

Netbeheer
Nederland

II3050 Bijlagen



alliantier

C coteq
NETBEHEER

ENEXIS
NETBEHEER

gasunie

RENDON
NETWERKEN

STEDIN

Tennet

W westland
infra netbeheer

Inhoud

A. Cijferbijlage	4
Resultaten voor 2030, 2035, 2040 en 2050	4
B. ETM links	6
C. Verbeteringen volgend uit eerste editie	7
D. Bijlage hoofdstuk 3: Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit	8
1. Rekenmethode en prijsvorming	8
2. Flexibiliteitsbehoefte en -middelen	12
3. Inzet van flexibiliteitsmiddelen	23
4. Verdieping: de rol van weersomstandigheden	30
5. Verdieping: flexibiliteit op regionaal niveau	47
E. Bijlage hoofdstuk 6: Landelijk gasnetwerk	64
1. Beschrijving HTL en RTL	64
2. Beschrijving van netwerkontwikkelingen tot 2035	67
3. Methode knelpunten analyse landelijke gas- en waterstofnetten	69
F. Bijlage hoofdstuk 8: Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050	75
G. Bijlage hoofdstuk 11: Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen	77
1. Kosten	77
2. Ruimte	77
3. Uitvoerbaarheid	81
4. Grondstoffen	82

Bijlages

A. Cijferbijlage

Resultaten voor 2030, 2035, 2040 en 2050

Tabel A1 bevat de voornaamste kengetallen en uitkomsten van de scenario's, met 2019 ter referentie.

Tabel A1: Overzicht voornaamste kengetallen II3050-editie 2: 2030, 2035, 2040 en 2050

			2019	2030			2035			2040				2050			
			Referentie	KA	ND	IA	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT	DEC	NAT	EUR	INT
Vraag	Elektriciteitsvraag	TWh	119	184	233	170	234	314	209	290	327	259	230	364	433	339	269
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	56,0	52,1	52,3	52,5	57,6	57,2	58,4	62,4	59,0	63,0	64,1	69,9	63,4	69,9	73,2
	w.v. Transport	TWh	2,4	18,5	25,6	12,8	33,4	42,5	21,2	38,9	49,4	41,1	28,1	50,1	55,8	46,7	35,0
	w.v. Industrie	TWh	41,3	54,1	63,5	47,5	64,9	78,9	55,3	80,3	88,0	73,5	66,6	92,9	139,5	99,8	71,5
	w.v. Landbouw, ICT, energie	TWh	19,0	25,8	30,6	24,4	29,9	34,5	26,5	30,8	34,1	34,0	30,5	32,4	33,8	39,4	39,1
	w.v. Flex: power-to-x en opslag	TWh	0,0	33,2	61,4	32,7	48,3	101,1	47,8	77,9	96,1	47,6	40,3	118,3	140,1	83,5	50,6
	Methaanvraag	TWh	374	238,8	209,1	235,7	155	126,4	138	85,0	72,4	116,3	81,4	18,6	15,5	120,6	12,0
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	109	73,5	67,7	82,0	46,8	40,8	61,1	24,7	24,1	40,0	34,9	9,5	8,5	22,0	0,1
	w.v. Transport	TWh	1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	2,3	0,2	3,7	0,2	3,5	0,0	5,9	0,0
	w.v. Industrie	TWh	104	88,5	73,8	82,0	50,7	46,9	44,7	41,5	26,9	50,5	28,7	4,4	3,8	87,4	10,6
	w.v. Landbouw	TWh	10,5	4,5	2,2	4,6	2,1	0,0	2,2	0,0	1,0	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	w.v. Flex: centrales en piekkelers	TWh	150,5	72,2	65,3	66,7	55,2	38,6	30,0	16,5	20,2	20,9	16,5	1,1	3,2	5,3	1,3
	Waterstofvraag	TWh	0,0	47,8	47,7	60,8	69,0	65,8	107,9	87,3	77,7	91,6	142,1	102,2	159,4	114,1	173,6
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	11,9	0,0	0,0	4,1	33,4
	w.v. Transport	TWh	0,0	3,7	2,1	7,9	6,6	4,3	17,6	8,1	5,9	6,4	24,4	13,0	9,0	5,7	34,6
	w.v. Industrie	TWh	0,0	44,1	43,3	48,0	54,9	47,4	63,9	52,9	50,5	60,6	72,8	47,3	113,1	81,0	63,0
	w.v. Landbouw	TWh	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,5
	w.v. Flex: centrales en piekkelers	TWh	0,0	0,0	2,3	3,6	7,6	14,0	24,1	26,4	21,4	22,2	29,8	41,9	37,4	23,3	39,2
Productie	Windenergie	GW	4	31	32	31	41	44,2	40	48	66	40	47	60	92	48	56
	w.v. op land	GW	3,5	9,1	10,3	7,5	10,6	12,7	8,1	12,1	15,1	8,7	8,7	15,0	20,0	10,0	10,0
	w.v. op zee (elektrisch)	GW	1,0	21,5	21,5	21,5	27,5	29,5	25,5	32,0	41,5	31,5	31,5	37,0	52,0	38,0	38,0
	w.v. op zee (waterstof)	GW	0,0	0,6	0,0	2,0	3,0	2,0	6,0	4,0	9,0	0,0	7,0	8,0	20,0	0,0	8,0
	Zon PV*	GW	6,2	59,3	76,1	42,1	75,9	98,2	52,6	126,1	122,7	92,6	68,2	183,1	172,6	126,3	100,0

			2019	2030			2035			2040				2050			
			Referentie	KA	ND	IA	KA	ND	IA	DEC	NAT	EUR	INT	DEC	NAT	EUR	INT
	w.v. op land en water	GW	0,7	19,6	24,6	14,3	26,3	33,9	19,5	41,8	41,8	29,2	24,6	58,0	58,0	35,0	35,0
	w.v. gebouwen en woningen	GW	5,5	39,7	51,5	27,8	49,6	64,3	33,1	84,3	80,9	63,4	43,6	125,1	114,6	91,3	65,0
	Overig hernieuwbaar	GW	1,0	1,2	0,9	0,8	1,1	1,2	1,1	0,3	0,3	0,5	0,5	0,2	0,1	0,2	0,3
	Groengas	TWh	1,7	19,7	9,7	24,4	26,4	14,5	41,0	32,4	21,6	57,7	27,4	19,5	13,9	78,5	12,5
	Aardgaswinning	TWh	278	40,6	40,6	40,6	16,7	16,7	16,7	7,2	7,2	7,2	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	Waterstof groen	TWh	0,0	12,5	25,8	18,8	23,3	51,3	37,6	48,5	76,3	22,9	38,4	89,8	136,5	43,6	51,2
	Waterstof blauw	TWh	0,0	50,5	49,3	50,1	41,9	39,8	38,1	33,2	33,2	42,8	37,0	20,1	33,1	71,0	29,2
	Waterstof import	TWh	0,0	22,3	1,8	49,9	49,9	15,5	106,9	47,8	14,7	112,1	169,8	50,4	56,2	113,2	252,8
	Waterstof export	TWh	0,0	37,1	28,7	57,4	46,0	40,3	73,5	41,2	45,8	85,3	101,6	57,1	64,7	112,6	157,8
Flexibiliteit	Methaan opslag	TWh	nb	36,4	33,4	37,4	26,6	21,9	27,2	13,0	13,7	20,0	15,2	5,5	4,9	11,7	0,5
Gas	Waterstof opslag	TWh	0,0	0,9	3,1	2,0	2,6	7,3	6,3	11,1	8,5	9,6	15,3	21,2	13,6	14,3	28,9
Centrales	Nucleair	GW	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	1,5	4,0	0,0	0,0	3,0	8,0	0,0
	Kolen (incl. meestook)	GW	4,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gas (aard-/groen)	GW	20,1	16,3	14,7	14,5	12,3	9,6	8,2	6,8	6,3	5,5	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Waterstof	GW	0,0	0,0	1,4	1,9	3,5	6,0	8,5	10,6	8,9	8,9	10,6	20,0	15,0	11,0	15,0
Flexibiliteit	Power-to-gas	GW	0,0	3,0	7,6	3,6	4,0	13,6	5,6	14,5	16,8	8,5	7,8	25,0	25,0	16,0	10,0
Elektriciteit	Power-to-heat	GW	0,0	3,3	5,1	2,5	5,3	8,5	3,7	9,9	10,0	4,5	3,7	10,9	11,1	6,2	3,2
	Batterijen incl. EV	GW	0,0	12,3	19,3	8,3	22,7	31,5	13,7	42,4	42,0	29,2	24,7	70,3	59,7	38,6	40,6
	Vraagsturing (industrie)	GW	0,0	1,7	2,0	1,5	2,0	2,5	1,7	4,7	5,1	2,6	2,5	7,7	10,2	3,9	3,1
	Interconnectie (E)	GW	5,9	12,8	12,8	12,8	13,8	13,8	13,8	14,8	14,8	14,8	14,8	18,8	18,8	28,8	28,8
Totalen	Totaal hernieuwbaar vermogen	GW	15,2	101,4	119	83,4	131,7	158	107,4	190,7	212,7	141,9	131,6	266,3	304,7	184,6	174,2
	Totaal conventioneel vermogen	GW	24,6	16,8	18,2	16,9	16,3	16,1	17,2	17,3	16,8	18,4	14,6	20,0	18,0	19,0	15,0
	Totaal flex vermogen	GW	5,9	33,0	46,7	28,6	47,8	69,9	38,4	86,2	88,6	59,6	53,5	132,7	124,8	93,4	85,7
Emissies	Indicatie restemissies	Mt CO ₂ e q	183	96	91	96	71	60	65	38	40	44	39	9,0	9,9	8,9	8,8
	Indicatie reductie t.o.v. 1990	%	20%	58%	60%	58%	69%	74%	71%	83%	82%	81%	83%	96%	96%	96%	96%

B. ETM links

Tabel B1: ETM-links hoofdscenario's 2025, 2030, 2035, 2040 en 2050

ID	Scenario	Jaar	ETM link
KA	Klimaatambitie	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14382
ND	Nationale Drijfveer	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14388
IA	Internationale Ambitie	2025	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14391
KA	Klimaatambitie	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14386
ND	Nationale Drijfveer	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14389
IA	Internationale Ambitie	2030	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14392
KA	Klimaatambitie	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14387
ND	Nationale Drijfveer	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390
IA	Internationale Ambitie	2035	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14393
DEC	Decentrale initiatieven	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14548
NAT	Nationale leiderschap	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14549
EUR	Europese integratie	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14550
INT	Internationale handel	2040	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14551
DEC	Decentrale initiatieven	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14552
NAT	Nationale leiderschap	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14553
EUR	Europese integratie	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14554
INT	Internationale handel	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14555

Tabel B2: ETM-links synthetische brandstoffen varianten NAT en EUR 2050

ID	Scenario	Jaar	ETM link
NAT_zero	Nationale leiderschap	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14556
NAT_synfuels	Nationale leiderschap	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14557
EUR_zero	Europese integratie	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14558
EUR_synfuels	Europese integratie	2050	https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14559

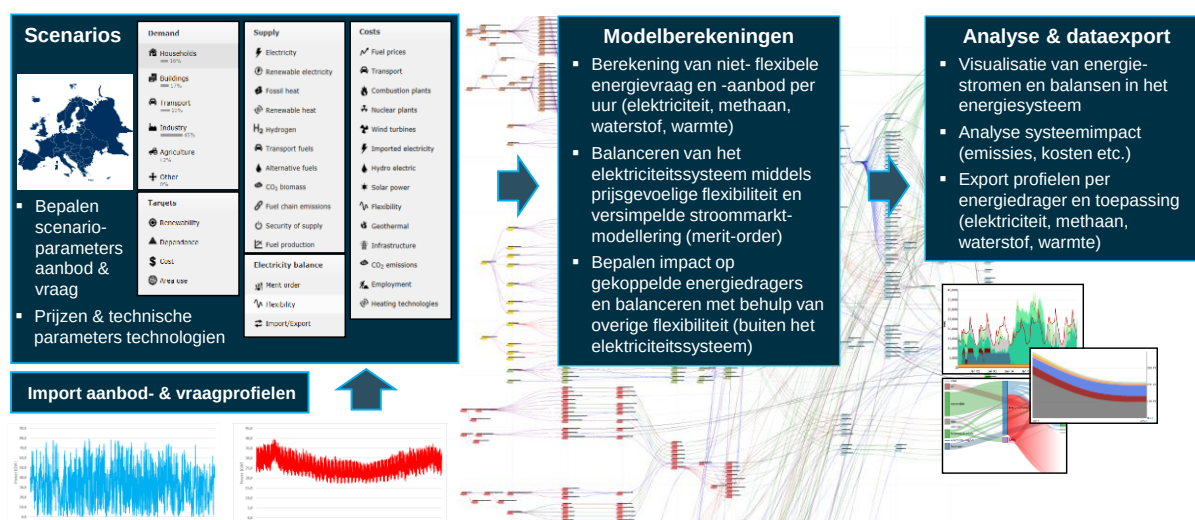
C. Verbeteringen volgend uit eerste editie

Geïdentificeerde vervolgonderzoeken in II3050-editie 1	Uitwerking in II3050-editie 2
1. Locatie flexibiliteitsmiddelen in regionale netten	In de nieuwe editie is de impact van flexibiliteit op MS en LS netten inzichtelijk gemaakt; Afhankelijk van de plaatsing, lokale situatie en inzet van de flexibiliteitsmiddelen (zie paragrafen 3.5 en 8.4.3.)
2. Onderzoek naar HVDC versus AC voor verzwaring 380kV-transportnet	In de tweede editie zijn HVDC verbindingen met name voor offshore netwerk bekeken. Zie paragraaf 6.5. In de Target Grid studie van TenneT is het DC netwerk op land ook verder onderzocht.
3. Verdelingsvraagstuk verzorgingsgebieden waterstof / methaan	In II3050 zijn cases uitgewerkt voor introductie van waterstof in de regio, in combinatie met opkomst van groen gas. Waarbij lokaal het verdelingsvraagstuk is bekeken. Deze cases zijn ook onderdeel van de HyDelta studie. Zie paragraaf 9.4.3.
4. Inzet van bestaande infrastructuur van derden	II3050 sluit aan bij andere onderzoeken naar inzet van bestaande infrastructuur. Voor CO ₂ -leidingen is specifiek keken naar tracés van de Structuurvisie Buisleidingen. Zie paragraaf 14.3.4.
5. Infrastructuur in transitieperiode 2030-2050 met focus op meerdere gassen en gaskwaliteiten in deze periode	Landelijke gasnetten zijn doorgerekend voor zowel waterstof als voor hoog en laag-calorisch gas. Zie paragraaf 7.3.1.
6. Haalbaarheid waterstof elektrolyse op de Noordzee	In II3050 is gekeken naar de hybride aanlanding van wind op zee. Zie paragraaf 12.4.1.
7. Haalbaarheid van omzetting van waterstof in methaan (methanisering)	In II3050 staan we kort stil bij methanisering op basis van twee andere studies. Zie paragraaf 12.4.3.
8. Nader onderzoek naar systeemflexibiliteit	II3050 bekijkt flex vanuit systeemperspectief in nader detail. Verder onderzoek blijft wenselijk. Zie hoofdstuk 3.
9. Nader onderzoek naar inzet flexibiliteitsmiddelen om transportkosten te verminderen	De keuzes van flexibiliteitsmiddelen zijn dusdanig gekozen om transportkosten te verminderen. Zie paragraaf 2.2. In Target Grid studie van TenneT is hier in meer detail naar gekeken.
10. Internationale uitwisseling van elektriciteit	II3050 gebruikt een verbeterde methode (die nu onder anderen rekening houdt met prijzen in de verschillende Europese marktgebieden) en betere onderbouwing van elektrische import en export ten opzichte van de eerste editie. Buitenlandse scenario's in het ETM zorgen voor vergelijkbaarheid met de voor Nederland ontwikkelde scenario's en hierdoor zijn theoretisch ook variaties in het buitenland mogelijk. Een verdere verdieping blijft wenselijk. Zie paragraaf 6.4.1.
11. Impact van curtailment als flexibiliteitsoptie verder analyseren	Niet nader onderzocht in II3050
12. Risico's en kosten import (on)afhankelijkheid van groen methaan en waterstof bepalen	In II3050 wordt met name verder stilgestaan bij de opslagbehoefte vanwege risico's door import. Opslagbehoefte is ingedeeld in operationeel (o.a. seizoensopslag) en strategisch (meerdere slechte jaren; geopolitieke wendingen). Zie paragraaf 7.4.
13. Invulling energietransitie door energie-intensieve industrie	In II3050 is in de scenario-vorming in samenwerking met de industrie uitvoerig stilgestaan bij hun verwachtingen voor de energietransitie. Dit is in diepere beschrijving en modellering van de energie-intensieve industrieclusters gevat. Zie hoofdstuk 2.

D. Bijlage hoofdstuk 3: Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit

1. Rekenmethode en prijsvorming

Om de behoefte aan flexibiliteit in kaart te brengen en te bepalen welke vormen van flexibiliteit hier invulling aan kunnen geven, is in deze II3050-editie 2 gebruik gemaakt van het Energietransitiemodel (ETM). Ten opzichte van II3050-editie 1, is het ETM verder verbeterd en uitgebreid. Figuur D1 toont schematisch de gevolgde stappen in dit model.



Figuur D1: Het ETM en gevolgde stappen tijdens de flexanalyse.

Vertrekpunt voor de flexanalyse is de kwantitatieve uitwerking van de scenario's, met daarin:

- aannames over de toekomstig opgestelde vermogens aan hernieuwbare productietechnologieën;
- het gebruik van energie in de verschillende vraagsectoren;
- technische en economische eigenschappen van de gemodelleerde aanbod- en vraagtechnologieën.

Deze studie brengt de flexibiliteitsbehoefte en infrastructuurimpact in kaart van de relevante energiedragers elektriciteit, methaan, waterstof en warmte. Daarvoor is vervolgens een vertaalslag gemaakt naar uurprofielen, die voor ieder uur van het jaar het gedrag weergeven van niet-prijsgevoelige energieproductie en -vraag. Een deel van deze uurprofielen is gebaseerd op aannames over een typisch gedrag van energieconsumenten (bijvoorbeeld de vraag in huishoudens). Daarnaast is een wezenlijk deel afhankelijk van weersomstandigheden, zoals windsnelheid (opwek wind), zoninstraling (opwek zon PV) en temperatuur (inzet verwarmingstechnologieën). Deze studie hanteert voor het deze waarden consistent de historische weersomstandigheden van het klimaatjaar 2012 en klimaatgegevens (temperatuur, windsnelheden, zoninstraling) zoals gepubliceerd in de Pan European Climate Database (PECD)¹. Daarnaast zijn in het kader van een variantenanalyse verdere weerjaren doorgerekend en geanalyseerd om de impact van wisselende weersomstandigheden te verkennen (zie verdieping weerjaren, paragraaf D4).

¹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>

Op basis van de scenario's en ingevoerde gegevens berekent het ETM de inzet van stuurbare opwek en vraag (flexibiliteit) in het energiesysteem, met als doel om op ieder moment energieaanbod en -vraag voor alle gemodelleerde energiedragers te balanceren. Voor de energiedrager elektriciteit gebeurt dit op basis van uurlijkse elektriciteitsprijzen. Daarbij doet elk flexibiliteitsmiddel een 'bieding' tegen welk bedrag het flexibiliteitsmiddel in dat uur ingezet kan worden. Hierbij wordt ook rekening gehouden met interconnectie met de buurlanden en de uurlijkse elektriciteitsprijzen in die markten, op basis van een versimpelde modelbenadering van de Europese stroommarkt.

Wanneer en in welke volgorde de verschillende types flexibiliteit in de stroommarkt ingezet worden, is afhankelijk van de bereidheid van de markt om tegen een bepaalde prijs elektrische energie te leveren (willingness-to-accept) of te vragen (willingness-to-pay). Beide bepalen, samen met de flexibiliteitsbehoefte, de elektriciteitsprijs. De prijs stijgt en daalt, afhankelijk van de behoefte aan flexibiliteit op een bepaald moment. Dit wordt verder uitgewerkt in onderstaand kader over de Europese stroommarkt. Het Energietransitiemodel rekent voor ieder uur per jaar uit bij welke elektriciteitsprijs vraag en aanbod in balans zijn en welke flexibiliteitsmiddelen bij die prijs ingezet worden.

Achtergrond: De Europese stroommarkt

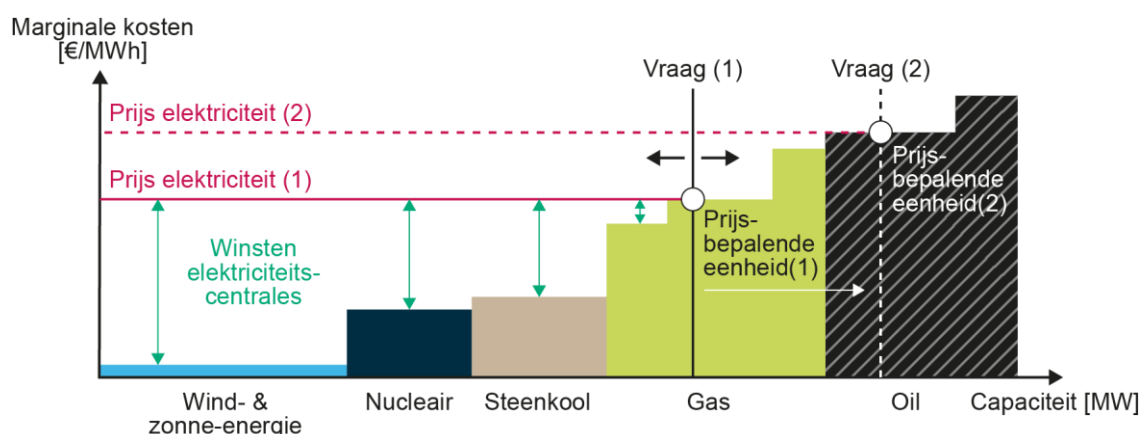
In II3050-editie 2 is uitgegaan van het huidige Europese stroommarktsysteem. Daarin kunnen alle marktpartijen binnen een marktzone tegen een bepaalde prijs elektrische energie aanbieden (willingness-to-accept) of vragen (willingness-to-pay). Binnen een marktzone houden de marktpartijen geen rekening met mogelijke fysieke transportbeperkingen. In andere woorden: de markt gaat ervan uit dat de productie van elektrische energie op ieder moment naar de locaties van vraag getransporteerd kan worden ("kopen plaat aanname"). Tussen de verschillende Europese marktzones is, binnen bepaalde limieten (marktinterconnectiecapaciteiten), uitwisseling van elektrische energie mogelijk, waardoor een Europese competitie ontstaat met prikkels voor lage systeemkosten en verduurzaming in Europa. En waardoor wederzijds toegang tot flexibele middelen over de grenzen heen gefaciliteerd wordt. Voorbeeld: Nederlandse stroomproductie uit windparken op de Noordzee kan bijdragen aan de voorziening van duurzame energie aan het buitenland, terwijl op ander momenten een elektrolyzer in Nederland kan draaien op hernieuwbare stroomproductie die vanuit een ander land geïmporteerd wordt.



Figuur D2: *Indeling van Europa in marktzones.*

De verschillende producenten en verbruikers van elektrische energie (marktpartijen) binnen, maar ook tussen de marktzones, staan in competitie met elkaar, waardoor een zogeheten biedladder (merit-order) ontstaat. Deze geeft weer welk type productie en vraag op een bepaald moment met welk vermogen en tegen welke prijs in de markt beschikbaar is.

In de productieladder staat de goedkoopste productie-eenheid met de laagste willingness-to-accept (vraagprijs) bovenaan, terwijl de duurste beschikbare eenheid onderaan deze ladder staat. De willingness-to-accept van een producent wordt hierbij beïnvloed door de kosten voor onderhoud, de benodigde brandstoffen, inkoop van CO₂-emissierechten, maar ook de verwachte marge. Hernieuwbare opwek uit wind en zon PV staat in de productieladder boven duurdere vormen van productie (bijvoorbeeld uit conventionele centrales), waardoor vaak ook van "must-run" productie uit hernieuwbare opwek wordt gesproken. In de vraagladder staat de niet-flexibele elektrische vraag (basisvraag) bovenaan, terwijl flexibele vraag in verschillende stappen met elk een verschillende willingness-to-pay (aanbodprijs) volgt. Productie- en vraagbiedladder variëren, afhankelijk van de vraag en productie van elektriciteit. Het kruispunt tussen productie- en vraagladder bepaalt de elektriciteitsprijs voor dat moment.

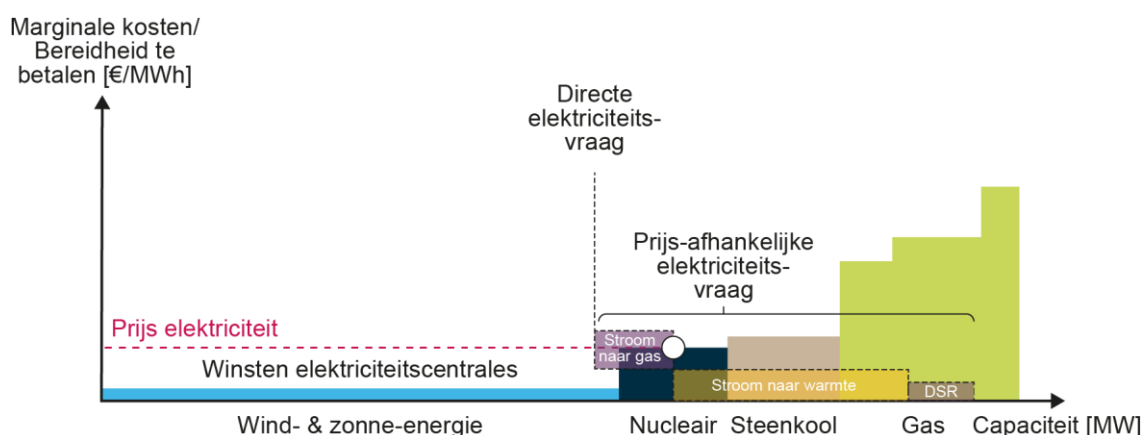


Figuur D3: Proces in schema van merit-order in de elektriciteitsmarkt, voor twee situaties: een lagere (1) en een hogere elektrische basisvraag (2).

Alle producenten met een vraagprijs die lager is dan de momentele elektriciteitsprijs maken winst. Productie met prijzen daarboven is daarentegen niet rendabel, doordat de productiekosten hoger zijn dan de potentiële inkomsten uit de energieproductie. De laatste gebruikte (marginale) eenheid definieert de elektriciteitsprijs en maakt geen winst. Hierdoor ontstaat een sterke economische prikkel om op ieder moment tegen de laagste systeemkosten exact de hoeveelheid elektrische energie te produceren die daadwerkelijk gevraagd wordt. Vergoed wordt alleen de daadwerkelijk geleverde energie, waardoor van een “energy-only” markt wordt gesproken.

De steeds dominantere rol van weersafhankelijke hernieuwbare opwek zorgt voor productiepieken en -dalen – ook wel overschotten en tekorten ten opzichte van de vraag naar elektriciteit. Daarmee ontstaan er economische prikkels in de stroommarkt voor flexibiliteit in zowel productie als afname, die de wisselvallige opwek kan volgen. Als er meer elektrische productie is dan basisvraag, kan een economische prikkel ontstaan om bijvoorbeeld een flexibele power-to-heat boiler in te zetten.

Figuur D4 illustreert exemplarisch de gecombineerde productie- en vraagbiedladder met daarin verschillende types centrales en vormen van vraagflexibiliteit. Ook hierin wordt de elektriciteitsprijs door het kruispunt van beide biedladders bepaald.



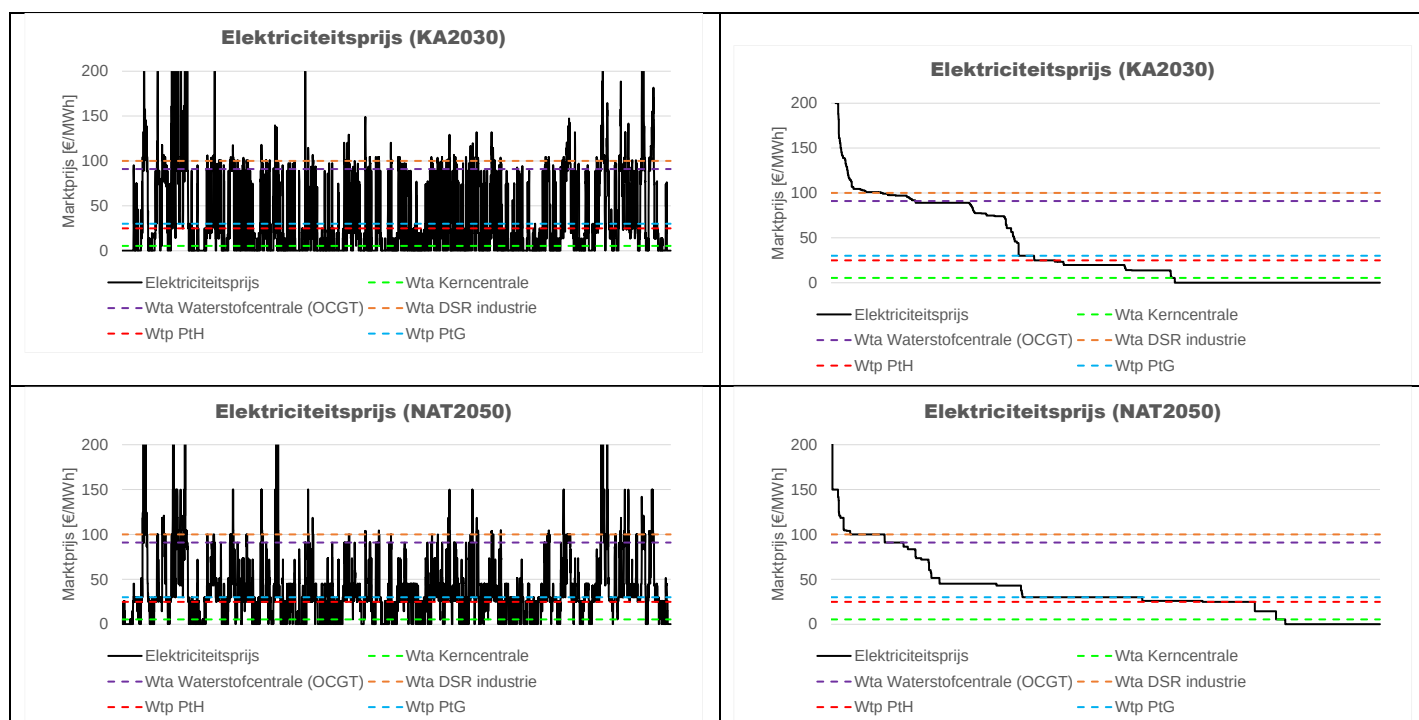
Figuur D4: Schematisch concept toekomstige merit-order in de elektriciteitsmarkt.

De Europese stroommarkt wordt voortdurend verder ontwikkeld met als overkoepelend doel een competitieve en liquide markt, duurzaamheid en leveringszekerheid binnen Europa. Potentiële toekomstige marktsysteemvormen zijn niet meegenomen in deze studie.

In het toekomstig energiesysteem hebben de uitkomsten van de versimpelde stroommarktmodellering direct impact op de aanbod- en vraagbalans van andere energiedragers. Door conversietechnologieën zijn de energiedragers in toenemende mate aan elkaar gekoppeld. Het ETM balanceert daarom vervolgens alle onderdelen van het energiesysteem², met flexibele middelen buiten de stroommarkt, zoals import en export van gas en opslag.

Het is nog zeer onzeker hoe verschillende economische factoren in het energiesysteem (brandstofprijzen, kostenontwikkelingen flexibiliteitsmiddelen) zich op lange termijn gaan ontwikkelen. Deze factoren hebben grote impact op de manier waarop flexibiliteit ingezet gaat worden, maar ook op de vraag of er voldoende prikkels gaan ontstaan voor marktpartijen om in de benodigde flexibiliteit te investeren. Vanuit marktperspectief speelt flexibiliteit bovendien een cruciale rol voor de business case van hernieuwbare productie en impliciet het behalen van de energie- en klimaatdoelen. In een energiesysteem met vooral hernieuwbare productie uit wind en zon PV zullen veel meer momenten voorkomen met gelijktijdige overschotten aan elektrische productie en zeer lage elektriciteitsprijzen (vaak met prijzen van 0€/MWh). In een systeem zonder flexibiliteitsmiddelen ontstaan hierdoor onvoldoende prikkels voor marktpartijen om in hernieuwbare opwek te investeren. De competitie tussen flexibele afnemers van hernieuwbare energie speelt hierin steeds meer een belangrijk rol, doordat hun willingness-to-pay een prijsstabiliserend effect heeft.

Figuur D5 illustreert deze samenhang tussen elektriciteitsprijs en de inzet van flexibiliteit voor het scenario Nationale Leiderschap 2050 en voor scenario Klimaatambitie 2030 uit IP2024³.



² Voor de energiedragers methaan, waterstof en warmte wordt deze berekening voor ieder uur uitgevoerd, voor andere op jaarbalansniveau

³ De versimpelde marktberoeeningen gaan uit van één klimaatjaar, 2012. Zo zijn de resultaten beter vergelijkbaar

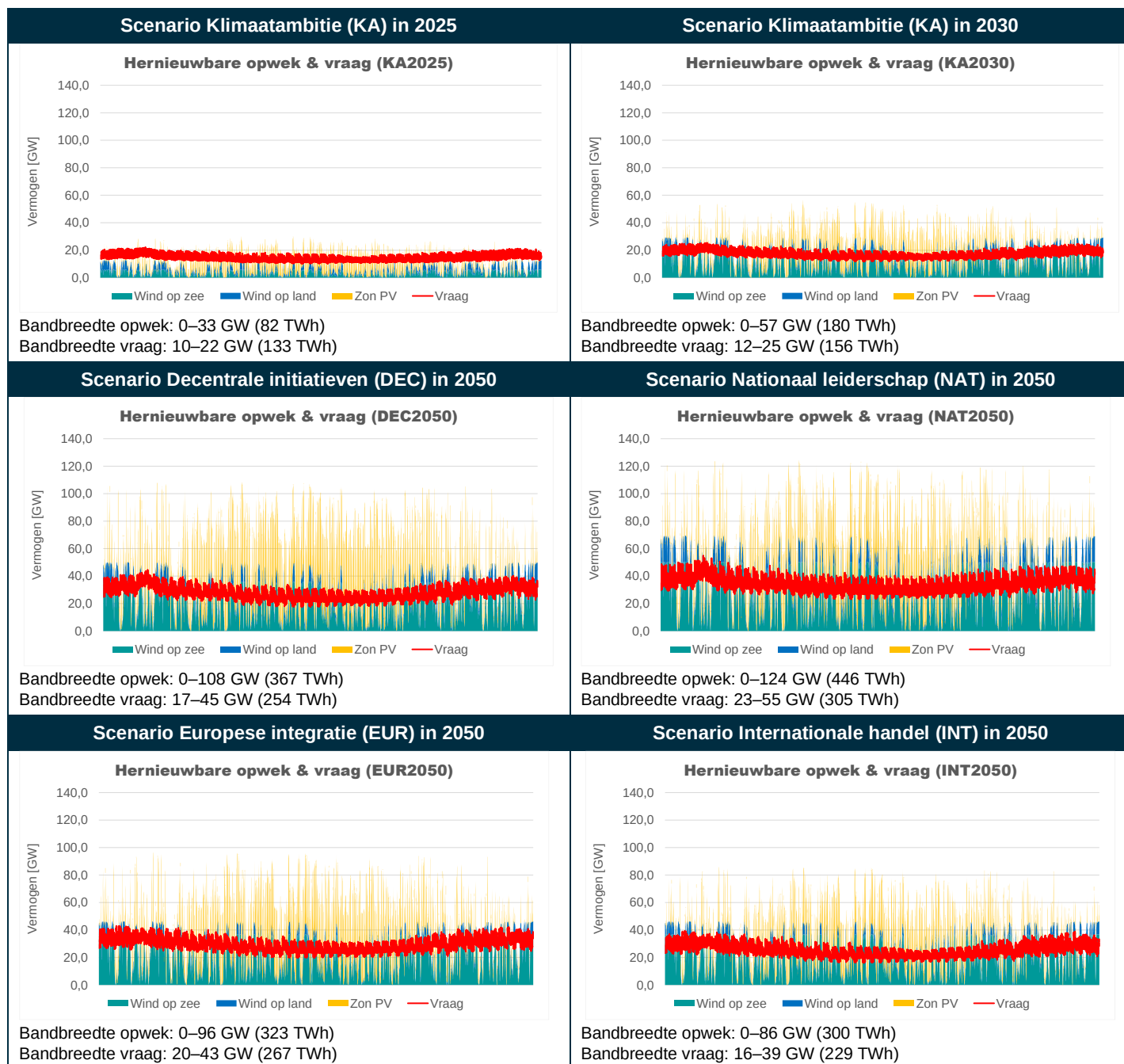
Figuur D5: Samenhang tussen elektriciteitsprijs en de inzet van flexibiliteit.

In de linkse diagrammen staan de berekende elektriciteitsprijzen per uur. De rechtse diagrammen tonen de prijscurven (zwarte lijnen), van groot naar klein gesorteerd. De gestippelde horizontale lijnen representeren de aangenomen willingness-to-accept (wta) en willingness-to-pay (wtp) van binnenlandse flexibiliteit, die in deze studie als constant voor het hele jaar verondersteld zijn. Uit de “electriciteitsprijsplateaus” in de figuur rechts kan afgelezen worden welk type flexibiliteit in hoeveel uren van het jaar de elektriciteitsprijs bepaalt, ofwel prijszettend is. Deze figuren laten zien dat flexibele afnemers met opregelbare vraag in 2050, in een groot aantal uren van het jaar de elektriciteitsprijs bepalen (electriciteitsprijs gelijk aan willingness-to-pay). De rol van flexibele productie en afregelbare vraag op de prijsvorming (electriciteitsprijs gelijk aan willingness-to-accept) wordt kleiner vergeleken met 2030. Ook de uitwisseling van elektrische energie met het buitenland speelt een belangrijke rol voor de prijsvorming in Nederland. De Nederlandse elektriciteitsprijs wordt bepaald door import respectievelijk export van elektrische energie in uren waarop de laatste gebruikte productie-eenheid of afnemer zich in het buitenland bevindt. In de diagrammen rechts zijn dit alle uren met prijzen die niet overeenkomen met de horizontale stippellijnen.

2. Flexibiliteitsbehoefte en -middelen

De II3050-scenario's bevatten aannames over verschillende transitiepaden richting een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Weersafhankelijke energieproductie uit wind en zon PV vormen hierin de ruggengraat en ook het gebruik van energie wordt efficiënter en duurzamer door vergaande elektrificatie. Waar elektrificatie niet mogelijk is worden andere duurzame energiebronnen, zoals hernieuwbaar geproduceerde waterstof, methaan en warmte ingezet. Tegelijkertijd verdwijnen fossiele energiebronnen uit het systeem. Door al deze factoren zullen vraag en aanbod richting 2050 wezenlijk veranderen en zullen er nieuwe uitdagingen ontstaan om beide op ieder moment in evenwicht te houden. Een uitgebreide toelichting op deze toenemende flexibiliteitsbehoefte is terug te vinden in de scenariorapportage van II3050 (hoofdstuk 4.5), die eerder dit jaar werd gepubliceerd door de netbeheerders. In de volgende paragrafen wordt daarom gefocust op een aantal samenvattende analyses, die de balans in vraag en aanbod in kaart brengen voor de energiedragers elektriciteit, methaan, waterstof en warmte voor elk van de vier II3050-scenario's.

