Modellering en validering van de flexibele inzet van hybride parallel geschakelde industriële warmtesystemen op basis van twee klimaatscenario's en aannames van een landelijke capaciteit

TKI Industrial Hybrid Systems (WP 4)

December 2020

eRisk Group
Energy & Finance

Disclaimer

De informatie in dit document is gemaakt in opdracht van het RVO project "*Industrial Hybrid Energy Systems*" door eRisk Group.

Niets uit dit document zal worden gebruikt als de basis voor een contract of andere verplichtingen of investeringen of financiële producten, belastingen of juridische conflicten. De informatie in het document houdt geen rekening met de investeringsdoelen, financiële situatie of andere behoeften van Deltares en de waterschappen.

Dit document is bedoeld om achtergrondinformatie te geven die industriële partijen inzichten opleveren over de flexibele inzet van hybride industriële warmtesystemen. De partijen zijn zelf verantwoordelijk voor het maken van investeringsbeslissingen of andere acties op basis van de in het document verschafte informatie.

Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste bevindingen
3. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
4. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
5. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
   - Price Duration Curves
6. Referentie literatuur, data en informatie

Inleiding en doelstelling

Inleiding

Warmtebehoefte in de industrie is verantwoordelijk voor een groot deel van het fossiele energiegebruik, dat op dit moment met name bestaat uit aardgas, maar een hoge potentie voor elektrificatie heeft. Nieuwe innovatieve technologieën, regulering en veranderingen in de elektriciteitsvoorziening en -prijzen en de groei van het aanbod van duurzame elektriciteit kunnen een kans bieden voor de transitie van aardgas naar

De doelstelling van dit project is om de maximale flexibiliteit van utilities te ontsluiten en de marktwaarde daarvan te maximaliseren en daarvoor samen te werken met alle partners in de keten, waarbij iedere partner meewerkt aan het optimaliseren van de businesscase en ervaring opdoet voor implementatie in vervolgprojecten. Voorkomende barrières (technologie, markt, regulering etc.) zullen worden geïdentificeerd en aangepakt met de desbetreffende ketenpartners. Dit wordt gedaan door de techno-economische haalbaarheid te onderzoeken en een pilotproject uit te voeren met een flexibel, hybride energiesysteem in een industriële omgeving met een geïntegreerde demand-side response (DSR), zonder het primaire proces te verstoren, en zo het ontsluiten van Demand Side Response (DSR) in de industrie versnellen. Hiermee kan de transitie van aardgas naar duurzame elektriciteit in de industrie worden ingezet terwijl tegelijkertijd een bijdrage wordt geleverd aan het balanceren van het elektriciteitsnet.

eRisk Group is een van de partners van het project en onderzoekt in een deelproject (werkpakket 4) wat de potentiële toekomstige economische waarde van de flexibele inzet van hybride parallel geschakelde elektrische industriële warmtesystemen op de gemodelleerde toekomstige Nederlandse EPEX spotmarkten is. De inzetparameters van de twee onderzochte elektrisch warmtesystemen zijn afkomstig van de project pilots waar deze systemen in de praktijk zijn getest. De totale landelijke capaciteit van de twee geanalyseerde elektrische warmtesystemen (elektrische weerstandsverwarming (spiraal) in ontgasser en elektrode boiler) is afgeleid van een eerdere voor de Topsector Energie uitgevoerde studie van juli 2019 “Haalbaarheidsstudie Elektrificatie bestaande gasketels”

Inleiding en doelstelling

Doelstelling van het onderzoek

Het hoofddoel van eRisk Group in het project (werkpakket (WP): 4.2/4.4) is de ontwikkeling van een algoritme in het eRisk Group merit order model (Power Price Scenario Generator, PPSGen) van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkten (BENELUX, Frankrijk, Groot-Brittannië en Duitsland) waarmee de economische optimalisatie van de inzet van de beschikbare flexibiliteit van elektrisch industriële warmtesystemen versus gasafhankelijke industriële warmtesystemen op landelijk niveau, op basis van de in het project geïnventariseerde inzetparameters, op de toekomstige EPEX spotmarkten kan worden gevalideerd. De validatie zal gedaan worden op basis van twee scenario's voor de Noordwest Europese elektriciteitsmarkten.

De scenario's worden doorgerekend met PPSGen. PPSGen is een programma dat door eRisk Group is ontwikkeld en de spotmarkten simuleert op nationaal niveau. PPSGen geeft voor ieder berekende scenario de 8760 uur prijzen voor ieder jaar dat wordt gesimuleerd. De scenario-aannames betreffen onder meer economische groei en energiebesparingen, ontwikkeling van brandstof- en CO2 prijzen, conventionele en duurzame productie capaciteit en de toepassing van nieuw energietechnieken zoals warmtepompen en elektrisch vervoer. De model uitkomsten geven inzicht in de ontwikkeling van de inzetbaarheid van elektrische warmtesystemen. Dat wil zeggen hoe vaak (uren) en hoeveel (ingezette capaciteit van totale capaciteit) keer per uur per jaar elektrische warmtesystemen worden ingezet in plaats van warmtesystemen op basis van gas en het rendement van die flexibele inzet (in termen van kostenbesparingen euro's vs. warmtelevering op basis gas) op de elektriciteitsmarkt in 2020, 2023, 2025, 2035 en 2030. De analyse zal inzichten bieden over de potentiële business case van flexibele toepassing van hybride (gas en elektrisch) warmtesystemen in de industrie.

Inleiding en doelstelling

Uitvoering onderzoek

Voor de analyses voor WP 4.2/4.4 heeft eRisk Group op basis van informatie van uit de pilotprojecten en andere projecten, die in samenwerking met TNO is verzameld en besproken, de volgende zaken uitgewerkt:

- Verzamelen inzetparameters (zoals loadcurves, efficiency, O&M kosten) voor de twee industriële elektrische ((elektrische spiraal in ontgasser en elektrode boiler) en gas (gasboiler) warmtesystemen en de vertaling van die parameters voor gebruik in het PPSGen
- Ontwikkeling inzet- en flex merit order algoritme voor elektrische warmtesystemen versus gas voor PPSGen
- Verzamelen en verwerken in database van variabelen voor de twee scenario's voor de validatie
- Vertalen pilotgegevens warmtesystemen naar landelijke schattingen over inzet capaciteit en kosten naar data bruikbaar voor PPSGen
- De financiële optimalisatie van de elektrische warmtesystemen met PPSGen voor de jaren 2020/2023/2025/2030/2035 voor twee scenario's die de Klimaat en Energieverkenning 2020 bestaand beleid (KEV2020) en voorgenomen beleid volgen*
- Analyse van en uitleg over de model output voor de twee scenario's op basis van gehele (elektrische warmte) capaciteit en testen gevoeligheid inzet op basis capaciteit van 1 MW van elektrische flexibiliteit
- Break-down van de landelijke financiële optimalisatie resultaten (kosten besparingen en uren inzet per jaar) per elektrisch warmtesysteem
- De potentiële business case op basis van CAPEX en OPEX gegevens uit de pilots en een beknopte analyse van de onbalansmarkt
- Conclusie en presentatie

* Zie uitleg hst. 3 scenario

Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Gebruik van data

De inzet van de elektrische- en gaswarmtesystemen wordt bepaald op basis van de inzet parameters (o.a. uurlijkse loadcurve, O&M kosten, efficiënties) afkomstig uit de pilots.

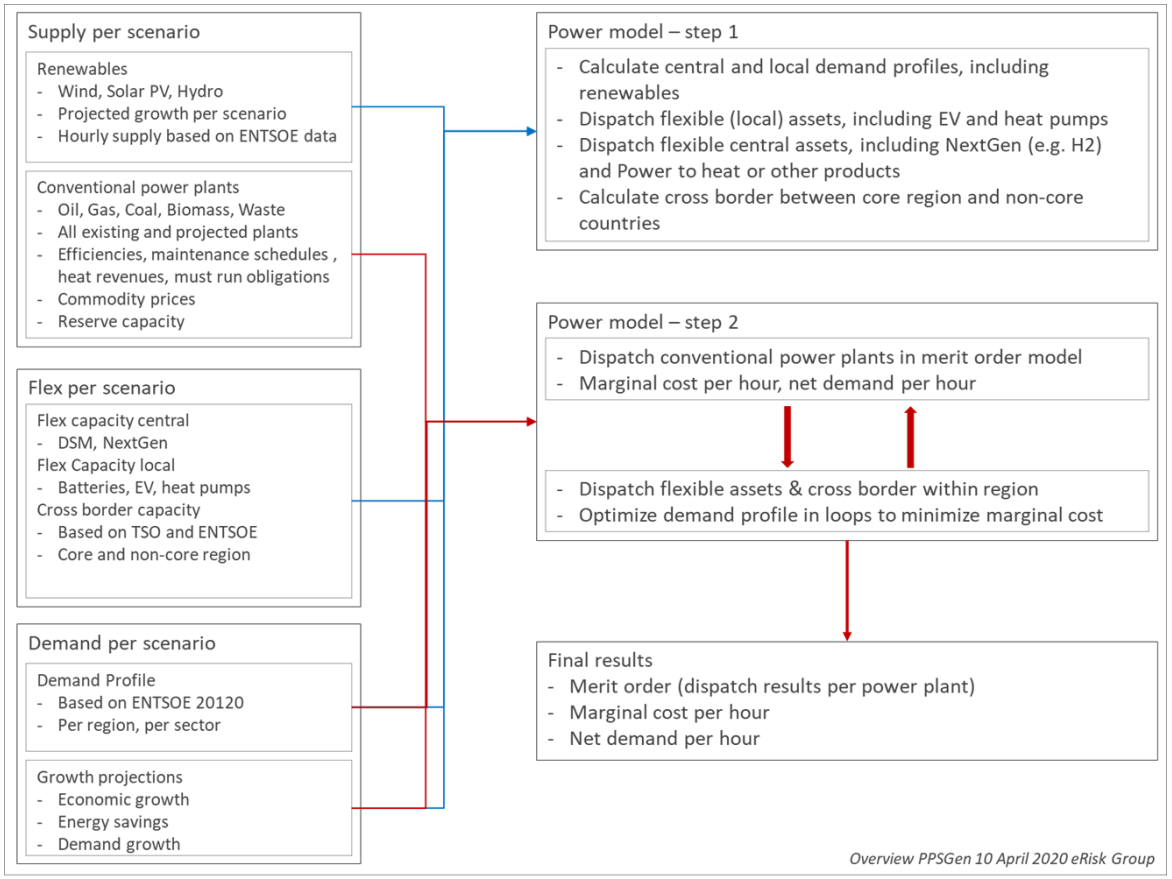
De inzetparameters van de individuele pilots zijn door eRisk Group geaggregeerd naar totale landelijke waardes en omgezet naar elektrische equivalenten of totale beschikbare MWs per uur (hoeveelheid elektriciteit die gas vervangt om stoom mee te maken). Om tot bruikbare data te komen zijn door eRisk Group onderzoekkeuzes gemaakt die zijn terug te vinden in de twee documenten waarin de parameters en de wijze waarop ze in het PPSGen model worden gebruikt zijn beschreven.

Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoeksanalyses

Gebruik PPSGen

- De verschillende Power to Heat opties worden geanalyseerd in PPSGen, een merit order model van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt waarmee lange termijn scenario analyses kunnen worden gemaakt
- De fundamentele methode is gebaseerd op de economische principes van vraag en aanbod voor de prijsdynamiek en modelleert de invloed van de belangrijkste fysieke en economische factoren die zorgen voor de evenwichtsprijs van elektriciteit



Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoeksanalyses

Gebruik PPSGen

In dit onderzoek is op basis van de door het model gegenereerde uur elektriciteitssysteemprijs de waardeontwikkeling van de flexibele inzet van elektrische warmtesystemen versus gaswarmtesystemen onder de twee scenario's onderzocht. De door het model gegenereerde uur elektriciteitssysteemprijzen zijn afgeleid van de marginale productiekosten en de capaciteit van de verschillende centrales zoals die in de scenario's worden aangenomen. Voor elk uur bepaalt de duurste centrale die wordt ingezet de prijs. Als er in een uur een aanbodstekort ontstaat wordt de prijs hoog omdat dan het reserve vermogen wordt afgeroepen waarbij van een hogere vergoeding voor de beperkte inzet van de centrale wordt uitgegaan. De laagste prijs in het model is -25 €/MWh. In zeer zeldzame situaties kan er ook een tekort aan elektriciteit ontstaan. Er moet dan vraag worden afgeschakeld. Als dat gebeurt hanteert PPSGen voor die uren een prijs van 1.500 €/MWh (prijs voor de "Value of Lost Load"). De door het model gegenereerde uurlijkse elektriciteitssysteemprijs is te vergelijken met de prijs zoals die in de toekomst tot stand zou kunnen komen op de EPEX spotmarkten. De werkelijke prijzen op de spotmarkten kunnen grilliger en hoger of lager zijn dan de modelprijzen. De reden daarvoor is dat het model een perfecte marktwerking op een Noordwest Europese (= BENELUX, FR, VK en DE) markt simuleert, beperkt door de interconnectie-capaciteiten en uitgaat van specifieke scenarioaannames die zullen afwijken van de werkelijke situatie.

