



# Effecten van sluiting drie extra kolencentrales



# Effecten van sluiting drie extra kolencentrales

Dit rapport is geschreven door:

Frans Rooijers, Maarten Afman, Sander de Bruyn, Sebastiaan Hers, Thijs Scholten

Delft, CE Delft, mei 2019

Publicatienummer: 19.190181.067

Kolencentrales / Overheidsbeleid / Energievoorziening / Emissies / Afname / Effecten / Economische factoren  
VT: Sluiting

Opdrachtgever: Natuur & Milieu, Greenpeace, Longfonds

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

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

© copyright, CE Delft, Delft

## **CE Delft**

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# Inhoud

	Summary	4
	Samenvatting	7
1	Inleiding	10
2	Referentiesituatie en varianten	11
	2.1 Referentiescenario	11
	2.2 Scenario Kolencentrales sluiten in Nederland	12
	2.3 Gevoeligheidsscenario: ook sluiting kolencentrales in Duitsland	13
3	Effecten van sluiten kolencentrales in 2020	15
	3.1 Effect op CO <sub>2</sub> -uitstoot	15
	3.2 ETS waterbedeffect	17
	3.3 Effect op ontwikkeling van elektriciteitsprijzen	18
	3.4 Effect interconnectie	20
	3.5 Effecten op leveringszekerheid	20
	3.6 Effecten op overige emissies	23
	3.7 Effect op het aandeel hernieuwbare energie	24
	3.8 Gevoeligheden	25
4	Financiële effecten	30
	4.1 Effecten op de prijs van elektriciteit	30
	4.2 Effecten op de inkomsten van de kolencentrales	30
	4.3 Effecten op de uitgaven aan SDE+-subsidies	32
5	Conclusies	34
	5.1 Effect van sluiting drie kolencentrales	34
	Referenties	37
A	Modelbeschrijving Powerflex	39
	A.1 Model description	39
	A.2 Experience with the model	40
	A.3 Andere modellen van de elektriciteitsmarkt	41
B	Referentiescenario	44
	B.1 Uitgangspunten, aannames	44
	B.2 Resultaten	46
C	Scenario: sluiting drie extra kolencentrales	48



	C.1 Uitgangspunten, aannames	48
	C.2 Effecten	50
D	Gevoeligheidsscenario: sluiting drie kolencentrales + Duits beleid	52
	D.1 Uitgangspunten, aannames	52
	D.2 Effecten	54



# Summary

The Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) recently calculated that in the absence of additional policy measures the Netherlands cannot comply with the ‘Urgenda’ court ruling, under which Dutch CO<sub>2</sub> emissions must be reduced by at least 25% by 2020. With current policies there will be no more than 17-24% reduction, leaving an overshoot of at least 9 Mt CO<sub>2</sub>. The government has already announced closure of the Hemweg coal-fired power plant this year, giving around 1.5 Mt net reduction, but this is still far from enough to meet the Urgenda target. The societal organizations Greenpeace, Natuur & Milieu and het Longfonds asked CE Delft to investigate the impacts of early closure of three additional coal-fired units: Uniper, Engie and RWE.

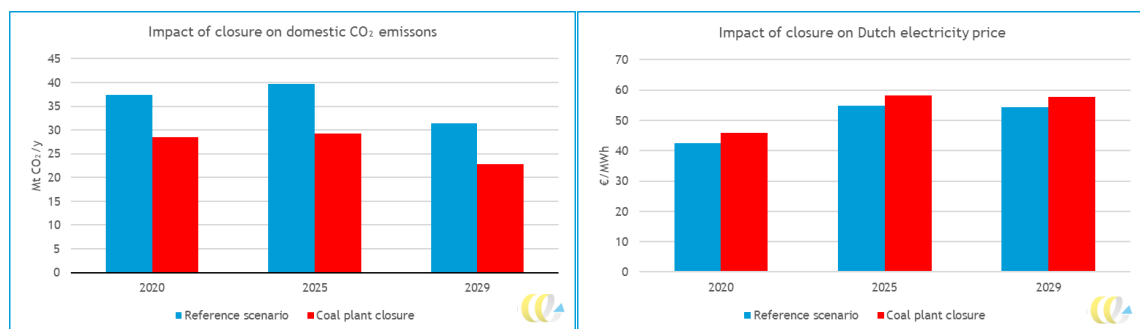
## Impact on CO<sub>2</sub> emissions

If these three plants are closed by 1 January, 2020, this will yield Dutch CO<sub>2</sub> emission cuts of 9 Mt in 2020, rising to 11 Mt in 2025 and falling back to 9 Mt in 2029. These are net domestic reductions factoring in the additional CO<sub>2</sub> emissions due to extra output from natural gas plants. If allowance is made for extra output from foreign plants, the net reduction comes to 4-6 Mt annually (2020-2029). Electricity production falls under the European CO<sub>2</sub> emission trading scheme (ETS), which has a fixed reduction path. Owing to provisions regarding the Market Stability Reserve, early closure of Dutch coal-fired units before January 1, 2022 will not have a ‘waterbed effect’: the emissions space created will simply be deleted, rather than emissions shifting to other countries or sectors.

## Impact on electricity market

As more higher-cost natural gas generating capacity will need to be used, **wholesale electricity prices** will increase by 5%. This price rise applies not only in the Netherlands, but holds largely for neighbouring countries too, as electricity markets are coupled. For households this will mean a € 15 higher annual electricity bill: for the average household a 2% rise.

Figure 1 - Changes in Dutch power generation CO<sub>2</sub> emissions and electricity prices



## Security of supply

In the period up to 2030 there is sufficient gas-fired capacity available (15 GW) for meeting demand, given cross-border feed-in and flexibility of demand. The assumption here is that the conserved natural gas plants will become available on 1 January, 2020. If at the end of next decade there is nevertheless a shortage due to higher peak demand, the years 2005-2006 have shown that small gas engines can be rapidly added. However, new policies will have to be developed for (re)investments in new controllable, renewable capacity if existing gas-fired plant needs replacing.

## Financial impact for operators

While losing revenue from electricity sales, the owners of the three coal plants will save out on the fixed and variable costs of maintenance and operation. If the residual value of the plants is included in the analysis, the **net loss of income** over the period 2020-2029 is estimated at around **€ 2 billion**. This figure includes all the controllable fixed and variable costs of coal plant operation, but ignores certain cost items that will probably lower it. While early closure incurs higher costs, the residual value of plant components will be higher, for example. These are issues requiring further study. The operators also have natural gas power stations and other generating plants, and the higher electricity price and additional output from gas-fired plants will mean **extra revenue** from these. This effect was not included in our estimate and holds for all three operators.

## Financial impact for government

Under the SDE+ renewable energy scheme, the government has granted the three companies the maximum subsidy of € 1.89 billion for co-firing biomass in their coal plants. Plant closure will mean these subsidies are no longer paid. On balance, this will mean **€ 1.2 billion savings** for government in 2020 and the following years, with the difference between the two figures due to three factors:

1. The electricity price is anticipated to work out lower than the reference price taken by the Netherlands Enterprise Agency (RVO), which means the government needs to pay out less than the maximum figure cited.
2. We discounted future subsidy payments by 3%, as is standard in the Netherlands, while the figure of € 1.89 billion is the sum of non-discounted figures.
3. As biomass co-firing is already underway, early closure will mean savings on less than 8 years' subsidies.

## Other impacts

Dutch **emissions of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and PM<sub>10</sub>** will fall by 6%, 1% and 0.5%, respectively. For the first two, national emission ceilings apply and the Netherlands mainly has trouble meeting that for NO<sub>x</sub> (260 kt/y). While a 1% reduction in national NO<sub>x</sub> emissions may sound modest, relative to the tight ceiling in place this decrease is significant.

The loss of co-fired biomass will mean the Netherlands dropping even further behind the **EU renewable energy target** of 14% in 2020. PBL has calculated that co-fired biomass puts the country on the road to 12.3% renewables, but if the three coal units are closed, the share of renewables will drop back to 11.7%.



## Sensitivity

In Germany, too, there are plans to close coal and lignite power plants. If that happens, it will also impact the Dutch electricity market. Domestic Dutch CO<sub>2</sub> emission cuts will be slightly less as German power imports are reduced and Dutch natural gas plants are brought on-line longer. The wholesale electricity price will be correspondingly slightly higher, by 6%.

Table 1 - Synopsis of impacts

Impacts of closure of three Dutch coal-fired power stations on 1 January, 2020	
CO <sub>2</sub> emissions reduction, domestic	9 Mt/y average reduction, 2020-2029 89 Mt cumulative reduction, 2020-2029 With closure before 2022, no 'waterbed effect'
CO <sub>2</sub> emissions reduction, EU perspective	5 Mt/y average reduction, 2020-2029 48 Mt cumulative reduction, 2020-2029 With closure before 2022, no 'waterbed effect'
Impact on electricity import/export	Increased import relative to reference scenario; from 2025 onwards import and export equal. (The 10-12 TWh export surplus post-2025 in the reference scenario is lost with coal plant closure.)
Impact on security of supply	No problems Sufficient natural gas plants; new policies required for reinvestments
Impact on air-pollutant emissions, 2020	SO <sub>2</sub> : -1.7 kt/y (-6% NL) NO <sub>x</sub> : -2.6 kt/y (-1% NL) PM <sub>5</sub> : -0.14 kt/y (-0.5% NL)
Impact on electricity price	+5% wholesale prices +2% household electricity bill
Financial impact, operators and government	Lost operator revenue: € 2 bln. Savings on biomass subsidies: € 1.2 bln.

# Samenvatting

Het PBL berekende recent dat zonder aanvullende beleidsmaatregelen Nederland niet kan voldoen aan het Urgenda-vonnis, waarin de emissiereductie in 2020 ten minste 25% moet zijn. Nederland koerst af op een reductie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van slechts 21%, de emissies moeten met 9 Mton extra omlaag. Als maatregel heeft het kabinet besloten om de Hemweg-kolencentrale eind 2019 te sluiten. Dit levert netto circa 1,5 Mton reductie op, nog onvoldoende voor het Urgenda-vonnis.

De maatschappelijke organisaties Greenpeace, Natuur & Milieu en het Longfonds hebben CE Delft gevraagd om in beeld te brengen wat de effecten zijn van het vroegtijdig sluiten van nog drie extra kolen-centrales: Uniper en Engie op de Maasvlakte en RWE in de Eemshaven. CE Delft heeft de belangrijkste effecten onderzocht en in dit rapport op een rij gezet.

## Effecten op CO<sub>2</sub>-uitstoot en emissies

Als uiterlijk 1 januari 2020 de drie kolencentrales worden gesloten, dan zal dat zorgen voor een CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland van 9 Mton in 2020, oplopend naar 11 Mton in 2025 en weer afnemend naar 9 Mton in 2029. Dit is de netto-reductie binnen Nederland. Hierin is rekening gehouden met extra CO<sub>2</sub>-emissie door meer productie van elektriciteit met aardgas-centrales.

Als rekening wordt gehouden met de extra productie door buitenlandse centrales, dan is de reductie jaarlijks 4-6 Mton (2020-2029).

Elektriciteitsproductie valt onder het Europese emissie-handelssysteem voor CO<sub>2</sub>, het ETS. Het ETS kent een van tevoren vastgesteld en dalend emissieplafond. Extra maatregelen onder dit plafond kennen het risico dat ze verschuivingen bewerkstelligen in plaats van nettoreducties (het 'waterbedeffect'). Dat is nu echter anders, vanwege regels rond de Market Stability Reserve. Bij sluiting van de kolencentrales vóór 1 januari 2022 treedt geen 'waterbedeffect' op. De vrijgekomen emissieruimte wordt als surplus doorgestreept, waardoor de sluiting niet tot extra emissieruimte voor andere sectoren of landen leidt.

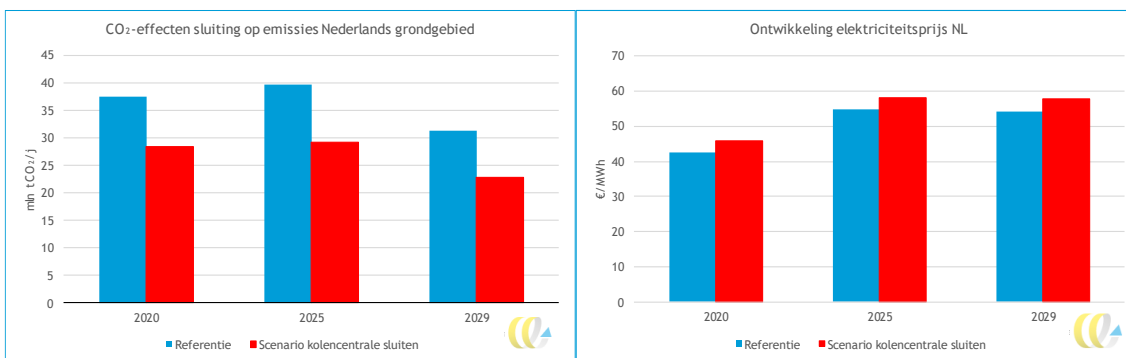
## Effecten op de elektriciteitsmarkt

Door de sluiting zullen de **groothandelsprijzen** voor elektriciteit met 5% stijgen doordat duurdere aardgascentrales worden ingezet. Deze prijsstijging geldt in Nederland, maar grotendeels ook in de ons omringende landen omdat de elektriciteitsmarkten gekoppeld zijn. Voor de huishoudens betekent het een verhoging van de jaarlijkse kosten van de elektriciteitsrekening met € 15 (voor een gemiddeld huishouden is dit 2% van het deel elektriciteit op de energierekening).





Figuur 2 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies Nederlandse elektriciteitsproductie en elektriciteitsprijzen



**Leveringszekerheid** kan worden geborgd. In de periode tot 2030 zijn er voldoende gascentrales beschikbaar (15 GW) om samen met de beschikbare interconnectie naar het buitenland en met flexibele vraag, altijd in de vraag naar elektriciteit te voorzien. Hierbij is ervan uitgegaan dat de geconserveerde aardgascentrales beschikbaar komen per 1 januari 2020. Mocht er aan het eind van het volgend decennium toch krapte ontstaan door toenemende piekvraag, dan heeft de periode 2005-2006 geleerd dat met name kleine gasmotoren snel kunnen worden bijgebouwd. Wel zal nieuw beleid ontwikkeld moeten worden voor (her)investeringen in nieuw stuurbaar, hernieuwbaar vermogen als de bestaande gascentrales aan vervanging toe zijn.

### Financiële effecten voor exploitanten

De eigenaren van de drie kolencentrales zullen inkomsten missen, maar ook kosten besparen. Sluiting betekent dat de inkomsten uit de verkoop van kolenstroom verdwijnen, maar ook vaste en variabele kosten (onderhoud, bediening). Sluiting in 2020 resulteert in een totale **netto-inkomstenderving** voor de drie exploitanten over de jaren 2020-2029 van ca € 2 miljard.

Hierbij is rekening gehouden met alle beïnvloedbare vaste en variabele kosten voor het in bedrijf houden van de kolencentrales. Met een aantal zaken, die dit bedrag vermoedelijk neerwaarts beïnvloeden, is geen rekening gehouden. Vervroegde sluiting kent hogere kosten maar de (onderdelen van) de centrales hebben wel een hogere restwaarde. Hiervoor is nader onderzoek nodig.

De producenten hebben ook gas en andere centrales. De hogere stroomprijs en de extra draaiuren voor gascentrales werken ook door tot **extra inkomsten** met dergelijke productie-eenheden. Dit effect is niet meegenomen in de berekening en geldt voor alle producenten.

### Financiële effecten voor het Rijk (uitgespaarde subsidiegelden)

Het Rijk heeft een maximale SDE+ beschikking verstrekt aan de drie bedrijven van maximaal € 1,89 miljard voor het meestoken van biomassa in de drie kolencentrales. Het sluiten van de centrales betekent dat deze subsidies niet worden benut. Dit leidt tot een besparing van gedisconteerd € 1,2 miljard in 2020 en de jaren daarna. Dit is lager dan de beschikking omdat:

1. De elektriciteitsprijs valt naar verwachting hoger uit dan de basisenergieprijs die RVO eerder gebruikte, waardoor de overheid minder dan het maximum zal uitkeren.

2. Wij hebben de toekomstige subsidie-uitgaven gediscoteerd met de voorgeschreven discontovoet van 3%, terwijl de toekenning van € 1,89 miljard een optelling is van niet-gedisconteerde bedragen.
3. Er is nu reeds gestart met de bijstook, bij vervroegde sluiting zal niet de gehele periode van 8 jaar aan subsidies worden uitgespaard.

## Overige effecten

De emissies van SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en PM<sub>10</sub> dalen landelijk met 6%, 1% respectievelijk 0,5%. Voor onder meer SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> gelden nationale emissieplafonds. Nederland had historisch vooral problemen om onder het plafond voor NO<sub>x</sub> (260 kt/j) te blijven. Een afname van de landelijke NO<sub>x</sub>-uitstoot van 1% klinkt bescheiden, maar kan dus toch wel relevant zijn.

Door het stoppen met de meestook neemt het **aandeel hernieuwbare energie** af en voldoet Nederland nog minder aan de EU-doelstelling van 14% in 2020. PBL heeft berekend dat we nu afkoersen op een aandeel van 12,3%, door het stoppen van de meestook in deze drie kolencentrales daalt het aandeel hernieuwbaar met 0,6% naar 11,7%.

## Gevoeligheid

Ook in Duitsland zijn er plannen om steenkool- en bruinkoolcentrales te gaan sluiten. Als dat gebeurt heeft dat ook effect op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De CO<sub>2</sub>-reductie op Nederlandse bodem wordt iets kleiner doordat er minder import is van Duitse elektriciteit en de aardgascentrales in Nederland meer draaiuren maken. De groothandelsprijs voor elektriciteit stijgt overeenkomstig nog iets meer (6%).

Tabel 2 - Overzicht effecten

	Effecten drie kolencentrales in Nederland sluiten per 1 januari 2020
CO <sub>2</sub> -reductie in NL	Gemiddeld 9 Mton/jaar reductie, 2020-2029 Cumulatief 89 Mton reductie, 2020-2029 Bij sluiting voor 2022 geen waterbedeffect
Emissiereductie vanuit EU-perspectief	Gemiddeld 5 Mton/jaar reductie, 2020-2029 Cumulatief 48 Mton reductie, 2020-2029 Bij sluiting voor 2022 geen waterbedeffect
Impact op import/export	Ten opzichte van het referentiescenario neemt de import toe, vanaf 2025 zijn import en export in balans. (In het referentiescenario is er na 2025 een export overschot van 10-12 TWh, dat verdwijnt in het scenario sluiting kolencentrales).
Impact op leveringszekerheid	Geen probleem Voldoende aardgascentrales, nieuw beleid voor herinvesteringen nodig
Impact op emissies (2020)	SO <sub>2</sub> : -1,7 kt/j (-6% NL) NO <sub>x</sub> : -2,6 kt/j (-1% NL) PM <sub>10</sub> : -0,14 kt/j (-0.5% NL)
Impact op elektriciteitsprijzen	+5% groothandelsprijzen +2% elektriciteitrekening huishoudens
Financiële impact exploitanten en overheid	Derving inkomsten exploitanten € 2 mld Besparing biomassa subsidies € 1.2 mld

# 1 Inleiding

De Nederlandse rechter oordeelde dat de Nederlandse regering de 'Urgenda-doelstelling' van 25% broeikasgasreductie in 2020 ten opzichte van 1990 moet halen (Gerechtshof Den Haag, 2018). Het PBL voorspelt echter in de 'Kortetermijnraming voor emissies en energie in 2020' dat het huidige beleid zal uitkomen op 21% (17-24%) emissiereductie, waardoor er een gat van 9 Mton (2-17 Mton) is. De Nederlandse regering heeft in januari 2019 aangekondigd in april een pakket van aanvullende (beleids)maatregelen te presenteren dat deze kloof moet overbruggen (Rijksoverheid, 2019).

