

Berenschot



Richting 2050: systeemkeuzes en afhankelijkheden in de energietransitie

Rapportage ten behoeve van "Systeemvraagstukken"

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat,
opgesteld in mei 2018

Inhoud

	Management samenvatting	3
1	Inleiding, doel & scope	7
2	Analyse van bestaande toekomstverkenningen	11
3	Analyse systeemvraagstukken a.d.h.v. vier varianten	28
4	Systeemanalyse in 2030	39
5	Systeemanalyse in 2050	49
6	Conclusies	59
7	Bijlage	65

Deze rapportage betreft een quick scan in opdracht van ministerie EZK, opgesteld in week 18/19 van 2018. Het doel van deze rapportage is tweeledig:

- Overzicht bieden van de overeenkomsten en verschillen in bestaande toekomstverkenningen en bepalen van gemeenschappelijke elementen en verschillen; dit overzicht is vervat in hoofdstuk 2.
- Inzicht geven in de systeemvraagstukken in het energiesysteem tot 2030 en 2050, aan de hand van het PBL pakket en nieuwe verkenningen voor 2050 in deze studie; dit beslaat hoofdstukken 3 t/m 5.

Deze rapportage dient als input voor de werkgroep 'Systeemvraagstukken' aan de Klimaattafel Elektriciteit en voor het algehele proces in de Klimaattafels.

Management samenvatting (1/4)

Vanuit de Elektriciteitstafel voor het nieuwe Klimaat- en Energieakkoord heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat behoefte aan een overzicht van systeemvraagstukken.

Deze behoefte uit zich in twee hoofdvragen:

- Welke gemeenschappelijke elementen van het energiesysteem blijken uit *bestaande toekomstverkenningen richting 2030 en 2050?*
- In hoeverre leidt de energietransitie tot witte vlekken in het energiesysteem en welke flexibiliteitsopties zijn nodig om de balans te handhaven, *uitgaande van het PBL pakket voor 2030 en mogelijke toekomst in 2050?*

De "minimale" opgestelde vermogens uit verschillende verkenningen*

Vermogen (GW)	Nu (GW)	2030 (GW)	2050 (GW)
Wind op Zee	1	12-17	18-23
Wind op Land	3	6	6-8
Zon PV	1	20-28	29-31
Gascentrales	16	4-9	0-11
Waterstofcentrales	0	0	0-23
Overige w.o. biomassa	6 (kolen)	2-8	0-5

De verschillende toekomstverkenningen richting 2030 en 2050 lijken enkele **gemeenschappelijke elementen** te bevatten:

- Energiebesparing, -35% in 2050 (~1% per jaar).
- Opgesteld productievermogen groei sterk tot zeer sterk, van 26 GW nu → 80 - 216 GW in 2050
- Flexibele productie overal belangrijk punt. Oplossingen zeer verschillend; hangt af van wel/geen CCS of Bio-import.
- Elektrificatie wordt overal toegepast, ook al in 2030 maar in sterk variërende mate.
- Biomassa/groen gas speelt overal een rol, afhankelijk van wel/geen biomassa-import: 17 – 712 PJ in 2050
- Waterstof wordt in 2050 ruim toegepast; in 2030 veel minder (alleen bij scenario's die "blauwe" waterstof meenemen)
- CCS wordt in veel studies toegepast in 2030. Beeld in 2050 loopt uiteen: sommige voorzien meer, andere minder of nul.
- Grootste voorzieningszekerheids-issue: winterpiek tekorten (de dag-nacht variaties zijn relatief makkelijker oplosbaar)
- Veel flex-opties bij huishoudens (hybride WP en slim laden)
- Weinig genoemd in de verkenningen, maar wel belangrijk: hybride elektrificatie industrie, zon-thermisch in woningen; warmte-opslag

Management samenvatting (2/4)

Om te bepalen in welke mate de overgang naar duurzame bronnen leidt tot witte vlekken in het energiesysteem, is een simulatie gedaan van 4 transitieverkenningen:

In 2030, op basis van huidig PBL "Pakket 3":

- Het "PBL Pakket 3", leidend tot 49% reductie
- Het "PBL Pakket 3", +6% Berenschot (55% reductie)

In 2050, op basis van nieuwe verkenningen van Berenschot voor 2050, doorbouwend op PBL "Pakket 3", twee varianten:

- "Binnenlands duurzaam": focus op bouw van een duurzaam productiepark en grootschalige elektrificatie
- "Buitenlands duurzaam": focus op import van grondstoffen (biomassa, waterstof, etc.) en hybridesystemen.

Kostengevoeligheid

De variant "Binnenlands duurzaam" lijkt qua kosteneffectiviteit meer zekerheid te geven, omdat voor de gevoelige factoren (Wind op Zee en elektrolyse) eerder een kostendaling dan -stijging kan worden aangenomen. De variant "Buitenlands duurzaam" is gevoelig voor de biomassaprijs, welke in 2050 erg onzeker is.

Berenschot

Flexibiliteitsanalyse

Een "koudste wintersimulatie" voor de vier varianten laat zien dat elektrificatie in 2030 tijdens windstille winterweken al zorgt voor importafhankelijkheid (of centrales met weinig draaiuren). De combinatie van elektrificatie en afbouw van centrales kan zorgen voor elektriciteitstekorten. Seizoensflexibiliteit is noodzakelijk voor de voorzieningszekerheid, bijvoorbeeld uit:

- Hybridisering (keuze bij inrichting van systeem),
- Extra centrales (met weinig draaiuren)
- Stroomimport (afhankelijkheid/onzekerheid vanwege de markt in het buitenland en de marktverhouding tussen Nederland en buurlanden).

Hybridisering van de vraagzijde (elektrificatie met gas of H₂ als backup) reduceert de afhankelijkheid en onzekerheid sterk.

In 2050 zorgt met name de variant met grote groei van het hernieuwbare productiepark en sterkere elektrificatie voor grote pieken in het systeem. Inzet van veel centrales, extra import of seizoensopslag met behulp van waterstof lijken dan noodzakelijk.

Management samenvatting (3/4)

Flexibiliteitsopties verschillen per situatie, termijn en zekerheid

1. Opvangen seizoensafhankelijke tekorten:

- Centrales (waterstof, gas of biomassa)
- Hybride warmtepompen (schakelen naar (groen) gas)
- Hybride HT-WP of MVR in industrie
- Meer import (afhankelijk van buitensituaties)

TERMIJN
onbeperkt
onbeperkt
onbeperkt
onbeperkt

LEVERINGSZEKERHEID
Zeker
Zeker
Zeker
Onzeker

KOSTEN
Hoog
Laag
Laag
Gemiddeld

2. Opvangen tekorten op dagbasis: alles uit categorie 1, plus:

- Vehicle to grid (batterijen in auto's) met slim laden
- All-electric warmtepomp met warmtebuffer
- Grootschalige elektriciteitsopslag

uur/dagbasis
dagbasis
enkele dagen

Onzeker
Gemiddeld
Zeker

Laag
Gemiddeld
Hoog

3. Opvangen stroomoverschotten: alles uit categorie 2, plus:

- Terugregelen centrales; export naar buitenland
- Grid to vehicle met slim laden
- Power-to-heat, evt. met warmte-opslag
- PV-boiler of PV-peakshaving
- Elektrolyse duurzame bronnen

onbeperkt
uurbasis
dagbasis of langer
uur/dagbasis
onbeperkt

Onzeker
Onzeker
Gemiddeld
Gemiddeld
Zeker

Laag
Laag
Laag
Gemiddeld
Hoog

Management samenvatting (4/4)

Aanbevelingen voor vervolgonderzoek

Op basis van ons project en de gevoerde discussies in het proces van het Klimaatakkoord zijn er vragen voor nadere bestudering. We stellen voor om deze te bespreken en beleidsmatig te prioriteren.

1. Omdat seizoensflexibiliteit het leidende issue is boven de dagflexibiliteit: vangen de technieken voor seizoensflexibiliteit ook de dagflexibiliteit op (1 issue slechts op te lossen) of is voor de dagflexibiliteit ook een aparte ontwikkeling nodig of wenselijk?
2. Welke elektriciteitsprijzen ontstaan er in het systeem en welke variaties daarin (oftewel wat zijn de kosten en onzekerheden voor de eindgebruiker?); wat is de invloed van verschillende scenario's en flexibiliteitsopties hierop?
3. Wat zijn de eventuele mogelijkheden van import van waterstof: welke hoeveelheden, waarvandaan en tegen welke prijs?
4. Wat zijn de opties om te switchen van de ene CO₂-reductietechniek naar de andere (c.q. een groenere vorm daarvan), en is er op die manier een *volgtijdelijke flexibiliteit* in het CO₂-reductiepad? Wat zou daarvoor aan "no-regret" moeten gebeuren?
5. Wat zijn opties om een tijdlang verschillende CO₂-reductietechnieken te ontwikkelen en de keuze daartussen aan te houden? Tot wanneer reikt dan deze *parallele flexibiliteit* in het CO₂-reductiepad, en vanaf wanneer vallen ongeveer de keuzes?
6. Wat is de waarde (economische groei, werkgelegenheid, risico's) van een grotere mate van energie-zelfvoorziening?
7. Hoe komen keuzes in de energietransitie goed tot stand, zowel op maatschappelijk draagvlak als op kosteneffectiviteit?

Berenschot

An aerial photograph of a renewable energy farm. In the foreground, there are rows of solar panels. A canal or waterway runs through the middle ground. In the background, a large white wind turbine stands prominently against a blue sky with scattered white clouds. To the right, another structure, possibly a chimney or tower, is visible. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

1

Inleiding en scope

Achtergrond

In het kader van het Parijsakkoord vinden dit jaar de onderhandelingen voor het nieuwe Klimaat- en Energieakkoord voor Nederland plaats. In dit proces zijn vijf tafels ingericht aan de hand van de belangrijkste sectoren, waarin met verschillende stakeholders wordt nagedacht over emissiereductieplannen tot 2030, met doorkijk naar 2050.

Met een minimale CO₂-reductiedoelstelling in 2030 van 49% zal de productie van hernieuwbare elektriciteit de komende jaren flink gaan groeien. Aan de vraagzijde wordt de transitie van olie en gas als energiedragers naar duurzame elektriciteit een belangrijke stap om de CO₂-uitstoot te verminderen. De grote vraag is hoe de voorspelde groei van de productie van hernieuwbare elektriciteit en de voorspelde vraag zich tot elkaar zullen verhouden, en in hoeverre dit in het systeem tot witte vlekken leidt.

Vanuit de Elektriciteitstafel is een tijdelijke tafel "Systeemvraagstukken" ingericht. Ter voorbereiding op de standpuntbepaling van het Rijk als deelnemer aan deze tafel, heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat behoefte aan een overzicht van bestaande studies en rapporten die ingaan op (delen van) het systeemvraagstuk. Daarbij zoekt het ministerie naar de gemene deler in deze studies, maar ook naar de afhankelijkheden en onzekerheden richting 2030 en 2050.

Deze rapportage is een quick scan die ingaat op de systeemvraagstukken die een rol spelen in de energietransitie. Daarbij wordt eerst een overzicht gegeven van de overeenkomsten en verschillen uit bestaande scenarioverkenningen. Vervolgens zijn systeemvraagstukken geanalyseerd met behulp van enkele transitievarianten tot 2050. Deze varianten zijn opgesteld aan de hand van uitkomsten van bestaande studies en rapporten.

Doel & scope

Doel

Het doel van deze rapportage is tweeledig:

- Overzicht bieden van de overeenkomsten en verschillen in bestaande toekomstverkenningen en bepalen van gemeenschappelijke elementen en verschillen; dit overzicht is vervat in hoofdstuk 2.
- Inzicht geven in de systeemvraagstukken in het energiesysteem tot 2030 en 2050, aan de hand van het PBL pakket en nieuwe verkenningen voor 2050 in deze studie; dit beslaat hoofdstukken 3 t/m 5.

Deze rapportage dient als input voor de werkgroep 'Systeemvraagstukken' aan de Klimaat Tafel Elektriciteit en voor het gehele proces in de Klimaat Tafels.

Scope van verkenning systeemvraagstukken

Voor de systeemvraagstukken in 2030 wordt geheel uitgegaan van het PBL "Pakket 3" (gepubliceerd in week 17), dat leidt tot 49% CO₂-reductie. Daaraan wordt een vergelijkbaar beeld toegevoegd dat leidt tot 55% CO₂-reductie in 2030. Dit beeld is opgesteld door Berenschot en niet geverifieerd door PBL.

Voor de systeemvraagstukken in 2050 is het vertrekpunt bovengenoemde pakketten in 2030, waarbij de verdere ontwikkeling naar 2050 uiteenloopt gezien de diversiteit in bestaande toekomstverkenningen, uitgedrukt in twee varianten:

- Variant met nadruk op hernieuwbare productie en elektrificatie ("Binnenlands duurzaam")
- Variant met grootschalige biomassa- en waterstofimport ("Buitenlands duurzaam")

Deze varianten zijn nadrukkelijk opgesteld in het kader van deze quick scan, om een beeld te schetsen van afhankelijkheden en onzekerheden. Ze zijn niet bedoeld als volledige energiescenario's.

Leeswijzer

Deze rapportage bestaat uit zeven hoofdstukken:

1. Inleiding & scope
2. Analyse van bestaande toekomstverkenningen
3. Analyse systeemvraagstukken a.d.h.v. vier varianten
4. Systeemanalyse in 2030
5. Systeemanalyse in 2050
6. Conclusies
7. Bijlage

Hoofdstuk 2 focust uitsluitend op de gemeenschappelijke beelden van verschillende toekomstverkenningen. Deze pagina's zijn als zodanig gepresenteerd in het Klimaatberaad van 9 mei jongstleden. De hoofdstukken 3 tot en met 5 gaan in op de analyse van systeemvraagstukken. Voor deze analyse zijn vier scenariovarianten opgesteld, waarbij het PBL maatregelenpakket voor 2030 als uitgangspunt dient. De overige varianten zijn toegevoegd om de impact van bepaalde keuzes op (de flexibiliteit van) het energiesysteem te bepalen.

In de conclusie in hoofdstuk 6 wordt antwoord gegeven op twee hoofdvragen:

- Wat zijn de gemeenschappelijke elementen uit bestaande toekomstverkenningen, c.q. waar kunnen we in elk geval vanuit gaan?
- In hoeverre leidt de transitie tot 2050 tot witte vlekken in het energiesysteem, en welke flexibiliteitsopties zijn nodig om de balans te handhaven?

Berenschot



2

Analyse van bestaande toekomstverkenningen

Bevindingen ten aanzien van gemeenschappelijke scenario-elementen

Bestudeerde studies en rapporten

Totale systeemverkenningen

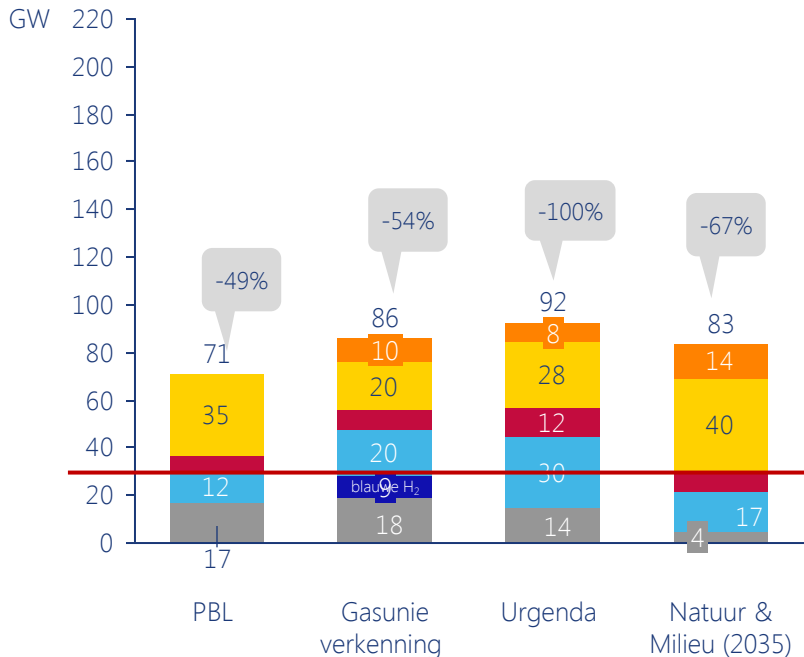
Auteur	Naam Rapport	Jaartal publicatie	Zichtjaar
RLI	Rijk zonder CO ₂	2015	2050
Gasunie	Verkenning 2050	2018	2050
Berenschot	Elektronen en/of Moleculen	2018	2050
PBL	Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 - Update 2018	2018	2030
KIVI	The future Dutch full carbon-free energy system	2017	2050
Natuur & Milieu	Energievisie 2035 Energietransitie in de hoogste versnelling	2016	2035
PBL	Verkenning van Klimaatdoelen	2017	2050
Netbeheer NL (CE Delft)	Net voor de Toekomst	2017	2050
Urgenda	Nederland 100% duurzame energie in 2030	2017	2030

Partiële systeemverkenningen

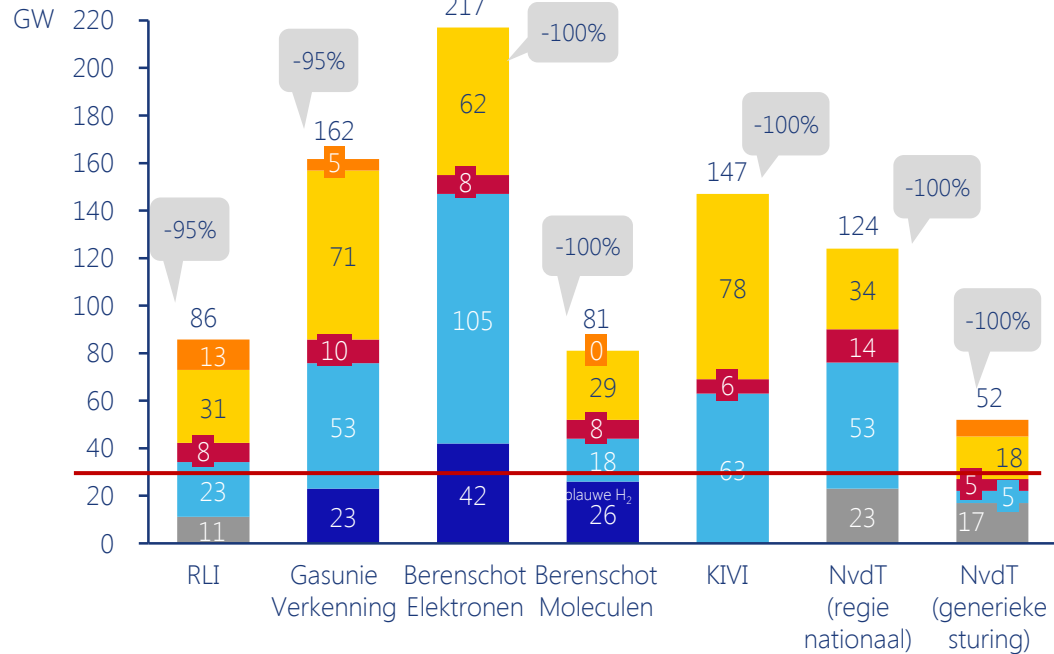
Auteur	Naam Rapport	Jaartal publicatie	Zichtjaar
VEMW	Decisions on the industrial energy transition	2017	2050
Wuppertal	Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam	2016	2050
CE Delft	Kansen voor warmte	2014	2020
VNCI (Ecofys, Berenschot)	Chemistry for Climate: Acting on the need for speed	2018	2030 en 2050
Berenschot	Verduurzaming gebouwde omgeving	2017	2035 en 2050
TKI Nieuw Gas	Contouren van een Routekaart Waterstof	2018	2050
De Gemeynt	Hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen	2018	2050