Het PPSGen model is een theoretische benadering van de elektriciteitsmarkt waarbij wordt aangenomen dat de marktprijzen alleen worden bepaald door de merit order die primair is gebaseerd op de marginale kosten van elektriciteitscentrales. PPSGen houdt geen rekening met marktinefficiëntie en mogelijkheden van gaming door grotere marktpartijen.

PPSGen is primair relevant om de impact te bepalen van de fundamentele verandering in de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit zoals veranderingen inzake regelgeving, veranderingen in de interconnectiecapaciteit, de groei van duurzame energiebronnen en de elektrificatie van de energievraag. Specifiekere veranderingen met een directe marktimpact, zoals de uitval van centrales, worden in het model op een willekeurige manier meegenomen en zullen afwijken van de werkelijke situatie.

Inleiding en doelstelling

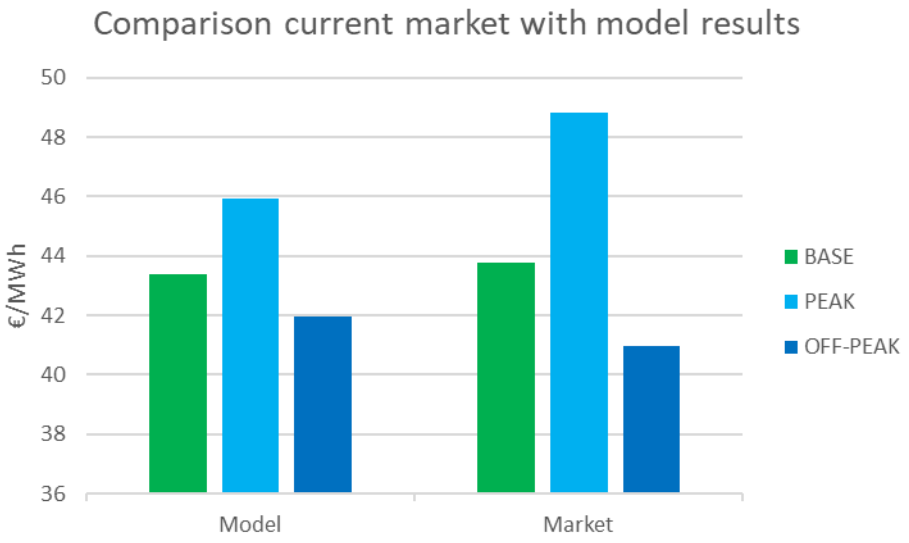
Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Gebruik PPSGen – vervolg

Ook kunnen actuele onderhoudsschema's van centrales afwijken van de schema's die in het model worden gebruikt als ook de actuele marktontwikkelingen zoals bijvoorbeeld het uitfaseren van nucleaire centrales in België en Frankrijk en kolencentrales in Nederland kunnen afwijken van de aannames die worden gebruikt in het model.

Door het bovenstaande zullen de prijzen altijd licht afwijken van de marktprijzen. Voor 2020 berekent het model een (met de huidige markt) vergelijkbare basislastprijs, maar een lagere pieklastprijs. De gemiddelde spread tussen piek- en basislast prijzen is daardoor kleiner. In de praktijk is wel een dalende trend op de spotmarkten waarneembaar. Op de spotmarkt (EPEX) in 2020 tot nu toe is de spread tussen de peak en off peak uren 5,3 €/MWh en daarmee meer in lijn met PPSGen.

PPSGen genereert uurprijzen die te vergelijken zijn met de EPEX spot marktprijzen



Inleiding en doelstelling

Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Caveats

De waardes van de inzet van de flexcapaciteit wordt door PPSGen onderzocht op basis van het doorlopen van een aantal loops. Dat wordt gedaan om tot een optimalisatie te komen van de inzet van alle systemen die een invloed op de door PPSGen gegenereerde merit order kan hebben. Zo kost het starten van een kolencentrale een vooraf bepaalde hoeveelheid euro per MW. Als de centrale vervolgens langer produceert dan één uur dan worden die kosten over meerdere uren verdeeld. Als deze centrale de marginale prijs van het systeem op dat moment bepaalt beïnvloed die dus de prijs. Ook de prijs waarop eventueel een elektrode boiler kan worden ingezet of een batterij (of bijvoorbeeld pompopslag in Duitsland of België) wordt daarmee beïnvloed. Verder heeft de inzet van een boiler of pompopslag zelf ook weer invloed op de merit-order. Nadat het model een aantal loops heeft doorlopen neemt met iedere extra loop de toegevoegde waarde voor de optimalisatie van de inzet af.

Voor deze studie is het aantal loops op 15 ingesteld.

Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste bevindingen
3. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
4. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
5. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
   - Price Duration Curves
6. Referentie literatuur, data en informatie

Belangrijkste bevindingen - in cijfers: elektrische boiler

Overzichtscijfers van de inzet van elektrische industriële flex - elektrode boiler

De tabel geeft de belangrijkste resultaten voor de inzet van de totale landelijke industriële flex-capaciteit van elektrode boilers voor beide scenario's weer, per MW warmtevraag.

Scenario		Unit	2020	2025	2030	2035
KEV bestaand beleid	Elektriciteitsprijs	€/MWh	43.38	49.59	61.27	67.35
	Kosten totaal gas	€/MW	191.489	230.380	319.313	373.369
	Besparing flex	€/MW	0	326	451	2.602
	Inzet	Uren	0	76	109	346
KEV voorgenomen beleid	Elektriciteitsprijs	€/MWh	43.38	42.52	49.64	60.87
	Kosten totaal gas	€/MW	191.489	230.380	319.313	408.178
	Besparing flex	€/MW	0	1.665	3.893	28.112
	Inzet	Uren	3	567	1.174	1.397

Belangrijkste bevindingen - in cijfers: elektrische ontgasser

Overzichtscijfers van de inzet van elektrische industriële flex - elektrische ontgasser

De tabel geeft de belangrijkste resultaten voor de inzet van de totale landelijke industriële flex-capaciteit van elektrische ontgassers voor beide scenario's weer, per MW warmtevraag.

In de tabel staan ook de resultaten van de gevoeligheidsanalyse die is gedaan voor een scenario met maximaal 1 MW elektrificatie voor de ontgasser.

Scenario		Unit	2020	2025	2030	2035
KEV bestaand beleid	Elektriciteitsprijs	€/MWh	43.38	49.59	61.27	67.35
	Kosten totaal gas	€/MW	191.489	230.380	319.313	373.369
	Besparing flex	€/MW	0	426	1.489	3.563
	Inzet	Uren	7	117	242	450
KEV voorgenomen beleid	Elektriciteitsprijs	€/MWh	43.38	42.52	49.64	60.87
	Kosten totaal gas	€/MW	191.489	230.380	319.313	408.178
	Besparing flex	€/MW	0	1.235	6.610	32.080
	Inzet	Uren	4	811	1.771	2.002
KEV voorgenomen beleid (heat demand max 1MW)	Elektriciteitsprijs	€/MWh	43.19	44.97	48.69	56.54
	Kosten totaal gas	€/MW	191.489	230.380	319.313	408.178
	Besparing flex	€/MW	78	2.934	19.793	80.022
	Inzet	Uren	6	452	2.357	1.921

Belangrijkste bevindingen Algemeen - 1

De business case voor de inzet van elektrische flex voor industriële warmteproductie in een hybride opzet is slecht

- De hybride flexibele inzet van elektrische elektrode boiler capaciteit leidt tot beperkte kostenbesparingen ten opzichte van een volledig gas gestookte industriële warmtevoorziening. In het bestaand beleid in 2035 leidt de partiele inzet van elektrische industriële warmte tot 0,7% en in het voorgenomen beleid tot 6,9% besparing op de totale warmtekosten
- De hybride flexibele inzet van elektrische ontgasser capaciteit leidt tot iets hogere maar nog steeds beperkte kostenbesparingen ten opzichte van een volledig gas gestookte industriële warmtevoorziening. In het bestaand beleid in 2035 leidt de partiele inzet van elektrische industriële warmte tot 1,0% en in het voorgenomen beleid tot 7,9% besparing
- Hoewel zeer gering veroorzaakt de hogere efficiency van de elektrische ontgasser dat deze flexoptie vaker wordt ingezet en hogere kostenbesparingen genereert (zie ook inzet en kostenanalyse op slide 38/39)
- De groei van de capaciteit van flexibele industriële warmte verkleind de kostenbesparingen van de inzet. In 2035 levert de flexibele inzet van een 1 MW elektrische ontgasser een kostenbesparing van 19,6% en de inzet van de volledige capaciteit tot 7,9% (zie ook analyse op slide 40 en 41)
- De groei van de capaciteit van flexibele industriële warmte vernietigt ook waarde. De netto contante waarde van de cash flows van de inzet van 1 MW ligt significant hoger de waarde van de inzet van de volledige capaciteit (zie slide 45)
- De impact van de inzet van industriële elektrische flexibiliteit op de inzet van centrales is groot. De inzet van de flexibele capaciteit leidt tot een verschuiving in de merit order die een behoorlijk effect heeft op het gemiddelde prijsniveau omdat de inzet van de flexibiliteit op lage prijzen leidt tot een vraagverhoging op die uren hetgeen weer tot hogere prijzen leidt. In het voorgenomen beleid levert de flexibele inzet van 1 MW elektrische ontgasser in 2035 een gemiddelde van €/MW 56,64 op en de inzet van de volledige capaciteit een gemiddelde prijs van €/MW 60,87 (zie ook analyse op slide 40)
- De inzet van de industriële elektrische flexibiliteit is sterk afhankelijk van de netto vraag (zie analyse slide 43)

Belangrijkste bevindingen Algemeen - 2

De business case voor de inzet van elektrische flex voor industriële warmteproductie in een hybride opzet is slecht

- De contante waarde van de cash flows van inzet van elektrische flex in een hybride opzet zijn in beide scenario's gering respectievelijk €8,6k en €54,1k. Inclusief de CAPEX zoude deze waarden negatief worden. Op basis van de aannames van deze analyse is de business case voor de inzet van elektrische flex in een hybride opzet daarmee niet rendabel
- Niet onderzocht is de waarde van de inzet van elektrische flex voor industriële warmteproductie op kwartierbasis op de toekomstige onbalansmarkt omdat die zeer moeilijk te modelleren is. Wel is gekeken naar de inzetwaarde op basis van in het verleden gerealiseerde onbalansprijzen. Uit die analyse blijkt dat indien de in deze analyse aangenomen capaciteiten worden ingezet ook de waarde op de onbalansmarkt waarschijnlijk heel beperk zal zijn omdat op de onbalansmarkt kleinere volumes kunnen worden verhandeld en grote vermogens de prijs direct nadelig beïnvloeden
- Niet onderzocht is de waarde van de inzet van elektrische flex voor warmteproductie bij het oplossen van lokale congestie vraagstukken. Indien warmte overdag kan worden geproduceerd (die in de avond/nacht en vroeg ochtend nodig is) op basis van lokale PV capaciteit zou de flexibele inzet van parallel geschakelde hybride warmtesystemen daaraan een bijdrage kunnen leveren

Inhoud

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste bevindingen
3. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
4. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
5. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
   - Price Duration Curves
6. Referentie literatuur, data en informatie

Scenario – beschrijving algemeen (1/2)

- Op basis van het door PBL gemaakte KEV 2020 scenario op basis van klimaattafel scenario heeft eRiskGroup voor Nederland aannames gemaakt voor twee scenario's: bestaand en voorgenomen beleid. Voor de andere model landen zijn de aannames afgeleid van de klimaatplannen voor de EU (NECP)
- Specifiek zijn de data van onderstaande variabelen uit het scenario gebruikt.
  - Aardgas, kolen en CO2 prijzen
  - Bruto elektriciteitsvraag
  - Interconnectie capaciteit
  - Geïnstalleerd elektrisch vermogen per technologie voor de productie van elektriciteit
  - Ontwikkeling elektrificatie van de energievraag (bijv. elektrisch vervoer en warmtepompen)
  - Ontwikkeling van flexibiliteit (bijvoorbeeld vraagsturing warmtepompen, elektrisch vervoer en thuisbatterijen)