Op dinsdag 12 februari 2019 heeft het Nederlandse parlement ingestemd met een motie waarin de regering wordt verzocht de volgende maatregelen in overweging te nemen en de gevolgen te onderzoeken:

- Sluiting van vier bestaande kolengestookte elektriciteitscentrales in Nederland in 2020 om het Urgenda-doel te bereiken. Het gaat dan om de centrales van Uniper en Engie op de Maasvlakte, RWE in de Eemshaven, en Nuon/Vattenfall Hemweg Amsterdam. Alleen de centrale van RWE in Geertruidenberg zal niet worden meegenomen omdat deze in 2020 ten minste 80% biomassa zal gebruiken en omdat deze is aangesloten op stadsverwarming.
- Sluiting van de kolencentrale van Nuon/Vattenfall (Hemweg) voor 31 december 2019 (zoals besloten door de Nederlandse regering op 8 maart 2019).

Greenpeace, Natuur & Milieu en het Longfonds hebben CE Delft gevraagd om de gevolgen te onderzoeken van het sluiten van drie extra kolencentrales in 2020. Specifiek zijn de doelen van het onderzoek als volgt:

1. Beoordelen van de effecten van de sluiting van drie extra kolencentrales in 2020 op enkele sleutelfactoren die bepalend zijn in het politieke en publieke debat:
  - CO<sub>2</sub>-uitstoot (NL en EU);
  - elektriciteitsproductie in relatie tot de vraag (effect op import/export saldo);
  - leveringszekerheid;
  - elektriciteitsprijzen op de groothandels- en consumentenmarkten;
  - luchtvervuiling (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, fijnstof PM<sub>10</sub>);
  - effecten op verlaagde subsidiekosten voor biomassameestook.
2. Berekenen van de economische waarde van de elektriciteit die met de kolencentrales wordt geproduceerd, via de inzet van een simulatiemodel van de elektriciteitsmarkt. Een dergelijke waarde zal een element zijn in de onderhandelingen tussen het Rijk en de eigenaren van de centrales als men tot sluiting zou overgaan.

Dit rapport bevat de bevindingen van het onderzoek. Hoofdstuk 2 bevat de uitgewerkte referentiescenario en de varianten; Hoofdstuk 3 gaat in op de effecten van sluiting, en Hoofdstuk 4 op de financiële effecten. Hoofdstuk 5 herhaalt de belangrijkste conclusies. De bijlagen bevatten details over het gebruikte elektriciteitsmarktmodel (A) en de details over de marktsimulaties (B-C).

## 2 Referentiesituatie en varianten

Het onderzoek vraagt om een berekening van de effecten over de verwachte resterende bedrijfsperiode van de kolencentrales. Dergelijke effecten kunnen worden berekend met een simulatiemodel van de elektriciteitsmarkt waarin de inzet van individuele centrales met hun typische technische en economische karakteristieken worden gesimuleerd.

In deze studie is het PowerFlex -model ingezet. Dit model is samen met Kyos Energy Consulting ontwikkeld met subsidie van het ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies en Topsector Energie (TES0114011). Bijlage A bevat een toelichting op dit model, een beschrijving van de projecten waarin dit is ingezet, en een vergelijking met een aantal andere modellen die in de Nederlandse beleidscontext gebruikt worden.

De effecten van de mogelijke uitfasering van de kolencentrales worden in beeld gebracht door een marktsimulatie van het referentiescenario te vergelijken met een aantal beleids-scenario's. In de referentie draaien alle centrales volgens de huidige plannen van de bedrijven en het huidige overheidsbeleid. Dit betekent dat de nieuwe kolencentrales van RWE, Uniper en Engie tot en met 2029 in bedrijf zullen zijn.

In de beleidsvarianten wordt de stroommarkt gesimuleerd onder het scenario dat de centrales gesloten worden op 31 december 2019 om zo aan het Urgenda-vonnis tegemoet te komen<sup>1</sup>. Dit hoofdstuk beschrijft het referentiescenario en de beleidsvarianten.

### 2.1 Referentiescenario

In het referentiescenario gaan we uit van de gepubliceerde gegevens over het Ontwerp voor het Klimaatakkoord (OKA) (Klimaatberaad, 2018) inclusief de doorrekening van de effecten van het OKA (PBL, 2019) en het besluit van het kabinet om de kolencentrale Hemweg eind 2019 te sluiten.

Dit gaat uit van:

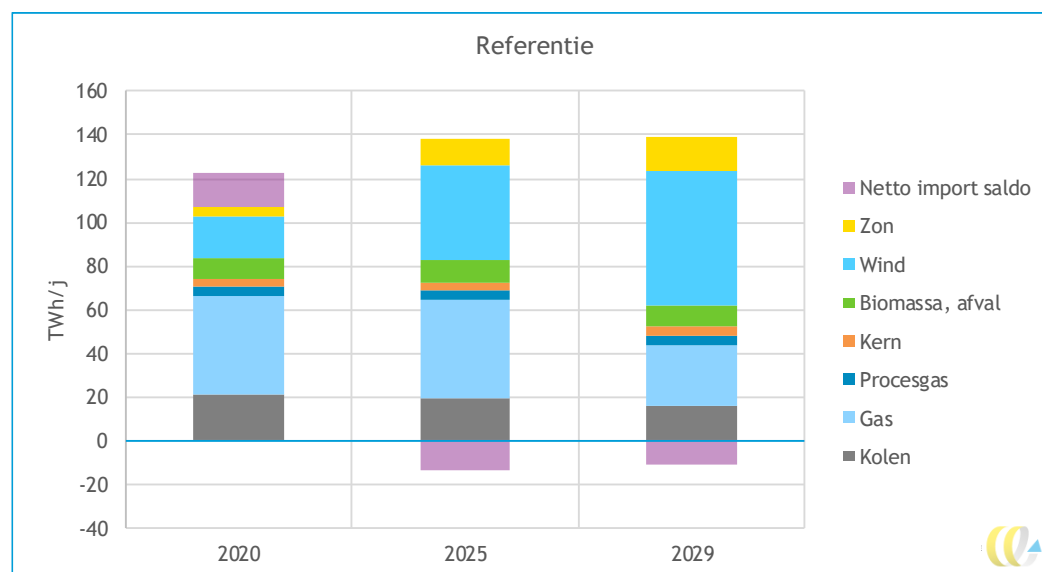
- Sluiting Hemweg-8 per 1 januari 2020.
- De nieuwste kolencentrales (Uniper Maasvlakte 3; RWE Eemshaven (A, B); Engie Centrale Rotterdam) zijn in bedrijf tot en met eind 2029.
- Ontwikkeling van wind op land, wind op zee, zon. Conform het OKA.
- Biomassameestook in de beschouwde periode op basis van de lopende SDE-beschikkingen, dat is dus tot en met 2028.
- Energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen 2020 conform huidige marktprijzen (futures) en verder conform het OKA.
- Modellering in Duitsland is afgestemd rond de meest recente inzichten, onder andere conform het Netzentwicklungsplan 2030. Dit bevat al ontwikkelingen zoals afbouw kernenergie, een deel afbouw steenkolen en bruinkool.

---

<sup>1</sup> Doordat besluiten over het realiseren van de Urgenda-doelstelling lang op zich hebben laten wachten is deze periode zeer kort geworden en vereist het besluiten op zeer korte termijn om enerzijds de kolencentrales te sluiten en anderzijds aardgascentrales uit de mottenballen te halen.

Figuur 3 toont de opwekkingsmix in Nederland op basis van de simulatie van het referentiescenario. De jaren 2020, 2025 en 2029 zijn gesimuleerd. Voor deze jaren is gekozen omdat dit de ontwikkeling in de tijd goed kan laten zien: 2020 is het eerste jaar waarin een verschil te verwachten valt, 2029 het laatste jaar, en het tussenliggende jaar 2025 is goed om de tussentijdse effecten te simuleren. Dit jaar is ook in andere studies (zoals de Nationale Energieverkenning) opgenomen. Ten behoeve van de financiële analyse van de waarde worden de tussenliggende jaren geïnterpoleerd<sup>2</sup>.

Figuur 3 - Gesimuleerde inzet van centrales naar brandstofsoort in het referentiescenario



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

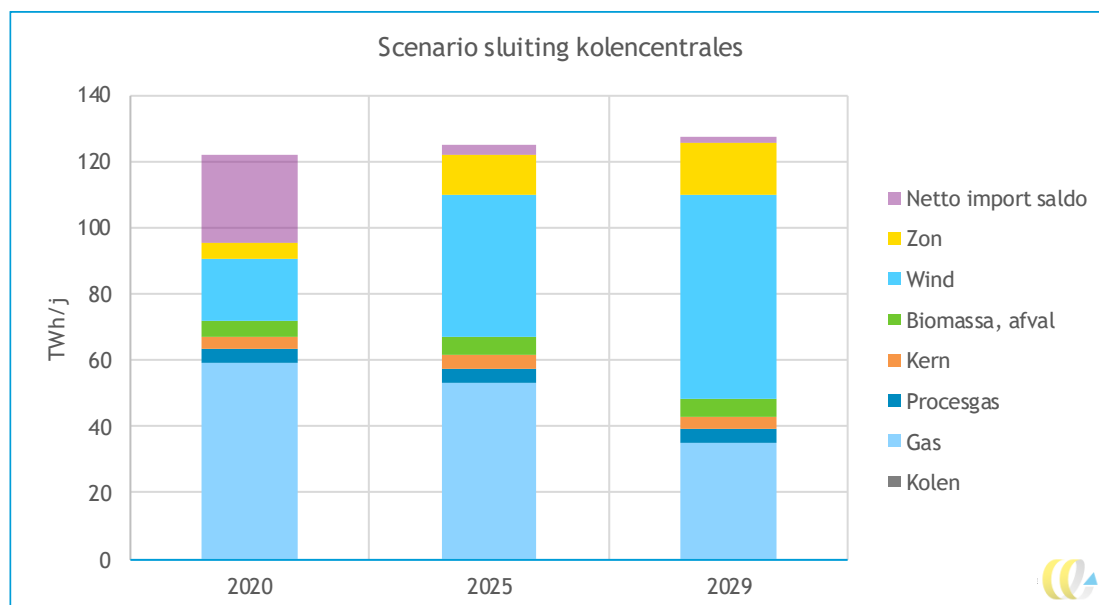
Bijlage B bevat de verdere uitgangspunten en aannames van het referentiescenario.

## 2.2 Scenario Kolencentrales sluiten in Nederland

In dit scenario worden de drie nieuwste kolencentrales per 1 januari 2020 gesloten. We veronderstellen dat Nederland deze maatregel unilateraal neemt, om aan het Urgenda-vonnis te voldoen. Dit betekent dat er geen nieuw beleid in de omliggende landen is, dus de modelering daarvan is cf. het referentiescenario. Figuur 4 toont de opwekkingsmix in Nederland voor het scenario Sluiting kolencentrales.

<sup>2</sup> Deze keuze van steekjaren (2020, 2025, 2029) en het interpoleren van de tussenliggende jaren is een praktische keuze in verband met het beperken van het aantal modelruns-/en varianten en computertijd. Vanwege de interpolatie moet biomassameestook ook in 2029 worden gesimuleerd, omdat we geen losse simulaties draaien van de jaren 2026, 2027, 2028. Vandaar dat de grafiek voor het laatste jaar dat de drie nieuwe kolencentrales draaien (2029) ook nog een deel biomassameestook laat zien. Deze biomassameestook is ten behoeve van de berekening van de financiële effecten buiten de analyse gehouden, want het is geen onderdeel van het huidige vastgestelde beleid.

Figuur 4 - Gesimuleerde inzet centrales in Scenario 1 - Kolencentrales sluiten in Nederland



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

### 2.3 Gevoeligheidsscenario: ook sluiting kolencentrales in Duitsland

In dit scenario worden de drie nieuwste kolencentrales per 1 januari 2020 gesloten, maar we veronderstellen in dit gevoeligheidsscenario dat Nederland deze maatregel niet unilateraal neemt, maar ten behoeve van maximale effectiviteit samenwerkt met de buurlanden waaronder Duitsland. In dit scenario nemen we voor Duitsland mee dat daar een afbouw plaatsvindt, op grond van een lopend initiatief. De Bondsregering heeft op 6 juni 2018 de commissie 'Groei, structurele verandering en Werkgelegenheid' de opdracht gegeven naar een brede sociale consensus op het onderwerp structurele verandering van het Duitse energie- en klimaatbeleid. Als onderdeel hiervan is besloten dat een deel van het Duitse steenkool- en bruinkool park wordt afgebouwd. Op grond van het eindrapport<sup>3</sup> is de onderstaande ontwikkeling verondersteld als plafond voor de Duitse kolen en bruinkool opwek (Tabel 3):

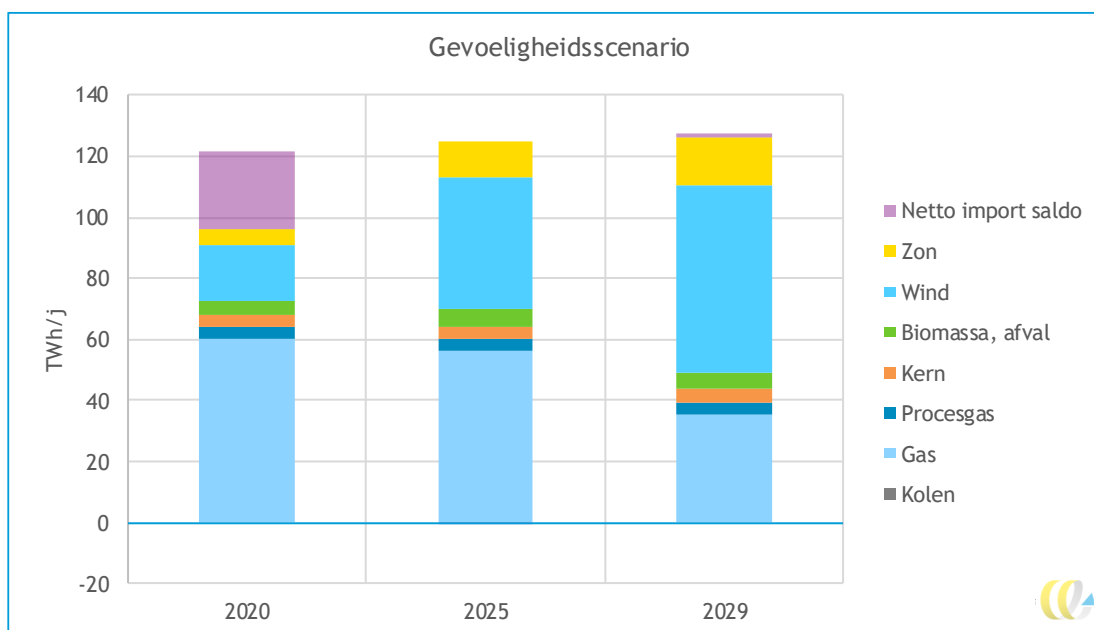
Tabel 3 - Voorgenomen maximaal opgesteld vermogen in periode, Duitsland

	2020-2022	Mutatie ten opzichte van 2017	2023-2030	Mutatie ten opzichte van 2017
Kolen	15 GW	-7,7 GW	8 GW	-14,7 GW
Bruinkool	15 GW	-5 GW	9 GW	-10,9 GW

Figuur 5 toont de opwekkingsmix in Nederland voor het gevoeligheidsscenario.

<sup>3</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?__blob=publicationFile)

**Figuur 5 - Gesimuleerde inzet centrales in gevoeligheidsscenario - kolencentrales sluiten in Nederland én maatregelen in Duitsland**



Bron: Modelberekeningen CE Delft

# 3 Effecten van sluiten kolencentrales in 2020

Dit hoofdstuk behandelt de effecten van de uitgevoerde simulaties.

## 3.1 Effect op CO<sub>2</sub>-uitstoot

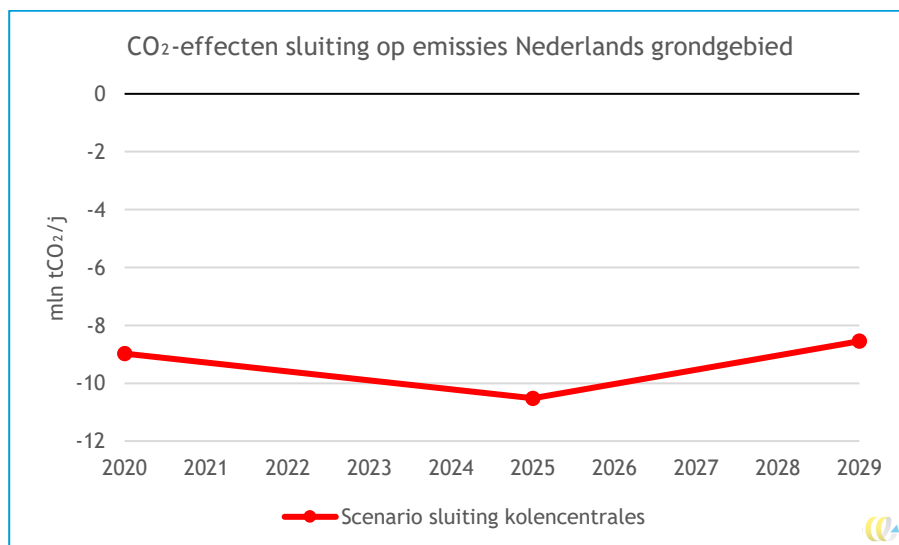
Omdat kolen een relatief koolstof-intensieve brandstof is, zal het stopzetten van elektriciteitsproductie uit kolen leiden tot een daling van de CO<sub>2</sub>-uitstoot. De drie kolencentrales stoten samen jaarlijks rond de 14 Mton uit, gecorrigeerd voor biomassa meestook. De netto reductie van sluiting zal lager uitvallen doordat andere centrales extra gaan draaien. Twee effecten zijn te verwachten:

- Andere Nederlandse centrales (waaronder grootschalige STEG-centrales en ook decentraal geplaatst gasvermogen, WKK in de industrie en in de glastuinbouw) zullen meer gaan produceren, met CO<sub>2</sub>-emissies uit de verbranding van aardgas tot gevolg.
- Import zal toenemen, waardoor buitenlandse productie én CO<sub>2</sub>-uitstoot zal toenemen. Dit zijn de weglekeffecten. Het Nederlandse elektriciteitssysteem is immers sterk verweven met dat van tal van omliggende markten, waarbij vooral Duitsland een grote netto-exporteur is die nu ook al veel stroom aan Nederland levert én de productie-faciliteiten heeft om deze hoeveelheid op te voeren.