Opgestelde vermogens in verschillende scenarioverkenningen*

Verkenningen richting 2030



Verkenningen richting 2050

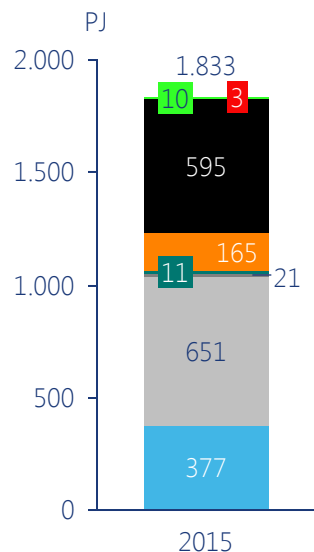


— Huidig -xx% CO₂ reductie %

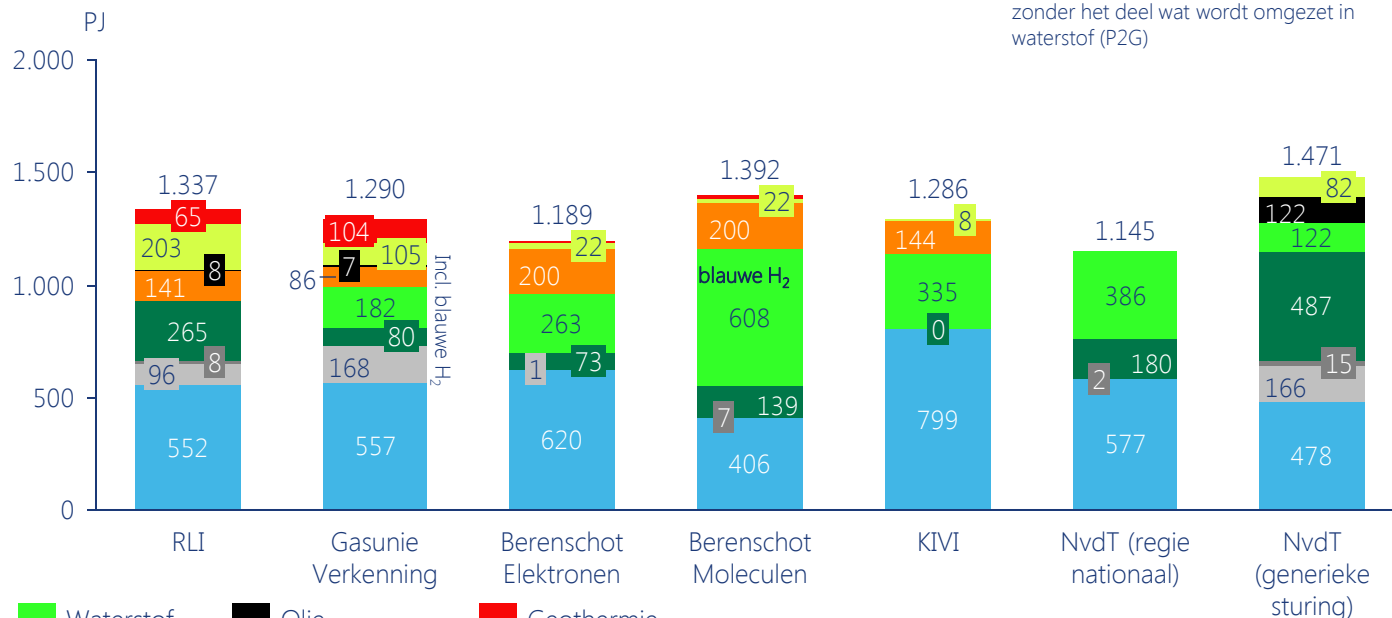
* In deze verkenningen is, voor zover bekend, de maximale winterkoudepiek niet meegenomen of is dit onduidelijk
 NB: cijfers kunnen licht afwijken van de betreffende rapporten. Waar nodig is gebruik gemaakt van reconstructies / omrekeningen.

Vergelijking energiemixen per verkenning richting 2050

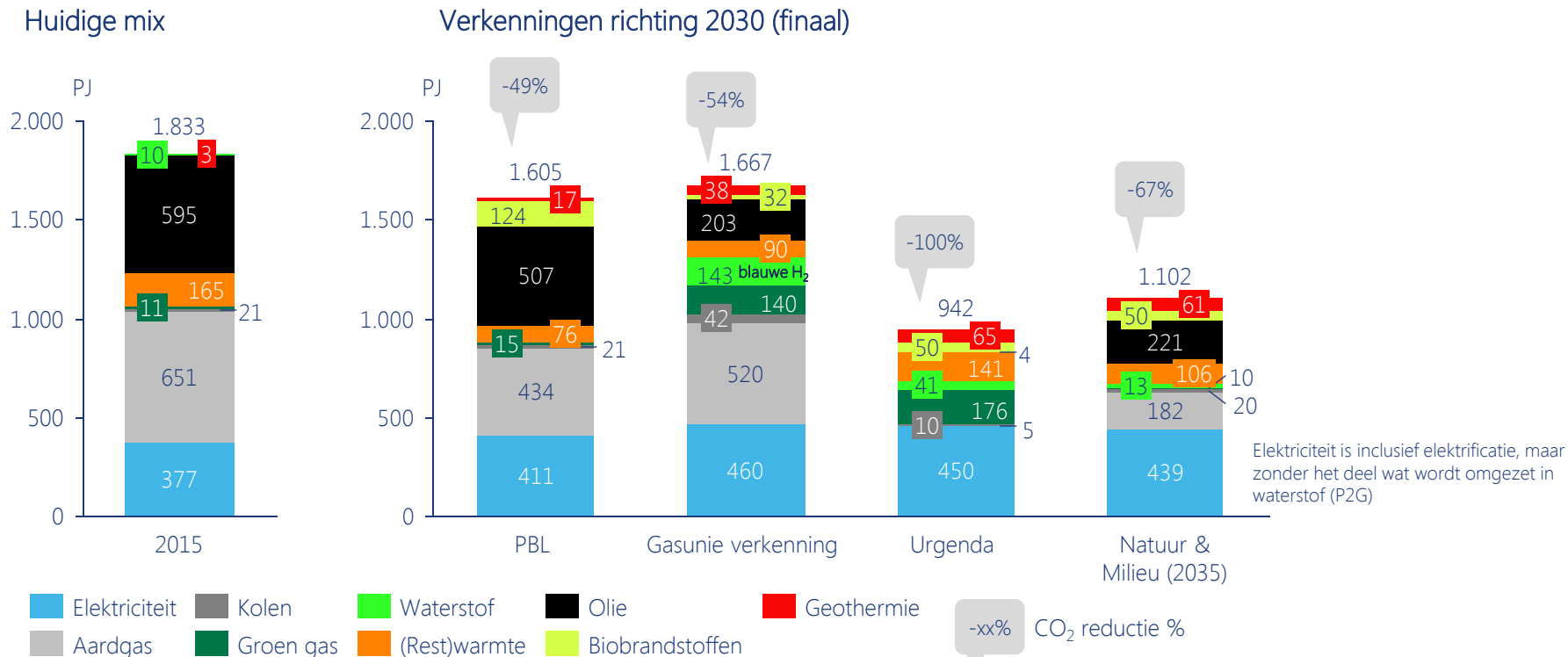
Huidige mix



Verkenningen richting 2050 (finaal)



Vergelijking energiemixen per verkenning richting 2030



Achtergronden van verschillen c.q. beslissingen (2050)

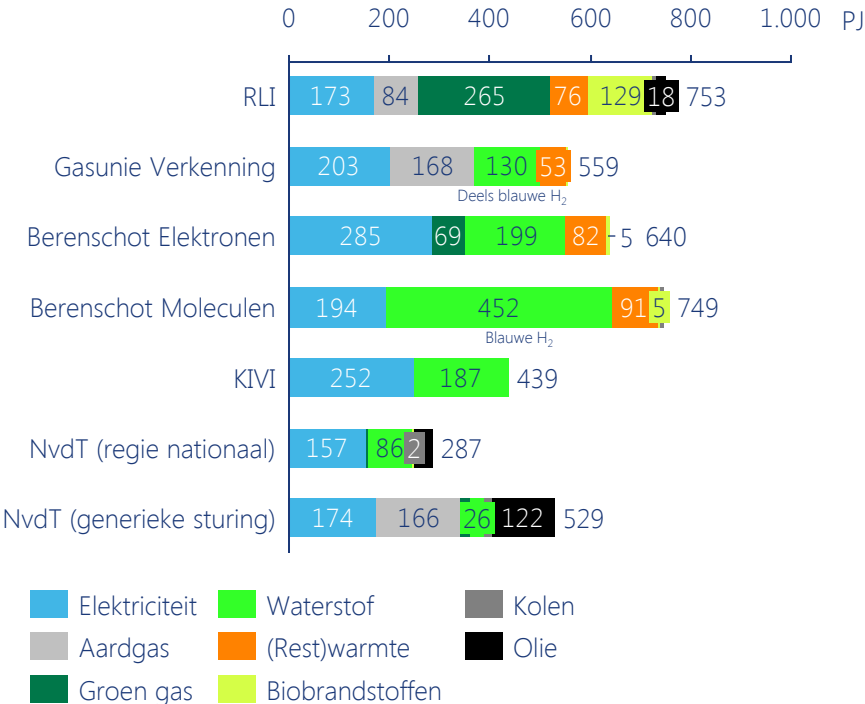
1.	2.	→	→	3.	→	
Grootschalige biomassa import?	Fossiel-CCS?	Intermitterend duurzaam	Voorzieningszekerheid	Met vraag hybridisering** (gas back-up)?	Opgesteld <u>extra</u> vermogen	Voorbeeld
JA	(Kan, maar hoeft niet)	Middelmatig	Op basis van biocentrales	JA	Klein	
				NEE	Beperkt	RLI
NEE	Alles incl. centrales*	Groter	Op basis van blauwe H ₂	JA	Beperkt	B.Molec.
				NEE	Middel	
	Alleen in Industrie	Groot	Op basis van groene H ₂	JA	Middel	NvdT
				NEE	Groot	Gasunie
	NEE	Zeer groot	Op basis van groene H ₂	JA	Groot	
				NEE	Zeer Groot	B.Elekt.

* CCS voor centrales is pre-combustion CCS (waarbij "blauwe" H₂ gemaakt wordt)
 Post-combustion CCS is namelijk veel te duur voor de verplicht flexibel draaiende centrales in 2050.

** Hybridisering werkt overal voor vermindering elektrische piekvraag. Warmtenetten en geothermie bewerken hetzelfde, maar niet overal.

Energiemix in de industrie (2050)

Finaal eindverbruik in de industrie in verkenningen 2050 (PJ)



Algemeen beeld:

- Groot aandeel elektrificatie in de industrie richting 2050
- Daarnaast wordt veel waterstof gebruikt.
- Biomassa / groen gas inzet lijkt beperkt (m.u.v. RLI beeld)
- Rol voor CCS is in meer of mindere mate noodzakelijk

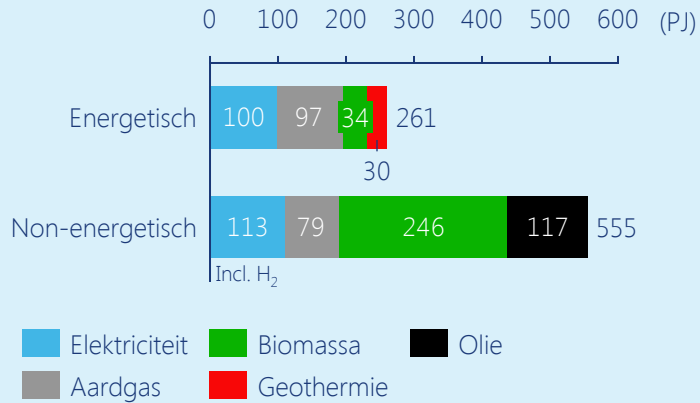
Dit komt overeen met beelden van VEMW en VNCI (inzet biomassa VNCI is non-energetisch echter relevant)

Noodzakelijke technologieën:

- Hybride / elektrische boilers (flex)
- Hoge temperatuur warmtepompen (flex/baseload)
- Stoomrecompressie (baseload + gas/H₂ back-up voor flex)
- Elektrolyse (flex/baseload)
- CCS (post-combustion end-of-pipe volcontinu, pre-combustion voor blauwe H₂ flexibel, oxyfuel)

Overeenkomst met beelden VEMW en VNCI

Energiemix 2050 voor de chemische industrie (VNCI)

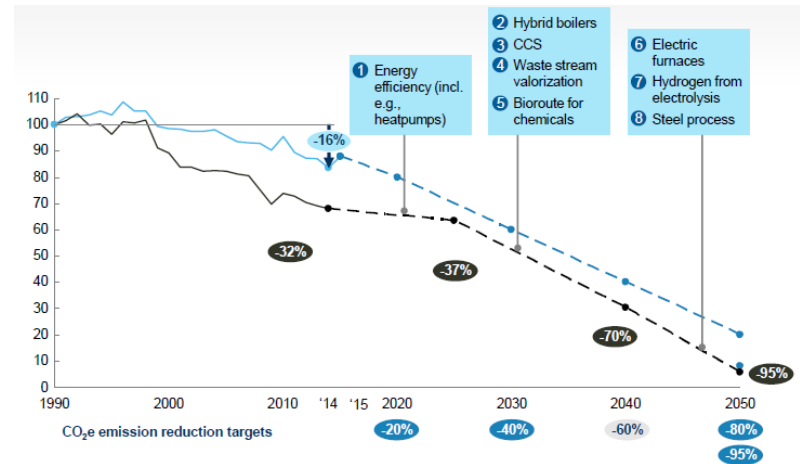


Beeld VNCI is vergelijkbaar met systeemverkenningen:

- Toename elektrificatie
- Blijvende rol voor aardgas i.c.m. CCS
- Beperkte energetische rol voor biomassa (biobased feedstock is wel prominent)

VEMW geeft aan dat transitie van de industrie haalbaar is richting 2050 met enkele sleuteltechnieken:

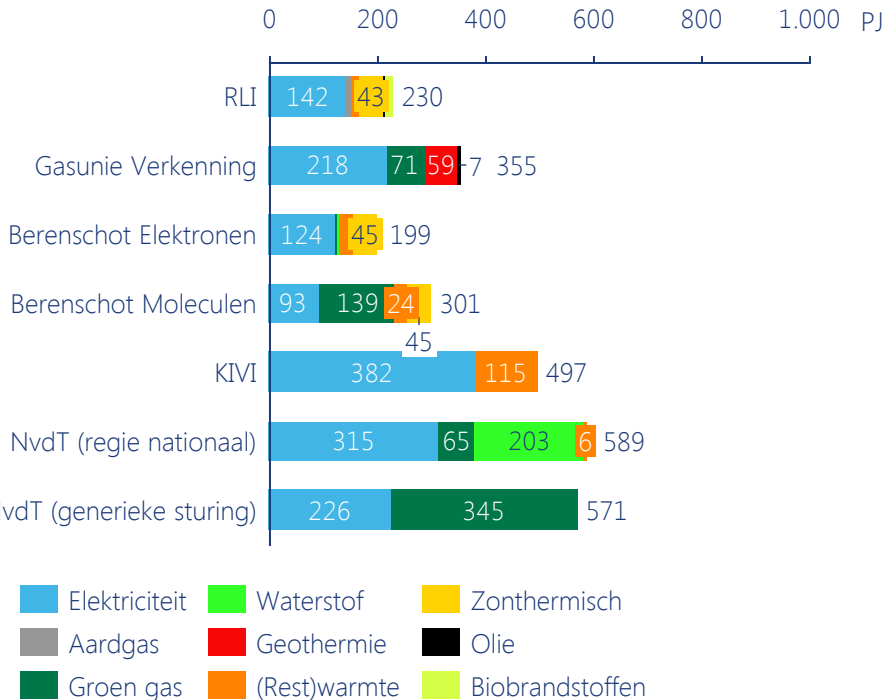
- Energie-efficiëntie en warmtepompen op korte termijn
- CCS en elektrische/hybride boilers tot 2030
- Elektrolyse en elektrische fornuizen richting 2050
- Waterstof uit elektrolyse pas verwacht tussen 2040 en 2050



NOTE: For industry projection only direct emissions included. Assumed that non-CO₂ emissions are reduced at the same speed as CO₂ emissions. Maximum impact of 8 options assumed
 SOURCE: CBS, National Inventory Report (1990-2014), team analysis

Energiemix in de gebouwde omgeving (2050)

Finaal eindverbruik in gebouwde omgeving in verkenningen 2050 (PJ)



Algemeen beeld:

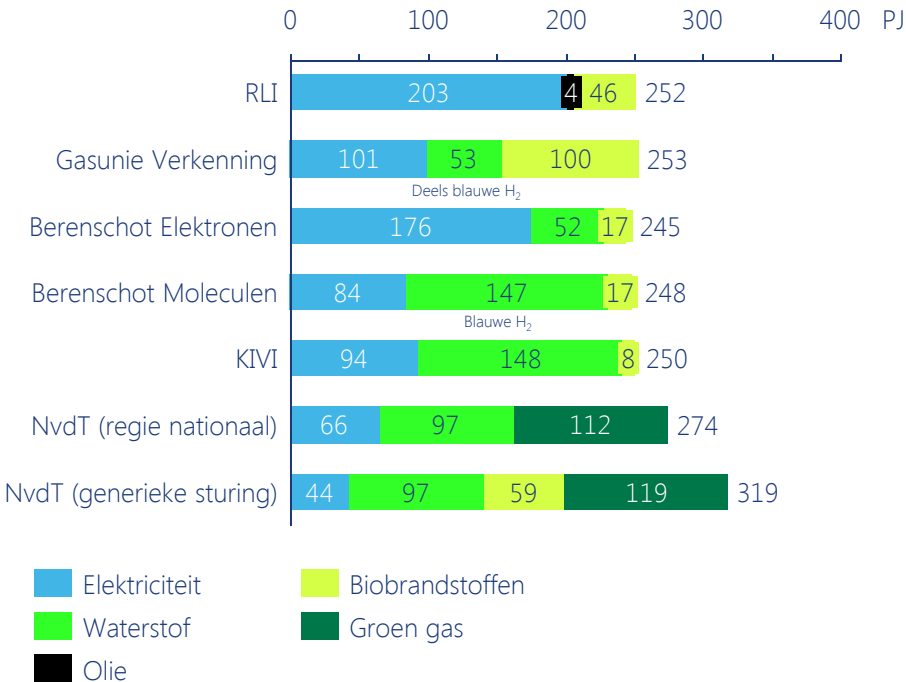
- Elektrificatie in gebouwde omgeving is fors in vrijwel alle scenario's
- Mate van energiebesparing is zeer verschillend
- Groen gas / biomassa speelt in bijna alle verkenningen een rol

