosten die als de centrale zou worden stilgelegd niet betaald hoeven te worden.

| | |
|---|----|
| Management samenvatting..... | 2 |
| Inleiding..... | 5 |
| Handelsmarge..... | 5 |
| Spot- en forwardmarkten | 6 |
| Inzet van de centrales | 6 |
| Baseload..... | 6 |
| Load following..... | 6 |
| Start/stop bedrijf..... | 7 |
| Marktprijzen..... | 7 |
| Spotmarkten | 7 |
| Forwardmarkten | 8 |
| Spark- en Darksreads | 8 |
| Handelsresultaten..... | 9 |
| Spotmarkt resultaten | 9 |
| Amercentrale | 13 |
| Appendix I - Relevante parameters modern kolen- en gascentrales..... | 14 |
| Appendix II - Geraadpleegde literatuur | 15 |
| Appendix III - Overzicht kosten inschattingen verschillende studies | 16 |
| Appendix IV – Overzicht groot onderhoudskosten..... | 17 |

| | |
|--|----|
| Figuur 1 Ontwikkeling spotprijzen november 2017 - november 2019 | 7 |
| Figuur 2 Forwardmarkt groothandelsprijzen per november 2019 | 8 |
| Figuur 3 Spark en Darkspreads per november 2019 | 9 |
| Figuur 4 Ontwikkeling handelsmarge op de spotmarkt (november 2017 tot november 2019) | 10 |
| Figuur 5 Variabel kosten Gas en Kolencentrales op forward markten per november 2019 | 12 |
| Figuur 6 Handelsmarge Kolencentrales op de forwardmarkt per november 2019..... | 12 |
| Figuur 7 Handelsmarge Amercentrale op de forwardmarkt per november 2019..... | 13 |

Inleiding

De bestaande kolencentrales in Nederland (exclusief de Hemwegcentrale die eind 2019 zal worden gesloten), produceren allemaal elektriciteit met een mix van kolen en biomassa. Twee centrales produceren ook warmte. Voor de inzet van biomassa wordt een SDE+ subsidie ontvangen. De vraag die in deze notitie beantwoord wordt is: *zijn de bestaande kolencentrales in Nederland winstgevend indien de centrales zonder gesubsidieerde biomassa en alleen op basis van kolen produceren?* Met winstgevendheid wordt in deze notitie het realiseren van een positieve brutomarge bedoeld die voldoende is om ook groot onderhoud te financieren (zie ook Appendix IV – Overzicht groot onderhoudskosten). Onder vaste kosten worden de investeringskosten verstaan. Deze liggen buiten de scope van de analyse voor deze notitie omdat ze niet meer kunnen worden beïnvloed en derhalve sunk cost zijn. Bij de afweging om een centrale al dan niet te laten produceren of open te houden spelen vaste kosten geen rol.

In Nederland zullen er vanaf 2020 nog vier kolencentrales in bedrijf zijn. Drie nieuwere centrales die in 2015 en 2016 in bedrijf zijn genomen en één oudere centrale, de Amercentrale, uit 1993.

| Centrale | Eigenaar | MW | Startjaar | Levert |
|-------------|------------|-------|-----------|-------------------------|
| Amer 9 | RWE | 640 | 1993 | Warmte en elektriciteit |
| Eemshaven | RWE | 1.560 | 2015 | Elektriciteit |
| Maasvlakte | Uniper | 1.068 | 2016 | Warmte en elektriciteit |
| Rotterdam 1 | Riverstone | 763 | 2015 | Elektriciteit |

Tabel 1 Overzicht kolencentrales in Nederland na 2020

De drie moderne kolencentrales worden op dezelfde manier (op basis van dezelfde parameters) geanalyseerd. De Amercentrale wordt apart onderzocht aangezien het een oudere centrale betreft met een significant lagere efficiëntie. In Appendix I - Relevante parameters modern kolen- en gascentrales is een overzicht gegeven van de gebruikte en relevante parameters voor deze analyse.

Voor deze notitie zijn alleen openbare bronnen gebruikt. Een volledige lijst van geraadpleegde literatuur is als Appendix II - Geraadpleegde literatuur toegevoegd.

Handelsmarge

De resultaten die met de centrales worden gerealiseerd bestaan uit de opbrengsten die worden verkregen met het verkopen van elektriciteit op de groothandelsmarkten minus de operationele kosten voor de productie van de elektriciteit. Voor de productiekosten worden alleen die kosten onderzocht die direct van invloed zijn op de productiekosten van elektriciteit en beïnvloedbaar zijn. Deze bestaan uit:

1. Brandstof
2. De aankoop van CO₂-emissierechten (EU-ETS)
3. Kolentransport en -overslag
4. OPEX (bijv. loonkosten en onderhoud)