Bij de buitenlandse centrales zou het kunnen gaan om kolen of gascentrales. Er is onderzocht welke centrales gaan draaien als de Nederlandse kolencentrales sluiten en wat dit betekent voor de Europese CO<sub>2</sub>-uitstoot.

Figuur 6 toont de effecten op de CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitsopwekking in Nederland ten gevolge van het sluitingsscenario.

Figuur 6 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies in Nederland, scenario kolencentrales sluiten ten opzichte van referentie

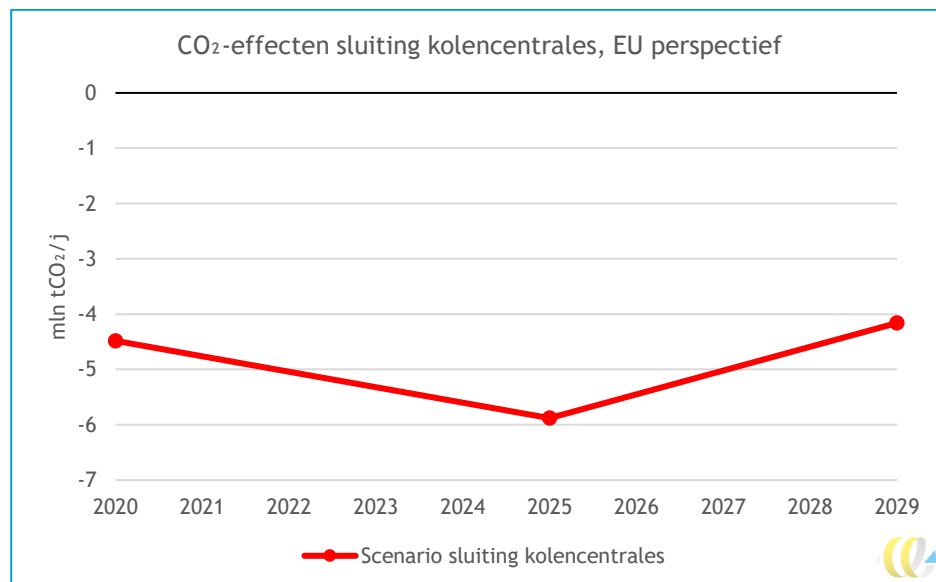


Bron: Modelberekeningen CE Delft.



Figuur 7 toont de effecten op het gesimuleerde deel van het Europese elektriciteitssysteem waarin dus de weglekeffecten zijn meegenomen zodat een netto-beeld ontstaat

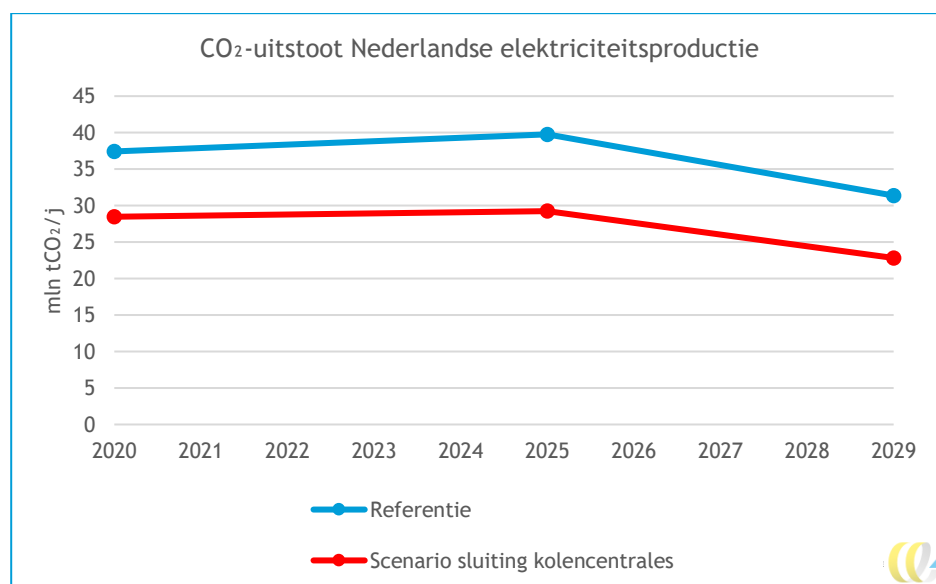
**Figuur 7 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies voor twee scenario's, emissies in Europees perspectief**



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

Te zien is dat voor scenario drie kolencentrales sluiten de emissies binnen Nederland met 8-10,5 Mton dalen, en dat de netto-reductie (gecorrigeerd voor de weglekeffecten) 4-6 Mton bedraagt. Tevens toont Figuur 8 de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot van de Nederlandse elektriciteitsproductie.

**Figuur 8 - Totale CO<sub>2</sub>-emissies Nederlandse elektriciteitscentrales**



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

Noot: Inclusief emissies van warmtekracht in de industrie en in de glastuinbouw en de fossiele emissies van AVI's.

Ten opzichte van de referentie, waarin de CO<sub>2</sub>-uitstoot daalt tot 31 Mton in 2029, liggen de jaarlijkse emissies in de twee scenario's waarin de kolencentrales dicht zijn ongeveer 10 Mton lager. De emissies voor elektriciteitsopwekking die dan in 2029 nog overblijven liggen rond de 23 Mton. Het navolgende tekstkader gaat in op de verschillen met de doorrekening OKA.

#### Tekstkader 1 - Verschil CO<sub>2</sub>-restemissies met doorrekening van het OKA door PBL

De doorrekening van het OKA van de reductiemaatregelen voor de 'sector elektriciteit' leidt tot restemissies binnen Nederland van 12,8-15,5 Mton, uitgaande van dezelfde actuele prijzen die wij in deze studie hanteren. Dit is substantieel lager dan in deze studie.

Verschillen zijn te verklaren door afbakening. In deze studie zijn alle emissies geteld, inclusief alle emissies van decentraal WKK-vermogen, en ook de emissies van afvalverbrandingsinstallaties. Een deel van de emissies vallen, in de systematiek van het OKA, in de sectoren industrie (AVI en WKK van industriebedrijven) en resp. landbouw (WKK van glastuinbouwbedrijven).

Verder hebben wij aangenomen dat WKK 'flexibiliseert' en dus extra kan produceren, als achtervang voor de hernieuwbare opwek. Bij de gunstige aardgas en ETS-prijzen hebben WKK's een relatief gunstige marktpositie in verhouding tot buitenlands kolenvermogen. Dit leidt tot relatief veel gasinzet.

## 3.2 ETS waterbedeffect

Het sluiten van kolencentrales heeft effect op de vraag naar emissierechten in het EU-emissiehandelssysteem (ETS). Door het sluiten van kolencentrales valt de vraag naar emissierechten van die centrales weg, waardoor de sluiting een prijsdempend effect heeft. In theorie leidt dit tot een zogeheten 'waterbedeffect' in een 'cap and trade'-emissiehandelssysteem. Omdat een dergelijk systeem een vaststaand plafond heeft, zal de lagere emissiehandelsprijs leiden tot meer emissie elders. De totale reductie in het systeem is namelijk al vastgelegd in het emissieplafond, dat niet verandert door de sluiting van de kolencentrales.

Het EU ETS is echter veel gecompliceerder dan een theoretisch 'cap and trade'-emissiehandelssysteem. In het EU ETS is het plafond inderdaad gereguleerd: tot 2020 daalt het plafond elk jaar met 1,74% van de (herberekende) uitstoot van 2005, tussen 2021-2030 met 2,2%. Daarnaast is er sinds 2019 een zogeheten 'Market Stability' (MSR) in werking. Dat MSR werkt als een pomp: als de hoeveelheid rechten in het ETS te groot wordt, wordt de pompkraan dichtgedraaid en komen er minder rechten in het systeem terecht. De MSR is ingesteld omdat er een enorm overschot aan rechten in het systeem beschikbaar was van de jaren (2009-2016) dat er netto meer rechten in het systeem werden uitgedeeld dan er vraag naar was. Doordat de rechten voor altijd konden worden gebruikt voor toekomstige emissies betekende dit overschot aan rechten dat er een enorm prijsdrukkend effect van uitging: er was defacto geen schaarste aan rechten in het ETS en de enige reden dat er nog een positieve prijs te vinden was, lag in het feit dat de markt verwachtte dat in de toekomst deze situatie weleens zou kunnen veranderen.

En de situatie is veranderd. Decision (EU) 2015/1814 of the European Parliament and of the Council (EU, 2015) regelt de MSR. De Directive dicteert dat elk jaar dat het cumulatieve surplus (het totaal aan ooit uitgegeven rechten minus het totaal aan geverifieerde emissies) groter is dan 833 miljoen rechten. Tot 2023 vloeit het grootste deel van het surplus (thans ongeveer 1.650 miljoen rechten in circulatie) in het MSR. In Directive 2018/410 (EU, 2018) staat wat er met dat surplus gebeurt: *"from 2023 allowances held in the reserve above the total number of allowances auctioned during the previous year shall no longer be valid."*



Dit betekent dat de hoeveelheid rechten in het MSR dat meer is dan wat er jaarlijks wordt geveild (in 2022 zal dat ongeveer 850 miljoen zijn) uit het MSR wordt gehaald en permanent wordt vernietigd. De verwachting is dat het MSR in 2023 zal zijn gegroeid tot ongeveer 1.850-2.250 miljoen rechten: daarvan zullen er dus 1.000-1.300 worden vernietigd<sup>4</sup>.

Ook in de jaren daarna zal een extra groei van rechten in de MSR samengaan met annulering van de rechten indien de totale hoeveelheid rechten in de MSR boven de jaarlijkse hoeveelheid te veilen rechten uitkomt.

### Hoe pakt dit nu uit voor de sluiting van de kolencentrales?

Indien de centrales voor 1 januari 2022 worden gesloten, komt de hele emissieruimte van die kolencentrales in de rapportage over de MSR die op 15 mei 2023 wordt opgesteld terecht als 'overschot aan emissies' waarvan in de rapportage zal worden besloten dat ze op grond van Directive 2015/1814 (inclusief amendement uit Directive 2018/410) permanent zullen worden geschrapt. Dit betekent dat bij sluiting van kolencentrales voor 1 januari 2022 er geen waterbedeffect optreedt binnen het ETS.

Indien de sluiting pas na 1 januari 2023 optreedt, zal er mogelijk wel een waterbedeffect optreden. Overigens is de vraag óf het waterbedeffect optreedt mede afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar rechten. Indien de vraag sterk wordt gereduceerd doordat hernieuwbaar, buiten het ETS om, massaal wordt gestimuleerd, of er een economische crisis ontstaat, zal de vraag naar rechten afnemen en is de kans dat er in het MSR-rechten permanent worden geschrapt groter. Indien rechten worden geschrapt leidt dat tot uitschakeling van het waterbedeffect.

### Conclusie

Als voor een beleidsvariant gekozen wordt waarbij tot sluiting van kolenvermogen wordt overgegaan, dan maakt de timing uit voor het te verwachten ETS waterbedeffect. Bij sluiting van kolencentrales voor 1 januari 2022 treedt er geen waterbedeffect op binnen het ETS.

## 3.3 Effect op ontwikkeling van elektriciteitsprijzen

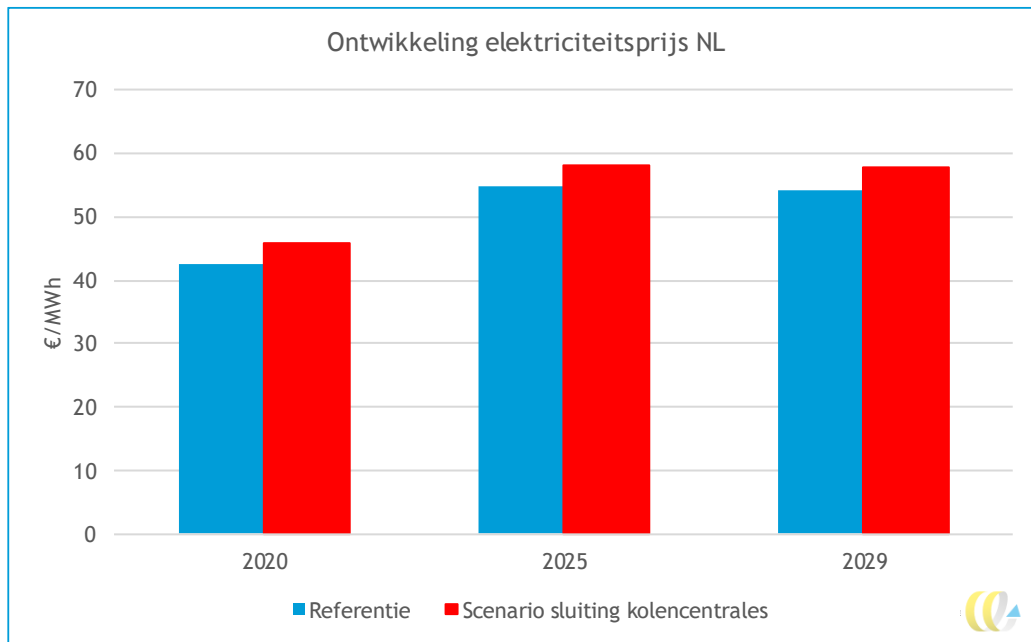
Figuur 9 toont de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen in de referentie en in het scenario kolencentrales sluiten in Nederland zoals gesimuleerd met het PowerFlex-model. Het gaat hier om de gemiddelde jaarlijkse commodity elektriciteitsprijs in €/MWh<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Aantal rechten in MSR hangt onder meer ook af van de omvang van de 'unallocated allowances'. Deze is op dit moment niet bekend maar kan tussen de 200 en 500 miljoen rechten bedragen.

<sup>5</sup> Om dit om te rekenen naar de kWh-prijs geldt  $1 \text{ €/MWh} = 0,1 \text{ €ct/kWh}$ .



Figuur 9 - Ontwikkeling elektriciteitsprijs in de simulatie



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

De uitkomst van de simulatie volgt goed de doorrekening van het Ontwerp Klimaatakkoord waar de raming van de elektriciteitsprijs voor 2030 uitkomt op 54 €/MWh bij dezelfde actuele prijspaden die we in deze studie gebruiken.

De prijseffecten van sluiting vallen in deze simulatie iets hoger uit dan in eerdere studies. Met het model van Frontier is het gecombineerde effect van een carbon price floor en een coal ban geschat op 1.2-2.9 €/MWh. Het effect van alleen een coal ban komt op 1,4 €/MWh in 2030. Dit is wel met een ander model<sup>6</sup> met andere uitgangspunten.

Voor een correcte duiding zijn een aantal opmerkingen van belang:

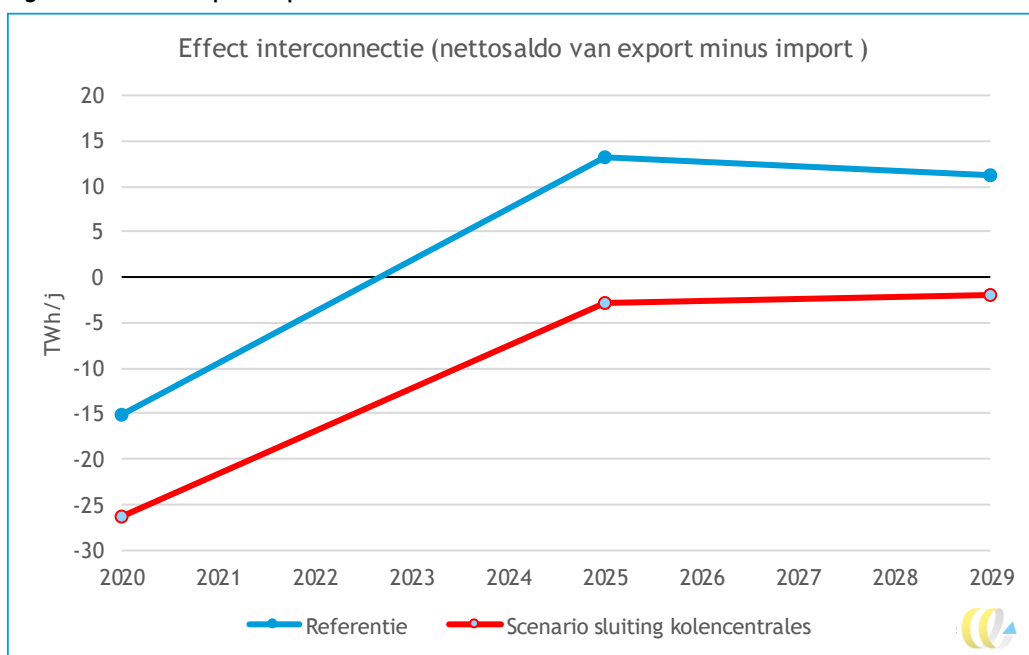
- Als hogere inkoopkosten kunnen worden doorberekend in prijzen, dan is er onder de streep geen effect op de concurrentiepositie. Dit is anders als hogere inkoopkosten niet kunnen worden doorberekend.
- Bij ondernemingen die vooral concurreren met ondernemingen in onze buurlanden worden de effecten sterk gedempt doordat de elektriciteitsmarkt in hoge mate gekoppeld is aan die van onze buuren. Hogere kosten slaan voor een belangrijk deel ook neer op buitenlandse concurrenten.

<sup>6</sup> De modellen van CE Delft en onder meer Frontier verschillen in een aantal opzichten, wat mede tot iets andere euro-effecten leidt. Het CE Delft-model betreft meer kostenfactoren bij de prijsvorming waaronder start/ stop kosten, het Frontier-model veronderstelt de bouw van extra centrales. Voor deze studie zijn de simulatie-resultaten van Frontier betrokken en de verschillen zijn met hen doorgesproken. De verschillen van de modellen worden toegelicht in Bijlage A.

### 3.4 Effect interconnectie

Het scenario 'Kolencentrales sluiten in Nederland' leidt tot veranderingen in het import/export saldo, berekend als saldo van export minus import. Figuur 10 toont dat in het referentiescenario Nederland vanaf een netto-import situatie zich ontwikkelt tot een netto-exporteur. Dit is voor een deel gas- en kolenstroom, het gaat hier niet alleen om de 'overschotten' van wind en zon. Dit is in lijn met de analyses van PBL en anderen (NEV, doorrekening OKA). De sluiting van de kolencentrales leidt tot een verandering van dit beeld, de netto-export situatie treedt niet meer op.

Figuur 10 - Effect import/exportsaldo



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

Voor een goede duiding is belangrijk dat import/export saldo's vooral een uiting zijn van prijsverhoudingen op gehele Noordwest Europese elektriciteitsmarkten, en niet zozeer van alleen een krapte of overschot op de Nederlandse markt. Import/exportsaldi zoals berekend met markt simulatiemodellen hebben vooral te maken met prijsstelling en niet met leveringszekerheid: de zekerheid voor de consumenten dat er te allen tijde aan hun energievraag zal worden voldaan. De aangegeven verandering past binnen de beschikbare capaciteit van de interconnectoren. Een verdere analyse van leveringszekerheid is opgenomen in Paragraaf 3.5.

