



Modelering van de flexibele inzet van gemalen in  
PPSGen voor het project “Slim Malen”  
*Resultaten en analyses over potentiële kosten en CO2 besparingen*

Juli 2018



---

De informatie in dit document is gemaakt in opdracht van Deltares en de waterschappen in het kader van het RVO project “*Slim Malen*” 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 alleen bedoeld om achtergrondinformatie te geven die Deltares en de waterschappen inzichten opleveren. Deltares en de waterschappen zijn zelf verantwoordelijk voor het maken van investeringsbeslissingen of andere acties op basis van de in het document verschaft informatie.

# Inhoud

---

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

# Inleiding en doelstelling

---

## Inleiding

Naast waterzuivering zijn gemalen de grootste energiegebruikers bij de waterschappen. Besparingen op de duizenden gemalen in Nederland zijn bijvoorbeeld mogelijk door de weersverwachtingen voor regen en getijdebewegingen beter te koppelen aan het maalbeheer en door anders gebruik te maken van de waterbergingscapaciteit in het achterland. Daarnaast kunnen kosten worden bespaard door gemalen anders te laten draaien, als het stroomtarief laag is, of CO2 besparen als er veel duurzaam opgewekte energie beschikbaar is.

Waterschappen hebben de afgelopen jaren laten onderzoeken hoe hun gemalen slimmer en daarmee energiezuiniger kunnen werken. Dit onderzoek is onderdeel van de Green Deal Energie. De Stichting Toegepast Onderzoek Waterbeheer (STOWA) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) hebben een gezamenlijk onderzoeksprogramma 'Energie in het watersysteem' voor de periode 2016 - 2018 ontwikkeld. Een belangrijk onderdeel van het onderzoeksprogramma is het JIP project "*Slim Malen*" dat eind 2016 onder leiding van het kennisinstituut op het gebied van water en ondergrond Deltares van start is gegaan. Het hoofddoel van het project *Slim Malen* betreft de ontwikkeling van een toolbox voor nieuwe regelingen van gemalen met het oog op energie- en (eventuele) kostenbesparing, als alternatief voor de huidige peilgestuurde regelingen. eRisk Group is een van de partners van het project en onderzoekt in een deelproject de toekomstige economische en duurzame waarde van de flexibele inzet van gemalen op de dag vooruit markt binnen de in het project geïventariseerde veiligheidsbegrenzingsen. De data die gebruikt zijn voor het onderzoek zijn afkomstig van het Nationaal Hydrologisch Instrumentarium (NHI), het dataportaal van de waterschappen.

# Inleiding en doelstelling

---

## Doelstelling van het onderzoek

Het hoofddoel van eRisk Group in het project 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 poldergemalen op landelijk niveau, binnen de in het project geïnventariseerde veiligheidsbegrenzings, op de toekomstige dag vooruit markten kan worden gevalideerd als ook de validatie van de mogelijke duurzame bijdrage (CO2 besparing) door inzet van gemaalflexibiliteit. De validatie zal gedaan worden op basis van twee scenario's voor de Noordwest Europese elektriciteitsmarkten.

De scenario's worden doorgerekend met het PPSGen model. PPSGen simuleert dag vooruit markten op nationaal niveau op basis van scenario-aannames over o.a. 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 moeten inzicht geven in de ontwikkeling van de inzetbaarheid van de gemalen (in termen van het gebruik van de reservoerruimte) en het rendement van de flexibele inzet (in termen van kostenbesparingen euro's) op de elektriciteitsmarkt in 2020, 2025 en 2030. De analyse zal zowel inzichten bieden over potentiële kosten- en indirecte CO2 besparingen voor de totale landelijke flexibele gemaalcapaciteit als voor de 18 waterschappen waarop de flexibele gemaalcapaciteit is gebaseerd.

## **Uitvoering onderzoek**

Voor de analyse heeft eRisk Group op basis van informatie van het NHI, die in samenwerking met Deltares is verzameld en besproken, de volgende zaken uitgewerkt:

- Ontwikkeling gemaalflex-algoritme voor PPSGen
- Vertalen van de NHI gemaaldata van landelijke schattingen over totale bufferruimte (reservoir), totale maximale pompcapaciteit (totale beschikbare ontlad capaciteit) en totale dagelijkse uitvoer (dagelijkse ontlad capaciteit) naar data bruikbaar voor PPSGen
- De financiële optimalisatie van flexibele gemaal capaciteit met PPSGen voor de jaren 2020/2025/2030 voor het base case scenario (aangepast NEV2017 scenario) en een variant daarop, het Groen scenario (NEV2017 high scenario\*)
- Analyse van en uitleg over de model output voor de twee scenario's met en zonder andere vormen van elektrische flexibiliteit
- Break-down van de landelijke financiële optimalisatie resultaten (kosten besparingen elektriciteit) per waterschap (18 waterschappen waarop de NHI data zijn gebaseerd)
- De potentiële indirecte CO2 reductie van flexibele gemaal capaciteit met PPSGen voor je jaren 2020/2025/2030 voor het base case scenario (aangepast NEV2017 scenario ) en een variant daarop, het Groen scenario (NEV2017 high scenario\*)
- Analyse van en uitleg over de model-output voor de twee scenario's met en zonder andere vormen van elektrische flexibiliteit
- Conclusie en presentatie

\* Zie uitleg scenario in appendix hst. 6

# Inleiding en doelstelling

---

## Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

### *Gebruik van data*

Om in de analyse de diversiteit en de complexiteit van het energieverbruik van de gemalen van de waterschappen en tegelijkertijd een werkbaar landelijk geaggregeerd format van gemaaldata voor deze analyse te creëren, is er in overleg met Deltares voor gekozen om de landelijke schattingen over de totale bufferruimte (reservoir), totale maximale pompcapaciteit (totale beschikbare ontlad capaciteit), totale dagelijkse uitvoer (dagelijkse ontlad capaciteit) en het daarvan afgeleide elektriciteitsverbruik te baseren op data van het Nationaal Hydrologisch Instrumentarium (NHI). De inzet van de gemalen wordt bepaald door de neerslag, door de kwelbelasting en op sommige locaties door het doorspoelregime.

Om de huidige en toekomstige seizoensvariatie in de kwelbelasting te schatten zijn NHI meetdata van waterschappen geanalyseerd. Deze analyses zijn uitgevoerd, in opdracht van Deltares, door Simon Buijs, een MSc student Hydrologie aan de Vrije Universiteit van Amsterdam. Deze NHI data zijn gebenchmarkt met de energieverbruik gegevens van de klimaatmonitor-waterschappen en de elektriciteitsverbruiksdata van het waterschap *Schelde stromen* uit 2012. De NHI-data van de individuele waterschappen in m<sup>3</sup> over de buffercapaciteit, maalcapaciteit en de inflow van kwel en regenwater per dag zijn door eRisk Group geaggregeerd naar totale landelijke waarden en omgezet naar elektrische equivalenten per uur: totale buffercapaciteit uitgedrukt in MWh, maalcapaciteit in MWh en een uurlijkse tijdreeks van water inflow in MWh (hoeveelheid elektriciteit die nodig is om dit te verpompen). Om tot bruikbare data te komen zijn door Deltares in overleg met eRisk Group onderzoekkeuzes gemaakt die zijn terug te vinden in het onderzoeksrapport van Simon Buijs *Kwelbelasting in Nederland en flexibel gemaalbeheer 2018*.

# Inleiding en doelstelling

---

## Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

Twee belangrijke keuzes in het onderzoek van Simon Buijs (Kwelbelasting in Nederland en flexibel gemaalbeheer 2018) zijn van belang voor de analyses in dit onderzoek:

- Een complete set met relevante data was alleen beschikbaar voor 2011 en niet voor 2012, het basisjaar waarvan de PPSGen data (vraag en weerdata) zijn afgeleid. Het effect van de elektrische capaciteit van de gemalen ten opzichte van de totale landelijke elektrische capaciteit is echter beperkt. Hoewel het effect van de mismatch in het datajaar beperkt is, kan het van invloed zijn op de resultaten.
- De schattingen over de relevante data zijn gebaseerd op data van alle Nederlandse gebieden met polders en die polders zijn vervolgens gegroepeerd bij verschillende waterschappen. In totaal zijn de polders gegroepeerd in 18 waterschappen. Hoewel de data zijn gecheckt met de historische data van waterschap Schelde Stormen en de data van de klimaatmonitor kunnen de gegevens afwijken van de werkelijke data .

Op basis van de data en aannames die zijn besproken met Deltares is de totale flexibele capaciteit van de gemalen als één asset voor Nederland binnen het algoritme gemodelleerd en in PPSGen geïncorporeerd. In hoofdstuk 4 van dit document wordt het algoritme en de inzetrandvoorwaarden beschreven (Zie document: *beschrijving gemaalflex-algoritme* voor uitvoeriger beschrijving van het algoritme) en in hoofdstuk 6 van de appendices wordt een korte beschrijving van PPSGen gegeven.

In overleg met de projectgroep en Deltares zijn twee eRisk Group toekomstscenario's gekozen waarbinnen de waarde van de flexibele assets worden bepaald. In de appendices zijn die scenario's uitvoerig beschreven. Op basis van het gemaalflex-algoritme, de scenario aannames en de NHI data aannames over de beschikbare totale bufferruimte (reservoir), totale maximale pompcapaciteit (totale beschikbare ontlad capaciteit) en totale dagelijkse uitvoer (dagelijkse ontlad capaciteit) heeft PSSGen inzetwaarden per uur voor de jaren 2020, 2025 en 2030 gegenereerd. Op basis van de door PPSGen gegenereerde uurlijkse inzetwaarden zijn de uitkomsten inzake kosten en CO2 besparing uitgewerkt. In hoofdstuk 5 van de presentatie zijn de resultaten van de kosten- CO2 besparing door de inzet van gemaalflex beschreven.



# 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 elektriciteitssysteemrijke de waardeontwikkeling van de flexibele assets van waterschappen onder de twee scenario's onderzocht. De door het model gegenereerde uur elektriciteitssysteemrijke 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 0 €/MWh. In zeer zeldzame situaties kan er ook een tekort aan elektriciteit ontstaan, vooral vanaf 2025 (in sommige landen, niet Nederland). Er moet dan vraag worden afgeschakeld. Als dat gebeurt hanteert PPSGen voor die uren een prijs van 1.000 €/MWh (prijs voor de "Value of Lost Load"). De door het model gegenereerde uurlijkse elektriciteitssysteemrijke is te vergelijken met de prijs zoals die in de toekomst tot stand zou kunnen komen op de dag vooruit markt. De werkelijke prijzen op de dag vooruit markt 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, slechts beperkt door de interconnectie-capaciteit, veronderstelt 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.

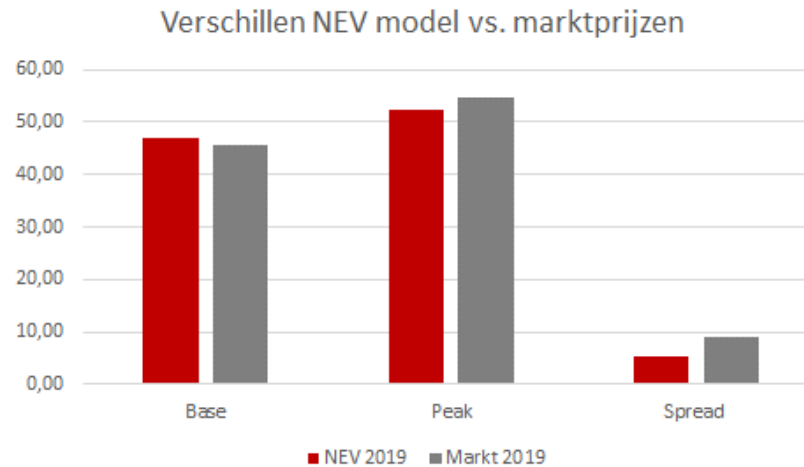
# Inleiding en doelstelling

## 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 2019 berekent het model een hogere basislast en lagere pieklast prijzen dan de markt. De gemiddelde spread tussen piek- en basislast prijzen is daardoor kleiner.



PPSGen genereert uurprijzen die te vergelijken zijn met de prijzen op de dag vooruit markten. Er niet onderzocht wat de waarde van de flexibele assets van de waterschappen zou kunnen zijn wanneer de assets op de intra-day of onbalansmarkt zouden worden ingezet.

## Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

### *Berekening CO2 emissies*

Om de CO2 besparingen door de inzet van gemaalflex te berekenen, is de *integrale methode* toegepast. In deze methode representeren CO2 reducties en besparingen op primair energiegebruik die gekoppeld kan worden aan elektriciteit die niet geproduceerd hoeft te worden. Dat betekent dat de integrale methode uitgaat van de productie van elektriciteit en niet van de consumptie. Bij gebruik van de integrale methode worden CO2-emissies voor geconsumeerde elektriciteit dus gealloceerd op basis van de CO2-emissies van op Nederlands grondgebied geproduceerde elektriciteit. Het is ook niet mogelijk exact te achterhalen welke CO2-emissies gekoppeld moeten worden aan de elektriciteit die door Nederland wordt geïmporteerd en geëxporteerd. In de methode is de CO2 uitstoot van geïmporteerde en geëxporteerde elektriciteit gelijk gesteld aan CO2 emissie van het elektriciteitsproductiepark in Nederland (inclusief hernieuwbare energiebronnen). Deze methode gaat uit van de productie in Nederland en niet van de consumptie. De CO2-emissies voor geconsumeerde elektriciteit worden gealloceerd op basis van de CO2-emissies van op Nederlands grondgebied geproduceerde elektriciteit. Een verdere toelichting over de methode is de gezamenlijke publicatie van CBS, PBL, ECN en Agentschap NL in het document *Berekening van de CO2 emissies, het primair fossiel energiegebruik en het rendement van elektriciteit in Nederland elektriciteit in Nederland*.

De CO2 besparingen die door de inzet van flexibele gemaalinzet kunnen optreden zijn derhalve indirecte besparingen. Dat wil zeggen dat door de inzet van flexibele gemaalinzet kan worden voorkomen dat er minder fossiel gestookte centrales nodig zijn om de elektriciteitsvraag te matchen. Om te bepalen wat de besparing door inzet van flexibele gemaalcapaciteit kan zijn, is de CO2 emissie berekend in PPSGen met en zonder de inzet van de flexibele gemaalcapaciteit. Het verschil in uitkomsten tussen de berekeningen is de CO2 besparing. Het is mogelijk dat de inzet van gemaalflexibiliteit leidt tot meer import of export. Omdat ook de ex- en import van elektriciteit in de getallen voor de CO2 besparingen zijn meegenomen kan dat een effect op de CO2 besparingen hebben.

# Inleiding en doelstelling

---

## Toelichting bij de opzet van de onderzoek analyses

### *Caveats*

De berekening van de kosten- en CO2 besparingen van de 18 waterschappen zijn gebaseerd op de elektriciteitsconsumptie per waterschap die op basis van NHI-data zijn berekend. Het aandeel in de door PPSGen berekende totale CO2- en kostenbesparing is per waterschap gealloceerd op basis van het percentage dat een waterschap heeft in het totale elektriciteitsverbruik (zie matrix slide 48). De verbruiken die op basis van deze data per waterschap zijn berekend, kunnen afwijken van het echte verbruik en daarmee ook de CO2- en kostenbesparing.

In dit onderzoek is afgesproken en aangenomen dat de beschikbare totale bufferruimte (reservoir), totale maximale pompcapaciteit (totale beschikbare ontlad capaciteit) en totale dagelijkse uitvoer (dagelijkse ontlad capaciteit) capaciteit en het elektriciteitsverbruik tot 2030 constant blijft. De realiteit is waarschijnlijk dat een deel van dat vermogen in de loop van de tijd is afgeschreven en wordt vervangen door nieuw mogelijk efficiënter pompvermogen hetgeen weer tot een lager verbruik zou leiden.

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

# Belangrijkste bevindingen – Algemeen (1/6)

## De inzet van gemaalflexibiliteit leidt tot lagere kosten en CO2 reductie

Het onderzoek is gebaseerd op de vooronderstelling dat de inzet van de gemaal reservoir capaciteit automatisch tot een lagere CO2 uitstoot en lagere energiekosten voor waterschappen zou leiden.

Het was een wat gedurfde vooronderstelling omdat de CO2 en financiële waarde van de inzet van de gemaal reservoir capaciteit sterk afhankelijk is van de snelheid en de wijze waarop de energietransitie wordt doorgevoerd en het effect daarvan op de volgorde van centrales (merit order) die de elektriciteit produceren.

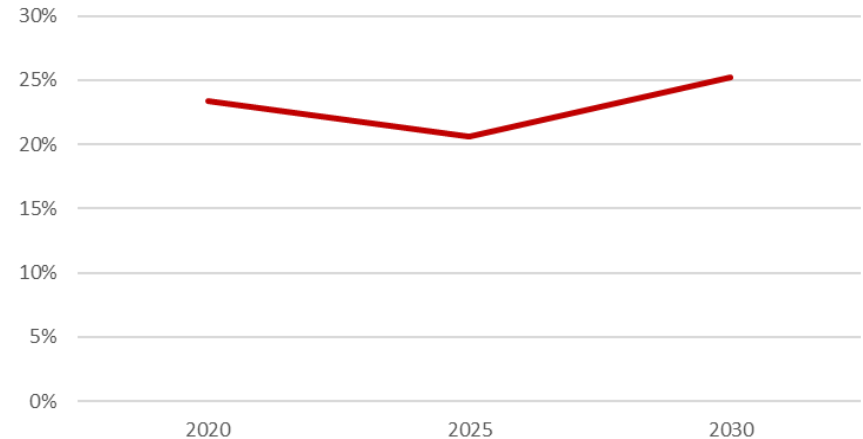
Het onderzoek toont aan dat er een positief verband is tussen de voortschrijdende energietransitie en de CO2 en financiële waarde van gemaalflexibiliteit maar dat verband is niet lineair en soms beperkt.

Afhankelijk van het gekozen scenario kunnen de financiële besparingen oplopen van € 1,3 – 1,9 mln. in 2020 naar € 2,5 – 5,0 mln. in 2030. De gemiddelde kostenbesparingen ten opzichte van de totale kosten liggen voor alle jaren rond de 23%

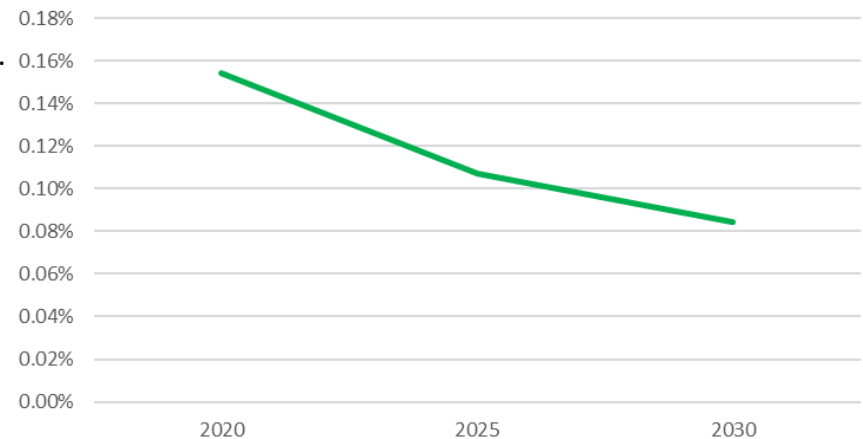
Het onderzoek laat ook zien dat de financiële waarde van gemaalflexibiliteit afneemt als er meer en andere flexibele assets beschikbaar zijn.