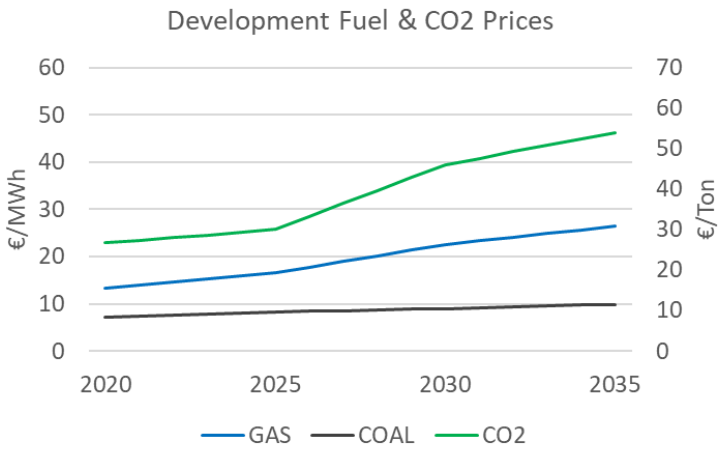
Scenario's – beschrijving algemeen (2/2)

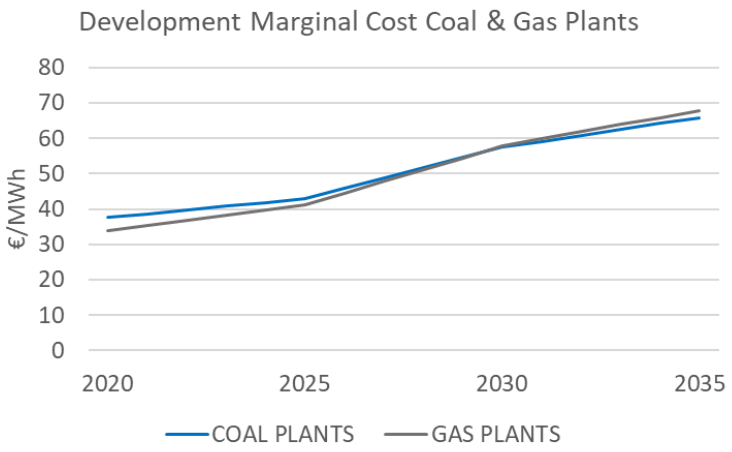
- PSSGen genereert toekomstige uurprijzen die zijn afgeleid van de uurlijkse marginale kosten van prijszettende centrales op basis van aannames die zo veel mogelijk in lijn zijn met de aannames uit de KEV2020 scenario's; "bestaand en voorgenomen beleid" over economische groei, elektriciteitsvraag, brandstofprijzen en productiecapaciteit. De wind en zon productie is gebaseerd op weerdata inzake windsnelheden, zoninstraling en temperatuur per regio voor 2012
- In de twee scenario's worden verschillende aannames gehanteerd. De aannames die worden gehanteerd in de scenario's zijn geen waarschijnlijkheden maar wel reële aannames voor mogelijke toekomstige energielandschappen

	KEV2020 (bestaan beleid)	KEV2020 (voorgenomen beleid)
Economie	Groei van 1,1% per jaar behalve 2020 is door Corona een sterk negatieve groei aangenomen	Groei van 1,1% per jaar behalve 2020 is door Corona een sterk negatieve groei aangenomen
Besparing elektriciteit	Besparingen op reguliere vraag elektriciteit rond 1% per jaar	idem
Elektriciteitsvraag	Hogere groei dan KEV door sterke groei door aanname van hogere elektrificatie warmte, transport, industrie en brandstoffen(elektrolyse)	Fors hogere groei dan KEV door nog aanname van nog meer elektrificatie warmte, transport, industrie en brandstoffen(elektrolyse)
Warmtevraag	Warmtevraag stabiel door besparingen en het gebruik van efficiëntere apparaten ondanks groeiende warmtevraag	Warmtevraag stabiel door besparingen en het gebruik van efficiëntere apparaten ondanks groeiende warmtevraag
Conventionele productie capaciteit	kolen en kolen/biomassa gestookte centrales uitgefaseerd naar 2030. Groei van conventionele capaciteit beperkt tot gas gestookte centrales om minimale capacity margin te behouden	kolen en kolen/biomassa gestookte centrales uitgefaseerd naar 2030. Groei van conventionele capaciteit beperkt tot gas gestookte centrales om minimale capacity margin te behouden
Duurzame productie capaciteit	Sterke groei duurzame energiebronnen voornamelijk offshore wind en zon PV. Onshore wind groeit minder hard	Sterke groei duurzame energiebronnen voornamelijk offshore wind en extra groei zon PV t.o.v. KEV2020. Onshore wind groeit minder hard
Brandstof- en CO2 prijzen	Gas- en CO2-prijzen stijgen fors en kolenprijzen beperkt richting 2035.	Gas- en CO2-prijzen stijgen fors en kolenprijzen beperkt richting 2035.
Elektriciteitsprijzen	Elektriciteitsprijzen stijgen richting 2030 door grote groei elektriciteitsvraag en doordat goedkopere kolencentrales uit merit order verdwijnen	Elektriciteitsprijzen stijgen richting 2030 door grote groei elektriciteitsvraag en doordat goedkopere kolencentrales uit merit order verdwijnen

Brandstof & CO2 prijzen – bestaand beleid / 2020 – 2035

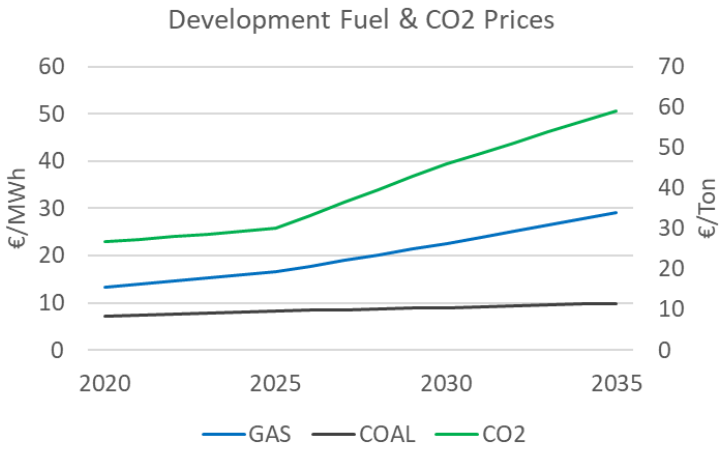
- De prijzen voor 2020 zijn actuele prijzen voor kolen, gas en CO2.
- Uitgangspunt is KEV2020 die zich ten dele weer baseert op de IEA global energy outlook en op het beleid van de Nederlandse overheid ten aanzien van CO2 prijzen bijvoorbeeld

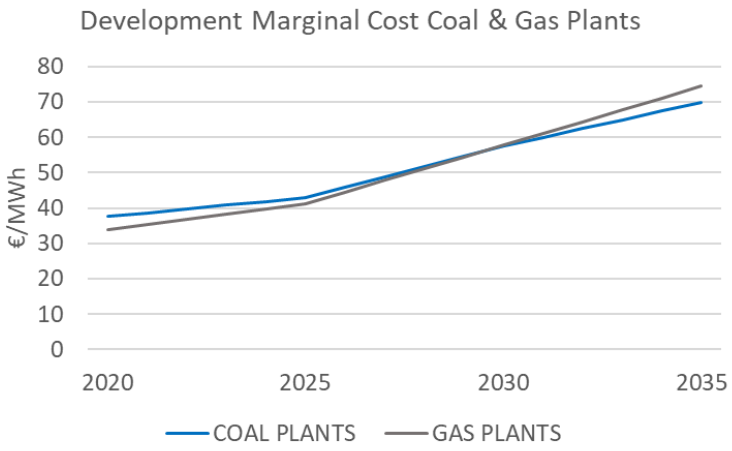




Brandstof & CO2 prijzen – voorgenomen beleid / 2020 – 2035

- De prijzen voor 2020 zijn actuele prijzen voor kolen, gas en CO2.
- Uitgangspunt is KEV2020 die zich ten dele weer baseert op de IEA global energy outlook en op het beleid van de Nederlandse overheid ten aanzien van CO2 prijzen bijvoorbeeld





Elektriciteitsvraag – bestaand beleid // 2020 - 2035

- Het verbruik in 2025 en 2030 is hoger omdat anders dan in de KEV2020 het eigen verbruik van huishoudens (in 2030 7,6 TWh) niet in de getallen is meegenomen en er een groter deel van de warmtevraag wordt geëlektrificeerd. De aanname voor 2030 is 5,9TWh voor warmtepompen en industriële warmte
- Tevens is de elektriciteitsvraag voor de productie van groene waterstof meegenomen. Dit is niet het geval in de klimaattafel doorrekeningen

Existing policies	2020	2023	2025	2030	2035
Gross demand	107.1	113.0	117.0	130.9	140.5
Net Demand	78.2	69.9	69.1	71.1	61.6
Peak demand	17.4	18.3	18.9	19.5	22.3
EV	0.6	1.1	1.5	3.4	6.2
Electrical heat demand	2.5	2.9	3.8	5.9	10.6
Build environment	1.7	1.9	2.1	2.6	5.3
Industrial	0.9	1.0	1.7	3.3	5.3
Electrolysis	0.0	0.0	0.1	0.6	2.8
RES (Wind + PV)	28.9	43.1	47.9	59.8	78.9

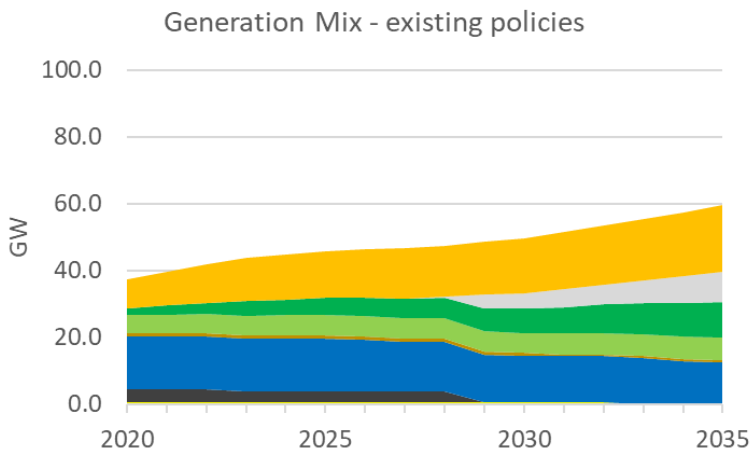
Elektriciteitsvraag – voorgenomen beleid // 2020 - 2035

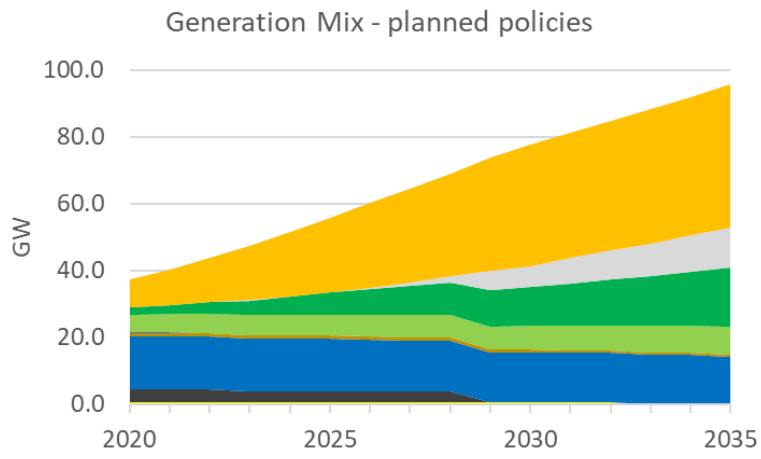
- Het verbruik in 2025 en 2030 is hoger omdat anders dan in de KEV2020 het eigen verbruik van huishoudens (in 2030 16.8 TWh) niet in de getallen is meegenomen en er een groter deel van de warmtevraag wordt geëlektrificeerd. De aanname voor 2030 is 11.6TWh voor warmtepompen en industriële warmte
- Tevens is de elektriciteitsvraag voor de productie van groene waterstof meegenomen. Dit is niet het geval in de klimaattafel doorrekeningen