Deze kosten zijn deels volledig variabel, zoals brandstofkosten, en deels vast per jaar, zoals bijvoorbeeld loonkosten. De volledig variabele kosten worden uitgedrukt als kosten per MWh. De variabele kosten die per jaar vastliggen worden uitgedrukt per kW. In de openbare studies die voor

dit onderzoek zijn geraadpleegd bevindt het vaste deel van de variabele kosten zich in een range van 27 tot 80 €/kW. In de meeste studies liggen die kosten tussen de 30 en de 40 €/kW. Daarom is voor de analyse voor deze notitie aangenomen dat het vaste deel van de OPEX 35 € per kW bedraagt. Voor het variabele deel van de OPEX is €1 per MWh aangenomen, in overeenstemming met openbare studies. Deze variabele kosten per MWh komen bovenop de brandstof, CO₂ en transportkosten per MWh. De brandstofkosten en CO₂ zijn weer afhankelijk van de aangenomen marktprijzen voor deze analyse. De transportkosten zijn gebaseerd op de geraadpleegde studies. Een volledig overzicht van de voor de analyse gebruikte (kosten)parameters staat in Appendix I - Relevante parameters modern kolen- en gascentrales. In Appendix III - Overzicht kosten inschattingen verschillende studies is een tabel opgenomen met de variabele kosten zoals deze door diverse studies wordt ingeschat. In Appendix IV – Overzicht groot onderhoudskosten tenslotte is een overzicht van de inschatting van de kosten van groot onderhoud opgenomen.

Spot- en forwardmarkten

De geproduceerde elektriciteit van de centrales kan worden verkocht op de spotmarkt (in Nederland EPEX), of op forwardmarkten. Kolen en CO₂-emissierechten kunnen eveneens op spot en forward markten worden gekocht. Voor deze notitie worden beide mogelijkheden separaat onderzocht. In de praktijk wordt de toekomstige elektriciteitsproductie van grote centrales doorgaans voor het grootste deel op de forwardmarkten tegen de vigerende forwardprijzen verkocht. Hiermee kunnen de prijsrisico's voor in de toekomst geproduceerde elektriciteit worden ingedekt. Daarnaast is de liquiditeit (waar markten grote volumes kunnen absorberen zonder prijseffect) op de elektriciteit spotmarkten beperkt. Het verkopen van de totale elektriciteitsproductie van een grote centrale op de spotmarkt kan de marktprijzen significant beïnvloeden. Het voordeel van het verkopen van de elektriciteitsproductie op de spotmarkten is dat er geprofiteerd kan worden van tijdelijke hele hoge of juist hele lage prijzen.

Inzet van de centrales

De centrales kunnen op verschillende manieren op de elektriciteitsmarkten worden ingezet, namelijk als *baseload*, *load following* of in *start/stop productie*.

Baseload

Als de centrales baseload worden ingezet betekent dat ze vrijwel het gehele jaar op maximale capaciteit produceren. Voor deze studie is ervan uitgegaan dat de centrales 85% van de tijd beschikbaar zijn. Dit betekent dat ze bijna 7.500 uren zouden kunnen produceren (van de 8760). In de rest van de uren draaien ze niet vanwege voorzien of onvoorzien onderhoud.

Load following

Onder load following productie wordt in het kader van deze notitie verstaan dat de centrales maximaal produceren gedurende de dag (van 8 uur 's morgens tot 8 uur 's avonds), en de rest van de tijd en gedurende het weekend minimaal worden ingezet. De hoeveelheid vollasturen wordt hierdoor verminderd tot ruim 4.300 uren per jaar (ook weer uitgaande van een beschikbaarheid van 85%).

Moderne kolencentrales zijn veel flexibeler dan de kolencentrales van de vorige eeuw die in de praktijk alleen baseload elektriciteit produceerden. Vanwege de toegenomen flexibiliteit kunnen deze centrales dan ook worden ingezet om beter de vraag te volgen (load following). Overdag kan zo tijdens peak uren meer worden verdiend vanwege de hogere prijzen. Wanneer de prijzen gedurende de offpeak lager zijn wordt vervolgens zo weinig mogelijk geproduceerd. Aangenomen is dat de centrales minimaal op 35% van hun capaciteit kunnen functioneren. Nog lager is om diverse redenen niet goed mogelijk.

De flexibele inzet van de moderne centrales gaat wel gepaard met additionele kosten.