De inzet van gemaalflexibiliteit sorteert een merit order effect met een wisselende invloed per jaar op de CO2 emissies. De CO2 uitstoot vermindert met 0 tot 1 Mt per jaar. In de grafiek rechts is de reductie als percentage van totale uitstoot van Nederland weergegeven.

Gemiddelde kostenbesparing



Maximale CO2 emissiereductie



## Belangrijkste bevindingen – Algemeen (2/6)

---

De impact van de inzet van gemaalflexibiliteit op de inzet van centrales is beperkt maar niet verwaarloosbaar

- De inzet van de gemaal reservoir capaciteit heeft een effect op de merit order. Op bepaalde uren leidt de inzet van de gemaal reservoir capaciteit tot een betere benutting van het duurzaam vermogen en/of de inzet van efficiëntere conventionele centrales, maar op andere uren kan de inzet er voor zorgen dat een aantal conventionele centrales, vooral baseload centrales, meer uren maken omdat de inzet dan voorkomt dat de centrales moeten afschakelen vanwege een te beperkte vraag. Als het dan goedkopere baseload centrales (vaak kolencentrales) betreft, kan het positieve CO2 effect van de betere benutting van het duurzaam vermogen en/of de inzet van efficiëntere conventionele centrales teniet worden gedaan door het negatieve CO2 effect van de langere inzet van baseload kolencentrales. De totale CO2 uitstoot kan dan juist hoger zijn in een jaar dan in een situatie zonder de inzet van de gemaal reservoir capaciteit.
- De inzet van de gemaal reservoir capaciteit kan er echter ook voor zorgen dat de CO2 arme biomassa baseload centrales meer uren maken. Hierdoor worden er extra CO2 besparingen gerealiseerd. Dit gebeurt in het Groen scenario na 2025.
- De inzet van de gemaal reservoir capaciteit leidt tot een verschuiving in de merit order die een beperkt effect heeft op het gemiddelde prijsniveau omdat de inzet van de gemaalflexibiliteit op lage prijzen leidt tot een vraagverhoging die op andere uren weer tot hogere prijzen leidt.

## Belangrijkste bevindingen – kosten besparingen (3/6)

---

### Grootschalige inzet van andere flex opties beïnvloedt de waarde van gemaalflexibiliteit negatief

- In het NEV2017 scenario stijgt het gemiddelde prijsniveau en neemt de prijsvolatiliteit toe naar 2030. Dit heeft tot gevolg dat door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit er in absolute zin steeds meer kosten kunnen worden bespaard.
- In de situatie **zonder** andere flexibele assets wordt er door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit, ten opzichte van 2020, in 2030 in het NEV2017 scenario zo'n 13% en in het Groen scenario zo'n 15% meer bespaard. Gemiddeld over de hele periode wordt er 41% (€ 3,3 mln.) in het NEV2017 scenario en 42% (€ 4,1 mln.) in het Groen scenario bespaard.
- In de situatie **met** andere flexibele assets nemen de kostenbesparingen door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit flink af omdat de prijsvolatiliteit wordt gereduceerd door de inzet van andere flexibele assets. Ten opzichte van 2020 nemen de besparingen in 2030 in het NEV2017 scenario zelf af met 1% en in het Groen scenario is de stijging van de besparingen relatief beperkt tot zo'n 4%. Gemiddeld over de hele periode wordt er 22% (1,8 mln.) in het NEV2017 scenario en 24% (2,3 mln.) in het Groen scenario bespaard.



## Belangrijkste bevindingen – CO2 besparingen (4/6)

---

### Gemaalflex sorteert een merit order effect met wisselende invloed op de CO2 emissies

- In het NEV2017 scenario nemen de totale emissies af en de productie toe naar 2030. Dit is het gevolg van een schonere bandstofmix en heeft tot gevolg dat door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit er in absolute zin minder CO2 kan worden bespaard.
- In de situatie **zonder** andere flexibele assets wordt er door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit gemiddeld over de hele periode 3,3% (1 Mt) in het NEV2017 scenario en 0,01% (-0,003 Mt) in het Groen scenario bespaard. In de jaren 2025 leidt van de inzet de gemaal reservoir capaciteit tot een iets optimalere inzet van baseload kolencentrales waardoor de inzet een negatief CO2 effect heeft. Na 2025, als de kolencentrales zijn vervangen door biomassa centrales, wordt de inzet van de baseload biomassa centrales verbeterd waardoor er een positief CO2 effect optreedt.
- In de situatie **met** andere flexibele assets wordt er, door de inzet van de gemaal reservoir capaciteit, gemiddeld over de hele periode meer CO2 geëmitteerd. De inzet van de gemaal reservoir capaciteit zorgt er in het NEV2017 en het Groen scenario voor dat baseload kolencentrales optimaler worden ingezet en in het Groen scenario na 2025 dat er inefficiëntere gascentrales worden ingezet. Hetgeen er voor zorgt dat CO2 emissies gemiddeld over de hele periode met 0,07% (0,03 Mt) in het NEV2017 scenario en 0,05% (-0,02 Mt) in het Groen scenario toenemen.

## Belangrijkste bevindingen – in cijfers (5/6)

### De inzet van gemaal reservoir capaciteit leidt tot substantiële kostenbesparingen

De tabel geeft de belangrijkste resultaten voor de inzet van de totale landelijke gemaalflex voor beide scenario's met en zonder de toepassing van andere flexibele assets. Besparingen zijn berekend door de berekende kosten in de situatie met de inzet van gemaal reservoir capaciteit af trekken van de berekende kosten in de situatie zonder de inzet van gemaal reservoir capaciteit.

In bijgaande tabel zijn de resultaten van kostenbesparingen door de inzet van de totale landelijke gemaalflex per scenario en per situatie gesommeerd weergegeven.

Scenario	Flex incl/excl*		Unit	2020	2025	2030
NEV2017 incl. gemaal flex	excl. Flex	Elektriciteitsprijs	€/MWh	39,2	57,4	75,3
		Kosten totaal	€ mln.	3,5	4,8	5,4
		Besparing	€ mln.	1,9	3,1	5
	incl. Flex	Elektriciteitsprijs	€/MWh	39,5	56,7	77,1
		Kosten totaal	€ mln.	4	6	8
		Besparing	€ mln.	1,3	1,5	2,6
GROEN incl. gemaal flex	excl. Flex	Elektriciteitsprijs	€/MWh	44,9	69,3	92,8
		Kosten totaal	€ mln.	4	5,6	6,4
		Besparing	€ mln.	2,2	4	6,5
	incl. Flex	Elektriciteitsprijs	€/MWh	44,6	69,3	94,7
		Kosten totaal	€ mln.	4,7	7,5	9,7
		Besparing	€ mln.	1,4	2,1	3,6

## Belangrijkste bevindingen – in cijfers (6/6)

De inzet van gemaal reservoir capaciteit beïnvloedt de merit order met wisselend maar overwegend positief CO2 effect

De tabel geeft de belangrijkste resultaten voor de inzet van de totale landelijke gemaal flex voor beide scenario's met en zonder de toepassing van andere flexibele assets. Besparingen zijn berekend door de berekende CO2 emissies in de situatie met de inzet van gemaal reservoir capaciteit af trekken van de berekende emissies in de situatie zonder de inzet van gemaal reservoir capaciteit.

In bijgaande tabel zijn de resultaten van CO2 besparingen door de inzet van de totale landelijke gemaal flex per scenario en per situatie gesommeerd weergegeven.

Scenario	Flex incl/excl*		Unit	2020	2025	2030
NEV2017 incl. gemaal flex	excl. Flex	Totale productie	TWh	88,1	132,5	165,9
		Totale uitstoot	Mt	36,3	31,1	26,49
		Besparing	Mt	1,53	0,85	0,90
	incl. Flex	Totale productie	TWh	88,1	130,9	168,3
		Totale uitstoot	Mt	39,03	32,39	28,18
		Besparing	Mt	-0,05	-0,02	-0,01
GROEN incl. gemaal flex	excl. Flex	Totale productie	TWh	91,8	130,4	161,8
		Totale uitstoot	Mt	39	32,1	27,4
		Besparing	Mt	-0,01	-0,01	0,02
	incl. Flex	Totale productie	TWh	90,4	130,7	165,4
		Totale uitstoot	Mt	39,3	32,4	15,17
		Besparing	Mt	-0,03	-0,03	0,00

# Inhoud

---

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen 2017
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten NEV2017 scenario's 2017 kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten NEV2017 scenario's 2017 CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap kosten en CO2 besparing

## Appendices

# Scenario's – beschrijving algemeen (1)

- De resultaten van dit onderzoek zijn gebaseerd op data uit het NEV2017 scenario *voorgenomen beleid 2017* dat is gemaakt door ECN in oktober 2017 voor de jaarlijkse *Nationale Energie Verkenning*. Een studie voor de Nederlandse overheid.
- Specifiek zijn de data van onderstaande variabelen uit het scenario gebruikt. De data zijn voor 2018 geactualiseerd
  - Aardgas, kolen en CO2 prijzen
  - Bruto elektriciteitsvraag
  - Interconnectie capaciteit
  - Geïnstalleerd elektrisch vermogen per technologie voor de productie van elektriciteit
- De ECN data geven geen gedetailleerd inzicht in de projecties over *name plate* capaciteit, de productiekosten per productie technologie, specifieke besparingen en groei per sector. Om de NEV2017 data in PPSgen te kunnen toepassen heeft eRisk Group waar nodig, gebaseerd op de beschikbare informatie, aannames gemaakt over de projectie met betrekking tot het geïnstalleerde vermogen, de productiekosten per technologie, besparingen en groei.
- De groei van de elektriciteitsvraag blijft in het NEV2017 scenario beperkt. Deze aanname is afgeleid van de aannames dat de energiebesparingen en de eigen elektriciteitsproductie van de huishoudens sterk gaat groeien in de toekomst. Om de vraag op het niveau van het NEV2017 scenario te krijgen heeft eRisk Group, gebaseerd op beschikbare informatie, haar aannames over warmte- en elektriciteit besparingen, de groei van elektrische auto's en warmtepompen, aangepast. Omdat er details missen die inzicht geven op de wijze waarop de elektriciteitsvraag in het NEV2017 scenario is bepaald en omdat NEV2017 de bruto vraag anders interpreteert (bijvoorbeeld de eigen productie van huishoudens is al meegenomen) is er niet voor alle jaren een 100 % match in de NEV2017 vraag en de vraag waarmee PPSGen rekent
- eRisk Group heeft een variant op de het NEV2017 scenario 2017 gemaakt, het Groen scenario: in dit scenario zijn de volgende aannames anders dan in het NEV2017 scenario: de CO2 prijs is hoger omdat er vanuit wordt gegaan dat er een CO2 minimumprijs wordt ingevoerd in de EU. Een hogere elektriciteitsvraag - gebaseerd op een hogere economische groei - van 0,3% per jaar, een 18% hogere gasprijs en de graduele uitfasering van alle kolen centrales en co-firing (bijstook biomassa); kolen centrales worden volledige biomassa centrales voor 2030

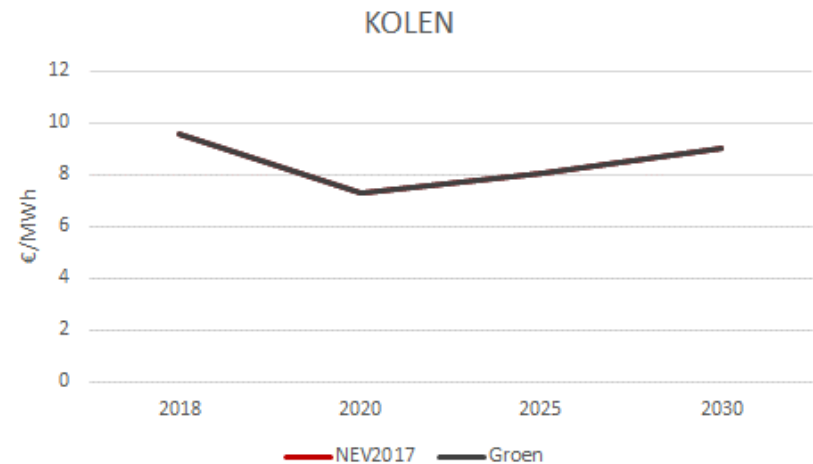
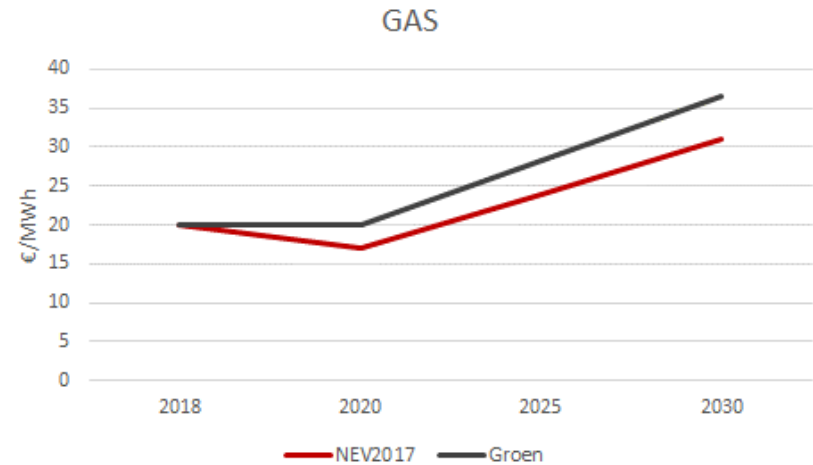
## Scenario's – beschrijving algemeen (2)

- PSSGen genereert toekomstige uurprijzen die zijn afgeleid van de uurlijkse marginale kosten van prijszettende centrales en van de NEV20017 of Groen scenario aannames 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

	NEV2017 (voorgenomen beleid)	Groen
Economie	Groei van 1,7% per jaar	0,3% extra groei t.o.v. NEV2017
Besparing elektriciteit	Besparingen op elektriciteit van rond 2% per jaar	idem
Elektriciteitsvraag	Beperkte groei: sterke groei vanuit transport en warmte en een tempering van de groei door energie besparingen en het gebruik van efficiëntere apparaten	Beperkte groei maar licht hoger dan NEV2017 vanwege hogere economische groei
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	Groei van conventionele capaciteit klein en beperkt tot gas gestookte centrales	Groei van conventionele capaciteit klein en beperkt tot gas gestookte centrales, kolen gestookte centrales uitgefaseerd en kolen/bio centrales worden volledige biomassa centrales naar 2030
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 zon PV. Onshore wind groeit minder hard
Brandstof- en CO2 prijzen	Gas prijzen stijgen sterk en CO2 en kolenprijzen beperkt richting 2030.	Gas prijzen stijgen sterker en vanaf 2020 wordt een minimumprijs van CO2 ingevoerd
Elektriciteitsprijzen	Elektriciteitsprijzen stijgen richting 2030 doordat goedkopere kolencentrales uit merit order verdwijnen en er veel geëxporteerd wordt	Elektriciteitsprijzen stijgen richting 2030 doordat goedkopere kolencentrales uit merit order verdwijnen en er veel geëxporteerd wordt

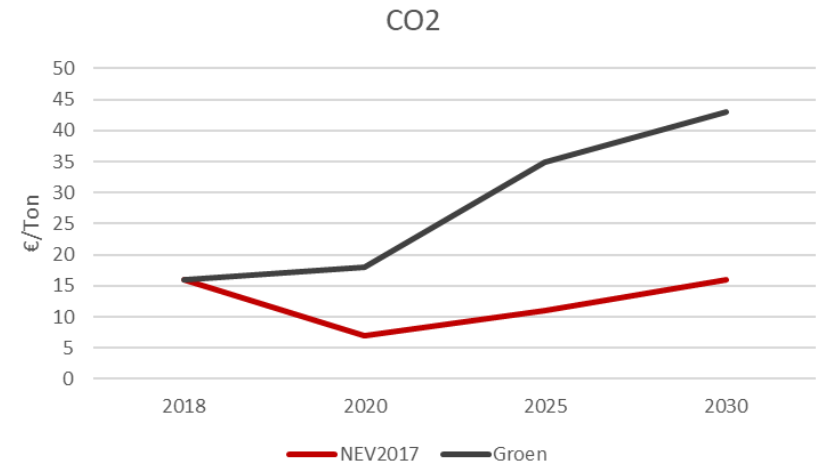
# Scenario's – brandstofprijzen 2018 - 2030

- De prijzen voor 2018 zijn actuelere (juni 2018) prijzen voor kolen en gas. Deze prijzen liggen hoger dan in de tijd dat het NEV2017 rapport werd opgeleverd (oktober 2017). Het verklaart de daling van de prijzen van de kolen en gasprijzen na 2018
- NEV2017 gaat uit van een toenemende vraag naar gas resulterend in stijgende prijzen voor de korte en lange termijn ondanks het verwachte overschot van LNG aanbod en substitutie door duurzame energiebronnen
- NEV2017 hanteert relatief lage kolen prijzen voor de korte en lange termijn als gevolg van de afnemende vraag van kolen uit China, hogere CO2 prijzen en concurrentie van gas centrales
- In het scenario Groen stijgen de prijzen en worden kolen centrales uitgefaseerd en worden kolen/bio centrales in Nederland volledige biomassa centrales. Kolenprijzen blijven laag voor de korte en lange termijn als gevolg van de afnemende vraag van kolen uit China, de invoering van een CO2 minimum prijs en concurrentie van gas centrales
- Door uitfasering van kolencentrales in het Groen scenario moeten gas gestookte centrales meer produceren en gebruiken daardoor meer gas. De gasprijs stijgt daardoor nog harder dan in het NEV2017 scenario