Elektriciteit

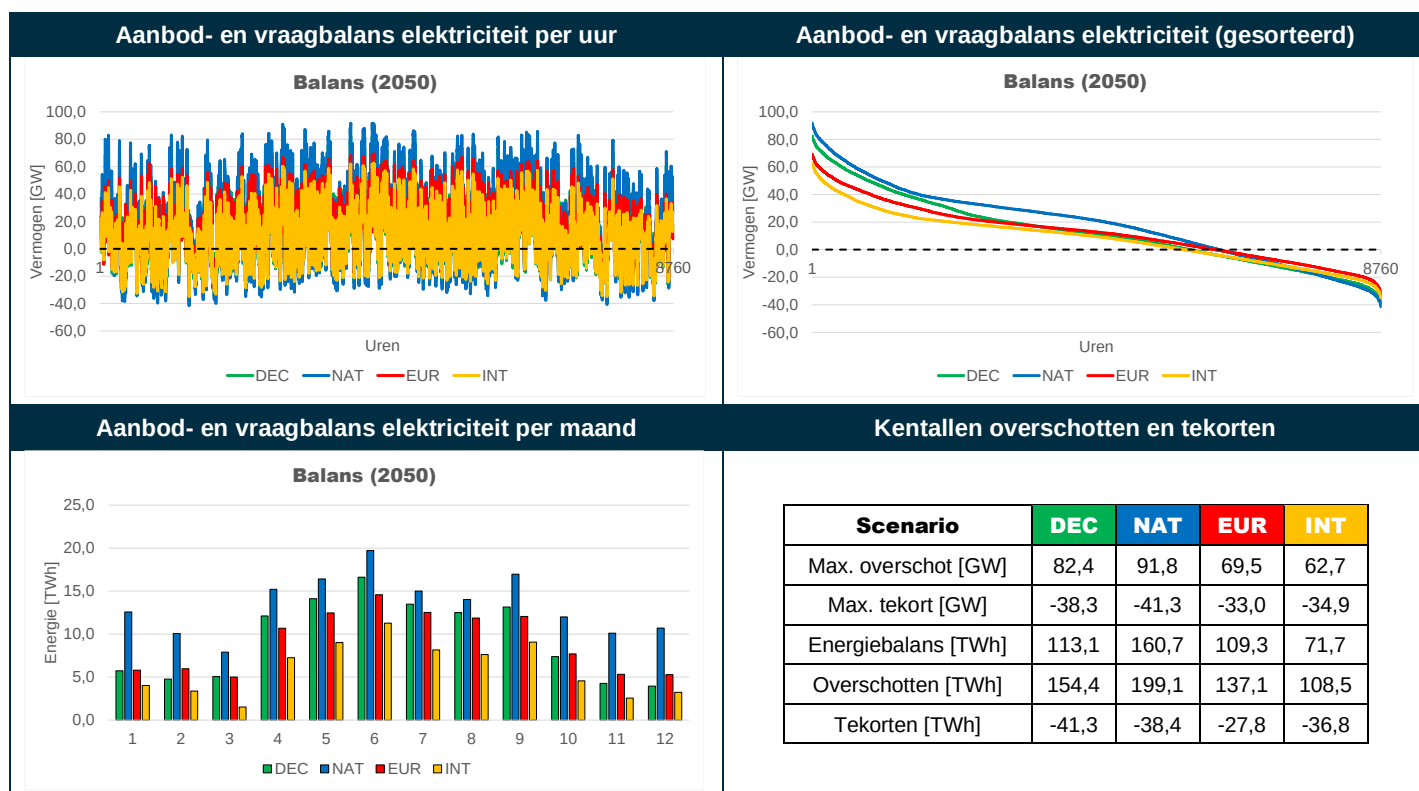


Figuur D6: *Hernieuwbare opwek in de vier scenario's van II3050 en ontwikkeling richting 2050. Om de ontwikkeling tussen vandaag en 2050 in kaart te brengen⁴: de weersafhankelijke (niet-) elektrische opwek uit wind en zon PV⁵ en vraag per uur voor de vier scenario's van II3050 en de steekjaren 2025 en 2030 uit het IP2024 scenario Klimaatambitie (KA). Elk diagram is gebaseerd op de weersomstandigheden van klimaatjaar 2012.*

⁴ Exemplarisch, in de investeringsplannen zijn meerdere scenario's opgenomen met daarin verschillende ambitieniveaus voor de groei aan opwek en vraag

⁵ Hierbij is al rekening gehouden met een aftopping van de zon PV-vermogens, maar nog geen inzet van flexibiliteit zoals curtailment

Op weg naar een klimaatneutraal energiesysteem gaat de rol van wind en zon PV steeds groter worden met een verwachte gelijktijdige piekproductie van rond de 30 GW in 2025, meer dan 50 GW in 2030 en meer dan 90-120 GW in 2050. Door de weersafhankelijkheid varieert de opwek van elektriciteit uit wind en zon PV tussen momenten met zeer veel vermogen en situaties met weinig of helemaal geen opwek. De hoogste pieken treden op in de zomermaanden overdag, als zonnepanelen hun maximale energie leveren. De productie met wind is het hoogst in de herfst en winter. Tegelijkertijd wordt verwacht dat de elektriciteitsvraag gedurende de energietransitie fors gaat toenemen en temperatuurafhankelijker wordt. In 2050 belooft het gelijktijdig piekvermogen in scenario Nationaal leiderschap tot meer dan 50 GW, met daarin een groot aandeel voor de industrie. Net als bij opwek varieert ook de vraag naar elektrische energie door het gedrag van de verschillende gebruikers significant tussen bepaalde uren van het jaar. Die variatie is het grootst in de wintermaanden.

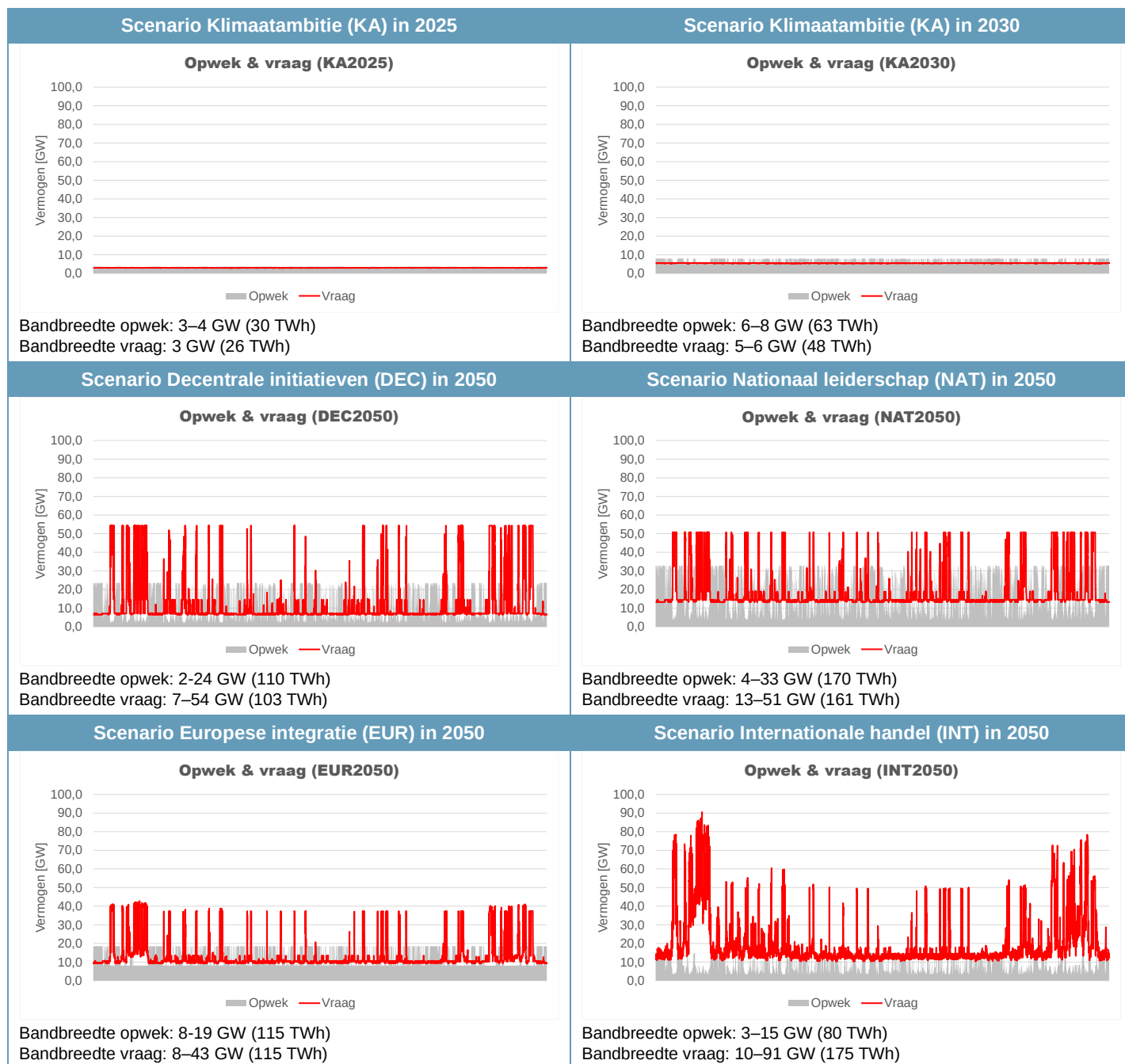


Figuur D7: Balans in vraag en aanbod elektriciteit voor de vier scenario's in 2050.

De combinatie van niet-flexibele hernieuwbare opwek en vraag, leidt tot grote verschillen in de balans van het elektriciteitssysteem. Deze figuur toont de balans per uur, gesorteerd van groot naar klein (load duration curve) en sommatie van de energievolumes per maand, vergelijkend voor de vier II3050-scenario's. Positieve waarden betekenen hier een overschot aan opwek, negatieve waarden een tekort.

In alle scenario's is er sprake van een groot verschil tussen hernieuwbare opwek en vraag, zowel voor enkele uren, als voor langere periodes zoals maanden of het hele jaar. Het verschil in termen van vermogen loopt op sommige momenten op tot overschotten van 63-92 GW en tekorten van 33-41 GW. Over het jaar heen wordt er volgens de scenario's voor 2050 duidelijk meer hernieuwbare elektriciteit opgewekt dan gebruikt. De elektriciteitsproductie die niet direct kan worden ingezet in het elektriciteitssysteem (109–199 TWh), wordt opgeslagen of geconverteerd naar andere energiedragers in het duurzame energiesysteem. Het aantal uren met overschotten is in scenario Nationaal leiderschap het grootst, door de dominantere rol van productie met wind-op-zee. De tekorten zijn in verhouding beperkter (28–41 TWh) en in de wintermaanden groter dan in de zomer.

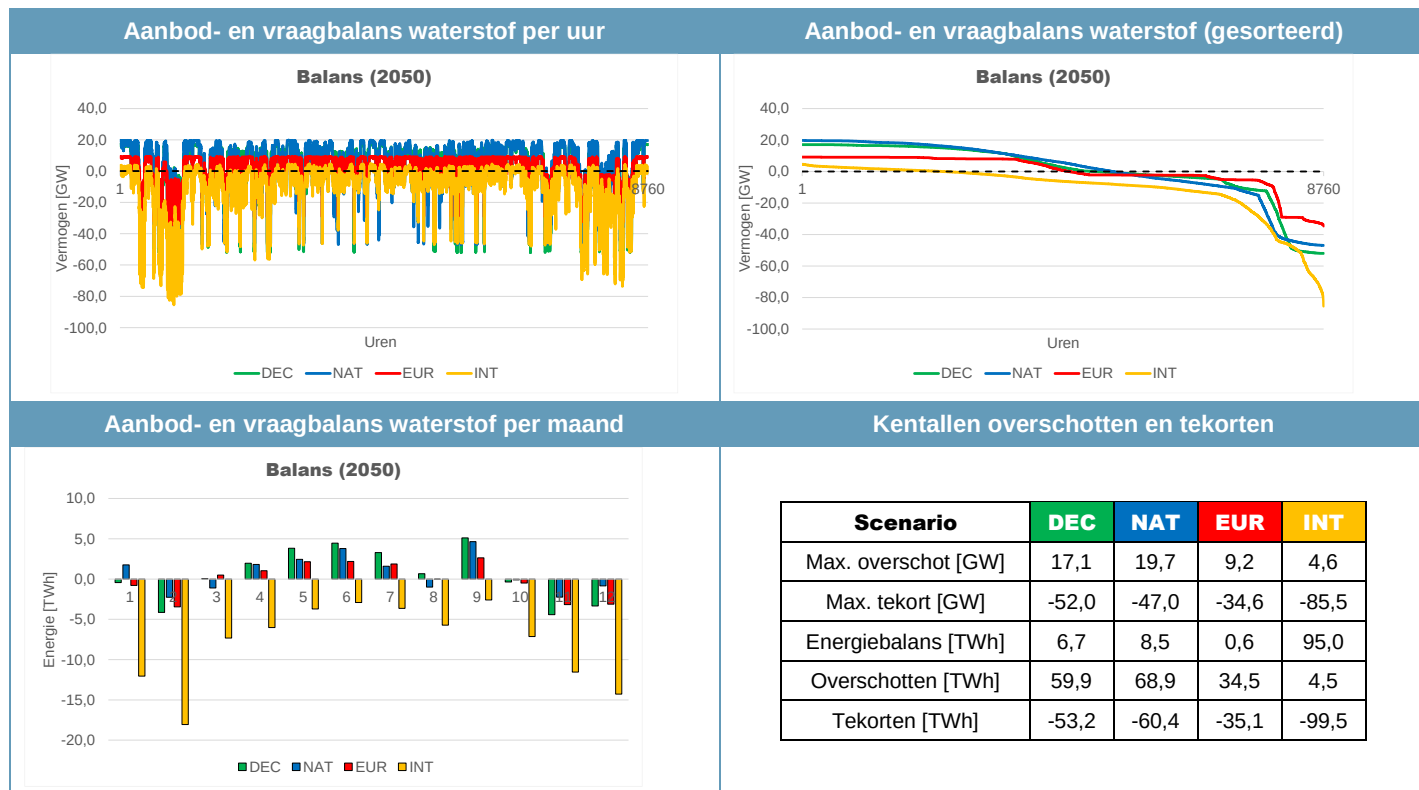
Waterstof



Figuur D8: Waterstofaanbod en -vraag volgens de vier scenario's van II3050-editie 2 en de ontwikkeling daar naartoe volgens scenario Klimaatambitie (KA) uit het recente IP2024.

Terwijl waterstof vandaag de dag nog alleen in de industrie een belangrijke rol speelt, gaan de scenario's er vanuit dat aanbod en vraag significant gaan toenemen richting 2050. De mate waarin verschilt per scenario. In de productie zorgt zowel flexibele elektrolyse (gekoppeld aan het elektriciteitssysteem) als ook dedicated elektrolyse op zee voor een steeds weerafhankelijker patroon met pieken tot 30 GW (scenario Nationaal leiderschap). Aan de vraagkant veroorzaakt vooral de inzet van waterstofcentrales significante

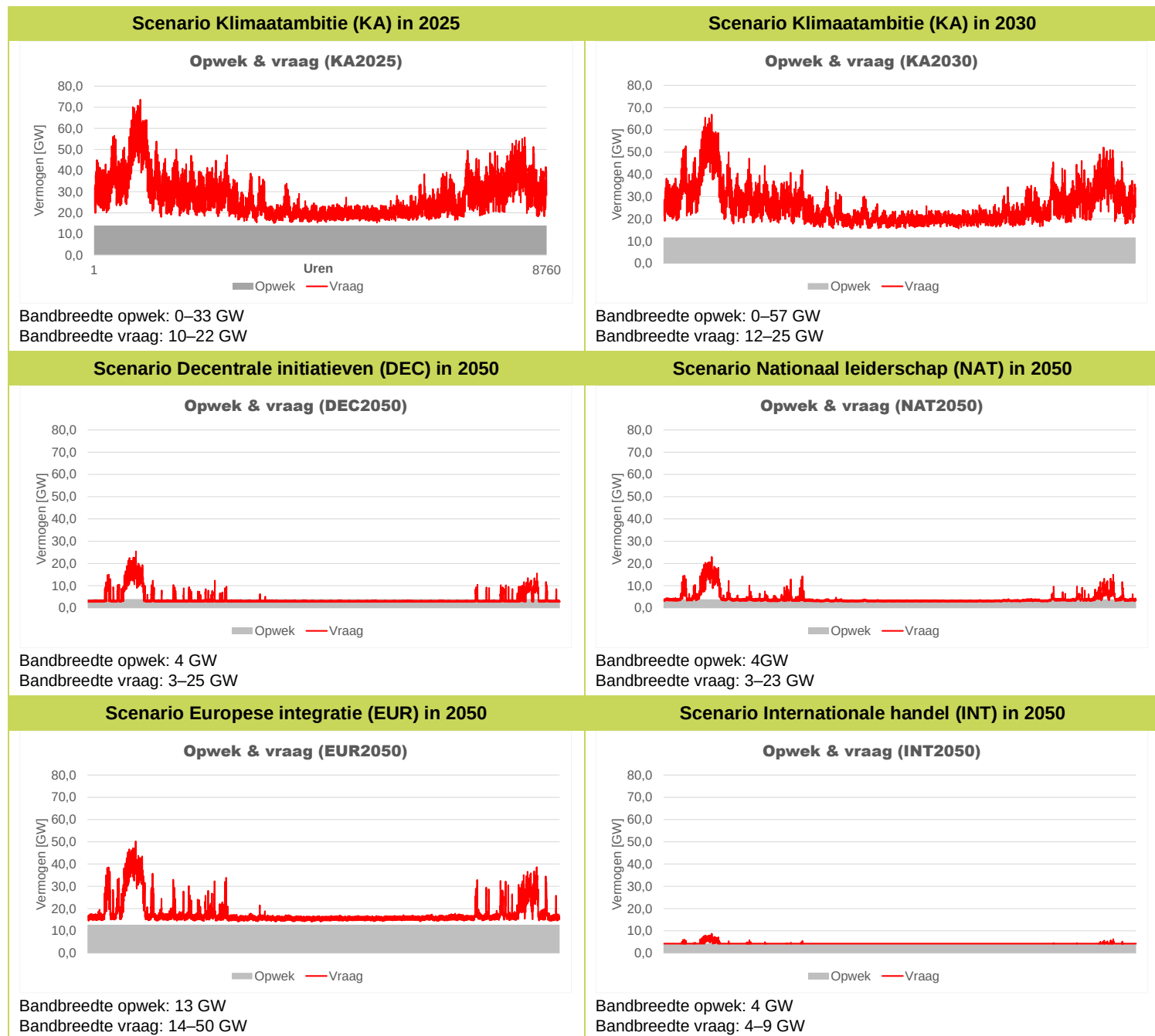
piekvraagvermogens op enkele momenten in het jaar, terwijl juist sectoren als de industrie een constanter gedrag vragen. Afhankelijk van het scenario en de technologiemix speelt daarnaast de warmtevoorziening in de winter een grote rol, met de duidelijkste impact in het scenario Internationale handel, waarin grootschalig ingezet wordt op de verwarming met waterstof.



Figuur D9: Waterstofbalans in 2050, voor de vier scenario's.

In de scenario's Decentrale initiatieven, Nationaal leiderschap en Europese integratie gaat het om een relatief beperkt aantal uren waarin de grootste tekorten optreden, met name gedreven door de inzet van waterstofcentrales. Voor het scenario Internationale handel domineert de temperatuurafhankelijke vraag voor warmte in de gebouwde omgeving, waardoor in de winter grote tekorten ontstaan. De behoefte aan regelbare flexibiliteit is in alle scenario's groot. Die moet grote energievolumes kunnen balanceren, ook over de seizoenen heen.

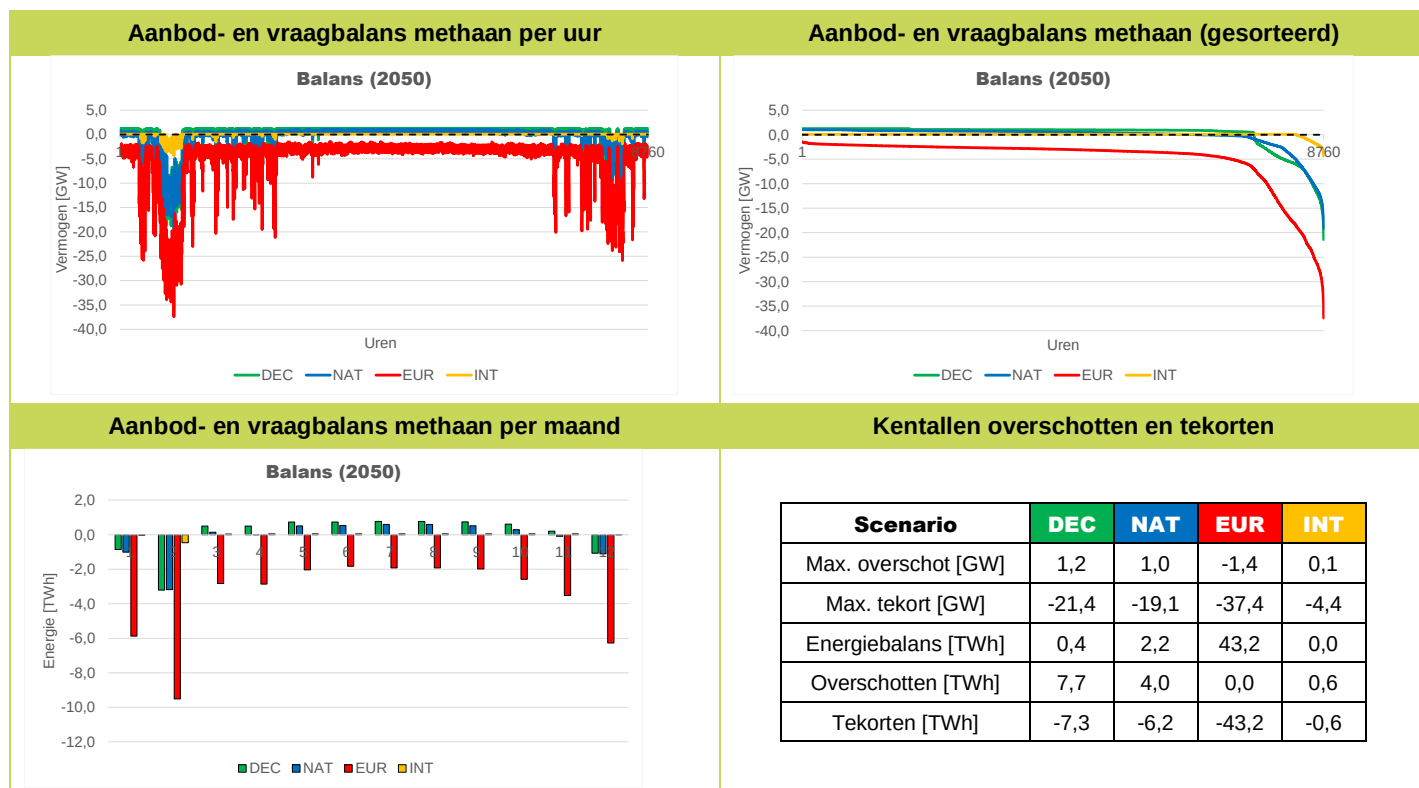
Methaan



Figuur D10: Niet-flexibele methaanproductie en -vraag, zoals aangenomen in de scenario's.

Methaan speelt in het huidige Nederlandse energiesysteem nog een grote rol in verschillende sectoren en voor de inzet van gascentrales. Richting 2050 nemen opwek en vraag fors af en bestaan volledig uit groene moleculen. De opwek is in alle scenario's vrijwel constant aangenomen en beperkt tot binnenlandse productie uit (rest)stromen van biomassa en import. De vraag naar methaan kent een grote seizoensafhankelijkheid met duidelijke pieken in de wintermaanden als piekketels en hybride warmtepompen ingezet worden om in tekorten aan warmte te voorzien. Doordat er in 2050 geen methaancentrales meer draaien, blijft de vraag buiten de

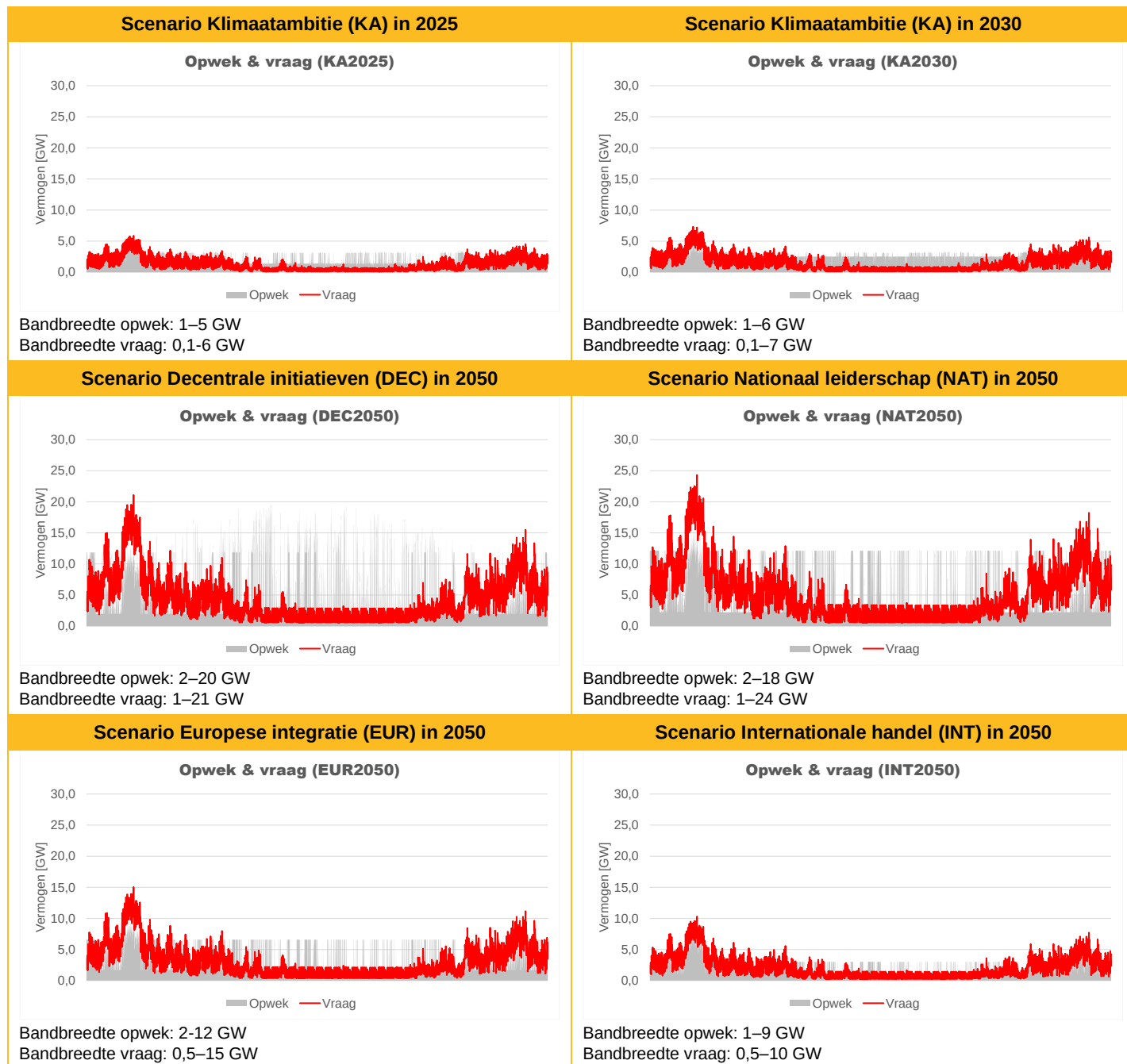
winterperiode in alle gevallen relatief beperkt tot de basisvraag in de industrie. De vraagvermogens zijn in het scenario Europese integratie het grootst en in het scenario Internationale handel het kleinst. De scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap tonen een redelijk vergelijkbaar opwek- en vraagpatroon. Het karakter van methaanproductie en -vraag vereist in de scenario's met name flexibiliteit die grote vermogens op bepaalde momenten kan leveren.



Figuur D11: *Vergelijking van de aanbod- en vraagbalansen voor de drager methaan.*

Deze behoefte aan leverende binnenlandse flexibiliteit en importen valt in het scenario Europese integratie significant hoger uit dan in de andere scenario's. In geen van de scenario's zijn er relevante overschotten aan methaan door de beperkte beschikbaarheid van binnenlandse opwekbronnen.

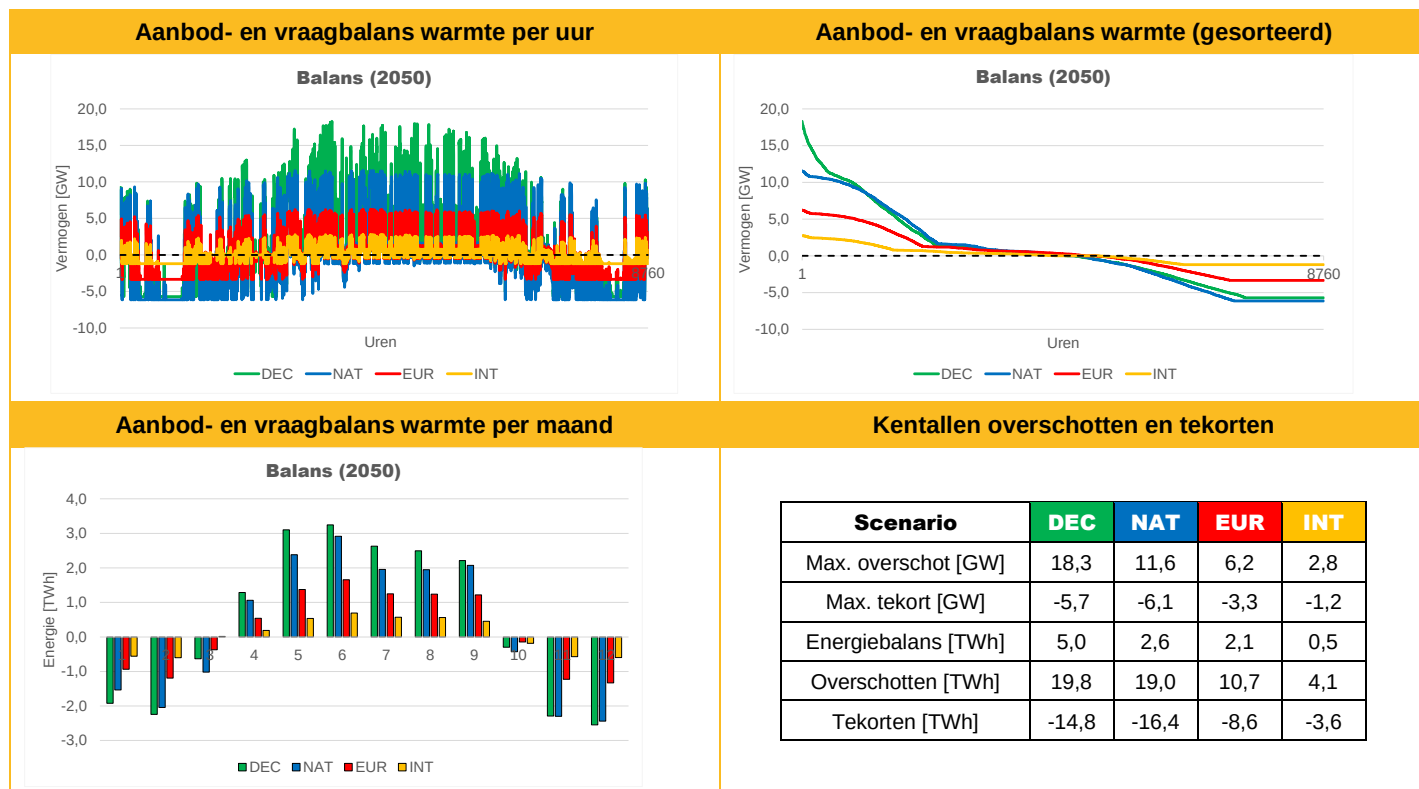
Collectieve warmtenetten



Figuur D12: De niet-flexibele warmteopwek en -vraag van residentiële warmtenetten, zoals aangenomen in de scenario's.

De collectieve warmtevraag is sterk temperatuurafhankelijk met grote pieken, vooral in de koudere periodes van het jaar. In 2050 kunnen deze pieken op sommige momenten oplopen tot meer dan 20 GW (scenario's Decentrale initiatieven en Nationaal leiderschap), terwijl de vraag in de zomer beperkt blijft tot relatief kleine vermogens. Warmte vanuit fossiele energiedragers en centrales wordt voor 2050 grotendeels vervangen door flexibele power-to-heat installaties (warmtepompen, elektrische boilers). Gevolg is dat de opwek van warmte

steeds meer het elektriciteitssysteem volgt en impliciet weersafhankelijker wordt. De ontstane onbalans in het warmtesysteem vraagt om flexibiliteit in het warmtesysteem die grote volumes en vermogens aan energie zowel kan opnemen als leveren.



Figuur D13: De balans tussen aanbod en vraag voor de drager warmte, voor elk van de vier scenario's in 2050.

Beschikbare flexibiliteitsmiddelen

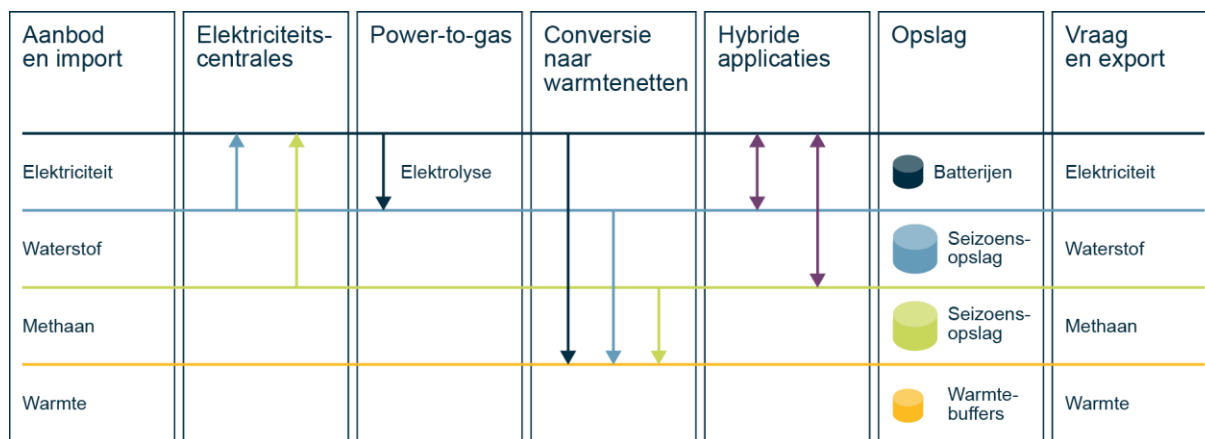
Om in de geschetste behoefte aan flexibiliteit te voorzien, zijn er in het toekomstige energiesysteem ook nieuwe en innovatieve vormen van flexibiliteit nodig. Welke flexibiliteitsmiddelen geschikt zijn, hangt hierbij vooral af van hun technische en economische eigenschappen.

Tabel D1: Overzicht technologieën voor flexibiliteitsmiddelen, waarmee binnen II3050 rekening is gehouden. Elk met een korte definitie en omschrijving van karakteristieken.

Type flexibiliteit	Omschrijving
Vraagrespons	Vraagrespons is de mogelijkheid van een energiegebruiker om de energievraag tijdelijk te verlagen of uit te stellen, waardoor een betere aansluiting bereikt kan worden met het beschikbare energieaanbod, dat volatieler wordt. In II3050-editie 2 wordt alleen vraagrespons in de industrie meegenomen.
Aanbodrespons/ Curtailement	Curtailement is het tijdelijk afregelen van hernieuwbare energieproductie door marktpartijen. Meestal voor kortdurende momenten met meer aanbod dan vraag, waardoor de marktwaarde van de geproduceerde energie richting 0 gaat. Bij het afregelen kan het om zeer hoge

	vermogens (met beperkte energievolumes) gaan, waardoor curtailment een efficiënte maatregel is voor de systeembalans.
Interconnectie	Interconnectie maakt de marktuitswisseling van energie met omliggende landen mogelijk. Het is een efficiënte manier om zowel gebruik te kunnen maken van het energieaanbod in het buitenland als energie te leveren aan het buitenland. De mogelijkheden voor import en export hangen af van vraag en beschikbaar aanbod binnen de gekoppelde marktgebieden en van de maximale marktuitswisselcapaciteiten.
Batterijopslag	Batterijen kunnen met relatief geringe energieverliezen overschotten aan elektrische opwek opnemen (laden) en op een later moment weer terugleveren (ontladen). Batterijopslag kan voor verschillende diensten en op verschillende locaties toegepast worden, zoals in huishoudens, in elektrische voertuigen (EV), in combinatie met wind- en zonneparken of direct aangesloten op de regionale of landelijke stroomnetten. De opslagvolumes van batterijen zijn nu nog redelijk beperkt, maar nieuwe technologieën met grotere opslagvolumes (bijvoorbeeld redox-flow) zijn in ontwikkeling.
Warmteopslag	Warmte kan op verschillende manieren en tijdschalen opgeslagen worden. Collectieve warmtenetten bieden hiermee flexibiliteit aan het energiesysteem.
Warmteback-up	Collectieve warmtenetten zullen in de toekomst in toenemende mate gevoed worden door warmtebronnen die in beperkte mate stuurbaar zijn, zoals geothermie en industriële restwarmte. Om op elk moment van het jaar over voldoende warmte te kunnen beschikken, zijn daarnaast back-upfaciliteiten nodig die warmte kunnen produceren wanneer dat nodig is. Dit zijn bijvoorbeeld elektrische boilers, gasketels of waterstofketels.
Waterstof- en methaanopslag	Gassen zoals methaan en waterstof kunnen grootschalig en langdurig worden opgeslagen in ondergrondse cavernes of lege gasvelden. Ze vervullen hierdoor een belangrijke rol voor seizoensopslag van energie. Het huidige opslagvolume voor methaan in Nederland is zo'n 140 TWh. Het opslagpotentieel van waterstof wordt nog onderzocht.
Elektriciteits-centrales	Elektriciteitscentrales zetten brandstof als methaan of waterstof om in elektriciteit - onafhankelijk van weersomstandigheden. Energiecentrales die op CO ₂ -vrije brandstoffen draaien (bijvoorbeeld kerncentrales, waterstofcentrales) vervullen vooral bij langdurende tekorten een belangrijke functie voor de aanbod- en vraagbalans in het toekomstige energiesysteem.
Power-to-gas	Power-to-gas gebruikt elektrische energie voor de productie van gassen, zoals waterstof. Het kan zowel flexibel - gebruik makend van elektrische overschotten - als gekoppeld aan een productiebron ("dedicated") toegepast worden. Bij de conversie (elektrolyse) ontstaan energieverliezen in de vorm van warmte die in sommige gevallen hergebruikt kan worden. Bij inzet van hernieuwbaar opgewekte stroom kan power-to-gas een belangrijke rol vervullen voor verduurzaming van het energiesysteem in sectoren waar geen directe elektrificatie mogelijk is en bij de productie van groene moleculen die als grondstof dienen.
Power-to-heat	Power-to-heat gebruikt elektrische energie voor de productie van warmte. Het kan toegepast worden zowel voor het voeden van regionale warmtenetten als in verschillende eindverbruikssectoren, zoals de industrie, landbouw of gebouwde omgeving. Power-to-heat kan een efficiënte oplossing bieden voor het vervangen van inefficiëntere of op fossiele bronnen gebaseerde warmtetechnologieën. Bekende toepassingen voor laagtemperatuurprocessen zijn (hybride) elektrische boilers en warmtepompen. Dergelijke toepassingen zijn voor hogere temperaturen nog in ontwikkeling.

Met de inzet van flexibiliteitsmiddelen worden verschillende onderdelen van het energiesysteem steeds meer met elkaar gekoppeld. Bij deze systeemintegratie vullen verschillende technologieën elkaar aan en bieden zo oplossingen voor de flexibiliteitsbehoeften van het energiesysteem. Dit wordt toegelicht in paragraaf D.3 van deze bijlage. Aanbod- /vraagsturing en batterijopslag zijn door hun karakteristieken en geringe energieverliezen vooral geschikt om aanbod en vraag op kortere tijdschalen te balanceren, terwijl power-to-heat en warmteopslag ook op langere tijdschalen, tot enkele weken, een oplossing kunnen bieden. De combinatie van power-to-gas, gasopslag en gascentrales kent in vergelijking relatief grote conversieverliezen, maar heeft als voordeel dat energie ook tussen langere periodes zoals seizoenen verschoven kan worden.

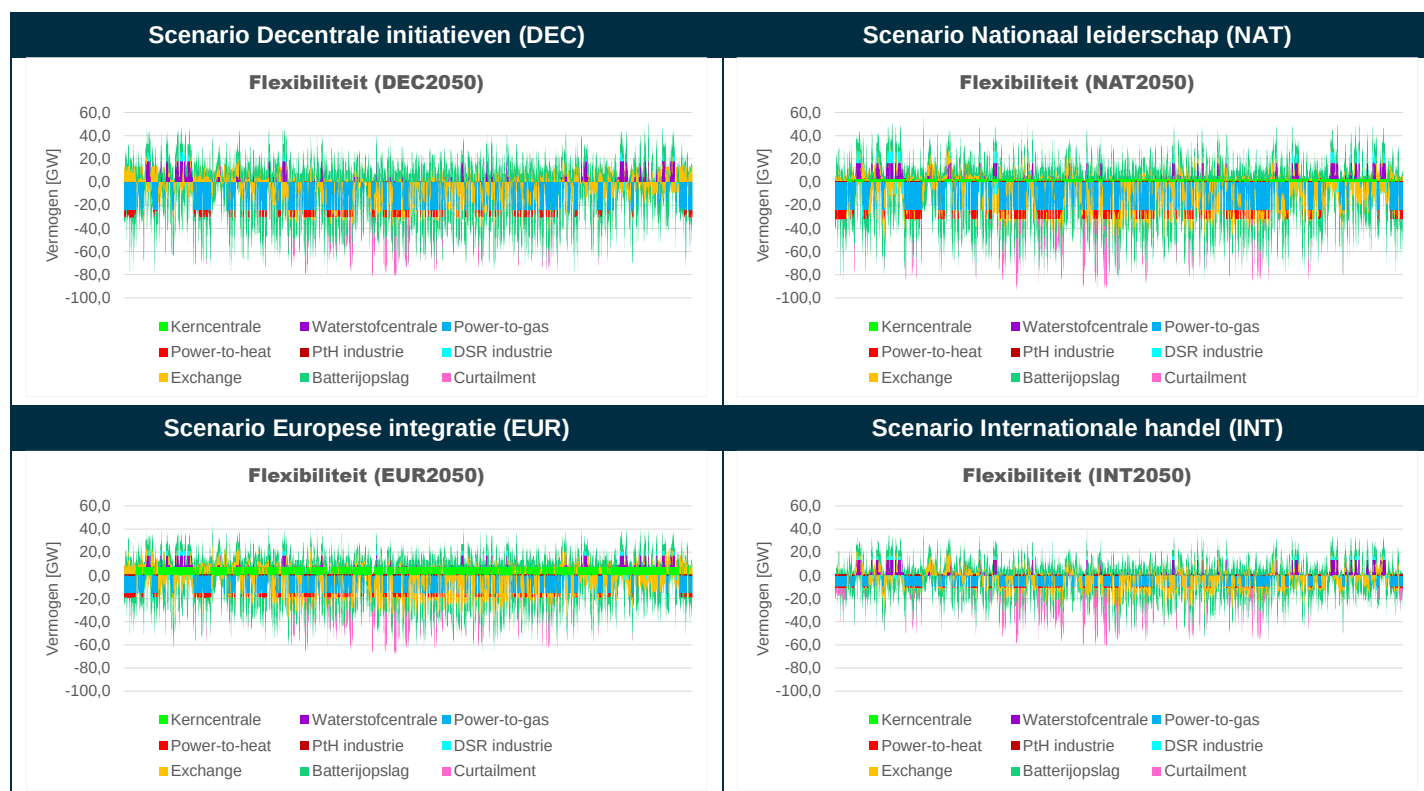


Figuur D14: Systeemintegratie door gebruik van flexibiliteit. Overzicht van de onderlinge koppelingen tussen de energiedragers elektriciteit, waterstof, methaan en warmte.