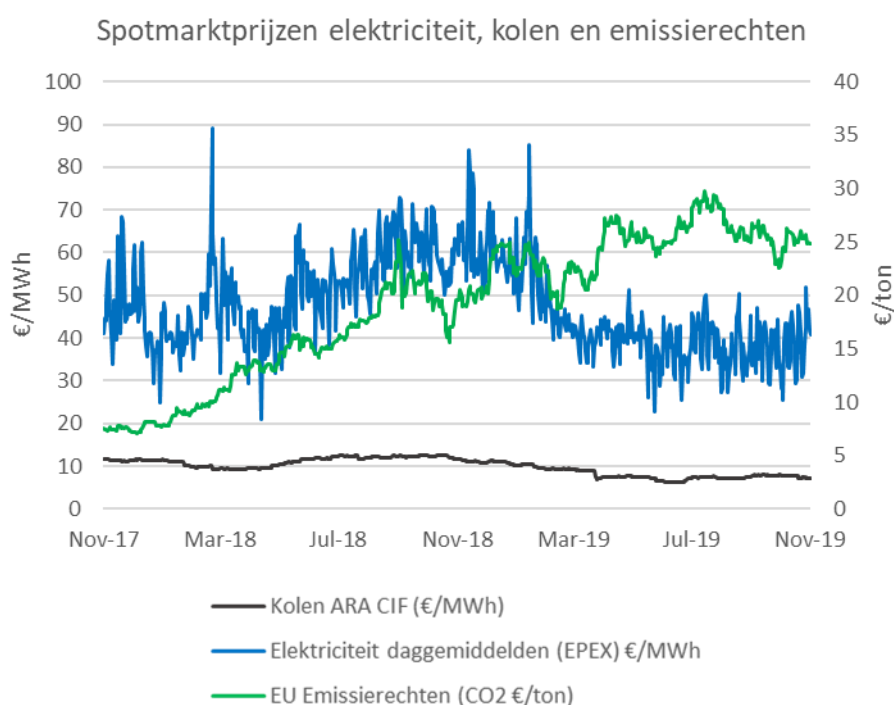
Start/stop bedrijf

Als een centrale iedere nacht wordt uitgeschakeld gedurende de off-peak uren en weer moet worden gestart gedurende de peak uren moet 4 €/MWh aan extra inkomsten worden gegenereerd om de (hot) start/stop kosten goed te maken². Als een centrale ieder weekend wordt uitgeschakeld dan zijn die kosten hoger. Meer dan 12 uur stilstand leidt tot een warm start. Als de centrale daarna 12 uur produceert (tot volgende off-peak moment) lopen die extra kosten op naar bijna 5 €/MWh. Door het verschil tussen de prijzen in de peak en off-peak uren kan het interessant zijn om de centrale op deze manier te bedrijven. Alleen wordt het aantal uren dat de centrale per jaar produceert zodanig laag dat het vaste deel van de variabele kosten (zoals onderhoud en de personeelslasten in €/kW) vaak niet meer kan worden terugverdiend. Dit scenario is bedrijfseconomisch opzicht daarom onwenselijk en daarom niet verder doorgerekend.

Marktprijzen

Spotmarkten

Voor de analyse op de spotmarkten worden de elektriciteitsprijzen van de EPEX day-ahead gebruikt over de afgelopen twee jaar en voor de spotmarktprijzen voor kolen (spot Coal ARA CIF) en CO2 (EU-ETS spot). Als bron voor de prijsinformatie is energymarketprice.com gebruikt. In Figuur 1 staan de prijzen over de afgelopen twee jaar, waarbij voor de EPX de 24 uren gemiddelde prijzen zijn weergegeven.



Figuur 1 Ontwikkeling spotprijzen november 2017 - november 2019

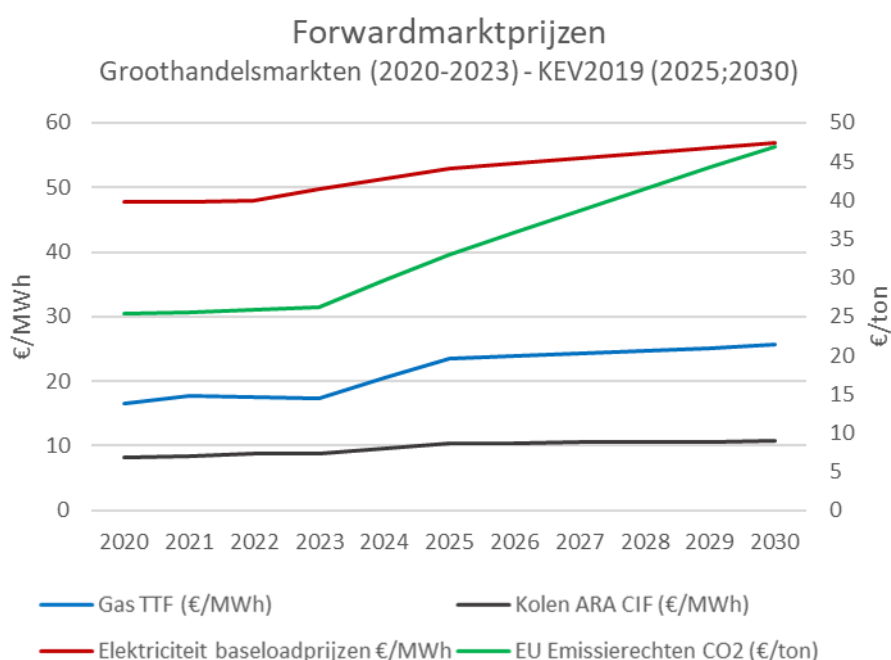
² Er wordt onderscheidt gemaakt tussen een hot start, een warm start en een cold start. Een centrale die minder dan 12 uur uit is geweest, is nog dermate heet dat de startkosten lager zullen zijn dan wanneer die periode langer heeft geduurd. Indien de periode meer dan 72 uur heeft geduurd spreekt men van een cold start. Deze kosten zijn weer aanzienlijk hoger (zie ook Appendix I - Relevante parameters modern kolen- en gascentrales)

In de grafiek is duidelijk te zien dat de elektriciteitsmarktprijzen vrij volatiel kunnen zijn daar waar de prijzen kolen en CO₂-emissierechten een veel stabiel verloop laten zien. De gebruikte elektriciteitsprijzen zijn de gemiddelde uurlijkse prijzen per dag. Bedacht moet worden dat de prijzen per uur veel volatieler zijn. In de prijzen van CO₂-emissierechten is de afgelopen twee jaar een duidelijk opwaartse trend te onderkennen. De prijs is toegenomen met meer dan 15 €/ton, van minder dan 10 €/ton naar meer dan 25 €/ton.