# Scenario's – CO2 prijzen 2018 - 2030

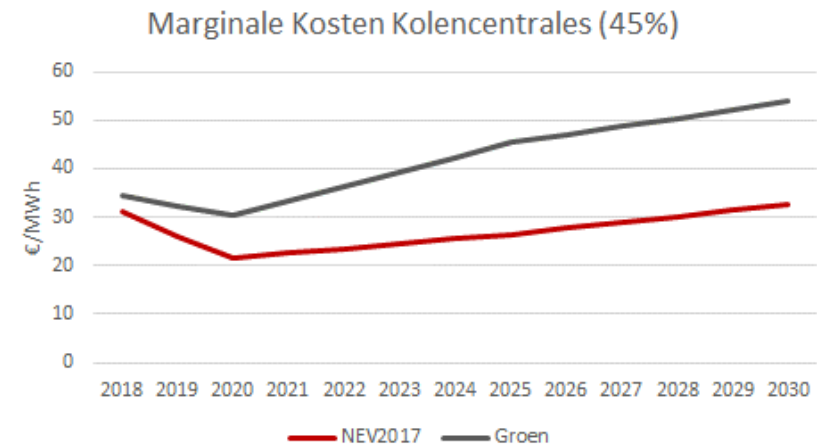
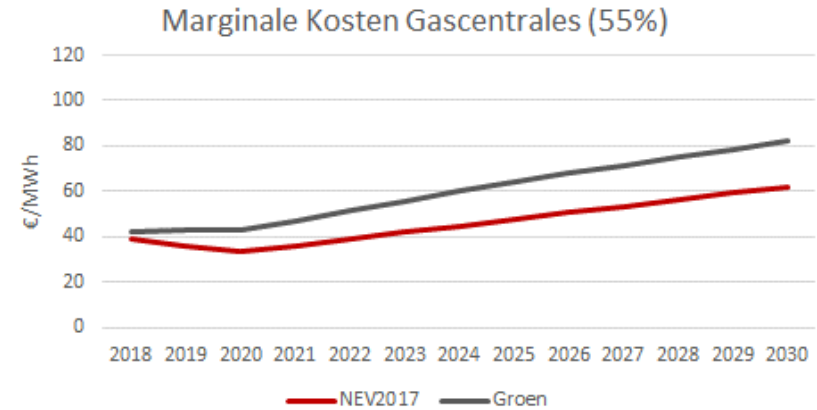
- De prijzen voor 2018 zijn actuelere (juni 2018) prijzen voor CO2. Deze prijzen liggen hoger dan in de tijd dat het NEV2017 rapport werd opgeleverd (oktober 2017). Het verklaart de daling van de prijzen in het NEV2017 scenario na 2018.
- Het NEV2017 scenario gaat er van uit dat de CO2 prijzen zullen stijgen als gevolg van bestaande en nieuwe wetgeving. De huidige situatie van overschot op de markt voor CO2 emissies zal geleidelijk verdwijnen
- In het Groen scenario wordt de invoering van een minimumprijs voor CO2 verondersteld in de EU landen. Die minimum prijs start op een prijs van 18 €/ton in 2020 en stijgt door naar 43 €/ton in 2030





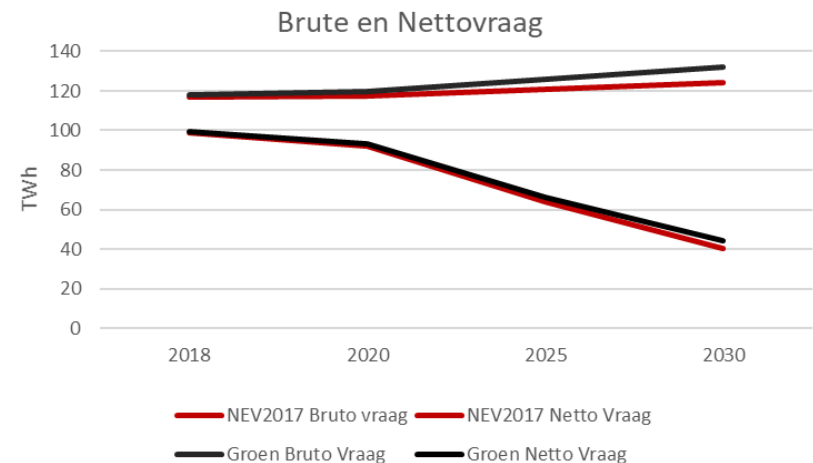
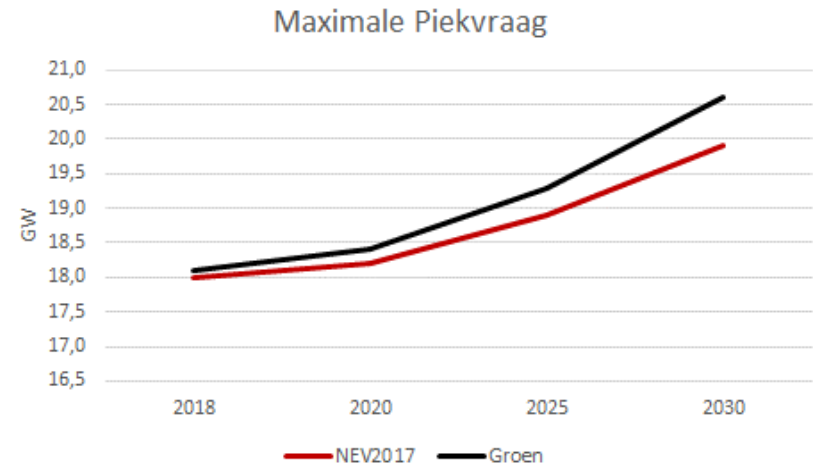
# Scenario's – marginale kosten 2018 - 2030

- Voor de berekening van de marginale kosten zijn actuelere (juni 2018) prijzen voor Gas, kolen en CO2 gebruikt. Deze prijzen liggen hoger dan in de tijd dat het NEV2017 rapport werd opgeleverd (oktober 2017). Het verklaart de daling van de marginale kosten na 2018 in beide scenario's.
- In het NEV2017 scenario nemen de marginale kosten na 2020 beperkt toe onder invloed van de stijgende prijzen voor gas, kolen en CO2
- In het Groen scenario stijgen de marginale kosten voor kolen centrales sterk vooral door de hoge CO2 prijzen maar blijven onder de marginale kosten van gas gestookte centrales
- In het Groen scenario zijn de Gas gestookte centrales duur door de sterk stijgende gasprijzen in combinatie met de stijgende CO2 prijzen
- De stijgende marginale kosten van vooral de gas gestookte centrales verhogen de productiekosten. Dit zijn steeds vaker prijszettende centrales en hebben daarmee een belangrijke bijdrage in de stijgende prijzen van elektriciteit naar 2030



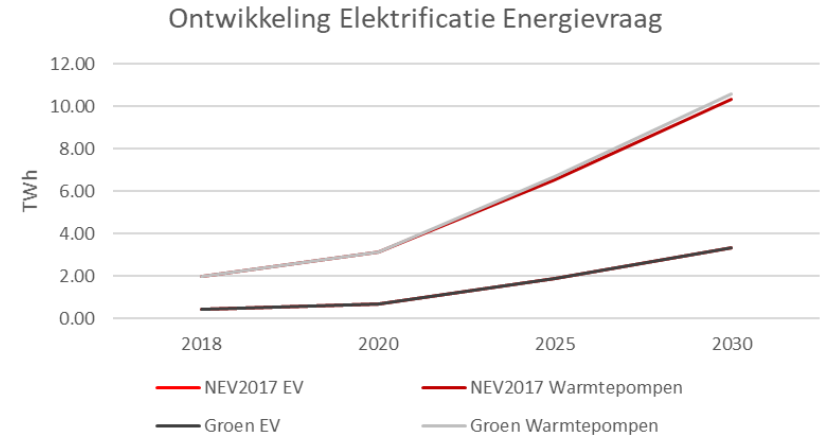
# Scenario's – elektriciteitsvraag 2018 - 2030

- De bruto elektriciteitsvraag in het NEV2017 scenario plus de vraag van elektrische auto's en warmtepompen stijgt van 117 TWh naar 124,4 TWh. Deze beperkte stijging wordt beïnvloed door de trend om de energievraag te elektrificeren. De stijging van de vraag door elektrificatie is groter dan de besparingen die uit hoofde van de aangenomen besparingsmaatregelen worden genomen
- In het Groen scenario stijgt de vraag sterker (117 TWh naar 132,3 TWh) omdat een hogere economische groei (0,3% per jaar) wordt aangenomen



# Scenario's – elektrificatie energievraag 2018 - 2030

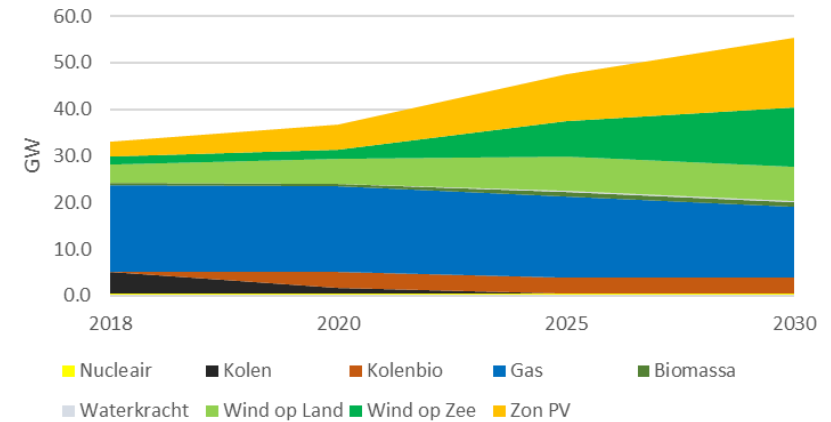
- In het NEV2017 scenario stijgt de elektriciteitsvraag door elektrisch rijden met 19,5% per jaar en voor warmte met 14,9% per jaar. Deze sterke stijging wordt beïnvloed door overheidsbeleid dat inzet op de elektrificatie van mobiliteit en warmte vooral bij huishoudens
- In het Groen scenario is de capaciteit van elektrische voertuigen en warmtepompen gelijk gebleven aan het NEV2017 scenario



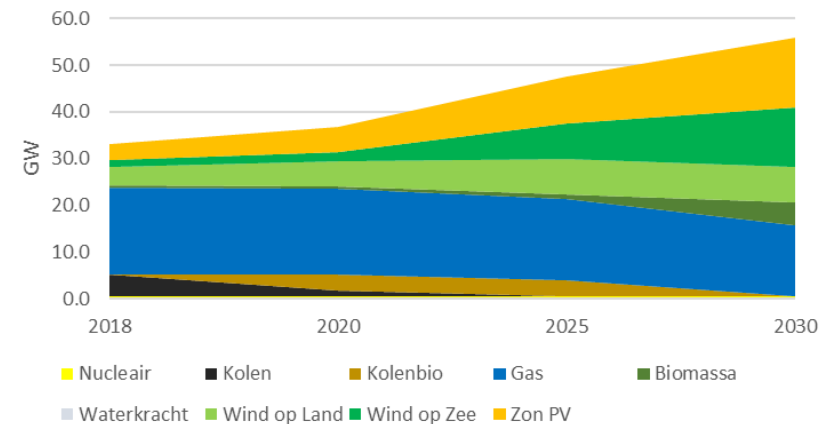
# Scenario's – productiecapaciteit 2018 - 2030

- In het NEV2017 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. Duurzame productiecapaciteit groeit met 12% per jaar vanaf 2018 tot 2030.
- De resterende kolencentrales worden vanaf 2020 bijgestookt met 25% biomassa
- In het Groen scenario worden dezelfde aannames toegepast voor de groei van wind- en zoncapaciteit. De capaciteit van biomassa groeit echter sterker (ruim 21% i.p.v. 6% per jaar) omdat wordt aangenomen dat kolen/bio centrales vanaf 2027 volledige biomassa centrales worden
- De capaciteit van gascentrales neemt in beide scenario's met ruim 3 GW af naar 2030 vooral omdat oudere gascentrales worden geamoveerd en er zeer beperkt nieuwe capaciteit bij komt

Opwekcapaciteitsmix NEV2017

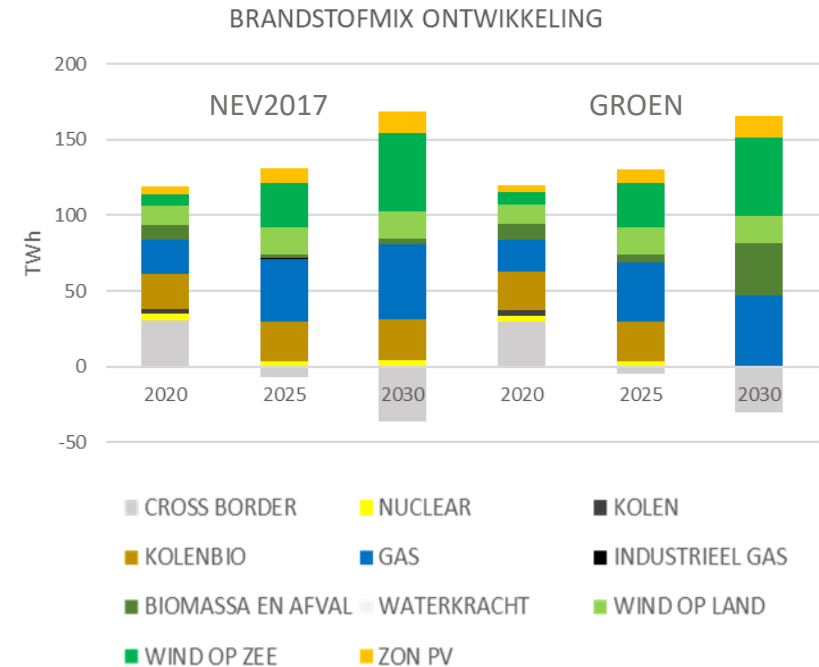


Opwekcapaciteitsmix Groen



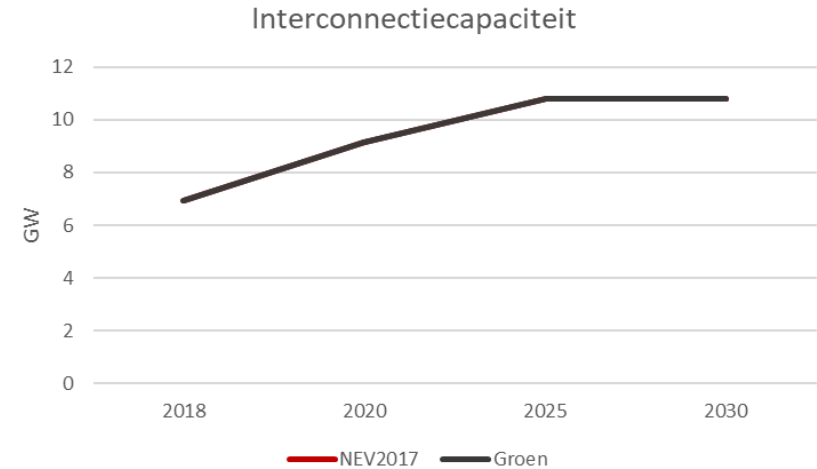
# Scenario's – productiemix 2018 - 2030

- In 2020 bedragen de importen in beide scenario's rond de 26% van de bruto vraag
- In beide scenario's dalen de importen vanaf 2020. In 2025 is NL export land en blijft dat ook in 2030
- De brandstofmix van de productie van beide scenario's verandert beperkt. Alleen wordt de bijdrage kolen en kolen/Bio productie door de invoering van CO2 minimumprijs en de uitfasering kolengestookte productie geminimaliseerd tot 0% richting 2030 in het Groen scenario
- In beide scenario's neemt de productie van gas gestookte centrales fors toe maar stijgt beperkt als % van de totale productie
- De totale productie neemt in beide scenario's fors toe van 88 TWh in 2020 naar rond de 166 TWh in 2030. Dit wordt veroorzaakt door een stijgende elektriciteitsvraag maar vooral omdat er veel wordt geëxporteerd (+/- 48 TWh)
- In beide scenario's verdrievoudigt het aandeel van duurzame productie door wind en zon, vooral door de productie van wind op zee (verzesvoudiging van de productie).
- In het Groen scenario neemt ook het aandeel biomassa flink toe (verdrievoudiging) terwijl de productie in het NEV2017 scenario licht afneemt
- In beide scenario's verdubbelt de productie door gascentrales onder invloed van de groeiende vraag en vooral de toenemende exporten



## Scenario's – interconnectiecapaciteit van 2018 - 2030

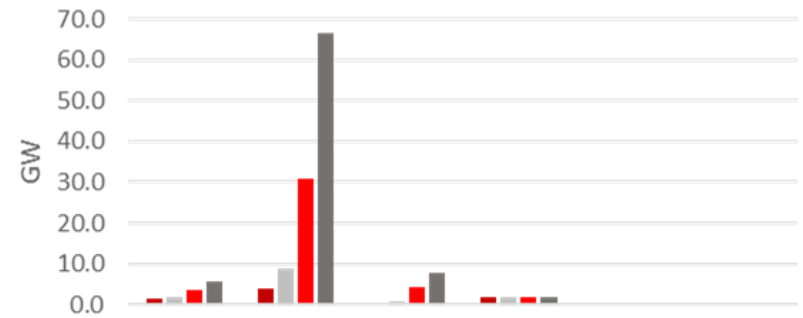
- In beide scenario's wordt aangenomen dat de interconnectiecapaciteit stijgt met 4 GW naar 2030
- De totale importcapaciteit is dan ongeveer 50% van de maximale piekvraag en meer dan de gemiddelde elektriciteitsvraag waardoor er in potentie veel duurzame energie vanuit buurlanden kan worden geïmporteerd
- Tot 2030 wordt de toegenomen interconnectiecapaciteit echter gebruikt om met de relatief grote en moderne Nederlandse productiecapaciteit, productietekorten in de omliggende landen aan te vullen.