Of en in welke mate al deze flexibiliteitsmiddelen in de toekomst beschikbaar zullen zijn is vooral op de lange termijn nog onzeker en hangt af van verschillende complexe factoren zoals de verdere technologische ontwikkeling, de economische rentabiliteit in de markt en de politieke randvoorwaarden.

3. Inzet van flexibiliteitsmiddelen

Inzet van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem



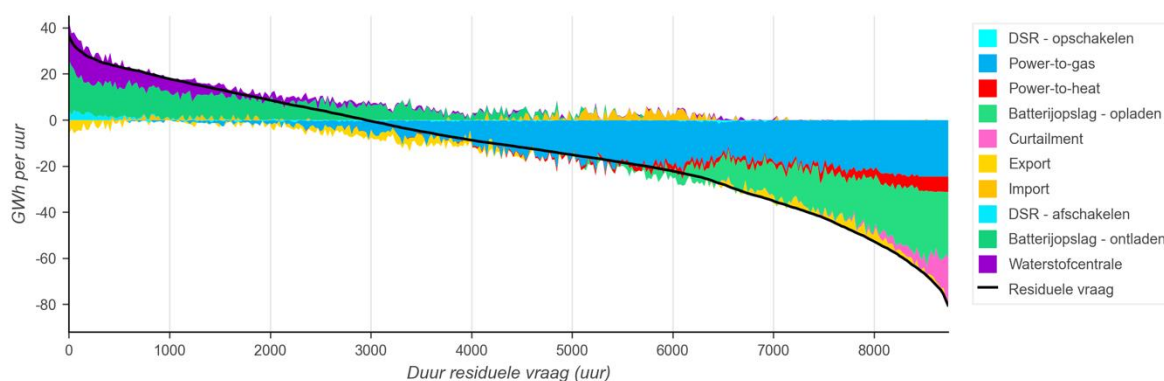
Figuur D15: Inzet van flexibiliteit per scenario voor alle uren van het gemodelleerde jaar. Flexibiliteit die energie levert is hierin positief, flexibiliteit die energie vraagt negatief gevisualiseerd. De schaal op de verticale as is gelijk gehouden voor een betere onderlinge vergelijkbaarheid.

In alle scenario's wordt veel flexibiliteit ingezet voor het elektriciteitssysteem. Iedere type flexibiliteit vervult hierbij een belangrijke rol:

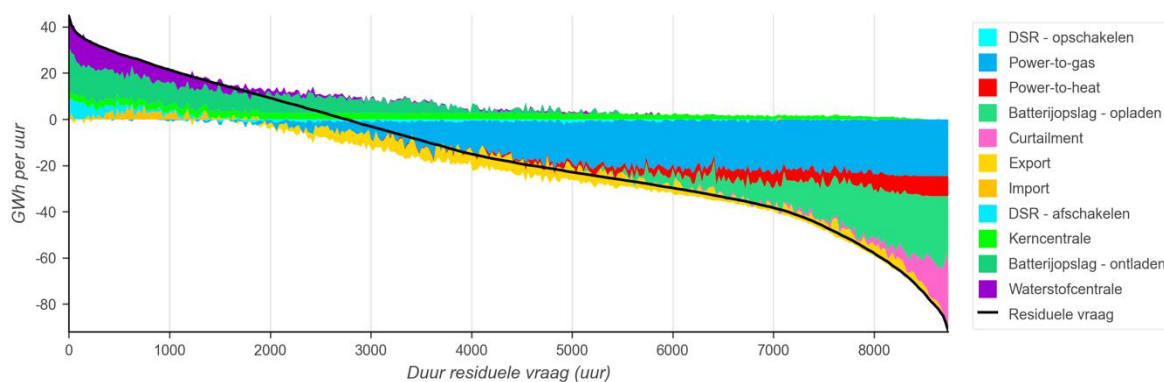
- Curtailment en vraagsturing voorkomen kortdurende grote overschotten- en tekortenvermogens met beperkte energievolumes.
- Conversiemiddelen in de vorm van power-to-heat en power-to-gas gebruiken in vele uren van het jaar goedkope elektrische energieoverschotten en produceren hiermee warmte en waterstof.
- Waterstofcentrales - en in de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie ook kerncentrales – leveren elektriciteit op momenten met onvoldoende hernieuwbare opwek. Het karakter van de centrales verschilt hierbij duidelijk: kerncentrales leveren een groot aantal uren van het jaar elektrische energie, terwijl waterstofcentrales alleen worden ingezet wanneer andere flexibiliteit (bijvoorbeeld uit batterijopslag) onvoldoende is. Hiermee vervullen ze, net zoals vraagsturing in de industrie (DSR), een belangrijke backup-functie.

- Batterijopslag verschuift beperkte energievolumes tussen momenten met hoge elektriciteitsprijzen naar momenten met lage prijzen en wordt - net als import en export - in vrijwel alle uren van het jaar gebruikt voor het invullen van elektriciteitstekorten en het opvangen van overschotten.

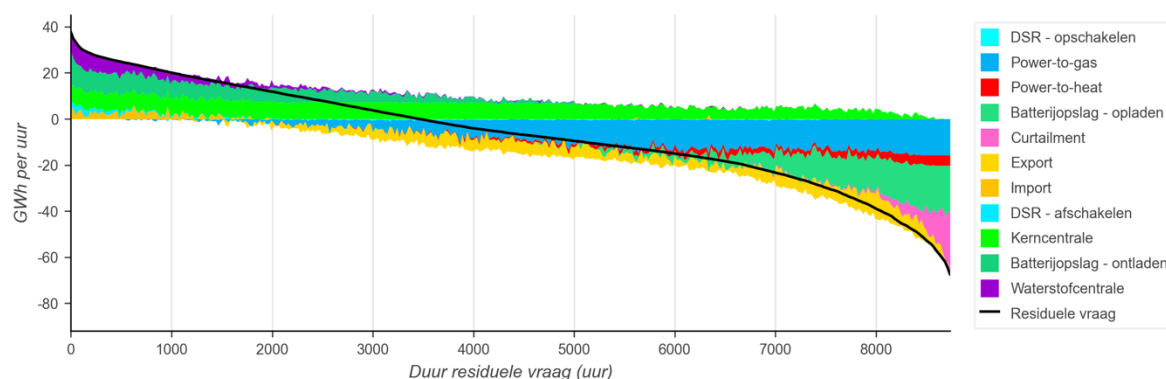
De onderstaande figuren D16 t/m D19 illustreren de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in de basisscenario's in 2050. De grafieken tonen de *residual load duration curve*. Hierin is voor elk uur in het jaar gekeken in hoeverre opwek uit wind en zon in staat is om in de (basis)vraag te voorzien. De uren zijn vervolgens gesorteerd van de uren met de grootste tekorten, tot de uren met de grootste overschotten (zwarte lijn). De gekleurde vlakken tonen hoe deze tekorten en overschotten worden opgelost door de inzet van flexibiliteitsmiddelen.



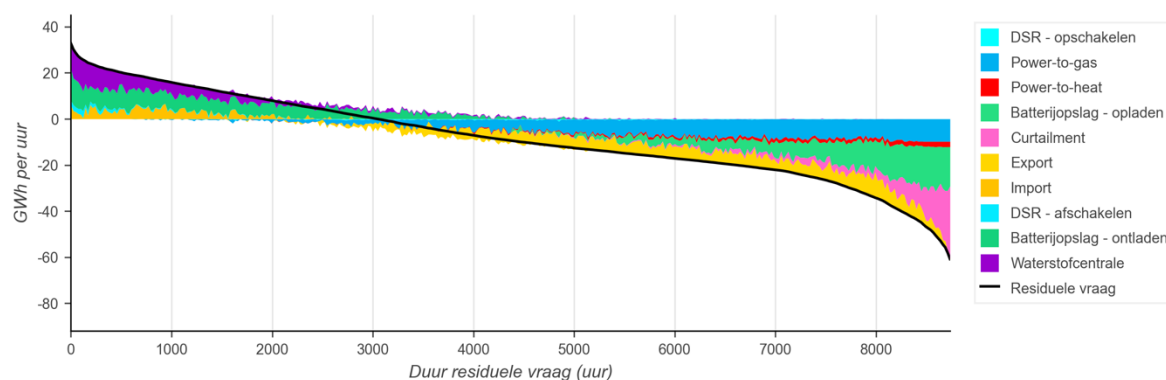
Figuur D16: Inzet van flexibiliteit in scenario Decentrale initiatieven (2050).



Figuur D17: Inzet van flexibiliteit in scenario Nationaal leiderschap (2050).



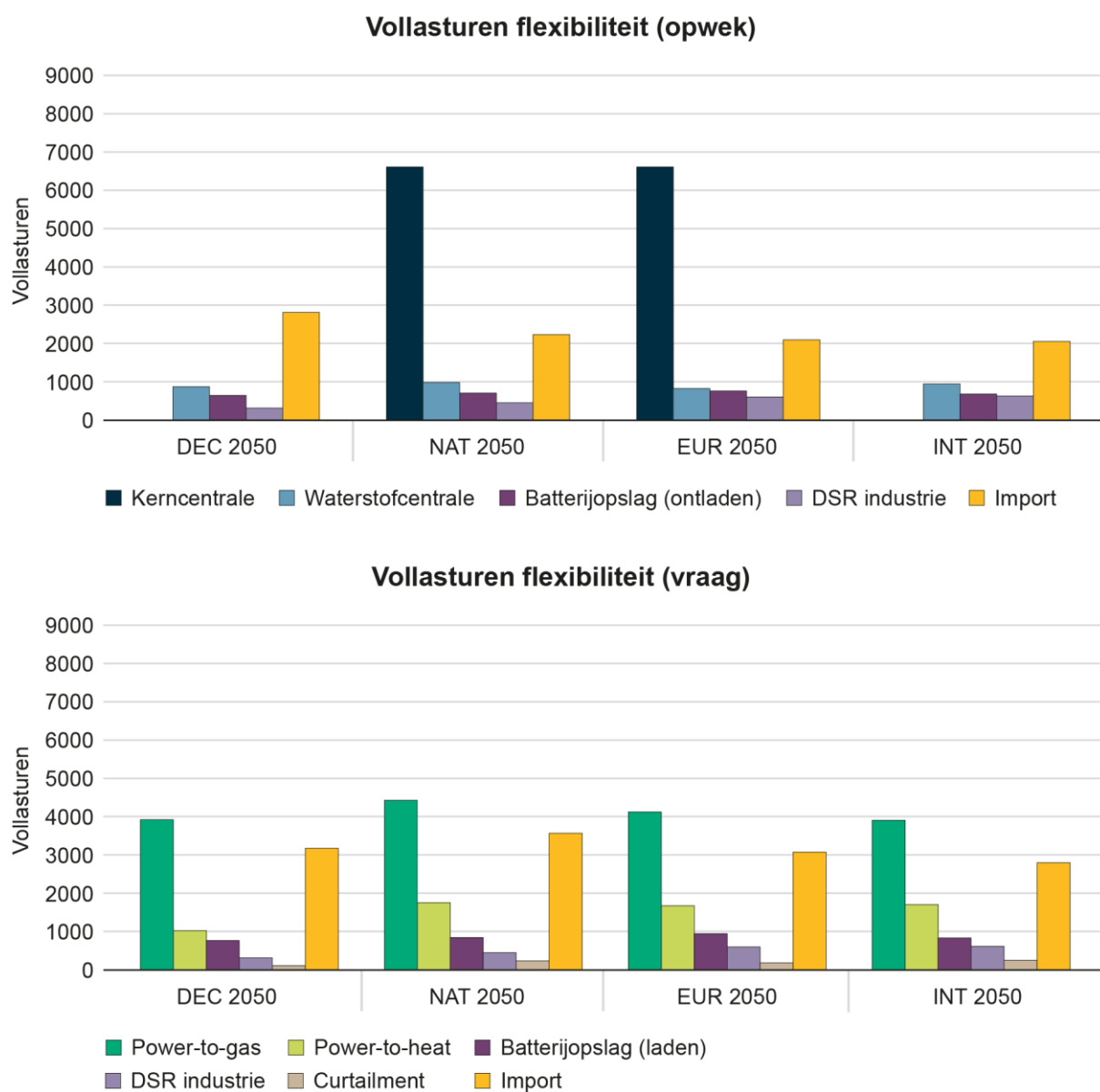
Figuur D18: Inzet van flexibiliteit in scenario Europese integratie (2050).



Figuur D19: Inzet van flexibiliteit in scenario Internationale handel (2050).

Op de verticale as van deze grafiek staat het maximaal gelijktijdig ingezette vermogen voor de invulling van tekorten (links, positief) en overschotten (rechts, negatief); op de horizontale as het aantal uren en het bijbehorende energievolume per type flexibiliteit. Bij de grootste tekorten en overschotten wordt alle binnenlandse flexibiliteit maximaal ingezet, terwijl de import- en exportmogelijkheden van elektriciteit afhankelijk zijn van het gelijktijdige aanbod- en vraag in het buitenland. In uren waarin niet alle flexibiliteit volledig voor de nationale elektriciteitsbalans nodig is, is vaak een wisselwerking te zien. Batterijen of import leveren dan bijvoorbeeld energie aan power-to-gas en centrales draaien voor export omdat er een buitenlandse vraag naar elektriciteit is. Naast de nationale balans in aanbod- en vraag, is dus ook de interactie tussen flexibiliteitsmiddelen een belangrijke (economische) drijfveer voor de inzet. Dit kan consequenties hebben voor het regionale transport van energie tussen de verschillende locaties van flexibiliteit. Een gebruikelijke economische indicator voor het benutten van een eenheid zijn de zogeheten vollasturen, gedefinieerd als het elektrische energievolume (productie of vraag) per jaar gedeeld door het opgestelde vermogen⁶.

⁶ Een theoretische waarde van 8760 zou betekenen dat een eenheid het hele jaar op het maximale vermogen draait

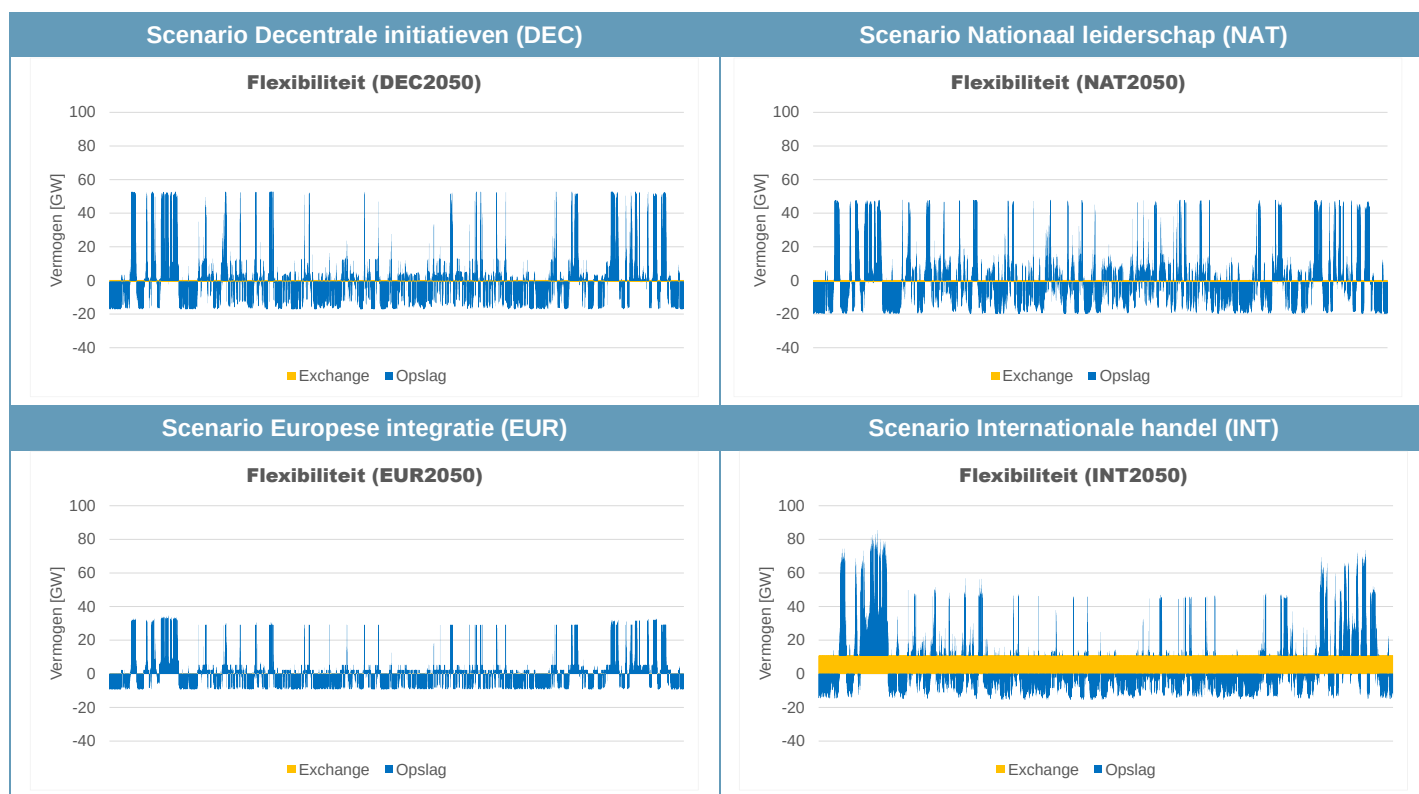


Figuur D20: Vollasturen van flexibiliteit in de scenario's in 2050.

Terwijl kerncentrales in de scenario's Nationaal leiderschap en Europese integratie door relatief lage brandstofprijzen en willingness-to-accept gemiddeld meer dan 6000 uren van het jaar elektriciteit opwekken, maken waterstofcentrales in alle scenario's een beperkter aantal vollasturen van 800–1000 uur. Dit komt omdat waterstofcentrales flexibel worden ingezet wanneer andere flexibiliteit bijvoorbeeld uit batterijopslag onvoldoende is. Ze vervullen hiermee net als vraagsturing in de industrie (DSR) een belangrijke backup-functie. Aan de vraagkant wordt power-to-gas in een groot aantal uren (4000–5000) in het jaar ingezet door de aangenomen hoge willingness-to-pay, de behoefte aan binnenlandse waterstofproductie en productie van waterstof voor power-to-heat.

Inzet van flexibiliteit in het waterstofsysteem

Flexibiliteit is ook in het waterstofsysteem nodig en wordt in alle scenario's ingevuld door import- en exportmogelijkheden en waterstofopslag. Significante netto waterstofimporten vinden alleen in het scenario Internationale handel plaats en kennen een redelijk constant patroon.



Figuur D21: Inzet van flexibiliteit in de scenario's (waterstof)

Opslag borgt zowel op korte termijn als over de seizoenen heen de balans in het waterstofsysteem.

De bijbehorende vermogens kunnen significant zijn, vooral in situaties waar de regelbare elektriciteitscentrales op waterstof draaien om tekorten in het elektriciteitssysteem op te lossen. In deze gevallen is levering van waterstof vanuit de opslag nodig om in de waterstofvraag te voorzien. Het vullen van de opslag gebeurt met name in periodes dat de variabele productie van waterstof uit power-to-gas de gelijktijdige vraag overstijgt. In alle scenario's is de maximale leverpiek duidelijk groter dan de vraagpiek.

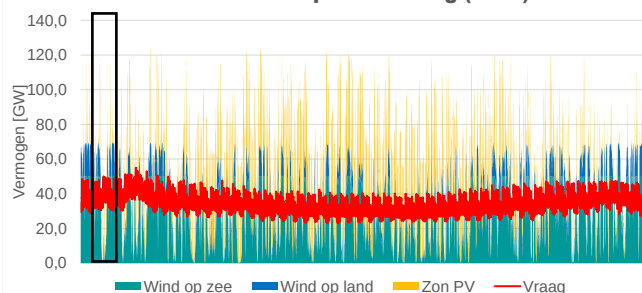
Illustratie aan de hand van een exemplarische week

Voor een beter begrip van de modeluitkomsten toont figuur D22 voor een exemplarische week, hoe de behoefte aan flexibiliteit binnen de elektriciteitsmarkt ingevuld wordt op basis van technische en economische eigenschappen en de respectievelijke elektriciteitsprijzen.

Hernieuwbare opwek en vraag (jaar)

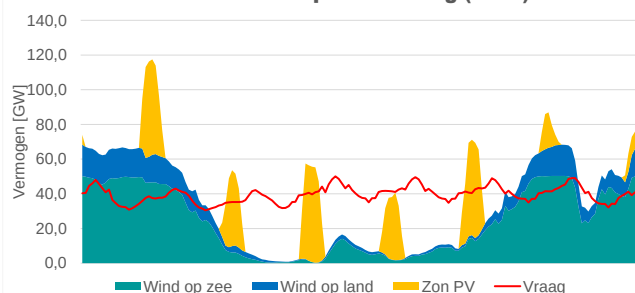
Hernieuwbare opwek en vraag (exemplarische week)

Hernieuwbare opwek & vraag (2050)



De weersafhankelijke productie uit wind en zon PV en gelijktijdige elektriciteitsvraag leiden tot momenten met overschotten en tekorten aan elektriciteitsproductie.

Hernieuwbare opwek & vraag (2050)

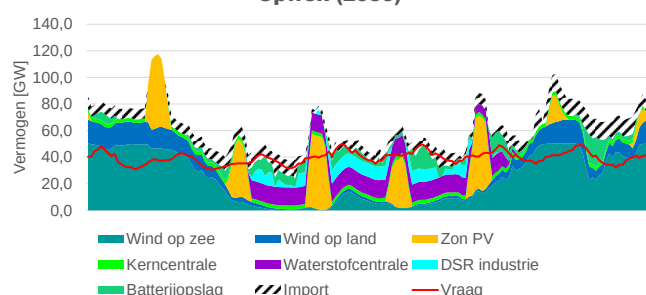


In het toekomstig energiesysteem kunnen deze uurlijkse verschillen enorm groot worden, en zijn er zelfs momenten zonder hernieuwbare opwek.

Elektrische opwek (exemplarische week)

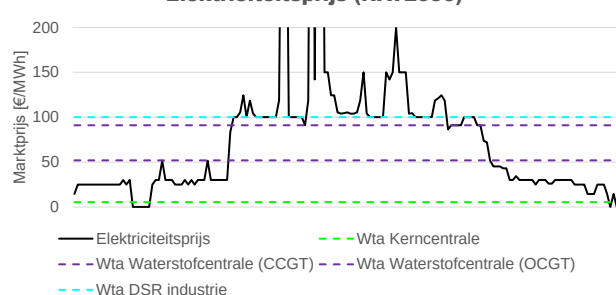
Elektriciteitsprijs (exemplarische week)

Opwek (2050)



Situaties met **tekorten** worden ingevuld met flexibiliteit die energie kan leveren: centrales, opslag, import en vraagsturing. De inzet wordt gelimiteerd door de technische randvoorwaarden, zoals het opgestelde vermogen of maximale opslagvolume.

Elektriciteitsprijs (NAT2050)

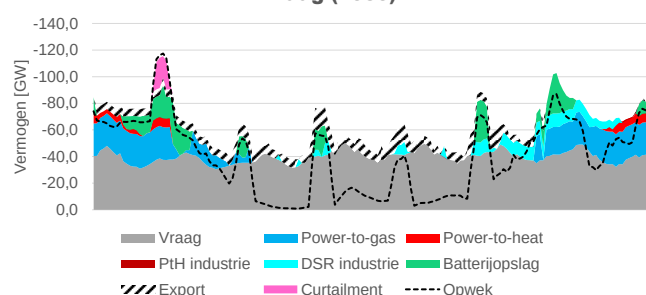


De **willingness-to-accept (Wta)** en de elektriciteitsprijzen per uur bepalen **wanneer** een bepaalde flexibiliteit ingezet wordt en de onderlinge inzetvolgorde. Import kent per verbinding een variabele prijs en hangt af van het beschikbare (flexibele) aanbod in het buitenland⁷. Batterijopslag verschuift energie tussen momenten met hoge en lage prijzen (arbitrage).

Elektrische vraag (exemplarische week)

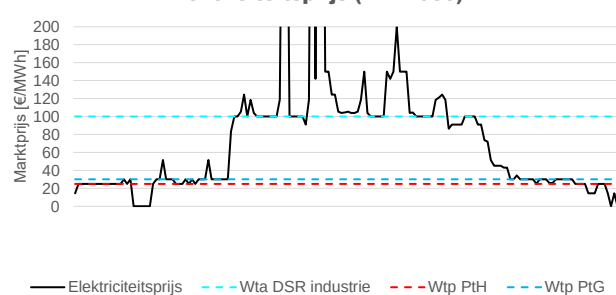
Inzet van flexibiliteit (exemplarische week)

Vraag (2050)



Overschotten worden gebruikt door flexibiliteit die energie kan vragen: PtX, opslag, export en aanbod-/vraagsturing. Ook hierbij limiteren de technische randvoorwaarden per technologie de inzet.

Elektriciteitsprijs (NAT2050)



De **willingness-to-pay (Wtp)** van vraagflexibiliteit en de elektriciteitsprijzen bepalen ook hier de inzetvolgorde. Export kent per verbinding een variabele afnameprijs en hangt af van de (flexibele) vraag in het buitenland⁸. Batterijopslag verschuift energie tussen momenten met hoge en lage prijzen (arbitrage).

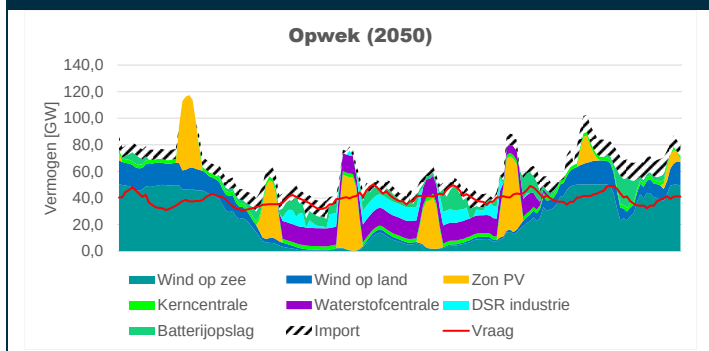
Figuur D22: Inzet van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in een exemplarische week. Door conversiemiddelen zijn elektriciteit, waterstof, methaan en warmte met elkaar gekoppeld. De inzet van stroomprijs-gestuurde

⁷ Elektriciteitsprijsprofielen van het buitenland zijn niet ingetekend in de grafiek voor een beter overzicht

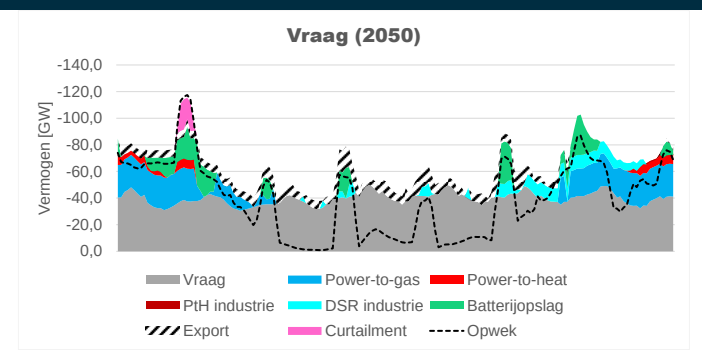
⁸ Elektriciteitsprijsprofielen van het buitenland zijn niet ingetekend in de grafiek voor een beter overzicht

flexibiliteit werkt hiermee door naar aanbod en vraag van de overige energiedragers. Dit beïnvloedt de benodigde hoeveelheid en inzet van flexibiliteit buiten het elektriciteitssysteem.

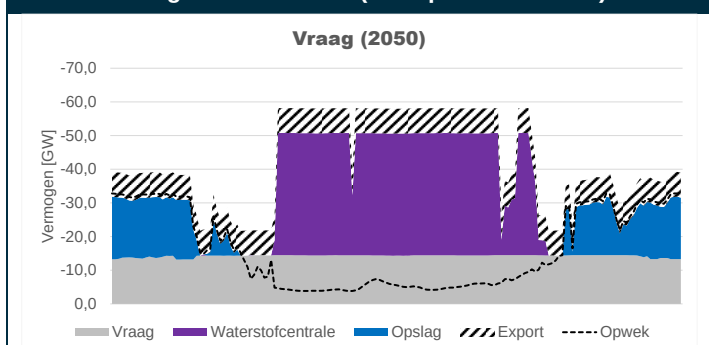
Opwek elektriciteit (exemplarische week)



Vraag elektriciteit (exemplarische week)

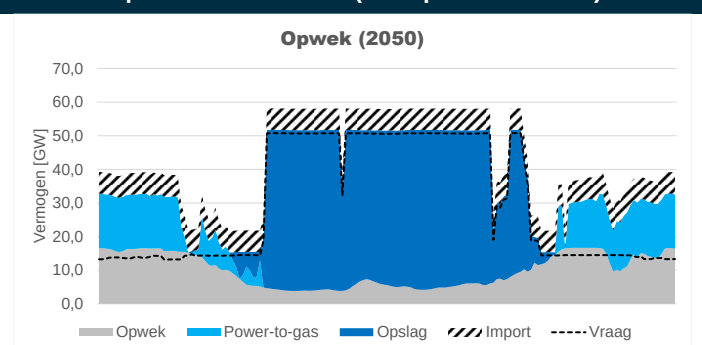


Vraag naar waterstof (exemplarische week)



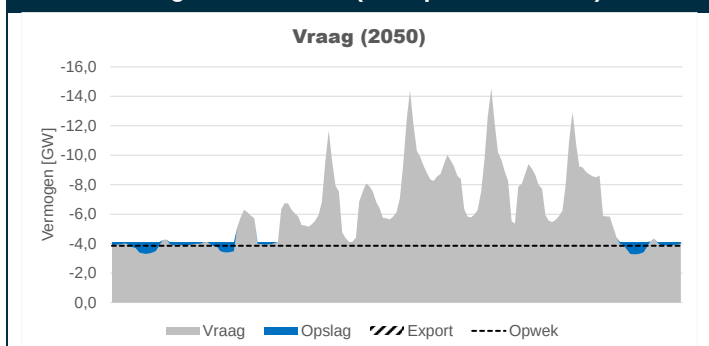
De inzet van waterstofcentrales t.b.v. de elektriciteitsbalans leidt tot incidentele, maar zeer grote vraagvermogens⁹ boven op de gewone consumptie van waterstof. Opslag neemt energie tijdelijk op om deze op andere momenten weer terug te leveren.

Opwek van waterstof (exemplarische week)



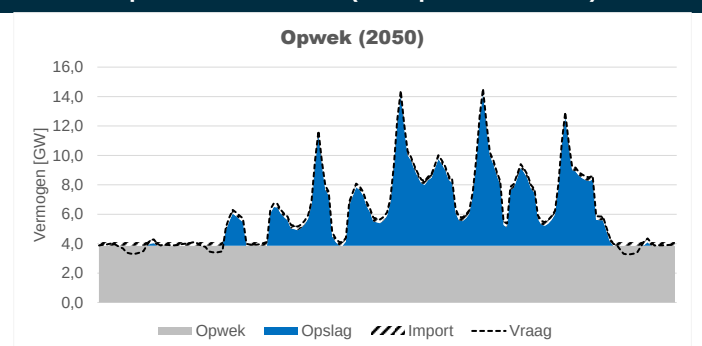
De inzet van power-to-gas als flexibiliteit aan de elektriciteitskant leidt tot een wisselende productie van waterstof¹⁰ bovenop andere opwekbronnen (zoals Small Modular Reactors). Import is constant aangenomen en zorgt voor balans op jaarbasis, terwijl opslag tekorten op uurniveau invult.

Vraag naar methaan (exemplarische week)



Opslag kan tijdelijke overschotten aan energie opnemen en op latere momenten terugleveren. Export van methaan vindt in 2050 niet meer plaats.

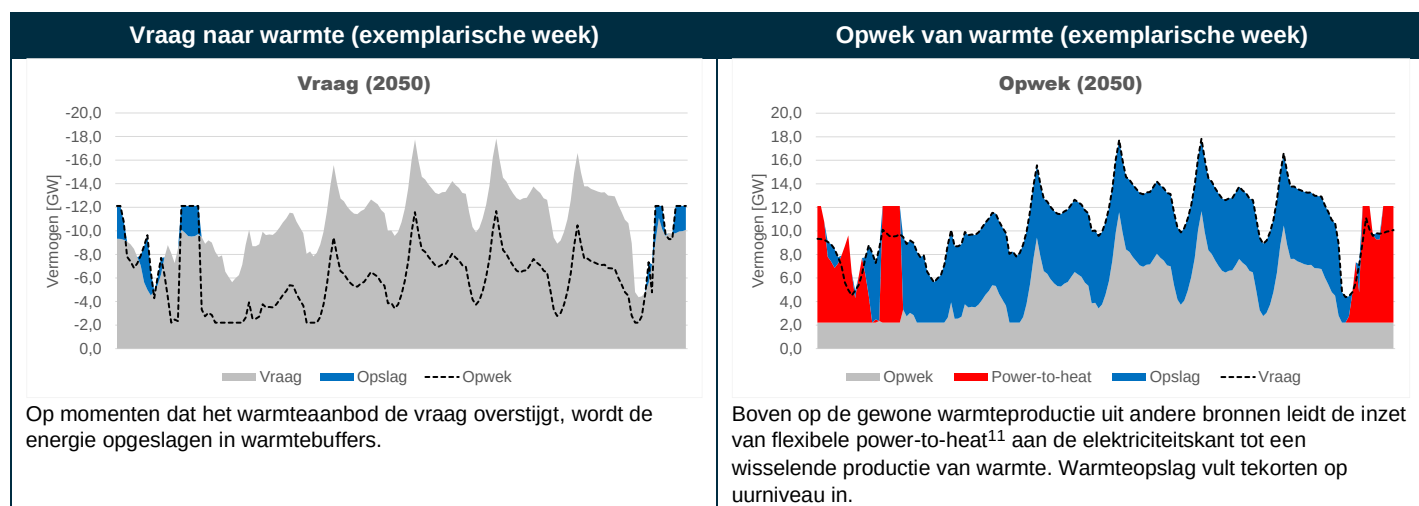
Opwek van methaan (exemplarische week)



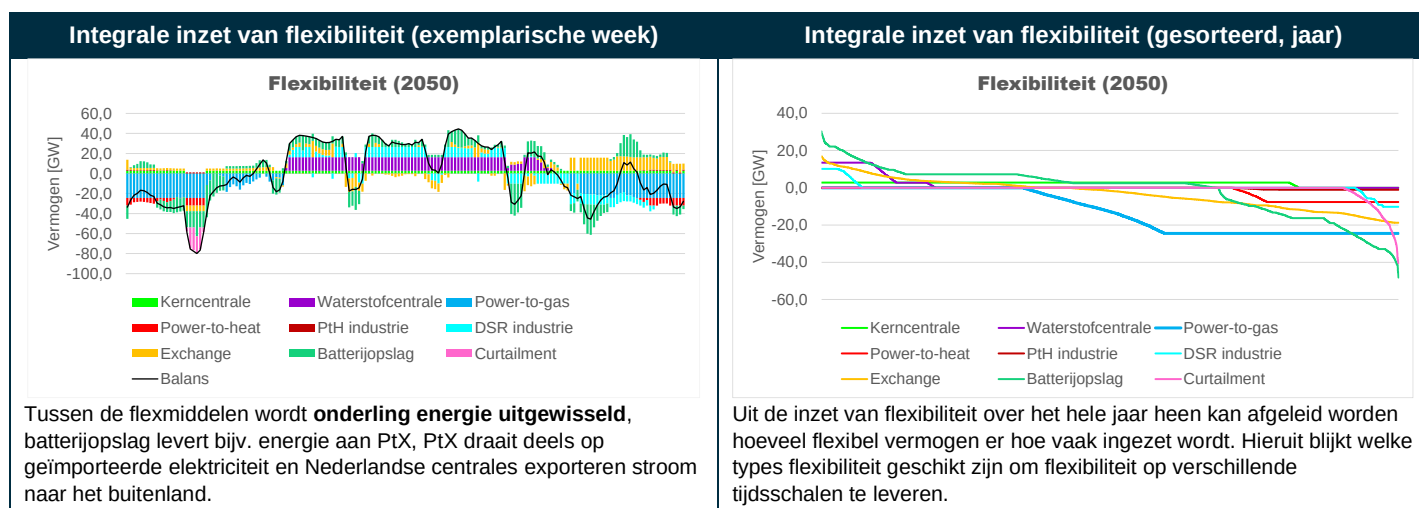
Methaanimporten balanceren aanbod en vraag op jaarniveau en opslag vult kortdurende tekorten op de schaal van enkele uren in.

⁹ Vraagvermogens waterstofcentrales duidelijk hoger dan elektrische opwekvermogens door conversieverliezen

¹⁰ Waterstofvermogens power-to-gas duidelijk lager dan elektrische vraagvermogens door conversieverliezen



Figuur D23: Samenhang tussen elektriciteit, waterstof, methaan en warmte in een exemplarische week. Alle opwek en vraag die niet gekoppeld zijn met het elektriciteitssysteem, zijn tot een categorie 'opwek' en respectievelijk 'vraag' samengevoegd.



Figuur D24: Naast de samenhang tussen de verschillende energiedragers zijn de flexibiliteitsmiddelen ook onderling gekoppeld. Leverende flexibiliteit is positief en vragende flexibiliteit negatief ingetekend.

4. Verdieping: de rol van weersomstandigheden

De energieproductie wordt in de toekomst in toenemende mate bepaald door de weersomstandigheden. Met zon en wind als belangrijkste energiebronnen varieert het energieaanbod van uur tot uur en ontstaan duidelijke seizoenspatronen, met veel zon in de lente en zomer en meer wind in de herfst en winter.

De energievraag is in het huidige energiesysteem al deels weersafhankelijk. De temperatuur, windsnelheid en zoninstraling hebben invloed op de behoefte aan verwarming. Op dit moment is dit met name voor het gassysteem relevant, omdat de meeste verwarming met gas gebeurt. In de toekomst verschuift die invloed steeds verder naar elektriciteit door de toename van het aantal warmtepompen. Deze paragraaf onderzoekt de impact

¹¹ Warmtevermogens power-to-heat lager dan elektrische vraagvermogens door conversie

van wisselende weersomstandigheden op de systemen voor elektriciteit, waterstof, methaan en warmte in 2050 door de scenario's door te rekenen voor 30 weerjaren (1990-2019).¹² De geïnstalleerde capaciteiten van zon, wind en flexibiliteitsmiddelen worden gelijk gehouden aan de scenario's, de uurlijkse inzet en doorwerking op het energiesysteem wordt doorgerekend voor de weersomstandigheden (temperatuur, windsnelheid en zoninstraling) die in de genoemde 30 jaar zijn voorgekomen.

In de scenario's van II3050-editie 2 wordt het jaar 2012 als standaardweerjaar gebruikt in de basisscenario's, met twee aanpassingen: de temperatuur is verhoogd zodat het gemiddelde uitkomt op 11,8 graden. Dit is in lijn met de verwachte gemiddelde temperatuur in 2050. Daarnaast zijn de vollasturen voor wind op land en wind-op-zee verhoogd op basis van feedback van stakeholders, naar respectievelijk 3200 en 4750 uur om rekening te houden met verwachte technologische ontwikkelingen. Het doel is om zo in de scenario's een 'gemiddeld' weerjaar te creëren. In deze bijlage wordt gekeken naar de invloed van een breed scala aan weersomstandigheden op de werking van het energiesysteem.

Conclusies

De toenemende invloed van het weer op de productie van energie betekent dat de vraagkant steeds flexibeler moet meebewegen met het aanbod om overschotten en tekorten op te vangen. Deze variatie speelt niet alleen op tijdsschalen van uren, weken en seizoenen, maar ook in 'goede' en 'slechte' energie jaren: jaren met een grote oogst of misoogst van duurzame energie. Met veel of weinig zon en wind, die beter of slechter aansluiten op momenten van vraag, en jaren met korte of lange periodes van kou. Een flexibel systeem - met voldoende apparaten die kunnen op- en afschakelen, uitstellen en inhalen, converteren en opslaan - is in staat om met deze schommelingen om te gaan.

Deze flexibiliteit kan deels binnen het elektriciteitssysteem geleverd worden in de vorm van batterijen, demand-side response en interconnectie (zie hoofdstuk 3 – Analyses van het energiesysteem en flexibiliteit). Voor een belangrijk deel leveren ook andere energiedragers een bijdrage, bijvoorbeeld door het omzetten van elektriciteitsoverschotten in warmte of waterstof, of het omzetten van methaan en waterstof in elektriciteit bij elektriciteitstekorten. Dit betekent ook dat de weersafhankelijkheid doorwerkt op het hele energiesysteem. Een jaar met misoogst van zon en wind betekent niet alleen minder elektriciteitsaanbod, maar ook minder ruimte voor productie van waterstof uit elektrolyse en meer behoefte aan back-upcentrales en gasopslag (methaan en waterstof).

Voor de primaire bronnen, zon en wind, varieert de productie tussen goede en slechte jaren door toedoen van wisselende weersomstandigheden respectievelijk maximaal 15% en 25%. Voor flexibele systeemelementen als elektrolyzers, power-to-heat en import en export loopt de variatie op tot tientallen procenten. Een aantal 'sluipposten' van het energiesysteem laat de grootste variatie zien, waarbij het verschil tussen goede en slechte jaren een factor twee tot vijf kan zijn. Dit geldt voor het benodigde opslagvolume van waterstof en methaan, de draaiuren van regelbare elektriciteitscentrales en de behoefte aan back-up en buffering voor warmtenetten.