Planned policies	2020	2023	2025	2030	2035
Gross demand	107.1	115.3	122.2	139.4	159.9
Net Demand	78.2	68.3	60.0	41.2	28.2
Peak demand	17.4	21.8	22.3	22.5	26.8
EV	0.6	1.4	2.4	5.9	10.7
Electrical heat demand	2.5	4.8	6.8	11.6	18.4
Build environment	1.7	3.3	4.3	6.9	10.1
Industrial	0.9	1.5	2.4	4.7	8.2
Electrolysis	0.0	0.2	1.4	10.4	19.4
RES (Wind + PV)	28.9	47.0	62.2	98.2	131.7

Productiecapaciteit 2020 - 2035

- In het Klimaat scenario wordt aangenomen dat het Energieakkoord wordt uitgevoerd en wordt doorgezet op basis van de Energieagenda. Daarbij wordt wel aangenomen dat Onshore Wind minder hard groeit dan aangenomen in het akkoord maar dat Offshore Wind en zon PV harder groeien.
- Kolencentrales en kolencentrales met bijstook worden voor 2030 uitgefaseerd of gaan volledig op biomassa draaien die tot 2030 afnemend worden gesubsidieerd
- De capaciteit van gascentrales neemt beperkt af
- Aangenomen wordt een beperkt nieuwbouw (NextGen) zodat het systeem over voldoende betrouwbare capaciteit beschikt

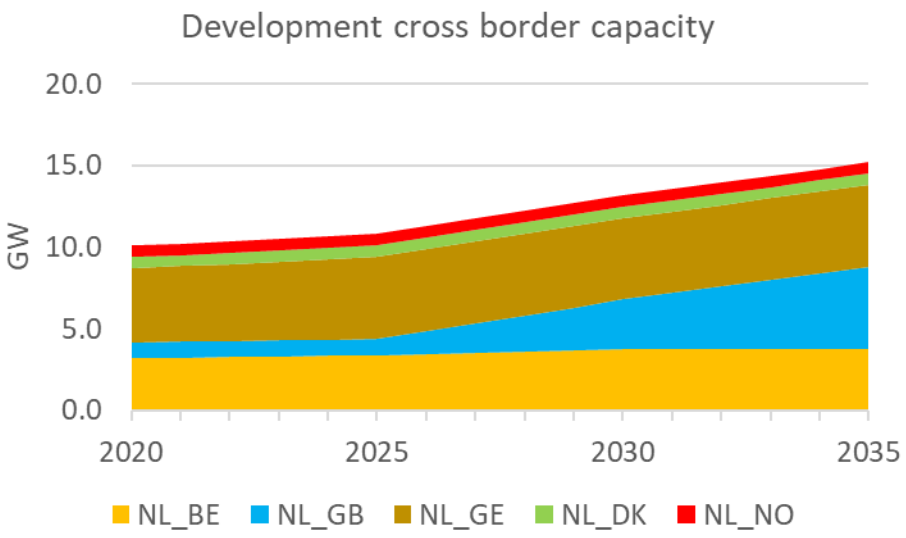




NUCLEAR
COAL (INCL COALBIO)
GAS
BIOMASS & WASTE
HYDRO
WIND ONSHORE
WIND OFFSHORE
NEXTGEN
SOLAR PV

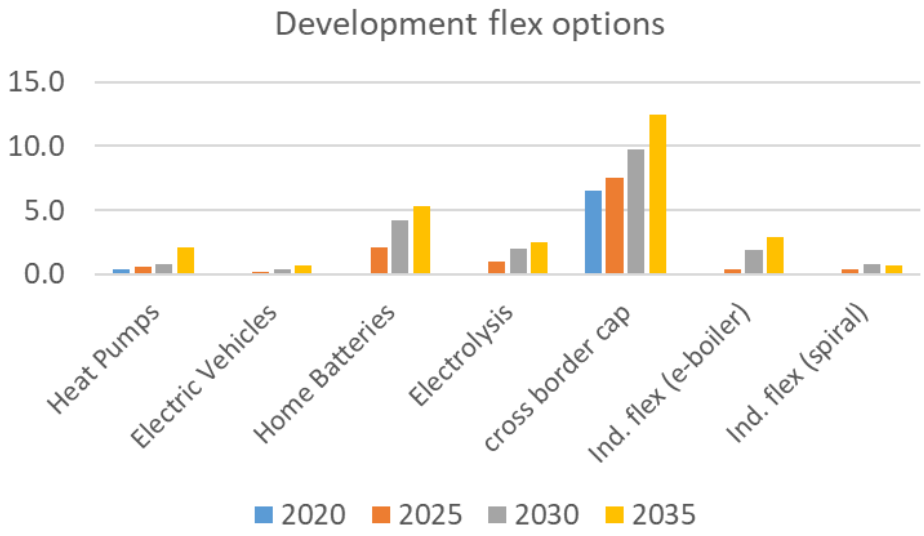
Interconnectiecapaciteit van 2020 - 2035

- Aangenomen wordt dat de interconnectiecapaciteit in beide scenario's hetzelfde is en het komende decennium sterk zal stijgen waarna de groei zal afvlakken. De totale capaciteit stijgt daarmee van ongeveer 7,7 GW naar 15 GW
- De getoonde groei van de capaciteit met het Verenigd Koninkrijk wordt met name gerealiseerd door geleidelijke toename van verbinden van de offshore windparken



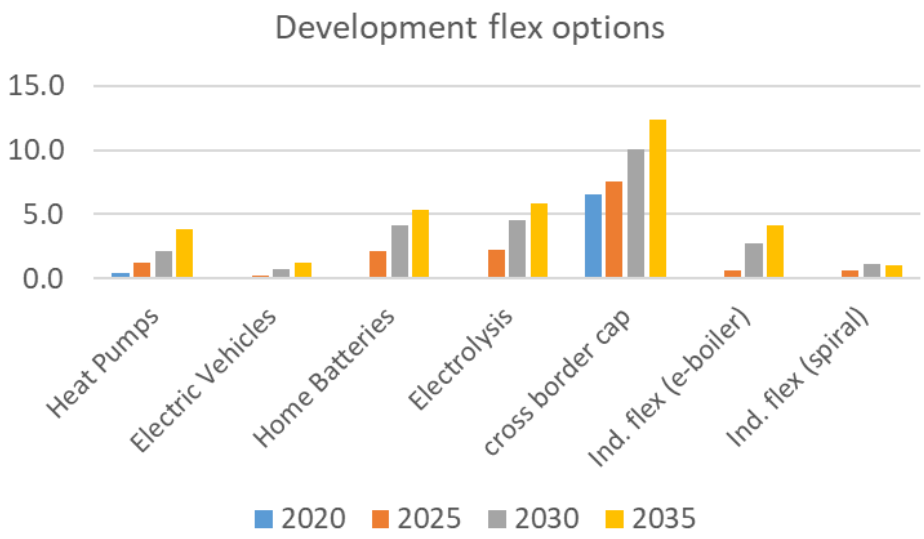
Flexopties – bestaand beleid // 2020 - 2035

- De totale inzetcapaciteit van warmtepompen per uur (slechts een deel van de capaciteit van warmtepompen wordt ingezet voor vraagsturing) is afgeleid van de maximale uurlijkse vraagverandering in de wintermaanden. De aanname is dat vraag van warmtepompen met maximaal vier uur kan worden vervroegd. De aangenomen reservoircapaciteit is gelijk aan vier x de inzetcapaciteit
- De inzetcapaciteit van elektrische auto's (EV) per uur is gelijk aan een percentage van de vraag per uur (slechts een deel van de auto's staat aan een lader) en van de inzetbaarheid (niet iedereen zet de batterij in)
- De totale inzetcapaciteiten van de thuisbatterij zijn gebaseerd op aannames van studies. De reservoir capaciteit is afgeleid van de aannames dat batterijen in 2 uur laden en ontladen.
- De inzetcapaciteit van elektrolyse is afgeleid van de totale beschikbare elektrolyse capaciteit
- De inzetcapaciteit van industriële vraagsturing wordt bepaald door PPSGen, op basis van marginale prijzen



Flexopties – voorgenomen beleid // 2020 - 2035

- De totale inzetcapaciteit van warmtepompen per uur (slechts een deel van de capaciteit van warmtepompen wordt ingezet voor vraagsturing) is afgeleid van de maximale uurlijkse vraagverandering in de wintermaanden. De aanname is dat vraag van warmtepompen met maximaal vier uur kan worden vervroegd. De reservoircapaciteit is gelijk aan vier x de inzetcapaciteit
- De inzetcapaciteit van elektrische auto's (EV) per uur is gelijk aan een percentage van de vraag per uur (slechts een deel van de auto's staat aan een lader) en van de inzetbaarheid (niet iedereen zet de batterij in)
- De totale inzetcapaciteiten van de thuisbatterij zijn gebaseerd op aannames van studies. De reservoir capaciteit is afgeleid van de aannames dat batterijen in 2 uur laden en ontladen.
- De inzetcapaciteit van elektrolyse is afgeleid van de totale beschikbare elektrolyse capaciteit
- De inzetcapaciteit van industriële vraagsturing wordt bepaald door PPSGen, op basis van marginale prijzen



Inhoud

1. Introductie PPSGen
2. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
3. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
4. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
5. Referentie literatuur, data en informatie

Overzicht hybride elektrificatieopties industriële warmte

TNO & ECN hebben op twee sites bij verschillenden bedrijven zijn twee generieke elektrificatie opties voor hybride inzet in pilots getest en beschreven. Dat zijn de volgende:

Elektrificatie opties voor hybridiseren van warmtevoorziening industrie	
Elektrificatie Optie 1	Spiraal in een ontgasser
Elektrificatie Optie 2	Volledig elektrische boiler parallel aan gasketel

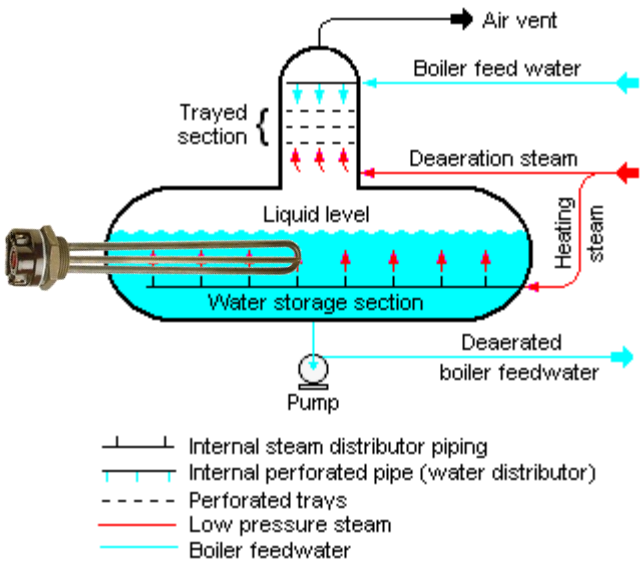
Voor deze opties zijn door eRisk Group algoritmes geschreven die zijn geïntegreerd in het PPSGen merit order model van de West-Europese elektriciteitsmarkt om de toekomstige inzetwaarde van de flexopties te berekenen voor de lange termijn business case

De inzetwaarde is berekend op basis van input variabelen uit de eerder beschreven scenario's

Spiraal in ontgasser – flexopties 1

Uitgangspunten

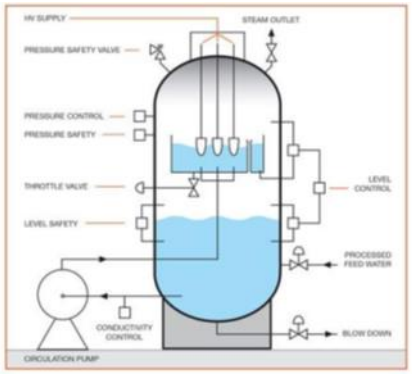
- Voor het ontgassen wordt opgewekte stoom van de gas boiler in het watervolume ontgasser geïnjecteerd om het op de gewenste temperatuur te laten koken
- Deze warmtetoevoer kan ook via een elektrische weerstandsverwarming worden ingebracht
- Op momenten dat er een voldoende lage elektriciteitsprijs is kan de weerstandsverwarming worden ingeschakeld.
- Deze extra elektrische warmtetoevoer leidt tot vermindering van de gas gerelateerde stoomtoevoer
- Inzet parameters zijn afgeleid TNO informatie op basis van gegevens van de pilotbedrijven