Noodzakelijke technologieën:

- Elektrische warmtepompen + goede methodes voor (aanpassing) warmte-afgiftesysteem (bestaande) woningen
- Hybride warmtepompen (sterke reductie piekvraag overal)
- Warmtenetten (sterk reductie piekvraag in die gebieden)
- Zon-thermisch (reductie piekvraag door warmtapwater)
- Warmte-opslag/buffering (afvlakken pieken en optimalisatie)

Energiemix in de mobiliteitssector (2050)

Finaal eindverbruik in mobiliteitssector in verkenningen 2050 (PJ)



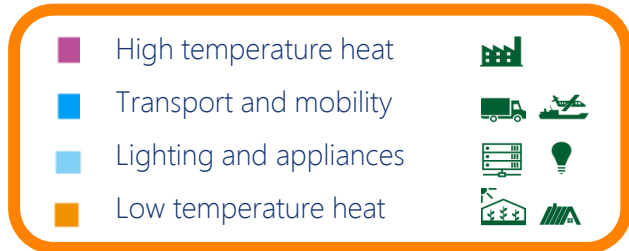
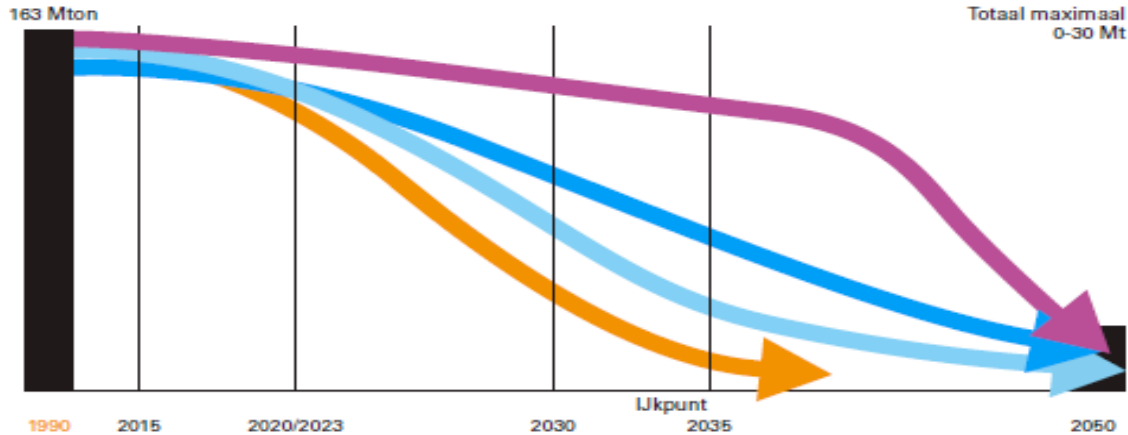
Algemeen beeld:

- Sterke toename elektrisch vervoer, met name in personenvervoer (over het algemeen 100% elektrisch)
- Goederenvervoer gaat richting waterstof en biobrandstoffen, in sommige (bijvoorbeeld Berenschot elektronen) deels (lokaal) op elektriciteit
- In Net voor de Toekomst wordt ook een rol voor groen gas.

RLI paden per sector in 2030

Motivatie: mate van internationale concurrentie

CO₂ emission per value chain (RLI)



! PBL pakket 2030 (26-4-2018): vrijwel het omgekeerde patroon
- motivatie: macro laagste kostprijs/ton CO₂

CCS: per verkenning en tijdshorizon

Scenario / projectie	2030	2050	Sector
RLI		Ja	Industrie*
Gasunie Verkenning 2018	Ja, stevig	Ja, stevig	Industrie, AVI-CCS, bio-CCS
KIVI	Ja, als aanloop	Nee (opinie)	-
Berenschot "elektronen"	Nee (aanname)	Nee (aanname)	-
Berenschot "moleculen"	Ja (aanname)	Ja (aanname)	Industrie + Centrales, via H ₂ *
PBL maatregelenpakket	Ja, beperkt		Huidige H ₂ fabrieken volcontinu
Net voor de toekomst		Ja	In kolen- en gascentrales
Natuur en Milieu	Nee (opinie)	Ja, kleine rol	Industrie
Urgenda	Nee (opinie)	Nee (opinie)	-
VEMW	Ja (in 2040)	-	Chemie/staal/H ₂ fabrieken
VNCI Roadmap chemie	Ja, beperkt	Substantieel	Chemie/H ₂ fabrieken

* CCS (post-combustion, aan de schoorsteen): erg duur bij kort of variërend draaiende centrales: dit geldt voor alles in 2050. Is verschillend opgelost:

- Geen CCS in centrales.
- Post-combustion CCS continue processen, pre-combustion "blauwe" H₂ voor flexibele inzet
- Pre-combustion CCS: "blauwe" H₂ voor flexibele inzet overal
- Issue lijkt hier niet behandeld
- Open keuze pre- of post-combustion CCS.

CCS komt voor in scenario's:

Alleen H₂ fabrieken

Brede optie in 2030

Brede optie in 2050

vrijwel unaniem
 in de meeste
 gemiddeld
 slechts enkele
 vrijwel niet















Biomassa: beperkt nationaal, daarboven afhankelijkheid van import

Grootschalige biomassa-import komt voor in de helft van de scenario's:

Scenario / projectie	2030	2050	Sector	Opmerking
RLI	Ja	Ja, stevig	Centrales en industrie	
Gasunie Verkenning	Ja	Ja	Biomassavergassing	
KIVI	Nee	Nee		Feedstock
Berenschot "elektronen"	Nee	Nee		Alleen binnenlands aangenomen
Berenschot "moleculen"	Nee	Nee		Alleen binnenlands aangenomen
PBL maatregelenpakket	Nee	Nee		
Natuur en Milieu	Nee	Nee		
Net voor de toekomst	Ja	Ja (afhankelijk van scenario)	Industrie; waterstof; energie	Feedstock
Urgenda	Ja	Ja		
VEMW	Ja	Ja		
VNCI Roadmap chemie	Ja	Ja	Vooral voor feedstock	Feedstock

Flexibiliteitsopties variëren in sterke mate (technisch potentieel)

Regelbaar vermogen	In de studies aangetroffen maxima	Tijdsrange	Meegenomen in studie van:
(Groen) gascentrales /WKK's	 0 GW - 20 GW 20 GW	onbeperkt	Gasunie; RLI; PBL; NetbeheerNL
Waterstofcentrale /WKK's (groen/blauw)	 42 GW	onbeperkt	Berenschot; Gasunie; KIVI
Biomassa centrales	 7 GW	onbeperkt	NetbeheerNL; Urgenda
Tweerichtingsverkeer			
Interconnectie	 6 GW	buitenland afhankelijk	Berenschot; Gasunie; NetbeheerNL; N&M;
E-opslag	 20 GW	0.25h-24h	KIVI; Gasunie; NetbeheerNL
E-opslag mobiliteit	 20 GW	1h – 2h	KIVI; Berenschot; Gasunie; N&M
Regelbare vraag (demand response)			
Power to gas (elektrolyse)	 0-75 GW	onbeperkt weersafhankelijk	Netbeheer NL; Berenschot; Gasunie
Power to heat	 10 GW	2h – 4h	N&M; NetbeheerNL; Gasunie
Power to products	 ?	-	-
Warmtepompen in GO	 15 GW	comfort afhankelijk	N&M; NetbeheerNL
Hybride warmtepompen in GO	 8 GW	onbeperkt	Berenschot
Productiereductie in de industrie*	 ?	onbeperkt	KIVI

Samengevat

Totale systeemverkenningen: waar ligt de focus?

Auteur	Naam Rapport	Energiebesparing	Elektrificatie	Biomassa	Waterstof	CCS
RLI	Rijk zonder CO ₂	+/-	-	++	-	+/-
Gasunie	Verkenning 2050	+/-	++	+/-	++	+
Berenschot	Elektronen	++	++	-	+	-
Berenschot	Moleculen	+/-	+	+/-	++	++
PBL	Kosten energie- en klimaattransitie in 2030	+	+	--	--	+
KIVI	The future Dutch full carbon-free energy system	+/-	++	--	++	--
Natuur & Milieu	Energievisie 2035 Energietransitie in de hoogste versnelling	++	+	+/-	--	+/-
Netbeheer NL (CE Delft)	Net voor de Toekomst (regie nationaal)	+	+	+/-	++	+/-
Netbeheer NL (CE Delft)	Net voor de Toekomst (generieke sturing)	-	+/-	++	+/-	+/-
Urgenda	Nederland 100% duurzame energie in 2030	++	+	+	--	--

Wat wordt ten minste verwacht: de minima van alle scenario's

Vermogen (GW)	Nu (GW)	2030 (GW)	2050 (GW)
Wind op zee	1	12-17 (PBL, N&M)	18-23 (B.Mol., PBL)
Wind op land	3	6 (PBL)	6-8 (KIVI, B.Elek, RLI)
Zon PV	1	20-28 (Gasunie, Urgenda)	29-31 (B.Mol., RLI)
Gascentrales	16	4-9 (N&M, PBL)	0-11 (Gasunie/B.Mol., RLI)
Waterstofcentrales	0	0 (alle behalve Gasunie)	0-23 (RLI/KIVI/NvT, Gasunie/B.Mol/B.Elek.)
Overige w.o. biomassa	6 (kolen)	2-8 (PBL, Urgenda)	0-5 (de meesten, Gasunie)
Stromen (PJ)	Nu (PJ)	2030 (PJ)	2050 (PJ)
Elektriciteit finaal	405	429 – 439 (PBL, N&M)	352-478 (B.Mol, RLI)
Groen gas	~0	10-42 (N&M, PBL)	8-88 (KIVI, B.Mol)
Waterstof	0	0-41 (PBL/N&M, Urgenda)	8-182 (RLI, Gasunie)
Biobrandstoffen	40	32-50 (Gasunie, Urg./N&M)	8-22 (KIVI, B.Mol/el.)
(Rest) warmte	132	35-100 (PBL, N&M)	100 (RLI/B.Mol/el.)
Geothermie	2	20-60 (PBL,	0-65 (velen, RLI)

Met deze "zekere" minima is de volledige CO₂-reductie lang niet te bereiken!

De tabel toont de laagste twee uitkomsten uit de scenarioverkenningen

Wat zijn de belangrijkste overeenkomsten & verschillen?

De "common sense" uit verschillende studies:

- Overall flinke energiebesparing, -35% in 2050 (~1% per jaar). In Berenschot scenario's iets hoger, "Urgenda" is dit flink hoger.
- Opgesteld productievermogen neemt overal toe, mate hangt zeer af van uitgangspunten 26 GW nu → 80 - 216 GW in 2050
- Elektrificatie wordt overal toegepast, ook al in 2030 maar in sterk variërende mate.
- Biomassa/groen gas speelt overal een rol, grote verschillen afhankelijk van wel/geen biomassa-import: 17 – 712 PJ in 2050
- Waterstof wordt in 2050 ruim toegepast; in 2030 veel minder (m.u.v. Gasunie en Berenschot "moleculen": blauwe H₂)
- CCS wordt in veel studies toegepast in 2030. Beeld in 2050 loopt uiteen: sommige voorzien meer, andere minder of nul.
- Veel flex-opties vraagzijde, vooral huishoudens en slim laden.
- Industriële flex: - vooral opwaarts regelen (elektrische/hybride boilers),
Onderbelicht: - neerwaarts regelen (hybride gas/H₂ back-up bij stoomrecompressie en warmtepompen)
- Flexibele productie overal belangrijk punt. Oplossingen zeer verschillend; hangt af van wel/geen CCS of Bio-import.
- Grootste voorzieningszekerheids-issuue: winterpiek tekorten (de dag-nacht variaties zijn relatief makkelijk oplosbaar)

Berenschot



3

Analyse van systeemvraagstukken

Met behulp van vier varianten

Analyse van systeemvraagstukken: een inleiding

Om te bepalen in welke mate de overgang naar duurzame bronnen leidt tot witte vlekken in het energiesysteem, is een simulatie gedaan van vier transitievarianten:

In 2030:

- Het "PBL Pakket 3", leidend tot 49% reductie
- Het "PBL Pakket 3", +6% Berenschot (55% reductie)

In 2050:

- "Binnenlands duurzaam" variant met focus op de bouw van een duurzaam productiepark en grootschalige elektrificatie
- "Buitenlands duurzaam" variant met focus op import van grondstoffen (biomassa, waterstof, etc.) en hybridesystemen.

Deze varianten zijn gebaseerd op de gemeenschappelijke elementen uit bestaande toekomstbeelden (zoals gepresenteerd in hoofdstuk 2), met de duidelijkste verschillen tegenover elkaar gezet: grootschalige elektrificatie en navenant opgesteld (duurzaam) vermogen in Nederland, versus grootschalige import van biomassa en waterstof; om deze import te mitigeren wordt binnen Nederland meer ingezet op hybride en warmte.

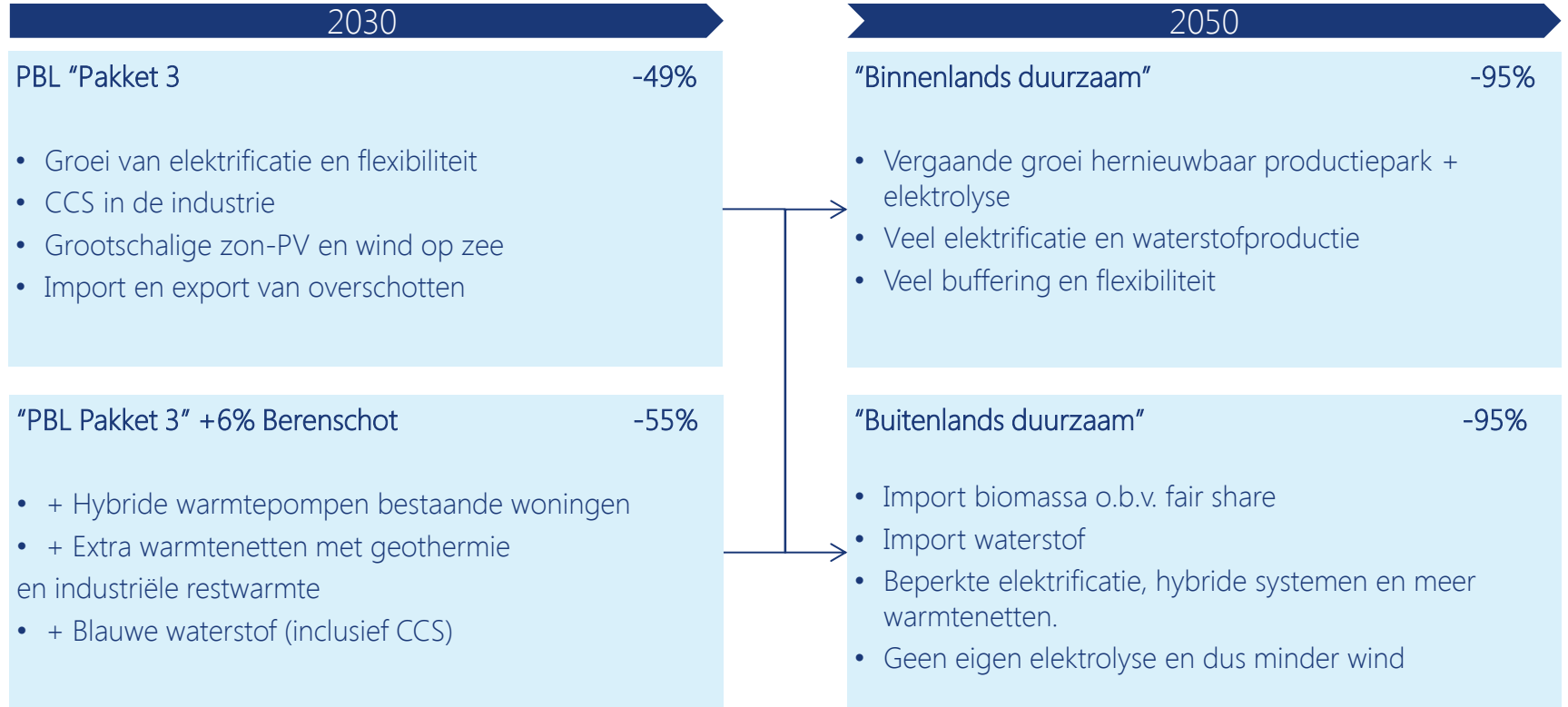
Systeemvraagstukken

Een belangrijke vraag in het bestuderen van de verschillende varianten is hoe de voorspelde groei van hernieuwbare elektriciteit en de voorspelde vraag zich tot elkaar verhouden op het gebied van:

- volumes;
- productie-/vraagprofiel;
- fasering in de tijd.

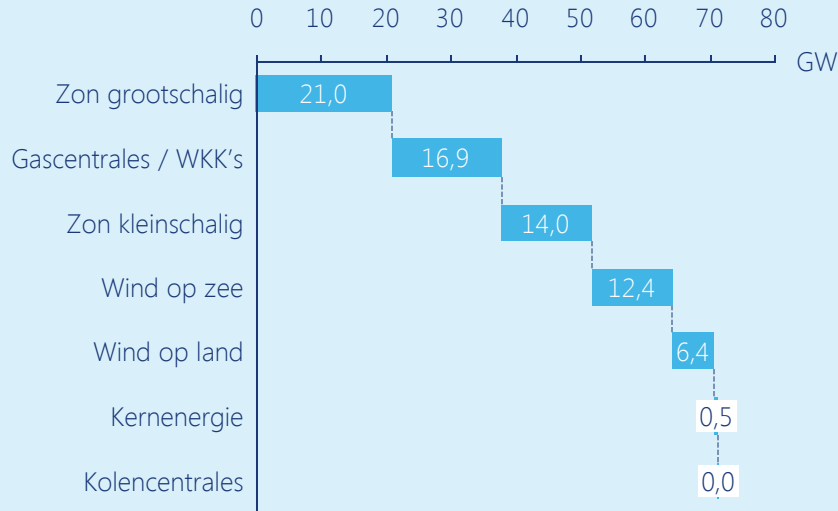
In deze analyse wordt onderzocht in hoeverre witte vlekken ontstaan tussen vraag en aanbod bij verschillende transitievarianten. In deze "gaten" is het nodig verschillende vormen van flexibiliteit toe te passen om op kosteneffectieve wijze grote hoeveelheden hernieuwbare energie te accommoderen. In de systeemanalyse wordt uitgegaan van 'de koudste winterweek', aangezien op deze momenten de grootste gaten tussen vraag en aanbod plaatsvinden. Het toekomstige energiesysteem moet ook op deze momenten standhouden.