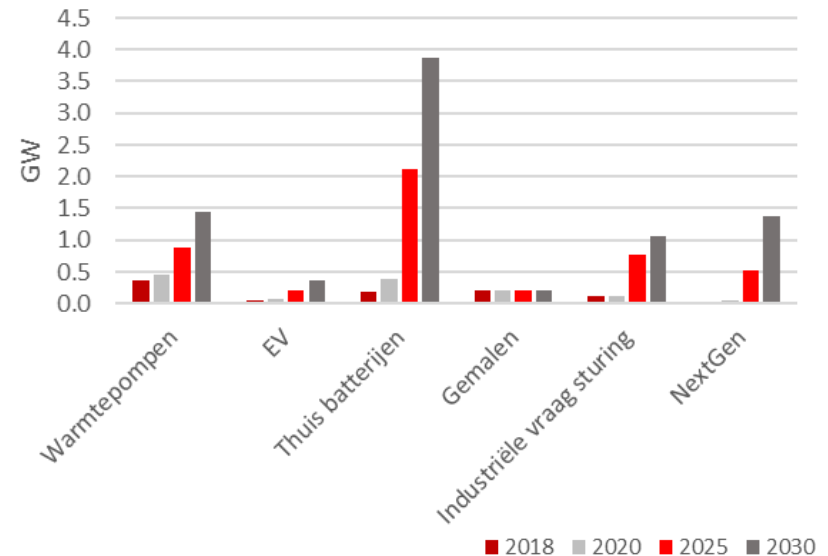
# Scenario's – flexibel inzetbare capaciteit van 2018 - 2030

- De capaciteiten van de andere flexibele assets zijn voor beide scenario's gelijk
- De capaciteit zijn zowel voor de inzet als voor de reservoir capaciteit weergegeven. Voor NextGen en Industriële vraagsturing zijn geen reservoir capaciteiten opgenomen omdat wordt aangenomen dat die niet relevant zijn. Er wordt aangenomen dat de geproduceerd electro-branstof bij NextGen en de warmte bij industriële vraagsturing die bij een lage prijs (lage vraag) wordt geproduceerd, direct wordt gebruikt
- De totale inzetcapaciteit van warmtepompen per uur is afgeleid van de maximale uurlijkse vraagverandering in de wintermaanden. De aanname is dat een deel van de vraag van warmtepompen met maximaal vier uur kan worden vervroegd. De reservoircapaciteit is gelijk aan vier x de inzetcapaciteit
- De totale inzetcapaciteit van elektrische auto's (EV) per uur is gelijk aan het percentage van de gemiddeld elektriciteitsvraag per jaar. De reservoircapaciteit is gelijk aan het aangenomen aantal EV's maal de aangenomen opslagcapaciteit van de batterij in die auto's. Er is aangenomen dat de opslagcapaciteit groeit in de tijd: 2018/30 kWh, 2020/40 kWh, 2025/50 kWh en 2030/60 kWh
- De totale inzetcapaciteiten van de thuisbatterijen zijn gebaseerd op aannames van studies. De reservoir capaciteit is afgeleid van de aannames dat batterijen in 2 uur laden en ontladen. De reservoircapaciteit is daarmee twee maal de inzetcapaciteit
- De inzetcapaciteit van industriële vraagsturing en NextGen zijn aannames gebaseerd op studies
- De inzet- en reservoircapaciteit voor gemalen is voor alle jaren hetzelfde verondersteld

Flex reservoircapaciteit per bron



Flex inzetcapaciteit per bron



1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modelleren flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

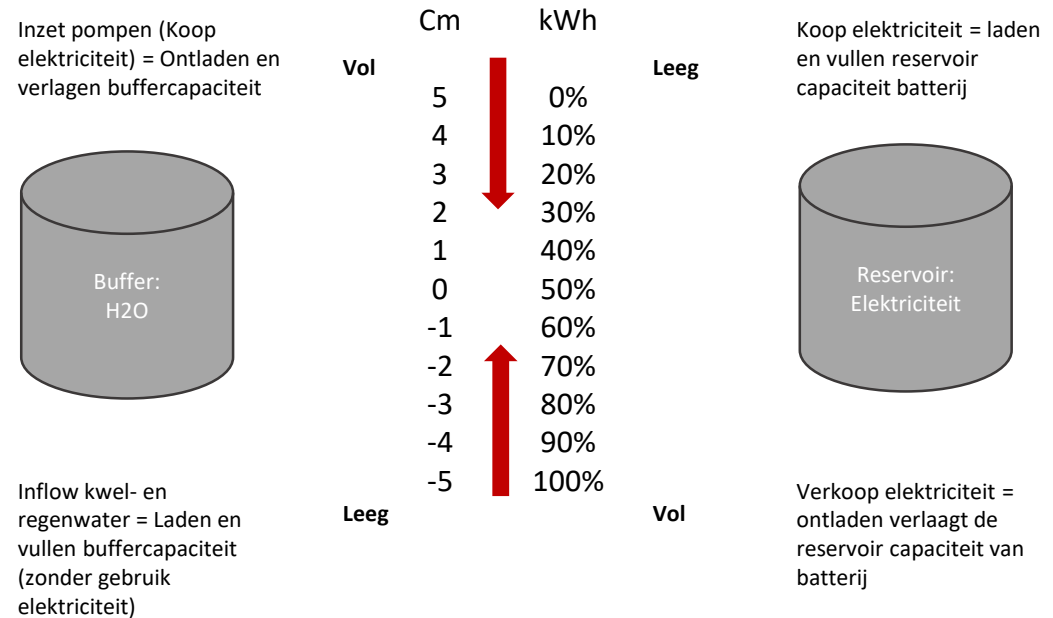


# Modellering flexibele inzet gemalen–Algemene aannames

## Algemene aannames

- De inzet van gemalen is vergelijkbaar met de inzet van een omgekeerde batterij
- De inflow (de uitvoer) van water (neerslag en kwel) in het grondwater is het equivalent van het ontladen van een batterij
- De inflow van water is een gegeven, verbruikt geen energie en wordt slechts gelimiteerd door het grondwaterreservoir (buffer)
- Het pompen is het equivalent van het laden van een batterij
- Het reservoir (de buffer) is gelijk aan de in- en uitslag niveaus rondom het grondwater-streefpeil
- De in en uitslag niveaus liggen op plus en minus 5 cm rond het grondwater-streefpeil
- Op minus 5 cm is de buffer vol en op plus 5 cm is de buffer leeg
- De efficiency van de gemaalbatterij is 100% en er zijn geen operationele inzetkosten aangenomen

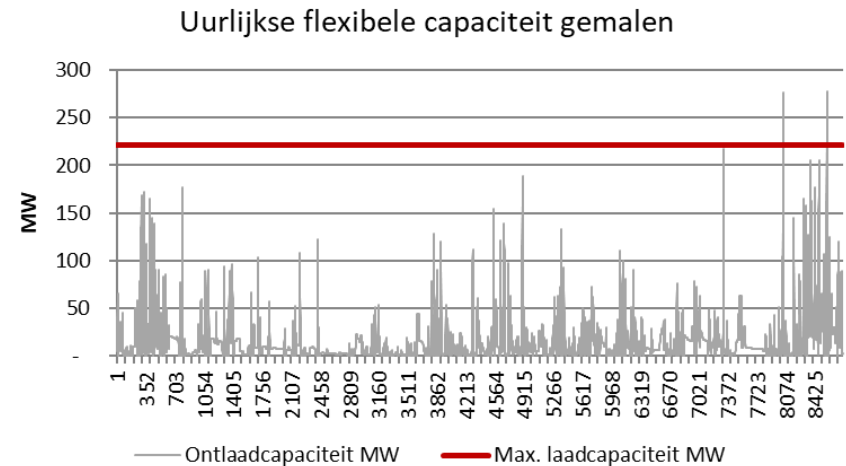
## Grondwater buffer vs. Reservoir batterij



# Modellering flexibele inzet gemalen–Inzet capaciteit

## Flexibele capaciteit van gemalen

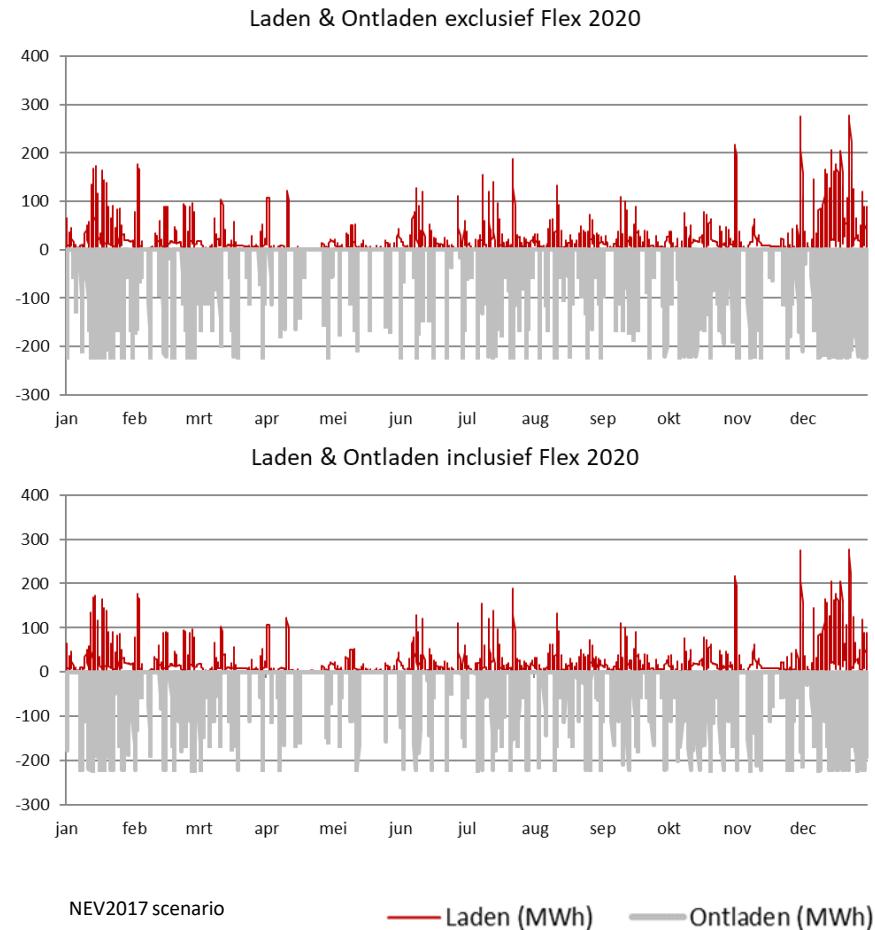
- De totale buffer en ontladcapaciteit is afgeleid van de NHI data
- Het startniveau van de buffer is gelijk aan het grondwater-streefpeelniveau (half vol)
- Totale beschikbare buffercapaciteit = 1724 MWh
- De buffercapaciteit is gelijk aan de beschikbare flexibele capaciteit die de optimalisatie van het wegpompen van dagelijkse inflow van water (ontladen) mogelijk maakt
- Totale maximale beschikbare ontlad (pomp) capaciteit per uur = 221 MW
- De toegestane maximale ontlad gradiënt (= opschakel capaciteit pomp) is gelimiteerd op 50 MW per uur
- Het totale beschikbare ontlad volume per uur (ontlading profiel) = de totale uurlijkse geïnterpoleerde en voor neerslag gecorrigeerde dagelijkse inflow van water (neerslag en kwel) van de 17 waterschappen die deel uitmaken van de analyse (= uurlijkse laadcapaciteit)
- Totale elektriciteitsconsumptie = MWh 139.602 ( Peak 43,68% / off peak 56,32%)



# Modellering flexibele inzet gemalen– Algoritme (1)

## Beschrijving werking van het algoritme voor de inzet van flexibele gemaalcapaciteit

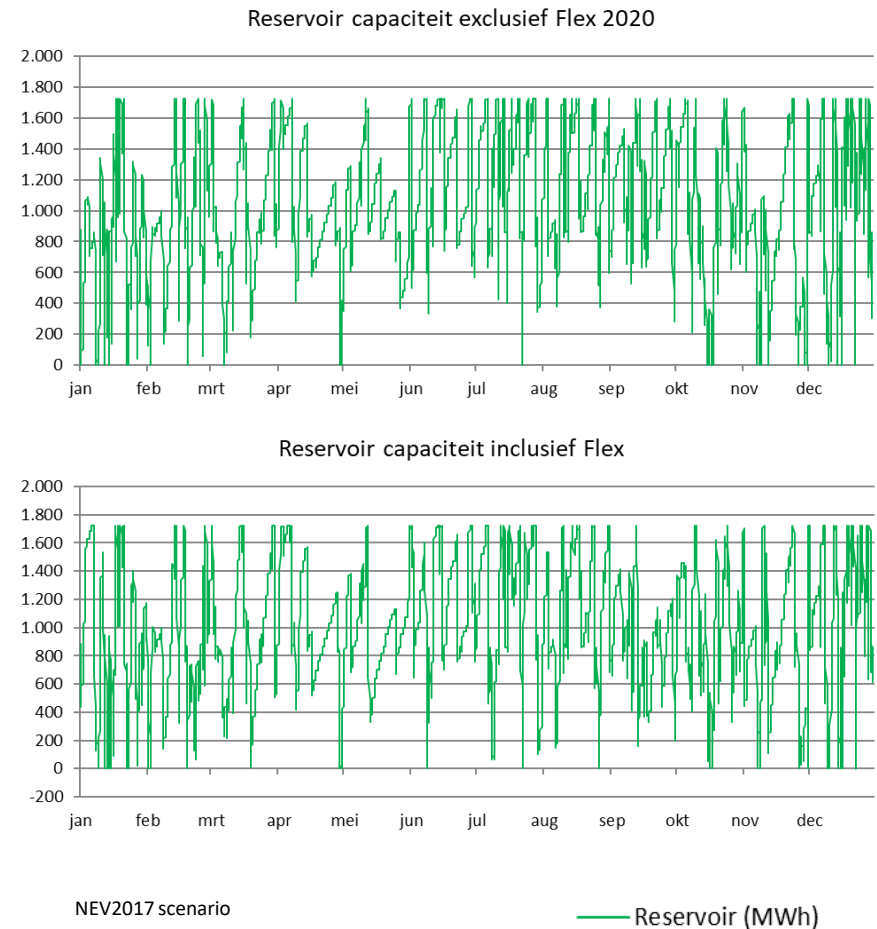
- Data over inzetparameters voor flexibele inzet van gemalen worden in PPSGen ingelezen
- Het algoritme optimaliseert de inzet van het ontladprofiel (inflow water) van het gemaal met de beschikbare flexibiliteit (=bufferruimte) als een batterij
- Het algoritme voert de volgende acties uit: verzamel uurlijkse prijzen voor een week en verzamel bijbehorende ontladingen volgens het niet geoptimaliseerde ontladprofiel
- Deze data plus de inzetrestricties worden in een lineaire Solver gebruikt om de ontladkosten te minimaliseren en een geoptimaliseerd ontladprofiel te generen
- Om te voorkomen dat de optimalisatie van de gemaalflex de markt verstoord, is er een functie, de MarketDepth functie, toegevoegd die op basis van de door PPSGen gegenereerde merit order (volgorde van draaiende elektriciteitscentrales) de maximaal toelaatbare inzet capaciteit van de gemaalflex zoekt die de markt niet verstoord. De functie koppelt de inzet van gemaal flexibiliteit daarmee aan de diepte van de markt



# Modellering flexibele inzet gemalen– Algoritme (2)

## Beschrijving werking van het algoritme voor de inzet van flexibele gemaalcapaciteit

- Aan de optimalisatie zijn de volgende randvoorwaarden gesteld:
  - Optimalisatiehorizon is een week
  - Buffercapaciteit tussen 0 en 1724 MWh. Start en Einde jaarcapaciteit = 862 MWh
  - Ontlaadcapaciteit (uitvoer water) tussen 0 en 221 MWh met uurlijkse gradiënt van max. 50 MW per uur
  - Ontlaadcapaciteit is gelijk aan laadprofiel
- De output is een geoptimaliseerd vraagprofiel, dat wil zeggen een profiel waarbij de waarde van de acties maximaal (=kosten is minimaal) is. Deze berekeningen worden voor iedere week in een jaar herhaald tot dat alle 8760 uren in een jaar zijn geoptimaliseerd.
- De PPSGen output voor 2020 (grafieken inzet- en reservoir capaciteit in slides 34 en 35) laat zien dat het laadprofiel (inflow van water) worden gebufferd en maximaal wordt ontladen met beschikbare pompcapaciteit op de uren met lagere elektriciteitsprijzen
- Door de inzet van andere flexibele assets worden de prijzen beïnvloed hetgeen leidt tot een andere inzet van de beschikbare pompcapaciteit en de buffercapaciteit



1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

# Resultaten – Inleiding

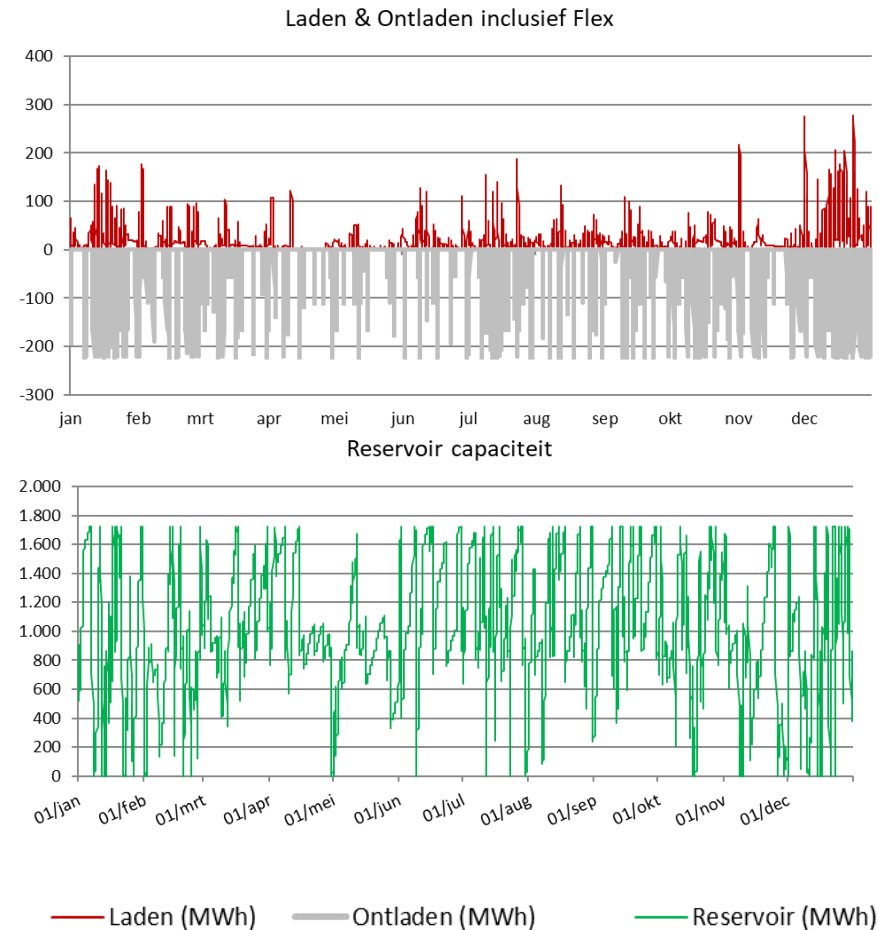
---

- De resultaten zijn gebaseerd op aannames over productie en vraag uit het NEV2017 scenario *voorgenomen beleid 2017* die is gemaakt door ECN in oktober 2017 voor de jaarlijkse *Nationale Energie Verkenning*. Een studie voor de Nederlandse overheid en een variant op het NEV2017 scenario 2017; het Groen scenario. Zie voor uitleg over de aannames per scenario hoofdstuk 2
- Binnen de twee scenario's zijn de kostenbesparingen berekend op basis van een vraagprofiel van Nederland zonder (de gemaalflex is de enige flexibele asset die kan worden in gezet) en met de inzet andere flexibele assets. Zie voor uitleg over de aannames over de capaciteit van de ander flexibele assets per jaar en scenario hoofdstuk 2.
- Per jaar zijn berekeningen met PPSGen gemaakt voor de volgende acht situaties:
  - NEV2017 scenario zonder andere flexibele assets met en zonder gemaalflex (WP)
  - NEV2017 scenario met andere flexibele assets met en zonder gemaalflex (WP)
  - Groen scenario zonder andere flexibele assets met en zonder gemaalflex (WP)
  - Groen scenario met andere flexibele assets met en zonder gemaalflex (WP)
- De kostenbesparingen zijn berekend door voor al deze situaties eerst de kostenbesparing te berekenen zonder de inzet van gemaalflex en daarna met de inzet van gemaalflex. Het verschil tussen die twee berekeningen is de potentiële kostenbesparing
- Sommige resultaten zijn niet voor alle jaren en situaties in dit document meegenomen:
  - De specifieke jaarresultaten met de jaarprofielen voor de buffer-, laad- en ontladcapaciteit zijn alleen voor beide scenario's met een vraagprofiel van Nederland met de inzet van andere flexibele assets en alleen voor 2030 in dit document meegenomen.
  - Ook de grafieken met de jaarprofielen voor de financiële resultaten zijn in dit document alleen voor 2030 meegenomen. Voor de financiële resultaten zijn grafieken opgenomen voor beide scenario's met een vraagprofiel van Nederland met en zonder de inzet met de inzet van andere flexibele assets
  - Deze keuze is gemaakt omdat de grafieken met jaarprofielen voor de andere jaren en situaties geen additionele inzichten opleveren