Een consequentie van deze weersafhankelijkheid is dat eigenaren van flexmiddelen te maken krijgen met grote variaties in benutting. Elektriciteitscentrales, batterijen, elektrolyzers en warmteboilers moeten opereren in een markt waar veel onzekerheid is en 'goede' jaren tientallen procenten beter kunnen uitpakken dan 'slechte' jaren. Of de huidige marktmechanismen hiervoor toereikend zijn en of er voldoende mogelijkheden ontstaan om risico's af te dekken, is niet in deze studie onderzocht en verdient verdere aandacht.

De schommelingen door weersomstandigheden roepen ook de vraag op hoeveel zekerheid en robuustheid gewenst is in een toekomstig duurzaam energiesysteem. In de scenario's is uitgegaan van flexcapaciteit die voldoende is voor gemiddelde omstandigheden. Bij extremere weersituaties, onverwachte gebeurtenissen of

¹² Een periode van 30 jaar wordt veel gebruikt in de energiewereld, onder andere voor de berekening van de vraag naar laagcalorisch gas.

tegenvallende ontwikkelingen kunnen tekorten ontstaan. Back-upcapaciteit en energieopslag maken het energiesysteem minder kwetsbaar voor deze schommelingen en kunnen zorgen voor een grotere stabiliteit en leveringszekerheid. Voor maatschappijkritische processen als de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving is dat van groot belang.

Tegelijkertijd zijn er voor zulke afwijkende situaties al snel grote (piek)capaciteiten en opslagvolumes nodig met een beperkte benuttingsgraad. Dat vereist hoge investeringen die in een normale markt waarschijnlijk niet terug te verdienen zijn, maar wel kunnen bijdragen aan een betrouwbaar energiesysteem en zo maatschappelijke waarde hebben. Het energiesysteem kan baat hebben bij uniforme leveringszekerheidnormen, vergelijkbaar aan de eisen die ook nu al gelden voor de levering van aardgas in de gebouwde omgeving. Hierbij wordt in het systeemontwerp rekening gehouden met situaties die eens in de X jaar kunnen voorkomen. Daarbij moet ook de afweging worden gemaakt in hoeverre deze investeringen opwegen tegen alternatieven, zoals het accepteren dat bepaalde gebruikers, zowel aan de vraag- als aanbodkant, in bepaalde situaties kunnen worden afgeschakeld.

In zowel het elektriciteits- als waterstofsysteem onderstrepen de fluctuaties in import/exportbalans en opslagbehoefte het belang van goede samenwerking met andere landen voor uitwisseling van overschotten en tekorten. Door bij overschotten te kunnen exporteren en bij tekorten te importen, kunnen variaties in weersomstandigheden beter opgevangen worden. De benodigde opslag en andere flexmiddelen die aangehouden moet worden kan daarmee worden verkleind. Omdat de weersomstandigheden in buurlanden vergelijkbaar is met de omstandigheden hier, heeft het voordelen om import/export in Europees verband te bekijken, met verbindingen naar meerdere landen. Nadelen daarvan zijn de hoge kosten en energieverliezen van transport over grotere afstanden. Voor waterstof is een bijkomend voordeel dat afspraken gemaakt kunnen worden met landen (ver) buiten Europa. Een divers handelsnetwerk met landen uit verschillende windstreken kan bijdragen aan een stabiele waterstofmarkt.

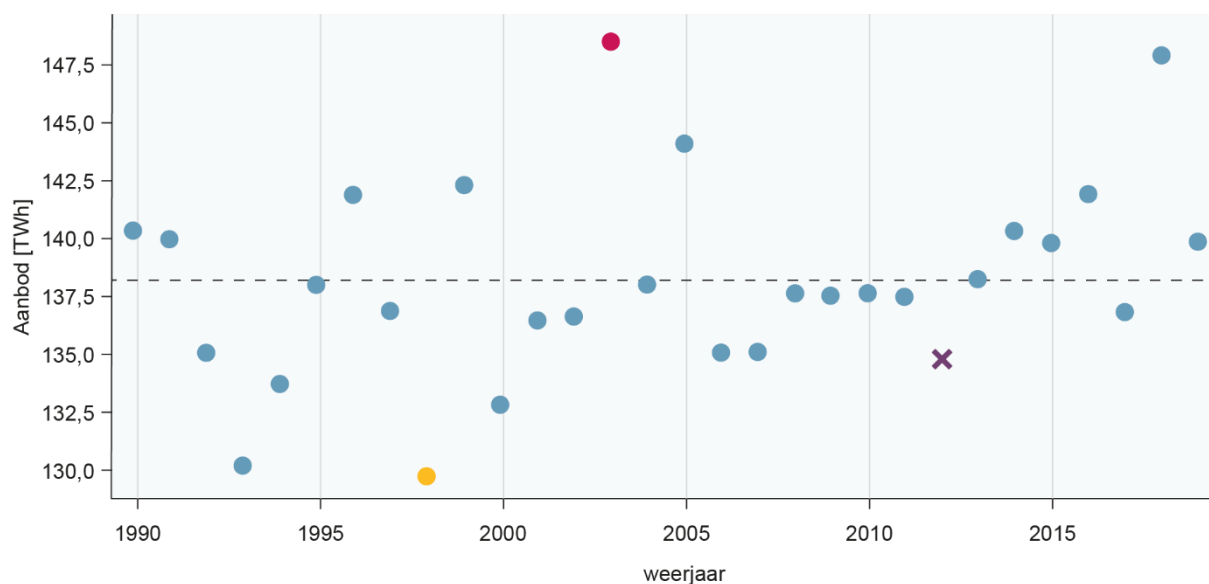
Tot slot is er in deze analyse alleen gekeken naar variaties tussen verschillende weerjaren. Het is ook denkbaar dat meerdere 'slechte' weerjaren elkaar opvolgen en er een langere periode van schaarste ontstaat. Naast variaties in het weer, zijn er ook andere gebeurtenissen denkbaar (bijvoorbeeld geopolitiek) die voor een langdurige verstoring van het energiesysteem kunnen zorgen. Voor deze situaties kunnen strategische voorraden worden aangelegd, zoals nu al gebruikelijk is bij olie. Dit kan bijvoorbeeld in de vorm van ammoniak of methanol, waarbij grote hoeveelheden energie relatief compact kunnen worden opgeslagen. Dit wordt besproken in hoofdstuk 6.

Elektriciteit

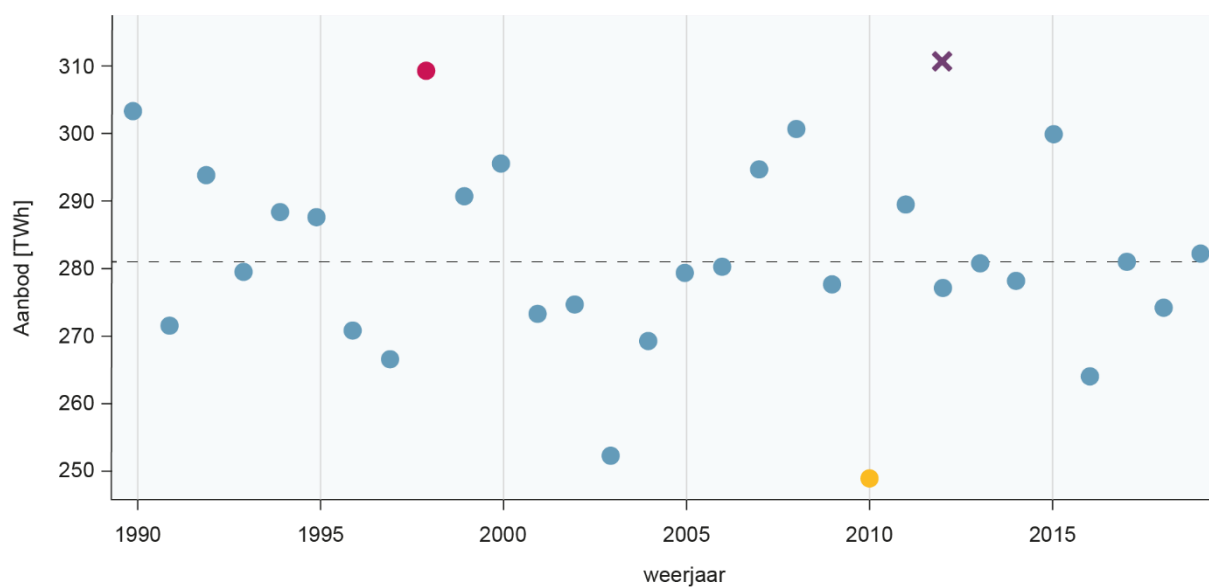
Het elektriciteitsaanbod in 2050 komt in grote mate van wind- en zonne-energie. Op momenten dat er weinig wind en zon is, ontstaan er tekorten. Op momenten met veel wind en zon zijn er overschotten. De hoeveelheid wind en zon kan sterk variëren van jaar tot jaar. Ook sluit de productie uit wind en zon het ene jaar beter aan op de vraag dan in andere. Zo zijn er jaren met een relatief grote 'misoogst': jaren met weinig productie van wind en zon of een grote onbalans tussen momenten van aanbod en momenten van vraag (veel productie op momenten met weinig vraag of juist (langdurige) periodes met weinig productie en veel vraag). Dit werkt door op het hele energiesysteem, omdat tekorten en overschotten opgevangen moeten worden met flexibiliteitsmiddelen en onder andere impact hebben op het waterstofsysteem (opslagbehoefte, elektrolyzers, gascentrales) en warmtesysteem (power-to-heat, back-upverwarming).

1. Aanbod

De onderstaande grafieken tonen per weerjaar de verschillen in elektriciteitsproductie voor verschillende productietechnologieën in het scenario Nationaal leiderschap in 2050. Het weerjaar met de minste productie is gemarkeerd met een gele stip, het weerjaar met de hoogste productie met een rode stip en het basisklimaatjaar met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het gemiddelde voor de periode 1990-2019.



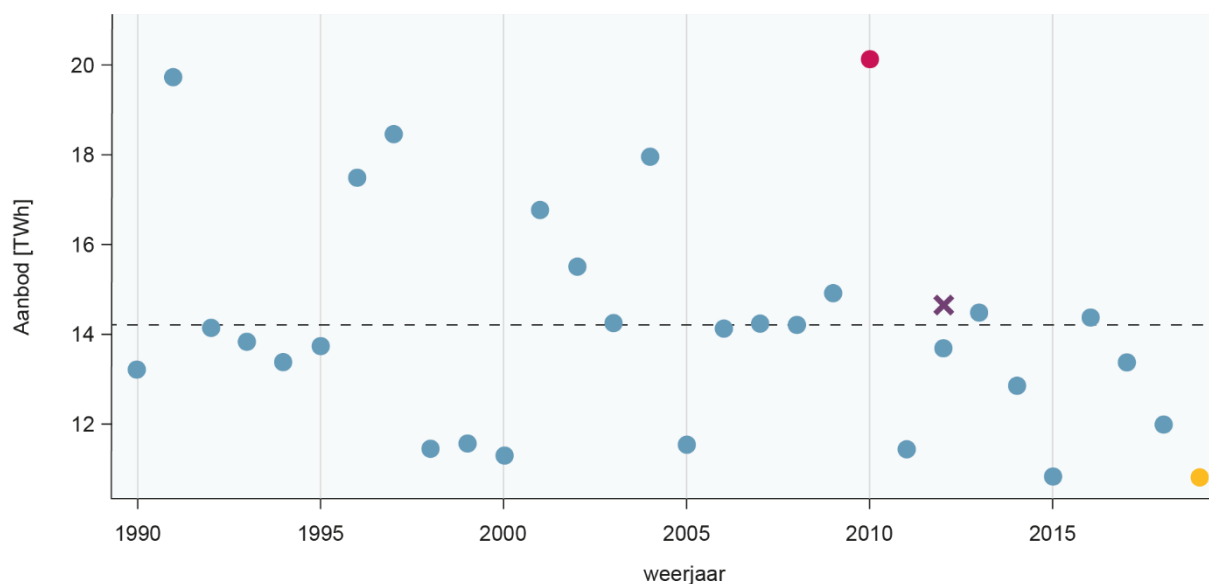
Figuur D25: Elektriciteitsaanbod zon PV voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.



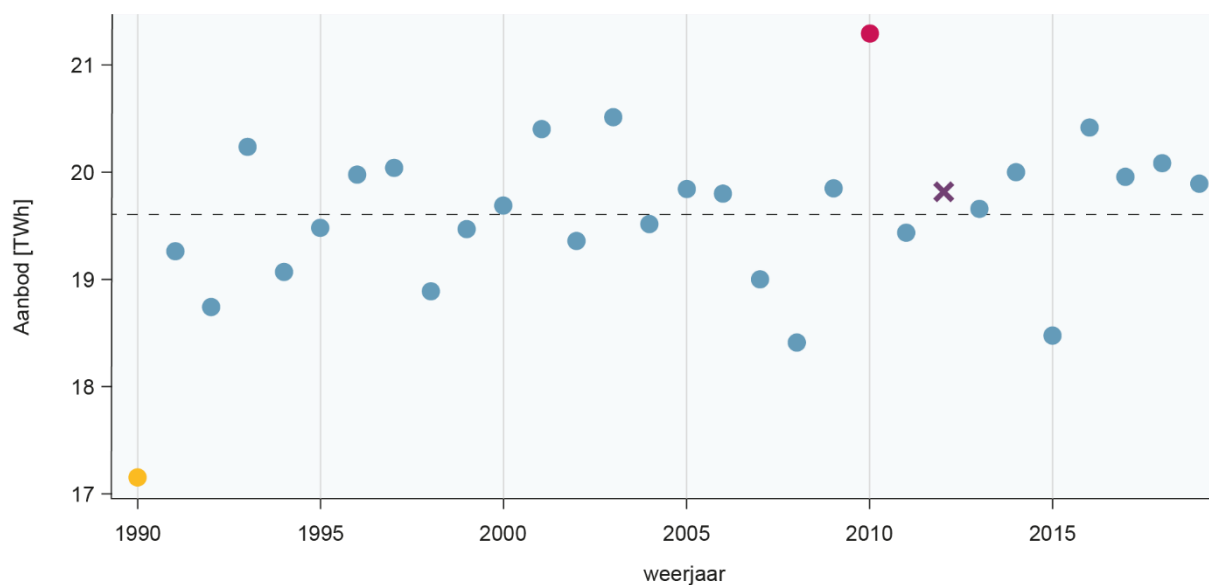
Figuur D26: Elektriciteitsaanbod windturbines voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.

De zonproductie ligt in het zonnigste jaar zo'n 15% hoger dan in het minst zonnige jaar. Voor wind is dat verschil 25%. De totale productie uit zon en wind varieert in de weerjaren 1990-2019 van 380 tot 440 TWh. Ter referentie, dit verschil van 60 TWh is ongeveer de helft van de huidige Nederlandse stroomvraag.

In het scenario Nationaal leiderschap zijn er naast wind en zon regelbare waterstofcentrales en kerncentrales om het aanbod aan te vullen.



Figuur D27: Elektriciteitsaanbod waterstofcentrales voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.



Figuur D28: Elektriciteitsaanbod kerncentrales voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.

De regelbare elektriciteitsproductie uit waterstof en in minder mate kernenergie, beweegt mee met de fluctuaties in wind en zon. In jaren met de grootste onbalans tussen zon- en windproductie en elektriciteitsvraag, wordt bijna twee keer zoveel stroom geproduceerd door waterstofcentrales als in jaren met weinig onbalans (20 TWh tegen 11 TWh). In termen van vollasturen schommelt dit tussen de 720 en 1340 uur, met een gemiddelde van 950 uur. Voor nucleair is dit verschil kleiner, de productie varieert tussen de 17 en 21 TWh (5700-7100 vollastuur). Dit komt doordat kerncentrales grotendeels constant draaien, wat zowel vanuit technisch als economisch perspectief gunstig is. Ook bij overschotten en lage elektriciteitsprijzen is het voor kerncentrales vaak lonend om door te blijven draaien voor bijvoorbeeld export of waterstofproductie uit elektrolyse.

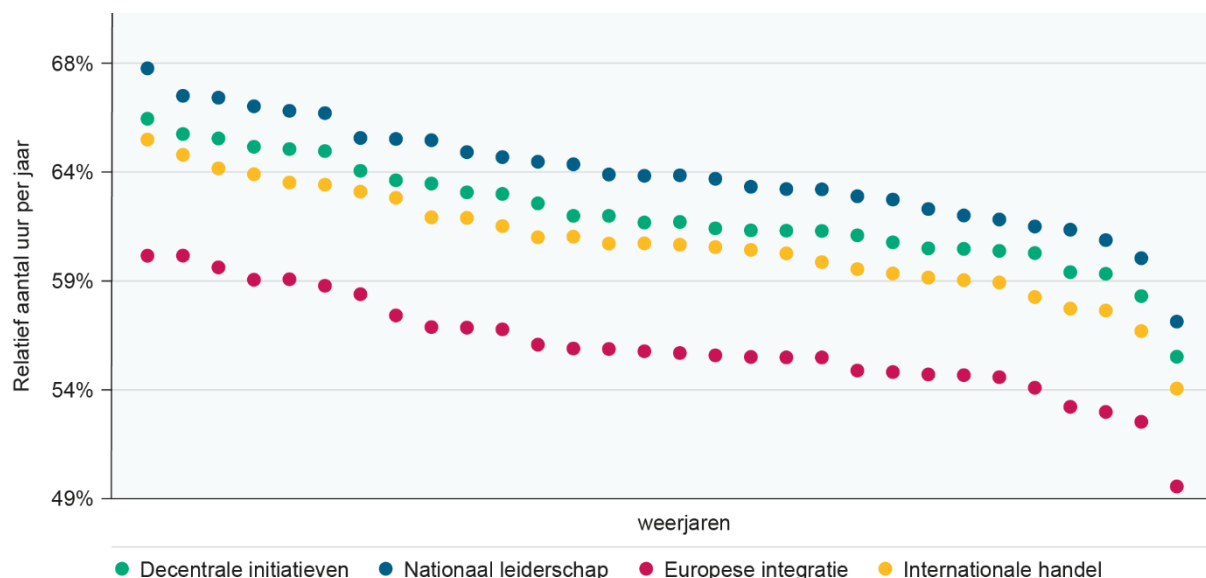
Het standaard klimaatjaar dat gebruikt wordt in de scenario's (een aangepaste versie van klimaatjaar 2012, zie inleiding) ligt voor zon, waterstofcentrales en kernenergie dicht in de buurt van het gemiddelde van de 30 weerjaren. Wind ligt significant hoger dan het gemiddelde, zelfs iets boven het maximum uit jaar 1998. Dit komt doordat de vollasturen in het standaard klimaatjaar naar boven zijn bijgesteld vanwege verwachte technologische ontwikkelingen.

De andere scenario's (Decentrale initiatieven, Europese integratie en Internationale handel) laten een vergelijkbaar beeld zien. De absolute hoeveelheid zon, wind, waterstofcentrales en nucleair verschilt tussen de scenario's (zie hoofdstuk 2 voor een overzicht per scenario), de (relatieve) schommelingen tussen weerjaren is vergelijkbaar.

2. (Mis)match van duurzame productie door de tijd

Behalve de jaarproductie varieert ook de uurlijkse balans tussen vraag en aanbod per weerjaar. In sommige jaren vallen momenten met hoge productie uit wind en zon beter samen met momenten met hoge vraag dan in andere jaren. Hoe beter deze match, hoe minder flexibiliteit er nodig is.

De onderstaande grafiek laat voor de vier scenario's zien hoeveel procent van het jaar de productie uit zon en wind voldoende is om de basisvraag af te dekken. Dit is een indicatie voor 'energiemismatch' door de tijd, hoe goed of slecht vraag en aanbod van uur tot uur in balans zijn. In het jaar met de grootste misoogst (2010), ligt het aantal uur waarop zon en wind toereikend zijn ongeveer 10 procentpunt lager dan in het jaar met de beste match (1998). Dit betekent dat in 2010 zo'n 900 uur extra overbrugd moet worden dan in 1998 met batterijen, regelbare centrales of import.

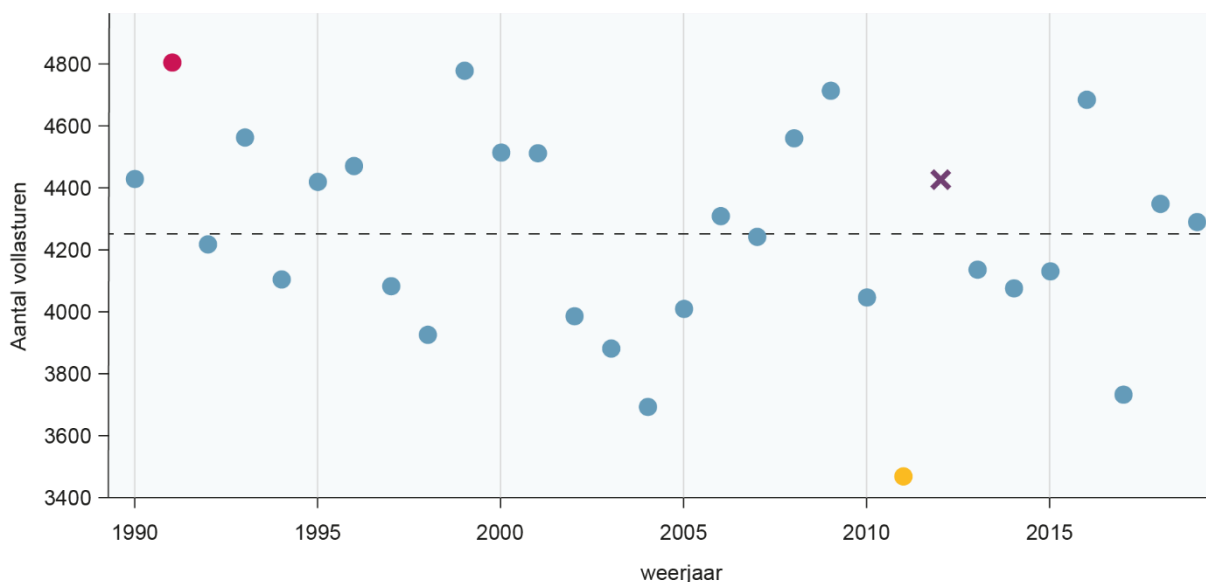


Figuur D29. Per weerjaar, het deel van het jaar waarin elektriciteitsproductie uit zon en wind de volledige basisvraag afdekt. Gesorteerd van weerjaar met het hoogste naar laagste percentage.

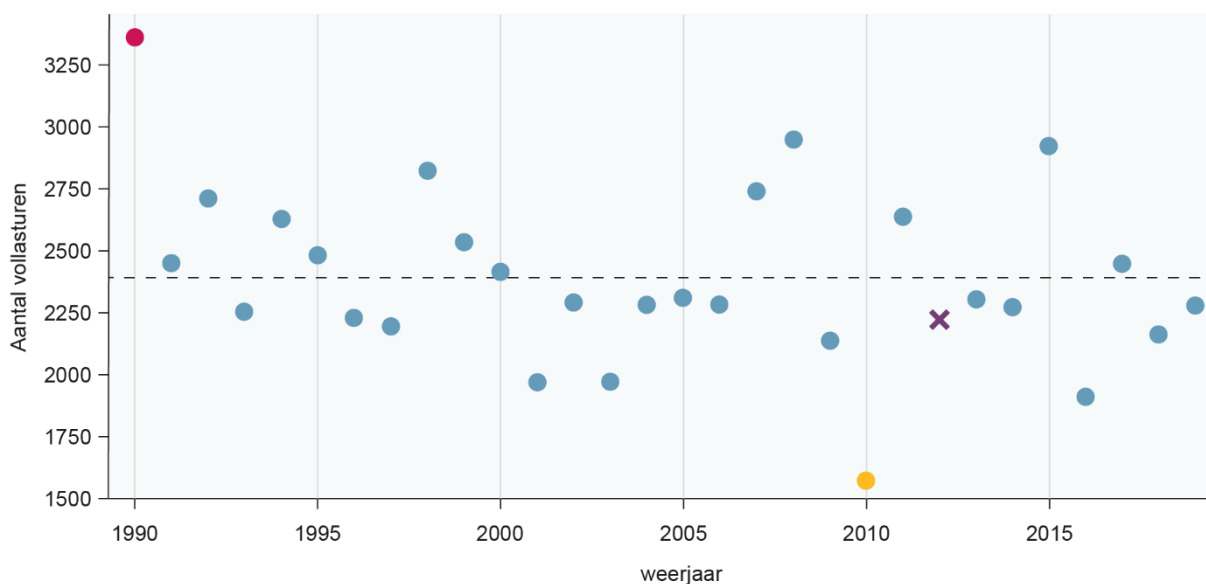
In de grafiek is voor 30 weerjaren en de vier scenario's het percentage berekend van het aantal uur waarop wind en zon de volledige basisvraag afdekken. Vervolgens zijn de 30 weerjaren gesorteerd van hoog naar laag: het jaar met de beste match tussen productie en vraag en het jaar met de slechtste match. De verschillen tussen de scenario's worden voor een belangrijk deel gedreven door de andere verhouding tussen opwek en vraag (in scenario Nationaal produceren wind en zon gemiddeld ruim 1,4 keer het eindgebruik van elektriciteit, in scenario Europees is dat 1,2 keer).

3. Vraagflexibiliteit

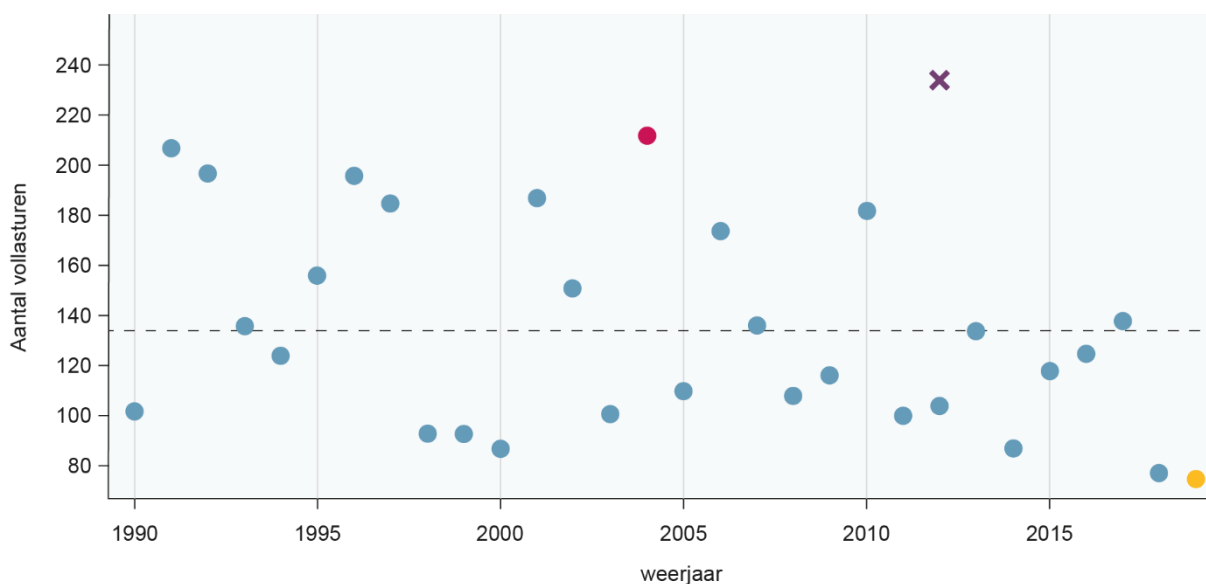
De variërende hernieuwbare productie wordt niet alleen door regelbare centrales opgevangen. Ook de vraagzijde beweegt mee: elektrolyzers en power-to-heat worden meer ingezet in jaren met veel productie dan in jaren met weinig productie. De onderstaande grafieken laten de draaiuren zien van power-to-heat, power-to-gas, Demand Side Response in de industrie en de benutting van batterijen. Het jaar met de minste productie is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met de hoogste productie met een rode stip en het basisklimaatjaar met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het gemiddelde voor de periode 1990-2019.



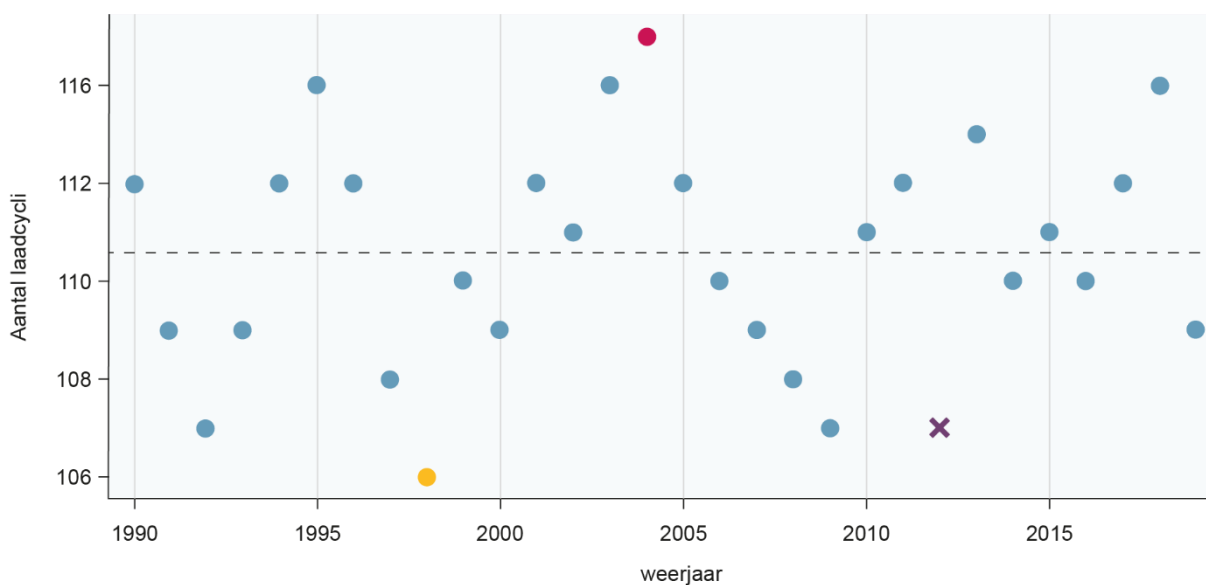
Figuur D30: Vollasturen van elektrolyse voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.



Figuur D31: Vollasturen van power-to-heat voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.



Figuur D32: Vollasturen van industriële vraagsturing voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.



Figuur D33: Aantal laadcycli van batterijen voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap 2050.

Voor zowel elektrolyse, power-to-heat als vraagsturing in de industrie is er grote variatie in draaiuren tussen de verschillende weerjaren. Alleen het aantal laadcycli van batterijen is constant, tussen de 106 en 115 per jaar. Elektrolyse draait in het hoogste jaar 40% meer dan in het laagste jaar, voor power-to-heat is dit 110%. Bij industriële vraagrespons is de variatie zelfs 180%.

Elektrolyse en power-to-heat schakelen in op uren dat de elektriciteitsprijs onder een drempelwaarde zakt. Dit kunnen uren zijn met veel aanbod van zon en wind, uren met weinig (basis)vraag, uren met veel goedkope importmogelijkheden of een combinatie van deze factoren. Het gaat hier niet alleen om de jaargemiddelden, maar met name ook om de balans tussen vraag en aanbod van uur tot uur door het jaar heen.

Weerjaar 1991 is hier een interessant voorbeeld. In dit jaar ligt de productie uit wind en zon onder het langjarig gemiddelde. De elektriciteitsproductie uit waterstofcentrales is het hoogst van alle weerjaren en de afschakeling in de industrie ligt fors boven gemiddeld. Tegelijkertijd is ook de waterstofproductie uit elektrolyse het hoogst van alle weerjaren en ligt ook power-to-heat boven het gemiddelde. Dit alles komt door een relatief grote mismatch van duurzame productie uit zon en wind met de momenten van vraag. Bij weinig productie op momenten met veel vraag, is er veel behoefte aan balancerend met waterstofcentrales en vraagreductie. En bij veel productie op momenten met weinig vraag, zijn er veel kansen voor elektrolyzers en power-to-heat om goedkope stroom om te zetten in waterstof en warmte.

De inzet van elektrolyse, power-to-heat en batterijen ligt in het standaardklimaatjaar in de buurt van het langjarig gemiddelde. Alleen Demand Side Response ligt fors hoger, zelfs boven het maximum van de 30 weerjaren. Dit duidt op veel uren met hoge prijzen (mismatch tussen hernieuwbare productie en vraag), omdat de industrie alleen dan afschakelt. Tegelijkertijd speelt de relatieve hoge productie uit wind in het basisklimaatjaar een rol: in de modellering is aangenomen dat afgeschakelde industriële productie op een later moment moet worden ingehaald en er pas weer afgeschakeld kan worden als dit is gebeurd. Veel hernieuwbaar aanbod betekent veel (goedkope) momenten waarop productie inhalen gunstig is, waardoor ook de optie van afschakeling weer snel beschikbaar is.

Ook hier valt op dat de resultaten tussen de vier scenario's goed vergelijkbaar zijn, ondanks verschillen in de samenstelling van het productiepark en de flexportfolio. Zo is het verschil in vollasturen voor elektrolyse voor het laagste en hoogste jaar voor scenario Nationaal 40%, voor scenario Decentraal 47%, voor Europees 51% en voor Internationaal 65%. Voor het aantal laadcycli van batterijen varieert dit tussen de 10% en 16%.

Waterstof

Ook het waterstofsysteem vertoont in de toekomst een sterke weersafhankelijkheid, zowel aan de vraag- als aanbodkant. Een voorbeeld aan de vraagkant is het gebruik van hybride verwarming in de industrie. Een hoge elektriciteitsprijs door lage beschikbaarheid van zon en wind leidt tot een hogere vraag naar (verwarming met) waterstof. Dit geldt ook voor de vraag van waterstofcentrales: op momenten met weinig elektriciteitsproductie uit wind en zon springen deze centrales bij vanuit de waterstofopslag(en), om tekorten op te vangen. Aan de aanbodkant wordt de productie van waterstof in grote mate gedreven door (overschotten van) elektriciteitsproductie uit wind en zon, die via elektrolyse omgezet worden in waterstof. In jaren met veel wind- en zonproductie is daarom de binnenlandse productie van waterstof hoog, in jaren met weinig wind en zon is die waterstofproductie lager.

4. Variatie weerjaren

Tabel D2. Variatie in het waterstofsysteem voor weerjaren 1990-2019 (scenario Nationaal leiderschap).

Weerjaar	Elektrolyse TWh	Elektriciteitscentrale TWh	Waterstofopslag TWh	Netto import TWh
<i>Scenario</i>	136	37	14	-8
<i>Gemiddelde</i>	132	36	22	-6
<i>Minimum</i>	117	27	11	-23
<i>Maximum</i>	143	52	38	26
1990	143	34	27	-20
1991	131	51	28	10
1992	139	36	27	-12
1993	130	35	18	-4
1994	136	34	17	-12
1995	137	35	29	-11
1996	129	45	21	6
1997	126	47	29	12
1998	142	29	18	-23
1999	138	29	12	-18
2000	138	28	17	-19
2001	128	43	29	6
2002	126	39	29	4
2003	121	36	16	6
2004	127	46	23	10
2005	134	29	16	-14
2006	132	36	28	-6
2007	139	36	23	-12
2008	141	36	21	-15
2009	129	38	22	-1
2010	117	52	38	26
2011	137	29	13	-18
2012	131	35	17	-5
2013	130	37	20	-3
2014	130	32	22	-8
2015	141	28	19	-23
2016	123	36	21	4
2017	134	34	19	-10
2018	133	30	11	-13
2019	133	27	15	-16

Tabel D2 toont de variatie tussen weerjaren van de belangrijkste elementen van het waterstofsysteem:

- de waterstofproductie uit elektrolyse;
- de waterstofvraag van elektriciteitscentrales;
- het werkgasvolume van waterstofopslag;
- de netto importbalans (import min export).

Het getoonde scenario is Nationaal leiderschap 2050. Het kleurenverloop in de tabel geeft aan hoe de jaren zich tot elkaar verhouden, met de laagste waarde donkerblauw en de hoogste waarde donkergeel.

De eerste kolom laat de productie van elektrolyzers zien. Het verschil tussen het jaar met de laagste en hoogste elektrolyse-productie is zo'n 20%. Dit is de som van flexibele elektrolyse (reagerend op de elektriciteitsprijs) en dedicated elektrolyse van wind-op-zee (afhankelijk van de wind). De eerste categorie heeft een grotere variatie dan de tweede, omdat de situatie op de elektriciteitsmarkt turbulenter is dan de schommelingen in de productie met wind.

Er is een sterke correlatie tussen de inzet van waterstofcentrales (kolom 2) en de opslagbehoefte (kolom 3). In jaren met weinig inzet van centrales is doorgaans ook weinig opslag nodig en vice versa. Zo is het jaar met de hoogste waterstofvraag van centrales (2010) ook het jaar met het hoogste benodigde opslagvolume. De correlatie is echter verre van perfect; ook andere factoren hebben impact op het opslagvolume, zoals de (variabele) productie van waterstof uit elektrolyse en variaties in de import/export.

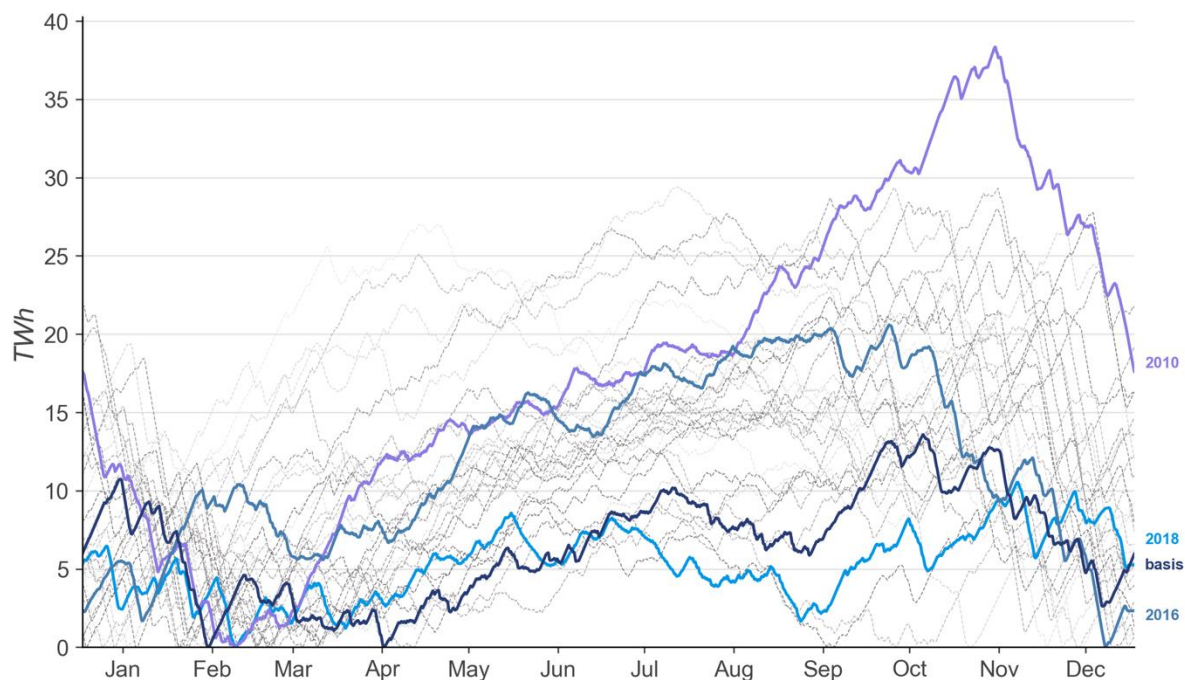
Daarnaast vertellen jaartotalen slechts een deel van het verhaal. De periodes van inzet van een technologie zijn minstens zo belangrijk. Hoe lang duren ze, hoe snel volgen ze elkaar op? Zo zal een jaar waarin centrales een periode veel draaien en de rest van het jaar uit staan, meer opslag nodig hebben dan een jaar waarin centrales het hele jaar door af en toe aan- en uit springen. Ook als beide jaren in totaal even veel centrale-inzet kennen. Bij centrales die het hele jaar door af en toe aan- en uit springen kan de vraag tussentijds aangevuld kan worden met productie, terwijl in jaren waarin de inzet van centrales geconcentreerd is in één periode er veel waterstof achter de hand gehouden moet worden. Vergelijk dit met een bankrekening: als je in één keer 120 euro moet betalen heb je een grotere buffer nodig dan als er een jaar lang maandelijks 10 euro wordt afgeschreven.

Er is ook een sterke negatieve correlatie tussen elektrolyse en waterstofcentrales. Bij veel elektrolyse, is er weinig inzet van centrales en als er weinig elektrolyse is, draaien centrales doorgaans veel. Dit heeft voor een groot deel te maken met de beschikbaarheid van wind en zon: in jaren met veel wind en zon zijn er veel overschotten om om te zetten. Er is dan bovendien weinig behoefte aan regelbaar vermogen. Maar ook dit is slechts een deel van het verhaal: belangrijk is ook hoe vraag en aanbod van elektriciteit door de tijd heen op elkaar aansluiten. Een jaar met veel wind en zon, maar net op de momenten met weinig vraag, kan zowel veel periodes met overschotten als periodes met tekorten hebben. Dit gebeurt bijvoorbeeld in weerjaar 2008, een jaar met veel elektrolyse en een gemiddelde inzet van centrales.

De import-exportbalans (kolom 4) laat voor het scenario Nationaal leiderschap zien dat er gemiddeld 6 TWh export is. Bezien over 30 weerjaren, betekent dit dat Nederland gemiddeld kan voorzien in de eigen waterstofvraag en zelfs een klein overschot heeft. Wel is de variatie groot, in 9 van de 30 jaren is sprake van een tekort en in 21 jaren is er een overschot. In weerjaar 2010, het jaar met de minste productie uit elektrolyse en de meeste vraag van elektriciteitscentrales, is een import van 26 TWh nodig om vraag en aanbod in balans te brengen. In weerjaar 1998, met veel elektrolyse en weinig inzet van centrales, is er juist een overschot van 23 TWh.