Forwardmarkten

De forwardmarktprijzen zoals die voor deze analyse worden gehanteerd, zijn gebaseerd op de gemiddelde groothandelsmarktprijzen zoals die door energymarketprice.com gepubliceerd zijn over de eerste tien dagen van november 2019. Door voor gemiddelde prijzen te kiezen over deze periode worden mogelijke uitschieters, die de analyse zouden kunnen beïnvloeden, gedempt.

De prijzen in Figuur 2 voor de periode 2020 - 2023 zijn de prijzen waarop op dit moment op de groothandelsmarkten kan worden gehandeld. Deze prijzen (kolen-, gas-, emissie- (CO₂) en elektriciteit) kunnen daarom in de markt worden gebruikt om de variabele kosten en opbrengsten van de centrales tot en met 2023 vast te leggen. Hetgeen betekent dat hiermee kan worden berekend hoe winstgevend de centrales over die periode zijn. Na 2023 is de groothandelsmarkt minder liquide. Er zijn wel diverse prijsprognoses op basis van elektriciteitsmarktmodeluitkomsten beschikbaar. Voor deze analyse zijn de geprognostiseerde scenarioprijzen van de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2019 (voorgenomen beleid) gebruikt om de winstgevendheid van de centrales op langere termijn te bepalen. De KEV2019 prijsvooruitzichten voor brandstoffen en CO₂ -emissierechten zijn gebaseerd op de scenarioprijzen die de IEA hanteert.



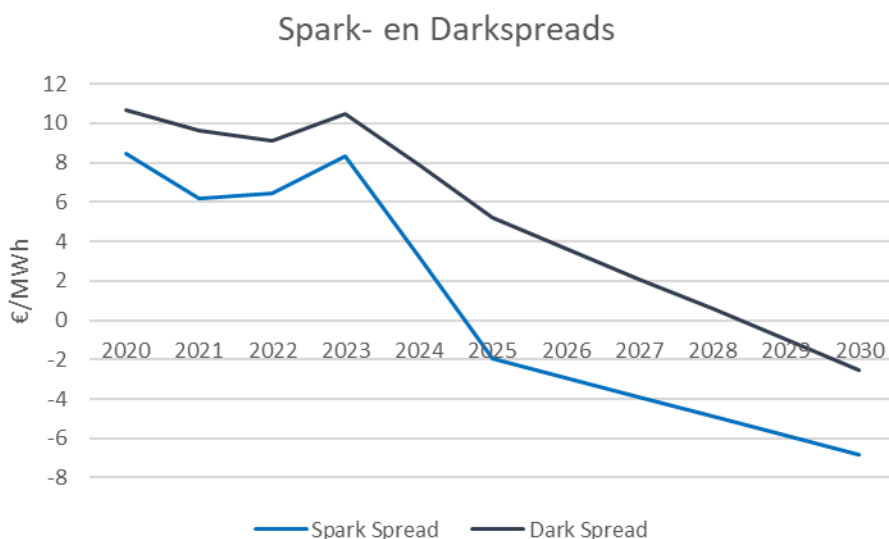
Figuur 2 Forwardmarkt groothandelsprijzen per november 2019

Spark- en Darkspreads

Een eerste indicatie van de winstgevendheid van moderne kolen- en gascentrales kan worden gekregen door de spark- en dark spreads te analyseren. Deze spreads geven de marge tussen de opbrengsten (verkoop geproduceerde elektriciteit op de groothandelsmarkten) minus de brandstof- en emissierechtenkosten per MWh voor gas respectievelijk kolencentrales weer. Voor de berekening

van de spreads wordt een vaste efficiëntie voor de centrales aangehouden, voor kolen in dit geval 46% en voor gas 55%.

In Figuur 3 is te zien dat voor zowel kolen- als gascentrales de spreads op basis van de huidige forwardmarktprijzen tot 2023 positief zijn. Echter, als de KEV2019 verwachtingen uitkomen, dan zullen de marges aanmerkelijk lager worden en uiteindelijk negatief. In de spark- en dark spreads zijn verder de overige variabele kosten nog niet meegenomen. Het gaat bij deze analyse alleen om het verschil tussen de kosten van brandstof en emissierechten en de opbrengsten van de geproduceerde elektriciteit.



Figuur 3 Spark en Darkspreads per november 2019

Handelsresultaten

De handelsresultaten die zijn berekend, zijn het verschil tussen de opbrengsten op de elektriciteitsmarkten en de variabele brandstofkosten en emissierechten. Verder worden alle variabele kosten (zoals onderhoud, transport- en overslag kolen en personeelslasten) van de marge afgetrokken. Berekend zijn de resultaten zoals die gerealiseerd kunnen worden op de groothandelsmarkten (spotmarkten en de lange termijn forwardmarkten).