Van 2030 naar 2050: vier varianten



Uitgangspunt: PBL “Pakket 3” (-49% reductie)

Opgesteld vermogen volgens PBL 2030 (in GW, bij benadering)



PBL veronderstelt een grote toename aan met name zon-PV (zowel grootschalig als kleinschalig). Voor wind op zee wordt een toename van 8,8 extra GW verwacht ten opzichte van de NEV 2017.

Enkele uitgangspunten:

- Het 2030 maatregelenpakket van PBL gaat uit van gematigde elektrificatie, met name in industrie en gebouwde omgeving.
- 2,3 miljoen auto's rijden elektrisch, de landbouw gaat richting geothermie.
- De grootste CO₂-besparing vindt plaats door verduurzaming van het elektriciteitspark.

Categorie / sector	CO ₂ -besparing in Mton t.o.v. 2015
Elektriciteitsproductie, grondgebied	40,4
Industrie	25,9
Gebouwde omgeving	9,3
Verkeer en vervoer	9
Landbouw	6,4
Totaal	90,9

De samenstelling van het “PBL Pakket 3”, +6% (-55% reductie)

In het PBL “Pakket 3+” is het bestaande PBL pakket als uitgangspunt genomen. Hieraan zijn door Berenschot enkele maatregelen toegevoegd die leiden tot 55% CO₂-reductie in 2030. Deze zijn niet geverifieerd door PBL. In bijgaande tabel is weergegeven in welke mate de voorgestelde extra maatregelen leiden tot extra CO₂ besparingen. Met name de opschaling van groen gas en de toename van elektrisch personenvervoer zorgen voor een grote mate van CO₂-reductie.

2030

“PBL Pakket 3”, +6% Berenschot

-55%

- + Hybride warmtepompen bestaande woningen
- + Extra warmtenetten met geothermie en industriële restwarmte
- + Blauwe waterstof (inclusief CCS)

Additionele besparingen			Extra CO ₂ besparing (in Mton)
	aantal woningen x 1000		
Hybride warmtepomp (door rendementseis additioneel effect)		1.900	1,2
Extra warmtepompen (door rendementseis)			0,6
Extra warmtenetten. Aandeel warmtenetten naar 12% (gebouwen en woningen), gevoed met driekwart geothermie en één kwart bioWKK.	PJ	16,1	1,3
Blauwe waterstof in de industrie (installatie van SMR centrales + ombouwen van gas-fired heaters naar hydrogen fired heaters in de industrie)	PJ	57	1,8
Blauwe waterstof in de landbouw (installatie van SMR centrales+ ombouwen van gasfired heaters naar hydrogen fired heaters)	PJ	32	0,7
Groen gas opschaling naar 2,2 BCM in 2030	PJ	69	3,1
Vergelijkbare opschaling van geothermie in de landbouw als bij de gebouwde omgeving. Er wordt uitgegaan van een verdubbeling van de al huidig aangenomen 17PJ in 49% scenario. Hierbij wordt het huidige gebruik van oil-fired heaters afgebouwd en daarvoor komt geothermie in de plaats.	PJ	17	1,4
Besparing door isoleren van <u>gebouwen</u> naar een gemiddelde RC-waarde van 1,4	PJ	23	0,5
Toename van elektrische auto's naar 60% van al het personenvervoer	%	naar 60	3,1
60% van alle bussen elektrisch	%	naar 60	0,2

De samenstelling van de 2050 varianten (-95% reductie)

2050

"Binnenlands duurzaam " -95%

- Vergaande groei hernieuwbaar productiepark + elektrolyse
- Veel elektrificatie en waterstofproductie
- Veel buffering en flexibiliteit

Woningen

Warmtenetten - 15%
Warmtepompen - 85%
Zonthermisch - 3 GW

Gebouwen

Warmtepompen - 82%
Warmtenetten - 15%
Zonthermisch - 3,8 GW

Industrie

Combinatie van:
stoomrecompressie, HT-
warmtepompen en
waterstofheaters/WKK's

Efficiency verbetering tot aan
2030: 2%/j, Tussen 2030 en
2050 nog eens 1%/j,

Landbouw

Geothermie 50%
Bio-WKK 50%

Mobiliteit

Auto's elektrisch/waterstof
100%/0%
Bussen elektrisch/waterstof
80%/20%
Vrachtverkeer
elektrisch/waterstof 65%/35%

2050

"Buitenlands duurzaam " -95%

- Import biomassa o.b.v. fair share
- Import waterstof
- Beperkte elektrificatie, hybride systemen en meer warmtenetten.
- Geen eigen elektrolyse en dus minder wind

Woningen

Warmtenetten - 20%
Warmtepompen - 59%
Hybride warmtepompen - 15%
Hout/pellet kachels - 6%
Zonthermisch - 3 GW

Gebouwen

Warmtepompen - 57%
Gaswarmtepomp - 20%
Warmtenetten - 20%
Zonthermisch - 3,8 GW

Industrie

Combinatie van:
stoomrecompressie, HT-
warmtepompen,
waterstofheaters, elektrische
boilers en groen gas heaters.

Efficiency verbetering tot aan
2030: 2%/j, Tussen 2030 en
2050 nog eens 1%/j,

Landbouw

Geothermie 50%
Bio-WKK 50%

Mobiliteit

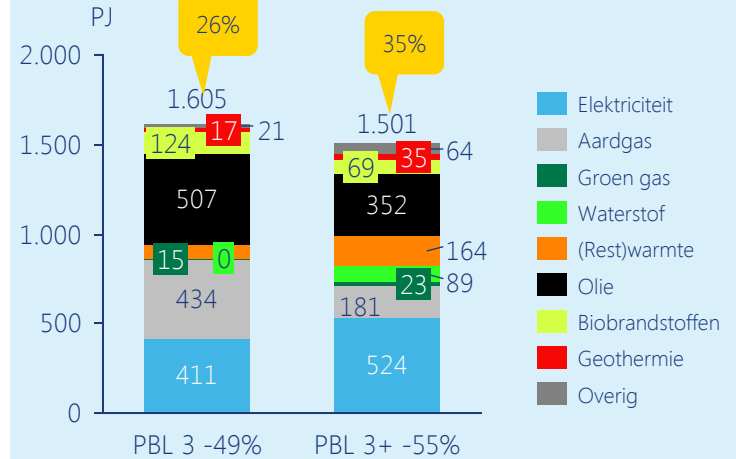
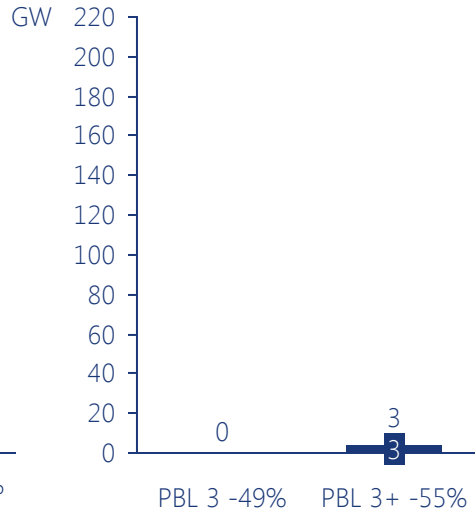
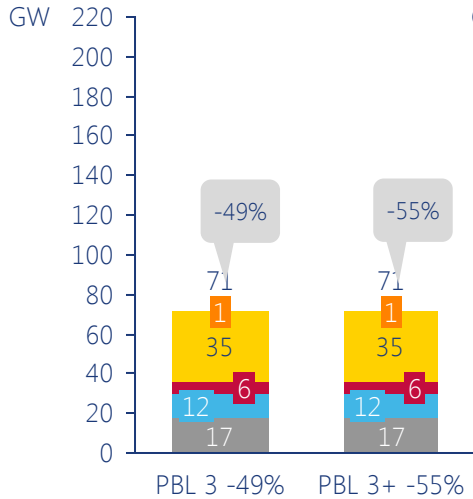
Auto's elektrisch/waterstof
60%/40%
Bussen elektrisch/waterstof
40%/60%
Vrachtverkeer
elektrisch/waterstof 20%/80%

Opgestelde vermogens in de 2030 varianten

Opgesteld vermogen 2030

Waterstofproductie

Energiemix 2030



- Gascentrales/WKK's
- Waterstofcentrales
- Wind op Zee
- Wind op Land
- Zon-PV
- Overig

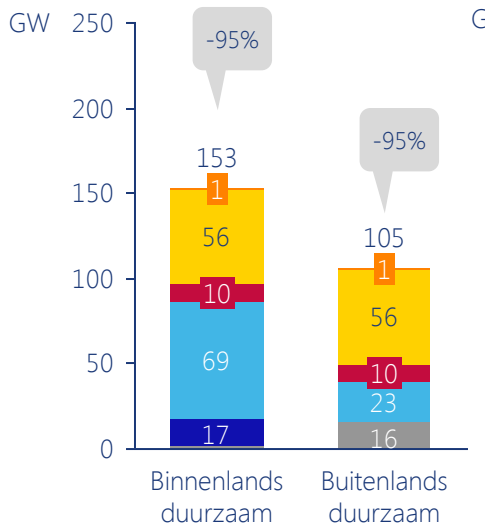
- SMR
- Elektrolyzers

-xx% CO₂ reductie %
xx% Elektrificatie %

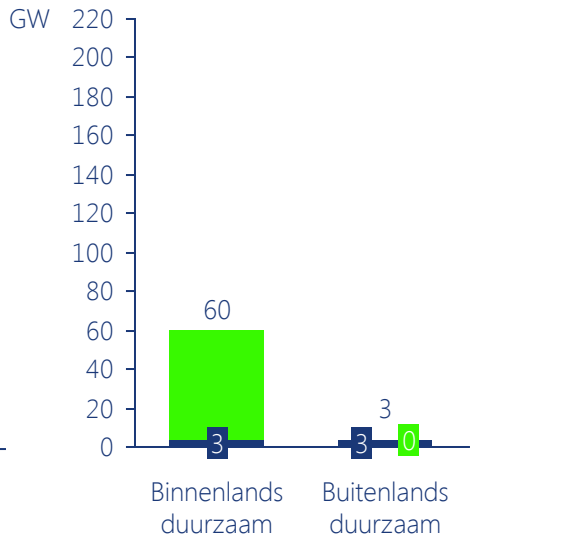
Opvallend: grote groei aan zonvermogen (met weinig vollasturen), grote mate van elektrificatie in 55% scenario als gevolg van hybride warmtepompen en toename elektrisch vervoer.

Opgestelde vermogens in de 2050 varianten

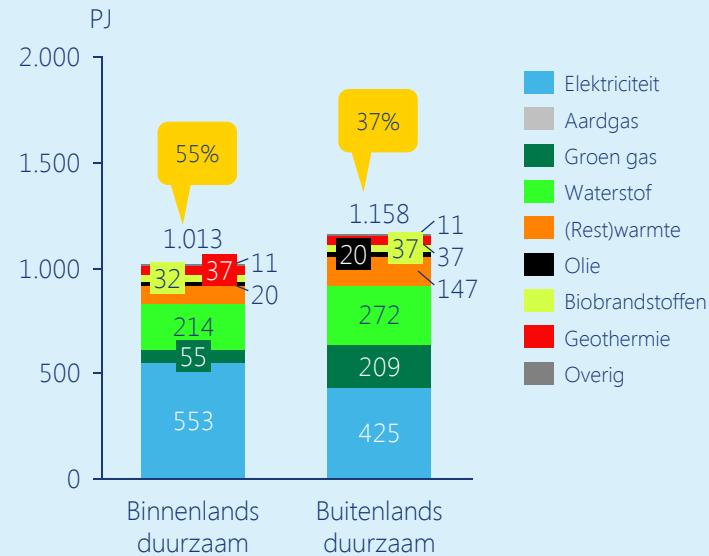
Opgesteld vermogen 2050



Waterstofproductie

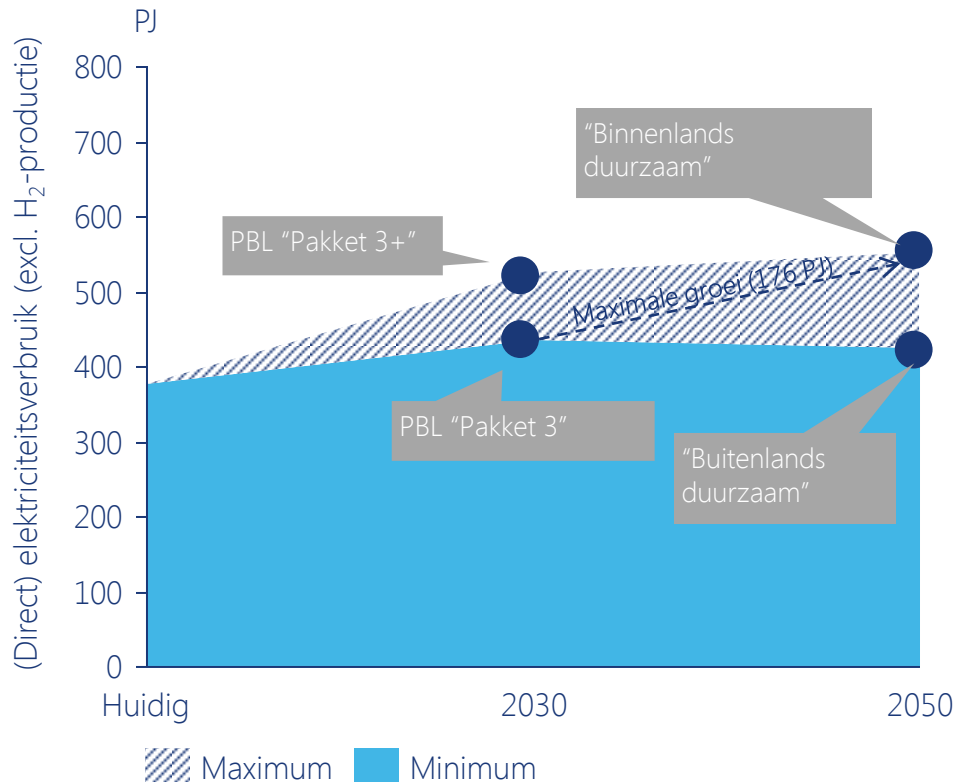


Energiemix 2050



Opvallend: lage mate van elektrificatie in "Buitenlands duurzaam", grotere rol voor groen gas uit geïmporteerde biomassa en H₂. Groot Wind op Zee vermogen in "Binnenlands duurzaam" voor productie groene H₂.

Mate van elektrificatie in de tijd bij verschillende varianten



De mate van (directe) elektrificatie tot 2030 en 2050 laat zien:

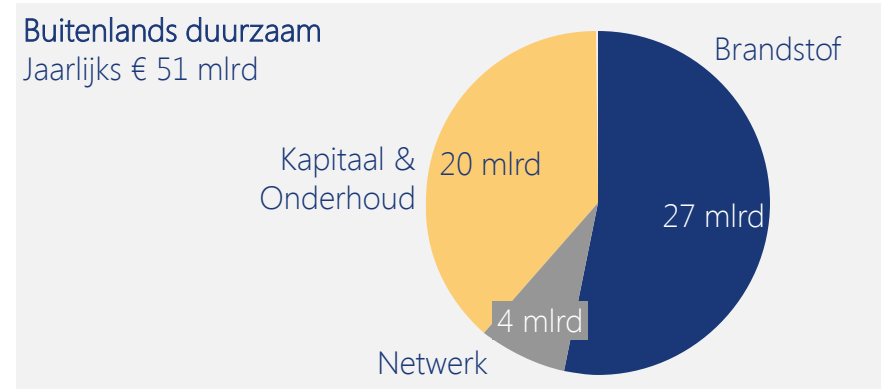
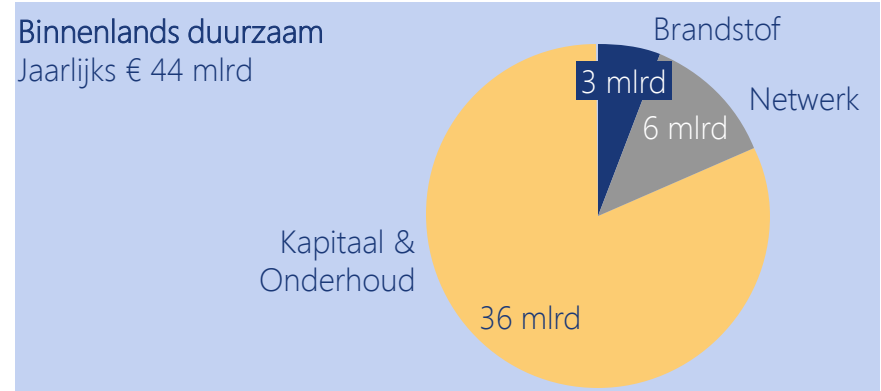
- Dat het elektriciteitsverbruik minimaal met 37 PJ stijgt in 2030 en 47 PJ in 2050 t.o.v. het huidige niveau van 377 PJ.
- Dat bij een hoge mate van elektrificatie maximaal een stijging verwacht wordt van 147 PJ in 2030 en 176 PJ in 2050.

Dit is exclusief de elektriciteit die in 2050 benodigd is voor de productie van waterstof. Afhankelijk van de variant wordt deze elektriciteit meer binnenlands of meer buitenlands geproduceerd.

De mate van directe elektrificatie lijkt daarmee tot 2050 relatief beperkt. Desalniettemin kan ook bij deze relatief beperkte elektrificatie de behoefte aan flexibiliteit sterk toenemen.