### 3.5 Effecten op leveringszekerheid

In de drie beschouwde scenario's verschilt het operationeel veronderstelde thermische vermogen tussen de referentie enerzijds (21,6 GW, 21,6 GW en 20,9 GW in respectievelijk 2020, 2025 en 2029) en het scenario Sluiting Kolencentrales anderzijds (18,2 GW, 18,2 GW en 17,5 GW in respectievelijk 2020, 2025 en 2029).

Het verschil bestaat uit de 3,4 GW uitfasering van kolengestookt vermogen in het scenario Sluiting Kolencentrales. Daarmee verschilt het laatstgenoemde scenario dus in de

leveringszekerheid op basis van de veronderstelde beschikbaarheid van ‘betrouwbare’ (i.e. stuurbare), thermische capaciteit om aan de piekvraag te voldoen.<sup>7</sup>

De leveringszekerheidssituatie wordt ook nauwlettend gevolgd door de landelijke netbeheerder TenneT. TenneT gaat in de Monitoring Leveringszekerheid (TenneT, 2018) uit van een hoog piekvraag scenario van ongeveer 18,5 GW in 2020, 18,6 GW in 2025 en 18,9 GW in 2030. Daarmee wordt duidelijk dat het verschil tussen de piekvraag en de operationele thermische capaciteit (ook wel de reserve margin genoemd) voor het referentiescenario zou voldoen. In geval van het scenario Sluiting Kolencentrales zou aanvullend operationeel thermisch vermogen al vanaf 2020 noodzakelijk zijn om importafhankelijkheid te vermijden. Dit zou kunnen worden gerealiseerd door deconservering van geconserveerd vermogen.

In Figuur 11 wordt de verwachting voor de ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2017 tot 2033 weergegeven, zoals afgelopen jaar door TenneT gerapporteerd (zie ook (TenneT, 2018)).

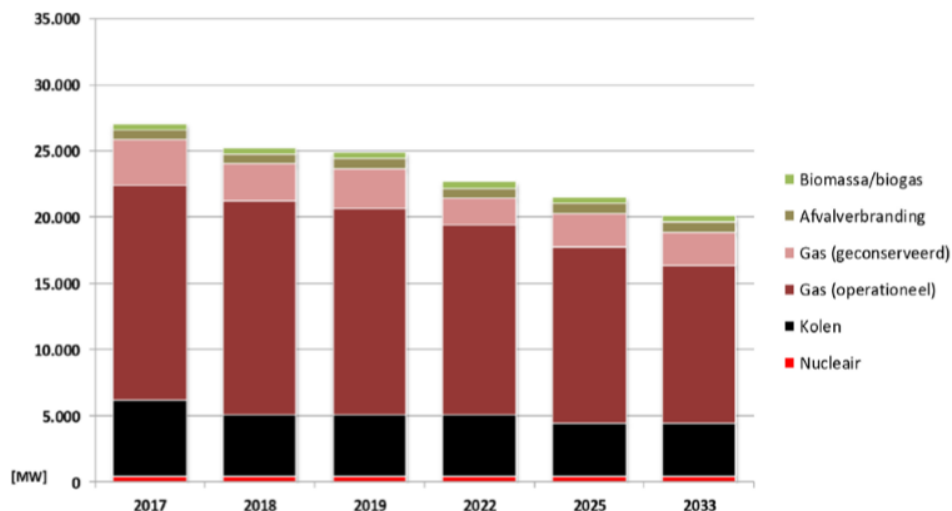
Hieruit kan opgemaakt worden dat het veronderstelde beschikbare vermogen in het referentiescenario in 2020 ongeveer overeenstemt met deze verwachting. Nadien wordt echter een bescheiden afname van ongeveer 0,5 GW aan operationeel thermisch vermogen verwacht tot 2025, door conservering van gasgestookt vermogen. Het geconserveerd gasgestookt vermogen zal met deze verwachting in dezelfde periode dan ook oplopen van 2GW tot ongeveer 2,5 GW in 2025 om tot 2030 op hetzelfde niveau te blijven.

De ontwikkeling van het operationele thermische vermogen enerzijds en het geconserveerde vermogen anderzijds is echter onzeker. De kans dat gasvermogen wordt ge(de)conserveerd zal afhangen van de marktomstandigheden en kosten van (de)conservering. In de rapportage voor 2018 gaat TenneT bijvoorbeeld nog niet uit van uitfasering van kolenvermogen in Nederland (ook niet voor 2030) en is additionele elektrificatie die voortvloeit uit de OKA ook nog niet meegenomen. In beide gevallen zou de marktsituatie van Nederlandse gascentrales verbeteren en aanleiding geven tot verdergaande deconservering.

---

<sup>7</sup> Vanwege de toenemende bijdrage van zon en wind is de laatste jaren in toenemende mate aandacht besteed aan de ontwikkeling van probabilistische leveringszekerheidsanalyses (in tegenstelling tot de deterministische analyse die voorheen werd gehanteerd), zoals de berekening van de ‘Loss of Load Expectancy’ (LOLE). In deze analyse beperken we ons tot een eerste orde verkenning van de gevolgen voor leveringszekerheid op basis van de deterministische analyse.

Figuur 11 - Verwachte ontwikkeling operationeel en geconserveerd thermisch vermogen, 2017-2033



Bron: (TenneT, 2018).

Buiten de afweging van kosten versus marktomstandigheden echter, kan op korte termijn ook de doorlooptijd van deconservering een belemmering vormen. Zo laat een recente analyse in opdracht van TenneT zien dat ingebruikname van geconserveerd vermogen op kan lopen tot twee jaar, zeker als het gaat om eenheden die voor onbepaalde tijd geconserveerd zijn. In dat geval is zwaardere revisie vereist, maar moet er bijvoorbeeld ook opnieuw personeel geworven worden.

Bij sluiting van de kolencentrales in 2020, zal versnelde deconservering om importafhankelijkheid tijdens de piekvraag te vermijden vereist zijn. Daarmee zou begin 2020 tot 2 GW aan aanvullend gasgestookt vermogen beschikbaar moeten worden gemaakt. Voor de periode nadien zal een dergelijk aanvullend vermogen voor de huidige verwachting van de toekomstige piekvraag zeker volstaan. Mocht de piekvraag door toenemende elektrificatie groter worden dan nu verwacht, dan zal nieuw vermogen moeten worden bijgebouwd.

De periode 2005-2006 heeft laten zien dat nieuw stuurbaar fossiel vermogen snel kan worden bijgebouwd: in deze periode werd jaar-op-jaar enkele GW aan gasmotoren geïnstalleerd. Zou stuurbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen echter de voorkeur hebben, met het oog op de energietransitie, dan zal aanvullend beleid nodig zijn om dit te realiseren.

## Conclusie leveringszekerheid

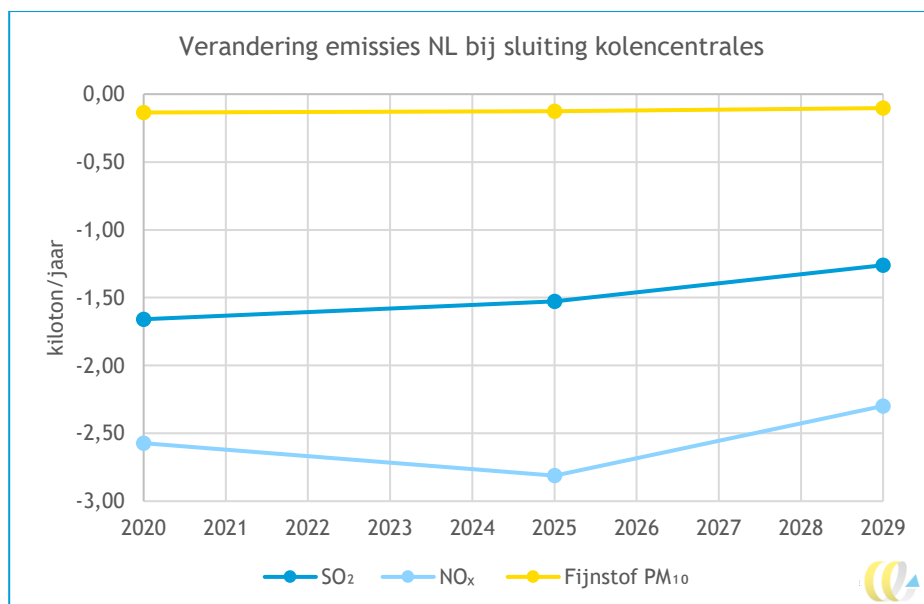
De sluiting van de drie kolencentrales leidt niet tot risico's voor de leveringszekerheid omdat de beschikbare gascentrales in combinatie met de interconnectie met omliggende landen voldoende is om ook aan een piekvraag te kunnen voldoen. Wel kan importafhankelijkheid worden voorkomen als de gascentrales die nu in de mottenballen staan worden gedeconserveerd. Tenslotte kan het richting 2030, bij verdergaande elektrificatie, het nodig zijn om extra te investeren in stuurbaar (CO<sub>2</sub>-vrij) vermogen. Hiervoor is dan mogelijk aanvullend beleid nodig indien uit de monitoring van TenneT blijkt dat marktprikkels onvoldoende zijn. De praktijkervaring uit de periode 2005-2006 leert echter dat de markt in staat is om relatief snel nieuwe capaciteit bij te bouwen.

### 3.6 Effecten op overige emissies

Sluiting van kolencentrales betekent ook dat er een verandering zal optreden in een aantal emissies naar lucht van stoffen die schadelijk zijn voor de luchtkwaliteit in Nederland. Voor de stoffen zwaveldioxide (SO<sub>2</sub>), stikstofoxiden (NO<sub>x</sub>) en fijnstof (PM<sub>20</sub>) zijn de veranderingen in beeld gebracht. Voor deze stoffen is Nederland in EU-verband verplicht tot registratie en een reductieplan (emissieplafonds zijn vastgelegd in de Europese National Emission Ceilings (NEC)-richtlijn) (EU, 2016). Tevens zijn dit ook de meest luchtkwaliteit-relevante emissies van kolen-, gas- en biomassastook.

Alle emissies die zijn beschouwd nemen af. De stook op kolen en biomassa levert, ondanks de toegepaste technieken om de rookgassen te reinigen, ten opzichte van productie van elektriciteit met aardgas, hogere emissies op. Door de sluiting van de centrales ontstaat dus een netto-reductie van de emissie van zwaveldioxiden, stikstofoxiden en fijnstof. Dit is in absolute zin weergegeven in Figuur 12.

Figuur 12 - Verandering van emissies in Nederland bij het sluiten van de kolencentrales. Effect van de toegenomen inzet van gascentrales is hierbij inbegrepen<sup>8</sup>



Bron: Modelberekeningen en analyse CE Delft.

Figuur 13 maakt inzichtelijk hoe groot de reductie in emissies is in relatie tot het landelijke emissieniveau. Dit is in beeld gebracht voor 2020 en Scenario 1. De overige jaren verschillen niet sterk. Ook is er weinig verschil in Nederlandse emissies tussen het eerste scenario (alleen sluiting Nederlandse kolencentrales) en het tweede scenario (inclusief afbouw in Duitsland).

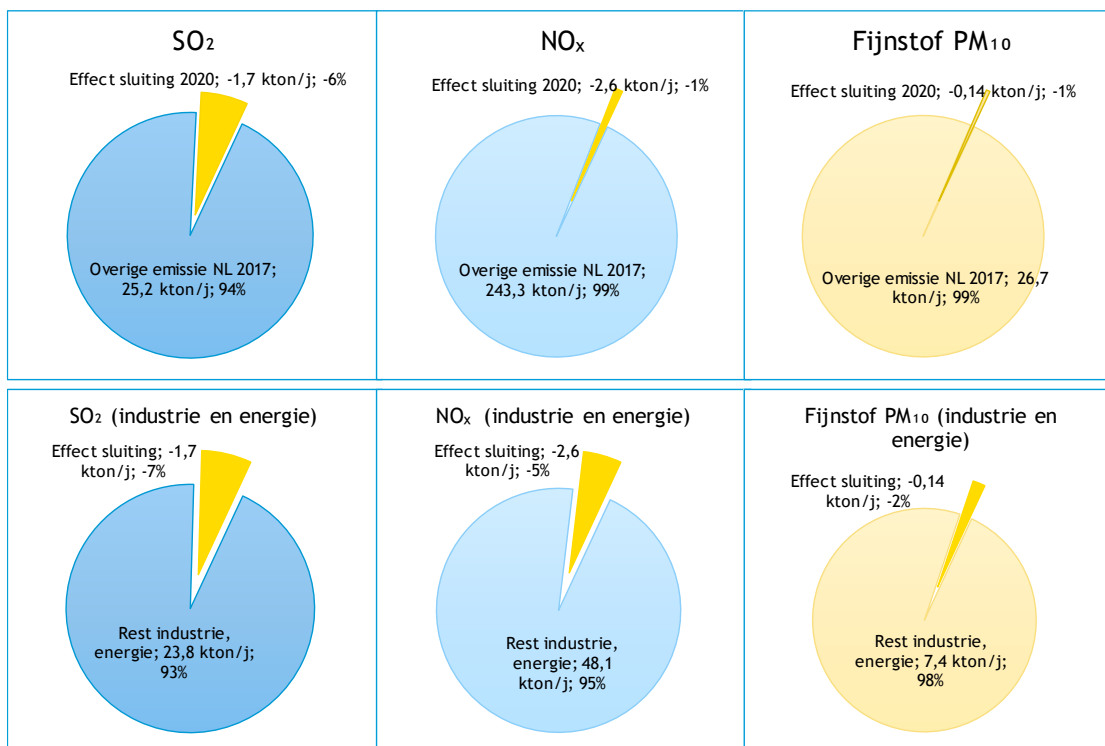
<sup>8</sup> Onderstaande emissiekentallen zijn gebruikt:

	SO <sub>2</sub> (g/MWh <sub>e</sub> )	NO <sub>x</sub> (g/MWh <sub>e</sub> )	Fijnstof PM <sub>10</sub> (g/MWh <sub>e</sub> )
Kolenstook	77	167	6,2
Biomassameestook	9,0	61,4	1,2
Gasstook (STEG)		87,5	

Bron: Berekeningen CE Delft op basis van EEA LCP-database.



**Figuur 13 - Effect luchtkwaliteit in 2020 in relatie tot het uitstoototaal van Nederland (boven, data 2017), en in relatie tot het uitstoototaal van de NL industrie, energie en raffinage sector (onder, data 2017)**



Bron: Emissieregistratie.nl en berekeningen CE Delft.

Voor onder meer SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> gelden nationale emissieplafonds. Nederland heeft in het verleden problemen gehad om onder het plafond voor NO<sub>x</sub> (260 kt/j) te blijven. Een afname van de landelijke NO<sub>x</sub>-uitstoot van 1% klinkt bescheiden, maar mogelijk toch wel significant voor het beleid. Voor SO<sub>2</sub> is het plafond 50 kton, Nederland blijft ruimschoots onder het plafond.

### 3.7 Effect op het aandeel hernieuwbare energie

Door de sluiting van de drie nieuwe kolencentrales zal, uitgaande van de SDE+-beschikkingen, maximaal 12,6 PJ minder hernieuwbare energie worden geproduceerd, doordat de meestook van biomassa in de kolencentrales die gaan sluiten dan zou vervallen.

Uitgaande van een bruto eindverbruik energie van 2080 PJ uit de kortetermijnraming (PBL; ECN part of TNO; RIVM, 2019), betekent dit dat het aandeel hernieuwbare energie in 2020 0,6% lager uitvalt, het aandeel hernieuwbare energie zou dan op 11,7% komen, met een bandbreedte van 10,5-12,5%, in plaats van 12,3% uit de raming.

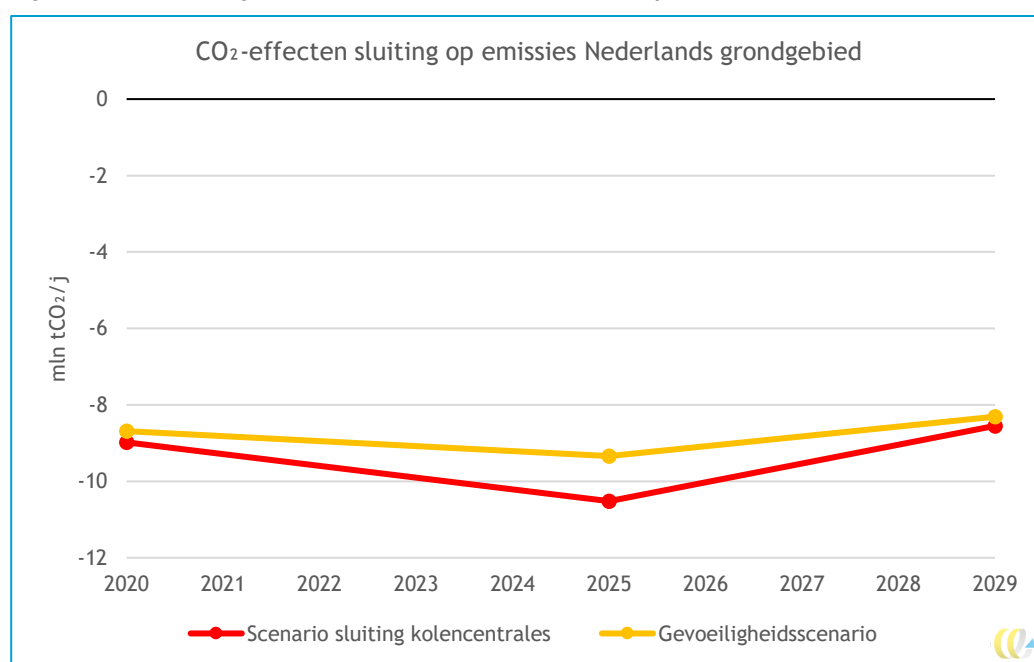
Dit betekent dat het doel van 14% hernieuwbare energie in 2020 met een ruime marge niet gehaald wordt. Het is nog niet te zeggen of het doel van 16% hernieuwbare energie in 2023 hiermee in gevaar komt.