# Resultaten – NEV2017 scenario inzetprofiel 2030

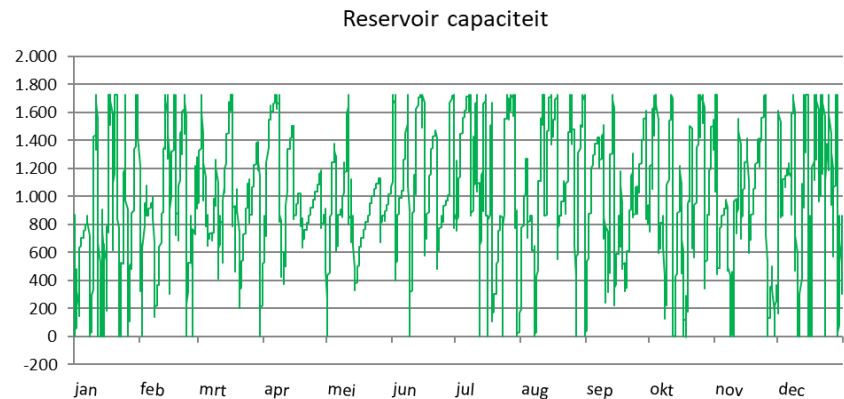
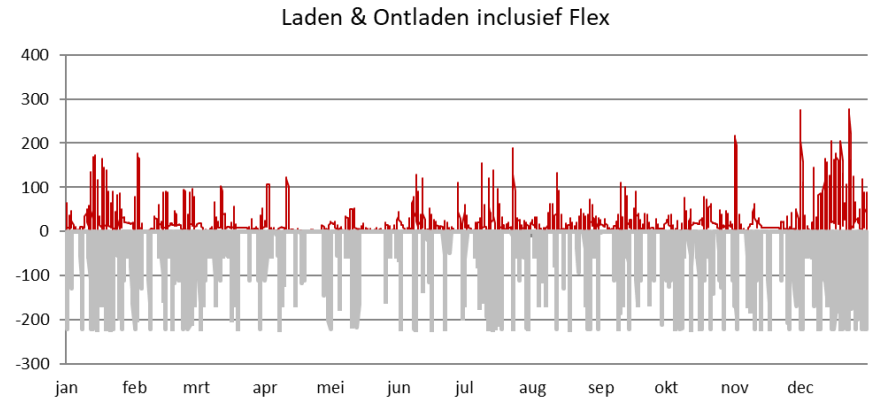
## Resultaten van buffer- en laad- en ontladcapaciteit met inzet van andere flexibele capaciteit

- Er wordt optimaal gebruik gemaakt van buffercapaciteit.
- De uurlijkse capaciteiten van het laadprofiel (inflow van water) worden gebufferd en er wordt maximaal ontladen met beschikbare pompcapaciteit op de uren met lagere elektriciteitsprijzen



## Resultaten van buffer- en laad- en ontladcapaciteit met inzet van andere flexibele capaciteit

- Er wordt optimaal gebruik gemaakt van buffercapaciteit.
- De uurlijkse capaciteiten van het laadprofiel (inflow van water) worden gebufferd en er wordt maximaal ontladen met beschikbare pompcapaciteit op de uren met lagere elektriciteitsprijzen
- In het Groen scenario met een andere uurlijkse prijscurve worden de uurlijkse capaciteiten van het laadprofiel (inflow van water) op andere uren gebufferd en ontladen met beschikbare pompcapaciteit



— Laden (MWh) — Ontladen (MWh) — Reservoir (MWh)

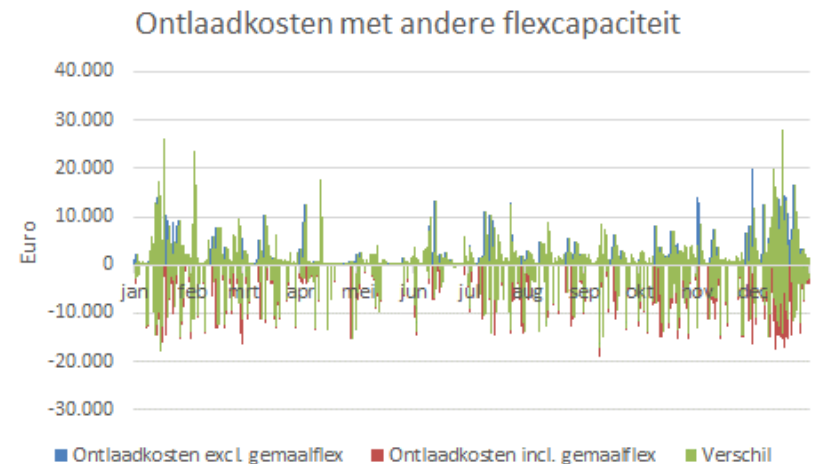
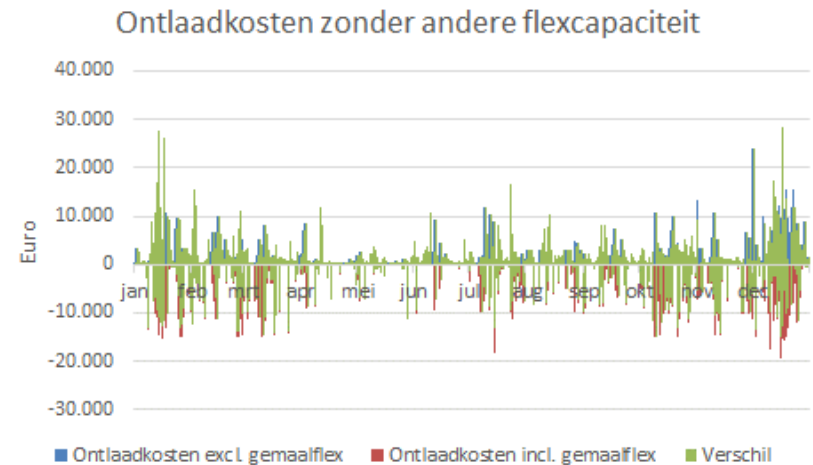


# Resultaten – NEV2017 Scenario kostenprofiel 2030

Financiële resultaten met en zonder inzet van andere flexibele capaciteit

Overzicht	Excl overige flex	Incl overige flex
Kosten excl gemaalflex	€ 10,4 mln	€ 10,9 mln
Gemiddelde prijs	75,2 €/MWh	77,2 €/MWh
Kosten incl gemaalflex	€ 5,4 mln	€ 8,3 mln
Gemiddelde prijs	€ 75,3 €/MWh	€ 77,1 €/MWh
Vershil kosten	€ 5,0 mln	€ 2,6 mln

In de situatie waarbij de inzet van gemaalflex moet concurreren met andere flex zijn veel lage prijzen al door de inzet van andere flexibele assets beïnvloed hetgeen leidt tot een andere inzet van de gemaalflex en lagere kostenbesparingen

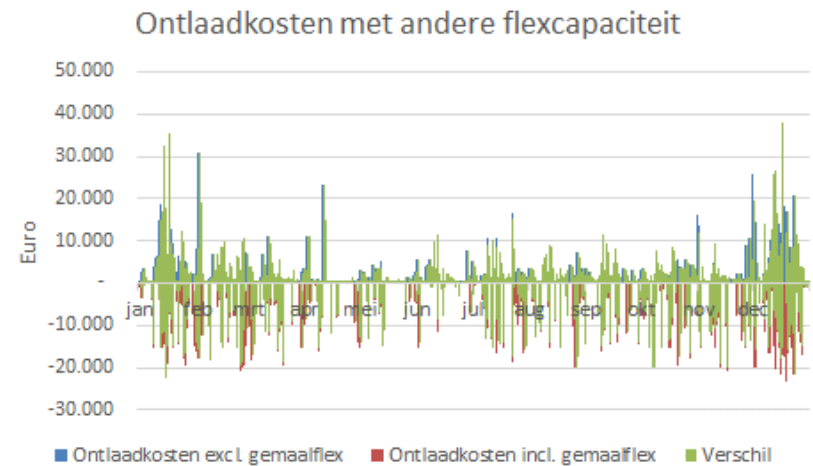
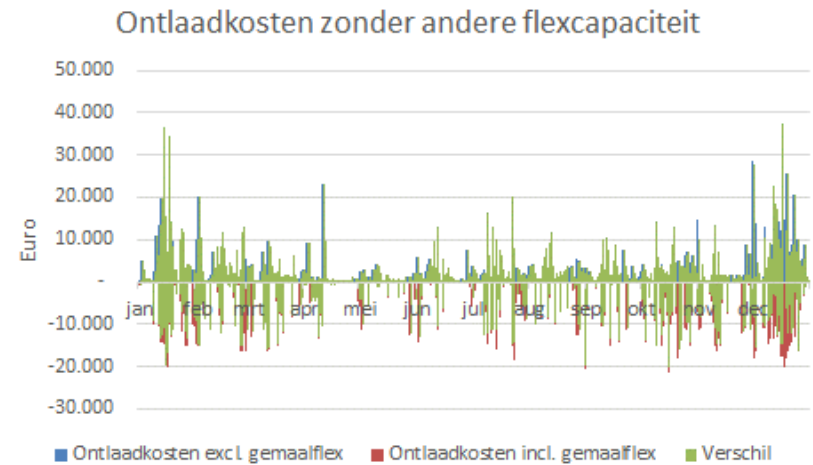


# Resultaten – Groen Scenario kostenprofiel 2030

Financiële resultaten met en zonder inzet van andere flexibele capaciteit

Overzicht	Excl overige flex	Incl overige flex
Kosten excl gemaalflex	€ 12,9 mln	€ 9,7 mln
Gemiddelde prijs	92,8 €/MWh	94,7 €/MWh
Kosten incl gemaalflex	€ 6,4 mln	€ 9,7 mln
Gemiddelde prijs	€ 92,8 €/MWh	€ 94,7 €/MWh
Vershil kosten	€ 6,5 mln	€ 3,6 mln

Prijzen in het Groen scenario zijn hoger doordat kolencentrales zijn vervangen door biomassacentrales. Hetgeen leidt tot hogere kosten en daardoor tot grotere kostenbesparing

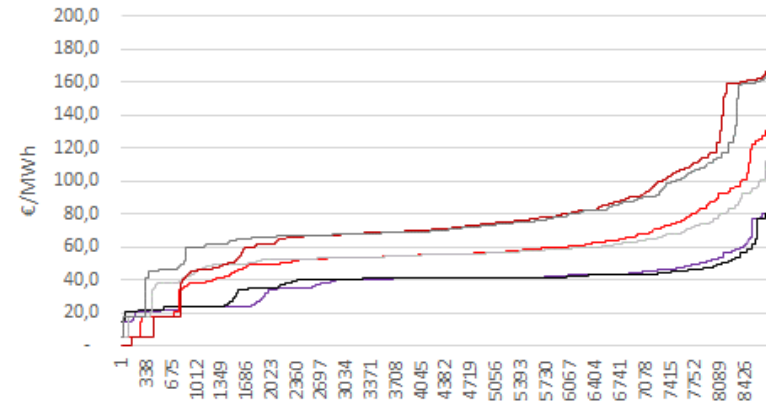


# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario 2020 – 2030

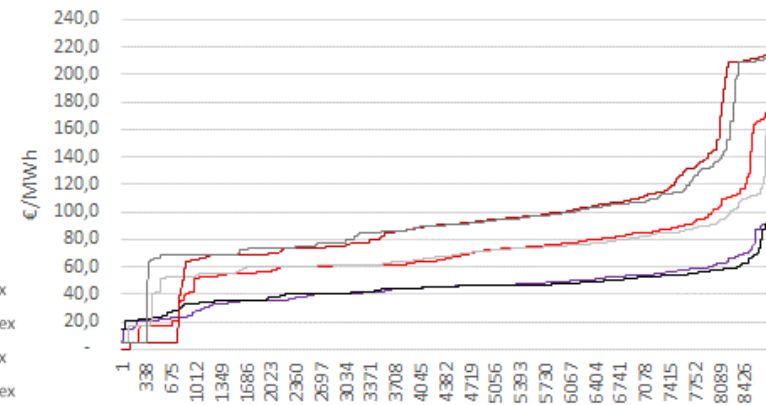
## Price duration curves NEV2017 en Groen scenario's

- In beide scenario's wordt het absolute niveau van de prijzen richting 2030 steeds hoger. Dit is het resultaat van de stijgende brandstof en CO2 prijzen. Een andere reden is de afnemende bijdrage van goedkopere productie door kolencentrales en de toenemende exporten die er voor zorgen dat overschotten uit wind en zon en productie van duurdere centrales worden ingezet om te produceren voor tekorten in de omringende landen
- Ook komen er richting 2030 steeds meer hogere en lagere prijzen voor, door de invloed van de toenemende productie door duurzame energiebronnen vooral wind en zon PV
- In de curves waarin het effect van andere flexibele assets is meegenomen wordt het aantal hogere en lagere prijzen kleiner als gevolg is van de inzet van die assets
- De hogere absolute prijzen en omdat hogere en lagere prijzen vaker voorkomen, zorgen er voor dat door de inzet van de gemaalflex de kostenbesparingen groter worden
- De curves waarin het effect van andere flexibele assets is meegenomen maken duidelijk waarom besparingen door de inzet van gemaalflex richting 2030 steeds negatiever worden beïnvloed door de inzet van die assets

Price duration curves NEV2017



Price duration curves GROEN

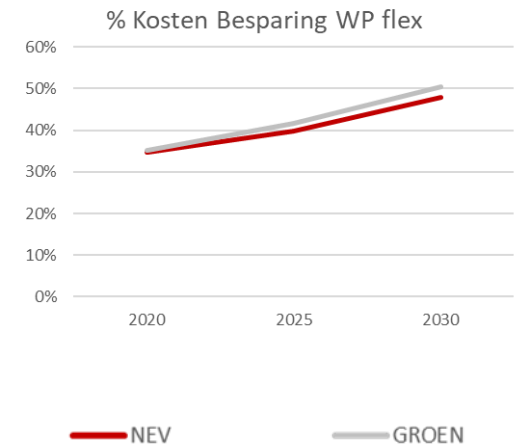
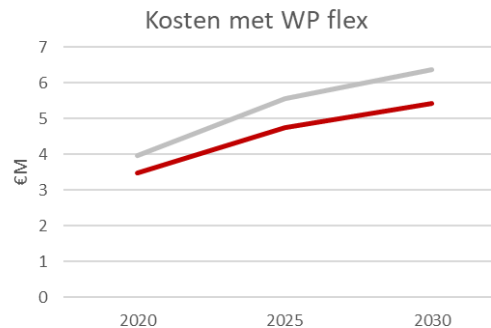
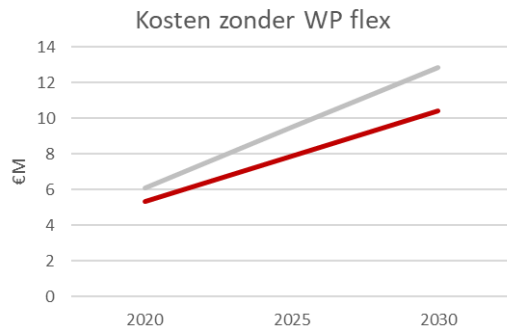
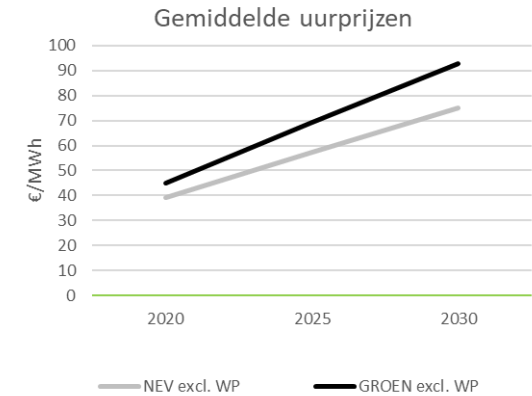


— 2020 ex flex  
 — 2020 incl flex  
 — 2025 ex flex  
 — 2025 incl flex  
 — 2030 ex flex  
 — 2030 incl flex

# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Kosten incl. en excl. gemaalflex (WP) zonder inzet van andere flexibele capaciteit

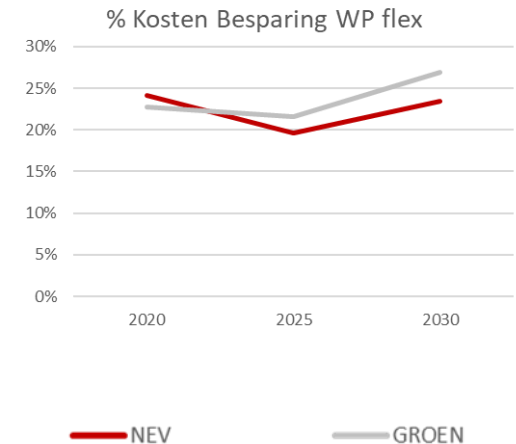
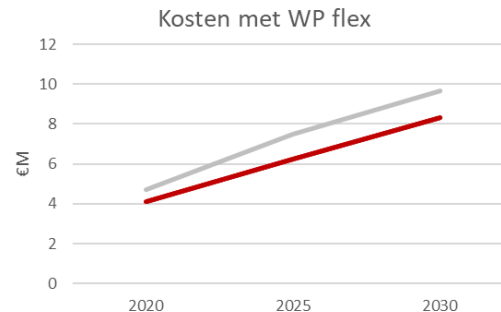
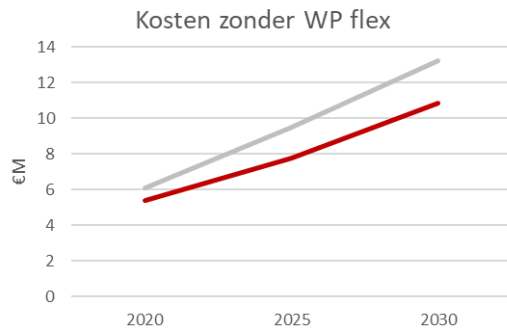
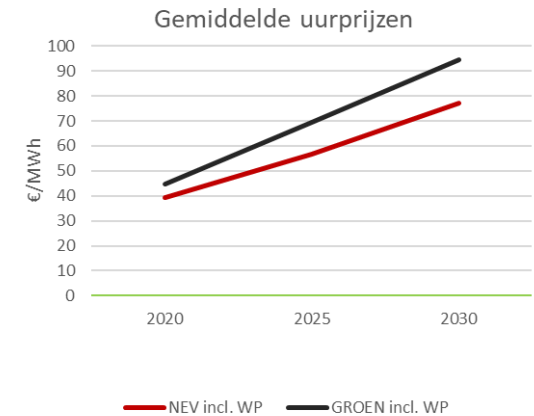
- Gemiddelde uurprijzen nemen toe van ongeveer 40 €/MWh naar 75 €/MWh voor het NEV2017 scenario en voor het GROEN scenario van 44 €/MWh toe naar 93 €/MWh
- Onder invloed van de absoluut hogere prijsniveau's die richting 2030 gelden, nemen de energiekosten voor de gemalen zonder inzet van de gemaalflex in beide scenario's lineair toe
- De inzet van gemaalflex reduceert die kosten naar 2030 gemiddeld voor beide scenario's met ongeveer 40%
- Gemiddeld (voor 2020, 2025 en 2030) is de besparing door inzet van gemaalflex voor het NEV2017 Euro 3,3 mln. En voor het GROEN scenario Euro 4,1 mln.



# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Kosten incl. en excl. gemaalflex (WP) met inzet van andere flexibele capaciteit

- Gemiddelde uurprijzen nemen toe van ongeveer 40 €/MWh naar 77 €/MWh voor het NEV2017 scenario en voor het GROEN scenario van 44 €/MWh toe naar 94 €/MWh
- Onder invloed van de absoluut hogere prijsniveau's die richting 2030 gelden, nemen de energiekosten voor de gemalen zonder inzet van de gemaalflex in beide scenario's lineair toe
- De inzet van gemaalflex reduceert die kosten naar 2030 gemiddeld 23% voor beide scenario's
- De kostenbesparingen zijn lager door de inzet van andere flexibele assets waardoor de optredende prijsverschillen geringer worden
- Gemiddeld (voor 2020, 2025 en 2030) is de besparing door inzet van gemaalflex voor het NEV2017 scenario Euro 1,8 mln. En voor het GROEN scenario Euro 2,3 mln.



# Inhoud

---

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modelleren flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

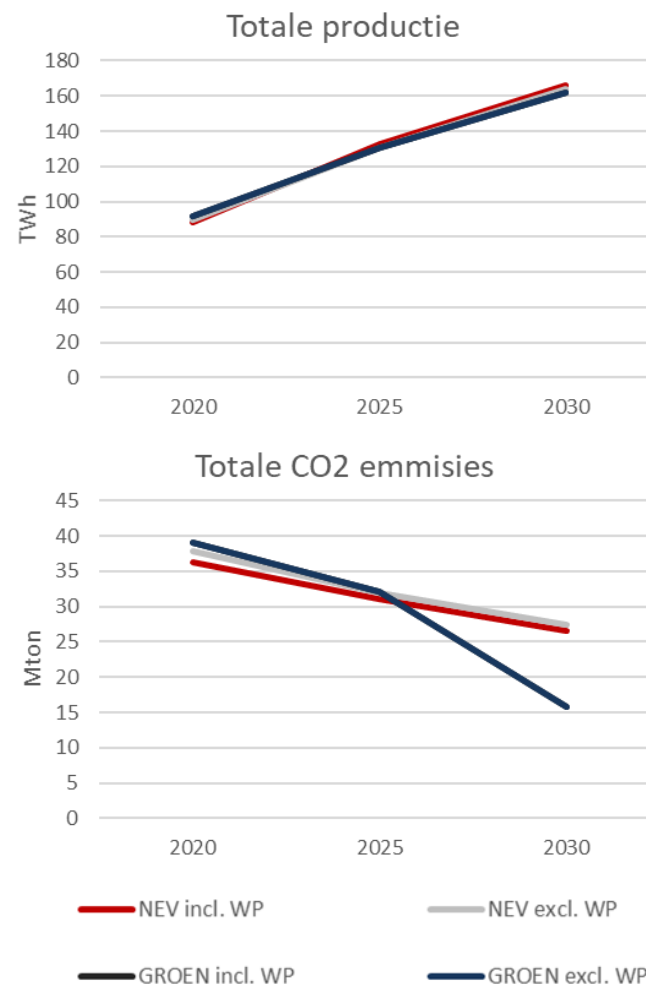
# Resultaten – Inleiding

---

- Om de CO2 besparingen te berekenen worden CO2 emissies voor geconsumeerde elektriciteit gealloceerd op basis van de CO2 emissies van op Nederlands grondgebied geproduceerde elektriciteit, zijnde de productie van fossiele centrales. De totale CO2 emissies van de vraag in Nederland wordt daarom gecorrigeerd voor de CO2 emissies van productieoverschotten of -tekorten op basis van de gewogen CO2 uitstoot de totale productie inclusief de productie van duurzame energiebronnen (zie verdere uitleg in toelichting). Exporten en importen in een jaar hebben daarom een grote invloed op de berekeningen
- Binnen de twee scenario's zijn de CO2 resultaten berekend op basis van een vraagprofiel van Nederland zonder (de gemaalflex is de enige flexibele asset die kan worden in gezet) en met andere flexibele assets. Zie voor uitleg over de aannames over de capaciteit van de ander flexibele assets per jaar en scenario hoofdstuk 2.
- De CO2 resultaten zijn indirecte resultaten. Dat wil zeggen dat door de inzet van flexibele gemaalinzet kan worden voorkomen dat er fossiel gestookte centrales nodig zijn om de elektriciteitsvraag te matchen. Om te bepalen wat de besparing door de inzet van flexibele gemaalcapaciteit kan zijn, is de CO2 emissie berekend in PPSGen met en zonder de inzet van de flexibele gemaalcapaciteit. Het verschil in uitkomsten tussen de berekeningen is de CO2 besparing. Het is mogelijk dat de inzet van gemaalflexibiliteit leidt meer import of export. Omdat ook de ex- en import van elektriciteit in de getallen voor de CO2 besparingen zijn meegenomen kan dat een effect op de CO2 besparingen hebben.
- De CO2 resultaten zijn voor beide scenario's voor alle jaren met het vraagprofiel van Nederland met en zonder de inzet van andere flexibele assets berekend. De CO2 resultaten zijn afhankelijk zijn van de output van de elektriciteitscentrales, daarom zijn naast de totale CO2 emissies in tonnen ook de totale productie in TWh in dit document opgenomen
- Ook voor de CO2 emissies per jaar zijn de berekeningen met PPSGen gemaakt voor de eerder genoemde acht situaties
- De CO2 besparingen zijn berekend door voor al deze situaties eerst de CO2 uitstoot te berekenen zonder de inzet van gemaalflex en daarna met de inzet van gemaalflex. Het verschil tussen die twee berekeningen is de potentiële CO2 besparing
- Daarnaast is de emissie per MWh voor alle situaties berekend. Deze emissies maal de elektriciteitsvraag van de gemalen per jaar per situatie is de totale potentiële CO2 besparing als alle elektriciteit met duurzame energiebronnen zou zijn opgewekt

## Totale elektriciteitsproductie en totale emissies zonder inzet van andere flexibele capaciteit

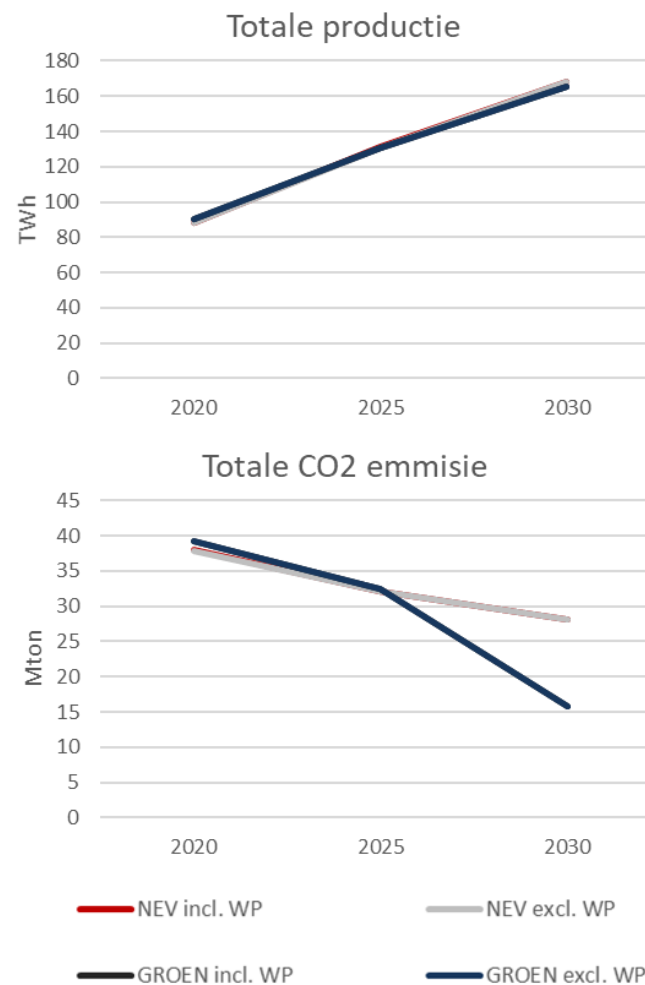
- De totale productie verdubbelt bijna naar 2030 vooral door de toename van de productie van duurzame energiebronnen zoals slide 28 duidelijk maakt
- Door de inzet van de gemaalflex neemt de productie in het NEV2017 scenario fractioneel af naar 2030
- In het Groen scenario heeft de inzet van gemaalflex geen invloed op de productie
- De totale emissies nemen af richting 2030 met 27% in het NEV2017 scenario door de verduurzaming van de brandstofmix van de productie
- In het Groen scenario nemen de emissies met 60% af vanwege de vervanging van kolencentrales door biomassa centrales





## Totale elektriciteitsproductie en totale emissies met inzet van andere flexibele capaciteit

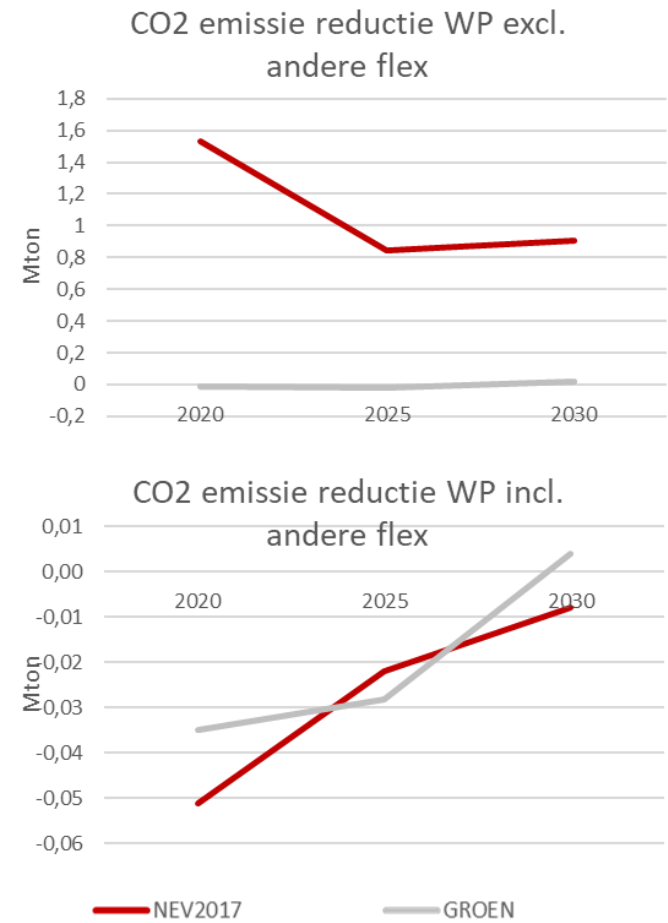
- De totale productie verdubbelt bijna naar 2030 vooral door de toename van de productie van duurzame energiebronnen zoals slide 27 duidelijk maakt
- De invloed van de inzet van de gemaalflex op zowel de productie in het NEV2017 als het Groen scenario is verwaarloosbaar naar 2030
- De totale emissies nemen af richting 2030 met 27% in het NEV2017 scenario door de verduurzaming van de brandstofmix van de productie
- In het Groen scenario nemen de emissies met 60% af vanwege de vervanging van kolencentrales door biomassa centrales



# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Totale CO2 reductie door gemaalflex met en zonder inzet van andere flexibele capaciteit

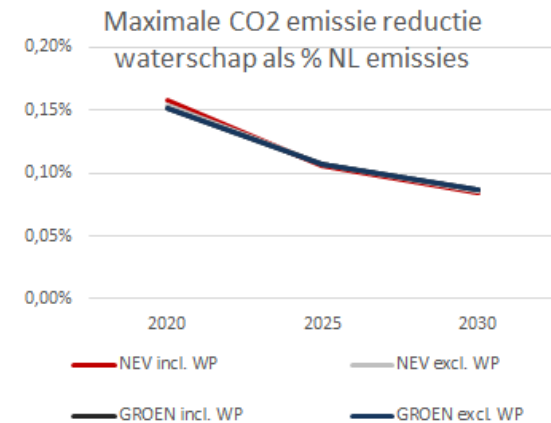
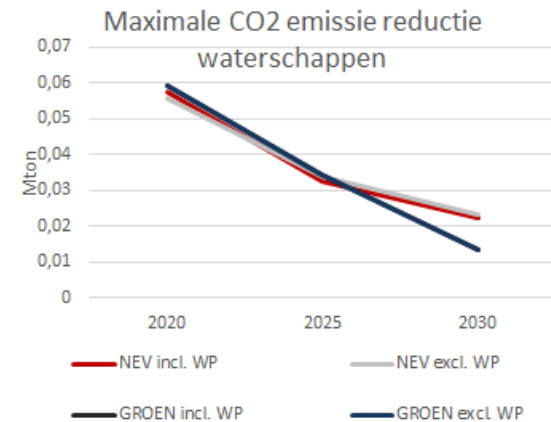
- In het NEV2017 scenario zonder de inzet van andere flexibele assets, heeft de inzet van gemaalflex een extra positieve invloed op de emissies van fossiele centrales in het NEV2017 scenario. De gemaalflex zorg er voor dat efficiëntere centrales en meer duurzame bronnen worden ingezet
- De totale emissies door de inzet van gemaalflex nemen gemiddeld voor de periode tussen 2020 en 20230 met 3,3% (is ongeveer 1 Mt CO2 reductie) extra af. Dit is het resultaat van de verschuiving van producerende centrales met een relatief hoge naar centrales met een lagere CO2 uitstoot
- In het Groen scenario heeft de inzet van gemaalflex gemiddeld over de periode geen extra invloed op de emissiereductie in het Groen scenario.
- In zowel NEV2017 als het Groen scenario met de inzet van andere flexibele assets heeft inzet van gemaalflex gemiddeld over de periode geen invloed op de emissiereductie



# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Maximale CO2 reductie door gemaalflex met en zonder inzet van andere flexibele capaciteit

- Op basis van de gemiddelde CO2 emissies per MWh die op basis van PPSGen resultaten voor de verschillende situaties zijn berekend, is de totale maximale CO2 reductie voor het totale elektriciteitsverbruik (139 GWh) van de waterschappen worden berekend
- Voor zowel NEV2017 als het Groen scenario is de maximale reductie, gemiddeld over de periode 2020 t/m 2030, 0,12% (ongeveer 0,0375 Mt)



1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

# Resultaten – Inleiding

## Resultaten per waterschap

- In bijgevoegde lijst staan de waterschappen die deel uitmaken van de analyse en hun elektriciteitsverbruik dat is afgeleid van de data van het NHI uit het onderzoek naar de huidige en toekomstige seizoensvariatie in de kwelbelasting en flexibel gemaalbeheer van waterschappen door Simon Buijs, MSc student Hydrologie aan de Vrije Universiteit van Amsterdam
- In de grafieken worden de nummers van de waterschappen gebruikt uit het onderzoek
- De kosten- en CO2 besparingen per waterschap zijn gebaseerd op het percentage dat een waterschap heeft in het totale elektriciteitsverbruik
- Dat percentage bepaalt het aandeel per waterschap in de totale CO2 en kostenbesparing die per situatie zijn berekend
- Per jaar zijn berekeningen gemaakt op basis van PPSGen output uit de volgende acht situaties:
  - NEV2017 scenario zonder andere flexibele assets met en zonder gemaalflex
  - NEV2017 scenario met andere flexibele assets met en zonder gemaalflex
  - Groen scenario zonder andere flexibele assets met en zonder gemaalflex
  - Groen scenario met andere flexibele assets met en zonder gemaalflex

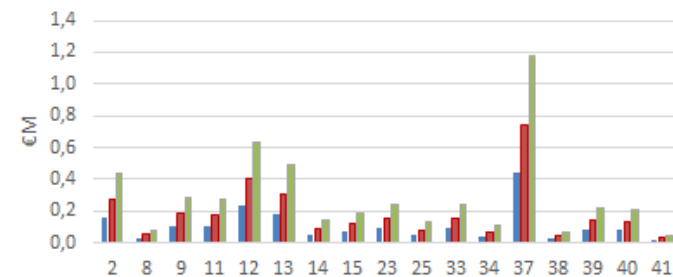
Nr.	Waterschap	Bijdrage GWh	% Bijdrage
2	Wetterskip Fryslân	12,21	8,7%
8	Vallei en Veluwe	2,22	1,6%
9	Rivierenland	8,08	5,8%
11	Hoogheemraadschap Amstel	7,62	5,5%
12	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier	17,78	12,7%
13	Hoogheemraadschap van Rijnland	13,79	9,9%
14	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	3,99	2,9%
15	Hoogheemraadschap van Delfland	5,32	3,8%
23	Scheldestromen	6,86	4,9%
25	Brabantse Delta	3,53	2,5%
33	Hunze en Aa's	6,63	4,8%
34	Noorderzijlvest	3,17	2,3%
37	Zuiderzeeland	32,99	23,6%
38	Aa en Maas	1,99	1,4%
39	Hoogheemraadschap van Schieland en de Krimpenerwaard	6,25	4,5%
40	Hollandse Delta	5,86	4,2%
41	Vechtstromen	1,30	0,9%
Totaal		139,60	100%

# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

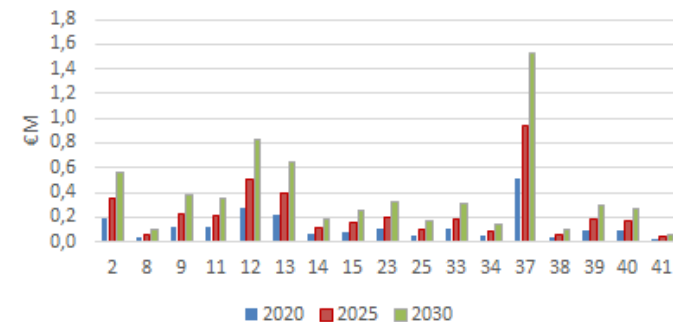
## Totale kostenreductie door gemaalflex per waterschap zonder inzet van andere flexibele capaciteit