Spotmarkt resultaten

In Figuur 4 worden de resultaten weergegeven zoals die de afgelopen twee jaren behaald konden worden wanneer de moderne kolencentrales op de spotmarkt ingezet zouden worden. Er zijn twee scenario's doorgerekend. In het ene geval wordt volledig baseload geproduceerd (zwarte lijn), in het andere geval wordt er load following geproduceerd (rode lijn). Hoewel de opbrengsten Euro per MWh in het load following scenario hoger zijn, wegen die opbrengsten nauwelijks op tegen de hogere kosten per MWh als gevolg van de lagere efficiëntie bij productie in minimale last (daardoor zijn relatief meer kolen en emissierechten nodig) en het vaste deel van de variabele kosten die over minder uren moeten worden terugverdiend. Verder maakt de grafiek inzichtelijk dat de marge over 2019 overwegend negatief is.



Figuur 4 Ontwikkeling handelsmarge op de spotmarkt over periode november 2017 tot november 2019

Forwardmarkt resultaten

Naast de spotmarkt kan de toekomstige elektriciteitsproductie van centrales ook worden verkocht (gehedged) op de forwardmarkten. Om te onderzoeken wat op langere termijn de potentiële winstgevendheid van de centrales is, worden voor deze analyse de prijzen op forwardmarkten gebruikt. Voor de jaren tot en met 2023 zijn handelbare prijzen beschikbaar en kunnen alle belangrijke brandstoffen (kolen en gas), CO₂-certificaten en elektriciteit worden gekocht en verkocht. Voor de jaren daarna worden de prijzen gebruikt zoals die voor de KEV2019 zijn inschat. De KEV2019 geeft alleen de prijzen voor 2025 en 2030. Dit betekent dat de jaren 2024 en 2026 tot en met 2029 (lineair) worden geïnterpoleerd.

Een belangrijke aanname is dat gehanteerde forwardmarkten (groothandelmarktprijzen) en geprognostiseerde KEV2019 prijzen een goede afspiegeling zijn van het prijzevenwicht tussen vraag en aanbod in de toekomst en dat die markten voldoende liquide zullen zijn om de elektriciteitsproductie van de betreffende centrales op die forwardprijzen te kunnen verkopen. De keuze voor deze analyse-opzet zorgt ervoor dat een transparante en verifieerbare berekening van de winstgevendheid van de centrales kan worden gemaakt. De analyse biedt ook de mogelijkheid om een andere inzet dan een baseload operatie van de centrales te onderzoeken, zoals de inzet waarbij geprofiteerd kan worden van het verschil in peak en off-peak prijzen.

Voor context van de analyse is het belangrijk te realiseren dat, in de praktijk, de centrales gedurende de jaren twintig in toenemende mate zullen moeten worden teruggeschakeld of zelfs afgeschakeld. Dit vanwege de grote hoeveelheden elektriciteit die door vooral wind en zon op bepaalde momenten van de dag worden geproduceerd. Dit beïnvloedt de winstgevendheid doordat de kolencentrales minder uren kunnen draaien. In deze analyse wordt aangenomen dat de winstgevendheid niet wordt beïnvloed door extra start- en stopkosten omdat ervan is uitgegaan dat de productie van duurzame elektriciteit uit zon en wind bij de kolencentrales wel tot op en afregelen leidt, maar niet tot het geregeld stopzetten en extra koude of warme starts. In de praktijk zal dit wel eens gebeuren waardoor deze aanname mogelijk tot een overschatting van de winstgevendheid leidt.

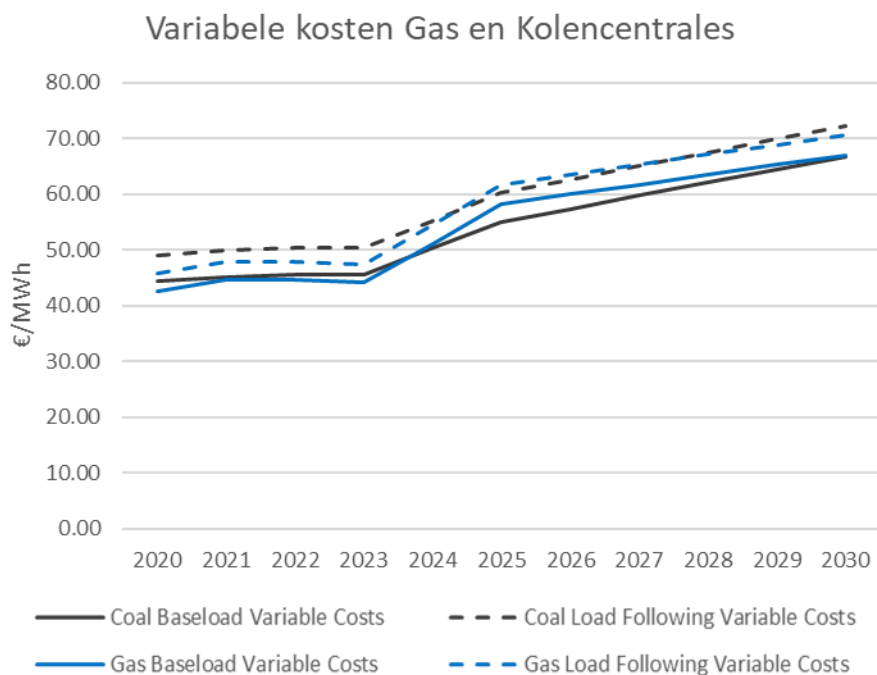
Er zijn twee scenario's berekend. Het eerste gaat uit van baseload operatie van de centrale met een beschikbaarheid van 85%. Hoewel in de praktijk een ver vooraf vastgelegde inzet (baseload of load follow operatie maakt wat dat betreft niet uit) niet helemaal haalbaar zal zijn, bijv. als gevolg van onvoorziene uitval of te weinig netwerkcapaciteit (voorrang voor duurzaam), wordt daar in deze analyse geen rekening mee gehouden. In de analyse wordt ervan uitgegaan dat de impact van het terugschakelen op de netto financiële resultaten niet substantieel is.