### 3.8 Gevoeligheden

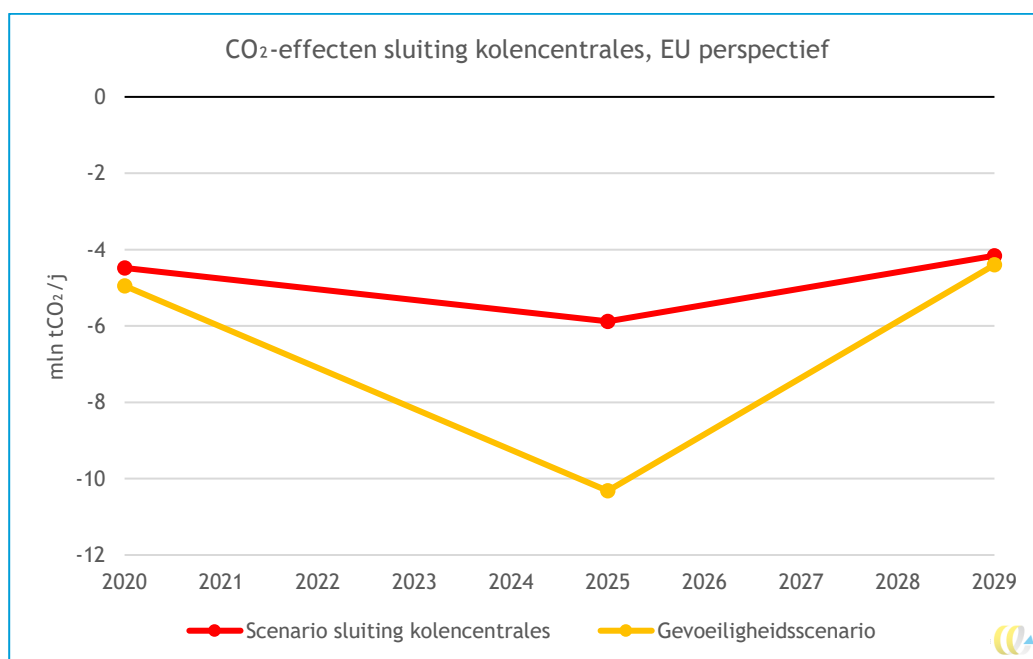
De belangrijkste gevoeligheid die we hebben doorgerekend is als er in Duitsland ook een sluiting van een aantal kolencentrales plaatsvindt. In de volgende figuren zijn de effecten vergeleken van sluiting van alleen de Nederlandse centrales en het gevoeligheidsscenario dat het ook in Duitsland gebeurt. De effecten zijn beperkt en in dezelfde orde van grootte als alleen sluiten van de Nederlandse kolencentrales.

Figuur 14 toont de effecten op de CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitsopwekking in Nederland ten gevolge van het sluitingsscenario en het gevoeligheidsscenario. De CO<sub>2</sub>-reductie neemt iets af doordat minder import plaatsvindt.

Figuur 14 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies twee scenario's ten opzichte van referentie, emissies in Nederland



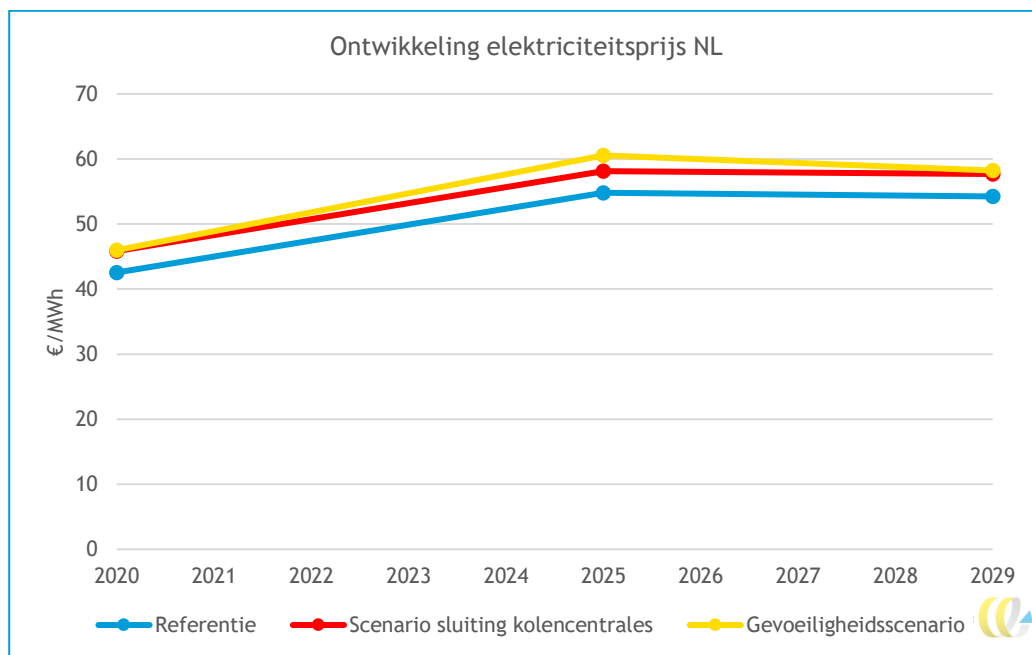
Figuur 15 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies voor twee scenario's, emissies in totaal gesimuleerde gebied (Nederland en Duitsland)



Voor het gevoeligheidsscenario zijn de emissiereducties binnen Nederland vergelijkbaar. De Duitse sluiting leidt niet tot een grote toename van de inzet van Nederlandse centrales. Kijkend naar 2030 dan valt op dat in het gevoeligheidsscenario het netto-effect ten opzichte van het referentiescenario bescheiden is. Dit komt omdat in het Duitse Netzentwicklungsplan al een daling van kolen en bruinkool is verondersteld. De onderstaande figuur toont de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen in de referentie, Scenario 1 en Scenario 2, zoals gesimuleerd met het PowerFlex-model. Het gaat hier om de gemiddelde jaarlijkse commodity elektriciteitsprijs in €/MWh<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Om dit om te rekenen naar de kWh-prijs geldt 1 €/MWh = 0,1 €ct/kWh.

Figuur 16 - Ontwikkeling elektriciteitsprijs in de simulatie

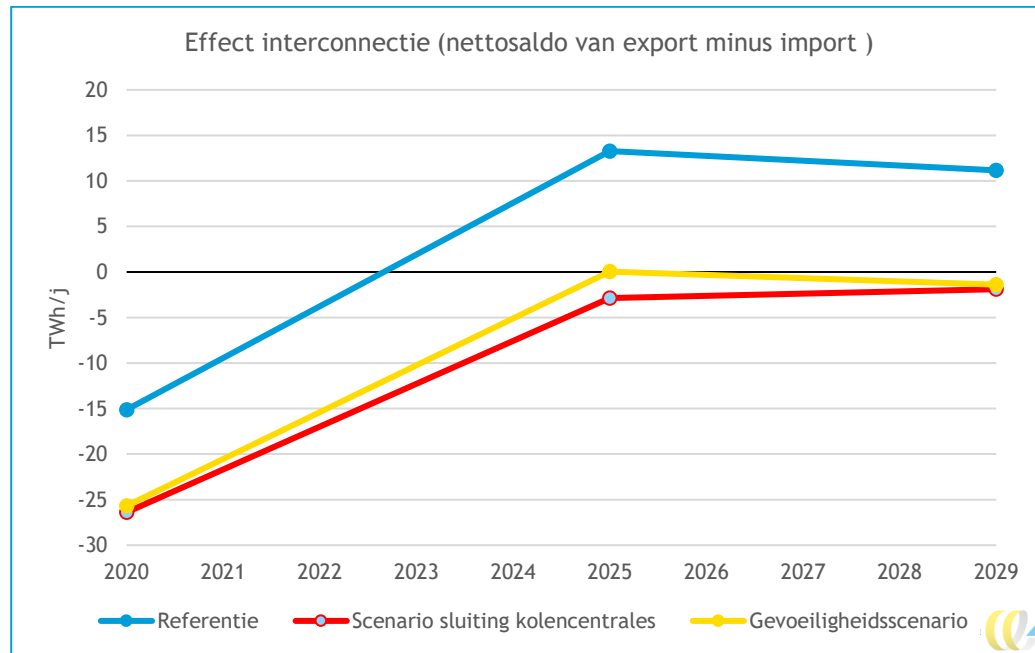


Bron: Modelberekeningen CE Delft.

De uitkomst van de simulatie volgt goed de doorrekening van het Ontwerp Klimaatakkoord waar de raming van de elektriciteitsprijs voor 2030 uitkomt op 54 €/MWh bij dezelfde actuele prijspaden die we in deze studie gebruiken. In het gevoeligheidsscenario valt de prijs in het gesimuleerde jaar 2025 iets hoger uit.

De scenario's leiden tot veranderingen in het import/exportsaldo, berekend als netto-saldo van export minus import. Figuur 17 toont dat in het referentiescenario Nederland vanaf een netto-import situatie zich ontwikkelt tot een netto-exporteur. Dit is voor een deel gas en kolen-stroom, het gaat hier niet alleen om de 'overschotten' van wind en zon. Dit is in lijn met de analyses van PBL en andere (NEV, doorrekening OKA). De sluiting van de kolencentrales in de alternatieven leidt tot een verandering van dit beeld, de netto-export situatie treedt niet meer op. In het gevoeligheidsscenario is er wel iets extra inzet van Nederlands gasvermogen, ook voor de export naar Duitsland. Daardoor komt het saldo in 2025 3 TWh hoger uit.

Figuur 17 - Effect import/exportsaldo



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

## Andere gevoeligheden en aandachtspunten

Iedere modelstudie kent altijd discussiepunten die te maken hebben met de keuzes rond de scope en wijze van de modellering, keuzes voor uitgangspunten en aannames zoals prijspaden, en dergelijke.

Een aantal belangrijke aandachtspunten zijn:

- De CO<sub>2</sub>-uitstoot die is berekend bevat geen keteneffecten, en van de centrales alleen de rechtstreekse verbrandings-emissies op grond van de CO<sub>2</sub>-inhoud van de Nederlandse brandstoffenlijst. De simulaties laten een verschuiving naar productie met gascentrales zien. In de CO<sub>2</sub>-berekeningen zijn eventuele lekverliezen van het aardgasnet (toename import van Russisch aardgas) bijvoorbeeld niet meegenomen, en evenmin een eventuele methaanslip uit de inzet van gasmotoren in de glastuinbouwsector.
- Import/export gevoeligheid. De modelsimulatie met een eindige horizon is gevoelig voor import/export, met name voor de prijseffecten. Bij een grotere markt (verbreden 'model core region') is een afname van prijseffecten te verwachten. Voor het effect van de sluiting van de kolencentrales verwachten we evenwel geen significante wijziging in weglekeffecten, en ook niet een bijzonder groot effect op nationale kostenefficiëntie.
- De simulatie omvat de veronderstelling dat een deel van het WKK-park zal worden geflexibiliseerd, dat wil zeggen investeringen in ketelinstallaties waardoor (gedeeltelijk) must-run WKK meer stroommarkt-volgend bedreven zal worden. Dit soort veronderstellingen zijn onzeker maar lijken ons te verdedigen, met name omdat de toename van de invoeding van hernieuwbare energie in de hoeveelheden zeer groot is. Ook hebben een deel van de WKK's een elektrische ketelinstallatie gekregen om bij situatie van zeer lage stroomprijzen op elektriciteit te kunnen bedrijven, wat gunstig is voor de inpassing van de grote vermogens wind en zon. Curtailment van wind is 1,5%.
- Tijdsresolutie. De modelstudie is op een uurlijkse tijdsresolutie uitgevoerd. Fluctuaties en onbalans in vraag en aanbod op een kortere dan uurlijkse tijdschaal is geen onderdeel van de modelsimulatie. Als dat wel gedaan zou worden, dan kan een

uitkomst zijn dat er soms andere centrales met meer regelvermogen maar ook een hogere CO<sub>2</sub>-uitstoot per MWh gaan draaien. Daartegenover staat dat er ook ontwikkelingen te verwachten zijn met flexibele vraag, opslag, slim laden van elektrische auto's en dergelijke. Dat soort technieken kunnen zonder CO<sub>2</sub>-uitstoot kortetermijnflexibiliteit leveren.

- Gevoeligheid voor opgesteld park. Als in de simulatie meer STEG-vermogen zou zijn verondersteld, dan dempt dit de prijseffecten van de uitfasering van kolen. We hebben geen aanvullende aannames gedaan behalve de gecommuniceerde (bouw)plannen van de productiebedrijven (heractivering van geconserveerd vermogen).
- Gevoeligheid voor prijzen. We hebben een enkel prijspad doorgerekend, uitgaande van dezelfde actuele prijzen die in de doorrekening OKA worden gebruikt en de huidige futures.

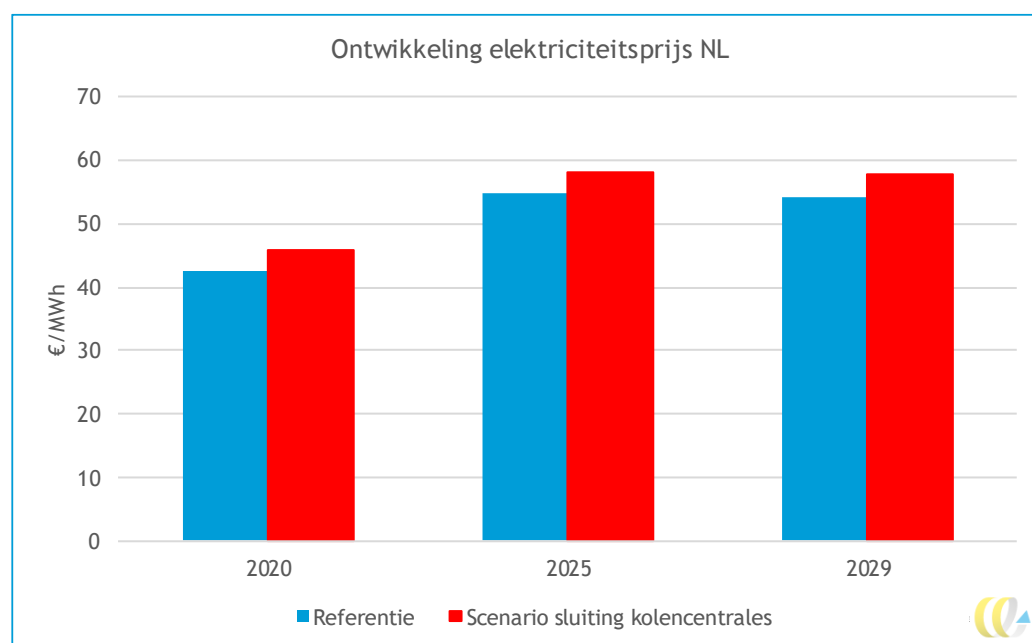


## 4 Financiële effecten

### 4.1 Effecten op de prijs van elektriciteit

In Paragraaf 3.3 is het effect op de groothandelsprijs (commodity) voor elektriciteit weergegeven. In Scenario 1 wordt de elektriciteit 3 €/MWh duurder (ongeveer 5%).

Figuur 18 - Ontwikkeling elektriciteitsprijs in de simulaties



Bron: Modelberekeningen CE Delft.

Dit is een effect op de groothandelsprijs exclusief BTW. Inclusief de belastingen en heffingen zal het effect op het jaarlijkse elektriciteitsverbruik van een gemiddeld gezin 15 €/jaar bedragen<sup>10</sup>. Voor de industrie is relevant dat deze prijsstijging in Nederland is, maar grotendeels ook in de ons omringende landen door de marktkoppeling die geldt op de elektriciteitsbeurs.

Prijsstijging zijn slechts deels nationale kosten, er staat altijd ook een stuk extra producenten surplus tegenover (overdracht).

### 4.2 Effecten op de inkomsten van de kolencentrales

De eigenaren van de kolencentrales hebben door sluiting tien jaar lang geen inkomsten die al wel gepland waren. Ook zijn er kosten voor het naar voren halen van de ontmanteling en eventuele bijkomende organisatorische, wellicht juridische kosten. Daartegenover staat dat de variabele kosten ook verdwijnen na beëindiging van de contracten met leveranciers en

<sup>10</sup> Uitgaande van een jaarverbruik van 3.500 kWh, energiebelasting van 9,9 €ct/kWh, ODE-heffing van 1,9 €ct/kWh en 21% BTW.

personeel, en dat de centrales een restwaarde hebben en mogelijk eerder verkocht kunnen worden of een andere bestemming kunnen krijgen. Doordat meer gascentrales gaan produceren zullen elektriciteitsproducenten meer inkomsten genereren met gascentrales.

Op basis van de modelanalyse hebben we een raming van de misgelopen opbrengsten van de kolencentrales gemaakt, uitgaande van de elektriciteits-, CO<sub>2</sub>- en kolenprijzen in het referentiep pad. De volgende kosten- en opbrengstenposten zijn meegenomen in de analyse:

- brandstofkosten (kolen);
- vaste en variabele onderhouds- en beheerkosten;
- opstartkosten;
- CO<sub>2</sub>-kosten;
- opbrengsten uit de verkoop van elektriciteit.

Kosten voor juridische procedures (afvloeiing personeel), ontmanteling en eventuele opbrengsten uit verkoop van onderdelen van de centrale zijn niet meegenomen in de analyse. Dit geldt ook voor de extra inkomsten voor eigenaren van gascentrales. Het volgende tekstkader gaat hierop in.

#### Tekstkader 2 - Kosten en baten posten die buiten beschouwing zijn gelaten.

##### **Verzonken kosten**

De gemaakte investeringen en hiermee samenhangende kapitaals- en afschrijvingskosten voor de kolencentrales nemen we niet mee bij het bepalen van het schadebedrag. Dit zijn immers kosten die al gemaakt zijn (zogenaamde *sunk costs*) en deze veranderen niet meer als de centrales eerder worden gesloten. Bij het bepalen van het schadebedrag zijn enkel de kosten en opbrengsten van belang die veranderen bij een vervroegde sluiting. Het gaat om misgelopen elektriciteitsopbrengsten en onderhoud- en beheerkosten, brandstof- en CO<sub>2</sub>-kosten die niet meer gemaakt hoeven te worden. Dit zijn immers kosten en opbrengsten die wel veranderen door een vervroegde sluiting.

##### **Kosten vervroegde ontmanteling en opbrengst door hogere restwaarde centrales**

Daarnaast worden de kolencentrales waarschijnlijk eerder ontmanteld bij een vervroegde sluiting. Het naar voren halen van kosten voor ontmanteling is in economische termen ongunstig.

Daar staat tegenover dat de onderdelen van de centrales een hogere restwaarde hebben bij eerdere ontmanteling.

We hebben de kosten voor ontmanteling en restwaarde niet meegenomen in de analyse. Het is erg complex om een bepaling te maken van het verschil in restwaarde bij 9 jaar eerder sluiting. Het gaat immers om grote centrales waarbij het de vraag is wat de betalingsbereidheid is op een 'tweedehands' markt die niet heel transparant is. Daar komt bij dat de centrales in 2029 ook een restwaarde hebben, waardoor het verschil in restwaarde bepaald moet worden om een eventuele afslag op het schadebedrag in kaart te brengen. De door ons geraamde 2 miljard geeft daarom een ordegrootte van het schadebedrag weer.