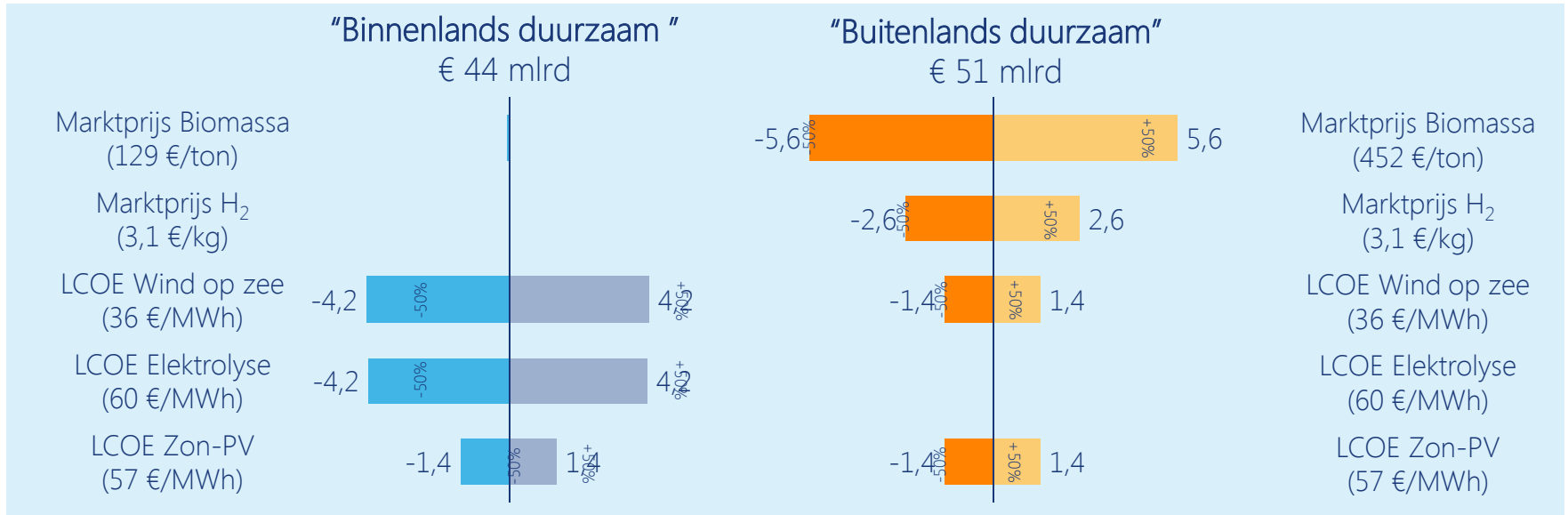
Kostenopbouw van de verschillende varianten in 2050

- “Binnenlands duurzaam”:
 - Produceert voornamelijk zijn eigen energie; kosten bestaan daarom voornamelijk uit kapitaal- en onderhoudskosten (81%)
 - Door een grotere mate van elektrificatie zijn de netwerkkosten met € 6 miljard per jaar ~50% duurder dan bij “Buitenlands duurzaam”.
- “Buitenlands duurzaam”:
 - Koopt zijn energie voornamelijk in; kosten bestaan daarom voornamelijk uit brandstofkosten (53%) en voor maar 39% uit kapitaal- en onderhoudslasten.
 - Jaarlijks kost het energiesysteem van de “Buitenlands duurzaam” variant € 51 miljard. Deze variant lijkt daarmee 16% duurder dan bij de “Binnenlands duurzaam” variant.



Gevoeligheden in kostenanalyse, 2050

- Het scenario "Binnenlands duurzaam" is het meest gevoelig voor kapitaal- en onderhoudskosten voor wind op zee en Elektrolyse. Het scenario "Buitenlands duurzaam" is daarentegen gevoelig voor de biomassa- en waterstofprijs (externe afhankelijkheid)
- Opvallend: de variant met binnenlands duurzaam lijkt qua kosteneffectiviteit meer zekerheid te geven, gezien voor de gevoelige factoren eerder een kostendaling dan kostenstijging kan worden aangenomen.



Berenschot



3

Systemanalyse in 2030

Impact van het productiepark op benodigde flexibiliteit

Systemanalyse: inleiding en samenvatting

Om te bepalen in welke mate de overgang naar intermitterende duurzame bronnen leidt tot overschotten en tekorten in het energiesysteem, is voor de vier varianten een "koudste wintersimulatie" gedaan. Deze simulatie laat zien wat per variant het tekort aan elektriciteit is (bij het dan aanwezige opgestelde vermogen aan centrales) en hoe deze met behulp van flexibiliteit ingevuld kan worden.

Conclusie

In 2030 zorgt elektrificatie tijdens windstille winterweken al voor importafhankelijkheid (of centrales met weinig draaiuren). Seizoensflexibiliteit is noodzakelijk, flexibiliteit binnen de dag kan een grote bijdrage leveren, maar biedt geen oplossing voor windstille winterweken. Seizoensflex kan komen uit:

- hybridisering (keuze bij inrichting van systeem);
- extra (kostbare) centrales;
- import/interconnectie (sterke afhankelijkheid/onzekerheid vanwege de markt in het buitenland).

Hybridisering i.c.m. veel hernieuwbaar zorgt voor de minste afhankelijkheid en onzekerheid.

Inhoud

- Samenvatting van flexibiliteitsopties en inzetbaarheid
- **Voor 2030 en 2050 scenario's:**
- Visualisatie van koudste winterweek voor verschillende scenario's met:
 - bijbehorende overschotten en tekorten;
 - opvangmogelijkheden (flexibiliteitsopties);
 - gevoeligheid m.b.t. draaiuren van centrales.
- Aantal momenten van overschotten, de duur van deze momenten en de vermogens.
- Aantal momenten van tekorten, de duur van deze momenten en de vermogens.

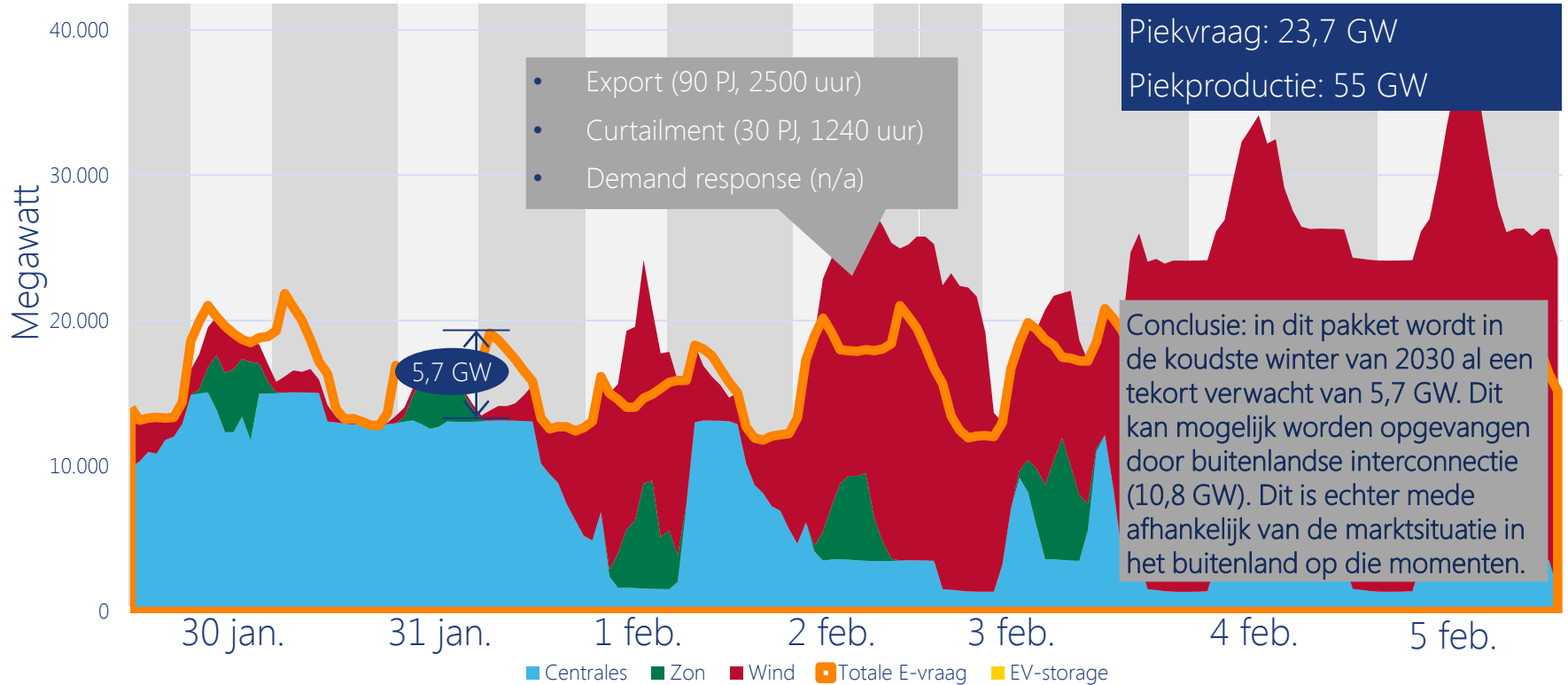
In het elektriciteitssysteem bestaan verschillende flexibiliteitsopties

Soort flexibiliteit	Opvangen van overschotten	Opvangen van tekorten	In te zetten termijn	Opmerking
Centrales	Ja	Ja	Onbeperkt	Dit kunnen groen gas, blauwe- en groene waterstof centrales zijn.
Im- en export	Ja	Ja, mits*	Onbeperkt, mits*	*Geen flex als interconnecties al standaard bezet zijn. Ook afhankelijk van marktsituatie in buurlanden.
Grootschalige elektriciteitsopslag	Ja	Ja	dagen	
Gebouwde omgeving:				
Stuurbare elektrische warmtepomp met warmtebuffer	Ja*	Soms**	Weersafhankelijk	*Mits niet al in gebruik ** Alleen buiten "dunkelflaute"
Stuurbare hybride warmtepomp	met buffer, dag*	Ja	Onbeperkt	
PV curtailment;	Ja	Nee	Onbeperkt	
PV-boiler;	Ja	Nee	Onbeperkt	
Industrie en agro:				
Elektrische (hybride) stoomboiler (power to heat);	Ja	Nee**	Onbeperkt	* * Dekt alleen tekorten buiten "dunkelflaute"
Elektrolyse (power to gas)	Ja	Soms**	Weersafhankelijk	* * Dekt alleen tekorten buiten "dunkelflaute"
Lage temperatuur warmtepomp met warmtebuffer	Nee	Ja	Dag	
(HT-)warmtepomp met hybride back-up	Nee	Ja	Onbeperkt	
Stoom- of damprecompressie met hybride back-up	Nee	Ja	Onbeperkt	
Vervoer:				
Slim laden (one-way);	Ja	Nee	Dag	
VTG (vehicle-to-grid; bidirectioneel)	Ja	Ja	Dag	

Im- en export flexibiliteit is er alleen wanneer de interconnectoren daarvoor beschikbaar zijn; veronderstelt evenwichtige verhouding met internationale stroommarkt **Dunkelflaute**: langere koude periode van windstilte, weinig tot geen aanbod van zon- en windenergie en hoge vraag naar warmte.

 "Zekere" dekking seizoenstekorten

Simulatie koudste winter in “PBL Pakket 3” 2030 (49% reductie)

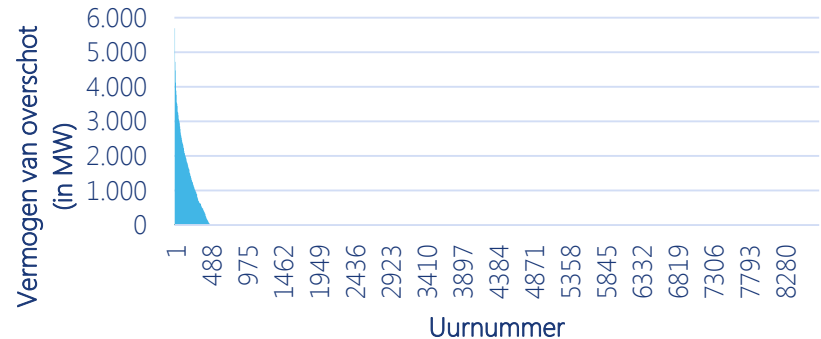
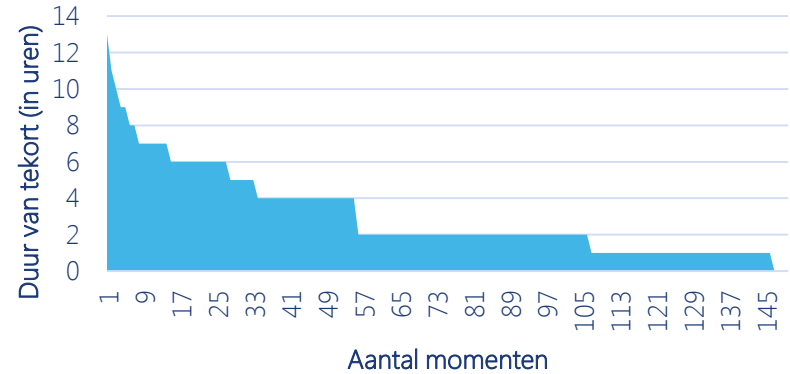


De beschikbaarheid van accucapaciteit heeft (afhankelijk van de elektriciteitsprijs) mogelijk waarde vanwege (15%) minder export en curtailment. Hierbij wordt uitgegaan van 8,2 GW (gelijk aan 30% van de accucapaciteit van al het EV).

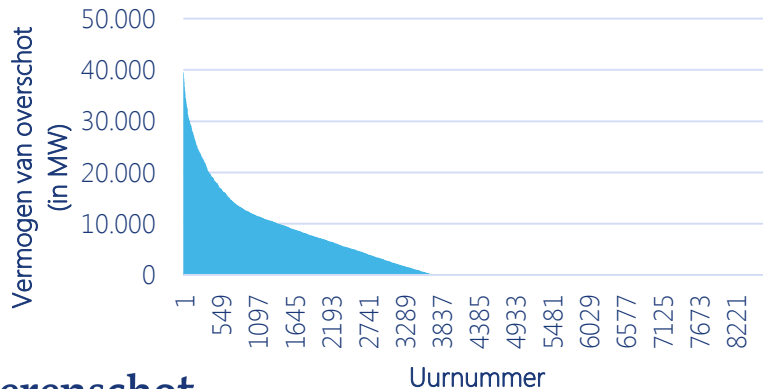
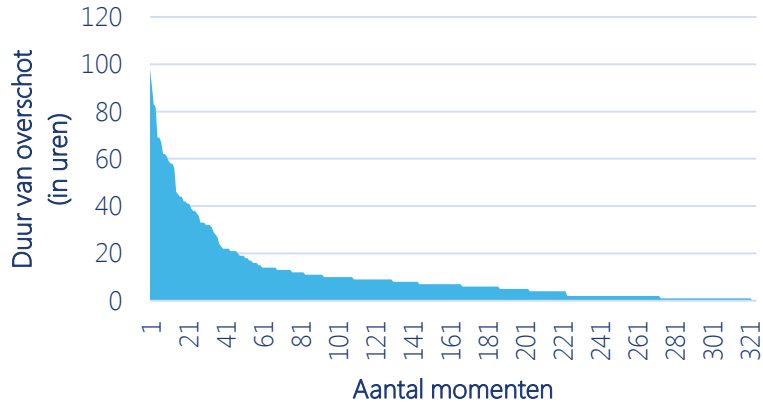
Elektriciteitstekorten in “PBL pakket 3”

Bij een koude wintersimulatie zijn er in 2030 al veel momenten waarop tekorten aan elektriciteit ontstaan (ongeveer 150). De duur van deze momenten is nog vrij kort. Momentflex, zoals accuopslag en Power to X, zou al een groot deel van deze momenten kunnen opvangen.

Het benodigde vermogen om de tekorten in de koudste winter op te vangen is maximaal 5,7 GW. Dit tekort kan mogelijk worden opgevangen door de beschikbare interconnectie van 10,8 GW. Dit is echter sterk afhankelijk van de situatie in het buitenland. Andere opties voor het bieden van seizoensflex zijn extra centrales (met een laag aantal draaiuren), of hybridisering*. Deze laatste optie is in het “+6%” pakket opgenomen.



Elektriciteitsoverschotten in “PBL pakket 3”



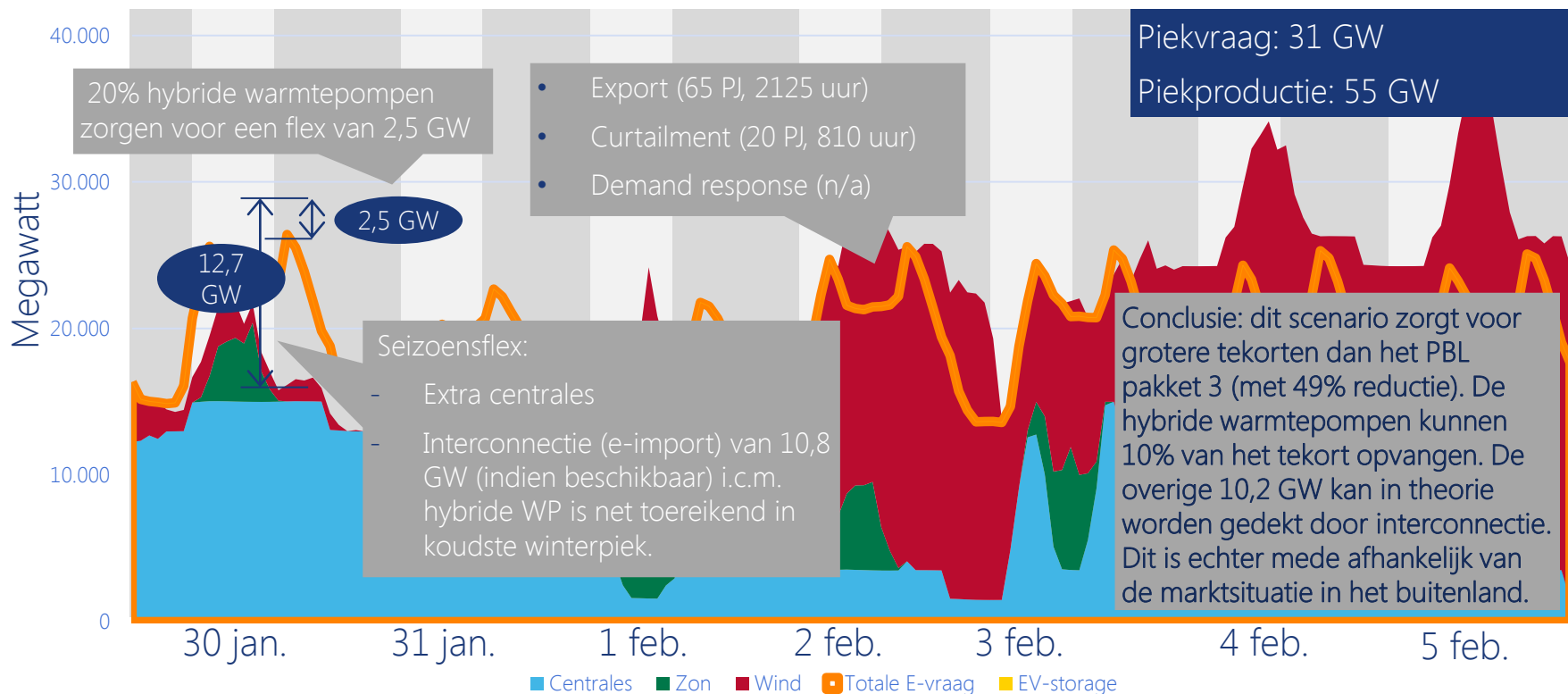
In 2030 zijn er al redelijk veel momenten van overschotten, waarvan het merendeel wordt opgevangen door export (90 PJ, 2500 uur). Sommige overschotten duren bijna vier dagen. Voor de niet geëxporteerde overschotten, zo'n 25% (30 PJ), vindt curtailment plaats, indien er zoals aangenomen nog geen flexibiliteitsopties beschikbaar zijn.