5. Waterstofopslag

De grootste variatie in het waterstofsysteem wordt zichtbaar in het opslagvolume dat nodig is om het hele jaar door vraag en aanbod bij elkaar te brengen. In scenario Nationaal leiderschap ligt die opslagbehoefte tussen de 11 en 38 TWh, met een gemiddelde van 22 TWh.



Figuur D34: Verloop van de hoeveelheid waterstof in bergingen door het jaar heen voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap (2050).

De bovenstaande grafiek laat de hoeveelheid waterstof in de bergingen zien gedurende het jaar, voor alle weerjaren voor scenario Nationaal leiderschap. Uitgelicht zijn de jaren met het hoogste benodigde opslagvolume (2010), het laagste - (2018), een gemiddeld jaar (2016) en het basisklimaatjaar.

De vulgraad van de waterstofbergingen vertoont een diverser verloop dan de klassieke gasbergingen in de afgelopen decennia. Gasbergingen worden typisch gevuld in de periode van april tot september en aangesproken van oktober tot maart, omdat de vraag in de zomerperiode laag is en in de winter hoog. In de bovenstaande grafiek zien we zo'n patroon in sommige jaren terug, maar ook jaren waarin veel gevuld wordt in het winderige najaar (bijvoorbeeld 2010) en de berging juist in de zomer wordt aangesproken (bijvoorbeeld 2018). De waterstofvraag is namelijk slechts in beperkte mate temperatuurafhankelijk en volgt daarom een minder sterk zomer-winter-patroon. De waterstofproductie wordt bepaald door periodes van veel aanbod van wind en zon. Die komen op meerdere momenten in het jaar voor en kunnen over de jaren heen in verschillende maanden vallen. Het gevolg is dat het opslagvolume van jaar tot jaar op verschillende momenten het hoogste en laagste punt bereikt.

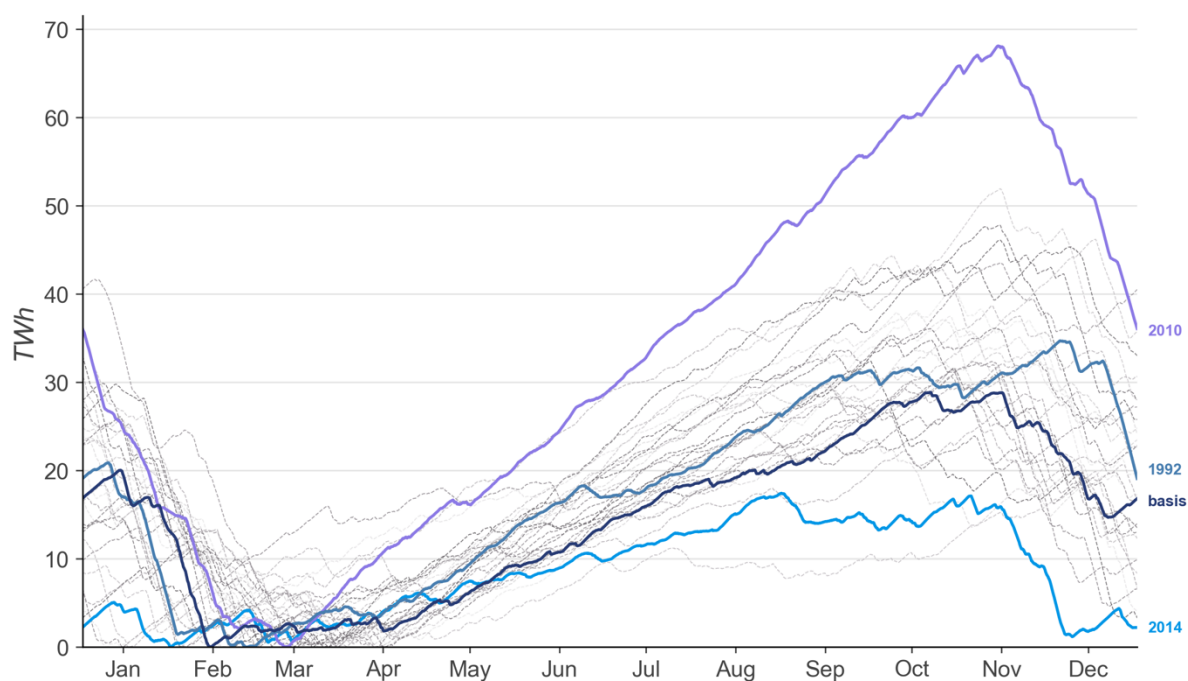
Het opslagverloop in het basisjaar komt redelijk in de buurt van een klassiek gasopslagpatroon. In januari en februari wordt de berging leeggetrokken, waarna van april tot oktober een periode volgt waarin de bergingen gevuld worden, om vervolgens in november en december weer leger te raken. In het basisjaar vindt 60% van de inzet van elektriciteitscentrales op waterstof plaats in de maanden januari, februari, november en december, waardoor de vulgraad van de berging in kort tijdsbestek snel daalt. De productie van waterstof uit elektrolyse is gelijkmatiger verdeeld over het jaar, tussen de 5 en 7,5 TWh per maand. In april, mei, juni, juli en september ligt

de productie boven het gemiddelde en de waterstofvraag onder het gemiddelde, waardoor een langere periode met (netto) vulling ontstaat.

2018, het jaar met de laagste opslagbehoefte, heeft een verloop met meerdere pieken en dalen verspreid over het jaar. Zowel in mei, juli, als november is de vulgraad relatief hoog, gevolgd door periodes met dalen. Oorzaken: de inzet van waterstofcentrales is laag in weerjaar 2018 en elke maand wordt ruimschoots overtroffen door de productie uit elektrolyse, waardoor de bergingen snel weer worden bijgevuld.

Het weerjaar met de hoogst benodigde opslag, 2010, kent een zogeheten dunkelflaute, een periode van bijna 10 dagen met te weinig wind en zon, waardoor de waterstofcentrales volcontinu aanstaan om voldoende elektriciteit te leveren. Er is een flinke voorraad waterstof nodig om deze periode te overbruggen. Tegelijkertijd is er in november, december, januari en februari een langere periode met beperkte overschotten en dus beperkte ruimte voor elektrolyse om de buffer weer aan te vullen.

Het scenario met de grootste opslagbehoefte, Internationale handel, laat een uniformer patroon van de bergingen zien tussen de verschillende weerjaren, maar ook hier zijn er grote verschillen in het benodigde opslagvolume per jaar. Onderstaande grafiek geeft dit weer, met wederom uitgelicht de jaren met het hoogste benodigde opslagvolume (2010), het laagste - (2014), een gemiddeld jaar (1992) en het basisklimaatjaar.



Figuur D35. Verloop van de hoeveelheid waterstof in bergingen door het jaar heen voor weerjaren 1990-2019, scenario Internationale handel (2050).

Dit scenario vertoont een veel duidelijker seizoenspatroon dan scenario Nationaal leiderschap, met een lege berging aan het eind van de winter, gevolgd door een periode van vullen tot in het najaar. Om daarna weer aan het eind van de herfst te dalen. In dit scenario wordt namelijk een groot deel van de gebouwde omgeving verwarmd met waterstof: hybride waterstofwarmtepompen hebben een marktaandeel van 50%, waterstofketels 10%. Ongeveer 20% van de totale waterstofvraag in dit scenario is daarmee sterk temperatuurafhankelijk: hiervoor geldt dat er bij lage temperaturen veel vraag is, in de zomer nauwelijks. Ook bestaat ongeveer 20% van de vraag uit elektriciteitscentrales op waterstof die sterk gedreven wordt door (de afwezigheid van) wind en zon.

De aanbodzijde is juist voor een groot deel onafhankelijk van het weer: 70% van het aanbod komt uit import en andere constante bronnen als Small Modular Reactors (SMR) en Autothermal reforming (ATR).

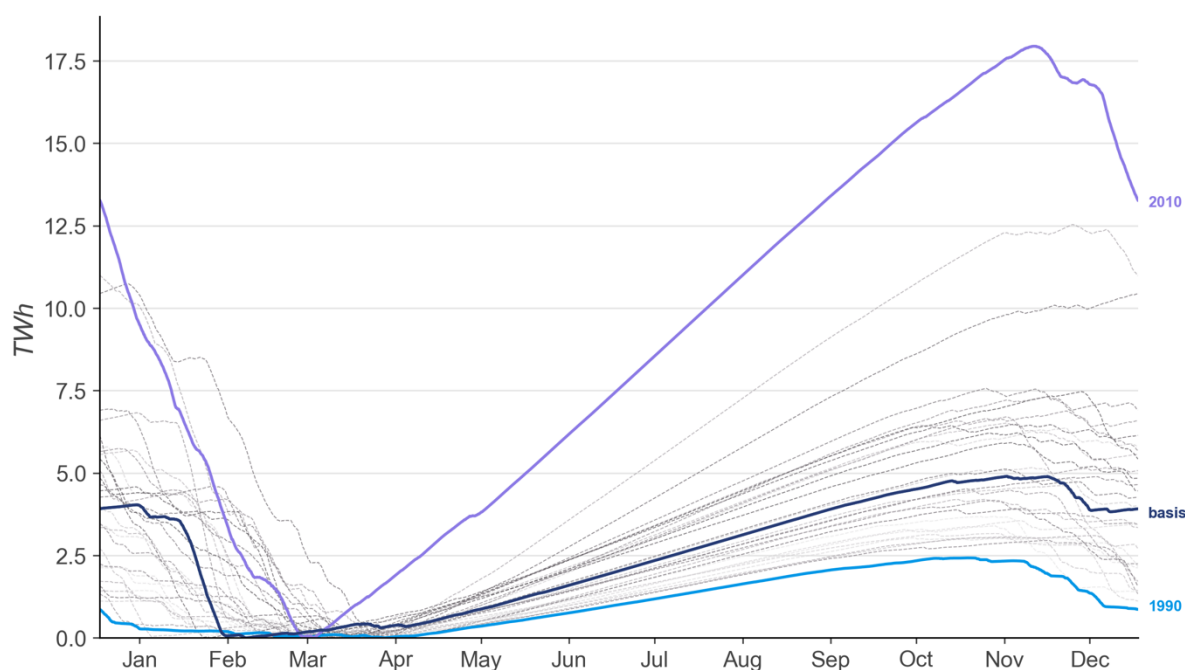
Ook al is de totale waterstofvraag in scenario Internationale handel vergelijkbaar met dat van scenario Nationaal leiderschap; de opslagbehoefte is hier wel veel groter, door de temperatuursafhankelijke vraag. Gemiddeld is in Internationale handel 36 TWh opslagvolume nodig, met een minimum van 17 TWh en een maximum van 68 TWh: een factor 1.5 tot 2 keer hoger dan in Nationaal leiderschap. Het beleveren van de warmtevraag in de gebouwde omgeving vereist het opbouwen van een forse buffer voor de vier koudste maanden. In 2010 zorgt de combinatie van winterse kou en een lange dunkelflaute met grote inzet van waterstofcentrales voor de hoogste opslagbehoefte.

De variabele vraag en productie van waterstof die sterk kan fluctueren op zowel uur-, dag- als maandbasis, stelt de nodige eisen aan de opslagtechnologieën die nodig zijn. Anders dan bij de huidige gasbergingen, ontstaat er een grotere behoefte aan kortcyclische opslag, waarbij snel gewisseld kan worden tussen vullen en legen. Opslag van waterstof in zoutcavernes is hiervoor bij uitstek geschikt. Een nadeel is echter dat deze cavernes een relatief beperkt opslagvolume hebben (gemiddeld 0,25 TWh). De grafieken D34 en D35 laten zien dat voor scenario Nationaal leiderschap gemiddeld 88, en voor Internationaal 144 van deze cavernes nodig zijn om in 2050 aan de opslagbehoefte te voldoen. Dit is problematisch omdat het aanleggen van een caveerne meerdere jaren duurt en locaties met de juiste geologie schaars zijn. Daarom wordt ook onderzocht of een deel van de opslagbehoefte opgevangen kan worden met seizoensopslag, bijvoorbeeld in lege gasvelden. Deze seizoensopslag wordt gedurende een aantal maanden gevuld en vervolgens in een aantal maanden geleegd en kan daarin niet snel omschakelen. De seizoensopslag kan gebruikt worden om structurele overschotten en tekorten (netto overschotten of tekorten over periodes van weken of maanden) op te vangen. Kortcyclische opslag kan dan gebruikt worden voor de fluctuaties op de korte termijn (fluctuaties boven of onder het langdurige gemiddelde).

Analyses door Gasunie laten zien dat de benodigde verhouding van kortcyclische opslag versus seizoensopslag in 2050 ongeveer 50/50 is. Dat betekent dat ongeveer de helft van het benodigde opslagvolume mogelijk met lege gasvelden kan worden ingevuld. Wel is nog veel onderzoek nodig naar de haalbaarheid, doorlooptijd, kosten en risico's van de verschillende vormen van waterstofopslag.

Methaan

De rol van methaan is in 2050 in de meeste scenario's beperkt. Methaan wordt hoofdzakelijk gebruikt in de industrie, in hybride warmtepompen bij moeilijk te verduurzamen woningen en als back-up voor warmtenetten. Het aanbod is vlak en bestaat hoofdzakelijk uit volcontinue productie van groengas uit vergisting en vergassing. De warmtevraag in de gebouwde omgeving is sterk temperatuursafhankelijk, vraag in andere sectoren niet of beperkt. Opslag is het belangrijkste flexibiliteitsmechanisme in het methaansysteem om verschillen tussen vraag en aanbod op te vangen.



Figuur D36. Verloop van de hoeveelheid methaan in bergingen door het jaar heen voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap (2050).

De bovenstaande grafiek toont de hoeveelheid methaan in de bergingen, gedurende het jaar voor alle weerjaren, voor het scenario Nationaal leiderschap. Uitgelicht de jaren met het hoogste benodigde opslagvolume (2010), het laagste - (2014), een gemiddeld jaar (1992) en het basisklimaatjaar.

De methaanbergingen vertonen grotendeels een klassiek seizoenspatroon, met de hoogste vulgraad rond oktober, veel vraag uit de bergingen in de wintermaanden en na april een periode waarin de bergingen worden bijgevuld. Oorzaken: anders dan bij waterstof, is de vraag deels temperatuurafhankelijk (warmtevraag gebouwde omgeving) en het aanbod niet. In de meeste jaren liggen de opslagpatronen redelijk dichtbij elkaar, met een benodigd opslagvolume tussen de 2,5 en 7,5 TWh.

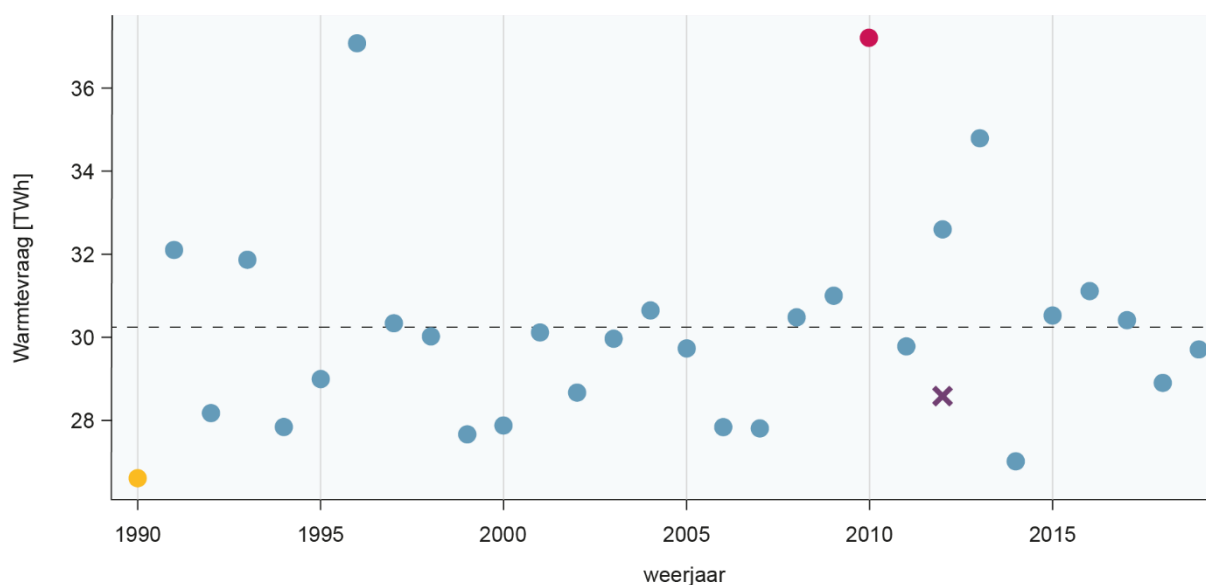
Een duidelijke afwijking op het gemiddelde is 2010. Dit weerjaar kent een erg koude winter, met meerdere periodes waarin de temperatuur voor langere tijd onder 0 zakt. De gemiddelde temperatuur ligt 2 °C lager dan in het basisklimaatjaar. De grote opslagbehoefte wordt hoofdzakelijk veroorzaakt door twee factoren. De hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving gebruiken alleen gas voor verwarming bij lage temperaturen. In weerjaar 2010 ligt het verbruik tweemaal zo hoog als in het basisjaar. Een tweede verklaring is het gasgebruik als back-up voor warmtenetten. In de scenario's zijn de warmtebronnen voor de collectieve warmtenetten (geothermie, uitkoppeling restwarmte) zo ingesteld, dat ze de warmtevraag in een normaal jaar kunnen beleveren. Door de lage temperaturen in 2010 ontstaat er een tekort aan warmte van zo'n 15 TWh, dat wordt ingevuld met back-upketels op methaan. Op dit moment is het onzeker of methaan hiervoor de beste keuze is in 2050, of juist een andere energiedrager. Wel laat deze grafiek zien dat er ook in warmtenetten behoefte is aan flexibiliteit. Er moeten bovendien voldoende mogelijkheden zijn om om te gaan met variaties in weersomstandigheden.

Het ligt voor de hand om methaan in de toekomst, net als nu, in bestaande gasbergingen op te slaan. Nederland heeft op dit moment meer dan 100 TWh aan opslagvolume. Deze analyse laat zien dat het verstandig is om

minimaal een grote bestaande berging beschikbaar te houden, met een benodigd opslagvolume van rond de 20 TWh in het ongunstigste weerjaar.

Collectieve warmtenetten

De rol van warmtenetten in de warmtevoorziening van de gebouwde omgeving neemt in de scenario's fors toe: van een kleine 5% van de huizen op dit moment naar 10% (scenario Internationale handel) tot 30% (scenario Nationaal leiderschap) in 2050. De warmtenetten van de toekomst zijn op twee manieren weersafhankelijk. De warmtevraag wordt sterk gedreven door de buitentemperatuur en in het aanbod van warmte wordt voorzien door flexibele power-to-heat boilers die overschotten (zon- en wind) stroom omzetten in warmte en (in mindere mate) door zonthermie.

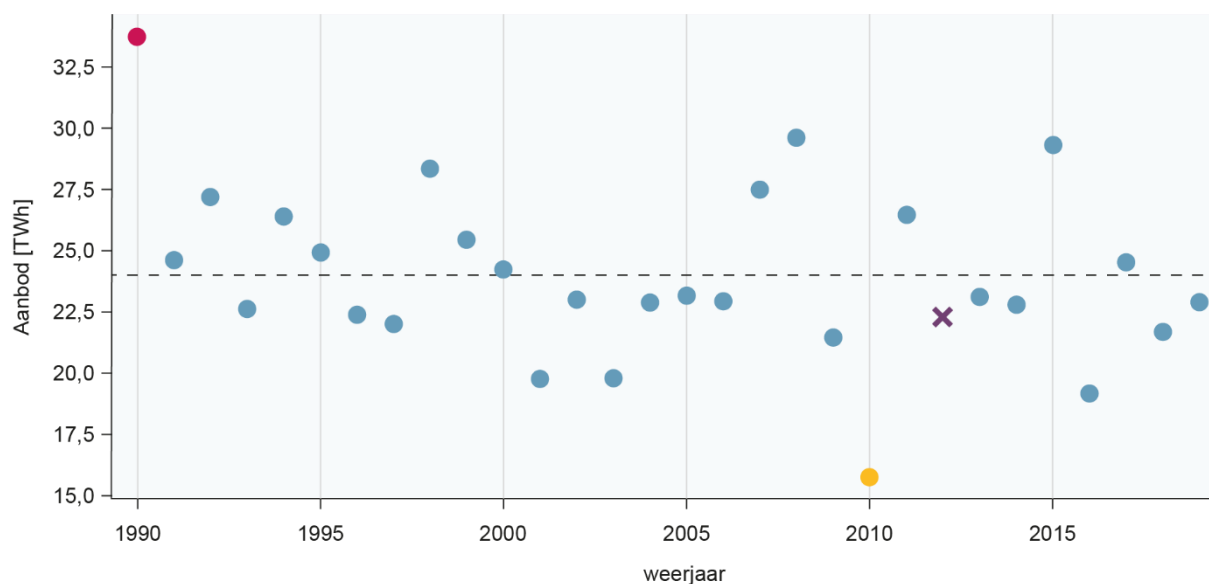


Figuur D37. Warmtevraag van collectieve warmtenetten voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap (2050).

De bovenstaande grafiek toont de warmtevraag van warmtenetten in de gebouwde omgeving, voor de 30 weerjaren in het scenario Nationaal leiderschap. Het jaar met de minste productie is gemarkeerd met een gele stip, het jaar met de hoogste productie met een rode stip en het basisklimaatjaar met een paars kruis. De grijze stippellijn geeft het gemiddelde voor de periode 1990-2019.

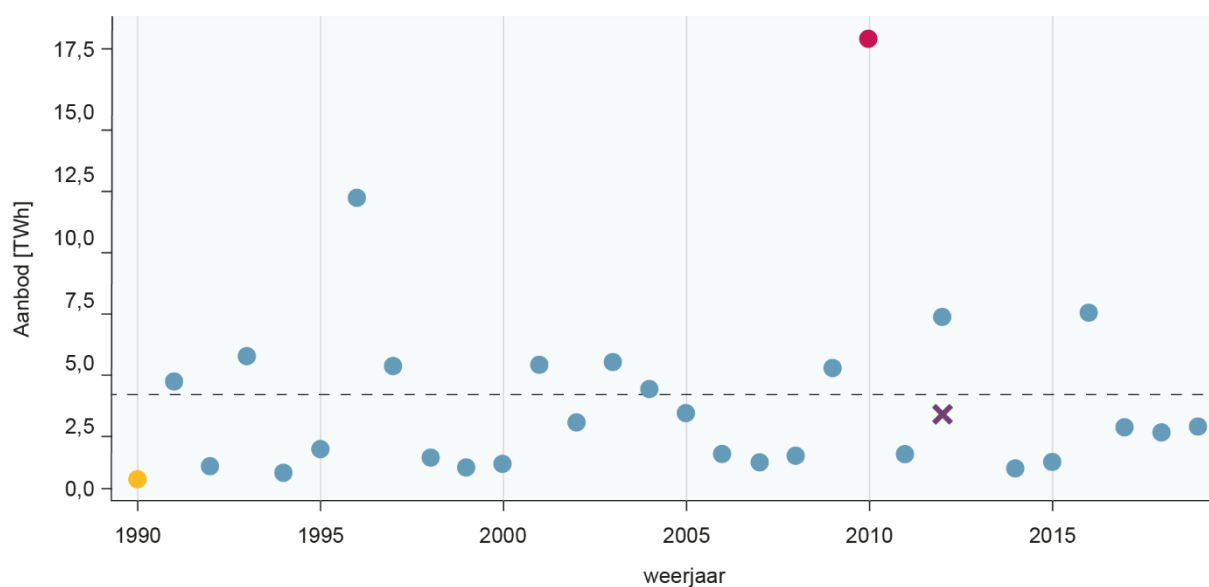
De variatie in warmtevraag tussen het koudste en warmste weerjaar is een kleine 40%, met jaar op jaar veelvuldig schommelingen van 10% of meer. Dit is vergelijkbaar met patronen die op dit moment in het gassysteem worden waargenomen bij de temperatuurafhankelijke vraag.

De productiekant is relatief constant: aangenomen is dat de baseloadvraag wordt ingevuld met geothermie en industriële restwarmte. Daarbij beweegt de productie van warmte met power-to-heat mee met de beschikbaarheid van wind en zon. In II3050 is aangenomen dat power-to-heat warmte produceert bij lage elektriciteitsprijzen (< 20 euro/MWh). Figuur D38 geeft de variatie weer.



Figuur D38. Warmteproductie van flexibele power-to-heat voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap (2050).

In de modellering is het niet mogelijk om een directe koppeling te maken met de warmtevraag. Daarom produceert power-to-heat in sommige jaren meer dan de warmtevraag, waardoor overschotten ontstaan. Er zijn echter ook jaren waarin power-to-heat en andere warmtebronnen niet toereikend zijn en back-upketels tekorten moeten voorkomen. In II3050 is aangenomen dat deze back-up grotendeels draait op methaan. De onderstaande grafiek geeft de inzet van deze ketels weer.



Figuur D39. Warmteproductie van back-upketels voor weerjaren 1990-2019, scenario Nationaal leiderschap (2050).

De grafiek toont veel variatie, met meerdere jaren waarin de inzet van back-upketels een factor 2 tot 5 hoger is dan het gemiddelde. Een uitschieter is weerjaar 2010, een jaar met lage temperaturen (en dus hoge vraag) en

weinig wind en zon (dus weinig aanbod uit power-to-heat). De methaanparagraaf (Figuur D36) laat zien dat dit veel flexibiliteit van het methaansysteem vraagt, met een benodigd volume voor berging van meer dan 17 TWh. Die methaanvoorraad is nodig om, naast hybride warmtepompen in industrie en gebouwde omgeving, ook de piekketels voor warmtenetten te laten draaien.

Het is goed mogelijk dat deze back-up rol voor warmtenetten in de toekomst niet met methaan, maar met een andere drager als elektriciteit, waterstof of biomassa wordt ingevuld. In alle gevallen geldt dat het warmtesysteem een significante flexibiliteitsclaim neerlegt bij de andere energiedragers om tekorten aan te vullen. Een belangrijk gegeven bij het systeemontwerp. Hoge leveringszekerheid van de warmtevraag in de gebouwde omgeving is van groot maatschappelijk belang. Hiervoor gelden op dit moment wettelijk hoge eisen, zoals het -17-criterium in het gassysteem. Voor collectieve warmtenetten roept dit nieuwe vragen op: welke zekerheden zijn er nodig voor de warmtesystemen van de toekomst? En welke impact heeft dat op andere energiedragers?

Het is belangrijk om na te denken hoe we dit als maatschappij in het toekomstig warmtesysteem vorm willen geven, welke zekerheden hiervoor ingebouwd moeten worden en welke impact dit heeft op andere energiedragers.

5. Verdieping: flexibiliteit op regionaal niveau

Hoewel de ontwikkelingen van vraag, aanbod en flexibiliteit in elke regio of gebied anders zullen verlopen, is er op hoofdlijnen onderscheid mogelijk naar gebieden met een soortgelijke verandering: stedelijk, landelijk, industrieel, aanlanding van wind-op-zee. Op basis van een globale analyse kan de situatie na 2035 als volgt worden geschetst:

- In stedelijke gebieden is de vraag naar elektriciteit groter dan het aanbod. Het aanbod bestaat vrijwel geheel uit zon PV. De vraag komt voor circa 50% van de gebouwde omgeving, circa 20-40% van mobiliteit en circa 2-30% van industrie, waarbij een of enkele bedrijven grote verbruikers kunnen zijn. Er is behoefte aan elektriciteit van buiten de regio om lokale tekorten aan te vullen en aan regelbaar vermogen.
- Landelijke gebieden worden veelal gekenmerkt door een hoger aanbod aan elektriciteit uit wind en zon PV, tot wel twee keer de vraag op jaarbasis. De vraag komt gemiddeld voor circa 20-45% van de gebouwde omgeving, circa 30% van mobiliteit, circa 5-30% van landbouw en voor circa 20% van industrie, waarbij een of enkele bedrijven grote verbruikers kunnen zijn. De opgestelde vermogens van wind en zon PV leiden tot grote overschotten, zowel in volume als in piekcapaciteit, voor transport naar regio's met vraag. Ook is er behoefte aan batterijen en power-to-gas om overschotten te benutten en om nationaal te kunnen balanceren.
- Bij de clusters met energie-intensieve industrie is de vraag hoog, met in de kustgebieden aansluiting op aanlanding van wind-op-zee. De productie uit zon en wind-op-land is beperkt t.o.v. de vraag. Energie-intensieve industrie kan schakelen op overschotten en tekorten (deels hybride en flexibele vraag). Ook is er behoefte aan elektriciteit van buiten de regio en aan regelbaar vermogen.
- Bij aanlandlocaties van wind-op-zee is het aanbod van elektriciteit (veel) hoger dan de regionale vraag. Er is in deze regio's meer behoefte aan transport naar regio's met vraag en aan power-to-gas om overschotten lokaal te benutten. Aanlanding van wind op zee moet daarom bij voorkeur nabij industrieclusters plaatsvinden, zodat het grote aanbod van wind op zee dicht bij de grote vraag zit.

Flexibiliteitsmiddelen die rekening houden met de lokale balans in vraag en aanbod en niet alleen op landelijke prikkels reageren, kunnen helpen om lokale congestieproblemen te beperken:

- De inzet van batterijen kan er in een gebied toe leiden dat de transportbehoefte 50% of meer toeneemt voor een beperkte duur. Hiermee dragen ze bij aan de landelijke systeembalans, maar kunnen lokaal tot congestie leiden. Batterijen prikkels geven die beter rekening houden met de lokale netsituatie, kunnen congestie verminderen met een beperkt negatief effect op de landelijke systeembalans.
- Afschakeling van zon en wind bij grote overschotten gebeurt grotendeels op basis van landelijke prikkels (elektriciteitsprijs). Dit kan tot onnodig veel transport leiden als wind en zon afschakelen op plekken met veel lokale vraag en flex, en juist door blijven produceren op plekken met weinig lokale vraag en flex.
- Grote productie van (met name) zon PV in gebieden met weinig vraag, kan leiden tot een grote transportbehoefte naar andere gebieden om overschotten af te voeren. Een betere balans tussen lokale vraag en lokaal aanbod, zowel qua jaarvolume als in tijd, kan dit beperken. Dat kan bijvoorbeeld met een meer gebalanceerde lokale mix van wind en zon, verschuiving van PV-productie naar locaties met meer vraag of flexibiliteitsmiddelen, of juist het creëren van extra vraag in regio's met hernieuwbaar aanbod.
- Hoge productie van wind-op-zee, met gelijktijdig hoge eindgebruikers- en flexvraag naar elektriciteit verder van de kust en voor export, resulteert in een grote transportbehoefte over grote afstanden en door verschillende netvlakken.
- Lage productie van wind-op-zee met hoge productie van zon en/of import. Veel flexmiddelen staan aan de kust om primair overschotten aan windstroom op te vangen. Op momenten met weinig wind maar veel productie elders kan er grote transportbehoefte naar de kust ontstaan. Deze situatie komt zo'n 600-800 uur per jaar voor.

De inzet van grote hoeveelheden flexibiliteit gaat niet zonder meer goed: er is sturing nodig om te voorkomen dat onnodige energieverliezen optreden door inefficiënte inzet van flexibiliteit. Of dat er onnodig wordt geïnvesteerd in distributie en transport, door bijvoorbeeld in regio's met overschotten flexmiddelen ver van het aanbod te plaatsen.

Decentrale aangestuurde flexibiliteit kan bijdragen aan het balanceren van elektriciteit (ook op hogere systeem niveaus) en aan leveringszekerheid (vooral door opslag). Omdat door netschaarste de potentie van decentrale flexibiliteit mogelijk niet volledig benut kan worden, kan dit tot gevolg hebben dat er op hogere systeem niveaus extra middelen nodig zijn om te kunnen balanceren en om leveringszekerheid te borgen. Andersom kan ook: als flexibiliteitsmiddelen op hogere systeem niveaus onvoldoende kunnen worden ontwikkeld (bijvoorbeeld regelbaar vermogen) of uitbreiding van het hoofdtransportnet vertraagt, dan kan dit de behoefte aan decentrale flexibiliteit juist vergroten. Dat zet daarmee nog meer druk op het aanpassen en uitbreiden van lagere netniveaus.

Analyse vraag, aanbod en inzet flexibiliteit lokale gebieden

In deze paragraaf gaan we dieper in op 4 afgebakende geografische gebieden die exemplarisch zijn voor het toekomstige energielandschap: landelijk gebied, stedelijk gebied, industriegebied en aanlandlocatie wind-op-zee. Per gebied worden uurlijkse elektriciteitsvraag, -aanbod en flexibiliteit in kaart gebracht. Op momenten dat er een onbalans is tussen lokale vraag, lokaal aanbod en inzet van flexmiddelen, ontstaat er een transport- of uitwisselbehoefte met omliggende gebieden: bij tekorten moet er stroom van buiten komen, bij overschotten moet er stroom naar andere gebieden worden afgevoerd.

De gebieden zijn gekozen op basis van gemeentegrenzen of industriegebieden. Er is geen 1-op-1 relatie met de topologie van het elektriciteitsnet. Deze analyse is bedoeld om lokale vraag, aanbod en flex en de mate van zelfredzaamheid van de gebieden nader te bekijken. Niet om de netimpact in kaart te brengen.

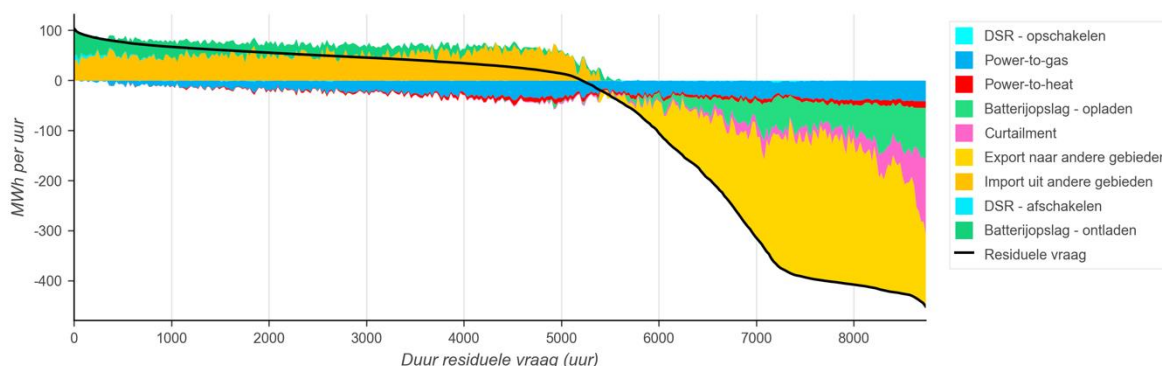
(1) Landelijk gebied

De kenmerken van landelijk gebied zijn dorps- of kleine stadskernen, een relatief lage bevolkingsdichtheid, en ruimte voor landbouw en natuur. De elektriciteitsvraag is dan ook relatief beperkt. Vraag vanuit de verschillende sectoren en zware industrie ontbreekt veelal. Er is potentieel voor decentrale energie-opwek. In landelijk gebied is de infrastructuur van oorsprong relatief 'dun', omdat er altijd weinig vraag naar elektriciteit was.

Tabel D3. Voorbeelden van regio's met landelijke gebiedskenmerken: ruimte voor opwek
scenario II3050 Nationaal leiderschap 2050.

Regio:					
	Peel en Maas	Venray	Uden	Emmen	Losser
Vraag [TWh]	0,7	0,6	0,6	1,4	0,2
Landbouw	29%	25%	9%	7%	6%
Gebouwde omgeving	22%	18%	30%	43%	33%
Industrie	19%	19%	21%	9%	23%
Transport	25%	33%	35%	32%	30%
Aanbod [TWh]	1	1,4	1	2,4	0,4
Zon PV op daken	33%	50%	57%	46%	45%
Zon PV-parken	18%	38%	41%	45%	30%
Wind-op-land	49%	12%	2%	25%	26%

Landbouw kan een relatief grote vraag hebben, tot ~30% van de totale elektriciteitsvraag. Hetzelfde geldt voor de industrie. Transport is vrij constant, tussen de 25-35%. De gebouwde omgeving neemt 20-45% van de jaarvraag in. Belangrijk is hier dat de impact varieert door het jaar (seizoensvraag). Aan de aanbodkant oversteigt de productie van wind en met name zon PV de jaarvraag vaak fors, een factor 1,4 tot 2,4. De verschillende verhoudingen van zon en wind tussen de gebieden zorgen voor verschillen in het totale productieprofiel.

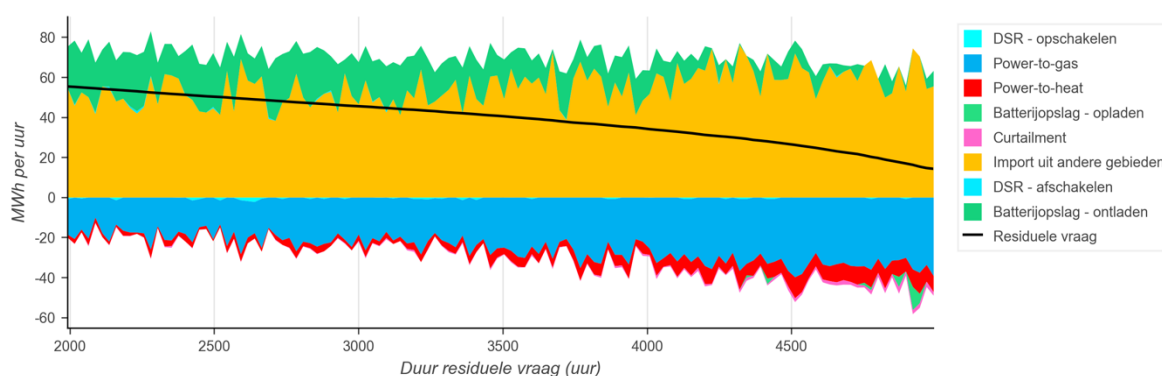


Figuur D40: Inzet flexibiliteitsmiddelen in een landelijk gebied, scenario Nationaal leiderschap (2050).

Deze analyse toont per gebied de *residual load duration curves* voor elektriciteit en de inzet van flexibiliteitsmiddelen om tekorten/overschotten weg te werken. De zwarte lijn laat de residuele vraag voor alle

uren van het jaar zien. De residuele vraag is de lokale (niet-flexibele) vraag min het lokale aanbod van wind en zon. Een positief getal betekent een tekort (meer vraag dan aanbod), een negatief getal een overschot. Deze residuele vraag is gesorteerd van groot naar klein. De gekleurde vlakken geven aan welke flexmiddelen wanneer worden ingezet. Het grootste deel van de overschotten wordt naar elders getransporteerd (gele vlak). De transportbehoefte die hierdoor ontstaat, domineert ten opzichte van de transportbehoefte in de andere uren van het jaar.

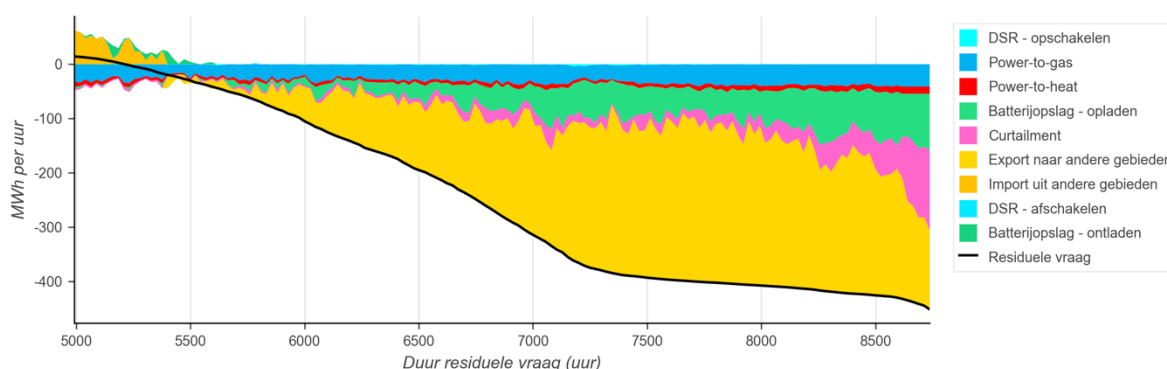
Een exemplarisch landelijk gebied heeft het grootste deel van het jaar tekorten (~ 5200 uur boven 0). Dit wordt opgelost door batterijen te ontladen (groene vlak) en door stroom van het net te halen (gele vlak). In dit gebied staan ook elektrolyzers die een landelijk inzetprofiel volgen. Hierdoor worden op veel momenten de tekorten vergroot: de elektrolyser draait, terwijl er lokaal onvoldoende opwek is. Waardoor er extra stroom van het net gehaald moet worden (gele vlak dat boven de zwarte lijn uitkomt) en er dus extra transportbehoefte ontstaat.



Figuur D41: Inzet flexibiliteitsmiddelen in een landelijk gebied, uitsnede van uren 2000-5000, scenario Nationaal leiderschap (2050).

Figuur D41 zoomt in op uren 2000-5000 van de residuele vraagduur. Batterijen (groene vlak) zijn niet voldoende om de tekorten (zwarte lijn) op te lossen. Het resterende deel wordt ingevuld met elektriciteit van buiten het gebied (gele vlak). Het grijze vlak is echter op veel momenten twee keer zo groot als de resterende tekorten vanwege de extra vraag van power-to-gas (blauw) en power-to-heat (rood).

Uit de uren met overschotten blijkt dat dit een gebied is met veel zon (en relatief weinig wind): grote overschotten in een beperkt aantal uren. De onderstaande grafiek (D42) zoomt in op de uren met overschotten. Deze overschotten kunnen lokaal benut worden door batterijen te laden (groen), elektrolyzers te laten draaien (blauw) en power-to-heat toe te passen (rood). In de grootste piekuren wordt er ook afgeschakeld (roze). Maar het grootste deel van de overschotten wordt naar elders getransporteerd (gele vlak). De transportbehoefte die hierdoor ontstaat domineert ten opzichte van de transportbehoefte in de andere uren van het jaar.