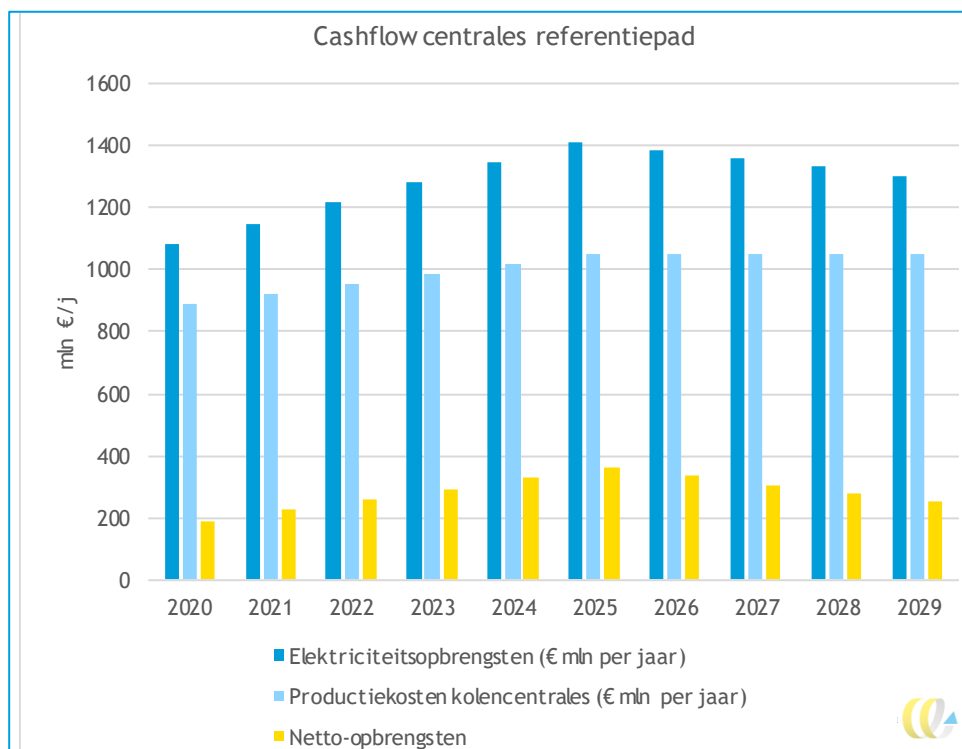
##### **Bijkomende kosten**

Daarnaast zijn er organisatorische en juridische kosten. Bijvoorbeeld de kosten om de organisaties te herstructureren, kosten voor afvloeiing, omscholing medewerkers, juridische kosten en dergelijke. Deze kosten zijn nogal bedrijfsspecifiek.

De kosten en opbrengsten in het referentiep ad zijn weergegeven in Figuur 19.



Figuur 19 - Kosten en opbrengsten kolencentrales in het referentiep pad (€ mln per jaar)



De grafiek laat zien dat de netto-opbrengsten in het referentiep pad variëren tussen de 190 miljoen en € 360 mln per jaar. Bij een rendementseis van 6,2% (die is gehanteerd door ECN voor de bepaling van de hoogte van SDE+-subsidies voor meestook) bedraagt de contante waarde van de misgelopen netto-opbrengsten voor de periode 2020-2029 zo'n € 2 miljard.

In deze inschatting zijn een aantal kosten en opbrengsten niet meegenomen omdat de inschatting te complex is binnen het kader van deze studie. Dat gaat om de extra kosten voor vervroegde ontmanteling, de hogere restwaarde uit de verkoop van onderdelen, en juridische/organisatorische kosten (afvloeiing van personeel).

Tevens merken we hierbij op dat deze uitkomst sterk afhankelijk is van de ontwikkeling van de elektriciteits- kolen-, CO<sub>2</sub>-prijzen. Deze zijn per definitie onzeker. Rondom de uitkomst van € 2 miljard moet daarom een grote bandbreedte worden gehanteerd.

### 4.3 Effecten op de uitgaven aan SDE+-subsidies

Bij sluiting van de kolencentrales worden uitgaven aan SDE+-subsidies uitgespaard. Dit zijn subsidies die de onrendabele top van het meestoken van biomassa vergoeden. Doordat de meestook verdwijnt zal ook het aandeel hernieuwbare elektriciteit afnemen en zal Nederland in 2020 nog minder voldoen aan de Europese richtlijn (14% in 2020).

De SDE+-subsidies zijn verstrekt voor een periode van 8 jaar. Omdat de centrales in 2019 gestart zijn (Uniper)<sup>11</sup> of in 2019 starten (Engie, RWE)<sup>12 13</sup> met de meestook van biomassa, worden de SDE+-subsidies in ieder geval voor de jaren 2020 tot en met 2026 uitgespaard. Voor het jaar 2027 nemen we aan dat er voor een half jaar aan subsidies worden verstrekt om de periode van 8 jaar te completeren. De uitgespaarde uitgaven zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Uitgespaarde SDE+-uitgaven (miljoen €), per jaar, en totaal gediscoteerd

	Gehele periode (gediscoteerd)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Uniper	410	70	70	70	60	60	60	50	25
Engie	220	40	40	30	30	30	30	30	15
RWE	610	110	100	100	90	90	80	80	40
Totaal	1240	220	210	200	180	180	170	160	80

Bron: Eigen berekening.

N.B.: Cijfers kunnen niet helemaal optellen door afrondingsverschillen.

Tabel 4 laat zien dat de uitgespaarde subsidiekosten in 2020 zo'n € 220 mln per jaar bedragen en aflopen naar € 160 mln in 2026. In het jaar 2027 worden de subsidies niet meer volledig uitgekeerd, waardoor het uitgespaarde bedrag naar schatting ongeveer € 80 mln bedraagt. In totaal (bij elkaar opgeteld en gediscoteerd met de door de Rijksoverheid voorgeschreven discontovoet van 3%) gaat het om een éénmalig bedrag van € 1.240 mln<sup>14</sup>. De uitgespaarde kosten nemen af, omdat de elektriciteitsprijs naar verwachting oploopt en daarmee de SDE+-vergoedingen afnemen. De subsidie vergoedt immers het verschil tussen de kostprijs van meestoken en de opbrengsten van elektriciteit.

### Tekstkader 3 - Verschil in discontovoet voor de overheid en private partijen

In dit rapport verschilt de gehanteerde discontovoet die we gebruiken om het éénmalige schadebedrag voor de kolencentrales vast te stellen (6,2%) van de discontovoet (3%) die we hanteren om de jaarlijkse stroom uitgespaarde SDE+ terug te rekenen naar een eenmalig bedrag. De reden is dat eigenaren van kolencentrales (private partijen) hogere financiële rendementseisen hebben dan de overheid. Hierdoor worden toekomstige bedragen door private partijen lager gewaardeerd dan door de overheid.

De discontovoet geeft een tijdspreferentie weer. Een bedrag van bijvoorbeeld € 100 nu heeft de voorkeur boven hetzelfde bedrag over 10 jaar. Daarbij speelt mee dat er met het bedrag nu (nuttig) gebruikt kan worden. Ook is er een risico dat het bedrag over 10 jaar er nooit zal komen. De gebruiksmogelijkheden en het risico zijn in de discontovoet verwerkt.

<sup>11</sup> Bron: Telefonisch contact RVO.

<sup>12</sup> [https://eenvandaag.avrotros.nl/fileadmin/user\\_upload/PDF/Reacties\\_energiebedrijven\\_RWE\\_UNIPER\\_en\\_ENGIE.pdf](https://eenvandaag.avrotros.nl/fileadmin/user_upload/PDF/Reacties_energiebedrijven_RWE_UNIPER_en_ENGIE.pdf)

<sup>13</sup> <https://www.nrc.nl/nieuws/2019/01/10/bijstook-nederland-in-top-5-grootste-importeurs-houtpellets-a3357525>

<sup>14</sup> De uitgespaarde kosten zijn lager dan de maximale vergoedingen die zijn toegekend door RVO voor 8 jaar voor de drie centrales (€ 1.885 mln). Het maximumbedrag is gebaseerd op het verschil tussen de kostprijs van meestook en een vastgestelde minimale waarde voor de elektriciteitsopbrengsten (het zogenaamde basisbedrag). Omdat wij verwachten dat de elektriciteitsprijs hoger uitvalt dan de basisenergieprijs die is vastgesteld door RVO, hoeft de overheid minder subsidies uit te keren dan het maximum. Daarbij hebben wij de toekomstige subsidie-uitgaven gediscoteerd met 3%, terwijl de toekenning van € 1.885 mln een optelling is van niet gediscoteerde bedragen. Omdat bij een discontering toekomstige bedragen lager worden gewaardeerd, valt het door ons gepresenteerde bedrag ook lager uit. Tenslotte wordt er al in 2019 aan SDE+-subsidies uitgekeerd, waardoor bij vervroegde sluiting niet de gehele periode aan subsidies wordt uitgespaard.



# 5 Conclusies

In dit rapport zijn de belangrijkste effecten van het sluiten van drie extra kolencentrales in 2020 onderzocht.

## 5.1 Effect van sluiting drie kolencentrales

Tabel 5 bevat een beknopt overzicht van de belangrijkste effecten die zijn onderzocht.

Tabel 5 - Overzicht van effecten

	Scenario: Drie kolencentrales in Nederland sluiten	Gevoeligheidsscenario: Drie kolencentrales sluiten + afbouw steenkool en bruinkool Duitsland
CO <sub>2</sub> -reductie in NL	Gemiddeld 9 Mton/jaar, 2020-2029 Cumulatief 89 Mton reductie, 2020-2029.	Gemiddeld 8 Mton/jaar, 2020-2029. Cumulatief 80 Mton reductie, 2020-2029.
Netto-emissiereductie vanuit EU-perspectief	Gemiddeld 5 Mton/jaar, 2020-2029. Cumulatief 48 Mton reductie, 2020-2029. Bij sluiting voor 2022 geen waterbed-effect.	Gemiddeld 6 Mton/jaar, 2020-2029. Cumulatief 62 Mton, 2020-2029. Bij sluiting voor 2022 geen waterbed-effect.
Impact op import/export	Ten opzichte van het referentiescenario neemt de import toe, vanaf 2025 zijn import en export in balans. (In het referentiescenario is er na 2025 een export overschot van 10-12 TWh, dat verdwijnt in het scenario sluiting kolencentrales).	
Impact op leveringszekerheid	Geen probleem. Voldoende aardgascentrales, nieuw beleid voor herinvesteringen nodig.	
Impact op emissies (2020)	SO <sub>2</sub> : -1,7 kt/j (-6% NL). NO <sub>x</sub> : -2,6 kt/j (-1% NL). PM <sub>2.5</sub> : -0,14 kt/j (-0.5% NL).	SO <sub>2</sub> : -1,7 kt/j (-6% NL). NO <sub>x</sub> : -2,5 kt/j (-1% NL). PM <sub>2.5</sub> : -0,13 kt/j (-0.5% NL).
Impact op elektriciteitsprijzen	+5% op groothandelsprijzen. +2% voor huishoudens	+6% op groothandelsprijzen. +2% voor huishoudens
Financiële impact exploitanten en overheid	Derving inkomsten exploitanten € 2 mld Besparing biomassa subsidies € 1.2 mld	

## CO<sub>2</sub>-emissies

Als uiterlijk 1 januari 2020 de drie kolencentrales worden gesloten, dan zal dat zorgen voor een CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland van 9 Mton in 2020, oplopend naar 11 Mton in 2025 en weer afnemend naar 9 Mton in 2029. Dit is de netto-reductie binnen Nederland. Hierin is rekening gehouden met extra CO<sub>2</sub>-emissie door meer productie van elektriciteit met aardgascentrales.

Als rekening wordt gehouden met de extra productie door buitenlandse centrales, dan is de reductie 4-6 Mton.

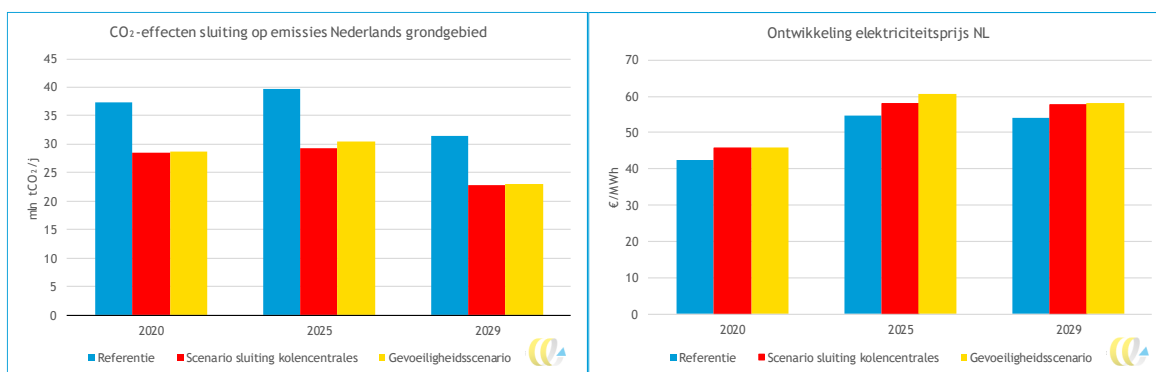
## ETS

Vanwege regels rond de Market Stability Reserve, treedt, bij sluiting van de kolencentrales vóór 1 januari 2022 geen ‘waterbedeffect’ op. De vrijgekomen emissieruimte wordt als surplus doorgestreep, waardoor de sluiting niet tot extra emissieruimte voor andere sectoren of landen leidt.

## Elektriciteitsmarkt en leveringszekerheid

De groothandels-elektriciteitsprijzen stijgen met 5% doordat duurdere aardgascentrales worden ingezet. Deze prijsstijging geldt in Nederland, maar grotendeels ook in de ons omringende landen. Voor huishoudens bedraagt de stijging 2% (€ 15 per gemiddeld gezin per jaar).

Figuur 20 - Veranderingen in CO<sub>2</sub>-emissies Nederlandse elektriciteitsproductie en elektriciteitsprijzen - twee scenario's vergeleken



In de periode tot 2030 zijn er voldoende gascentrales beschikbaar (15 GW) om, in combinatie met flexibele vraag altijd in de vraag naar elektriciteit te voorzien. Mocht er aan het eind van het volgend decennium toch krapte ontstaan, dan heeft de periode 2005-2006 geleerd dat met name kleine gasmotoren snel kunnen worden bijgebouwd. Wel zal nieuw beleid ontwikkeld moeten worden voor investeringen in nieuw stuurbaar, hernieuwbaar vermogen.

## Overige emissies en aandeel hernieuwbaar

De emissies van SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> en PM<sub>10</sub> dalen landelijk met 6%, 1% respectievelijk 0,5%. Voor onder meer SO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> gelden nationale emissieplafonds. Nederland had historisch vooral problemen om onder het plafond voor NO<sub>x</sub> (260 kt/j) te blijven. Een afname van de landelijke NO<sub>x</sub>-uitstoot van 1% klinkt bescheiden, maar kan dus toch wel relevant zijn.

Door het stoppen met de meestook neemt het **aandeel hernieuwbare energie** af en voldoet Nederland nog minder aan de EU-doelstelling van 14% in 2020. PBL heeft berekend dat we nu afkoersen op een aandeel van 12,3%, door het stoppen van de meestook in deze drie kolencentrales daalt het aandeel hernieuwbaar met 0,6% naar 11,7%.

## Financiële effecten

De eigenaren van de drie kolencentrales zullen inkomsten missen, maar ook kosten besparen. Sluiting betekent dat de inkomsten uit de verkoop van kolenstroom verdwijnen, maar ook een vaste en variabele kosten (onderhoud, bediening). Sluiting in 2020 resulteert in een totale **netto-inkomstenderving** voor de drie exploitanten over de jaren 2020-2029 van in ca. **€ 2 miljard**.

Hierbij is rekening gehouden met alle beïnvloedbare vaste en variabele kosten van het bedrijven van de kolencentrales. Met een aantal zaken, die dit bedrag vermoedelijk neerwaarts beïnvloeden, is geen rekening gehouden. Vervroegde sluiting kent hogere kosten maar de (onderdelen van) de centrales hebben wel een hogere restwaarde. Hiervoor is nader onderzoek nodig.

De producenten hebben ook gas en andere centrales. De hogere stroomprijs en de extra draaiuren voor gascentrales werken ook door tot **extra inkomsten** met dergelijke productie-eenheden. Dit effect is niet meegenomen in de berekening en geldt voor alle producenten.

Het Rijk spaart **€ 1,2 miljard** (gedisconteerd) uit aan SDE+-subsidie als de meestook van biomassa in de drie kolencentrales ook stopt.

## Gevoeligheid

Ook in Duitsland zijn er plannen om steenkool- en bruinkoolcentrales te gaan sluiten. Als dat gebeurt, heeft dat ook effect op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Uit een gevoeligheidsberekening blijkt dat de effecten vergelijkbaar zijn met het scenario sluiting Kolencentrales waarbij alleen in Nederland de drie extra kolencentrales worden gesloten. De CO<sub>2</sub>-reductie wordt iets kleiner doordat er minder import is van Duitse elektriciteit en de aardgascentrales in Nederland meer draaiuren maken. De marktprijs voor elektriciteit stijgt overeenkomstig nog iets meer (6%).

# Referenties

CE Delft, 2016. *Recht doen aan klimaatbeleid : Kosteneffectief naar 25% reductie in 2020*, Delft: CE Delft.

ECN ; PBL, 2016. *Rapport IBO Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies*, Petten: ECN.

ECN, et al., 2017. *Nationale Energieverkenning 2017 (NEV)*, Petten: ECN.

EU, 2015. Decision (EU) 2015/1814 of the European Parliament and of the Council of 6 October 2015 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC. *Official Journal of the European Union*, L 264(9.10.2015), pp. 1-5.

EU, 2016. Directive (EU) 2016/2284 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2016 on the reduction of national emissions of certain atmospheric pollutants, amending Directive 2003/35/EC and repealing Directive 2001/81/EC. *Official Journal of the European Union*, L 344,(17.12.2016), p. 1-31 .

EU, 2018. Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 March 2018 amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments, and Decision (EU) 2015/1814 (Text with EEA relevance. ). *Official Journal of the European Union* , L76(19.3.2018), pp. 3-27.

Frontier Economics, 2018. *Research on the Effects of the Minimum CO2 Price*, s.l.: Frontier Economics Ltd..

Gerechtshof Den Haag, 2018. *Klimaatzaak Urgenda. Onrechtmatige daad. Schending zorgplicht ex artikelen 2 en 8 EVRM. Staat moet broeikasgassen nu verder terugdringen. Vonnis bekrachtigd*. [Online]

Available at:

<https://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:GHDHA:2018:2591>  
[Geopend 2019].

Klimaatberaad, 2018. *Ontwerp van het Klimaatakkoord*, Den Haag: Rijksoverheid.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2019. *Abschlussbericht*, [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

PBL; ECN part of TNO; RIVM, 2019. *Kortetermijnraming voor emissies en energie in 2020. Zijn de doelen uit de Ur-genda-zaak en het Energieakkoord binnen bereik?*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL, 2019. *Effecten ontwerp klimaatakkoord*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Rijksoverheid, 2019. *Persconferentie van minister-president Rutte na afloop van de ministerraad op 25 januari 2019..* [Online]

Available at:

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/mediateksten/2019/01/25/letterlijke-tekst-persconferentie-na-ministerraad-25-januari-2019>

TenneT, 2017. *Monitoring Leveringszekerheid*, Arnhem: TenneT.

TenneT, 2018. *Monitoring leveringszekerheid 2018*, Arnhem: TenneT.