Het tweede scenario gaat uit van maximale productie gedurende de peakuren en minimale productie gedurende de off-peakuren (load following). Op de forwardmarkten zijn de peakprijzen voor elektriciteit aanmerkelijk hoger dan de off-peakprijzen. Door de centrales hiervan optimaal gebruik te laten maken wordt een gemiddeld hogere prijs per MWh gerealiseerd. Deze hogere prijs dient deels ter compensatie voor de efficiencyverliezen die optreden als de centrales in minimum load opereren.

Indien de centrale als baseload of load following kan worden verkocht op de markt, zal:

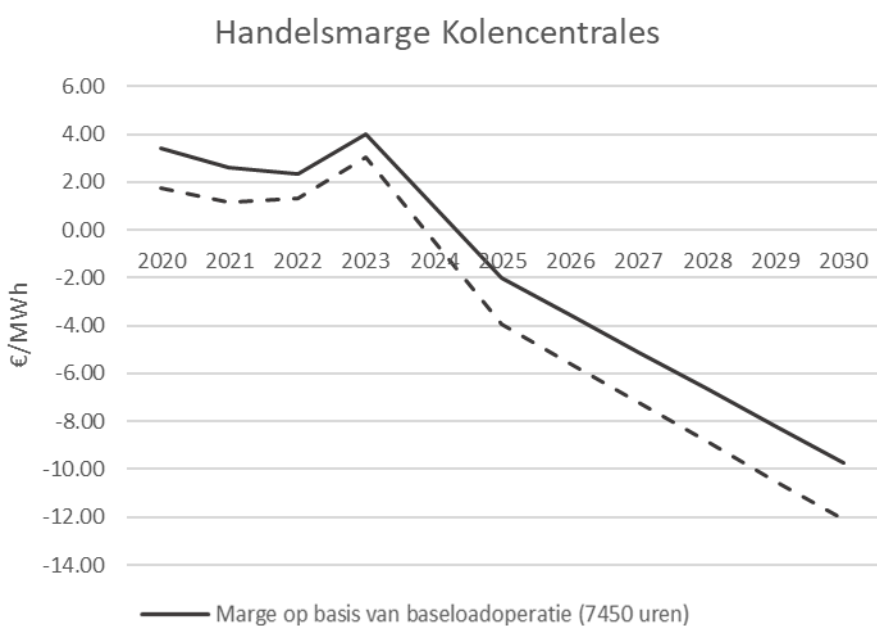
1. De productie tijdens voorzien onderhoud worden teruggekocht.
Forward contracten gelden voor het hele jaar maar als de centrale bijvoorbeeld in juni in onderhoud gaat, kan die maandproductie worden teruggekocht, normaal gesproken tegen lagere prijzen want gedurende de zomermaanden is de vraag doorgaans lager en zal de productie van zon PV een prijsdrukkend effect hebben dat richting 2030 door de verwachte groei sterker wordt,
2. Onvoorziene onderbrekingen hebben vanzelfsprekend altijd negatieve consequenties voor de winstgevendheid, de markten reageren op een onvoorziene onderbreking normaal gesproken met aanzienlijk hogere prijzen (gedurende de uren dat deze situatie niet is opgelost),
3. Tenslotte zijn er situaties met te weinig netwerkcapaciteit als gevolg van bijvoorbeeld grote hoeveelheden zon en wind. Deze situaties komen normaal gesproken gelijktijdig voor met lage spotprijzen waar de gemiste productie van de centrale dan kan worden ingekocht.

In Figuur 5 zijn de totale variabele kosten voor moderne kolen- en gascentrales weergegeven. De kosten van gascentrales gaan minder omhoog wanneer op load following last wordt overgegaan. Kolencentrales kennen een grotere kostensprong omdat hogere variabele kosten (die per jaar voor de niet brandstofcomponent vast zijn zoals onderhoudskosten en personeelslasten bijvoorbeeld) over minder productie uren moeten worden verdeeld.



Figuur 5 Variabel kosten Gas en Kolencentrales op forward markten per november 2019

De handelsresultaten per MWh (elektriciteitsmarktprijzen minus operationele kosten) voor de moderne kolencentrales kunnen nu worden berekend. Uit de cijfers in Figuur 6 blijkt duidelijk dat door de inzet op de forwardmarkten, gerekend met de huidige groothandelsprijzen, een positieve marge kan worden gerealiseerd. Vanaf 2023 worden de vooruitzichten voor de marges negatief. Deze marges zijn berekend op basis van de geprognostiseerde jaarlijkse elektriciteitsprijzen uit de KEV2019 die zijn gebaseerd op de brandstof en CO₂ scenario's van de IEA. Deze elektriciteitsprijzen zijn derhalve geen marktprijzen maar prijzen op basis van elektriciteitsmarktscenario's.