- Evident is, dat de grootste kostenbesparingen in zowel het NEV2017 als het Groen scenario worden gemaakt door de waterschappen met het hoogste elektriciteitsverbruik.
- Zie in onderstaande matrix met de kostenreductie per waterschap; in de gearceerde vlakken de drie grootste verbruikers
- De grafieken laten zien dat de kostenbesparingen in de tijd toenemen
- In het Groen scenario zijn de kostenbesparingen hoger door de hogere elektriciteitsprijzen in dat scenario

Kostenreductie NEV zonder andere flex



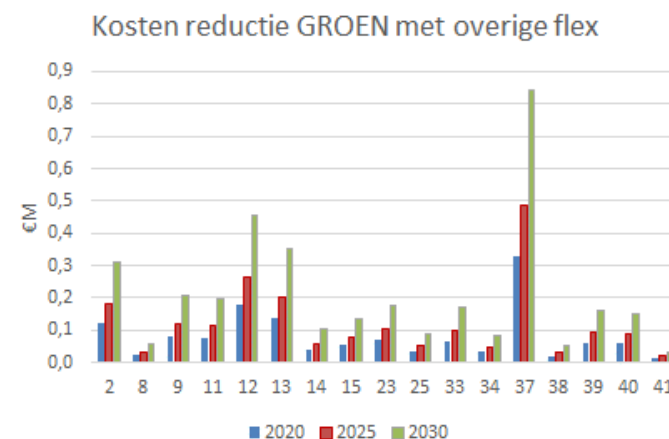
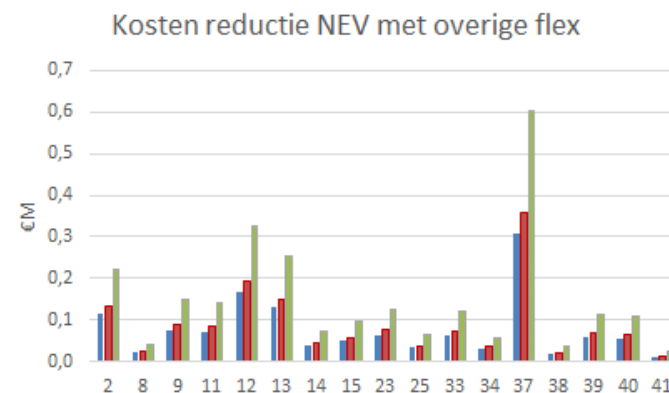
Kostenreductie Groen zonder andere flex



Nr.	Waterschap	Bijdrage GWh	% Bijdrage	NEV mln. €	Groen mln. €
2	Wetterskip Fryslân	12,21	8,7%	0,29	0,37
8	Vallei en Veluwe	2,22	1,6%	0,05	0,07
9	Rivierenland	8,08	5,8%	0,19	0,24
11	Hoogheemraadschap Amstel	7,62	5,5%	0,18	0,23
12	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier	17,78	12,7%	0,42	0,53
13	Hoogheemraadschap van Rijnland	13,79	9,9%	0,33	0,41
14	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	3,99	2,9%	0,10	0,12
15	Hoogheemraadschap van Delfland	5,32	3,8%	0,13	0,16
23	Scheldestromen	6,86	4,9%	0,16	0,21
25	Brabantse Delta	3,53	2,5%	0,08	0,11
33	Hunze en Aa's	6,63	4,8%	0,16	0,20
34	Noorderzijlvest	3,17	2,3%	0,08	0,10
37	Zuiderzeeland	32,99	23,6%	0,79	0,99
38	Aa en Maas	1,99	1,4%	0,05	0,06
39	Hoogheemraadschap van Schieland en de Krimpenerwaard	6,25	4,5%	0,15	0,19
40	Hollandse Delta	5,86	4,2%	0,14	0,18
41	Vechtstromen	1,30	0,9%	0,03	0,04
Totaal		139,60	100%	3,32	4,19

## Totale kostenreductie door gemaalflex per waterschap met inzet van andere flexibele capaciteit

- Evident is dat de grootste kostenbesparingen in zowel het NEV2017 als het Groen scenario worden gemaakt door de waterschappen met het hoogste elektriciteitsverbruik
- Zie in onderstaande matrix de kosten reductie per waterschap; in de gearceerde vlakken de drie grootste verbruikers
- De grafieken laten zien dat de kostenbesparingen in de tijd toenemen
- In het Groen scenario zijn de kostenbesparingen hoger door de hogere elektriciteitsprijzen in dat scenario



Nr.	Waterschap	Bijdrage GWh	% Bijdrage	NEV mln. €	Groen mln. €
2	Wetterskip Fryslân	12,21	8,7%	0,16	0,20
8	Vallei en Veluwe	2,22	1,6%	0,03	0,04
9	Rivierenland	8,08	5,8%	0,10	0,14
11	Hoogheemraadschap Amstel	7,62	5,5%	0,10	0,13
12	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier	17,78	12,7%	0,23	0,30
13	Hoogheemraadschap van Rijnland	13,79	9,9%	0,18	0,23
14	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	3,99	2,9%	0,05	0,07
15	Hoogheemraadschap van Delfland	5,32	3,8%	0,07	0,09
23	Scheldestromen	6,86	4,9%	0,09	0,11
25	Brabantse Delta	3,53	2,5%	0,05	0,06
33	Hunze en Aa's	6,63	4,8%	0,09	0,11
34	Noorderzijlvest	3,17	2,3%	0,04	0,05
37	Zuiderzeeland	32,99	23,6%	0,42	0,55
38	Aa en Maas	1,99	1,4%	0,03	0,03
39	Hoogheemraadschap van Schieland en de Krimpenerwaard	6,25	4,5%	0,08	0,10
40	Hollandse Delta	5,86	4,2%	0,08	0,10
41	Vechtstromen	1,30	0,9%	0,02	0,02
Totaal		139,60	100%	1,79	2,34

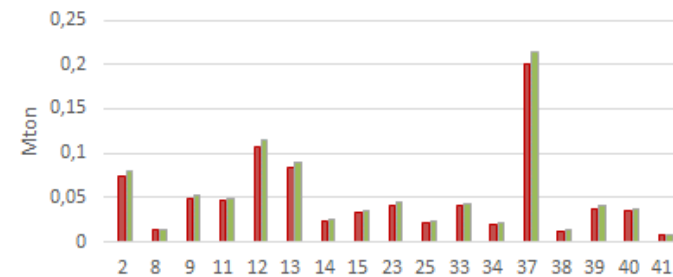
# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Totale CO2 reductie door gemaalflex per waterschap zonder inzet van andere flexibele capaciteit

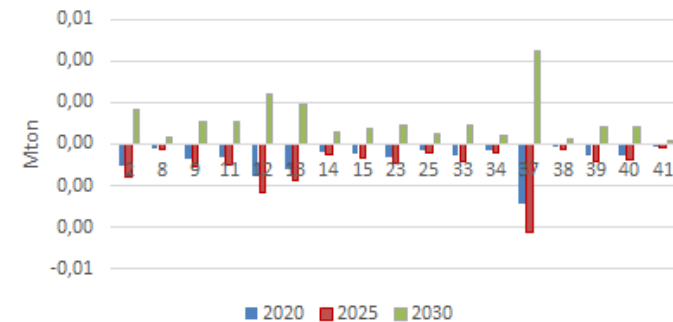
- Evident is dat de grootste CO2 impact in zowel het NEV2017 als het Groen scenario wordt gemaakt door de waterschappen met het hoogste elektriciteitsverbruik
- Zie in onderstaande matrix met de CO2 reductie per waterschap; in de gearceerde vlakken de drie grootste verbruikers
- De grafieken laten zien dat de CO2 besparingen in het NEV2017 voor 2020 nihil zijn en in 2030 het grootst
- In het Groen scenario laat de grafiek een wisselend beeld zien, waarbij de emissies per waterschap over de periode door de gemaalflex gemiddeld niet minder worden

Nr.	Waterschap	Bijdrage GWh	% Bijdrage	NEV Mt CO2	Groen Mt CO3
2	Wetterskip Fryslân	12,21	8,7%	0,10	0,00
8	Vallei en Veluwe	2,22	1,6%	0,02	0,00
9	Rivierenland	8,08	5,8%	0,06	0,00
11	Hoogheemraadschap Amstel	7,62	5,5%	0,06	0,00
12	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier	17,78	12,7%	0,14	0,00
13	Hoogheemraadschap van Rijnland	13,79	9,9%	0,11	0,00
14	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	3,99	2,9%	0,03	0,00
15	Hoogheemraadschap van Delfland	5,32	3,8%	0,04	0,00
23	Scheldestromen	6,86	4,9%	0,05	0,00
25	Brabantse Delta	3,53	2,5%	0,03	0,00
33	Hunze en Aa's	6,63	4,8%	0,05	0,00
34	Noorderzijlvest	3,17	2,3%	0,02	0,00
37	Zuiderzeeland	32,99	23,6%	0,26	0,00
38	Aa en Maas	1,99	1,4%	0,02	0,00
39	Hoogheemraadschap van Schieland en de Krimpenerwaard	6,25	4,5%	0,05	0,00
40	Hollandse Delta	5,86	4,2%	0,05	0,00
41	Vechtstromen	1,30	0,9%	0,01	0,00
Totaal		139,60	100%	1,10	0,00

CO2 reductie NEV zonder andere flex



CO2 reductie Groen zonder andere flex



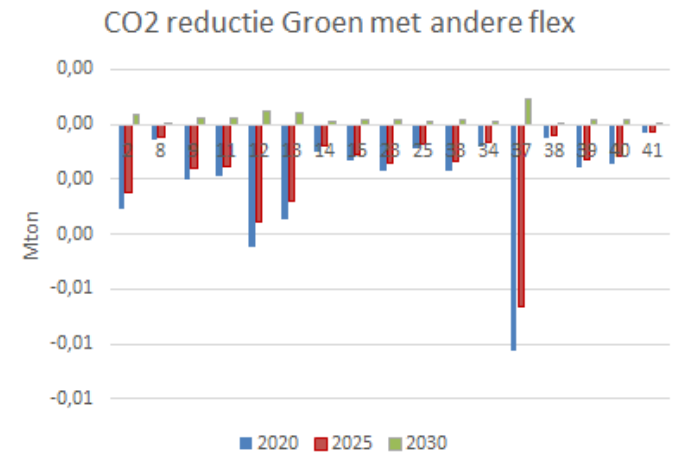
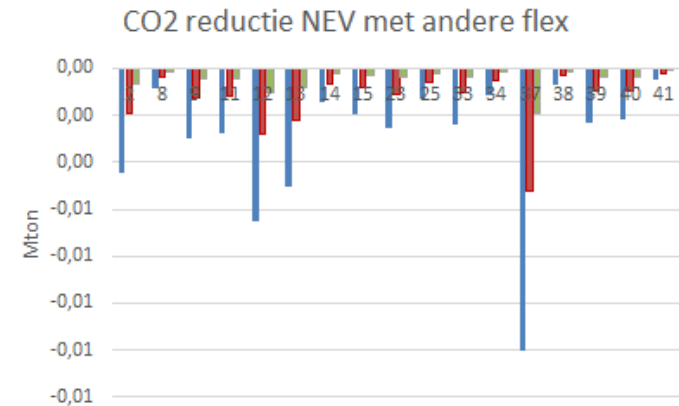


# Resultaten – NEV2017 en Groen Scenario's 2020 – 2030

## Totale CO2 reductie door gemaalflex per waterschap met inzet van andere flexibele capaciteit

- Evident is dat de grootste CO2 impact in zowel het NEV2017 als het Groen scenario wordt gemaakt door de waterschappen met het hoogste elektriciteitsverbruik.
- Zie in onderstaande matrix met de CO2 reductie per waterschap; in de gearceerde vlakken de drie grootste verbruikers
- De grafieken laten zien dat de CO2 besparingen in het NEV2017 heel licht negatief zijn in alle perioden
- Het Groen scenario geeft een wisselend beeld waarbij de emissies per waterschap over de periode door de gemaalflex gemiddeld nauwelijks minder worden

Nr.	Waterschap	Bijdrage GWh	% Bijdrage	NEV Mt CO2	Groen Mt CO3
2	Wetterskip Fryslân	12,21	8,7%	0,00	0,00
8	Vallei en Veluwe	2,22	1,6%	0,00	0,00
9	Rivierenland	8,08	5,8%	0,00	0,00
11	Hoogheemraadschap Amstel	7,62	5,5%	0,00	0,00
12	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier	17,78	12,7%	0,00	0,00
13	Hoogheemraadschap van Rijnland	13,79	9,9%	0,00	0,00
14	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	3,99	2,9%	0,00	0,00
15	Hoogheemraadschap van Delfland	5,32	3,8%	0,00	0,00
23	Scheldestromen	6,86	4,9%	0,00	0,00
25	Brabantse Delta	3,53	2,5%	0,00	0,00
33	Hunze en Aa's	6,63	4,8%	0,00	0,00
34	Noorderzijlvest	3,17	2,3%	0,00	0,00
37	Zuiderzeeland	32,99	23,6%	-0,01	0,00
38	Aa en Maas	1,99	1,4%	0,00	0,00
39	Hoogheemraadschap van Schieland en de Krimpenerwaard	6,25	4,5%	0,00	0,00
40	Hollandse Delta	5,86	4,2%	0,00	0,00
41	Vechtstromen	1,30	0,9%	0,00	0,00
Totaal		139,60	100%	-0,03	-0,02



# Inhoud

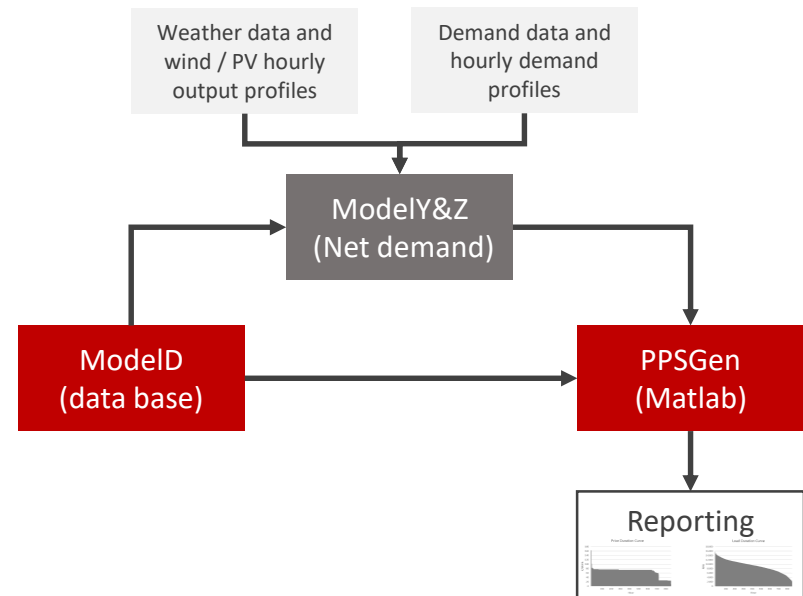
---

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
  - Uitleg PPSGen
7. Referentie literatuur en informatie

# PPSGen: The structure of the model

## PPSGen: Model components

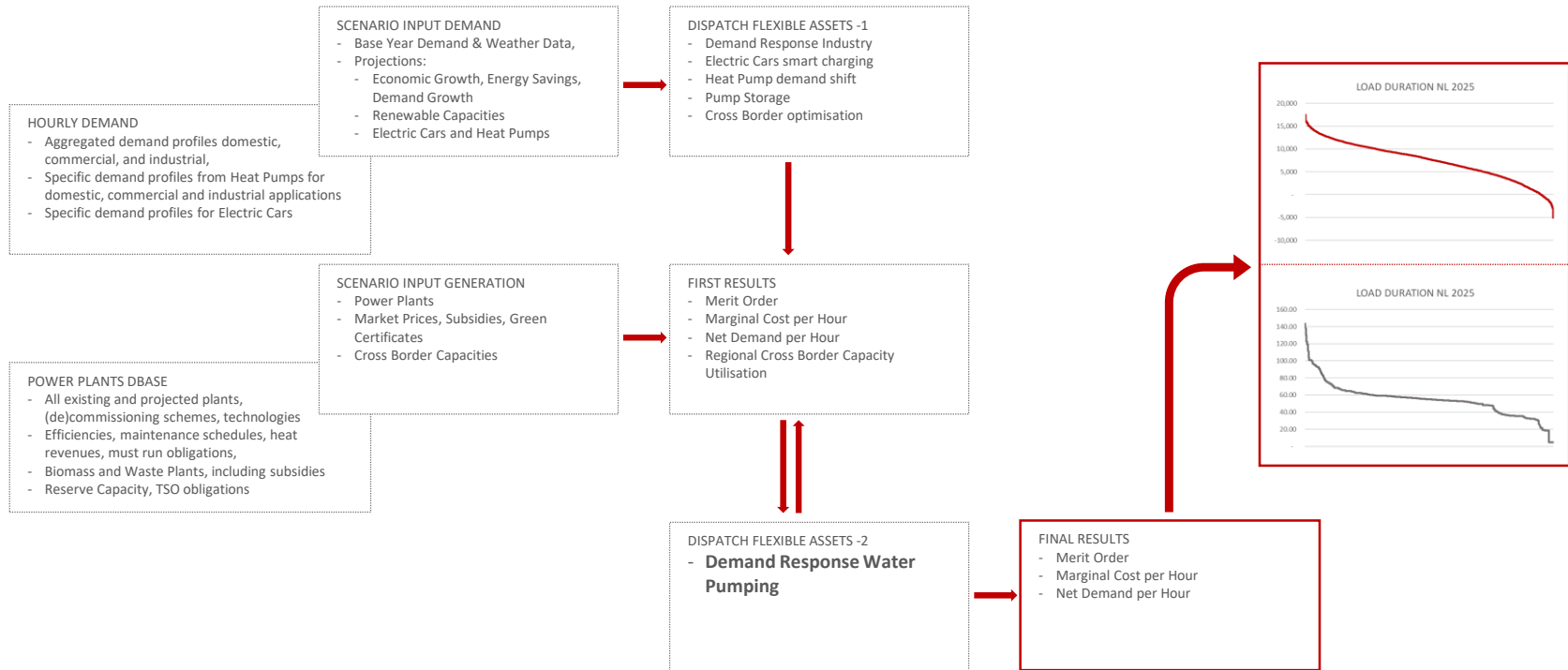
- ModelD is the starting point of the model. ModelD is the database of the model with the following data: all conventional power plants (> 5 MW) per country, the inter-connections capacity, renewable energy capacity, new technology capacity
- In ModelD, six scenarios to 2050 are defined for data inputs about possible future developments, including economic growth, and electricity and heat saving
- Information defined in ModelD and the gross hourly demand and normalised wind and PV generation data is fed in ModelY. ModelY uses the data to calculate the net hourly electricity demands
- In ModelZ, the net hourly electricity demand is adjusted for non-core region cross border optimisation and the dispatch of flexible assets such as demand response, resulting in a final net demand
- The final net demand and the flex constraints and relevant plant and market data of ModelD are collected and used as input in the Matlab core of the model, PPSGen 3.0
- In PPSGen 3.0, the optimal dispatch to minimise dispatch costs of available power plants, flex capacity and cross border capacity versus a given net demand is calculated, resulting in hourly electricity prices and loads per generating technology per year and per country