ÜNB, 2019. *Netzentwicklungsplan 2030 (2019)*. [Online]

Available at:

<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

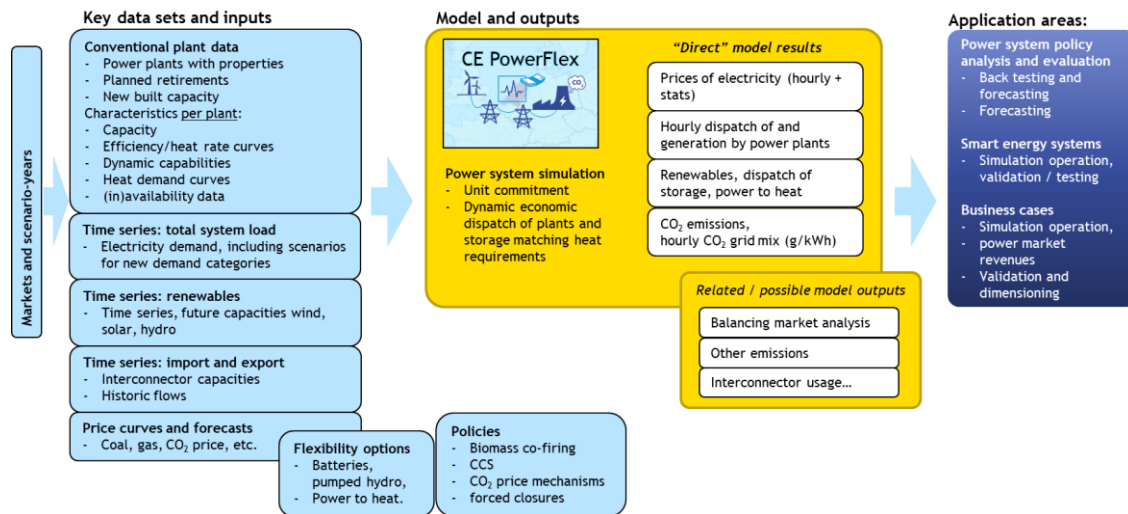
[Geopend april 2019].



# A Modelbeschrijving Powerflex

PowerFlex is a fundamental power market simulation model. It simulates the operation of the electricity production (and demand) via the price driven dispatch of power plants, storage units and power to heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting constraints on interconnection capacities, dynamic constraints on power plants, and so on. The key inputs and model characteristics are illustrated in Figuur 21.

Figuur 21 - Data sets, inputs, model characteristics, outputs and model application areas



## A.1 Model description

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

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

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

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



Simulations are usually carried out for the Netherlands and Germany as model core regions. It is possible to expand the model core region if the study warrants it. Effects of neighbouring countries not in the model core region are incorporated with their hourly interconnection time series that may be derived from other models, or from the ENTSO-E transparency data.

## A.2 Experience with the model

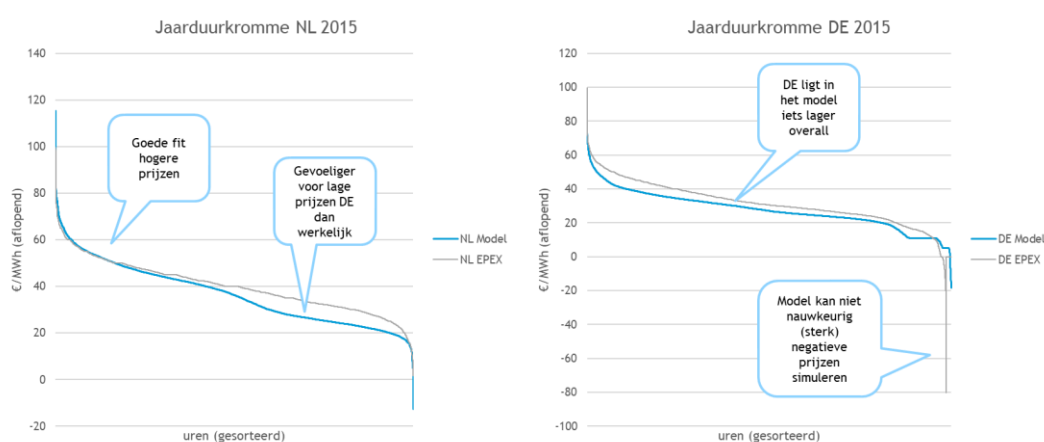
PowerFlex was developed by CE Delft and Kyos Energy Consulting in 2014-2016, with financial support of the Ministry of Economic affairs, EZ-subsidies, Energy Top Sector (grant TES0114011). This included validation back testing of 2012, 2013<sup>15</sup>.

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

- 2016: Power to ammonia. Electricity price scenarios 2020, 2023, 2030<sup>16</sup>.
- 2016: Price scenarios for ‘Peak shaving of solar-PV with the E-boiler’<sup>17</sup>.
- 2017: Cost-effectiveness of a number of measures, for Ministry of Finance<sup>18</sup>.
- 2018: Cost and benefits of smart charging if EV’s: 2030 simulation (for Enpuls/Enexis)<sup>19</sup>.
- 2019: CO<sub>2</sub> impacts of flexible use of power, for NieuweStroom. 2020-2023 simulation, 2015, 2016, 2017 validation (back testing). Including modelling of biomass cofiring.

The model is also licensed by Kyos Energy Consulting as KyPowerFundamentals.

Figuur 22 - Back testing results from 2015-2017 runs



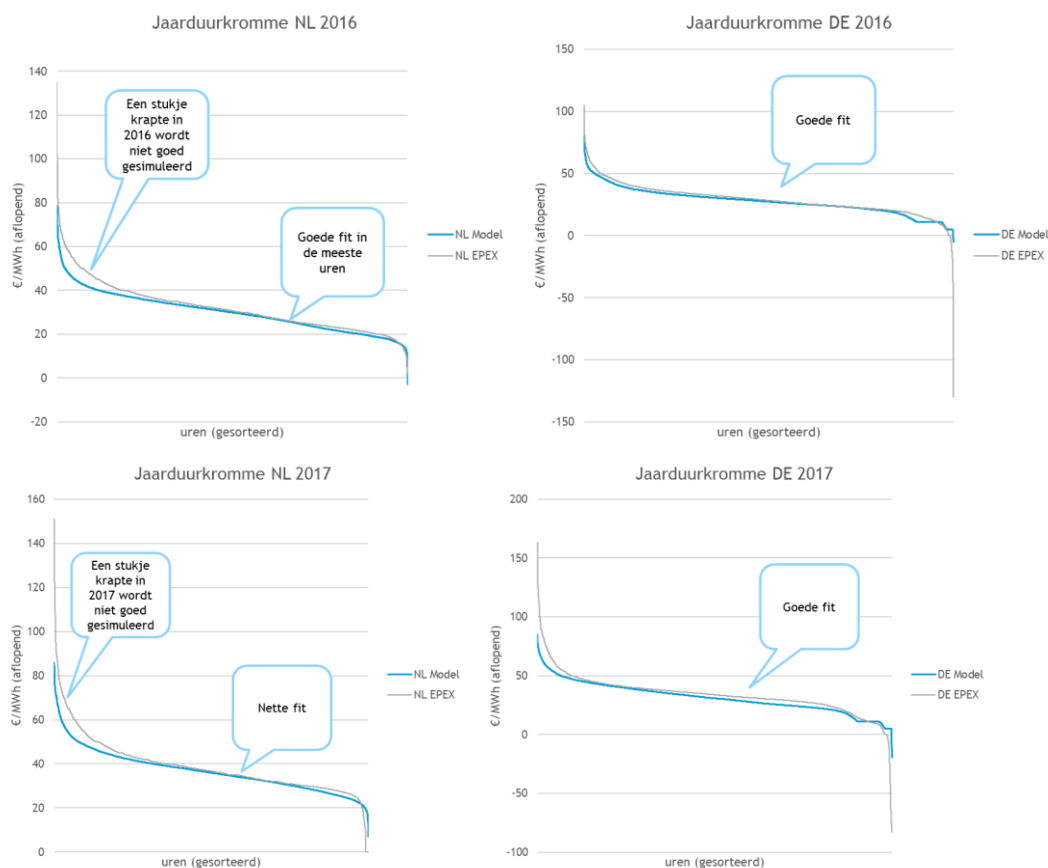
<sup>15</sup> <https://www.ce.nl/publicaties/1881/het-powerflex-model>

<sup>16</sup> <https://www.ce.nl/publicaties/1912/power-to-ammonia-energy-and-electricity-prices-scenarios-2020-2023-2030>

<sup>17</sup> [https://www.ce.nl/publicatie/peakshaving\\_van\\_zon-pv\\_met\\_de\\_elektrische\\_boiler/1791](https://www.ce.nl/publicatie/peakshaving_van_zon-pv_met_de_elektrische_boiler/1791)

<sup>18</sup> <https://www.ce.nl/publicaties/1929/kosteneffectiviteit-van-maatregelen-voor-co2-reductie-in-nederland>

<sup>19</sup> <https://www.ce.nl/publicaties/2268/slim-laden-must-have-bij-groei-elektrisch-vervoer-onderzoek-naar-kosten-en-baten-van-slim-laden>



### A.3 Andere modellen van de elektriciteitsmarkt

Het Planbureau voor de Leefomgeving gebruikt het COMPETES-model voor studies zoals de doorrekening van het klimaat-akkoord en de Nationale Energie Verkenning. Het tekstkader beschrijft het COMPETES model.

#### Tekstkader 4 - COMPETES-model

COMPETES is een model van de Europese elektriciteitsmarkt. In het model wordt de optimale inzet voor de elektriciteitsopwekking berekend, gegeven beperkingen in het netwerk en in de beschikbare opwekkingscapaciteit, waarbij de totale kosten van het systeem worden geminimaliseerd. Het model geeft inzicht in de toekomstige ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt, zoals voor elk uur de opwekkingsmix, de elektriciteitsprijzen, import en export van elektriciteit tussen de verschillende Europese landen, eventuele congestie op interconnecties en CO<sub>2</sub>- en luchtmissies.

Er zijn meerdere versies van COMPETES, zoals een dynamische versie waarin de investeringen in opwekkingscapaciteit worden geoptimaliseerd, een unit commitment versie waarin rekening wordt gehouden met de flexibiliteit van individuele power plants, en een versie waarin naast de day-ahead ook inzicht wordt gegeven in de intraday markt.

Bron: [https://www.netbeheernederland.nl/\\_upload/Files/Rekenmodellen\\_21\\_599ba84088.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Rekenmodellen_21_599ba84088.pdf)

Het onderstaande tekstkader gaat in op het elektriciteitsmarktmodel van Frontier Economics, dat vaker is ingezet voor scenario studies voor het ministerie van EZK.

#### Tekstkader 5 - Frontier Power Market Model

The model is an integrated investment- and dispatch model for the European power sector. The model is set up as an optimisation problem minimising the system costs for serving power demand across the modelled regions. The model optimises the hourly dispatch of the power plants as well as the development of installed capacity based on representative hours and selected snapshot-years (investments, divestments, mothballing and reactivation).

The model focusses on Central-Western Europe as core region, including the Netherlands. Other neighbouring countries are included as non-core regions or satellite regions. This differentiation allows for modelling of the power plant park in the core-region on a very detailed (unit-based) basis. Non-core regions are included in lesser detail.

Bron: Frontier Economics (2018)

### Vergelijking met Powerflex

Het PowerFlex model lijkt op de genoemde modellen met een aantal andere accenten en keuzes.

PowerFlex bevat een gedetailleerde implementatie van flexibiliteitslevering, waaronder start- en stop kosten, dynamische beperkingen van de centrales, efficiency-penalties die centrales ondergaan wanneer zij in deellast worden bedreven, en de variabele kosten van bedrijfsvoering. Verder bevat het model een gedetailleerde implementatie van het omvangrijke Nederlandse WKK-park, inclusief verschillende warmtevraagprofielen voor de verschillende sectoren waar WKK wordt toegepast (glastuinbouw, stadswarmte, industrie). PowerFlex is goed in staat om realistisch de gevolgen van de toegenomen invoeding van wind en zon te simuleren, en neemt de kosten van flexibiliteit die centrales maken, mee. Daarom is het model ook goed in staat om historische prijscurves te reproduceren.

Het gemodelleerde gebied van het PowerFlex-model is vaak beperkter dan de andere genoemde modellen. Meestal hanteren we NL en DE (deze studie) of anders NL, DE, BE, FR. Het effect van een kleinere model core region is dat een eventueel dempend effect van meer interconnectie geringer is. Anderzijds is er ook een kleiner risico dat effecten worden onder- of overschat door een verkeerde modellering van het buitenland.

PowerFlex bevat in tegenstelling tot COMPETES en het Frontier model geen 'investment module' waarmee automatisch (op basis van hoge of lage elektriciteitsprijzen) gascentrales of kolencentrales worden toegevoegd aan de lijst met elektriciteitscentrales die wordt gesimuleerd. Dit betekent dat, als de onderzoeker in de simulatieresultaten een onevenwichtigheid opmerkt (bijvoorbeeld een groot aantal centrales dat niets doet, of zeer hoge prijzen waardoor men kan afleiden dat er juist ruimte is voor méér vermogen), dat vervolgens een bewuste keuze gemaakt moet worden om een wijziging in de lijst met centrales aan te brengen (in/uit de mottenballen, extra vermogen). Voor deze studie hebben we dergelijke aannames (anders dan bekende plannen) niet hoeven doen.

Een bespreking met Frontier leert dat Frontier in de modelversie ten behoeve van hun 2018-scenariostudie voor EZK, een lineaire modellering van de technische/economische parameters van de centrales hanteert. Deze lineaire aanpak betekent dat bepaalde kosten, zoals de modellering van de kosten van flexibiliteitslevering zoals in PowerFlex (o.a. hogere marginale kosten bij part-loading), niet worden meegenomen bij de gesimuleerde inzetbeslissingen van centrales. Daardoor zal het inzetgedrag van de centrales in het Frontier model wat anders zijn, en zijn ook de prijscurves van het Frontier model wat vlakker van vorm.

We hebben gezien dat de inschatting van de prijseffecten van uitfasering in het Frontier-model naar een lager niveau tendeert dan bij modellering van hetzelfde scenario in



PowerFlex. Daardoor zal de waarde van de kolenstroom, zoals gesimuleerd in deze studie, wat hoger uitkomen dan zoals gemodelleerd door Frontier. Wij denken dat dit modelverschil de belangrijkste reden is, naast dat er natuurlijk ook andere aspecten zijn, zoals de geactualiseerde prijspaden, ontwikkelingen in Duitsland en overige subtielere wijzigingen.



## B Referentiescenario

### B.1 Uitgangspunten, aannames

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

Tabel 6 - Opgesteld vermogen in GW

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	3,4	3,4	3,4	22,0	13,6	9,9
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	16,1	8,5	8,4
Gas	15,4	15,4	14,7	34,8	36,1	41,2
Biomassa	0,7	0,7	0,7	6,9	6,9	6,9
Afval	0,6	0,6	0,6	1,8	1,8	1,8
Hoogovengas	1,0	1,0	1,0	1,9	1,1	1,1
Kernenergie	0,5	0,5	0,5	8,1	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,8	0,8	0,8
<b>Totaal conventioneel</b>	<b>21,6</b>	<b>21,5</b>	<b>20,9</b>	<b>93,5</b>	<b>68,9</b>	<b>70,2</b>
Zon	4,8	11,2	19,2	53,7	73,3	91,3
Wind op land	5,2	7,3	8,7	57,7	70,5	81,5
Wind op zee	2,3	7,3	11,8	8,1	10,8	17,0
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	0,0	0,0	10,1	11,1	11,8
<b>Totaal opgesteld</b>	<b>33,9</b>	<b>47,3</b>	<b>60,7</b>	<b>228,6</b>	<b>240,2</b>	<b>277,4</b>

De **Flexibiliteit** in Duitsland bestaat voornamelijk uit waterkracht-pompcentrales.

De Hemwegcentrale zal volgens het kabinetsvoornemen worden gesloten in 2020 en is daarom niet meer mee genomen in de simulaties. In Tabel 6 staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% van 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam.

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

Het vermogen voor hernieuwbare energie zijn voor Nederland gebaseerd op de NEV 2017 en de aanpassingen hierop van het OKA. Voor Duitsland is wederom gebruik gemaakt van het NEP 2030 (Scenario B), het jaar 2020 is hierbij gebaseerd op interpolatie. Voor de brandstoffen en de ETS-prijs voor CO<sub>2</sub> zijn de geüpdatete prijzen gebruikt zoals deze genoemd zijn in het OKA. De uitzondering hierop is het jaar 2020, waar we zijn uitgegaan van de meest actuele futures van de groothandelsprijzen op de desbetreffende beurzen. Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een kleine opslag voor de extra distributiekosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor worden de extra kosten vergoed door de SDE+-subsidie.

Tabel 7 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2020	2025	2029	Bron
Olie	€/vat	57,0	70,0	86,0	Futures/OKA
Kolen NL/Biomassa	€/ton	66,0	74,9	74,7	Futures/OKA
Kolen DE	€/ton	67,5	76,4	76,2	Futures/OKA/Pory
Gas	€/m <sup>3</sup>	0,18	0,23	0,25	Futures/OKA
CO <sub>2</sub>	€/ton	22,0	30,8	46,3	Futures/OKA
Bruinkool	€/MWh	3,0	3,0	3,0	Referentieprij 2016 constant verondersteld
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	1,14	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld

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

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

Tabel 8 - Volumes

Land	Jaar	Vraag NEV17 vv/NEP (GWh)	Additioneel OKA* (GWh)	Vraag (GWh)	Bron
NL	2020	111.788	0	111.788	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA aanname
	2023	111.580	1.500	113.080	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA interpolatie aanname
	2029	110.706	5.000	115.706	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA uit PBL-doorrekening OKA
DE	2020	533.285		533.285	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2023	536.469		536.469	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2029	543.900		543.900	NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking: NEP = [Netzentwicklungsplan 2030](#)

OKA = Ontwerp Klimaatakkoord

NEV = Nationale Energieverkenning

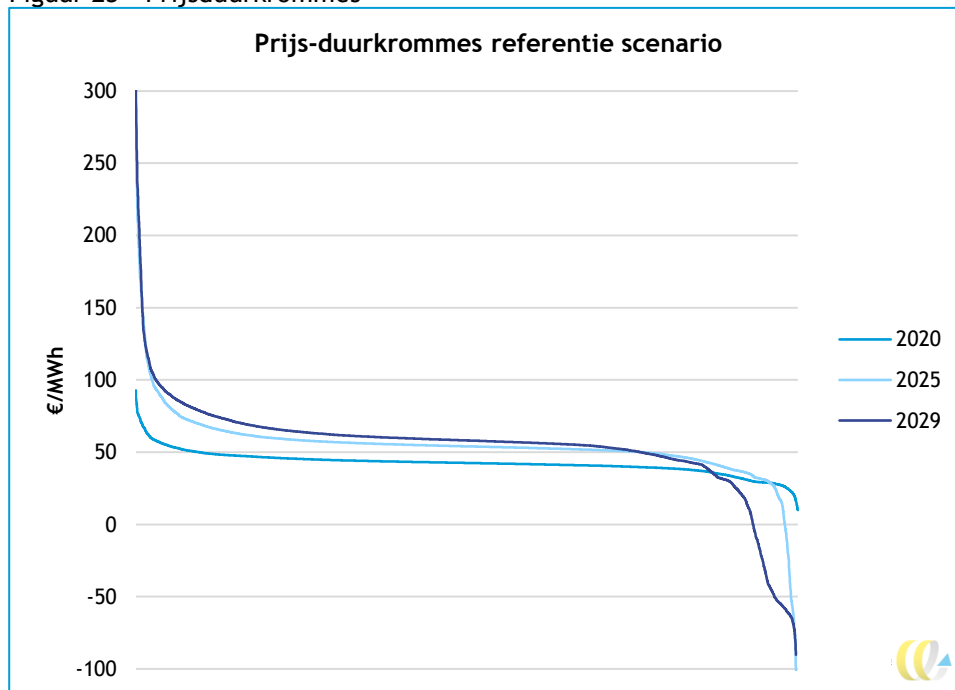
\* Uit de PBL-doorrekening van het OKA blijkt een verandering van de elektriciteitsvraag van 5-14,5 TWh als gevolg van de maatregelen in het OKA. Het PBL heeft in het OKA gerekend met de onderwaarde, dus 5 TWh.