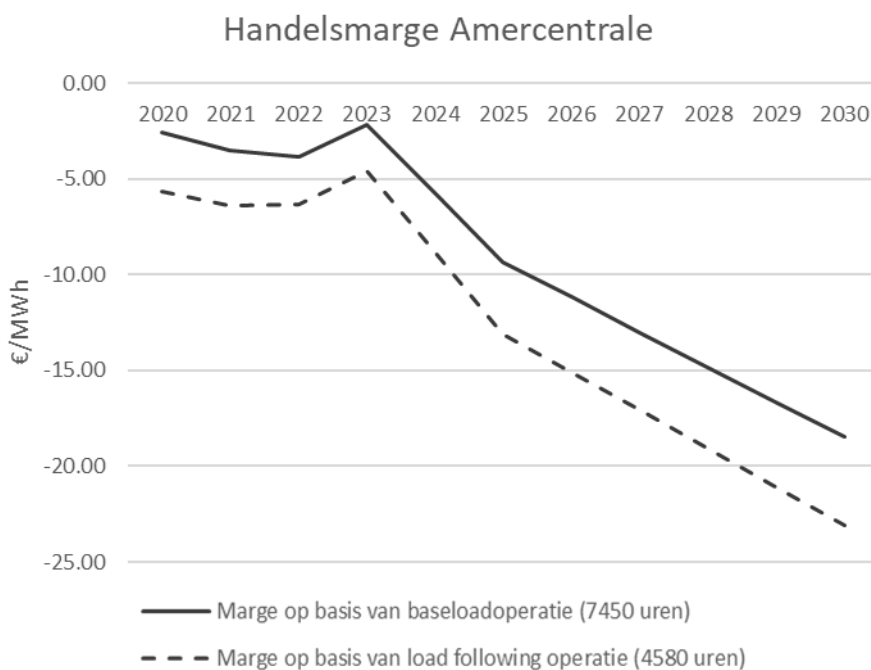


Figuur 6 Handelsmarge Kolencentrales op de forwardmarkt per november 2019

De weergegeven resultaten zijn die van de moderne kolencentrales. Hoewel de resultaten op de forwardmarkten tot 2024 positief zijn (over de gehele periode 2020-2023 gemiddeld €20,6m per jaar voor een kolencentrale van 1.000MW), is deze positieve marge noodzakelijk om grootonderhoud te financieren dat kan worden verwacht rond 2021/22³. Inclusief deze kosten zullen de marges vrijwel nihil zijn. Indien de marktprijzen zich verder zullen ontwikkelen conform het scenario van de KEV2019 zal de rentabiliteit van de kolencentrales vanaf 2024 verslechteren en vanaf 2025 negatief worden.

Amercentrale

Dezelfde analyse die is gedaan voor de moderne kolencentrales is ook uitgevoerd voor de Amercentrale (Amer-9), zie Figuur 7. Het belangrijkste verschil tussen deze centrales is de aanmerkelijk lagere efficiëntie van de Amercentrale. Hierdoor is er geen enkel scenario denkbaar waaronder deze centrale positieve resultaten kan boeken. De centrale fungeert inmiddels als (deels) biomassa centrale voor elektriciteit en warmtelevering aan met name de gebouwde omgeving. Zonder de SDE+ subsidie voor de meestook van biomassa zou deze centrale daarom niet levensvatbaar zijn omdat zelfs niet de volledige variabele kosten worden terugverdiend.



Figuur 7 Handelsmarge Amercentrale op de forwardmarkt per november 2019

³ De verwachting van industrie experts (zie Appendix III - Overzicht kosten inschattingen verschillende studies en Appendix IV – Overzicht groot onderhoudskosten) op basis van openbare informatie is dat een moderne kolencentrale na 5 tot 6 jaar ruim €60m in grootonderhoud moet investeren (afhankelijk van het aantal draaiuren en de mate waarin sprake is geweest van load following of een start/stop bedrijf). Hierin wordt in de reguliere variabele kosten niet voorzien.

Appendix I - Relevante parameters modern kolen- en gascentrales

| | Kolencentrale | Gascentrale |
|--|---------------|-------------|
| Capaciteit (rekeneenheid) | 1.000MW | 1.000MW |
| Efficiëntie max load (moderne centrales) | 46% | 55% |
| Efficiëntie min load (moderne centrales) | 42% | 53% |
| Efficiëntie max load (Amer-9) | 41% | |
| Efficiëntie min load (Amer-9) | 35% | |
| Min load | 35% | 35% |
| O&M €/MWh | 1,00 | 0,00 |
| O&M - baseload €/kW | 35,00 | 22,00 |
| Fuel transport & handling €/MWh | 1,50 | 0,25 |
| Start stop hot (<12 hours) €/MW | 49,00 | |
| Start stop warm (12<>72 hours) €/MW | 58,00 | |
| Start stop cold (>72 hours) €/MW | 95,00 | |

De parameters zijn ingeschat op basis van de literatuur waarvan in Appendix II - Geraadpleegde literatuur een overzicht is gegeven.