Elektrode boiler – flexoptie 2

Uitgangspunten

- Een gedeeltelijke of volledig hybride oplossing voor het opwekken van stoom is het installeren van een elektrode boiler parallel aan de bestaande gasgestookte ketel (gas boiler). Met deze opstelling kan de elektrode boiler de stoomvraag geheel of gedeeltelijk op zich nemen (zie plaatje)
- Op momenten dat er een voldoende lage elektriciteitsprijs is kan de weerstandsverwarming worden ingeschakeld
- Deze extra elektrische warmtetoevoer leidt tot vermindering van de gas gerelateerde stoomtoevoer
- Inzet parameters zijn afgeleid TNO informatie op basis van gegevens van de pilotbedrijven

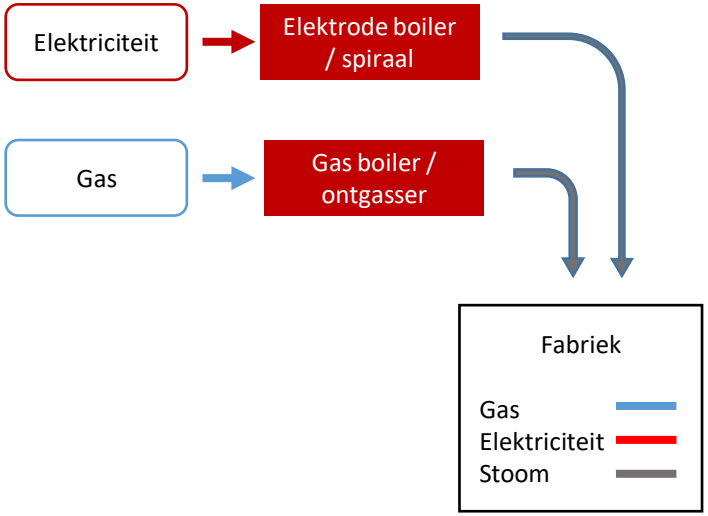


Elektrode boiler: Elektriciteit stroomt door water en wordt door weerstand van het water opgewarmd. Typisch vermogen: 5-80 MWth

Modellering – flexopties 1 en 2

Uitgangspunten

- De capaciteit van de spiraal en e-boiler op basis van landelijke capaciteit en draait op een baseload profiel
- Elektrische efficiency spiraal in ontgasser is 100%, E-boiler 99%
- Bepalen kosten productie stoom met gas per uur in Eur/MWh (efficiency: 90% * gasprijzen per jaar, inclusief CO2 kosten) op basis van scenario gasprijzen en O&M kosten van 1.0 €/MWh
- Bepalen kosten productie stoom met elektriciteit per uur in Eur/MWh op basis van PPSGen uurlijkse prijzen per jaar * e-efficiency uitkomsten, inclusief O&M kosten van 0.7 €/MWh voor de ontgasser en 1.0 €/MWh voor de elektrode boiler
- Threshold of minimale spread, waarbij de switch wordt gemaakt tussen gas en elektriciteit: spread van 2.0 €/MWh tussen de prijscurve op basis van gas vs.de PPSGen prijscurve
- Omschakelen naar genereren stoom met elektriciteit als de kosten per uur hiervoor lager zijn dan de kosten voor het maken van stoom met gas
- Volledige capaciteit van de ontgasser of e-boiler op basis van uurlijkse profiel warmtevraag kan per uur worden ingezet

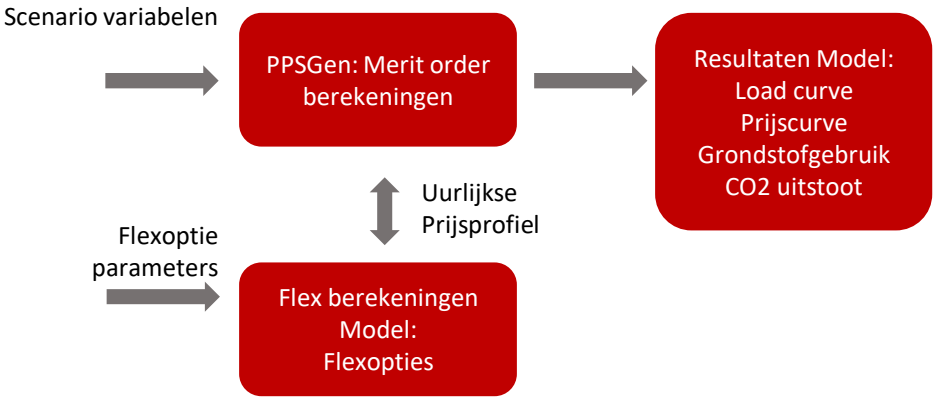


Toelichting modeleringsstappen – flexopties 1 en 2

Opzet PPSGen flex modelering elektrische warmtevraag vs. warmtevraag op basis gas

- In PPSGen wordt de loadcurve van de ontgasser en e-boiler per jaar inlezen op basis van de stoomvraag per uur op basis landelijke aannames beschikbare capaciteit (MW per uur) flexopties
- Genereren uurlijkse prijscurve productie stoom met gas (incl. CO2 kosten) én prijscurve PPSGen voor stoom met elektriciteit
- Inzetten op uren waarop PPSGen prijzen (inclusief spread) genereert waarmee de marginale kosten om stoom te maken met elektriciteit lager zijn dan de marginale kosten van stoom op basis van een gasboiler
- PPSGen berekent de inzet van de verschillende flexopties door in een aantal loops de meest optimale inzet te bepalen. De invloed van de inzet op de meritorder wordt zodoende meegenomen.
- De efficiëntste flexopties met de laagste kosten worden als eerste ingezet
- Het aantal loops kan in het model worden aangegeven. Hoe meer loops hoe nauwkeuriger de optimale inzet wordt bepaald
- Voor de berekeningen in deze presentatie zijn 15 loops gebruikt*

Calculation loops PPSGen



* Zie voor uitgebreide uitleg uitgangspunten en modellering de beschrijving van de twee flexopties in de bijbehorende word-documenten

Toelichting modeleringsstappen – flexopties 1 en 2

Voorbeeld output PPSGen model

- Demand: de vraag per uur in MW die moet worden geproduceerd of geïmporteerd (alle inzet is in MW)
- De som van de productiemiddelen, storage en de vraag moet per uur nul zijn
- Export/Import: wat er per uur aan capaciteit wordt verhandeld met andere landen
- Storage: wat er totaal aan storage capaciteit wordt ingezet per uur in MW
- Mustrun en flexrun: de inzet van de centrales. Mustrun is de capaciteit die sowieso produceert vanwege een warmtevraag. Flexrun is wat daarbovenop nodig is.
- PowerPrice: prijs in € per MWh voor ieder uur van de marginale technologie (kolom Marg Tech)
- Dispatch Gaselec 1 en 2: inzet van de flexoptie capaciteit per uur in MW (1 is de ontgasser, 2 is de elektrode boiler)

Open Results | CALC GAS & COAL DEMAND

2																Number	272	273
3												Country	NETHERLANDS			Owner	TNO Heat	TNO Heat
4												Scenario	PLANNEDPOLICIES			Code	NL-TNOFLEX1	NL-TNOFLEX2
5												Year	2035			Fuel	ELEC	ELEC
6					Crossborder1	Crossborder2										Reporting	GASELEC	GASELEC
7	Date	Hour	Demand	MustRun	NO	DK	Export	Import	ExportOutReg	ImportOutReg	Storage1	Storage2	FlexRun	PowerPrice(E/MWh)	Marginal Tech	Dispatch	Dispatch
2367	09/04/2035	8	-3,156	870	-	-	-1,948	-	-	-	-	-	4,234	93.76	NEXTGEN	-	-
2368	09/04/2035	9	-2,402	870	-	-	-	402	-	-	-	-	1,130	66.02	NEXTGEN	-	-
2369	09/04/2035	10	-1,173	870	-	-	-1,007	-	-	-	-	-	1,310	66.02	NEXTGEN	-	-
2370	09/04/2035	11	2,241	-	-	-	-2,251	-	-	-	-	-	10	43.14	BIOMASS	-	-
2371	09/04/2035	12	3,586	-	-	-	-1,540	-	-	-	-	-2,056	10	43.14	BIOMASS	-586.30	-1,437.40
2372	09/04/2035	13	4,200	-	-	-	-1,204	-	-	-	-	-3,005	10	43.14	BIOMASS	-732.90	-2,200.90
2373	09/04/2035	14	798	-	-	-	-181	-	-	-	-	-627	10	43.14	BIOMASS	-522.30	-
2374	09/04/2035	15	1,425	-	-	-	-413	-	-	-	-	-1,022	10	43.14	BIOMASS	-732.90	-219.60
2375	09/04/2035	16	3,483	-	-	-	-1,253	-	-	-	-	-2,240	10	43.14	BIOMASS	-659.60	-1,550.40
2376	09/04/2035	17	2,672	-	-	-	-4,185	-	-	-	-	-	1,513	68.52	NEXTGEN	-	-
2377	09/04/2035	18	1,937	-	-	-	-8,532	-	-	-	-	-	6,595	70.52	NEXTGEN	-	-
2378	09/04/2035	19	-2,339	870	-	-	-5,126	-	-	-	-	-	6,595	88.09	GAS_MR-FR	-	-
2379	09/04/2035	20	-2,960	870	-	-	-4,505	-	-	-	-	-	6,595	88.09	GAS_MR-FR	-	-
2380	09/04/2035	21	-873	870	-	-	-6,592	-	-	-	-	-	6,595	70.52	NEXTGEN	-	-
2381	09/04/2035	22	73	-	-	-	-6,668	-	-	-	-	-	6,595	70.52	NEXTGEN	-	-
2382	09/04/2035	23	2,274	-	-	-	-3,878	-	-	-	-	-	1,604	68.52	NEXTGEN	-	-
2383	09/04/2035	24	3,429	-	-	-	-1,969	-	-	-	-	-1,470	10	43.14	BIOMASS	-439.70	-1,029.90
2384	10/04/2035	1	3,148	-	-	-	-3,156	-	-	-	-	-2	10	43.14	BIOMASS	-	-
2385	10/04/2035	2	2,782	-	-	-	-2,778	-	-	-	-	-14	10	43.14	BIOMASS	-	-
2386	10/04/2035	3	2,702	-	-	-	-1,547	-	-	-	-	-1,160	5	41.04	BIOMASS	-439.70	-695.00
2387	10/04/2035	4	3,147	-	-	-	-226	-	-	-	-	-2,926	5	41.04	BIOMASS	-952.70	-1,906.90
2388	10/04/2035	5	3,115	-	-	-	-220	-	-	-	-	-2,900	5	41.04	BIOMASS	-952.70	-1,881.40
2389	10/04/2035	6	5,779	-	-	-	-2,065	-	-	-	-	-3,723	10	43.25	BIOMASS	-732.90	-2,959.60
2390	10/04/2035	7	4,791	-	-	-	-2,056	-	-	-	-	-2,745	10	43.25	BIOMASS	-586.30	-2,145.90
2391	10/04/2035	8	6,000	-	-	-	-2,292	-	-	-	-	-3,717	10	43.25	BIOMASS	-732.90	-2,959.60
2392	10/04/2035	9	5,929	-	-	-	-2,942	-	-	-	-	-2,997	10	43.25	BIOMASS	-586.30	-2,367.70
2393	10/04/2035	10	6,345	-	-	-	-2,588	-	-	-	-	-3,767	10	43.25	BIOMASS	-732.90	-2,959.60
2394	10/04/2035	11	5,323	-	-	-	-2,305	-	-	-	-	-3,028	10	43.25	BIOMASS	-586.30	-2,362.80
2395	10/04/2035	12	3,474	-	-	-	-1,747	-	-	-	-	-1,737	10	43.25	BIOMASS	-513.00	-1,169.00
2396	10/04/2035	13	3,108	-	-	-	-1,174	-	-	-	-	-2,005	71	49.74	BIOMASS	-659.60	-1,309.80
2397	10/04/2035	14	-2,125	426	-	-	-	1,628	-	-	-	-	71	49.74	BIOMASS	-	-
2398	10/04/2035	15	-700	426	-	-	-	203	-	-	-	-	71	49.74	BIOMASS	-	-
2399	10/04/2035	16	-2,209	426	-	-	-4,812	-	-	-	-	-	6,595	65.36	NEXTGEN	-	-
2400	10/04/2035	17	-3,409	870	-	-	-4,056	-	-	-	-	-	6,595	79.11	GAS_MR-FR	-	-
2401	10/04/2035	18	-5,395	870	-	-	-2,071	-	-	-	-	-	6,595	65.36	NEXTGEN	-	-
2402	10/04/2035	19	-12,705	870	-	-	-846	-	-	-	-	-	12,681	85.26	NEXTGEN	-	-
2403	10/04/2035	20	-14,084	870	-	-	-	556	-	-	-	-	12,658	85.26	NEXTGEN	-	-