Het vermogen van de overschotten dat niet direct verbruikt wordt reikt tot 40 GW, hiervan kan 10,8 GW worden geëxporteerd met geplande interconnectie. Dit biedt dus kans voor extra vraagsturing voor zo'n 1000 uur met een potentieel van 30 PJ.

De beschikbaarheid van accucapaciteit heeft (afhankelijk van de elektriciteitsprijs) mogelijk waarde vanwege (15%) minder export en curtailment. Hierbij wordt uitgegaan van 8,2 GW (gelijk aan 30% van de accucapaciteit van al het EV).

Overschotten zijn niet een nationaal voorzienings-*issue* maar kunnen wel een challenge zijn voor regionale netbedrijven.

Simulatie koudste winter in “PBL Pakket 3+”* 2030 (55% reductie)



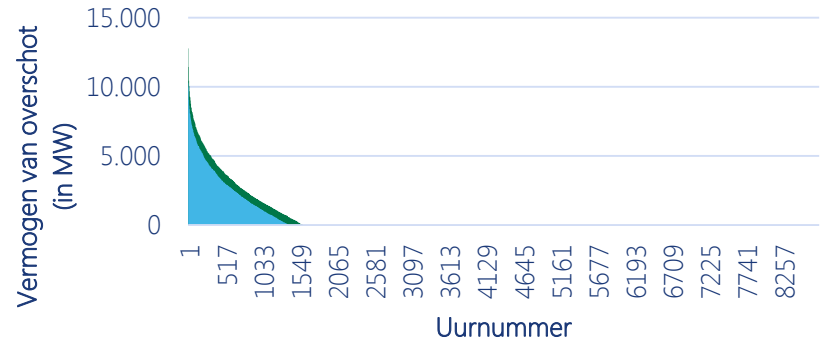
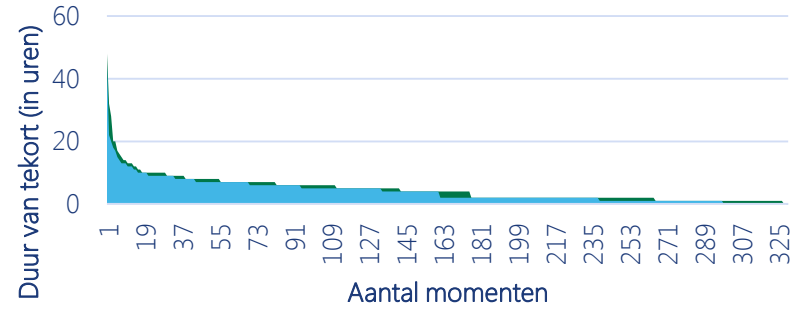
* Variant opgesteld door Berenschot zonder validatie door PBL

Elektriciteitstekorten in “PBL pakket 3” +6%

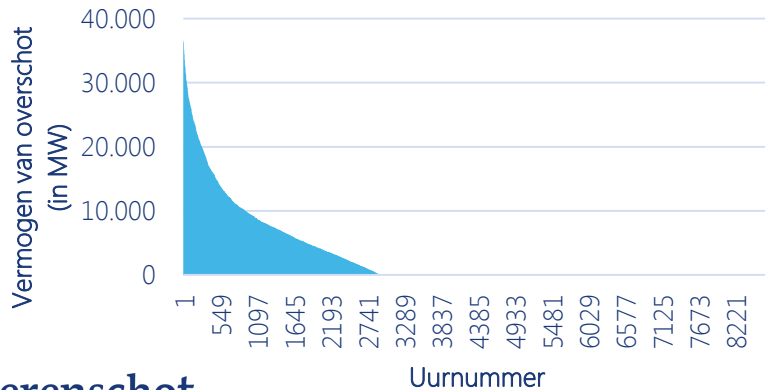
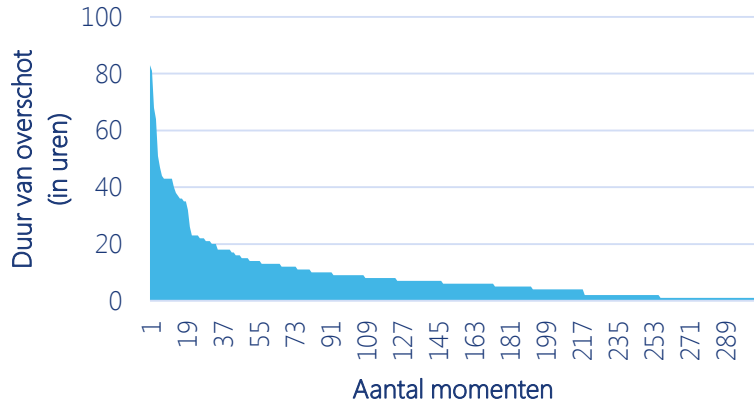
Bij een koude wintersimulatie zijn er in 2030 al zo'n 300 momenten van tekorten. De duur hiervan is door de grotere mate van elektrificatie een stuk langer dan in het (basis) PBL pakket. De in dit scenario beschikbare hybride warmtepompen (20% van alle woningen) kunnen ongeveer 10% van de tekorten reduceren. Hierdoor kan ook de grootste piek van 12,7 GW gereduceerd worden naar 10,2 GW. De beschikbare 10,8 GW interconnectie zou in theorie net voldoende zijn om de koude winterpiek op te vangen. In de praktijk is dit afhankelijk van de situatie met het buitenland, met twee risico's:

- Als de Nederlandse markt al standaard veel importeert (bijv. door beleidsverschillen) is de interconnectie al standaard bezet en dus niet meer beschikbaar voor flexibele import
- Als het buitenland zelf veel stroom nodig heeft (bij. door eenzelfde koudegolf; kan de import onzeker of duur worden.

Het grote aantal tekorten en de hoge pieken hierin komen door een combinatie van elektrificatie en tegelijkertijd een sterke reductie in het opgestelde vermogen van back-up centrales. Deze combinatie is dus risicovol. Meer hybridiseren zorgt ervoor dat meer pieken opgevangen kunnen worden.



Elektriciteitsoverschotten in “PBL pakket 3” +6%



Bij dit scenario zijn er minder overschotten dan in het PBL pakket 3 scenario. Dit komt door een toch al grotere mate van elektrificatie in de gebouwde omgeving, mobiliteit en deels in de industrie. Het merendeel van de overschotten wordt opgevangen door export (65 PJ, 2500 uur). Sommige overschotten duren bijna vier dagen. Voor de niet geëxporteerde overschotten, zo'n één vierde (20 PJ), vindt curtailment plaats, indien er zoals aangenomen nog geen flexibiliteitsopties beschikbaar zijn.

De pieken van de overschotten (35 GW) zijn vanwege de hogere mate van elektrificatie minder groot dan in het PBL scenario.

Benodigde flexibiliteit in de koudste winter, situatie 2030

2030

PBL "Pakket 3":

-49%

- Groei van elektrificatie en flexibiliteit
- CCS in de industrie
- Grootschalige zon-PV en wind op zee
- Import en export van overschotten

"PBL Pakket 3", +6% Berenschot

-55%

- + Hybride warmtepompen
- + Extra warmtenetten met geothermie en industriële restwarmte
- + Blauwe waterstof (inclusief CCS)

- In 2030 zorgt elektrificatie tijdens windstille winterweken al voor importafhankelijkheid. Curtailment vindt wel plaats, maar nog niet zo extreem als in 2050. Voor het grootste deel kan de beschikbare 10,8 GW interconnectie de overproductie van wind (voor lage prijzen) opvangen. Het beschikbaar stellen van accucapaciteit ("slim laden") kan winst opleveren vanwege (15%) minder export/curtailment. Hierbij wordt uitgegaan van 8,2 GW (gelijk aan 30% van de accucapaciteit van al het EV).
- Bij hoge mate van elektrificatie in 2030 zorgen 20% hybride warmtepompen i.c.m. volledige interconnectie (10,8 GW) net voor voldoende flexibiliteit om tijdens de koudste winterpiek Nederland te kunnen voorzien van stroom.

Berenschot

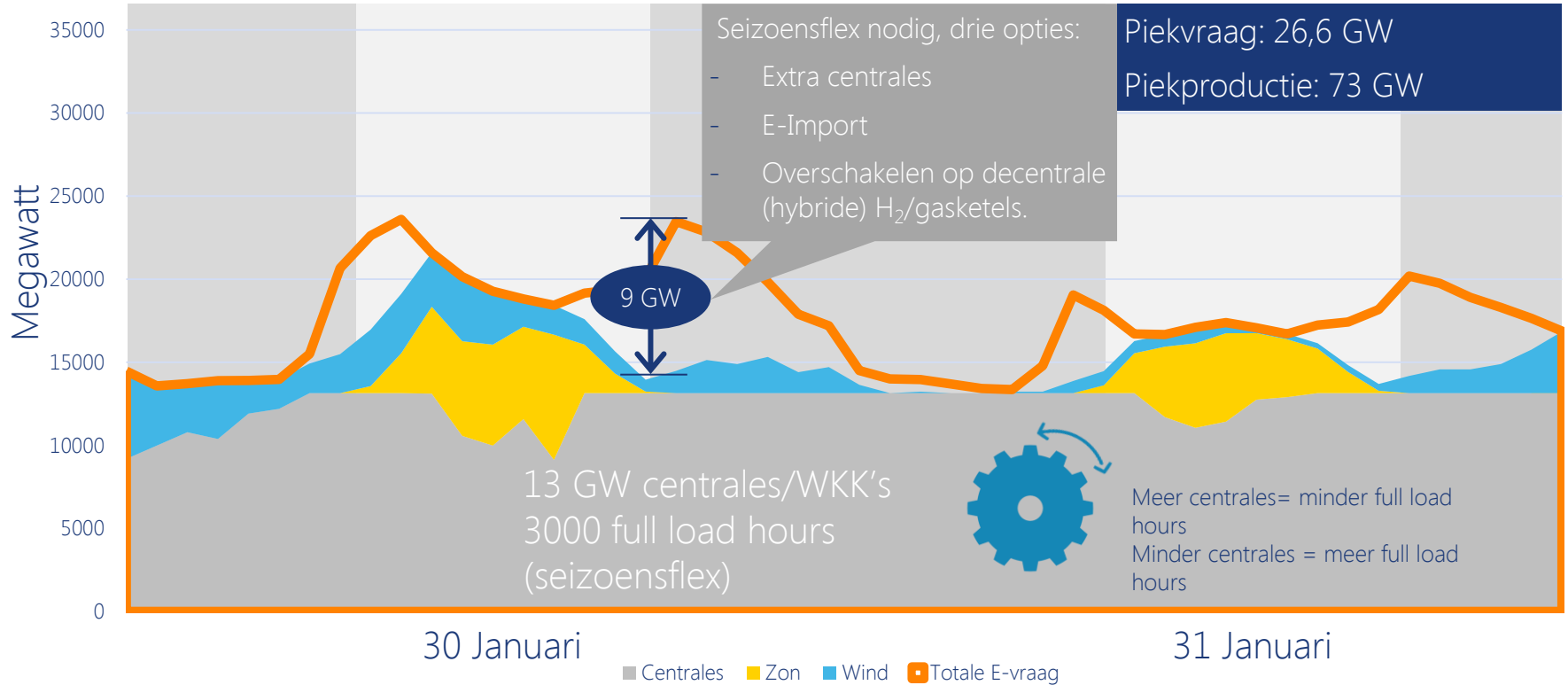
The background image shows a large-scale renewable energy facility. In the foreground, there are rows of solar panels. In the middle ground, a white wind turbine stands prominently. To the right, a tall, thin cooling tower is visible. The sky is blue with scattered white clouds. The overall scene is a mix of modern energy infrastructure and natural elements like water in the foreground.

5

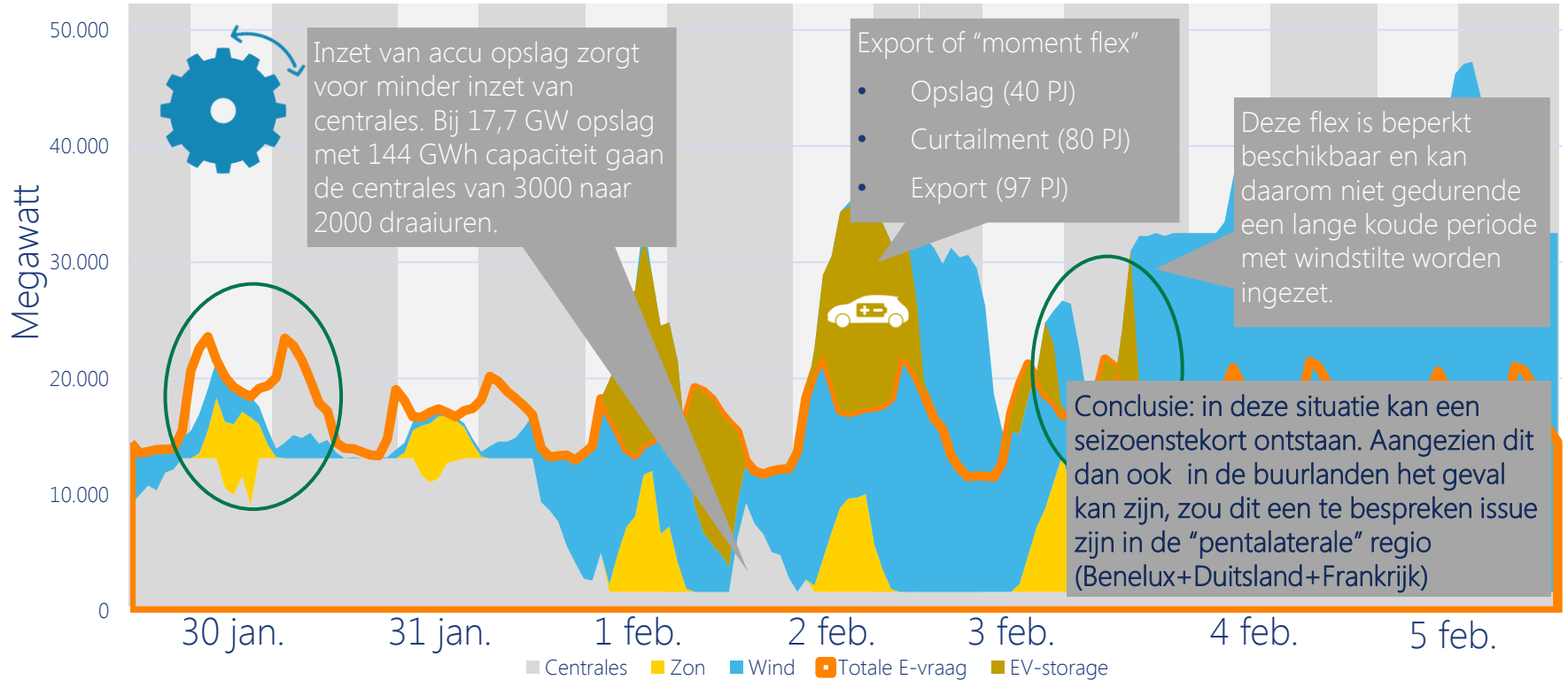
Systemanalyse in 2050

Impact van het productiepark op benodigde flexibiliteit

Simulatie koudste winter “Buitenlands duurzaam” 2050



Simulatie koudste winter “Buitenlands duurzaam” 2050

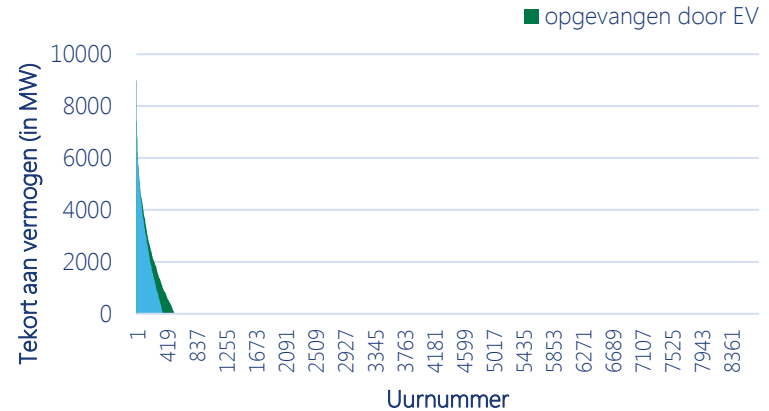
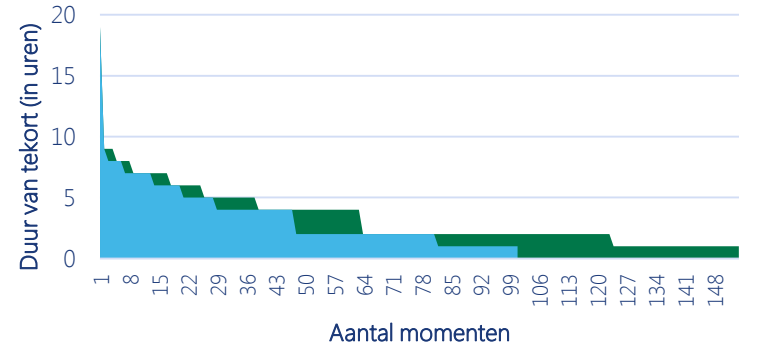


Elektriciteitstekorten in “Buitenlands duurzaam”

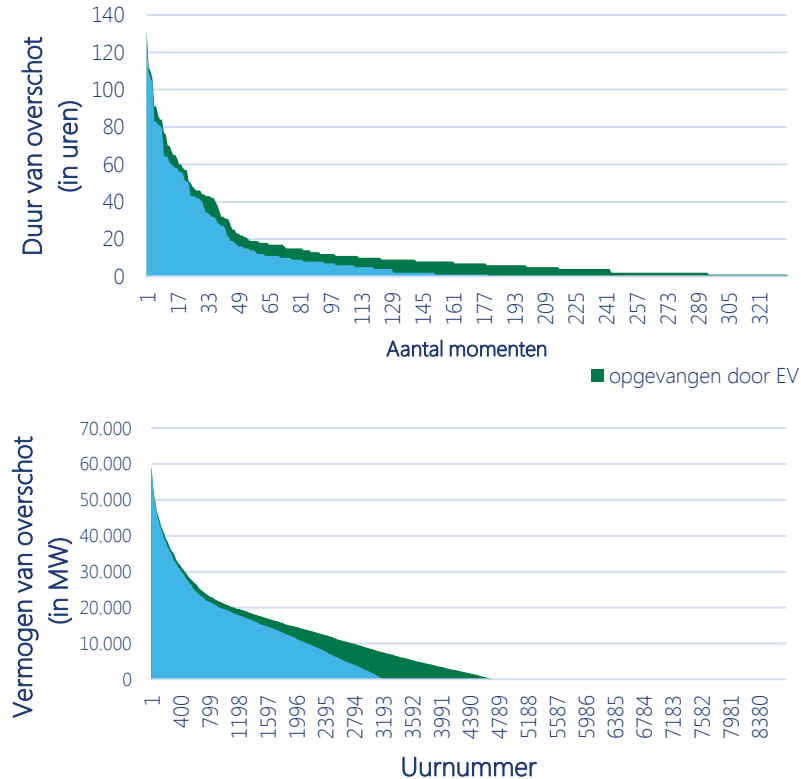
In de “Buitenlands duurzaam” variant zijn er zo’n 150 momenten in het jaar waarop elektriciteitstekorten ontstaan. Opslag of buffering kan dit aantal voor ongeveer 50 momenten volledig opvangen. Daarbij wordt uitgegaan van beschikbaarheid van EV-capaciteit van 30%. Voor de overige momenten zijn alternatieve flexibiliteitsopties benodigd:

- Extra centrales zorgen voor voldoende opvang, maar geven veel extra geïnstalleerd vermogen voor zeer beperkte draaiuren.
- Import van elektriciteit kan qua capaciteit (10,8 GW) voldoende buffer geven, maar brengt qua beschikbaarheid grote onzekerheden met zich mee.