Figuur D42: Inzet flexibiliteitsmiddelen in een landelijk gebied, ill, scenario Nationaal leiderschap (2050).

(2) Stedelijk gebied

Steden kenmerken zich door een hoge bebouwingsdichtheid, industrieterreinen en veel vervoersbewegingen van zowel personen als goederen. Ruimte voor wind- en zonneparken is beperkt, daarentegen is er veel potentieel voor zon op daken. Ook in steden is er veel extra elektriciteitsinfrastructuur nodig, waarbij uitbreidingen veelal op plekken met weinig ruimte in boven- en ondergrond moeten plaatsvinden.

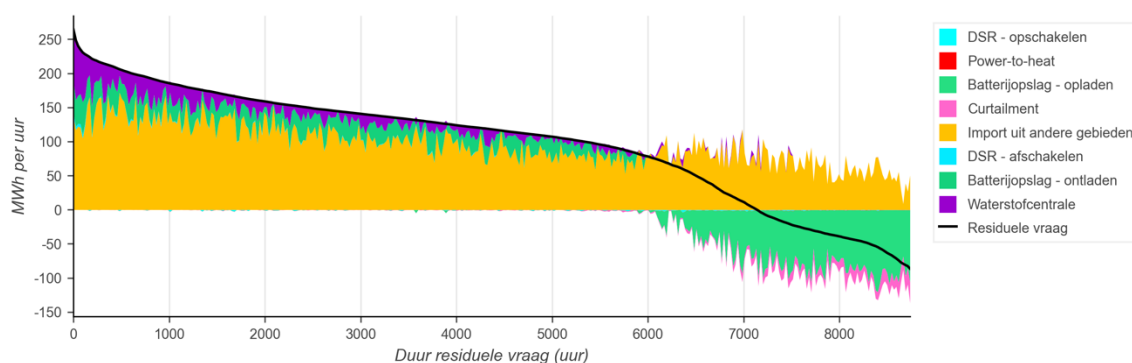
Tabel D4. Voorbeelden van stedelijk gebied: meer vraag dan aanbod, met meerdere eindsectoren die een relatief hoog aandeel in de elektrische vraag hebben. Scenario Nationaal leiderschap 2050.

Regio:					
	Nijmegen	Zutphen	Amersfoort	Amsterdam	Rijswijk
Vraag [TWh]	1,3	0,6	1,1	7,6	0,4
Gebouwde omgeving	48%	45%	44%	47%	59%
Industrie	12%	27%	2%	23%	4%
Transport	36%	22%	38%	22%	28%
Aanbod [TWh]	0,5	0,2	0,4	3,2	0,2
Zon PV	98%	93%	100%	98%	100%

De vraag van de gebouwde omgeving is relatief hoog, ~40-50% van de elektriciteitsvraag. Voor transport is dit gemiddeld ~30%. Industrie heeft in sommige steden een aandeel tot een kwart van de vraag, in andere steden juist heel beperkt.

Het aanbod bestaat nagenoeg uitsluitend uit zon PV op daken. In alle gebieden is op jaarbasis de vraag hoger dan het aanbod. In stedelijk gebied zal merendeels het aanbod van buiten de stad moeten komen. Met merendeels zon PV in de aanbodmix, zullen er ook veel momenten zijn dat er geen aanbod is van elektriciteit, maar wel vraag.

Batterijen helpen met het verlagen van tekorten, maar zijn onvoldoende om de tekorten volledig weg te werken. Bovendien is er onvoldoende lokale opwek om ze op tijd weer op te laden. Dit zorgt het hele jaar door voor een flinke transportbehoefte naar het stedelijk gebied.



Figuur D41: Inzet flexibiliteitsmiddelen in een stedelijk gebied, scenario Nationaal leiderschap (2050).

Het stedelijk gebied heeft ruim 7000 uur van het jaar tekorten, met alleen op een beperkt aantal zonnige uren overschotten. Oorzaken: in het stedelijk gebied is er veel vraag, maar beperkte mogelijkheden voor opwek. Tijdens tekorten wordt het grootste deel van het tekort geïmporteerd uit omliggende gebieden (gele vlak). De regelbare elektriciteitscentrales die in stad staan volgen een landelijk inzetprofiel. Ze leveren een bijdrage aan het verkleinen van de tekorten, maar draaien niet in alle tekorturen, omdat dit vanuit landelijk perspectief niet nodig is. Batterijen leveren ook een belangrijke bijdrage aan het verlagen van de tekorten, maar forse aanvoer van buiten de stad is nodig om in de vraag te voorzien. Opvallend is dat er ook op momenten van overschotten nog veel elektriciteit van buiten de stad gehaald wordt. De lokale overschotten zijn namelijk niet voldoende om de batterijen voldoende op te laden.

(3) Industrie

Nederland kent een vijftal clusters met energie-intensieve industrie. De processen van de basisindustrie die in deze clusters zijn gevestigd, hebben veel energie en ook grondstoffen nodig. Bijvoorbeeld voor het produceren van staal en kunstmest, en voor raffinage en chemische processen. Daarnaast worden in sommige van deze clusters energiedragers en grondstoffen overgeslagen en doorgevoerd, vooral naar Duitsland en ook België.

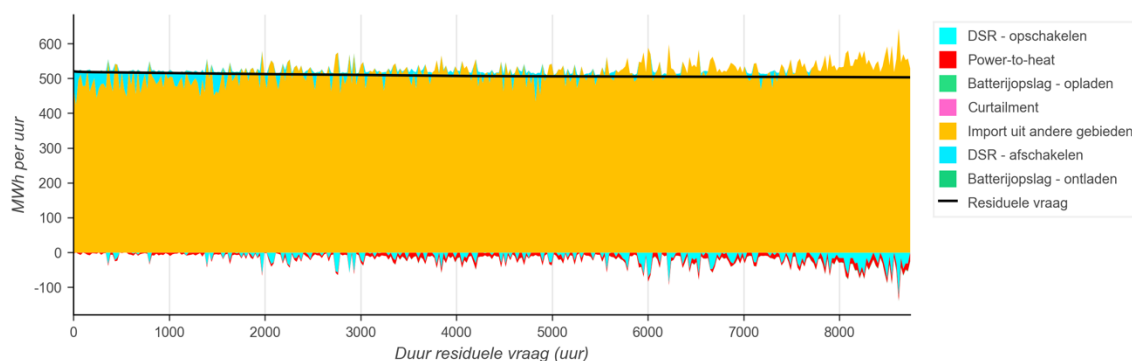
Tabel D5. Voorbeelden van regio's waar industrie een relatief hoog aandeel in de vraag naar elektriciteit heeft. Ook regio's met energie-intensieve industrie zoals bijvoorbeeld cluster Rotterdam en cluster Moerdijk. 2050, scenario Nationaal leiderschap, II3050-editie 2.

Regio:										
	Delfzijl	Veendam	Beverwijk	Rotterdam	Borsele	Terneuzen	Moerdijk	Sittard-Geleen	Hollands Kroon	Het Hogeland
Vraag [TWh]	3	0,5	6	60	9	8	17	7	3	8
Industrie	93%	62%	96%	95%	97%	94%	96%	90%	89%	92%
Aanbod [TWh]	3	1	14	73	35	1	28	0,4	39	64
Wind-op-zee			98%	83%	63%		94%		98%	94%

De vraag in deze gebieden wordt gedomineerd door de grote industriële energievragers, veelal direct aangesloten op het hoofdtransportnet. Er is in meerdere gebieden ook een hoog aanbod van elektriciteit, in de

kustgebieden aanlanding van wind-op-zee. In alle gebieden is er ook productie uit zon en wind-op-land, maar dit is beperkt t.o.v. de elektrische vraag.

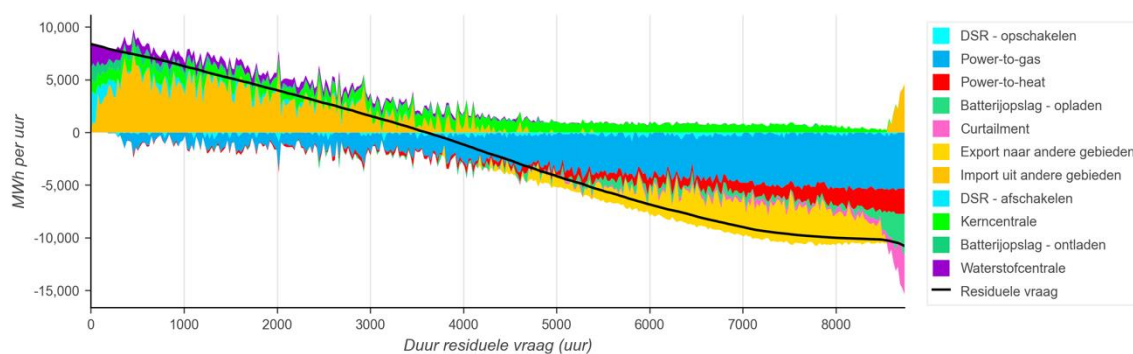
In gebieden met wind-op-zee is op jaarbasis het aanbod hoger dan de basisvraag. Dit geldt voor vier van de vijf grote industrieclusters: Rotterdam-Moerdijk, Zeeland, Noordzeekanaalgebied en Noord-Nederland. In deze gebieden zijn grote hoeveelheden flexmiddelen (elektrolyzers, batterijen) om overschotten te benutten. In Borssele en Rotterdam zijn in sommige scenario's ook kerncentrales aangenomen die zorgen voor fors extra lokaal aanbod. Alleen in cluster Chemelot is geen aanlanding van wind-op-zee beschikbaar, waardoor dit cluster sterk afhankelijk is van import uit andere gebieden om in de stroomvraag te voorzien. De onderstaande grafiek illustreert dit.



Figuur D42: Inzet flexibilitetsmiddelen in industriecluster Chemelot, scenario Nationaal leiderschap (2050).

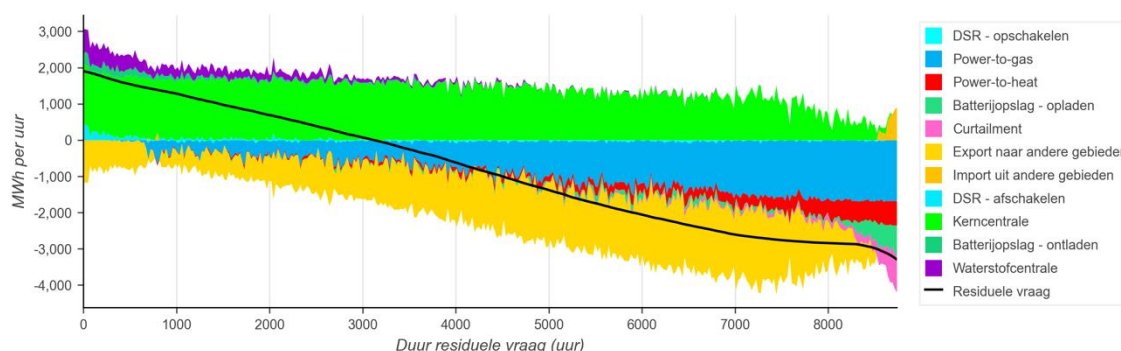
Figuur D44 laat de situatie zien in industriecluster Chemelot. Het hele jaar door zijn er lokaal tekorten door de grote vraag en beperkte opwek. Hierdoor moeten er flinke hoeveelheden stroom van buiten het gebied worden gehaald. Door de baseloadvraag van de industrie is de residuele vraagcurve vrij vlak. De industriële vraag beweegt mee met landelijke vraag en aanbod (afschakelen bij tekorten, opschakelen bij overschotten) maar de impact is beperkt. We zien dat het flexibel afschakelen van de industriële vraag (lichtblauwe vlak, Demand Side Response) met name gebeurt aan de linkerkant van de grafiek, de momenten waarop er (relatief) het meeste tekorten zijn.

Cluster Rotterdam-Moerdijk laat een heel ander beeld zien. Bij dit cluster landt ook een grote hoeveelheid wind-op-zee aan, waardoor er ondanks de grote vraag van de industrie meer dan de helft van het jaar overschotten zijn.



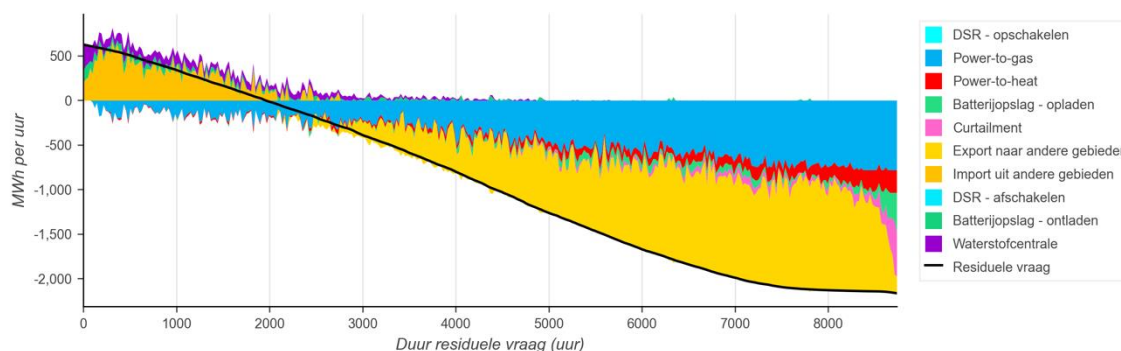
Figuur D45: Inzet flexibilitetsmiddelen in industriecluster Rotterdam-Moerdijk, scenario Nationaal leiderschap (2050).

Vanwege de grote overschotten is in dit gebied een grote hoeveelheid vraagflexibiliteit geplaatst, zoals elektrolyzers (donkerblauw), power-to-heat (rood) en batterijen (groen). Ook hier speelt import en export van tekorten en overschotten naar andere gebieden (geel) een belangrijke rol, maar in mindere mate dan in Chemelot.



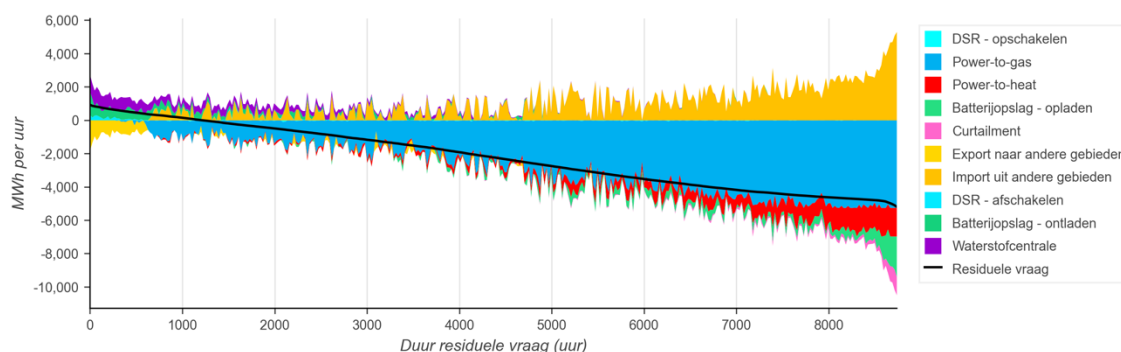
Figuur D46: Inzet flexibiileitsmiddelen in industriecuster Zeeland, scenario Nationaal leiderschap (2050).

In cluster Zeeland is ook een grote aanlanding van wind-op-zee voorzien, waardoor ook hier meer dan de helft van het jaar overschotten zijn. Daarnaast is in scenario Nationaal leiderschap aangenomen dat er een aantal grote kerncentrales nabij het industriecuster worden gebouwd (lichtgroen). Hierdoor is er op elk moment van het jaar voldoende stroom om in de vraag te voorzien en is er geen import van omliggende gebieden nodig. Deze kerncentrales draaien voor de landelijke markt, waardoor ze ook op momenten dat er lokaal overschotten zijn blijven produceren. De lokale overschotten worden benut met elektrolyse (donkerblauw), power-to-heat (rood) en met export naar andere gebieden (geel).



Figuur D47: Inzet flexibiileitsmiddelen in industriecuster Noordzeekanaalgebied, scenario Nationaal leiderschap (2050).

In cluster Noordzeekanaalgebied is net als in Rotterdam-Moerdijk en Zeeland veel aanbod door aanlanding van wind-op-zee, met als gevolg een groot deel van het jaar overschotten.



Figuur D48: Inzet flexibiliteitsmiddelen in industrieclasser Noord-Nederland, scenario Nationaal leiderschap (2050).

In cluster Noord-Nederland zijn er, op een paar honderd uur na, het hele jaar door overschotten. Dit komt omdat de elektriciteitsvraag in dit cluster relatief beperkt is, terwijl er wel grote hoeveelheden wind-op-zee in het noorden worden aangeland. Om deze overschotten te benutten is aangenomen dat er binnen het cluster veel elektrolyse plaatsvindt (donkerblauw). Hiermee worden vrijwel alle overschotten volledig lokaal benut. Omdat ook in de omliggende gebieden veel hernieuwbaar aanbod is (van zon PV en wind op land) vindt er zelfs import plaats om elektrolyse meer te kunnen laten draaien.

(4) Aanlandlocatie wind-op-zee

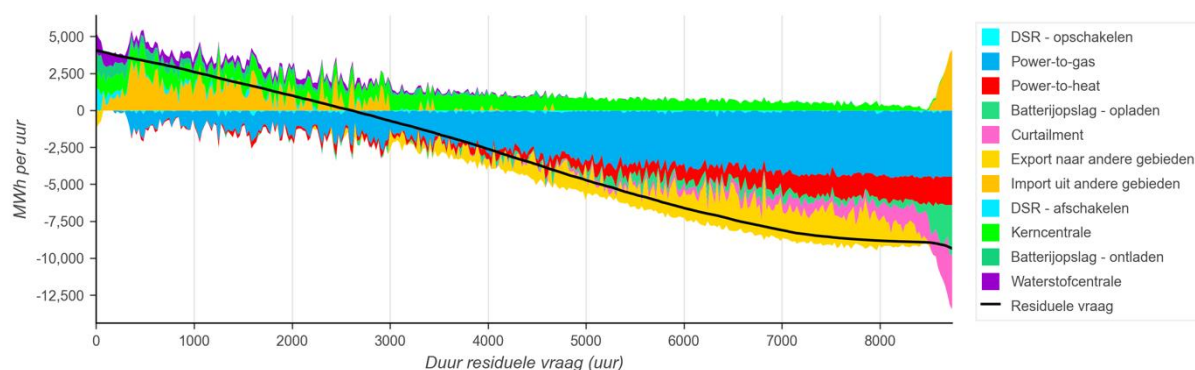
Langs de Nederlandse kust zijn er verschillende locaties waar wind-op-zee kan aanlanden, ook dieper landinwaarts is voorstelbaar. Op enkele aanlandlocaties zal windenergie merendeels lokaal benut worden (bijvoorbeeld Rotterdam, Beverwijk). Op andere aanlandlocaties zal windenergie verder getransporteerd worden naar grotere vraagcentra elders (bijvoorbeeld Hollandse Kroon, Het Hogeland).

Regio:								
	Beverwijk	Rotterdam	Borssele	Vlissingen	Geertruidenberg	Moerdijk	Hollands Kroon	Het Hogeland
Vraag [TWh]	6	60	9	5	2	17	3	8
Aanbod [TWh]	14	73	34	14	14	28	40	64
Wind-op-zee	98%	83%	63%	94%	93%	94%	98%	94%

Tabel D6: Voorbeelden van regio's waar wind-op-zee een relatief hoog aandeel in het elektrische aanbod heeft. 2050, scenario Nationaal leiderschap, II3050-editie 2.

Op enkele aanlandlocaties is energie-intensieve industrie gevestigd, bijvoorbeeld Rotterdam en Moerdijk. Op andere aanlandlocaties is de vraag naar energie laag t.o.v. de hoeveelheid aanlandende windenergie. Er komt veel windenergie aan op enkele aanlandlocaties. Daardoor is er een overschot aan energie op deze locaties, zowel in capaciteit als in volume. Deels wordt wind-op-zee als waterstof aan land gebracht, dat is niet in deze cijfers verwerkt.

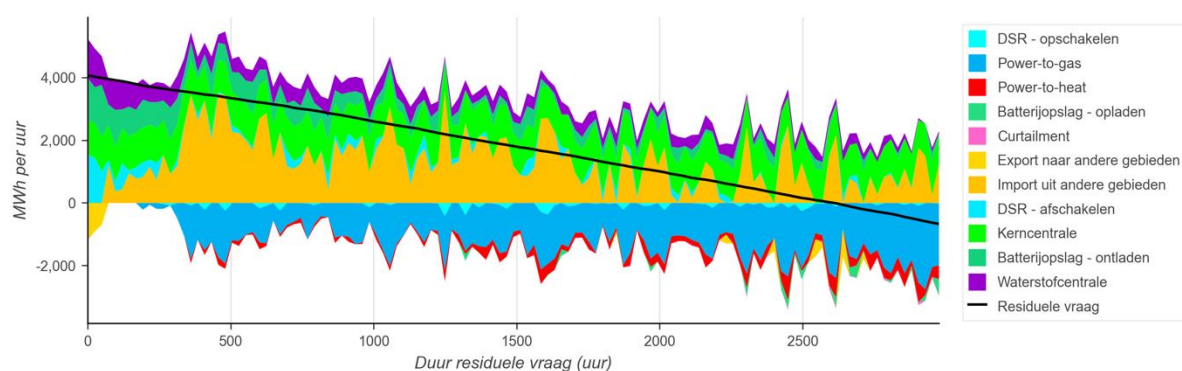
Flexibiliteitsmiddelen kunnen een belangrijke bijdrage leveren aan het lokaal benutten van overschotten. Echter, landelijke inzetprikkels kunnen lokaal tot inefficiënties leiden.



Figuur D49: Inzet flexibiliteitsmiddelen bij een aanlandlocatie van wind op zee, scenario Nationaal leiderschap (2050).

Bovenstaande grafiek laat de residuele vraag en inzet van flex op de Maasvlakte zien, een groot aanlandpunt van wind-op-zee. In dit gebied zit grootschalige industrie, maar door de grote hoeveelheden energie van wind-op-zee is er het grootste deel van het jaar een overschot (6000+ uur). Overschotten worden benut door inzet van elektrolyzers (donkerblauw), power-to-heat (rood) en het laden van batterijen (groen). Twee situaties vallen op:

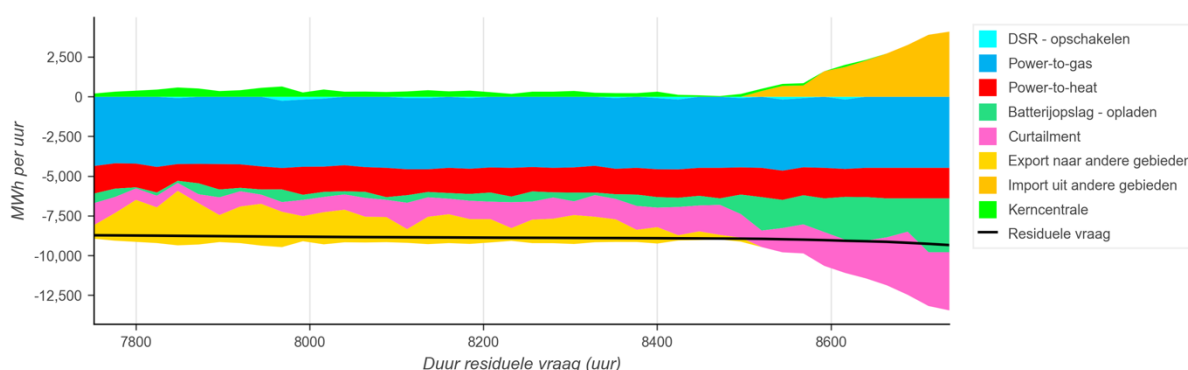
1. Ook op momenten zonder lokale overschotten, draaien elektrolyzers. Dit leidt tot een transportbehoefte (elektriciteit van het net). De onderstaande grafiek zoomt in op de eerste 3000 uur van de residual load curve. De inzet van elektrolyzers (donkerblauw), leidt tot een transportbehoefte (geel). Oorzaak is dat elektrolyzers een landelijk inzetprofiel hebben. Op dit aanlandpunt is voornamelijk windenergie aangesloten, maar landelijk draaien elektrolyzers ook op momenten met bijvoorbeeld weinig wind en veel zon. Waardoor er een transportbehoefte ontstaat met hoge pieken. Die behoefte zou kleiner zijn als er geen flexibiliteit was ingezet in dit gebied.



Figuur D50: Inzet flexibiliteitsmiddelen bij een aanlandlocatie van wind op zee, uitsnede van uren 0-3000, scenario Nationaal leiderschap (2050).

2. In de uren met de grootste overschotten, zorgt afschakeling van wind-op-zee voor een plotselinge piek in de transportbehoefte. De onderstaande grafiek zoomt in op de laatste 1000 uur van de residual load curve. In deze uren zijn er grote overschotten. Deze worden benut door een combinatie van elektrolyse (donkerblauw), power-to-heat (rood), het laden van batterijen (groen), levering aan het net (geel) en door wind-op-zee af te schakelen (roze). Afschakeling gebeurt op momenten dat er landelijk zoveel overschotten zijn dat de elektriciteitsprijs naar 0 gaat. In de laatste paar honderd uur ontstaat een flinke toename in afschakeling. Tegelijkertijd blijven elektrolyse en power-to-heat doordraaien en gaan batterijen opladen. Dit leidt tot een situatie waarin lokale productie wordt afgeschakeld, waardoor er lokaal niet voldoende elektriciteit is voor de flexmiddelen. Er is dan redispatch nodig is of er moet elektriciteit van het net gehaald worden.

Ook deze situatie ontstaat door de landelijke inzetprofielen: landelijk is er te veel elektriciteit waardoor afschakeling nodig is. Tegelijkertijd draaien alle flexmiddelen op vol vermogen omdat er veel overschotten zijn en de stroomprijs laag is. Lokaal kan dit tot een mismatch leiden.

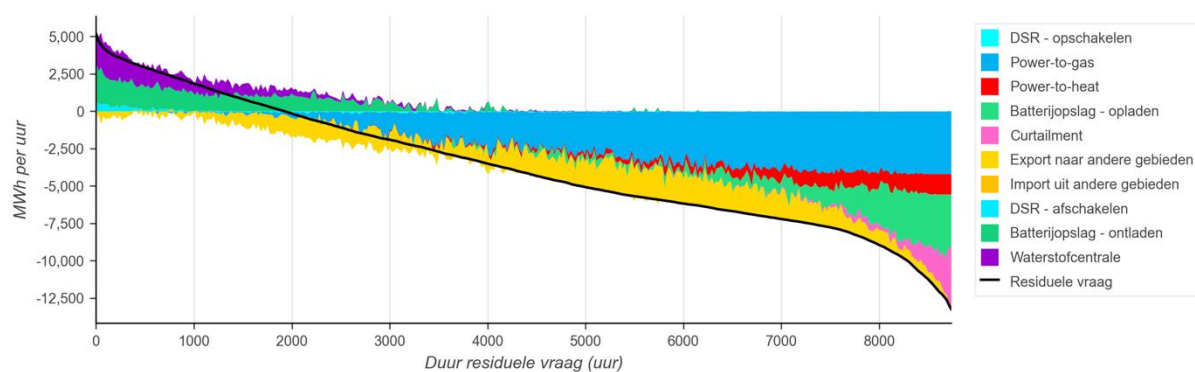


Figuur D51: Inzet flexibiliteitsmiddelen bij een aanlandlocatie van wind op zee, uitsnede van uren 7760-8760, scenario Nationaal leiderschap (2050)

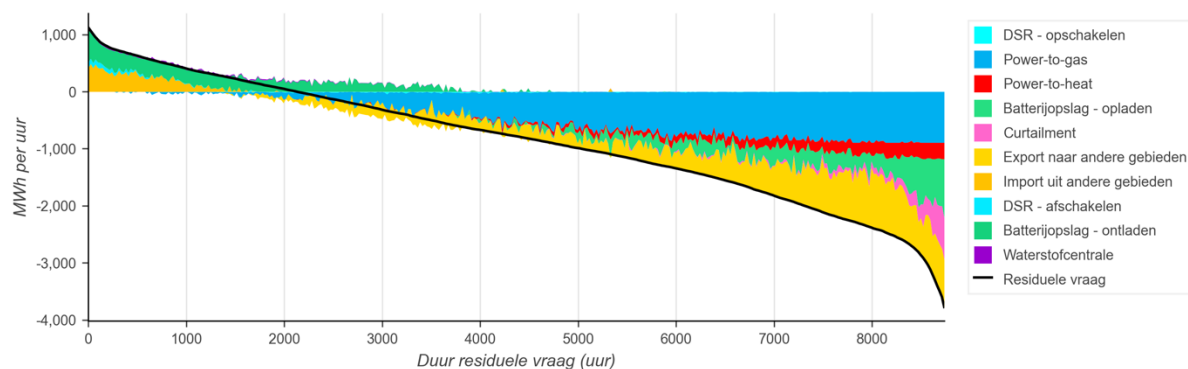
(5) Residuele vraag en flexibiliteit op provinciaal niveau

De bovenstaande analyses tonen de residuele vraag en inzet van flex op regioniveau, doorgaans ter grootte van een gemeente. Hieronder het beeld van de vier provincies: Gelderland, Limburg, Flevoland en Noord-Holland.

Noord-Holland en Flevoland kennen een groot deel van het jaar (6000+ uur) overschotten, ondanks de aanwezigheid van grote vraagcentra (met name in Noord-Holland) van onder andere datacenters en industrie (Noordzeekanaalgebied). Dat wordt veroorzaakt door de grote hoeveelheid windenergie in deze provincies. In Noord-Holland is veel wind-op-zee aangesloten, in Flevoland staat veel wind-op-land. Deze (wind)energie wordt lokaal gebruikt voor elektrolyse, power-to-heat en het laden van batterijen. Desondanks blijft er veel stroom over die geleverd wordt aan het net voor transport naar gebieden met tekorten (lichtgrijze vlak onderaan).

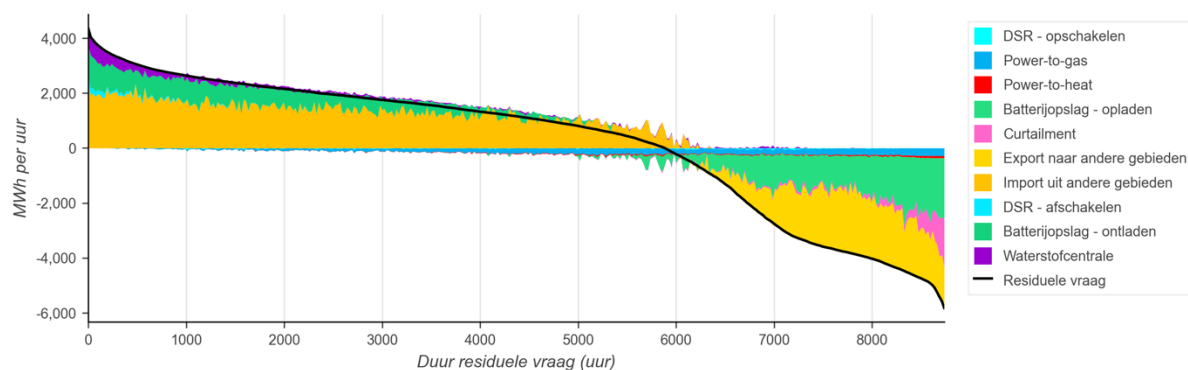


Figuur D52: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de provincie Noord-Holland, scenario Nationaal leiderschap (2050)

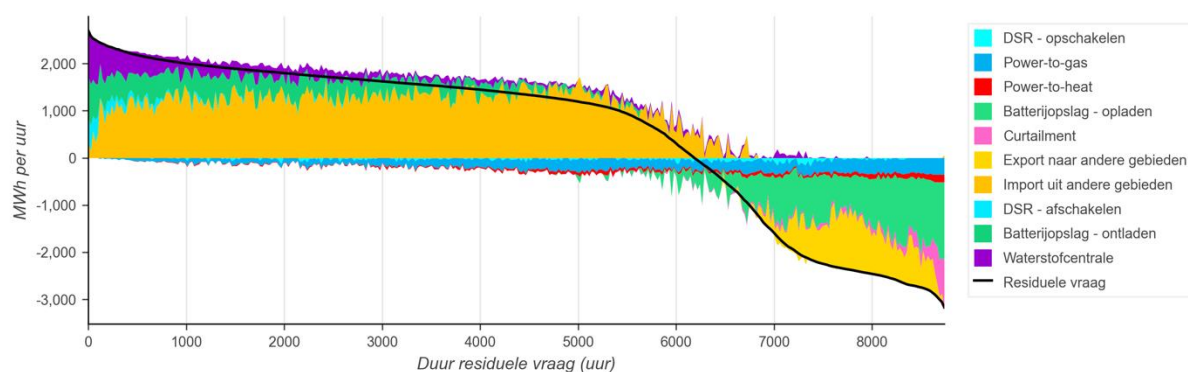


Figuur D.53: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de provincie Flevoland, scenario Nationaal leiderschap (2050)

Gelderland en Limburg hebben het grootste deel van het jaar tekorten (6000+ uur). Het gele vlak toont dat deze provincies veel stroom van het net halen in periodes van tekorten. Op veel momenten is dit windenergie die van de kustprovincies landinwaarts wordt gestuurd. Een beperkt aantal uur per jaar zijn er overschotten, met gelijk forse vermogens door de geïnstalleerde zon PV. Deze stroom wordt deels lokaal benut met batterijen en (in mindere mate) elektrolyse en wordt ook veel aan andere gebieden geleverd.



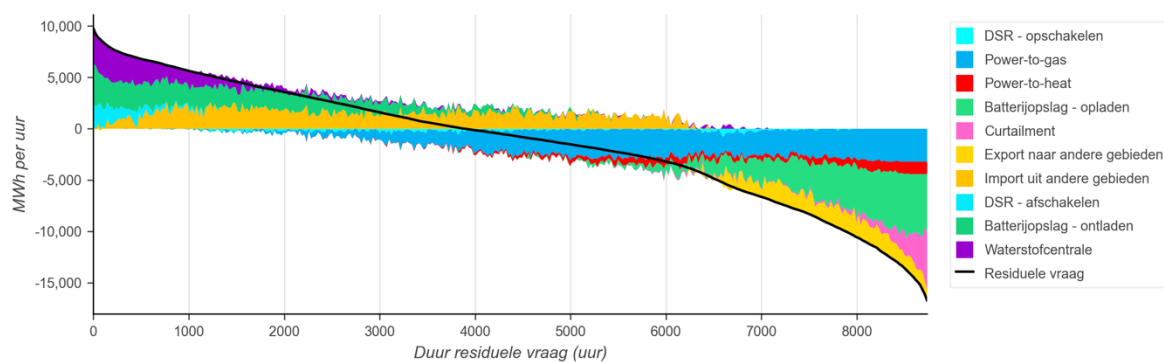
Figuur D54: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de provincie Gelderland, scenario Nationaal leiderschap (2050)



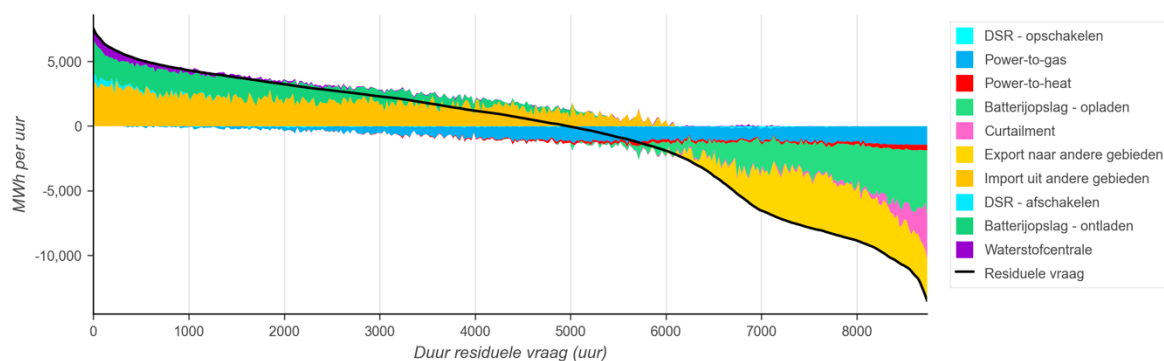
Figuur D55: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de provincie Limburg, scenario Nationaal leiderschap (2050)

(6) Residuele vraag en flexibiliteit op NUTS-1-niveau

Stromen tussen regio's kunnen op een nog hoger niveau in kaart worden gebracht. Zuid- en Oost-Nederland zijn vooral vraagregio's, die veel elektriciteit uit andere regio's nodig hebben om tekorten te overbruggen. Ze hebben namelijk de combinatie van geen wind-op-zee, zon PV als belangrijkste opwekbron én grote vraagcentra zoals Chemelot, Moerdijk en Emmen. Alleen op momenten met veel zon PV, ontstaan er in deze regio's overschotten die niet lokaal benut kunnen worden en daarom naar andere regio's worden getransporteerd.

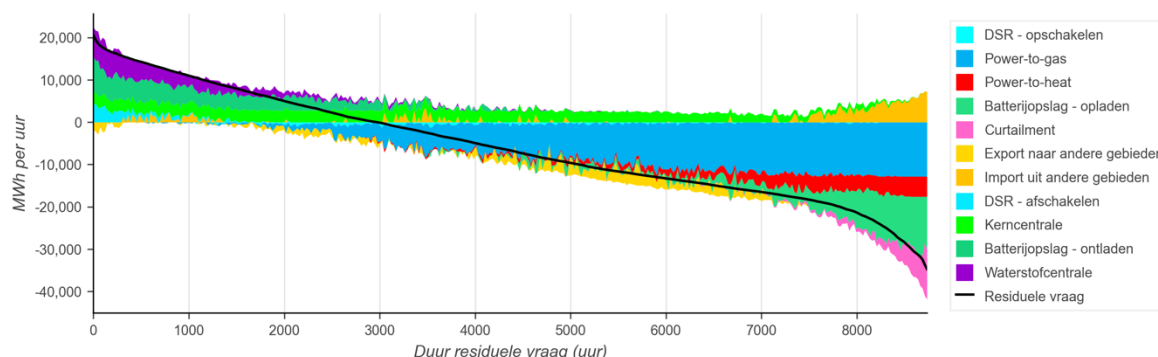


Figuur D56: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de regio Zuid-Nederland, scenario Nationaal leiderschap (2050)



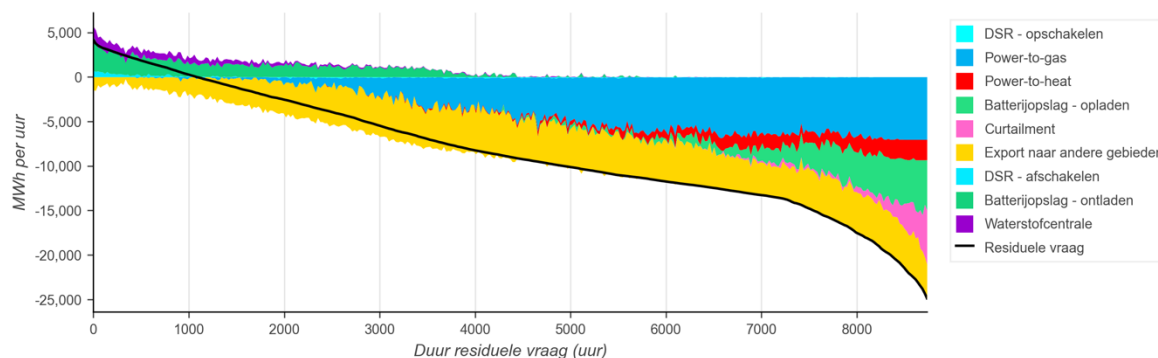
Figuur D57: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de regio Oost-Nederland, scenario Nationaal leiderschap (2050)

Voor West-Nederland geldt dat de regio voor een groot deel zelf vraag en aanbod in balans kan brengen. Door de grote aanlanding van wind-op-zee zijn er op veel momenten overschotten, ondanks de aanwezigheid van grote industrie in Noord- en Zuid-Holland en Zeeland. Er staat een forse hoeveelheid flexmiddelen opgesteld om, in het geval van tekorten, via batterijen, gascentrales en kerncentrales regelbare productie te leveren. Bij overschotten draaien elektrolyzers volop, net als het laden van batterijen en power-to-heat. Om deze flexmiddelen door te kunnen laten draaien wordt in de uren met de grootste overschotten zelfs nog elektriciteit aangevoerd uit andere regio's met veel zon.



Figuur D58: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de regio Oost-Nederland, scenario Nationaal leiderschap (2050)

Tot slot is er in Noord-Nederland een groot deel van het jaar een groot overschot dat naar andere regio's wordt getransporteerd, met name naar Oost- en Zuid-Nederland. Dat overschot komt van de grote aanlanding van wind-op-zee in het noorden met maar beperkte afname. Grote delen van het jaar gaan er grofweg enkele gigawattten richting de rest van Nederland.