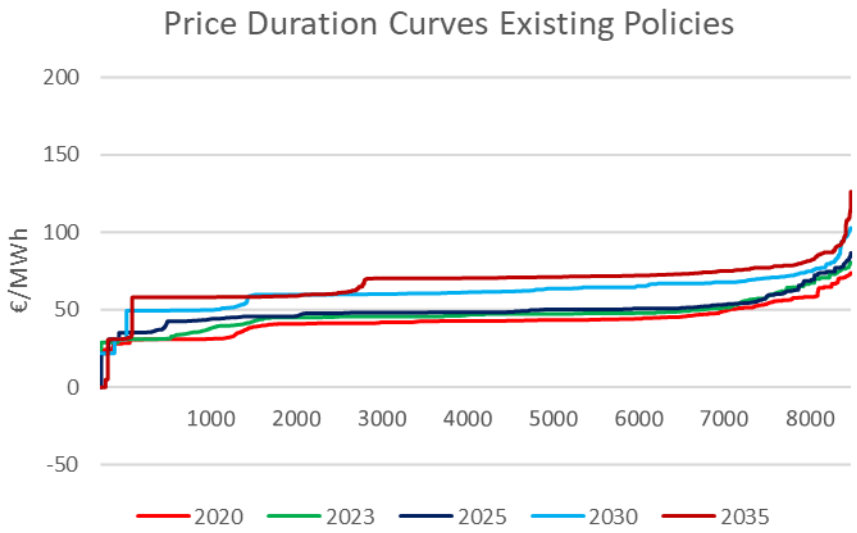
Inhoud

1. Introductie PPSGen
2. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
3. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
4. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
5. Referentie literatuur, data en informatie

Price duration curves bestaand beleid

Beperkt steilere price duration curves in de tijd

- Het absolute niveau van de prijzen richting 2035 wordt hoger. Dit is het resultaat van de stijgende brandstof en CO2 prijzen.
- De gemiddelde baseload prijs stijgt van 41€/MWh in 2020 naar 71€/MWh 2035
- Een andere reden is de afnemende bijdrage van goedkopere productie door kolen-, bruinkolen- en kernenergiecentrales in Europa en de toenemende elektriciteitsvraag die er voor zorgen dat duurdere centrales moeten worden ingezet om te produceren
- Richting 2035 komen meer hogere en lagere prijzen voor, door de invloed van de toenemende productie door duurzame energiebronnen vooral wind en zon PV

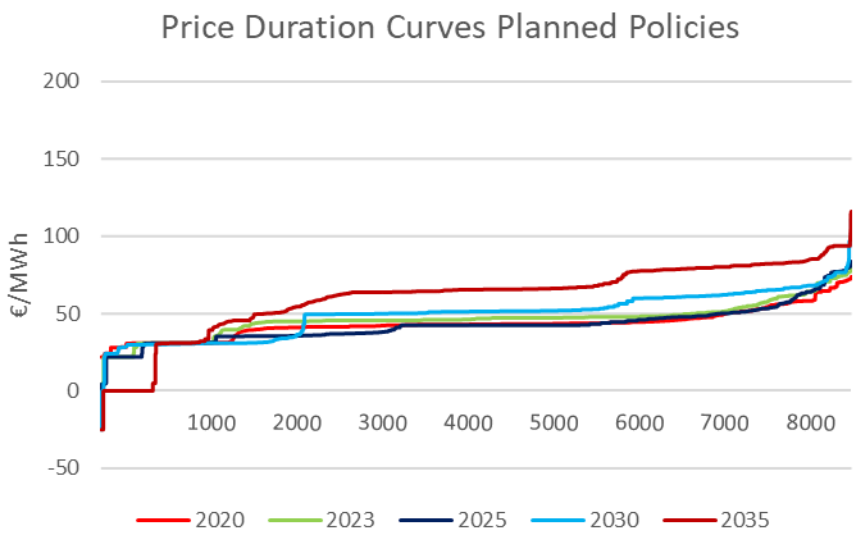


De verticale as is gemaximeerd op 200€/MWh

Price duration curves voorgenomen beleid

Steilere price duration curves in de tijd

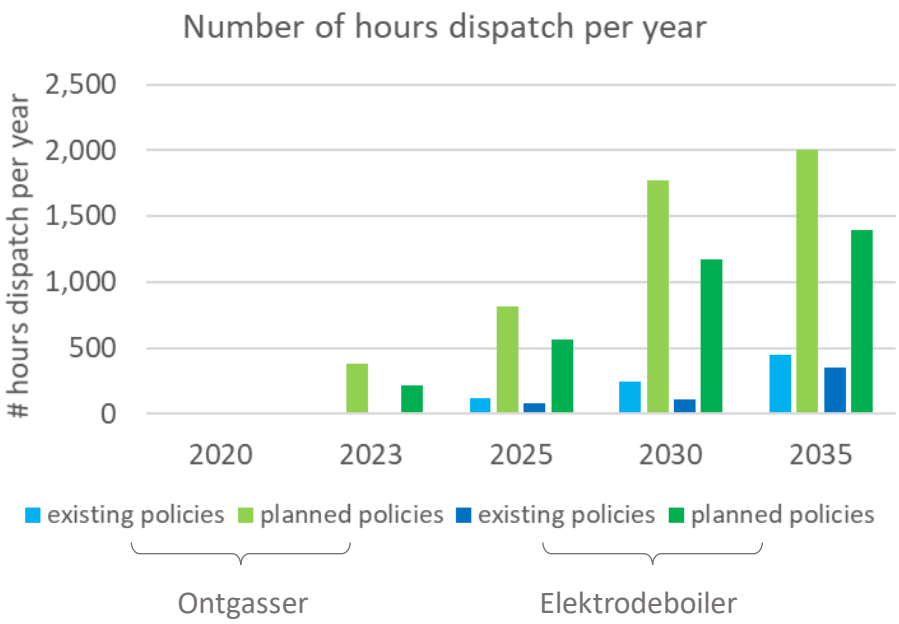
- Het absolute niveau van de prijzen richting 2035 stijgt ook maar minder. Dit is ook het resultaat van de stijgende brandstof en CO2 prijzen. De prijsstijging wordt gedempt door de prijsimpact van het grotere aandeel PV
- De gemiddelde baseload prijs stijgt van 41€/MWh in 2020 naar 64€/MWh 2035
- Een andere reden is de afnemende bijdrage van goedkopere productie door kolen-, bruinkolen- en kernenergiecentrales in Europa en de toenemende elektriciteitsvraag die er voor zorgen dat duurdere centrales moeten worden ingezet om te produceren
- Richting 2035 komen meer hogere en lagere prijzen voor, door de invloed van de toenemende productie door duurzame energiebronnen vooral wind en zon PV



De verticale as is gemaximeerd op 200€/MWh

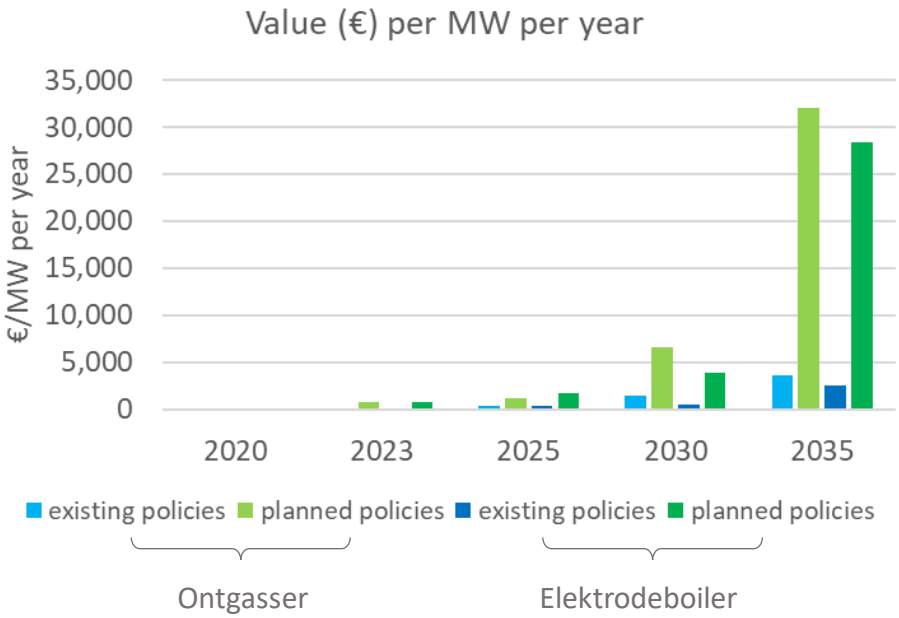
Resultaten - 1 (aantal uren inzet)

- In de tijd worden beide flexopties meer uren ingezet
- Dat effect is vanaf 2025 echt waarneembaar maar blijft in het scenario bestaand beleid heel beperkt
- In het voorgenomen beleid scenario door de impact van het dubbele capaciteit aan PV (vaker lagere prijzen) wordt de capaciteit van de flexopties vaker ingezet
- De ontgasser wordt in de tijd meer ingezet door zijn hogere efficiency ten kosten van de e-boiler



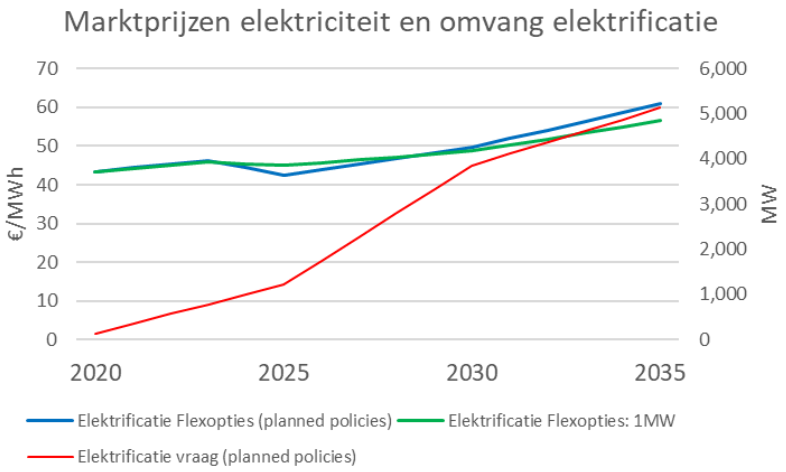
Resultaten - 2 (kosten besparing inzet)

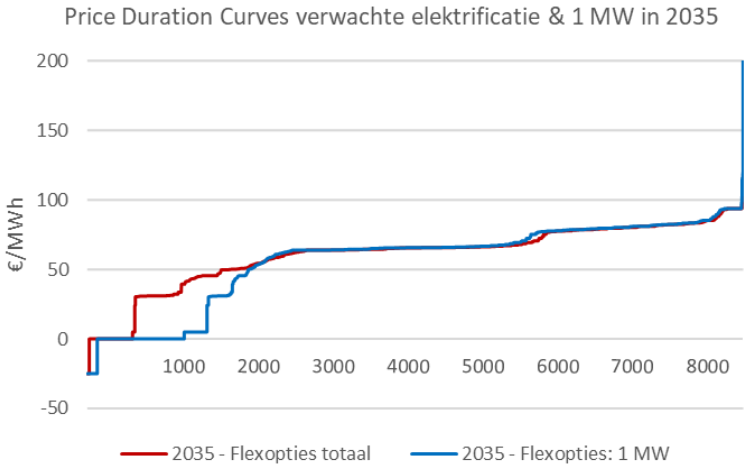
- In de tijd wordt de waarde van de flexopties groter doordat de flexopties meer uren kunnen worden ingezet omdat:
  - De gas en CO2 prijs stijgt in de tijd waardoor de kosten van de gasboiler hoger worden
  - Er door de bijdrage van de capaciteit van wind en zon meer lagere prijzen voorkomen
- Deze effecten hebben in het bestaand beleid een beperkte impact en zijn in het voorgenomen beleid scenario significanter waardoor in dat scenario een veel grotere toename in de waarde per MW kan worden gerealiseerd
- De waardeontwikkeling van de e-boiler blijft iets achter bij die van de ontgasser omdat de ontgasser een hogere efficiency heeft en dus als eerste wordt ingezet waardoor de prijzen opwaarts worden beïnvloed en er dus minder ruimte is voor de e-boiler om van die lage prijzen te profiteren