Appendix II - Geraadpleegde literatuur

| Auteur / Instituut | Datum | Titel | Relevantie |
|--|----------|--|----------------------|
| The Brattle Group | Apr-2018 | PJM Cost of New Entry | Kosten |
| Carbon Tracker | Feb-2018 | Understanding the operating costs of coal power: US example | Kosten |
| Carbon Tracker | Okt-2019 | Losses of €6.6 billion in 2019 should focus industry on complete phase out in next decade | Algemeen achtergrond |
| CE-Delft | Mei-2019 | Effecten van sluiting drie extra kolencentrales | Algemeen achtergrond |
| DECC | Okt-2012 | Electricity Generation Costs | Kosten |
| DIW Berlin, Wuppertal Instituut, EcoLogic | Feb-2019 | Phasing Out Coal In The German Energy Sector, Interdependencies, Challenges and Potential Solutions | Algemeen achtergrond |
| Energymarketprice.com | Nov-2019 | Wholesale power, coal, gas and EU-ETS CO ₂ prices | Wholesale prijzen |
| e.on | Mrt-2012 | Seaborne Steam Coal Market Dynamics and Future Production Costs | Algemeen achtergrond |
| (EIA) US Energy Information Administration | Feb-2019 | Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019 | Kosten |
| (EIA) US Energy Information Administration | Jan-2019 | Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2019 | Kosten |
| (EIA) US Energy Information Administration | Nov-2016 | Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants | Algemeen achtergrond |
| Frontier | Sep-2019 | Profitability and Dispatch of MPP3 Power Plant in Case of Biomass Conversion (a report for Uniper Benelux) | Algemeen achtergrond |
| IEA Clean Coal Centre | Dec-2016 | Operating ratio and cost of coal power generation | Kosten, efficiencies |
| IEA | Oct-2018 | Coal 2018 – Analysis and Forecasts to 2023 | Algemeen achtergrond |
| IEA | Oct-2018 | World Energy Investment | Algemeen achtergrond |
| Lazard | Nov-2019 | Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0 | Algemeen achtergrond |
| NREL https://atb.nrel.gov/electricity/2017/ | 2017 | Annual Technology Baseline: Operation and Maintenance (O&M) Costs | |
| NREL, https://atb.nrel.gov/electricity/2019/ | 2019 | Annual Technology Baseline: Electricity Capital Expenditures (CAPEX): Historical Trends, Current Estimates, and Future Projections | Algemeen achtergrond |
| PBL, ECN-TNO | Okt-2019 | Klimaat- en Energieverkenning 2019 | Scenario prijzen |
| Power Plant O&M and Asset Optimization | Dec-2006 | The Cost of Cycling Coal Fired Power Plants | Kosten |
| Pöyry | Apr-2013 | Outlook for New Coal-Fired Power Stations in Germany, The Netherlands and Spain (report to DECC) | Kosten |

Appendix III - Overzicht kosten inschattingen verschillende studies

| Instituut | Datum | Titel | FOM (€/kW) ¹ | VOM (€/MWh) ² |
|------------------------------|-------|---|-------------------------|--------------------------|
| Bloomberg New Energy Finance | 2019 | | 41.0 – 41.3 | |
| DECC | 2012 | Electricity Generation Costs | 42,6 | 1 |
| EIA | 2016 | Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants | 38,2 | 4,2 |
| Fraunhofer | 2018 | Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies | 32,0 | 5,0 |
| IEA Clean Coal Centre | 2016 | Operating ratio and cost of coal power generation | 27,8 – 69,5 | |
| | | Geciteerde studie Allen 2014 | 30,3 | 2,4 |
| LAZARD | 2018 | Lazard Levelized Cost of Energy Analysis | 40,0 – 80,0 | 2,0 – 5,0 |
| NREL | 2017 | Annual Technology Baseline: Coal | 31 | NA |
| | 2012 | Power Plant Cycling Costs | NA | 2 - 4 |
| | 2019 | https://www.nrel.gov/analysis/data-products.html | 2,5% of Capital 45 | NA |

1. FOM: Fixed Operational & Maintenance: kosten die geacht te worden per jaar vast te liggen. Hieronder vallen bijvoorbeeld aansluitkosten, loonkosten en dergelijke
2. VOM: Variable Operational & Maintenance: kosten die per MWh vastliggen. Hieronder valt in een aantal studies ook een reservering voor ieder uur dat wordt geproduceerd om na een aantal draaiuren groot onderhoud te kunnen financieren.

Appendix IV – Overzicht groot onderhoudskosten

| Inschatting groot onderhoud aan moderne kolencentrale van 1.000MW na 5 – 6 jaar ¹ | |
|--|------|
| Boiler section items | |
| Super/Heaters/Header/Tubes | €20m |
| Reheater tubes | €10m |
| Economiser tubes | €7m |
| Steam major overhaul | €10m |
| Flue gas desulphurisation | €5m |
| DeNOx unit | €10m |
| Total maintainance | €62m |

1. Gebaseerd op inschatting van NREL database (<https://www.nrel.gov/analysis/data-products.html>)