## B.2 Resultaten

Figuur 23 en tabel toont de gesimuleerde prijzen uit de simulatie.

Figuur 23 - Prijsduurkrommes



Tabel 9 - statistieken prijs

	2020	2025	2029
Jaargemiddelde prijs NL (€/MWh)	42.55	54.8	54.23
Jaargemiddelde prijs DE (€/MWh)	41.52	55.84	55.35
Koleninzet-gewogen prijs NL €/MWh	43.43	58.6	65.41
Gasinzet-gewogen prijs NL €/MWh	45.29	66.72	82.23

Tegen het einde van de zichtperiode loopt de prijs van gascentrales op, dit geeft een investeringssignaal aan de markt. Wellicht is er financiële ruimte voor nieuw vermogen.

Tabel 10 geeft een overzicht van de totale productie naar brandstoftype.

Tabel 10 - Volumes opwek per type, uit de simulatie in TWh

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	21,0	19,3	15,9	97,3	69,4	40,3
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	105,5	58,1	45,2
Gas	45,2	45,3	28,1	73,4	92,4	91,5
Biomassa, afval	9,7	10,4	9,3	42,3	42,2	40,3
Hoogovengas	4,0	4,1	4,1	7,9	6,0	4,8
Kernenergie	4,0	4,0	4,0	48,9	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,0	0,6	0,6
<b>Totale conventionele productie</b>	<b>83,9</b>	<b>83,1</b>	<b>61,4</b>	<b>376,3</b>	<b>268,8</b>	<b>222,7</b>

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Zon	5,0	12,1	15,5	49,6	68,6	84,1
Wind	18,4	43,1	61,8	132,6	172,1	220,4
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	22,4	22,4	22,4
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	0,0	0,0	6,3	22,8	23,2
<b>Totale productie</b>	<b>107,2</b>	<b>138,3</b>	<b>138,7</b>	<b>587,1</b>	<b>554,7</b>	<b>572,7</b>



# C Scenario: sluiting drie extra kolencentrales

## C.1 Uitgangspunten, aannames

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt en een lijst met Duitse eenheden die voornamelijk gebaseerd zijn op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales verwerkt. Tabel 11 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

Tabel 11 - Opgesteld vermogen in GW

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	0,0	0,0	0,0	22,0	13,6	9,9
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	16,1	8,5	8,4
Gas	15,4	15,4	14,7	34,8	36,1	41,2
Biomassa	0,7	0,7	0,7	6,9	6,9	6,9
Afval	0,6	0,6	0,6	1,8	1,8	1,8
Hoogovengas	1,0	1,0	1,0	1,9	1,1	1,1
Kernenergie	0,5	0,5	0,5	8,1	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,8	0,8	0,8
<b>Totaal conventioneel</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>17,5</b>	<b>93,5</b>	<b>68,9</b>	<b>70,2</b>
Zon	4,8	8,7	19,2	53,7	73,3	91,3
Wind op land	5,2	11,8	8,7	57,7	70,5	81,5
Wind op zee	2,3	0,0	11,8	8,1	10,8	17,0
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	60,7	0,0	10,1	11,1	11,8
<b>Totaal opgesteld</b>	<b>30,5</b>	<b>99,4</b>	<b>57,3</b>	<b>228,6</b>	<b>240,4</b>	<b>277,4</b>

De **flexibiliteit** in Duitsland bestaat voornamelijk uit waterkracht-pompcentrales.

In dit scenario zijn alle Nederlandse kolencentrales gesloten vanaf 2020. In Tabel 11 staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% van 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen en vallen onder de sluiting. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam.

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

Het vermogen voor hernieuwbare energie zijn voor Nederland gebaseerd op de NEV 2017 en de aanpassingen hierop van het OKA. Voor Duitsland is wederom gebruik gemaakt van het NEP 2030 (Scenario B), het jaar 2020 is hierbij gebaseerd op interpolatie. Voor de brandstoffen en de ETS-prijs voor CO<sub>2</sub> zijn de geüpdatete prijzen gebruikt zoals deze genoemd zijn in het OKA. De uitzondering hierop is het jaar 2020, waar we zijn uitgegaan van de meest actuele futures van de groothandelsprijzen op de desbetreffende beurzen. Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een kleine opslag voor de extra distributiekosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor worden de extra kosten vergoed door de SDE+-subsidie.

Tabel 12 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2020	2025	2029	Bron
Olie	€/vat	57,0	70,0	86,0	Futures/OKA
Kolen NL/biomassa	€/ton	66,0	74,9	74,7	Futures/OKA
Kolen DE	€/ton	67,5	76,4	76,2	Futures/OKA/Pory
Gas	€/m <sup>3</sup>	0,18	0,23	0,25	Futures/OKA
CO <sub>2</sub>	€/ton	22,0	30,8	46,3	Futures/OKA
Bruinkool	€/MWh	3,0	3,0	3,0	Referentieprij 2016 constant verondersteld
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	1,14	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld

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

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

Tabel 13 - Volumes

Land	Jaar	Vraag NEV17 vv/NEP (GWh)	Additioneel OKA* (GWh)	Vraag (GWh)	Bron
NL	2020	111.788	0	111.788	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA aanname
	2023	111.580	1.500	113.080	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA interpolatie aanname
	2029	110.706	5.000	115.706	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA uit PBL-doorrekening OKA
DE	2020	533.285		533.285	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2023	536.469		536.469	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2029	543.900		543.900	NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking: NEP = [Netzentwicklungsplan 2030](#)

OKA = Ontwerp Klimaatakkoord

NEV = Nationale Energieverkenning

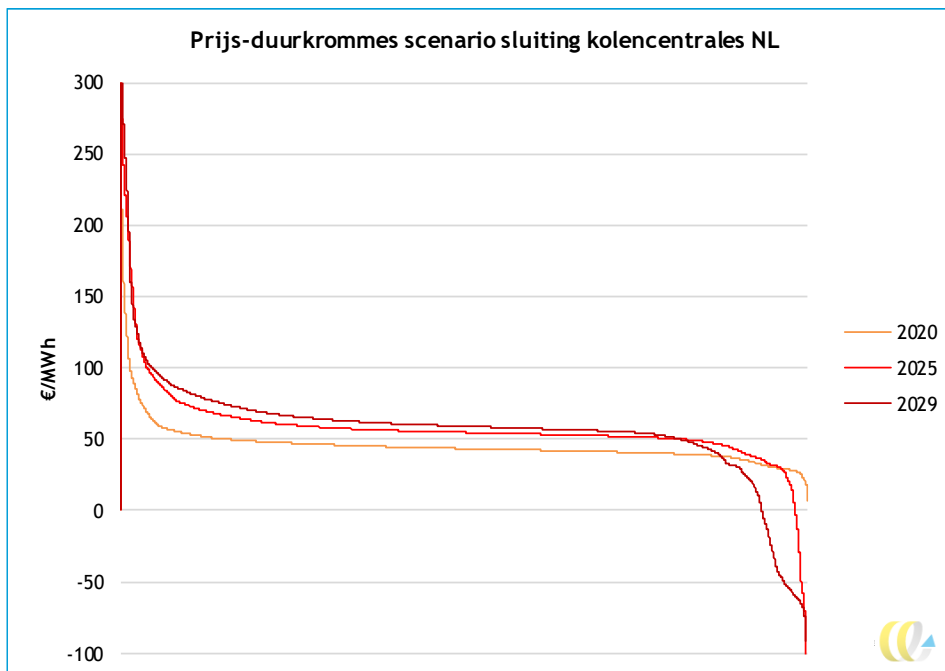
\* Uit de PBL-doorrekening van het OKA blijkt een verandering van de elektriciteitsvraag van 5-14,5 TWh als gevolg van de maatregelen in het OKA. Het PBL heeft in het OKA gerekend met de onderwaarde, dus 5 TWh.



## C.2 Effecten

Figuur 24 en tabel toont de gesimuleerde prijzen uit de simulatie.

Figuur 24 - Prijsduurkrommes



Tabel 14 - statistieken prijs

	2020	2025	2029
Jaargemiddelde prijs NL (€/MWh)	45.84	58.12	57.66
Jaargemiddelde prijs DE (€/MWh)	42.03	57.91	57.04
Koleninzet-gewogen prijs NL €/MWh	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Gasinzet-gewogen prijs NL €/MWh	49.9	70.79	86.28
Prijs-effect sluiting (€/MWh)	3.29	3.32	3.43

Het prijseffect is berekend door voor de jaargemiddelde prijs het verschil van het scenario te nemen ten opzichte van het referentiescenario.

Tegen het einde van de zichtperiode loopt de prijs die de gascentrales gemiddeld krijgen op. Dit lijkt ruimte voor investering te bieden. De load factor voor gascentrales is echter met 27% niet heel hoog.

Tabel 15 geeft een overzicht van de totale productie naar brandstoftype.

Tabel 15 - Volumes opwek per type, uit de simulatie in TWh

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	0,0	0,0	0,0	99,6	71,5	41,6
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	106,3	58,4	46,1
Gas	59,2	53,2	35,0	76,6	98,2	96,8
Biomassa, afval	4,7	5,6	5,3	42,3	42,3	40,4
Hoogovengas	4,1	4,1	4,1	8,0	6,1	4,9
Kernenergie	4,0	4,0	4,0	48,9	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,0	0,7	0,6
<b>Totale conventionele productie</b>	<b>72,0</b>	<b>67,0</b>	<b>48,3</b>	<b>382,7</b>	<b>277,1</b>	<b>230,4</b>
Zon	5,0	12,1	15,5	49,6	68,6	84,1
Wind	18,4	43,1	61,8	132,6	172,1	220,4
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	22,4	22,4	22,4
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	0,0	0,0	10,9	29,8	28,1
<b>Totale productie</b>	<b>95,3</b>	<b>122,2</b>	<b>125,6</b>	<b>598,1</b>	<b>570,0</b>	<b>585,4</b>

# D Gevoeligheidsscenario: sluiting drie kolencentrales + Duits beleid

## D.1 Uitgangspunten, aannames

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt en een lijst met Duitse eenheden die voornamelijk gebaseerd zijn op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales verwerkt. Tabel 16 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

Tabel 16 - Opgesteld vermogen in GW

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	0,0	0,0	0,0	15,1	8,0	8,0
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	16,1	8,5	8,4
Gas	15,4	15,4	14,7	34,8	36,1	41,2
Biomassa	0,7	0,7	0,7	6,9	6,9	6,9
Afval	0,6	0,6	0,6	1,8	1,8	1,8
Hoogovengas	1,0	1,0	1,0	1,9	1,1	1,1
Kernenergie	0,5	0,5	0,5	8,1	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,8	0,8	0,8
<b>Totaal conventioneel</b>	<b>18,2</b>	<b>18,2</b>	<b>17,5</b>	<b>86,5</b>	<b>63,3</b>	<b>68,2</b>
Zon	4,8	11,2	19,2	53,7	73,3	91,3
Wind op land	5,2	7,3	8,7	57,7	70,5	81,5
Wind op zee	2,3	7,3	11,8	8,1	10,8	17,0
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	5,6	5,6	5,6
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	0,0	0,0	10,1	11,1	11,8
<b>Totaal opgesteld</b>	<b>30,5</b>	<b>43,9</b>	<b>57,3</b>	<b>221,6</b>	<b>234,6</b>	<b>275,4</b>

De **flexibiliteit** in Duitsland bestaat voornamelijk uit waterkracht-pompcentrales.

In dit scenario zijn alle Nederlandse kolencentrales gesloten vanaf 2020. De sluiting van de Duitse kolencentrales hebben we gebaseerd op een recent opgesteld advies door *Kommission 'Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung'* in opdracht van het Duitse ministerie voor Wetenschap en Energie (*Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, 2019). Hierin wordt geadviseerd dat het opgesteld vermogen tussen 2023 en 2030 te reduceren tot maximaal 8 GW kolen en 9 GW bruinkool.

In Tabel 16 staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% van 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen en vallen onder de sluiting. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam.

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

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

Voor de brandstoffen en de ETS-prijs voor CO<sub>2</sub> zijn de geüpdatete prijzen gebruikt zoals deze genoemd zijn in het OKA. De uitzondering hierop is het jaar 2020, waar we zijn uitgegaan van de meest actuele futures van de groothandelsprijzen op de desbetreffende beurzen. Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een kleine opslag voor de extra distributiekosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor worden de extra kosten vergoed door de SDE+-subsidie.

Tabel 17 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2020	2025	2029	Bron
Olie	€/vat	57,0	70,0	86,0	Futures/OKA
Kolen NL/biomassa	€/ton	66,0	74,9	74,7	Futures/OKA
Kolen DE	€/ton	67,5	76,4	76,2	Futures/OKA/Pory
Gas	€/m <sup>3</sup>	0,18	0,23	0,25	Futures/OKA
CO <sub>2</sub>	€/ton	22,0	30,8	46,3	Futures/OKA
Bruinkool	€/MWh	3,0	3,0	3,0	Referentieprij 2016 constant verondersteld
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/EUR	1,14	1,14	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld

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

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

Tabel 18 - Volumes

Land	Jaar	Vraag NEV17 vv /NEP (GWh)	Additioneel OKA* (GWh)	Vraag (GWh)	Bron
NL	2020	111.788	0	111.788	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA aanname
	2023	111.580	1.500	113.080	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA interpolatie aanname
	2029	110.706	5.000	115.706	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA uit PBL-doorrekening OKA
DE	2020	533.285		533.285	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2023	536.469		536.469	<i>interpolatie 2017 en NEP Scenario B2030 v2019</i>
	2029	543.900		543.900	NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking: NEP = [Netzentwicklungsplan 2030](#)

OKA = Ontwerp Klimaatakkoord.

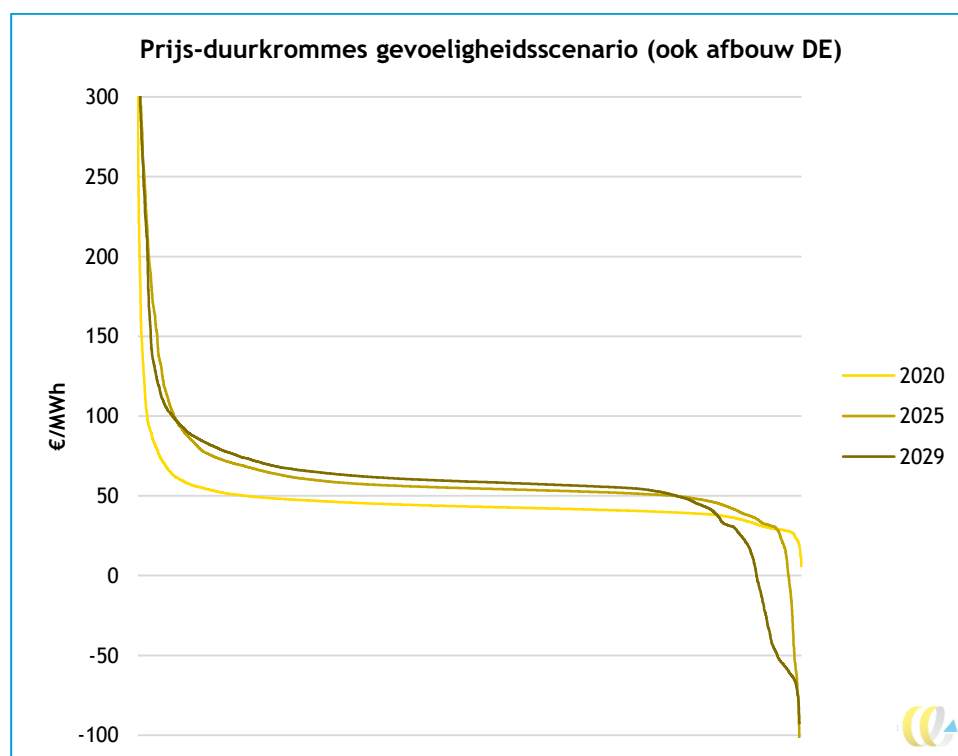
NEV = Nationale Energieverkenning.

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

## D.2 Effecten

Figuur 25 en Tabel 19 tonen de gesimuleerde prijzen uit de simulatie.

Figuur 25 - Prijsduurkrommes



Tabel 19 - Statistieken prijs in het gevoeligheidsscenario

	2020	2025	2029
Jaargemiddelde prijs NL (€/MWh)	45.98	60.54	58.23
Jaargemiddelde prijs DE (€/MWh)	42.37	60.55	57.7
Koleninzet-gewogen prijs NL €/MWh	nvt	nvt	nvt
Gasinzet-gewogen prijs NL €/MWh	50.17	75.64	88.28
Prijs-effect sluiting (€/MWh)	3.43	5.74	4
Delta prijs-effect t.o.v. scenario sluiting	0.14	2.4	0.57

Het prijseffect is berekend door voor de jaargemiddelde prijs het verschil van het gevoeligheidsscenario te nemen ten opzichte van het referentiescenario.

Tegen het einde van de zichtperiode loopt de prijs die de gascentrales gemiddeld krijgen op. Dit lijkt ruimte voor investering te bieden. De load factor voor gascentrales is in dit scenario echter met 27% niet heel hoog en niet veel hoger dan in het eerste scenario.

Tabel 20 geeft een overzicht van de totale productie naar brandstoftype.

Tabel 20 - Volumes opwek per type, uit de simulatie in TWh

	Nederland			Duitsland		
	2020	2025	2029	2020	2025	2029
Kolen	0,0	0,0	0,0	97,7	61,7	40,6
Bruinkool	0,0	0,0	0,0	106,3	58,3	46,0
Gas	59,9	56,0	35,4	78,4	103,9	98,0
Biomassa, afval	4,7	5,6	5,3	42,3	42,3	40,4
Hoogovengas	4,1	4,2	4,1	8,0	6,1	4,9
Kernenergie	4,0	4,0	4,0	48,9	0,0	0,0
Olie	0,0	0,0	0,0	1,0	0,7	0,7
<b>Totale conventionele productie</b>	<b>72,7</b>	<b>69,8</b>	<b>48,8</b>	<b>382,6</b>	<b>273,1</b>	<b>230,5</b>
Zon	5,0	12,1	15,5	49,6	68,6	84,1
Wind	18,4	43,1	61,8	132,6	172,1	220,4
Water (run of river)	0,0	0,0	0,0	22,4	22,4	22,4
Overig hernieuwbaar en flexibility	0,0	0,0	0,0	10,3	31,1	27,5
<b>Totale productie</b>	<b>96,0</b>	<b>125,0</b>	<b>126,1</b>	<b>597,5</b>	<b>567,3</b>	<b>584,9</b>