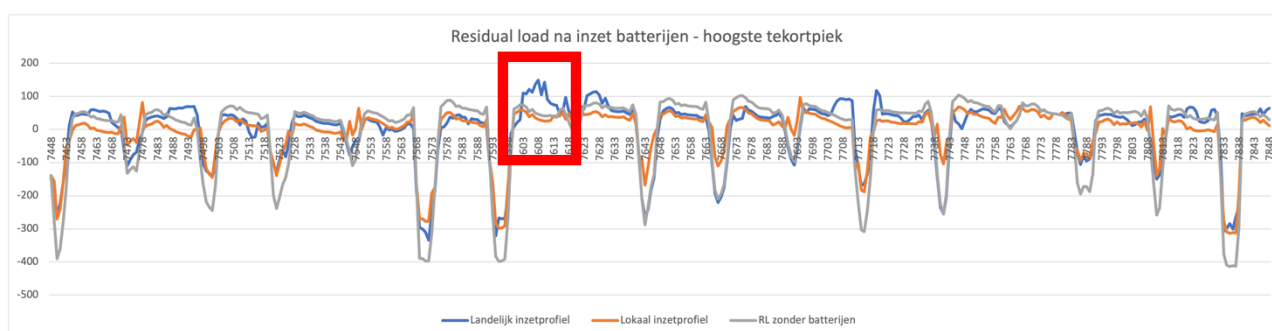
Figuur D.59: Inzet flexibiliteitsmiddelen in de regio Noord-Nederland, scenario Nationaal leiderschap (2050)

Beperking transportbehoefte door slimmer inzetten van flex

(7) Inzet van batterijen

In II3050-editie 2 is het batterijgedrag nu afgestemd op het beperken van fluctuaties in de landelijke residuele vraag. Lokaal kan dit juist een nadelige impact hebben. Op dit moment zijn er weinig prikkels voor batterijen om beter rekening te houden met de lokale balans in vraag en aanbod. Gevolg is dat batterijen soms gaan laden op momenten met lokale tekorten of ontladen op momenten met lokale overschotten. Pieken op het net kunnen voorkomen worden door batterijgedrag te sturen in een relatief beperkt aantal uren, waarin de landelijke prikkels uit de pas lopen met lokale situatie.

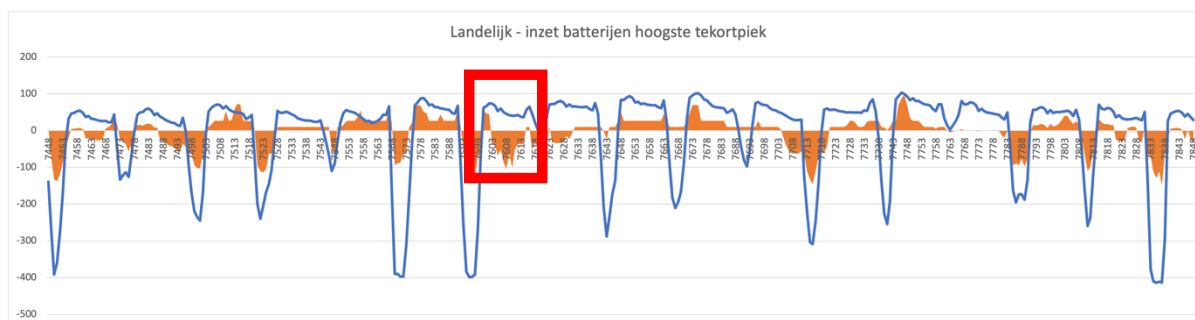
Onderstaande grafiek toont de residuele vraag van een landelijk gebied voor een periode met veel tekorturen. De grijze lijn is de residuele vraag voor inzet van batterijen. De blauwe lijn de residuele vraag na inzet van batterijen, waarbij de batterijen een landelijk bepaald inzetprofiel volgen. De oranje lijn laat de residuele vraag zien na inzet van batterijen die een lokaal bepaald profiel volgen. Het landelijke profiel probeert batterijen zo te benutten, dat de verschillen tussen landelijke vraag en aanbod geminimaliseerd worden. Het lokale profiel probeert batterijen zo te benutten, dat de verschillen tussen lokale vraag en aanbod geminimaliseerd worden.



Figuur D60: Illustratie van verschillende inzetstrategieën van batterijen.

In het rode kader wordt duidelijk dat de landelijke inzet van batterijen lokaal de problemen kunnen verergeren: in plaats van een relatief beperkt tekort (grijze lijn) zorgen batterijen voor een tekort dat dubbel zo groot is (blauwe lijn) als zonder inzet van batterijen.

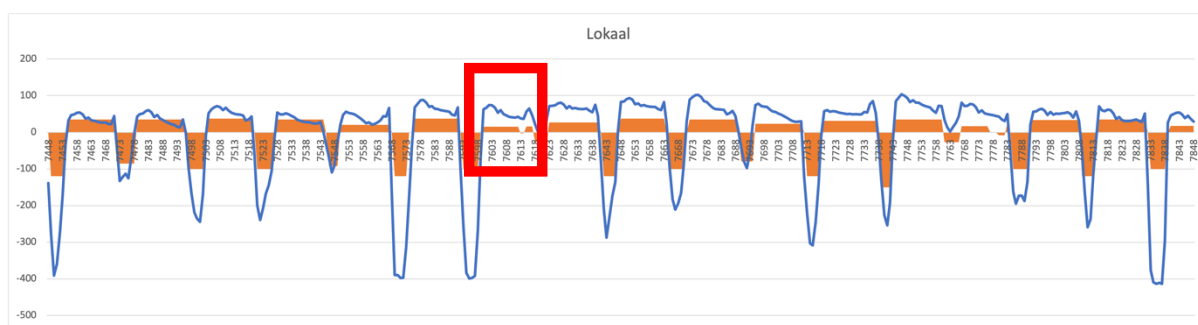
Onderstaande grafiek laat zien hoe dit komt: terwijl er lokaal een tekort is (blauwe lijn boven 0) gaan de batterijen opladen (oranje vlakken onder 0). Dat gedrag wordt veroorzaakt door een overschot op landelijk niveau. De landelijke prijsprikkels maken het voor de batterijen aantrekkelijk om dan op te gaan laden.



Figuur D61: Inzet van batterijen op basis van landelijke prikkels.

Over het algemeen past het landelijke inzetpatroon vrij goed op de lokale residuele vraag: er wordt vaak geladen op momenten van lokale overschotten en ontladen op momenten van lokale tekorten. Maar soms werkt de batterij in de verkeerde richting, wat op specifieke momenten (zoals het rood omkaderde gedeelte) tot grote pieken kan leiden.

Een batterij die rekening houdt met de lokale situatie voorkomt dit: deze batterij zou juist ontladen op momenten van een lokaal tekort en draagt daarmee bij aan het verlichten van het tekort in plaats van verergeren:



Figuur D62: Inzet van batterijen op basis van lokale prikkels.

(8) Afstemmen vraagflex op lokale situatie

Niet alleen batterijen, maar ook andere flexmiddelen kunnen met hun gedrag – gedreven door landelijke prijsprikkels - in sommige uren lokaal voor problemen of inefficiënties zorgen. Lokale (congestie)prikkels of het beperken van vraagflex in een beperkt aantal 'lastige' uren, kan dus leiden tot fors efficiënter gebruik van het lokale net, met relatief beperkte impact voor de landelijke balans in vraag en aanbod.

In de bovenstaande gebiedsanalyse is steeds gekeken naar de lokale residuele vraag en de inzet van flexmiddelen volgens landelijke prikkels. Als resultante hiervan is import en export genomen: hoeveel moet er op elk moment van buiten het gebied gehaald worden of juist uit het gebied gestuurd worden om te zorgen dat lokaal totale vraag en aanbod in balans zijn?

Hierbij wordt (impliciet) aangenomen dat 'het net', dus uitwisseling met omliggende gebieden, onbegrensd is.

Een ander perspectief is: wat is de minimaal benodigde uitwisselcapaciteit? Dit wordt gedefinieerd als: $\text{must-run vraag} - \text{min must-run aanbod} - \text{min flexibel aanbod}$. Ofwel: het deel van de residuele vraag dat niet met lokaal flexibel aanbod (batterijen, centrales, afschakeling) ingevuld kan worden. Stel, de uitwisseling met andere gebieden wordt gemaximeerd op deze (minimaal benodigde) uitwisselcapaciteit. Voor het landelijk gebied (Venray), scenario Nationaal leiderschap, ligt deze waarde op 87 MW. Dat wil zeggen: na aftrek van lokaal must-run aanbod (zon, wind) en lokale flex aanbod (ontladen batterijen, inzet centrales, afschakeling van een deel van de industrie), blijft er maximaal een tekort van 87 MW over aan must-run vraag die van buiten het gebied moet komen.

Zonder flexibel aanbod is dit 111 MW. Flexibel aanbod verlaagt dus het piektekort met ruim 20%. Maar dit is slechts een deel van het verhaal: ongeveer 900 uur in het jaar wordt er meer dan 87 MW aanvoer van buiten gevraagd. In deze uren verergert de inzet van lokale power-to-gas, power-to-heat en batterijen het lokale tekort, doordat ze aanspring/laden o.b.v. landelijke prikkels. In deze uren zorgt landelijk gestuurde, lokale flex er dus voor dat er meer uitwisselcapaciteit met buiten nodig. In het piekuur wordt zelfs 159 MW van buiten gevraagd, ruim 40% meer dan in een situatie zonder inzet van flex. In dit specifieke piekuur is er een residueel vraagtekort van 41 MW. Maar omdat power-to-gas (41 MW) en het laden van batterijen (77 MW) door landelijke prikkels ook stroom vragen, moet er 159 MW van buiten aangevoerd worden.

Maximeren van de uitwisseling op 87 MW, betekent dat de lokale flex voor vraag 900 uur niet volledig kan draaien zoals landelijke prikkels dat ingeven. Dit telt op tot 15 GWh aan flexibele vraag die niet beleverd wordt. Op een totale flexibele vraag in het gebied van 440 GWh is dit slechts 3%. Zou alle flexibele vraag evenredig geraakt worden door beperkingen in netcapaciteit, dan bestaat deze 15 GWh gemiste vraag voor 47% uit power-to-gas, 42% uit laden van batterijen, 8% power-to-heat en 2% opschakeling van industriële productie.

(9) Afstemmen aanbod op lokale situatie

Ook aan de aanbodzijde kan het nuttig zijn om te analyseren wat een beperking van de uitwisselcapaciteit met andere gebieden betekent voor het afvoeren van overschotten en inzet van flex. In het landelijk gebied, met grote hoeveelheden zon PV en een jaarproductie die fors hoger ligt dan de vraag, zien we dat er 2481 uur meer dan 87 MW overschot uit het gebied getransporteerd wordt. Voor het grootste deel ligt dit niet aan lokale flex, maar omdat er grote lokale overschotten zijn. In 2841 uur is er meer dan 87 MW aan overtallige productie van wind en zon. In 391 uur daarvan is er voldoende lokale flexibele vraag om de lokale overschotten voldoende te beperken, zodat er minder dan 87 MW naar buiten moet worden getransporteerd. Daar staat tegenover dat in 33 uur de overschotten van zon en wind minder dan 87 MW zijn, maar de batterijen ook ontladen waardoor er alsnog meer dan 87 MW moet worden afgevoerd. De inzet van flex verergert hier dus lokaal de situatie. ($2841 - 391 + 33 = 2481$ uur met meer dan 87 MW overschot dat lokaal niet gebruikt kan worden).

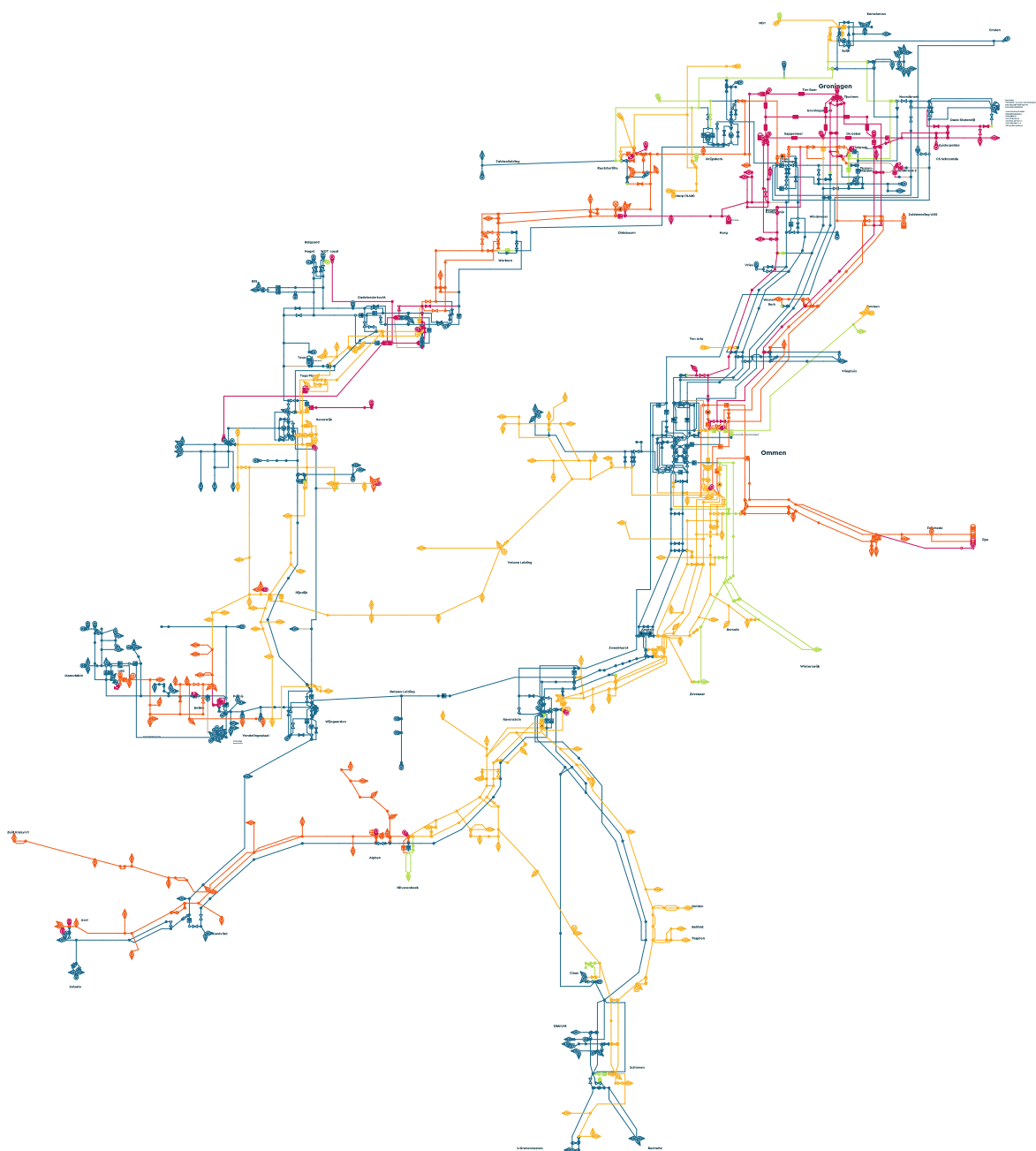
Zonder inzet van flex is er 660 GWh aan overschotten die bij een netcapaciteit van 87 MW niet getransporteerd kan worden. Op een totale RES-productie van zon en wind van 1310 GWh is dit de helft (!). Door opschakeling van lokale flex en toepassing van curtailment wordt dit beperkt tot 350 GWh. Flex levert hier dus een nuttige bijdrage aan het lokaal benutten van overschotten en aan het beperken van de uitwisselbehoefte met andere gebieden. Echter, de overschotten die overblijven zijn groot en doen zich voor in een beperkt aantal uur. Door de grote zonnepieken is dit overschot vrij 'bestendig'. Ook bij een 30% grotere netcapaciteit (114 MW) blijft er 287 GWh over, die niet afgevoerd kan worden. Bij een verdubbeling (174 MW) is dit 167 GWh. Om alles af te voeren (na inzet van flex en curtailment) is 370 MW netcapaciteit nodig. Het is zeer de vraag of het efficiënt is dusdanig grote uitwisselcapaciteiten te realiseren voor een beperkt aantal uur. Het ligt meer voor de hand om minder zon PV te realiseren op plekken met beperkte vraag of om zon PV deels in te ruilen voor wind, waardoor er een gelijkmatiger aanbodprofiel ontstaat met minder extreme piekuren.

E. Bijlage hoofdstuk 6: Landelijk gasnetwerk

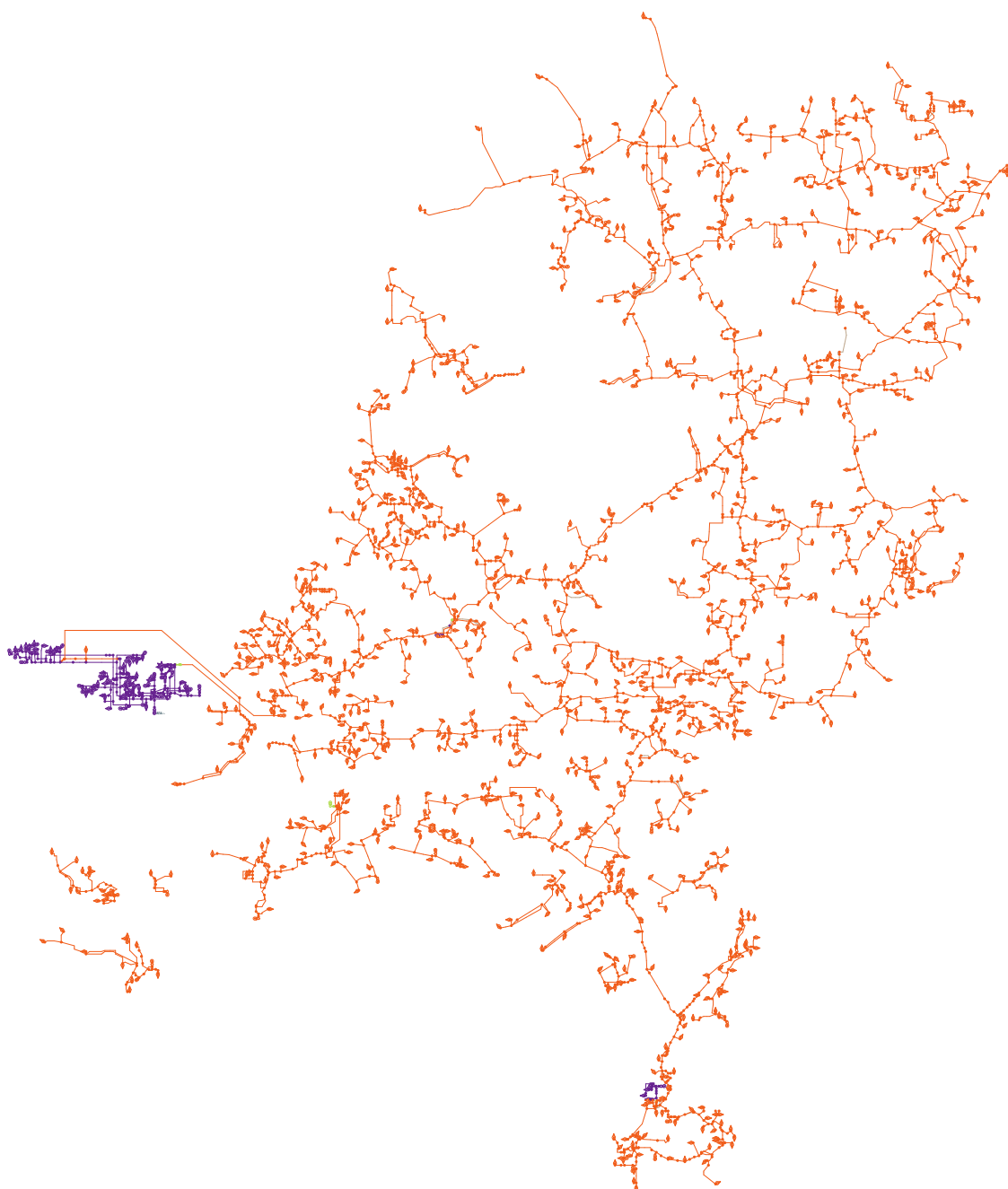
1. Beschrijving HTL en RTL

Het huidige landelijk gastransportnetwerk van Gasunie bestaat uit twee delen: een hogedruktransportnet (hoofdtransport leidingnet, HTL) en een middendruktransportnet (regionaal transportleidingnet, RTL). In totaal gaat het om ruim 12.000 km aan leidingen, waarvan ongeveer de helft in het HTL en de andere helft in het RTL.

Het HTL (zie Figuur E1) transporteert gas over grote afstanden met een druk tussen 80 en 40 bar. Het HTL fungeert als doorvoernetwerk van en naar andere landen en transporteert daarnaast gas naar grootverbruikers, zoals de industrie en centrales. Het RTL (zie Figuur E2) bestaat uit aftakkingen van het HTL, met een druk tussen 40 en 8 bar. Het RTL levert direct aan kleinere industrieën en aan de regionale netbeheerders.



Figuur E1: Het landelijke hogedruknet (HTL) anno 2023.
 De kleuren geven verschillende gaskwaliteiten weer (verloop van lage naar hoge kwaliteit: rood, oranje, geel, groen, blauw). Rood, oranje en geel vallen onder de benaming “G-gas”. Het plaatje laat zien dat er op veel tracés meerdere leidingen parallel liggen.



Figuur E2: *Het landelijke middendruknet (RTL) anno 2023.
(bij Chemelot en de Maasvlakte stroomt H-gas door het RTL).*

Het HTL is onderverdeeld in twee deernetten: een voor transport van hoogcalorisch gas en een voor laagcalorisch gas. Hoogcalorisch gas kan op enkele punten in het systeem worden omgezet naar laagcalorisch gas (conversie). Dit gebeurt door hoog- en laagcalorisch gas te mengen of door aan hoogcalorisch gas stikstof toe te voegen. Afhankelijk van de omstandigheden (zomer/winter, dag/nacht) en de combinatie van aanbod en vraag, stromen er allerlei gaskwaliteiten gelijktijdig door het systeem. In Figuur E1 zijn de gaskwaliteiten met verschillende kleuren zichtbaar gemaakt (van rood naar blauw neemt de energie-inhoud toe).

Figuur E1 maakt ook duidelijk dat het HTL een systeem is met veel parallelle leidingen. Vaak kunnen deze via koppelingen worden omgezet naar andere gaskwaliteiten. Op het traject tussen het noordoosten en het station Ommen liggen bijvoorbeeld negen parallelle leidingen, elk met een capaciteit van meer dan 10 GW (afhankelijk van de toegelaten drukval).

Het RTL transporteert bijna uitsluitend laagcalorisch gas. Alleen op een paar tracés tussen Pernis en de Maasvlakte en nabij Geleen wordt hoogcalorisch gas vervoerd voor de grote industrie aldaar. Het RTL wordt gevoed vanuit het HTL, via ruim tachtig meet- en regelstations (M&R's). Op deze M&R's wordt het gas geodoriseerd (het krijgt een 'gasgeur'). Het laagcalorische gas wordt afgevoerd naar kleinere industrieën en naar de regionale netten. Daar wordt het afgeleverd op koppelpunten, de gasontvangstations voor de direct aangesloten industrie of naar de regionale netbeheerders.

De grootste gasstromen en de meeste dynamiek van het gastransportsysteem zitten in het HTL. In het HTL komen de grote import- en exportstromen, de industriële vraag, het afwisselend zenden en vullen van bergingen en het mengen van verschillende gaskwaliteiten samen. Het HTL kenmerkt zich door lange leidingen met grote diameters (tot 48"), compressoren voor het opvoeren van de druk en mengstations voor het converteren van hoog- naar laagcalorisch gas met stikstof. Het RTL heeft een heel ander karakter; het vervoert kleinere gasstromen over meestal enkele kilometers vanaf het HTL naar de netgebruikers. De leidingen van het RTL hebben kleinere diameters (typisch 4" tot 20") en compressoren zijn niet nodig, gezien de beperkte transportafstand.

2. Beschrijving van netwerkontwikkelingen tot 2035

Tussen nu en 2050 verandert het landelijk gastransportnetwerk in een aantal opzichten. De belangrijkste oorzaak is de afname van de vraag naar aardgas. Er blijft echter in de energiemarkt een belangrijke rol voor duurzame moleculen bestaan. Naar verwachting nemen groengas en vooral waterstof de rol van aardgas over. Groengas kan bijvoorbeeld door vergassing worden geproduceerd en vervolgens direct in HTL worden ingevoerd. Groengas uit lokale vergisting komt in de regionale netten terecht, maar kan bij lage lokale vraag worden doorgevoerd naar het RTL en indien nodig nog verder stroomopwaarts naar het HTL. Op de koppelpunten moet dan een zogenoemde 'booster' komen, die het gas op voldoende hoge druk brengt.

Desondanks worden veel gasleidingen in de toekomst niet meer gebruikt voor aardgastransport. Dat is het gevolg van de daling van de vraag naar laagcalorisch gas in Nederland, België, Duitsland en Frankrijk. De vrijgevalen leidingen kunnen geschikt gemaakt worden voor het transport van waterstof. Gasunie beheert al een waterstofleiding in Zeeland. Deze voormalige aardgasleiding is vijf jaar geleden omgezet naar waterstof en is sindsdien operationeel. Voor het op druk brengen van waterstof zijn aangepaste compressoren nodig; deze zullen, afhankelijk van het scenario dat zich richting 2050 voltrekt, veelal worden geplaatst op bestaande compressorlocaties.

Gasunie bereidt een landelijk waterstoftransportnet voor dat al voor 2030 operationeel is. Dit transportnet volgt de ontwikkeling van vraag en aanbod in de markt: van verbindingen bij en tussen grote industriële clusters naar landelijke verbindingen en naar waterstofopslag in het noorden van het land. Conform het bestaande uitrolplan komen dit waterstoftransportnet en deze waterstofopslag in de periode van 2023 tot 2030 gefaseerd beschikbaar. Sommige delen van het transportnet kunnen rond 2026 gerealiseerd zijn (met name in de haven van Rotterdam), andere komen spoedig daarna (Delta Rhine Corridor in 2028-2029).

Voor een landelijk dekkend waterstoftransportnet kunnen grotendeels (circa 70%) bestaande leidingen worden ingezet; circa 30% moet worden aangelegd als nieuwe waterstoftransportleidingen. Het verbindende netwerk in 2030 meet ruim 1.100 km, voorziet ook in internationaal transport naar Duitsland (richting Ruhrgebied en

Hamburg), België (Antwerpen) en kan verbonden worden met grootschalige productie en offshore transportleidingen voor waterstof tot (ver) in de Noordzee. Zie Figuur E3 voor een indruk.

Voor het RTL gelden mogelijk andere verhoudingen voor percentages nieuwe en hergebruikte leidingen. Het is op dit moment nog niet duidelijk hoeveel en welke aansluitleidingen nodig zijn om kleinere industrieën ('cluster 6') en andere sectoren aan het 'waterstof-HTL' aan te sluiten. Ook speelt nog de vraag in hoeverre bedrijven in een overgangsfase tijdelijk een dubbele aansluiting (voor zowel methaan als waterstof) nodig denken te hebben. De aansluiting van cluster 6 heeft daarbij voor Gasunie prioriteit. Het uitrolplan voor regionale waterstofnetten moet nog worden gemaakt. Regionale netbedrijven zijn hiervoor gezamenlijk initiatiefnemer.



Figuur E3: Het waterstofnetwerk voor 2030 conform het uitrolplan, stand van zaken juni 2023.

Het ontwerp van het landelijke waterstoftransportnet voorziet in 10-15 GW transportcapaciteit in 2030 en loopt daarna verder op.

De capaciteitsplanning van het gastransportnetwerk zal in eerste instantie complexer worden. Dat geldt met name in de transitiefase, waarin naast het 'klassieke aardgas' (in verschillende kwaliteiten) ook steeds meer andere gassen getransporteerd en opgeslagen worden. Doordat de vraag naar aardgas afneemt en de hoeveelheden groengas beperkt blijven, kan het waterstoftransportnet tot 2030 echter zonder knelpunten voor aardgas gerealiseerd worden en richting 2050 naar behoefte verder worden uitgebreid.

3. Methode knelpunten analyse landelijke gas- en waterstofnetten

Het landelijke gastransportnet moet ontwikkeld worden op een veilige, doelmatige en betrouwbare wijze.

Voor de transportberekeningen is aangenomen dat het netwerk ook in 2050 als een ontkoppeld entry-exitsysteem kan worden bedreven. In een ontkoppeld entry-exitsysteem hebben netgebruikers het recht (en de vrijheid) om capaciteiten onderling onafhankelijk te benutten. Gassoort en systeembalans gelden daarbij als randvoorwaarden waaraan altijd voldaan moet worden.

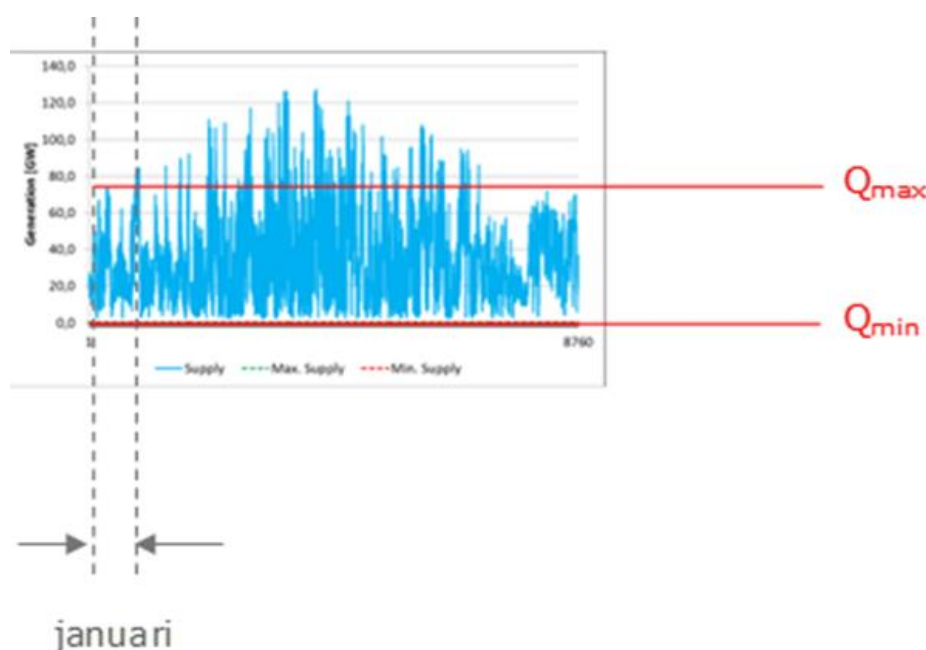
Afhankelijk van het scenario en van de specifieke omstandigheden in een scenario kunnen zich gelijktijdige combinaties van entry- en exitcapaciteit voordoen die het transportnet zwaar belasten. De zwaarte van de netbelasting wordt hierbij uitgedrukt in termen van het transportmoment T . Het transportmoment is het over alle leidingen gesommeerde product van de flow Q door een leiding en de lengte L van die leiding: $T = \sum_i (Q_i \cdot L_i)$. Het komt erop neer dat voor elke maand via maximalisatie van T een aantal zwaarste transportsituaties wordt gegenereerd, waarbij alle mogelijke stromingsrichtingen door het net worden doorlopen. Ook lokaal zware situaties worden meegenomen.

Het netwerk wordt zodanig ingericht dat al deze transportsituaties geacommodeerd kunnen worden. Daarbij wordt rekening gehouden met realistisch gedrag van netgebruikers op de entry- en exitpunten, zodat niet voor onrealistische extremen geïnvesteerd hoeft te worden.

'Realistisch' wil zeggen dat het gedrag op entry- en exitpunten zich afspeelt binnen de contractuele (voor)waarden en in overeenstemming is met gedrag dat zich in het recente verleden heeft gemanifesteerd. Daarbij kan rekening worden gehouden met eventuele trends die in de recente realisaties zichtbaar zijn. Voor de II3050-knelpuntenanalyse wordt het realistisch gedrag afgeleid uit de tijdreeksen voor vraag en aanbod, zoals die voor 2050 met behulp van het ETM uit de scenario's zijn afgeleid¹³ [.

Om rekening te houden met weer- en seizoenafhankelijkheid van het gedrag wordt de tijdreeks voor elk entry- en exitpunt opgedeeld in twaalf maanden, waarna per maand het minimum en maximum wordt vastgesteld. In Figuur E4 is dit proces zichtbaar gemaakt voor één tijdreeks, voor de maand januari. Elke entry en elke exit wordt op deze manier voorzien van een minimum- en een maximumcapaciteit; de benutting moet in de betreffende maand dus tussen dat minimum en maximum liggen. Vervolgens wordt een algoritme ingezet om voor elke maand gebalanceerde combinaties van entry en exit te vinden die binnen hun respectievelijke bereiken blijven en het netwerk zwaar belasten.

¹³ Bij de omzetting van de tijdreeksen wordt gecorrigeerd voor het feit dat het binnen Gasunie gebruikelijk is om met de calorische bovenwaarde van gas te rekenen en binnen het ETM met calorische onderwaarde.



Figuur E4: Omzetten van een tijdreeks in snapshots (hier voor januari)

Het resultaat is dus een aantal “snapshots” per maand waarin sprake is van een zware, maar realistische transportbelasting. Deze snapshots zijn de basis voor de knelpuntenanalyse van de netten. Als in een scenario niet alle snapshots kunnen worden geacommodeerd, is er sprake van een knelpunt.

Een op deze wijze gegenereerd snapshot kan een zwaardere transportsituatie veroorzaken, dan in de tijdreeks voorkomt waarop het snapshot gebaseerd is. Dit is terecht, gegeven het uitgangspunt van een ontkoppeld entry- en exitsysteem en het feit dat de snapshots gebaseerd zijn op één mogelijke tijdreeks. Wellicht waren in andere tijdreeksen situaties voorgekomen die zwaarder zijn dan in de gekozen tijdreeks. Door met deze snapshots te werken, wordt een groter palet aan zware transportsituaties afgedekt - waarbij echter nog niet gesteld kan worden dat dit palet dekkend is.

De tijdreeksen van de scenario's voor II3050-editie 2, zijn gebaseerd op een aangepast weerjaar 2012. De temperatuurreeks van dat jaar is dusdanig aangepast dat er een ‘gemiddelde situatie’ is ontstaan waarbij toch een koude periode is getoetst.

Met de duur van een knelpunt wordt in de gevolgde methodiek geen rekening gehouden. Gegeven de aanname van een ontkoppeld entry- en exitsysteem is de tijdsduur ook niet van belang. Alle realistische transportsituaties moeten geacommodeerd kunnen worden.

Als een hele tijdreeks doorgerekend wordt, kan aangegeven worden wat de duur van het knelpunt in die tijdreeks zou zijn. Om een verwachting van de gemiddelde duur van een overschrijding te kunnen geven, zou een representatief aantal tijdreeksen (voor verschillende weerjaren) doorgerekend moeten worden, op basis waarvan dan een verwachte overschrijdingsduur gegeven kan worden.

Voor de toetsing van de netwerkcapaciteit worden transportmodellen gebruikt. Gezien de verschillende eigenschappen van het hogedruknetwerk (HTL) en middendruknetwerk (RTL) wordt voor de toetsing van elk een verschillende methodiek gevolgd.

Voor de toetsing van het HTL is aangenomen dat in 2050 het transportnetwerk van Gasunie twee energiedragende gassoorten gescheiden zal transporteren: groengas en waterstof, waarbij het groengas in twee kwaliteiten door het netwerk zal stromen. Er is voor gekozen het netwerk van Gasunie zoals voorzien in 2035 als startpunt te nemen. Dit betekent dat het uitgangspunt is dat de gaskwaliteiten (hoog- en laagcalorisch) zoals voorzien in 2035 niet zullen wijzigen richting 2050. Eventueel overgaan naar één methaankwaliteit zal als oplossingsrichting voor knelpunten meegenomen worden. Er zijn dus drie netwerken: waterstof en hoogcalorisch en laagcalorisch groengas, waarbij op een aantal locaties het hoogcalorisch en laagcalorisch netwerk gekoppeld zijn middels kwaliteitsconversie.

Afhankelijk van het II3050-scenario kunnen methaanleidingen (hoogcalorisch of laagcalorisch) omgezet worden naar waterstofleidingen. De nieuwe verdeling mag niet tot knelpunten in één van de drie netwerken leiden. Elk II3050-scenario kent daardoor dus een eigen verdeling van het bestaande netwerk.

Vraag en aanbod zijn bepaald met het ETM op buurniveau. Voor waterstof zijn buurten gekoppeld aan het HTL-waterstofnetwerk zoals voorzien voor 2035, door middel van de kortste geografische afstand tot een HTL-waterstofnetwerkpunt. Dat is dezelfde methodiek als in II3050-editie 1. Aan de huidige entry- en exitpunten van het HTL-netwerk zijn netwerkpunten toegevoegd, om de afstand tussen twee netwerkpunten maximaal circa 20 km te laten zijn. Aanname is dat op elk entry- en exitpunt van het HTL-waterstofnetwerk in 2050 zowel entry als exit geacommodeerd kan worden. Vraag en aanbod van waterstof wordt aan het dichtstbijzijnde netwerkpunt in het waterstofnetwerk gekoppeld.

Voor groengas geldt dat buurten aan netwerkpunten in het HTL-methaannetwerk zoals voorzien in 2035 gekoppeld zijn, door rekening te houden met het RNB-netwerk en het RTL-netwerk. Voor elke buurt is bepaald door welk RNB-GOS deze beleverd wordt. Het RNB-GOS wordt beleverd door een RTL-GOS en dit RTL-GOS wordt beleverd via een HTL-netwerkpunt (bijvoorbeeld een M&R). Er is versimpeld, door voor RNB-GOS's die beleverd kunnen worden door verschillende RTL-GOS's, het RTL-GOS te kiezen dat de grootste capaciteitsbijdrage levert. Op dezelfde wijze is dit ook gedaan voor de keuze van welk HTL-netwerkpunt het RTL-GOS beleverd. Daarmee wordt recht gedaan aan het feit dat er voor methaan een fijn vermaasd netwerk tot op buurniveau beschikbaar is, waarvan bekend is voor welke belasting op welke locatie in het HTL-netwerk dit regionale netwerk zal zorgen. Ook is rekening gehouden met de netwerkpunten in het HTL en RTL, waar sprake is van een directe aansluiting op het Gasunienetwerk, zonder tussenkomst van een RNB.

Voor waterstof is opnieuw voor de kortste-afstand-in-vogelvlucht-methodiek gekozen, omdat er nog niets bekend is over regionale netwerken voor waterstof en eventuele omzetting van methaan naar waterstof van bestaande regionale netwerken. Vervolgens zijn voor elk entry- en exitpunt per maand de maximale en minimale entry- respectievelijk exitcapaciteit bepaald op basis waarvan snapshots voor het transportnetwerk gecreëerd worden (zie 'Realistisch gedrag').

Voor de doorrekening van de situatie in 2050 is gebruik gemaakt van drukvalberekeningen. Voor het groengasnetwerk zijn de huidige drukregimes gehanteerd, voor het waterstofnetwerk is als uitgangspunt een drukregime tussen 51 en 31 bar(a) gehanteerd. Dit is het voorziene drukregime in 2035. Daarnaast is getoetst wat het effect op de benodigde maatregelen zou zijn, bij drukregime 66-43 bar(a).

Voor het groengasnetwerk is uitgangspunt dat de in 2035 verwachte compressielocaties in 2050 nog steeds beschikbaar zijn. Voor het waterstofnetwerk is uitgangspunt dat compressie geplaatst kan worden op dezelfde locaties als in het groengasnetwerk, aangevuld met locaties Tjuchem en Hoeksche Waard. Vervolgens zijn de 'snapshots' doorerekend.

Bij knelpunten zijn als mogelijke oplossingsrichtingen gekozen:

- Omzetten van groengasleidingen naar waterstof.

- Nieuwe waterstofleidingen toevoegen aan het netwerk, parallel aan bestaande leidingen.
- Waterstofcompressie toevoegen aan het netwerk.
- Kwaliteitsconversie tussen hoogcalorisch en laagcalorisch groengas mogelijk maken.

Voor de toetsing van het RTL is de belangrijkste aanname dat de belasting van het RTL kleiner is dan de huidige belasting. De vraag naar gasvormige energiedragers in 2050 immers lager dan in de huidige situatie. Er is daarom geen kwantitatieve knelpuntanalyse voor het RTL uitgevoerd.

Knelpunten kunnen wel ontstaan wanneer groengas vanuit de RNB's aan het RTL geleverd wordt en vanuit het RTL doorgeleverd moet worden aan het HTL. Hiervoor zijn zogeheten groengasboosters nodig, die de druk van het groengas opvoeren zodat het aan het HTL geleverd kan worden. In hoofdstuk 8, 'Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050', wordt de berekening hiervan beschreven.

Anderzijds kan na 2030 waterstof door het RTL gaan stromen, voor de beleving van cluster-6-industrie en eventueel ook delen van de gebouwde omgeving. Dit is met name aan de orde in het scenario Internationale Handel en in mindere mate ook in het scenario Europese Integratie. De knelpuntenanalyse van het RTL verandert daarmee in een verdelingspuzzel.

Scenario's waarbij in de gebouwde omgeving beide gassoorten (groengas en waterstof) voorkomen, zijn daarbij een extra uitdaging. Hiervoor moet ook onderzocht te worden hoe scheidingen in de netwerken van de RNB's en het RTL van Gasunie aangebracht kunnen worden, om zo met het bestaande netwerk aangrenzende buurten te kunnen voorzien van waterstof of van groengas als daarvoor gekozen is. De huidige netwerken zijn sterk vermaasd, waardoor veel buurten ter verhoging van de leveringszekerheid via verschillende routes beleverd kunnen worden. In geval van twee soorten gas in de gebouwde omgeving moet zeker gesteld worden dat een buurt altijd de juiste gassoort krijgt. Dit gaat mogelijk ten koste van de leveringszekerheid, omdat de mogelijkheden om een buurt via verschillende routes te belevaren dan kleiner wordt. De eerdergenoemde cases geven inzicht in deze problematiek. Ze worden meer in detail beschreven in de bijlage F 'Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050'.

Het verdelingsvraagstuk vereist diepgaande kennis van de configuraties van het RTL, van de regionale gasnetten en van de verbindingen ertussen. Een en ander zal leiden tot het splitsen of verdubbelen van gasontvangstations en het verleggen of 'knippen' van leidingen in de verschillende systemen. Dit onderwerp wordt verder besproken in hoofdstuk 8.