Resultaten - 3 (sensitivity max 1MW)

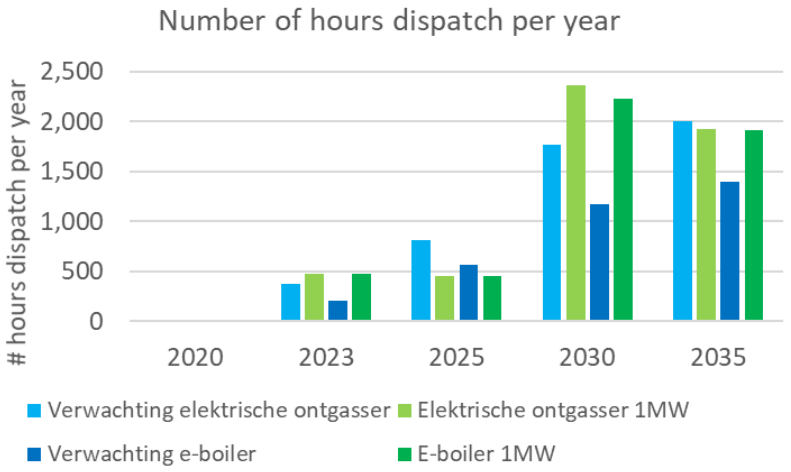
- Om te analyseren in hoeverre de omvang van de elektrificering van invloed is op de marktwaarde is een analyse gemaakt waarbij slechts 1MW ontgasser en 1MW e-boiler is gehanteerd
- Als gevolg van deze beperking zijn de gemiddelde marktprijzen per jaar iets lager, met name vanaf 2030
- Meer flexibele power to heat in het systeem betekent dat in de uren dat de flexopties ingezet worden er meer elektriciteitsvraag is en dat daarom lage prijzen minder snel optreden. Dit komt door het merit order effect oftewel het prijseffect van de extra productie capaciteit die moet worden gestart om aan de extra vraag te voldoen. In de vergelijking van de price duration curves is dit duidelijk waarneembaar: meer lagere marktprijzen

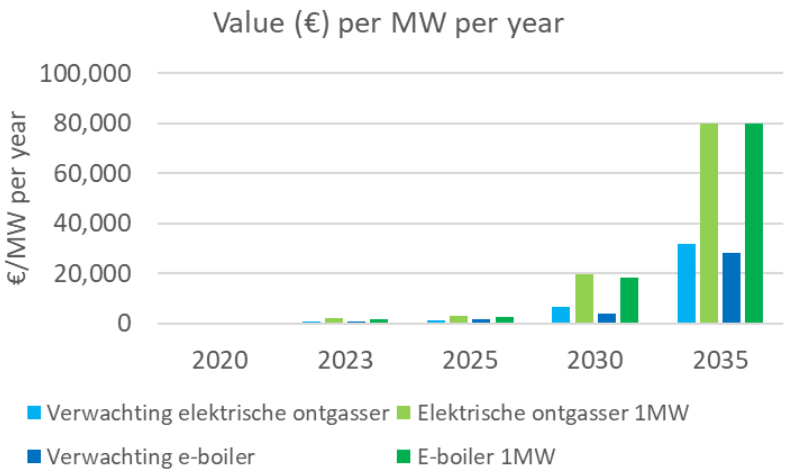




Resultaten - 4 (sensitivity max 1MW)

- Om te analyseren in hoeverre de omvang van de elektrificering van invloed is op de marktwaarde is een analyse gemaakt waarbij slechts 1MW ontgasser en 1MW e-boiler is gehanteerd
- Het aantal uren dispatch is significant anders omdat 1 MW een ander effect op de merit order heeft
- Dit heeft tot gevolg dat er meer capaciteit op lagere prijzen kan worden ingezet waardoor de waarde van de inzet significant stijgt
- Een grotere capaciteit van flexibele power to heat leidt derhalve tot een lagere waarde ervan door het in de vorige slide genoemde merit order effect

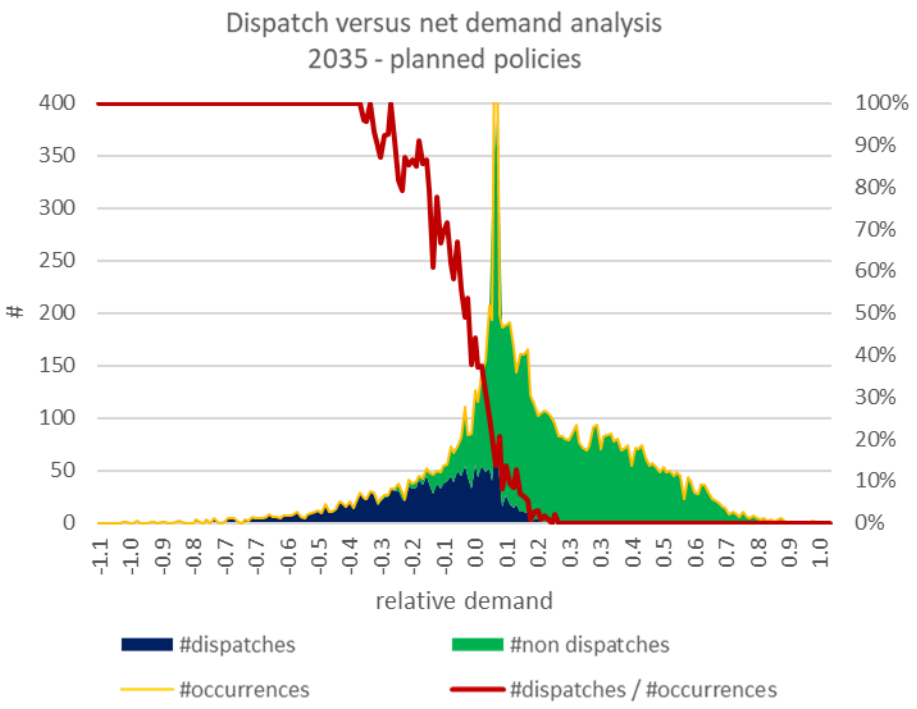




Resultaten - 5 (dispatch sensitivity)

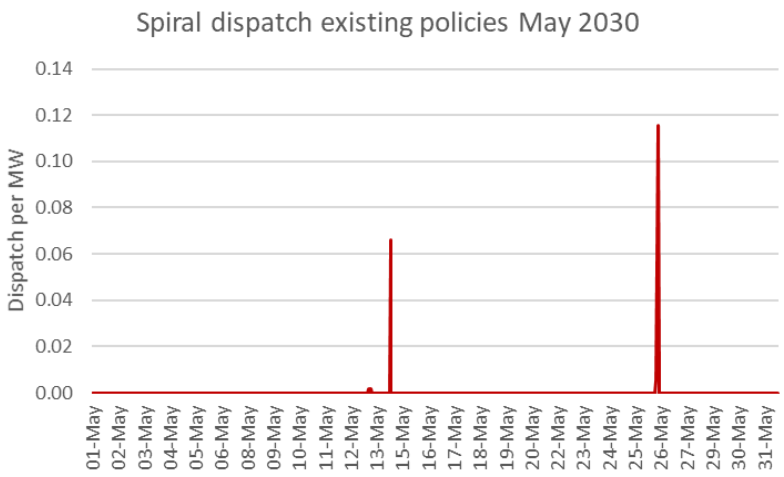
De inzet van industriële elektrische flexibiliteit is afhankelijk van de netto vraag

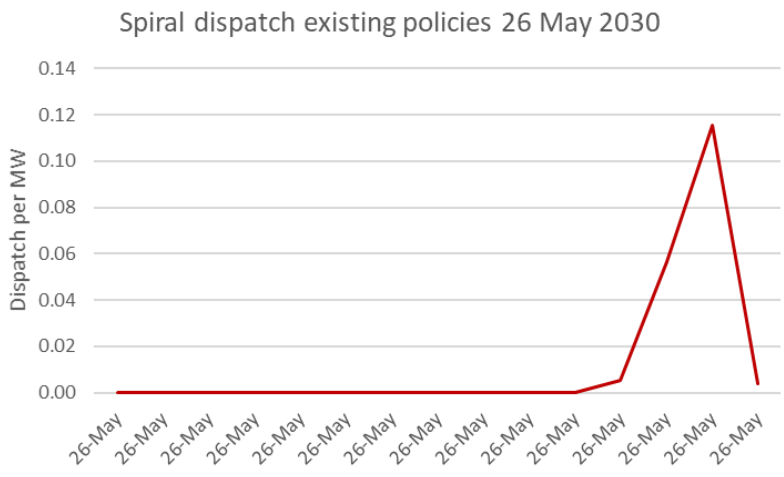
- Een vraag gerelateerde inzetanalyse van de dispatch van de ontgasser capaciteit voor 2035 maakt duidelijk dat de inzet van flexibele industriële warmtecapaciteit sterk afhankelijk is van de relatieve vraag (actuele vraag in een uur gedeeld door de maximale jaarvraag op de horizontale as)
- In de figuur geeft de oranje lijn het aantal keren weer dat de relatieve vraag binnen een bepaalde range valt. De meeste keren is de vraag tussen de 0% en 10% van de maximale vraag. Het donkerblauwe deel ervan weerspiegelt de dispatch van de elektrische ontgasser, het groene deel de keren dat de elektrische ontgasser niet wordt ingezet
- De rode lijn geeft het percentage dat de ontgasser wordt gedispatched van het totaal aantal keren dat de vraag binnen de range valt (rechter verticale as)

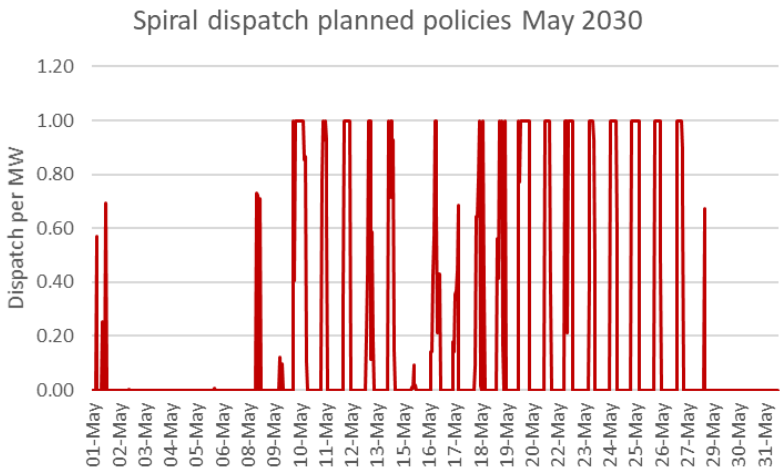


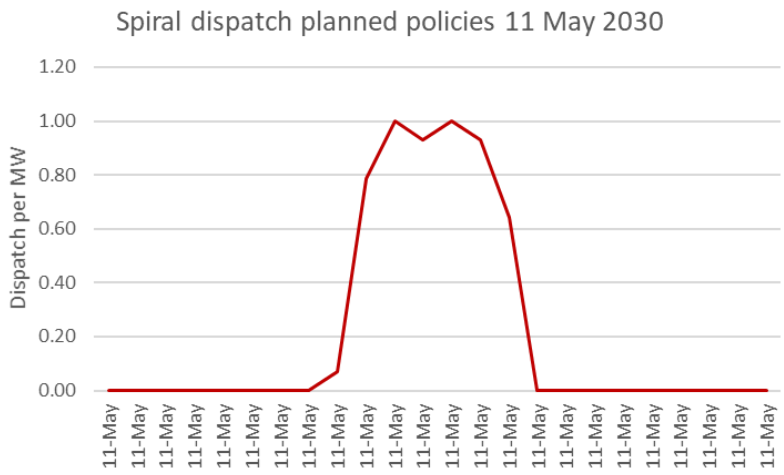
Resultaten - 6 (Dispatch illustraties)