Overall laat een beperkte mate van elektrificatie een beperkt aantal uren van tekorten zien, waarbij het vermogen schommelt tussen 5-9 GW. Deze tekorten kunnen met de beschikbare flexibiliteitsopties worden opgevangen.



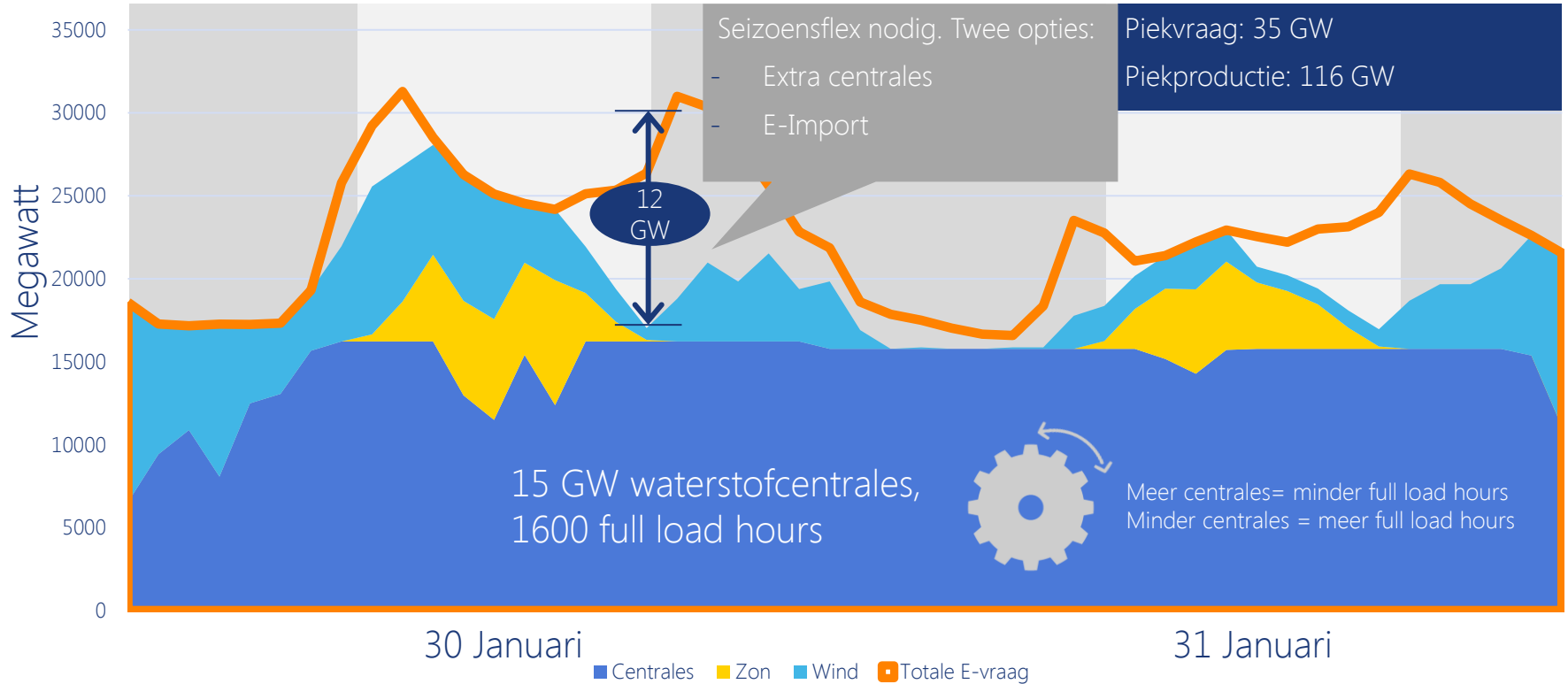
Elektriciteitsoverschotten in “Buitenlands duurzaam”



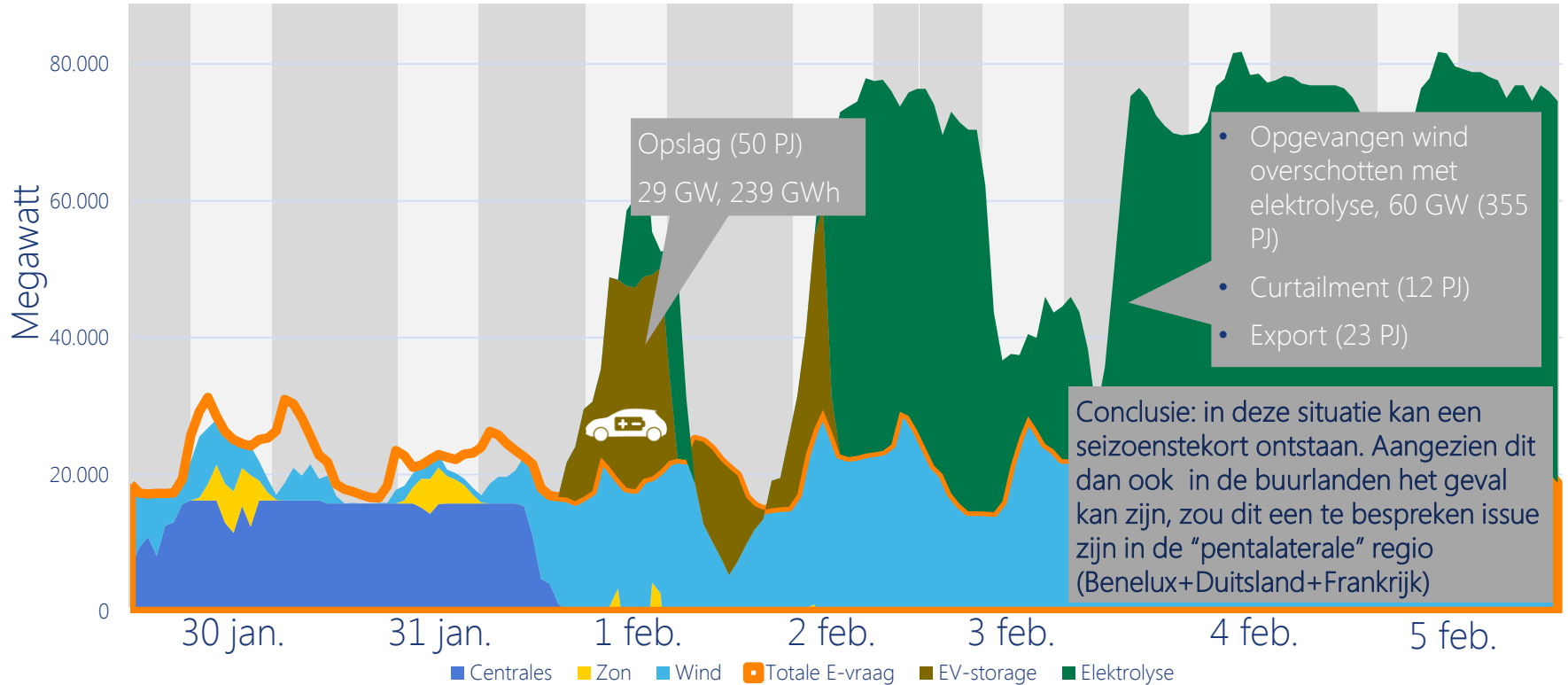
In de “Buitenlands duurzaam” variant zijn er zo’n 300 momenten in het jaar waarop overschot van elektriciteitsproductie plaatsvindt (> 1 uur). De duur van deze momenten kan in periodes van veel zon en wind wel vier dagen duren. In dit geval kan elektrisch vervoer (EV) de korter durende momenten vrijwel geheel opvangen, waardoor het aantal overschot momenten halveert (40 PJ). Hierbij wordt uitgegaan van beschikbaarheid van EV-capaciteit van 30%. De inzet van EV zorgt voor een halvering van het aantal overschotmomenten, maar niet in de duur ervan. De pieken in de duur van het overschot zullen dus blijven.

Gezien de beperkte middelen om overschotten op te vangen is voor de grote pieken alsnog veel curtailment nodig (80 PJ). Daarnaast kan export (hoewel voor lage prijzen) plaatsvinden wanneer de interconnectiecapaciteit voldoende beschikbaar is. Het stapelen van vormen van flexibiliteit is mogelijk om curtailment te verminderen en heeft een winst potentieel van 80PJ. Dit betekent wel dat er hoge opvangvermogens (centrales) nodig zijn met beperkte “draaiuren”.

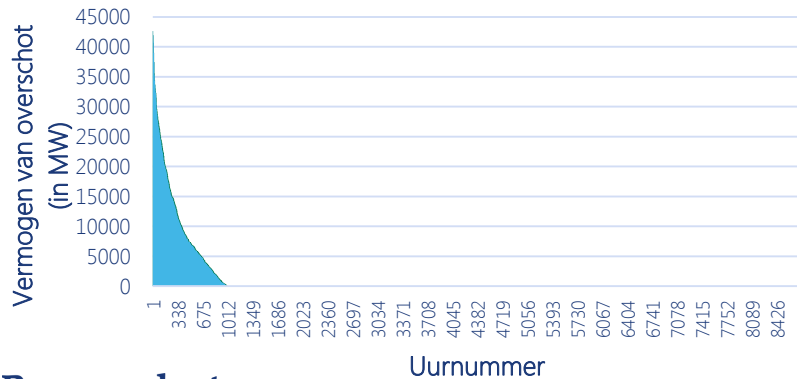
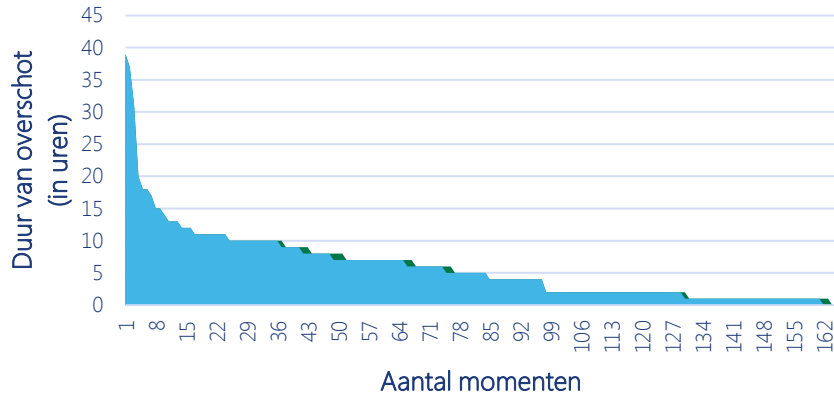
Simulatie koudste winter “Binnenlands duurzaam” 2050



Simulatie koudste winter “Binnenlands duurzaam” 2050



Elektriciteitsoverschotten in “Binnenlands duurzaam”



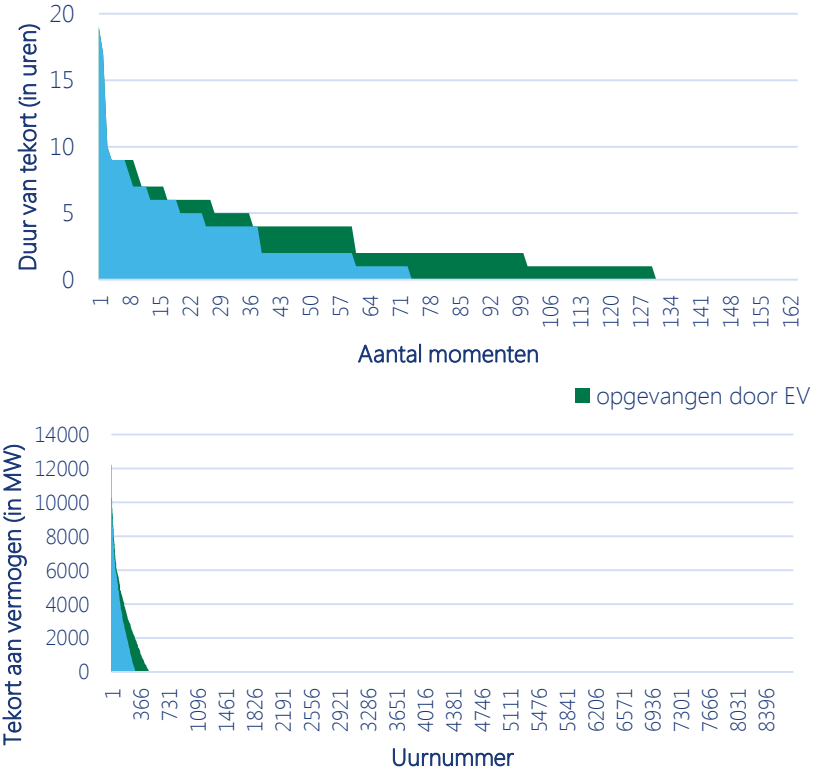
In de “Binnenlands duurzaam” variant zijn er zo’n 170 momenten in het jaar waarop productieoverschotten ontstaan. De duur van deze momenten kan in periodes van veel zon en wind langer dan een dag zijn. In tegenstelling tot de buitenlandse variant zijn hier een stuk minder momenten van overschotten en is de vermogensgrafiek een stuk steiler, ondanks dat er een groter vermogen aan intermitterende windenergie staat. Dit komt doordat het grootste gedeelte van de overschotten wordt opgevangen door elektrolyse (355 PJ). Daarnaast levert elektrisch vervoer nog een “relatief” beperkte bijdrage van 50 PJ en vindt er nog 23 PJ export plaats. Door de grote baseload aan “vraag flexibiliteit” van elektrolyse zijn de pieken minder aanwezig en vooral ook korter, waardoor deze goed voor export in aanmerking komen. Het aandeel curtailment is hier nog 12 PJ.

Elektriciteitstekorten in “Binnenlands duurzaam”

In de “Binnenlands duurzaam” variant zijn er ongeveer 140 momenten waarop er tekorten in het elektriciteitssysteem optreden. Opvang in elektrisch vervoer kan dit aantal met ongeveer 50 verminderen. Daarbij wordt uitgegaan van beschikbaarheid van EV-capaciteit van 30%. Voor de overige momenten zijn alternatieve flexibiliteitsopties benodigd:

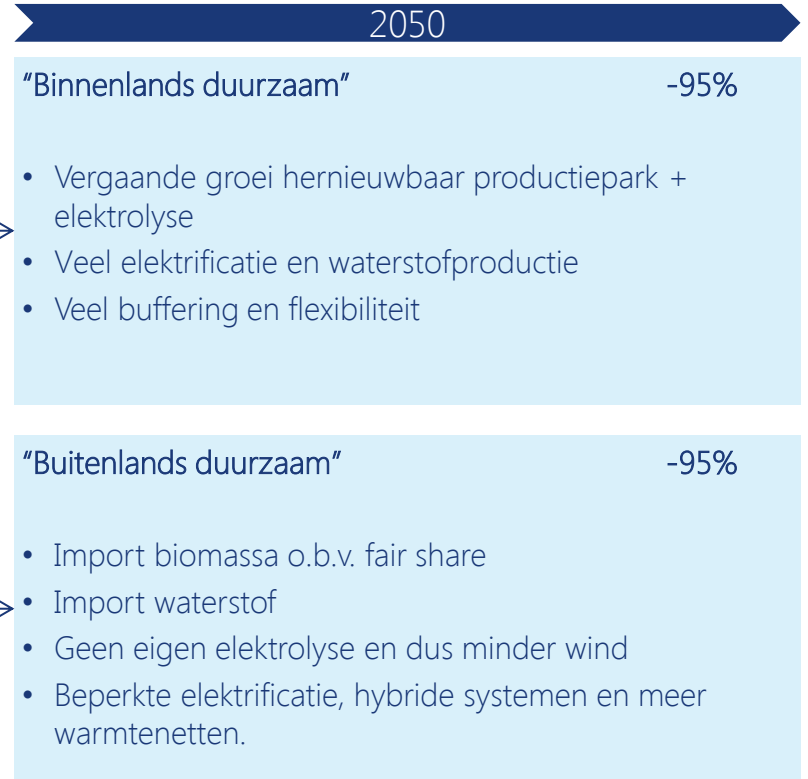
- Extra centrales zorgen voor voldoende opvang, maar geven veel extra geïnstalleerd vermogen voor zeer beperkte draaiuren.
- Import van elektriciteit kan qua capaciteit (10,8 GW) tot op zekere hoogte buffer geven, maar brengt qua beschikbaarheid grote onzekerheden met zich mee.

Overall zorgt de sterke mate van elektrificatie dit scenario weliswaar voor een beperkt aantal uren van tekorten, maar het vermogen leidt op een aantal momenten tot systeemproblemen. Wanneer een tekort van 12 GW ontstaat zijn de genoemde flexibiliteitsopties niet afdoende. Extra centrales lijken in dit geval de meeste zekerheid te bieden*.



Benodigde flexibiliteit in de koudste winter van 2050

- Hoge mate van elektrificatie zorgt in een windstille winterweek voor grillige pieken en sterke afhankelijkheid van ofwel import, ofwel veel centrales met weinig uren. **Hybridisering + veel hernieuwbaar zorgt voor minste afhankelijkheid en onzekerheid.**
- Opslag in accu's zorgt voor betere benutting van eigen hernieuwbare opwek (10-20% minder curtailment of export). Accu's bieden geen oplossing voor windstille winterweken vanwege de benodigde regeneratie cyclus. **Accu's (in auto's) zorgen voor voordelige extra benutting van windenergie en kunnen kleine gaten opvullen, maar bieden geen oplossing voor windstille winterweken.**
- (Extra) wind op zee i.c.m. elektrolyse kan zorgen voor zelfvoorzienendheid, dit vraagt wel 60 GW aan elektrolyzers met weinig draaiuren (~1500).