**PPSGen 3.0 uses data which are modelled in Excel/VBA using statistical and linear modelling technologies. The data are generated in three separate Excel files (modelD and ModelY) which are connected via a logical through put of data**

# PPSGen: Overview

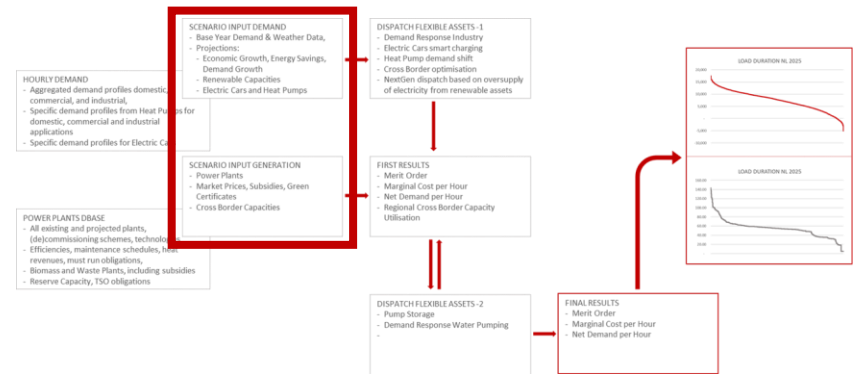
PPSGen is a fundamental merit order model of the North West European electricity markets. The fundamental method is based on basic economic principles of supply and demand describing price dynamics and modelling the impact of the main physical and economic factors determining the market equilibrium price of electricity



# PPSGen: Scenarios

## Scenario input (generation & demand)

- eRisk Group has developed a number of distinct scenarios
- Each scenario is based on a consistent set of potential future supply and demand developments per country
- Main scenario input variables for conventional generation are:
  - Development of generation capacity; e.g. commissioning coal vs. gas, decommissioning schedules, nuclear or coal phase out and biomass generation and co-firing
  - Development of fuel prices (coal, natural gas, oil and biomass), CO2 and green certificates prices
- Main scenario input variables for demand are:
  - Economic growth and energy savings rates per sector (residential, commercial, and industrial)
  - Development of wind and solar PV capacity
  - Development of electric car and heat pump capacity
  - Development of storage and demand response capacity

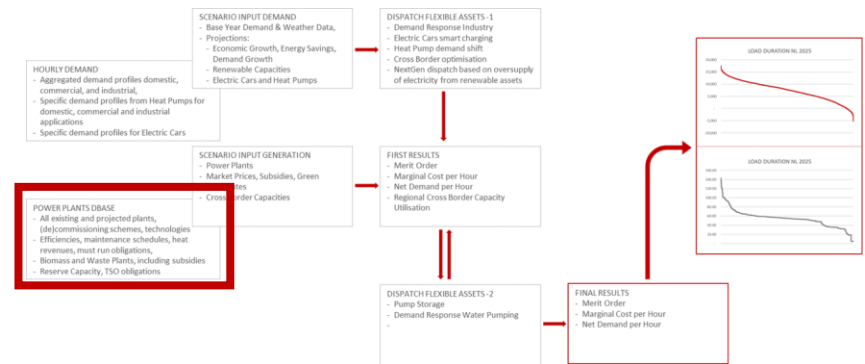


**PPSGen generates future merit orders based on different scenarios enabling the possibility to analyse the impact of different energy transitions on business activities**

# PPSGen: Power plant database

## Power plant database

- The database of conventional power plants is developed internally
- The database is up to date and includes efficiencies, maximum and minimum load requirements per technology, O&M cost per technology, transport cost per fuel and per region and recent outlooks for commissioning and decommissioning
- Plants with must-run obligations are defined and provided with relevant must run and additional flex profiles depending on their purpose: industrial, district heating, greenhouses.
- Plants with biomass obligations are defined and provided with relevant efficiencies and max. and min. load requirements
- Plants with TSO reserve requirements are defined and provided with relevant efficiencies.
- Database is based on
  - Elia, TenneT, RTE, DECC and Deutsche Bundesnetzagentur
  - CITL
  - Company websites
  - Internal research

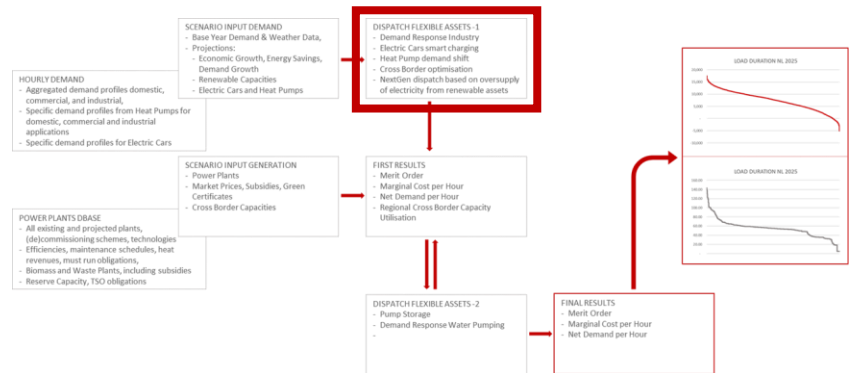


**The model includes an up-to-date and extensive database of power plants in the Benelux, Great Britain, France, and Germany**

# PPSGen: Sorting the merit order

## Hourly merit order calculation

- The function of PPSGen is to minimise dispatch (marginal) costs of the electricity supply in the core region.
- The basis for the dispatch calculations is the unit cost of generation in €/MWh (short run marginal costs or SRMC), for each plant and the optimal dispatch of the available flexible capacity per MWh.
- The model minimises the dispatch costs subject to the following constraints:
  - Energy supply and consumption must be balanced in every hour in every region
  - Power exchange within the modelled core region and between the modelled non-core countries is limited by interconnection capacity
  - Technical and economic constraints for power plants, flex capacity and renewable energy sources.
  - PPSGen does not optimise for the lowest marginal costs, it performs calculations based on the input provided and takes these “as is”
  - PPSGen runs a number of iterations to approximate an optimisation to take start/stop costs and a number of flexible assets into account

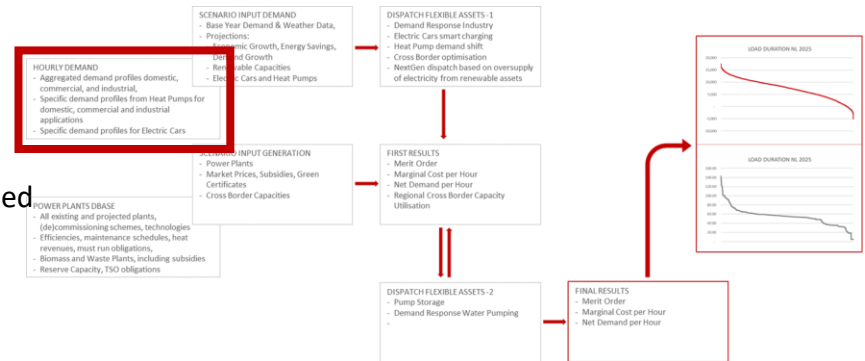


**PPSGen merit order calculations are based on specific inputs and allow a detailed analyses of the specific merit order impact of different conventional generation technology**

# PPSGen: Determination of net demand

## Net Hourly Demand is derived from gross demand

- Gross hourly demand is based on real 2012 ENTSO-E hourly demand data, fitted to recent real demand totals
  - The 2012 Gross hourly demand is fitted to the demand per sector (retail, commercial and industrial)
  - Future hourly demand is derived from the 2012 data and based on assumptions about future economic growth and energy savings
  - Demand data is adjusted to include own consumption of industrial CHP and grid losses
  - Additional demand from new applications such as heat pumps and electric cars is modelled separately based on specific expected load profiles and scenarios
- From gross to final demand
  - Deduction of the hourly renewable production (PV and wind). Hourly production of PV and Wind energy is based on actual 2012 weather data for various locations per country and capacity assumptions per country and scenario
  - Adjustment for the hourly production of Hydro and Run-of-the-River plants (RoR) plants per country and scenario based on national grid data sources
  - Adjustments for the rational application of demand side management, batteries and electric vehicles on the hourly load
  - Adjustments for the hourly cross border flows with non-core countries per country and scenario



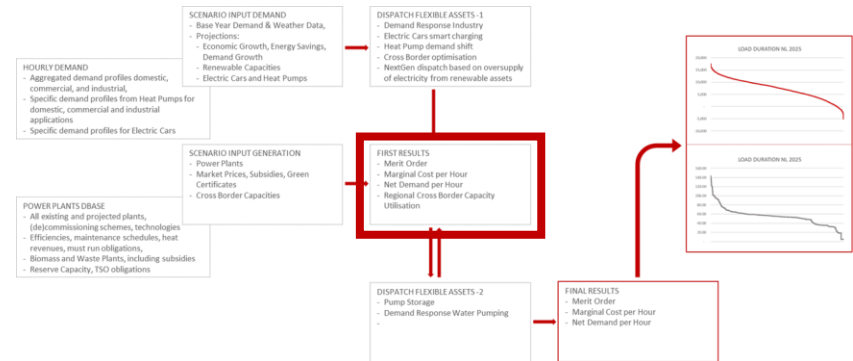
**Net demand is the starting point for the hourly merit order calculations**



# PPSGen: Dispatch of flexible assets - 1 -

## Smoothen demand to minimize dispatch costs of available power plants

- Dispatch of flexible assets is done to adjust the hourly net demand load curves per year and per country as calculated in model Y for the application of flexible assets per hour.
- The flexible assets such as heat pumps and electric cars are dispatched within their generic constraints such as reservoir levels and efficiency and based on the regular demand for heat, mobility profiles and/or charge/discharge cycles
- The flex assets are dispatched when defined deviations from future average demand levels occur
- The demand adjusted for the dispatch of flexible assets is further smoothened by the application of the cross border capacity of countries from the non-core region based on deviations from future average demand levels

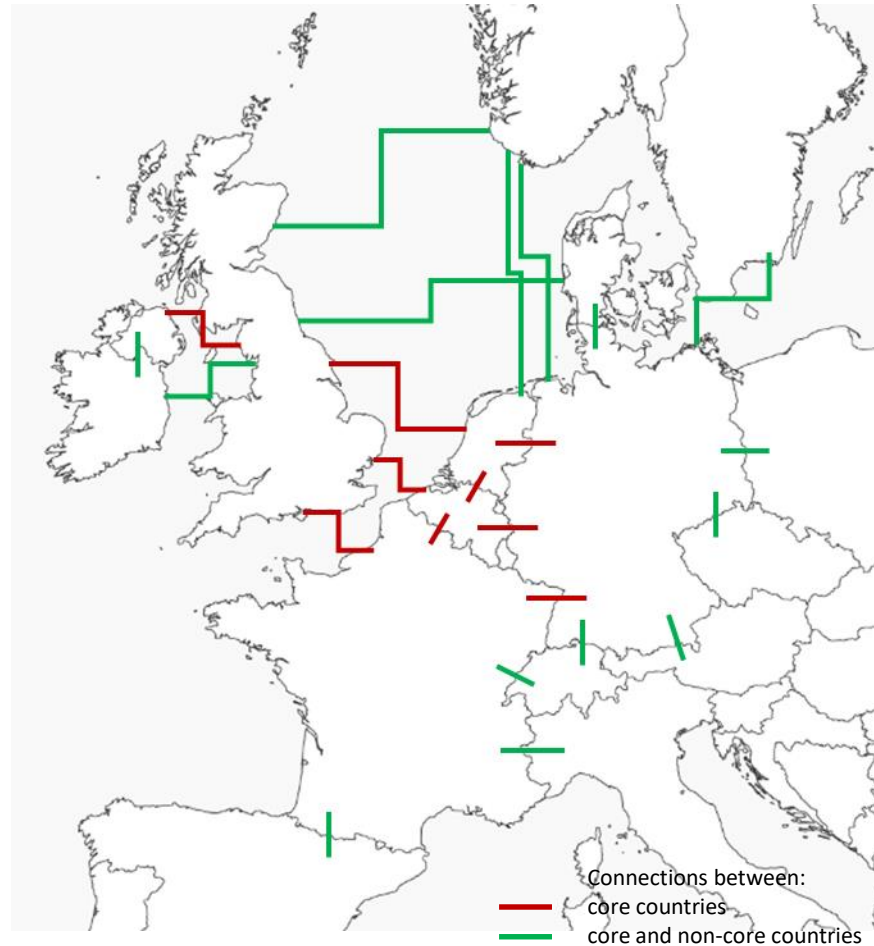


**Flexible assets are used to minimise cost of conventional production capacity**

# PPSGen: Application of cross border capacity

## Production to meet final demand and the impact of cross border flows

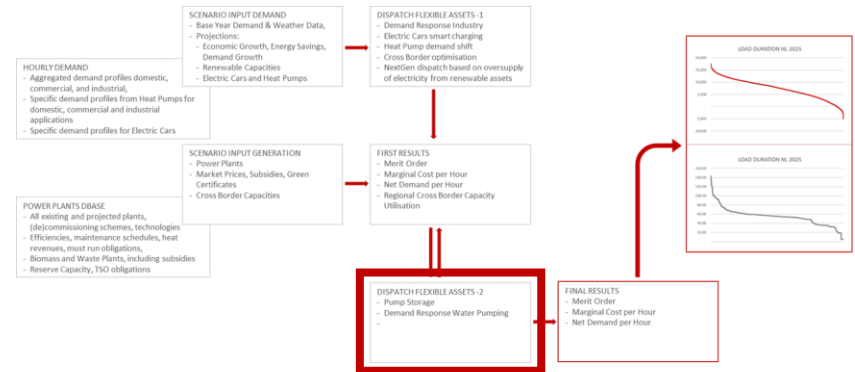
- **Cross border flows between the countries in the core region**
  - Final net hourly demand minus the relevant hourly cross border capacity determines the hourly minimum generation capacity to be dispatched per country and per scenario
  - The remaining hourly demand for the core region per year and per scenario is met by the merit order of remaining and aggregated generation capacity of the core region
  - The allocation of the aggregated core region dispatched production capacity per country is based on available import per country and scenario
- **Cross border flows between the core region and other countries**
  - The application of cross border capacity between the core region and other countries is determined by their expected behaviour and adjusted for a certain import/export threshold
  - In model Y the demand profile calculated is adjusted for the application of non-core cross border capacity
- The actual and future growth assumptions of cross border capacities and flows per scenario and country are based on actual (NTC) capacity data and information from TSO's and ENTSO-E



# PPSGen: Dispatch of flexible assets - 2 -

## Minimize dispatch costs of available power plants

- The flexible assets, including their specific parameters such as round trip efficiency, reservoir capacity, charge/discharge capacity, have been defined and are used as input to dispatch the flexible assets based on information, notably the merit order, power prices and demand, generated by PPSGen
- The flexible assets (pump storage, home batteries and water pumps) are dispatched when defined price spreads per flex asset in relation to future prices generated by PPSGen can be realized within given conditions and parameters per flexible asset
- To prevent the dispatch of flexible assets that potentially cause market disruptions, a function is included which observes the generated merit order and finds the maximal admissible dispatch of flexible capacity that does not disrupt the market.

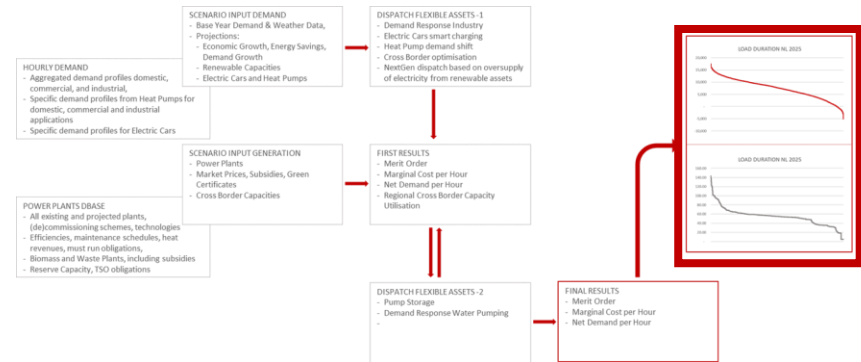


**Flexible assets are used to minimise cost of conventional production capacity**

# PPSGen: Model calculations & output

## The PPSGen tool

- The final calculations including the dispatch of flexible assets result in the following output for every country, year and scenario:
  - Hourly power prices
  - Plant / portfolio valuation
  - Plant hourly dispatch
- Analyses can be performed by changing the (key) variables
- The above allows for hourly merit order calculations for different scenarios
- Consequently, it makes PPSGen an ideal tool ideal to perform sensitivity analyses with respect to regulatory and other changes impacting the market environment such as the commissioning or decommissioning of power plants, the penetration of renewable energy and fuel and CO2 price developments



**PPSGen is a flexible and transparent tool which can be used for multiple analyses, including the impact of market changes and regulation on prices, portfolio value, and plant dispatch**

# Inhoud

---

1. Inleiding en doelstelling
2. Belangrijkste conclusies
3. Scenario's – beschrijving
  - Algemeen
  - Aannames NEV2017 en Groen scenario
4. Modellerings flexibele inzet gemalen
  - Algemene aannames
  - Inzet capaciteit
  - Algoritme
5. Resultaten
  - Samenvatting resultaten per scenario's: kostenbesparing
  - Samenvatting resultaten per scenario's: CO2 besparing
  - Resultaten per waterschap: kosten en CO2 besparing
6. Appendices
7. Referentie literatuur en informatie

# Referentie literatuur en/of andere informatie

---

- Onderzoek naar de huidige en toekomstige seizoensvariatie in de kwelbelasting en flexibel gemaalbeheer van waterschappen door Simon Buijs, MSc student Hydrology aan de Vrije Universiteit van Amsterdam
- Arcadis Klimaatmonitor Waterschappen 2014 (met waardes van 2011)
- Gebruiks- capaciteitsgegevens elektriciteit van Waterschap Scheldestromen 2012
- Beschrijving gemaalflex-algoritme eRisk Group 2018
- Nationale Energieverkenning oktober 2017
- Berekening van de CO2 emissies, het primair fossiel energiegebruik en het rendement van elektriciteit in Nederland elektriciteit in Nederland. Gezamenlijke publicatie van CBS, PBL, ECN en Agentschap NL



- MAARTEN MEIJBURG
  - mobile: +31 643053281
  - maarten.meijburg@eriskgroup.com
  
- RUUT SCHALIJ
  - mobile: +31 620437109
  - ruut.schalij@eriskgroup.com
  
- Website
  - [www.eriskgroup.com](http://www.eriskgroup.com)