Dispatch van de ontgasser gesimuleerd in mei 2030



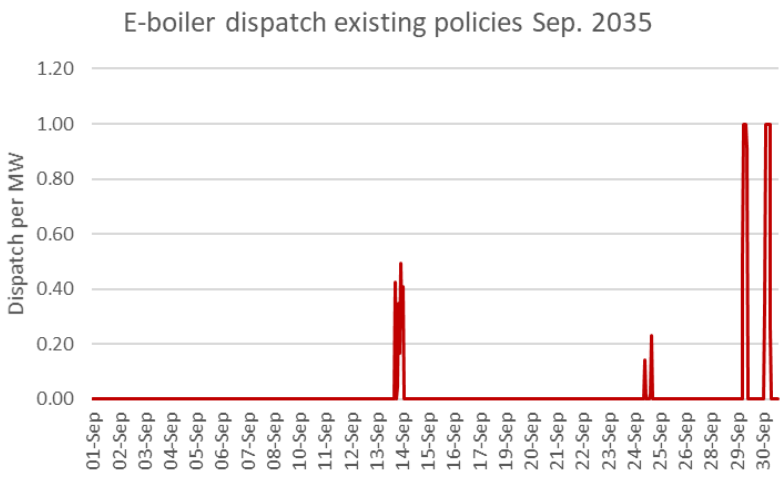


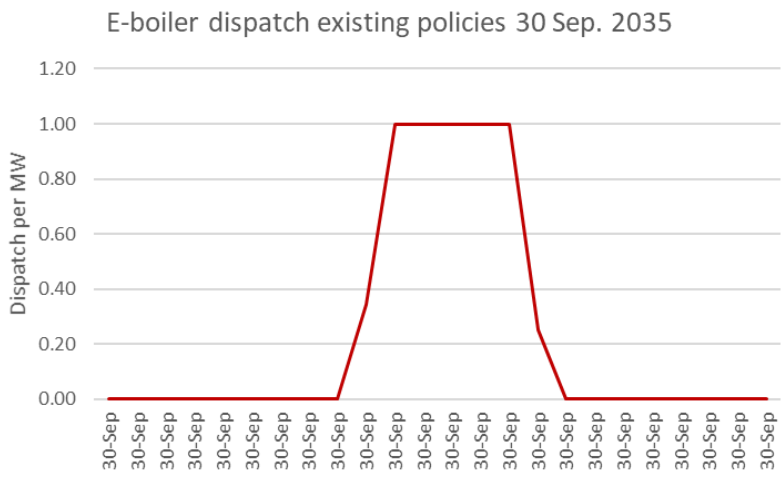


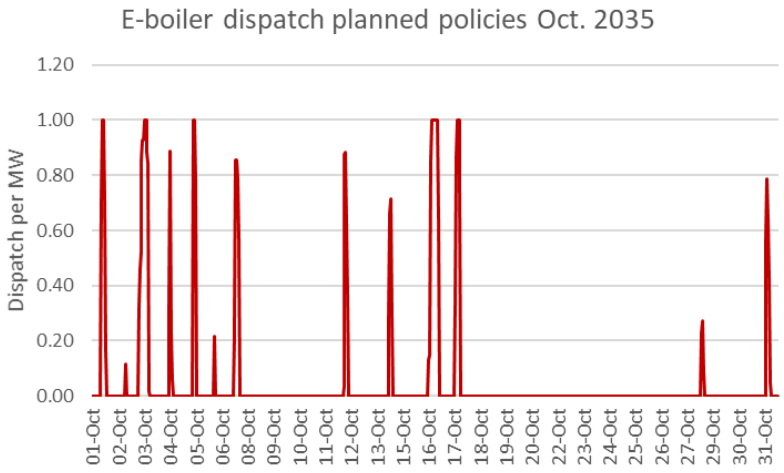


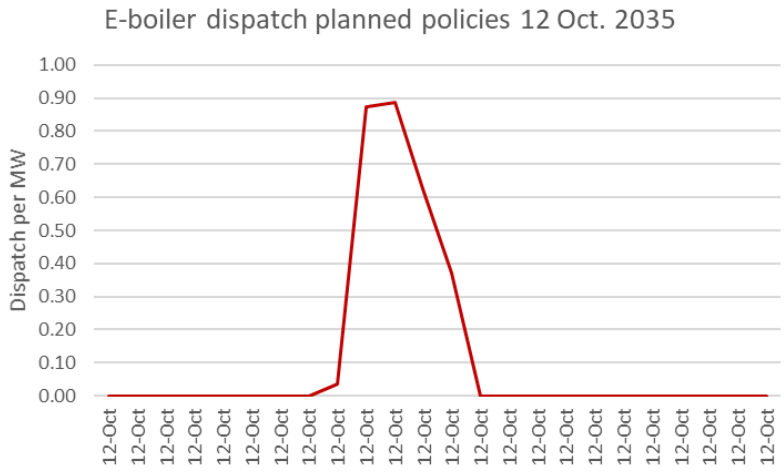
Resultaten - 7 (Dispatch illustraties)

Dispatch van de elektrodeboiler gesimuleerd in september (bestaand beleid) 2035 en oktober (voorgenomen beleid)





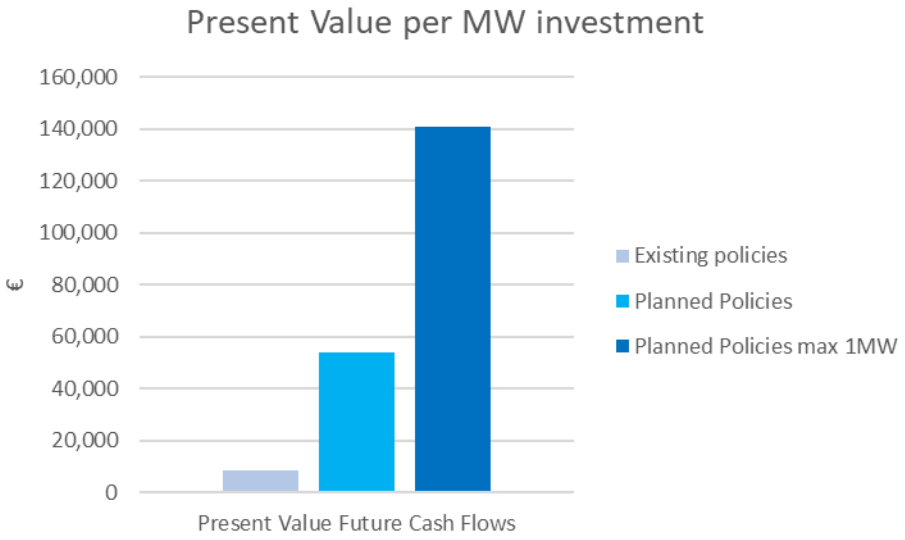




Resultaten - 8 (Contante waarde cash flow)

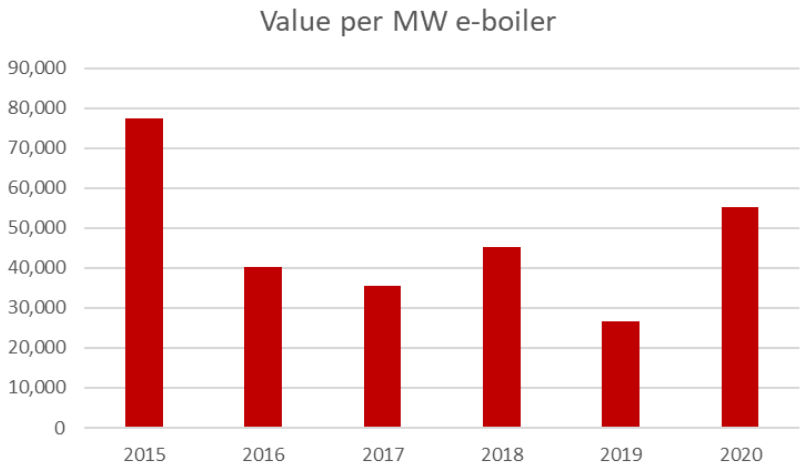
De business case voor de inzet van elektrische flex voor industriële warmteproductie in een hybride opzet is waarschijnlijk negatief

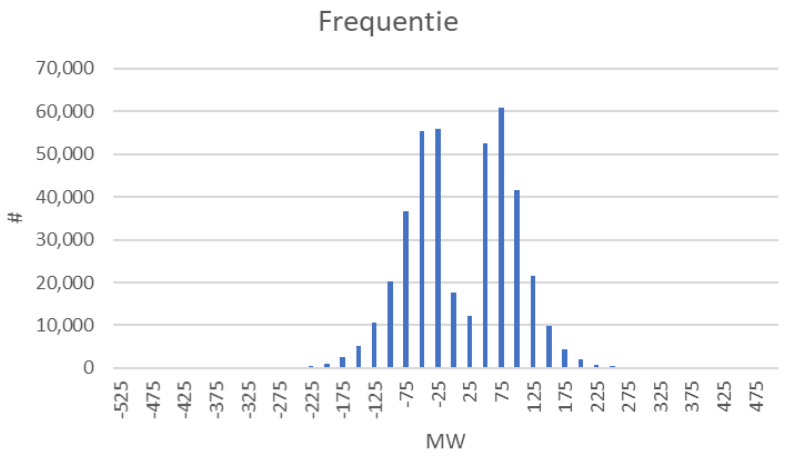
- Tenslotte is een inschatting gemaakt van de contante waarde van de resultaten die met de verschillende scenario's worden behaald
- De contante waarde wordt berekend door de kosten per jaar van het leveren van de warmte met een gasboiler te vergelijken met de kosten van verwarmen met de gasboiler en de spiraal. De berekening is niet uitgevoerd voor de elektrodeboiler, maar die zal tot vergelijkbare uitkomsten leiden
- Bij de kosten is rekening gehouden met de OPEX voor de gasboiler en de spiraal
- Vaste kosten zoals netwerkkosten (voor zowel gas als elektriciteit) zijn niet in de berekening meegenomen. Verder is ook de initiële investering niet in de berekening betrokken
- De WACC is op 7% gezet
- Indien de CAPEX en andere kosten in de cash flow analyse worden meegenomen kan worden geconcludeerd dat de business case voor inzet van elektrische flex voor industriële warmteproductie in een hybride opzet waarschijnlijk negatief wordt



Resultaten - 9 (onbalansmarkt)

- Vanwege de snelle regelbare inzet van beide technologieën is inzet op de onbalansmarkt ook mogelijk. Potentieel resulteert dit in een aanmerkelijk hogere waarde
- De toekomstige prijsontwikkeling van de onbalansmarkt is lastig in te schatten. De rol en impact van intra-day markten, het onbalansmechanisme voor de CWE regio en beschikbare capaciteit van primair en secondair regelvermogen.
- Wel is een korte analyse gedaan op basis van onbalansprijzen over de laatste vijf jaar
- De resultaten voor de inzet van de E-boiler voor 1 MW zijn in de bovenste grafiek weergegeven. De resultaten voor 2020 zijn berekend tot en met 20 november
- Uit de analyse blijkt dat indien 1 MW met perfect foresite wordt ingezet op de onbalansmarkt de resultaten per jaar sterk verschillen
- Er is (nog) geen verband te zien met de toenemende capaciteit van wind en zon, maar het kan ook zijn dat er steeds meer flexibel vermogen beschikbaar is
- Toenemende capaciteit van flexvermogen zal een grote impact hebben op een markt hebben aangezien deze zelden groter is dan 200 MW (onderste grafiek)
- **De inzet van flexibel power to heat in de omvang van deze studie zal dan ook waarschijnlijk geen waarde op de toekomstige onbalansmarkt kunnen opleveren**





Inhoud

1. Introductie PPSGen
2. KEV 2020 scenario's, bestaand en voorgenomen beleid
3. Uitwerking flexopties
   - Uitgangspunten ontgasser en elektrode boiler
   - Modelleringsstappen
4. Resultaten
   - Load duration curves
   - Aantal uren dispatch per jaar
   - Waarde per MW
   - Dispatch illustraties
5. Referentie literatuur, data en informatie

Referentie literatuur, data en informatie

- TKI Hybrid Systems - Draft business case analyse EMMTEC services 2020
- TKI Eindverslag - Haalbaarheidsstudie Elektrificatie bestaande gasketels 2019
- PBL - Klimaat en Energieverkenning oktober 2019 en 2020
- Klimaat en energieverkenningen van Duitsland, UK, Frankrijk en BENELUX
- Relevante publicaties en data van verschillende bronnen o.a. CBS, PBL, TNO, TenneT (onbalansdata), energymarketprice.com (marktinformatie)

Contact

- MAARTEN MEIJBURG
  - mobile: +31 643053281
  - maarten.meijburg@eriskgroup.com

- RUUT SCHALIJ
  - mobile: +31 620437109
  - ruut.schalij@eriskgroup.com

- Website
  - www.eriskgroup.com