Berenschot

An aerial photograph of a large-scale renewable energy project. In the foreground, there is a body of water. To the left, a large array of solar panels is visible. In the center, a white wind turbine stands prominently. To the right, another large array of solar panels is shown, some of which are tilted. In the background, a tall, thin tower structure is visible against a blue sky with scattered white clouds.

6

Conclusies

Gemeenschappelijke elementen en afhankelijkheden

De verschillende toekomstverkenningen richting 2030 en 2050 lijken enkele gemeenschappelijke elementen te bevatten:

- Energiebesparing, -35% in 2050 (~1% per jaar).
- Opgesteld productievermogen van 26 GW nu → 80 - 216 GW in 2050
- Elektrificatie wordt overal toegepast, ook al in 2030 maar in sterk variërende mate.
- Biomassa/groen gas speelt overal een rol, afhankelijk van wel/geen biomassa-import: 17 – 712 PJ in 2050
- Waterstof wordt in 2050 ruim toegepast; in 2030 veel minder
- CCS wordt in veel studies toegepast in 2030. Beeld in 2050 loopt uiteen: sommige voorzien meer, andere minder of nul.
- Veel flex-opties vraagzijde, vooral huishoudens en slim laden.
- Flexibele productie overal belangrijk punt. Oplossingen zeer verschillend; hangt af van wel/geen CCS of Bio-import.
- Grootste voorzieningszekerheids-issuue: winterpiek tekorten (de dag-nacht variaties zijn relatief makkelijker oplosbaar)

Afhankelijkheden:

De keuze voor eigen hernieuwbare productie versus afhankelijkheid van import toont in relatie tot kostenoptimalisatie enkele belangrijke conclusies:

- De totaalkosten van twee verschillende varianten in 2050 liggen dicht bij elkaar; variant met veel import valt duurder uit (€51 miljard/jaar t.o.v. €44 miljard/jaar).
- Variant met hernieuwbare productie is qua kosten met name gevoelig voor de kostendaling van wind op zee en elektrolyse; variant met grootschalige import is zeer gevoelig voor de biomassaprijs in 2050. Ook variatie in de marktprijs van waterstof kan leiden tot kostenschommelingen.
- “Binnenlands duurzaam” lijkt met betrekking tot kosten meer zekerheid te geven: gevoeligheid zit in kosten van wind op zee, maar het is aannemelijk dat deze richting 2050 eerder dalen dan stijgen (uitgaande van inzet innovatiekracht richting 2050).

De energietransitie vraagt om balancering van “het waterbed”

De toename van hernieuwbare productie brengt met name richting 2050 grote pieken met zich mee in elektriciteitsvraag- en aanbod. In deze situaties kan het tekort in de koudste winter oplopen tot 12 GW.

- De pieken kunnen worden opgevangen door inzet van alle flexibiliteitsoplossingen:
 - Regelbaar vermogen
 - Im- en export (afhankelijk van de markt in het buitenland en de beschikbaarheid van de verbindingen)
 - Tweerichtingsverkeer (vermogen en vraag, korte termijn)
 - Regelbare vraag in de warmtemarkt vooral d.m.v. hybridisering en warmtebuffering
- Pieken kunnen ook vermeden worden door keuzes van verduurzaming gebouwde omgeving:
 - Hybride warmtepompen
 - Warmtenetten op restwarmte of geothermie
 - Warmte-opslag op voldoende termijn (1-2 weken)

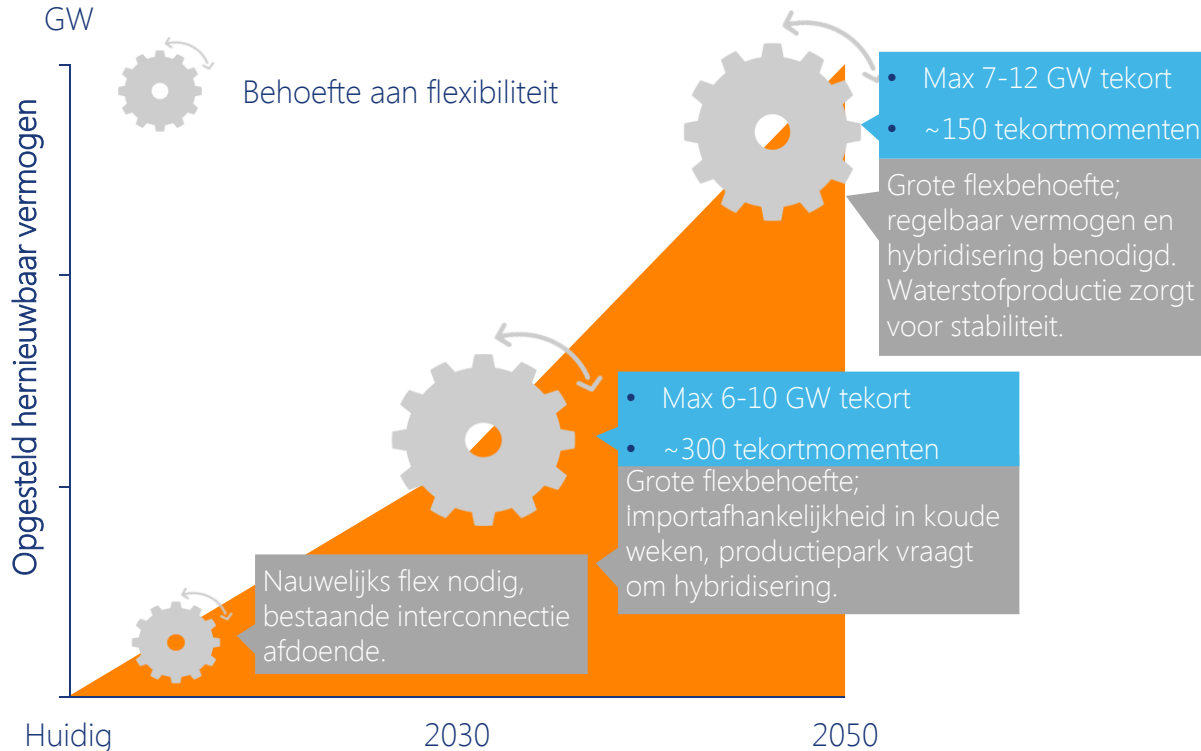
2030:

In 2030 zorgt een windstille koude week al voor importafhankelijkheid. Een toename aan elektriciteitsvraag, gecombineerd met beperkt opgesteld baseload vermogen zorgt voor redelijk veel piekmomenten. De toename van interconnectie (mits volledig beschikbaar) en de inzet van hybride warmtepompen kunnen voldoende zijn om in de koudste winter het systeem in balans te houden.

2050:

In 2050 zorgt met name de variant met grote groei van het hernieuwbare productiepark en sterkere elektrificatie voor grote pieken in het systeem. Inzet van veel centrales (met lage draaiuren), extra import via interconnectie (mits volledig beschikbaar) of seizoensopslag met behulp van waterstof lijken noodzakelijk. Aangezien seizoenstekorten ook in de buurlanden het geval kunnen zijn, zou dit een te bespreken issue zijn in de “pentilaterale” regio (Benelux+Duitsland+Frankrijk).

Meer hernieuwbaar vermogen zorgt al in 2030 voor flexbehoefte



De toename van hernieuwbaar vermogen en groei aan elektriciteitsvraag zorgt al in 2030 voor een grotere behoefte aan flexibiliteit. Dit geldt met name voor de '-55% variant', waarin de mate van elektrificatie hoger is. In 2030 heeft deze groei meer impact op de flexbehoefte dan in 2050. Dit heeft meerdere oorzaken:

- In 2030 zijn efficiënties lager, waarmee relatief meer elektriciteit benodigd is;
- In 2030 is het opgestelde (duurzame) baseloadvermogen relatief laag t.o.v. 2050 (waar waterstofcentrales staan opgesteld).

Flexibiliteitsopties verschillen per situatie, termijn en zekerheid

1. Opvangen seizoensafhankelijke tekorten:

	TERMIJN
Centrales (waterstof, gas of biomassa)	onbeperkt
Hybride warmtepompen (schakelen naar (groen) gas)	onbeperkt
Hybride HT-WP of MVR in industrie	onbeperkt
Meer import (afhankelijk van buitensituaties)	onbeperkt

LEVERINGSZEKERHEID

Zeker
Zeker
Zeker
Onzeker

KOSTEN

Hoog
Laag
Laag
Gemiddeld

2. Opvangen tekorten op dagbasis: alles uit categorie 1, plus:

Vehicle to grid (batterijen in auto's) met slim laden	uur/dagbasis
All-electric warmtepomp met warmtebuffer	dagbasis
Grootschalige elektriciteitsopslag	enkele dagen

Onzeker
Gemiddeld
Zeker

Laag
Gemiddeld
Hoog

3. Opvangen stroomoverschotten: alles uit categorie 2, plus:

Terugregelen centrales; export naar buitenland	onbeperkt
Grid to vehicle met slim laden	uurbasis
Power-to-heat, evt. met warmte-opslag	dagbasis of langer
PV-boiler of PV-peakshaving	uur/dagbasis
Elektrolyse duurzame bronnen	onbeperkt

Onzeker
Onzeker
Gemiddeld
Gemiddeld
Zeker

Laag
Laag
Laag
Gemiddeld
Hoog

Aanbevelingen voor vervolgonderzoek

Op basis van ons project en de gevoerde discussies in het proces van het Klimaatakkoord zijn er vragen voor nadere bestudering. We stellen voor om deze te bespreken en beleidsmatig te prioriteren.

1. Omdat seizoensflexibiliteit het leidende issue is boven de dagflexibiliteit: vangen de technieken voor seizoensflexibiliteit ook de dagflexibiliteit op (1 issue slechts op te lossen) of is voor de dagflexibiliteit ook een aparte ontwikkeling nodig of wenselijk?
2. Welke elektriciteitsprijzen ontstaan er in het systeem en welke variaties daarin (oftewel wat zijn de kosten en onzekerheden voor de eindgebruiker?); wat is de invloed van verschillende scenario's en flexibiliteitsopties hierop?
3. Wat zijn de eventuele mogelijkheden van import van waterstof: welke hoeveelheden, waarvandaan en tegen welke prijs?
4. Wat zijn de opties om te switchen van de ene CO₂-reductietechniek naar de andere (c.q. een groenere vorm daarvan), en is er op die manier een *volgtijdelijke flexibiliteit* in het CO₂-reductiepad? Wat zou daarvoor aan "no-regret" moeten gebeuren?
5. Wat zijn opties om een tijdlang verschillende CO₂-reductietechnieken te ontwikkelen en de keuze daartussen aan te houden? Tot wanneer reikt dan deze *parallele flexibiliteit* in het CO₂-reductiepad, en vanaf wanneer vallen ongeveer de keuzes?
6. Wat is de waarde (economische groei, werkgelegenheid, risico's) van een grotere mate van energie-zelfvoorziening?
7. Hoe komen keuzes in de energietransitie goed tot stand, zowel op maatschappelijk draagvlak als op kosteneffectiviteit?

Berenschot

An aerial photograph of a large-scale renewable energy project. In the foreground, rows of solar panels are visible, some tilted towards the sun. In the middle ground, a single white wind turbine stands prominently. To the right, a tall, slender tower is visible. The background shows a flat landscape under a blue sky with scattered white clouds.

7

Bijlage

Geraadpleegde literatuur

- Berenschot (2018). Elektronen en/of Moleculen.
- Berenschot & Quintel (2015). Bevordering integratie Nederlandse elektriciteitsmarkt.
- Berenschot (2017). Verduurzaming gebouwde omgeving.
- CE Delft (2014). Kansen voor warmte.
- De Gemeynt (2018). Hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen.
- Gasunie (2018). Gasunie Verkenning 2050.
- IEA (2017). World Energy Outlook 2017.
- KIVI (2017). The future Dutch full carbon-free energy system
- Natuur & Milieu (2016). Energievisie 2035 Energietransitie in de hoogste versnelling.
- Netbeheer NL / CE Delft (2017). Net voor de Toekomst.
- PBL & DNV GL (2017). Biomassabeschikbaarheid in Nederland.
- PBL & ECN (2017). Nationale Energieverkenning 2017.
- PBL (2017). Verkenning van Klimaatdoelen.
- PBL (2018). Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 - Update 2018.
- RLI (2015). Rijk zonder CO2.
- Strengers B. , H. Eerens, W . Smeets, G .J. van den Born en J . Ros (2018), Negatieve emissies; potentieel, realistisch potentieel en kosten voor Nederland.
- TenneT (2017). Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017.
- TKI Nieuw Gas (2018). Contouren van een Routekaart Waterstof.
- Urgenda (2017). Nederland 100% duurzame energie in 2030.
- VEMW (2017). Decisions on the industrial energy transition.
- VNCI / Ecofys, Berenschot (2018). Chemistry for Climate: Acting on the need for speed.
- Wuppertal (2016). Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam.

Variatie in brandstofprijzen uit literatuur

Brandstofprijzen 2030 (€/GJ)

Brandstof	Nationale Energieverkenning	World Energie Outlook NPS
Aardgas	8,8	8
Olie	17,6	14,3
Kolen	3,5	2,3
Biomassa	-	-

Brandstofprijzen 2050 (€/GJ)

Brandstof	RLI	WLO (2 graden)
Aardgas	7,5	5,5
Olie	17,3	11,7
Kolen	3,5	3,0
Biomassa	7,8	23,2

Brandstofprijzen zijn veelal onderwerp van discussie en moeilijk te voorspellen. Verschillende studies doen aannames ten aanzien van de toekomstige brandstofprijzen. Deze zijn hieronder uiteengezet. In de rapportage is een gevoeligheidsanalyse gedaan op de impact van brandstofprijzen op totale kosten.

Huidige prijzen (€/GJ):

- Aardgas: 5,0
- Olie: 7,7
- Kolen: 3,0
- Biomassa: 7,2

Brandstofprijzen en kosten voor 2050 scenario's

Brandstofprijzen (€/GJ)

Brandstof	2050
Olie	12,5
Aardgas	5,8
Kolen	2,7
Groengas	64,2*
Waterstof	25,6
Elektriciteit import	13,1

Lifetime costs of energy (€/MWh)

LCOE	2050
Wind op Zee	36
Zon-PV	60
Elektrolyse	56
Geothermie	25,4

Voor de scenario's in het tweede deel van deze rapportage zijn hier de brandstofprijzen en de LCOE voor geselecteerde technieken uiteengezet. In de rapportage is een gevoeligheidsanalyse gedaan op de impact van brandstofprijzen en LCOE's op de totale jaarlijkse kosten.

Verwachte groei interconnectiecapaciteit

Gerealiseerde en geplande interconnectie tot 2035

De Nederlandse elektriciteitsmarkt is gekoppeld aan vier (en vanaf 2019 aan vijf) omliggende landen.

Grenzen	2018	2020	2025	2030	2035
Nederland <--> Duitsland	3.950	4.250	5.000	5.000	5.000
Nederland <--> België	1.400	1.400	3.400	3.400	3.400
Nederland <--> Noorwegen	700	700	700	700	700
Nederland <--> Groot-Brittannië	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Nederland <--> Denemarken	-	700	700	700	700
Totaal (MW)	7.050	8.050	10.800	10.800	10.800

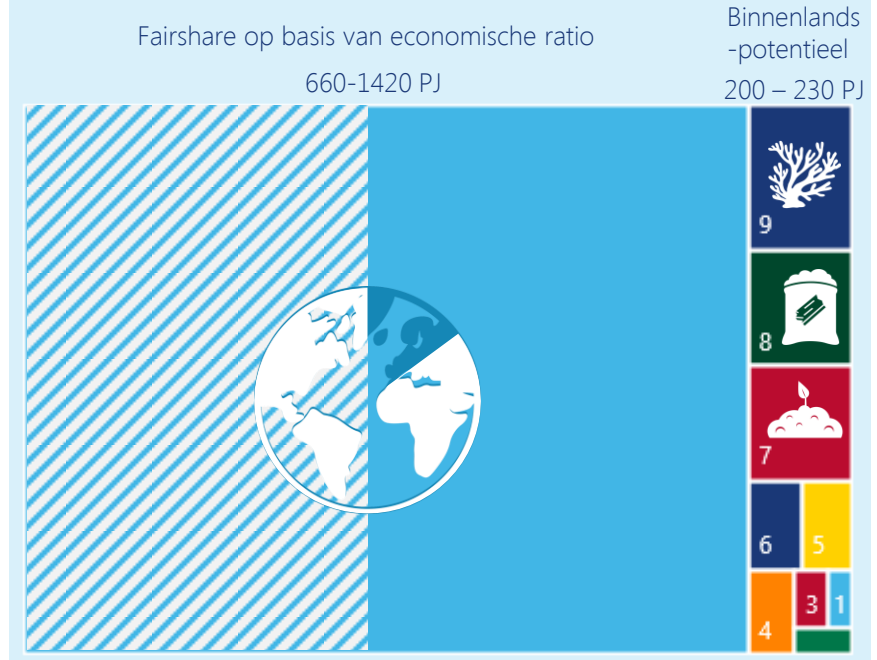
Met de komst van de nieuwe verbindingen COBRA en Doetinchem-Wesel en de uitbreidingen op Kreekrak-Zandvliet en Meeden-Diele heeft TenneT een aantal belangrijke capaciteitsverhogingen in de pijplijn tot 2023. Gezamenlijk zorgen deze extra verbindingen bijna voor een verdubbeling in capaciteit, van 5,55 GW in 2016 naar 10,8 GW in 2025. Dit heeft naar verwachting een positief effect op de integratie van elektriciteitsmarkten in Noordwest-Europa.

Discussie “fair share” biomassa

Het totale (vrij) beschikbare biomassa potentieel t.b.v. energie van Nederlandse bodem voor 2030 en 2050 ligt tussen de 200 en 230 Petajoule. Een blijvende discussie is dat niet alle biomassa even duurzaam is. Grootschalige productie van biomassa ten behoeve van energie kan schade aanrichten aan de biodiversiteit en concurreert met de voedselvoorziening.

Studie	Jaar	Mondiale beschikbaarheid (EJ)	Deel NL o.b.v. inwoners (PJ)	Deel NL o.b.v. BNP (PJ)
EEA, 2006	2030	12(Europa)	283	555
Koppejan, et al., 2009	2020	NL productie: 0,091	91	91
Domburg, et al., 2008	2050	100-150	230-345	1130-1694
IPCC, 2011	2050	100	230	1130
IRENA, 2014	2030	37-66	85-152	418-746
Biomass Futures, 2012	2030	9,3(Europa)	219	430

Binnenlands potentieel versus het aandeel Nederlands “Fairshare” op basis van economische ratio en biomassa beschikbaarheid wereldwijd.





Berenschot

www.berenschot.nl

 /berenschot