Ammoniak en ammoniaktransport

Ammoniak als alternatief voor waterstof

In de berekeningen voor de benodigde waterstofinfrastructuur is in de vier scenario's uitgegaan van transport van waterstof in gasvorm. Hoewel dit de voor de hand liggende keuze is, zijn er alternatieven die de moeite van het onderzoeken waard zijn. Transport in de vorm van ammoniak is daar een van.

Alle scenario's, met name Europese integratie en Internationale handel, gaan uit van import van waterstof. In welke vorm de waterstof Nederland in 2050 zal bereiken is niet precies te zeggen, maar het is vrij zeker dat een flink deel per schip zal worden geïmporteerd in de vorm van ammoniak (NH₃). Transport van vloeibare ammoniak per schip is een volwassen techniek, die snel kan worden opgeschaald. Dat zal ertoe dat al de komende jaren een aantal ammoniakterminals in Noordwest-Europa gebouwd zal worden. In Nederland zijn locaties bij Rotterdam (de Maasvlakte), bij IJmuiden, in Zeeland en in het noordoosten van het land in beeld.

Behalve naar ammoniak wordt ook gekeken naar invoer als vloeibare waterstof (gekoeld en onder druk), of gebonden aan andere moleculen zodat goed vervoerbare vloeistoffen ontstaan (LOHC: liquid organic hydrogen carriers).

Ammoniak is het interessantst, omdat er afnemers zijn die in plaats van waterstof ook ammoniak gebruiken als brandstof of grondstof. Dit geldt met name voor de kunstmestindustrie, maar er zijn in de toekomst mogelijk ook andere toepassingen. De internationale scheepvaart kijkt nadrukkelijk naar ammoniak als scheepsbrandstof ter vervanging van stookolie. En in Duitsland wordt wel gesproken over elektriciteitscentrales op ammoniak als alternatief voor de huidige, sterk vervuulende bruinkoolcentrales.

Kan het gunstig zijn om zulke gebruikers direct van ammoniak te voorzien in plaats van waterstof? Een duidelijk voordeel is dat de geïmporteerde ammoniak niet eerst aan de kust hoeft te worden gekraakt naar waterstof, met bijbehorende omzettingsverliezen en benodigde infrastructuur. Er is dan wel transport van ammoniak nodig van de importterminal aan de kust naar de gebruikers die verspreid in het achterland gesitueerd zijn.

Binnenlands ammoniaktransport vindt momenteel voornamelijk plaats via spoor en water. De capaciteit van transport per trein en schip is echter beperkt. Bovendien zijn er veiligheidsrisico's – ammoniak is giftig en kan in geval van ongelukken bij het vervoer tot levensbedreigende situaties leiden. De consensus is dat transport van grote stromen ammoniak het beste kan plaatsvinden via buisleidingen. Blootstelling aan ammoniak kan worden gemitigeerd door de leidingen af te schermen en geen tracés door dichtbevolkte gebieden te kiezen.

Ammoniaktransport per buisleiding

Ammoniaktransport per buisleiding over grote afstanden komt in de wereld bijna niet voor. In de Verenigde Staten ligt een leiding met een totale lengte van ruim 3000 km, van de Golf van Mexico naar de kunstmestfabrieken in de noordelijke landbouwgebieden. Het gaat om een 10"-leiding met een capaciteit van ongeveer 1 GW. Een andere bekende lange ammoniakleiding loopt van Samara in Rusland naar Odessa aan de Zwarte Zee. De leiding is ongeveer 2000 km lang en heeft een grootste diameter van 14". Voor zover bekend ligt in Europa in totaal minder dan 100 km aan ammoniakleidingen, veelal binnen industriegebieden en niet bedoeld voor vervoer over grote afstanden. Ammoniak wordt per buisleiding altijd vloeibaar getransporteerd, binnen industriegebieden vaak gekoeld, over grote afstanden onder hoge druk (ammoniak wordt vloeibaar onder -33 °C of boven 8,5 bar).

Strengere veiligheidseisen en wetgeving beperken de mogelijkheden voor buisleidingtransport aanzienlijk. Waar voor aardgas- en waterstoftransportleidingen tot 48" (ruim een meter in doorsnede) een normale zaak zijn, lijkt het erop dat eventuele transportleidingen voor ammoniak geen grotere diameter kunnen hebben dan ongeveer 12" (ca. 30 cm). De bijbehorende capaciteit wordt dan ongeveer 1,5 GW, vergelijkbaar met een waterstofleiding met dezelfde diameter. Onderweg zijn pompstations nodig om de leiding over de hele lengte op druk te houden. Een ammoniakleiding moet om de paar kilometer een afsluiter krijgen, om bij calamiteiten voldoende kleine hoeveelheden ammoniak in te kunnen blokken en eventueel te laten ontsnappen. Een dubbele omhulling of betonplaten boven de leiding kunnen de bescherming verder verhogen.

Vanwege de hoge veiligheidseisen ligt het voor de hand om vooraf te beoordelen voor welke gebruikers een ammoniakaansluiting echt nodig is. Centrales aan of nabij de kust kunnen wellicht het beste direct per schip worden bediend. Voor centrales in het binnenland, wellicht met weinig draaiuren, kan lokale opslag (een ammoniaktank) helpen om de benodigde transportcapaciteit per buisleiding omlaag te brengen.

De kunstmestindustrie heeft mogelijk het grootste belang. In Nederland is deze te vinden in twee industrieclusters: Zeeland (Sluiskil) en Limburg (Chemelot). Omdat eerstgenoemde locatie goed bereikbaar is met schepen, ligt het niet voor de hand er een buisleiding voor ammoniak naar toe te leggen. De locatie Chemelot kan worden aangesloten op de import in de Rotterdamse haven via de leidingstrook van de Delta Rijn Corridor. Uit een eerste schatting van vraag en aanbod tot 2030 lijkt een enkele 12"-leiding voldoende. Mocht het opportuun

worden om in de toekomst ammoniakcentrales in Duitsland via de Rotterdamse haven van ammoniak te voorzien, dan kunnen meer leidingen nodig zijn. Hoeveel ammoniakleidingen in de Delta Rijn Corridor parallel kunnen worden gelegd, is niet onderzocht.

Gevolgen voor de waterstofinfrastructuur

Geïmporteerde ammoniak die als ammoniak naar gebruikers wordt doorgevoerd leidt tot een lagere benutting van het waterstofnetwerk. Op grond van bovenstaande schatting gaat het echter om relatief weinig capaciteit, minder dan 1,5 GW. De punt-tot-puntcapaciteit van het Waterstofnetwerk Nederland in 2030 ligt een ordegrootte hoger.

Ammoniak die per schip wordt geïmporteerd, kan in de haven worden omgezet naar waterstof. Dit vereist een kraakinstallatie bij de terminal en een of meer aansluitleidingen op het landelijke waterstofnetwerk. Als de kraker flexibel kan worden ingezet, bijvoorbeeld afhankelijk van de komst en de timing van schepen en van de vraag naar ammoniak, dan leidt dit in principe ook tot extra flexibiliteit in het waterstofsysteem waarmee vraag en aanbod beter op elkaar kunnen worden afgestemd. Een en ander is nog onderwerp van onderzoek.

Doorvoer van ammoniak naar gebruikers leidt in principe ook tot een kleinere behoefte aan opslag van waterstof. Het is lastig de effecten precies in te schatten, omdat ze niet alleen afhangen van de variaties in wind en zon, maar ook van de eventuele variatie in vraag en aanbod van ammoniak. De vuistregel 'één caverne voor een GW wind-op-zee' geeft een grove schatting, maar het werkelijke effect moet nog worden vastgesteld.

F. Bijlage hoofdstuk 8: Impact op de regionale gasinfrastructuur 2050

Waterstofombouw cluster 6-industrie rondom Nijmegen – Brick Valley

Gasunie en Liander hebben een gezamenlijke verkenning uitgevoerd naar mogelijke vormen van een gezamenlijk aansluitplan om waterstof vanuit het landelijk waterstofnet, via het RTL- en RNB-net, te brengen naar cluster 6-industrieën en gebouwde omgeving.

Er zijn twee scenario's onderzocht om de Nijmeegse industrie en gebouwde omgeving van waterstof te voorzien. Het eerste gaat uit van de bouw van een nieuw waterstof Meet- en Regelstation (M&R) ten noorden van Nijmegen, dat een aantal industrieën via het GTS RTL-net met waterstof belevet. Het tweede gaat uit van de bouw van een nieuw waterstof Meet- en Regelstation ten oosten van Nijmegen, waarbij naast grotere industrieën (steen- en dakpannenfabrieken) ook een flink aantal kleinverbruikers (huishoudens en kleinere industrieën) met waterstof wordt belevet.

Grote klanten van GTS zitten vaak op hetzelfde RTL-gasnet als de gasontvangstations van de RNB's waarmee de gebouwde omgeving (kleinverbruik) en overige industrie (grootverbruik) is aangesloten. In hoeverre bestaande infra kan worden ingezet voor transport van waterstof, is sterk afhankelijk van de lokale situatie. Er zijn geen standaardoplossingen voor aansluitingen op het landelijk waterstofnetwerk, maar er zijn wel generieke elementen die spelen bij het aansluiten daarop, zoals:

- Afstand afnemers tot het landelijk netwerk.
- Hergebruik of nieuwbouw van RTL-leidingen.
- Haalbaarheid distributieroutes bij RNB.
- Ontwikkeling van de gasvraag.

Netwerkombouw bedrijventerrein en omliggende gebouwde omgeving Kapelle

Gasunie en Stedin hebben verkend hoe het gasnet in Kapelle omgebouwd kan worden voor het transport van waterstof. Het netwerk voorziet zowel lokale bedrijven als omliggende woonplaatsen van aardgas. Kapelle ligt ter hoogte van het toekomstige landelijke waterstofnet richting Vlissingen. Via twee nabijgelegen aardgastransportleidingen kan verbinding met het landelijke waterstofnetwerk gerealiseerd worden. Tevens is er de mogelijkheid om door elektrolyse geproduceerde waterstof op de transportleiding in te voeden. Om deze transitie te faciliteren wordt een nieuw Hydrogen Distribution Station (HDS) gebouwd dat het 4 bar-distributienet van waterstof kan voorzien. De ombouw verloopt in verschillende fases. Als eerste wordt de transportleiding en daarop aangesloten grootverbruikers, inclusief tuinders, omgebouwd naar waterstof terwijl het bestaande GOS het 100 mbar-distributienet van aardgas blijft voorzien. Vervolgens wordt het 100 mbar-net in acht secties opgedeeld en sectie voor sectie omgebouwd naar waterstof.

Om de doorlooptijd en onderbreking van gaslevering voor eindgebruikers zo kort mogelijk te houden, worden aanpassingen zoveel mogelijk uitgevoerd tijdens de voorbereidende werkzaamheden. Bijvoorbeeld vervanging van CV-ketels door H2-readyketels en vervanging van gasmeters die ook voor waterstof geschikt zijn. De doorlooptijd van de uitvoeringsfase wordt bepaald door de realisatie van het HDS.

Omzetten van een binnenstedelijk gebied met veel woningbouw

In zowel de scenario's Europese integratie als Internationale handel maken huishoudens gebruik van waterstof. Een van de mogelijkheden is toepassing in sterk stedelijke gebieden. Deze gebieden bevatten vaak een mix van slecht te isoleren woningen en hebben weinig ruimte in de ondergrond voor een warmtenet, waardoor alternatieven beperkt zijn. Het omzetten van methaan naar waterstof voor stedelijke gebieden vraagt een aantal aanpassingen en heeft de volgende aandachtspunten:

- Alle aansluitingen die omgezet worden, moeten klaar zijn voor waterstof: de leidingen, kachels en ketels moeten veilig zijn voor waterstof. Kooktoestellen moeten werken op waterstof of overgezet worden naar een elektrisch fornuis. Vaak is het 'omzetten' van de ketel van methaan naar waterstof nodig, wat mogelijk tot 2 uur per aansluiting kan duren.
- Er zal in kleine deelgebieden omgezet moeten worden van methaan naar waterstof. Hiervoor moet de straat open om leidingen af te sluiten, methaan uit de leiding te verwijderen en vervolgens op waterstof over te zetten.
- Overzetten naar waterstof vereist een integrale aanpak: tegelijk in de straat én in de woningen aan de slag. Omdat dit simultaan moet gebeuren, vereist het veel communicatie tussen RNB's, gemeente, aannemers, en huishoudens. Het alternatief is een dubbele infrastructuur, maar dat is onwenselijk door extra kosten, uitvoeringsuren en inpassing in de ondergrond.

G. Bijlage hoofdstuk 11: Kosten, ruimte, uitvoerbaarheid en grondstoffen

1. Kosten

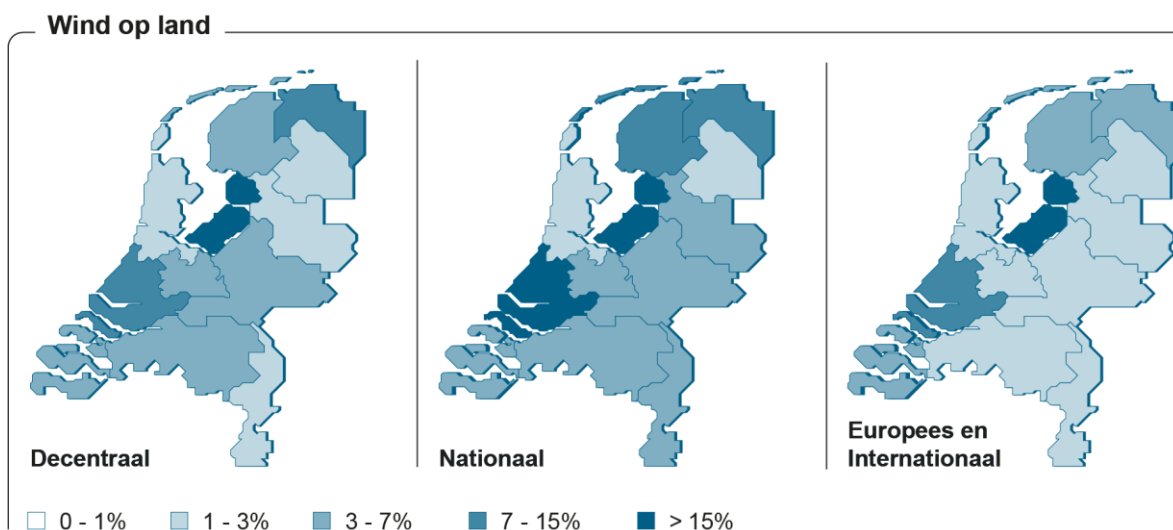
Voor kosten is gebruik gemaakt van de openbare scenariodata in het Energietransitiemodel.

Voor de netbeheiderskosten is gebruik gemaakt van de kostenkengetallen uit het basisdocument van Netbeheer Nederland (https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf, versie september 2023). Daar waar een kostenrange is opgegeven, is gekozen voor de maximale prijs, vanuit de gedachte dat de kosten van materiaal en uren alleen maar toenemen. De kengetallen worden in de komende periode door de netbeheerders geactualiseerd.

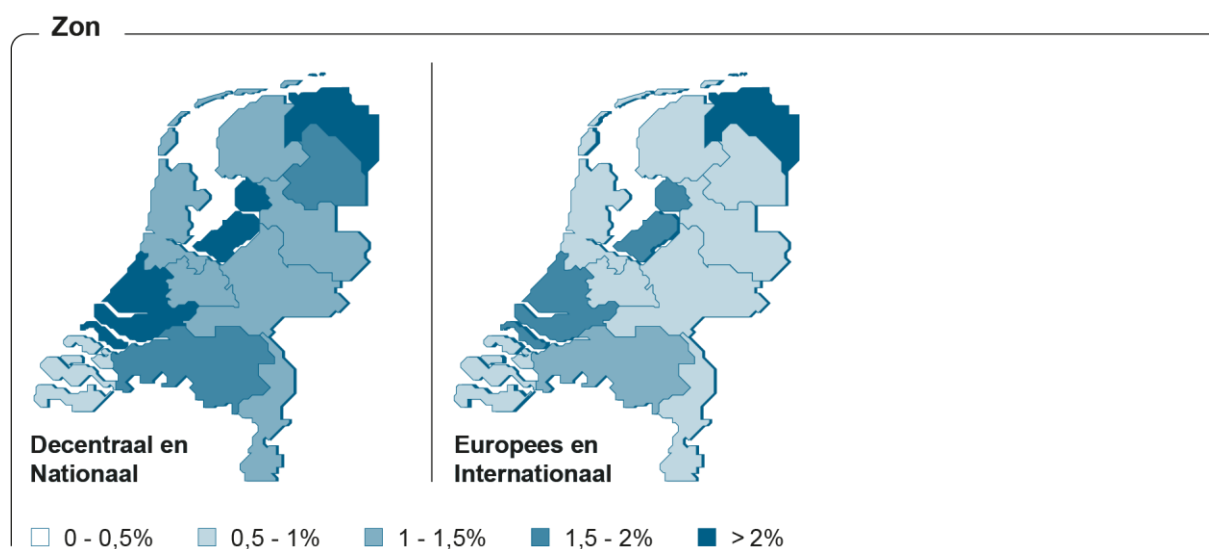
2. Ruimte

1. Indicatieve schets ruimtebehoefte zonneweides en windvermogen

In figuur G1 en G2 staat de ruimtebehoefte voor wind en zon uitgesplitst naar provincie. De schaal (de ruimtebehoefte als percentage van het totale oppervlak van een provincie) verschilt per figurenreeks. Flevoland is in alle gevallen de meest windturbinerijke provincie en ook in Zuid-Holland, Friesland en Groningen geldt in elk scenario relatief het hoogste ruimtebeslag.



Figuur G1: Relatieve ruimtebehoefte per provincie voor de inpassing van 15 GW (Decentraal), 20 GW (Nationaal) en 10GW (Europees en Internationaal) windvermogen op land. De totale ruimtebehoefte van windvermogen in Nederland is volgens gebruikte kengetallen 5,4% van de landoppervlakte.

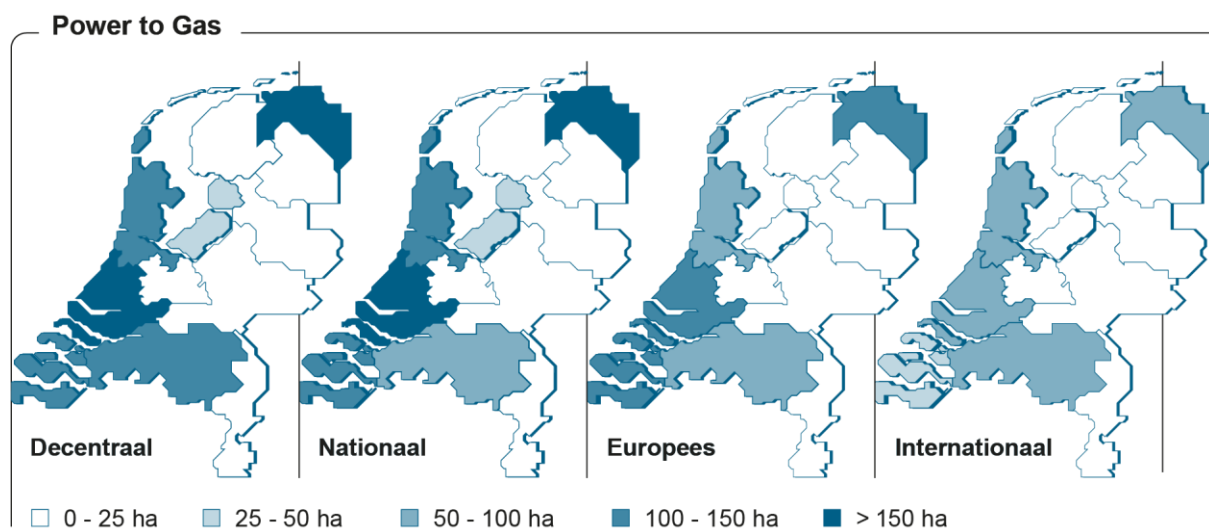


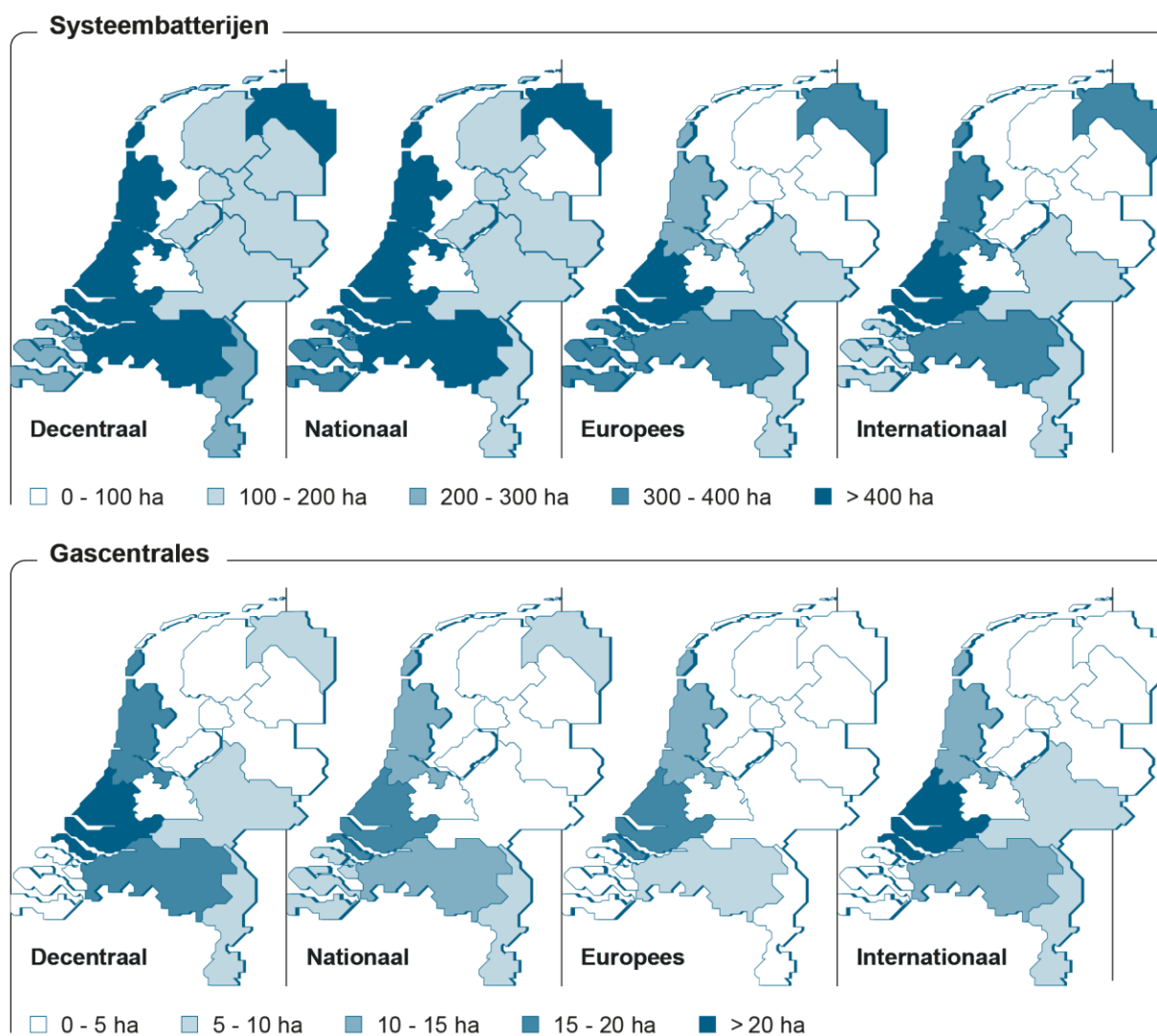
Figuur G2: Relatieve ruimtebehoefte per provincie voor de inpassing van 58 GW (Decentraal en Nationaal) en 35 GW (Europees en Internationaal) aan zonneweides. De totale ruimtebehoefte van zonneweides in Nederland is volgens gebruikte kengetallen 1,7% van de landoppervlakte.

2. Indicatieve schets ruimtebehoefte flexibiliteit

De flexibiliteitsmiddelen power-to-gas, systeembatterij en de gascentrales staan verspreid door het land.

De flexibiliteitsmiddelen bevinden zich, bijna ongeacht het scenario, met name in Noord-Holland, Zuid-Holland, Noord-Brabant en Groningen. Dit zijn dan ook de provincies met de grootste variatie tussen energie-aanbod en energievraag. Juist hier zijn flexibiliteitsmiddelen nodig om deze variaties op te vangen.





Figuur G3: De indicatieve ruimtebehoefte per provincie (in hectares) voor power-to-gas, systeembatterijen en gascentrales. De legenda verschilt per figurenreeks.

3. Ruimtebehoefte in een oogopslag

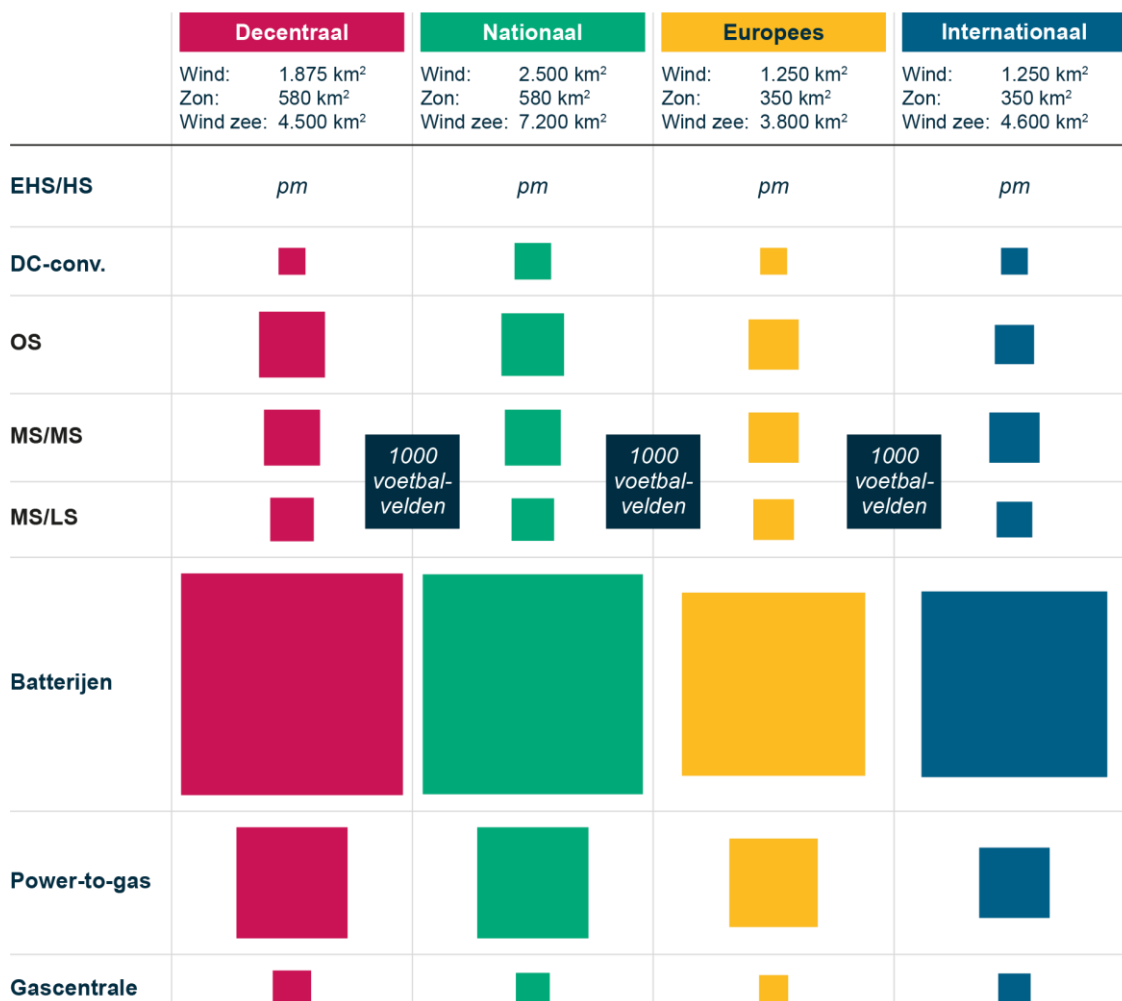
Het duurzame energiesysteem van 2050 vraagt om ruimte. Meer ruimte dan het huidige fossiele systeem.

Onderstaande afbeeldingen tabel tonen de ruimtebehoefte voor de verschillende assets van netbeheerders naast elkaar voor een volledig beeld. Het maakt de verschillen en overeenkomsten tussen de scenario's goed zichtbaar.

Voor de verschillende categorieën gaat het om de extra ruimtebehoefte in 2050 ten opzichte van 2023. Daar zijn uitzonderingen op:

- Voor EHS/HS-stations (figuur) en het 220/380kV-net en het 110/150kV-net (tabel) gaat het om de ruimtebehoefte boven op de ruimte voor netverzwaringen zoals die in het IP van TenneT van 2022 zijn beschreven – ervan uitgaande dat deze gerealiseerd zijn. Het gaat dus om het oplossen van de knelpunten die optreden tussen 2035 en 2050.

- Voor gascentrales kan gebruik worden gemaakt van huidig bestaande gascentrales, geschikt gemaakt voor waterstof (zie ook hoofdstuk).



Figuur G4: De weergave van de indicatieve ruimtebehoefte per categorie en voor de verschillende scenario's. Voor TenneT gaat het om de ruimtebehoefte boven op de ruimte voor netverzwaringen zoals beschreven in het IP van 2022

Tabel G1: *Tracélengtes (in km) en bijbehorende -breedtes voor kabels en leidingen. Voor TenneT gaat het om de ruimtebehoefte boven op de ruimte voor netverzwaringen zoals beschreven in het IP van 2022.*

	Asset	Tracé- breedte (m)	Decentraal	Nationaal	Europees	Internationaal
TenneT	220/380kV-net	100	320	n/a	510	n/a
	110/150kV-net*	35	955	955	720	555
Gasunie	RTL**	2	0	0	<2.000	<3.000
	HTL H2***	70	150	150	80	260
	HTL CH4***	70	0	0	0	0
Warmte, CO ₂	Warmtenet	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
	CO2-net	n/a	nihil	nihil	nihil	nihil
RNB's	MS-kabels	1–10	50.000	50.000	47.000	40.000
	LS-kabels	1	54.000	54.000	47.000	40.000

* ondergronds aangelegd. De 35m is inclusief aanlegstrook (zie ook Concept PEH) en wijkt af van het NBNL Basisinformatiedocument en de eerste editie van het II3050 waar hier met 10m (zonder aanlegstrook) werd gerekend.

** het gaat om 2m extra ruimte bij hergebruik bestaande leidingen

*** er is geen nieuwe ruimte nodig voor HTL na 2035 – valt in bestaande buisleidingstroken

3. Uitvoerbaarheid

De leadtime (de tijd die nodig is vanaf de beslissing om een asset aan te leggen) tot de ingebruikname, verschilt uiteraard sterk per project. Voor bijvoorbeeld TenneT-stations is dit rond de tien jaar, omdat er Rijkscoördinatie en een Milieu Effect Rapportage (MER) nodig is. In het basisdocument van Netbeheer Nederland staan de kengetallen hiervoor genoemd (tabel 44). De echte bouwtime van een station is vaak veel korter (tot 2 jaar).

Ombouw en aanleg van gas- en waterstofleidingen in bestaand tracé heeft een doorlooptijd van ca. vier jaar. Hiermee is rekening gehouden bij de aanleg van het Waterstofnetwerk Nederland.

Tabel G2: *Kentallen voor leadtime voor stations en onderdelen.*

Stations	Doorlooptijd	Onderdeel	Doorlooptijd
EHS/HS-station (Tennet)	7-10 jaar	Regionale transportleiding vervangen	1 jaar
HS/TS-station (Tennet)	5-7 jaar	Regionale distributieleiding vervangen	1 jaar
HS/MS-station (Tennet)	5-7 jaar	Gasbooster	1 jaar
TS/MS-station (RNB)	2-5 jaar	Groengas invoeder	0,5 jaar
MS-station (RNB)	2-3 jaar	Verwijderen gasontvangststation	3 jaar
MS/LS-station (RNB)	< 1 jaar	Vervangen aflever- of districtsstation	0,5 jaar
		Verwijderen aflever- of districtsstation	0,5 jaar
		Aanleg districtsstation	0,5 jaar
		H2-leiding aanleggen in bestaand trace (Gasunie)	4 jaar
		Ontwikkelen H2 caverne (Gasunie)	7 jaar
		Omzetten bestaande leiding van methaan naar waterstof	1-2 jaar

4. Grondstoffen

Onderstaand veertien schaarse metalen per scenario en hun bereik (als percentage van de wereldwijde productie in basisjaar 2020) uit de herberekening van Metabolic op basis van de nieuwe II3050-scenario's¹⁴. Koper staat op positie 11 en bereikt in het scenario Internationaal positie 10.

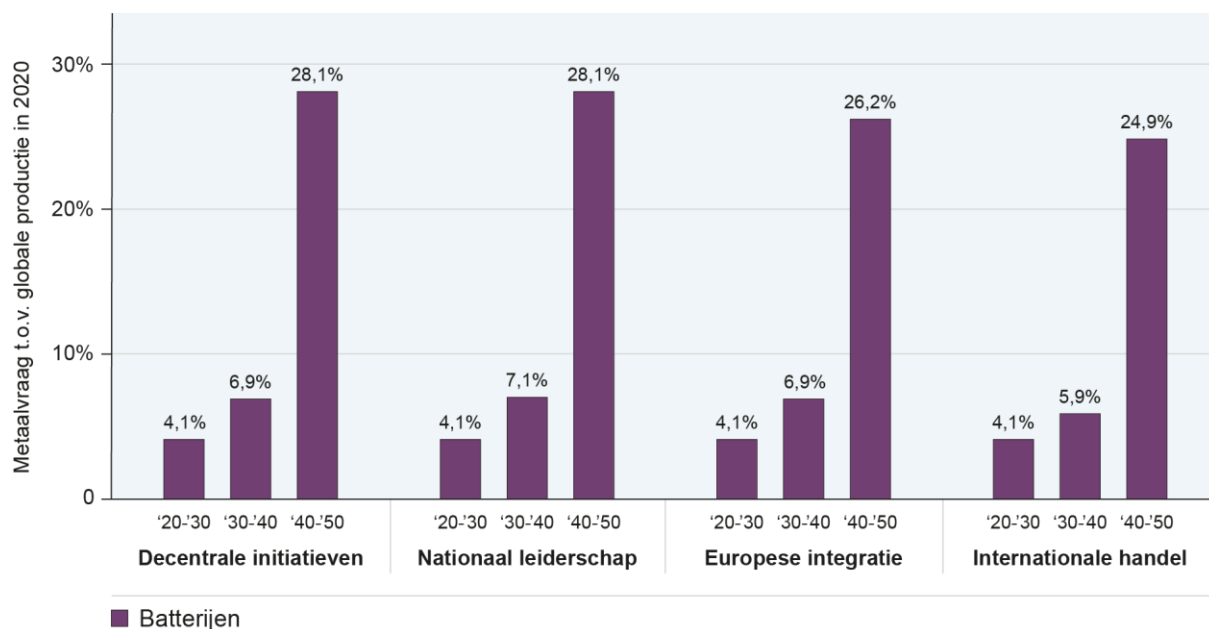
Tabel G3: De combinatie van metaalvraag (als percentage van de wereldproductie in 2020) en rangorde van leveringskritieke metalen voor de Nederlandse energietransitie.

Metaal	Decentrale initiatieven	Nationaal leiderschap	Europese integratie	Internationale handel	Decentrale initiatieven	Nationaal leiderschap	Europese integratie	Internationale handel
Lithium	28%	28%	26%	25%	1	1	1	1
Dysprosium	26%	27%	25%	24%	2	3	2	2
Neodymium	23%	26%	17%	17%	3	4	3	3
Iridium	22%	28%	15%	16%	4	2	4	4
Praseodymium	14%	14%	13%	13%	5	5	5	5
Kobalt	7.2%	7.2%	6.8%	6.5%	6	6	6	6
Platinum	3.9%	4.8%	2.7%	2.8%	7	7	8	8
Nikkel	3.3%	3.3%	3.0%	2.9%	8	8	7	7
Zilver	1.2%	1.1%	0.9%	0.7%	9	9	9	9
Silicium	0.78%	0.70%	0.54%	0.43%	10	10	10	11
Koper	0.65%	0.66%	0.49%	0.44%	11	11	11	10
Aluminium	0.24%	0.23%	0.18%	0.15%	12	12	12	12
Staal	0.11%	0.12%	0.07%	0.06%	13	13	13	13
Mangaan	0.053%	0.054%	0.049%	0.047%	14	14	14	14

Percentage van de globale productie in 2020

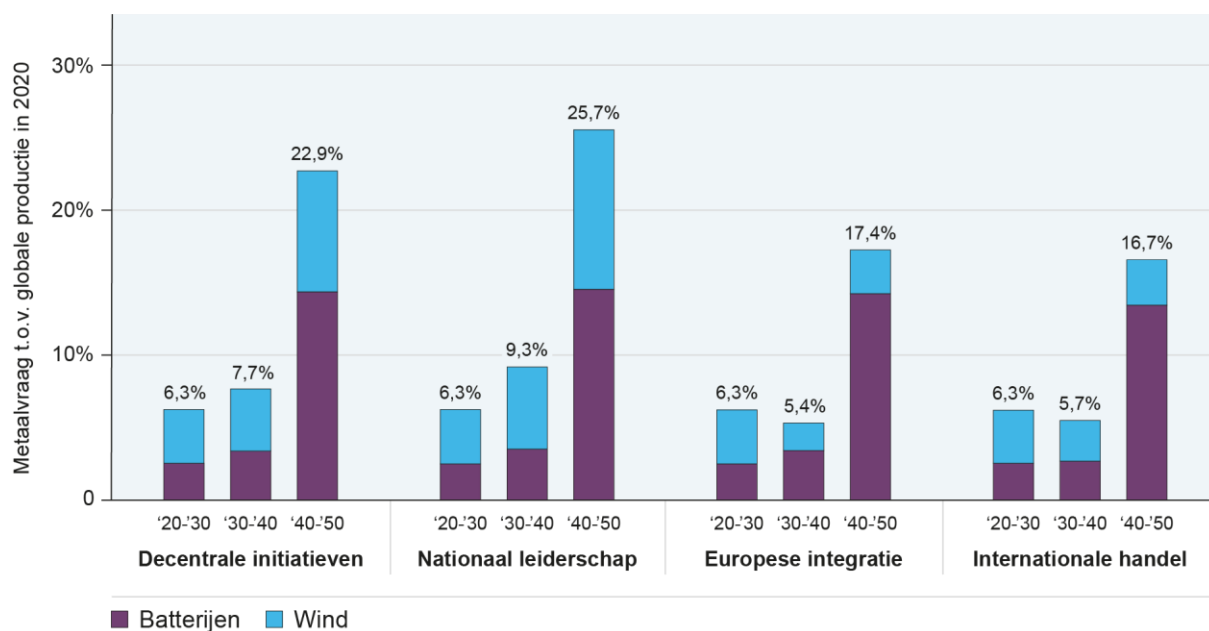


Onderstaande figuren geven de verdeling weer van de behoefte aan de elf leveringskritieke metalen lithium, neodymium, dysprosium, iridium, kobalt, nikkel, silicium, koper, aluminium, staal en praseodymium (als percentage van de respectievelijke 2020 wereldproducties), per II3050-editie 2-scenario en decennium, naar de verschillende onderdelen van het energiesysteem.

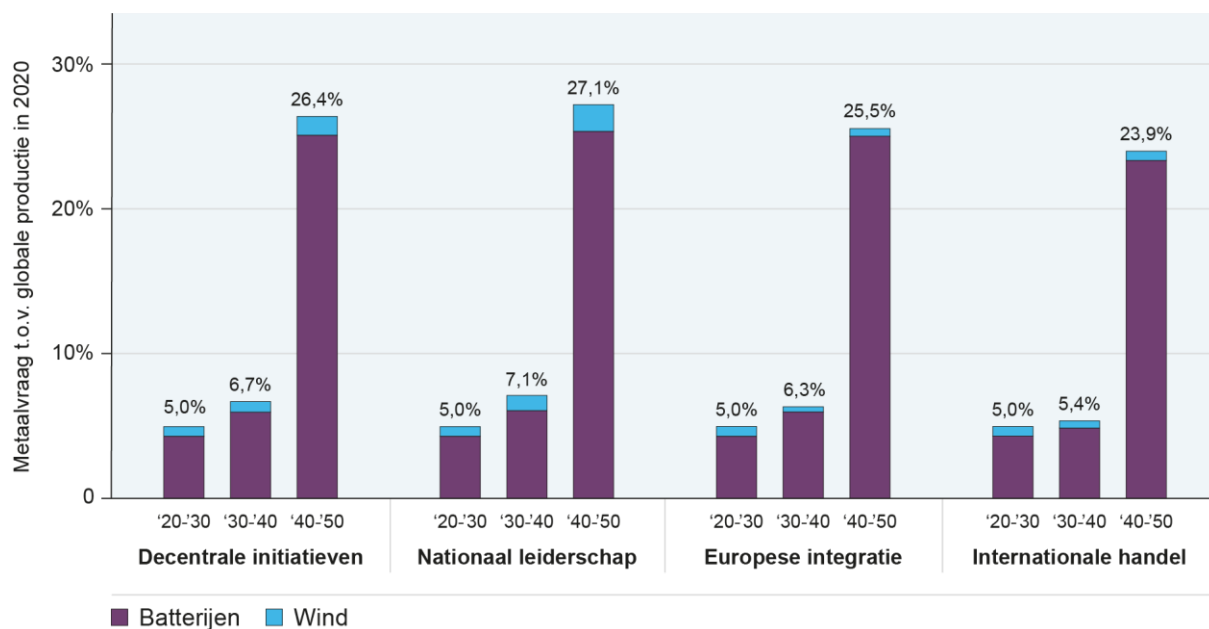


Figuur G5: Metaalvraag Lithium voor II3050-scenario's

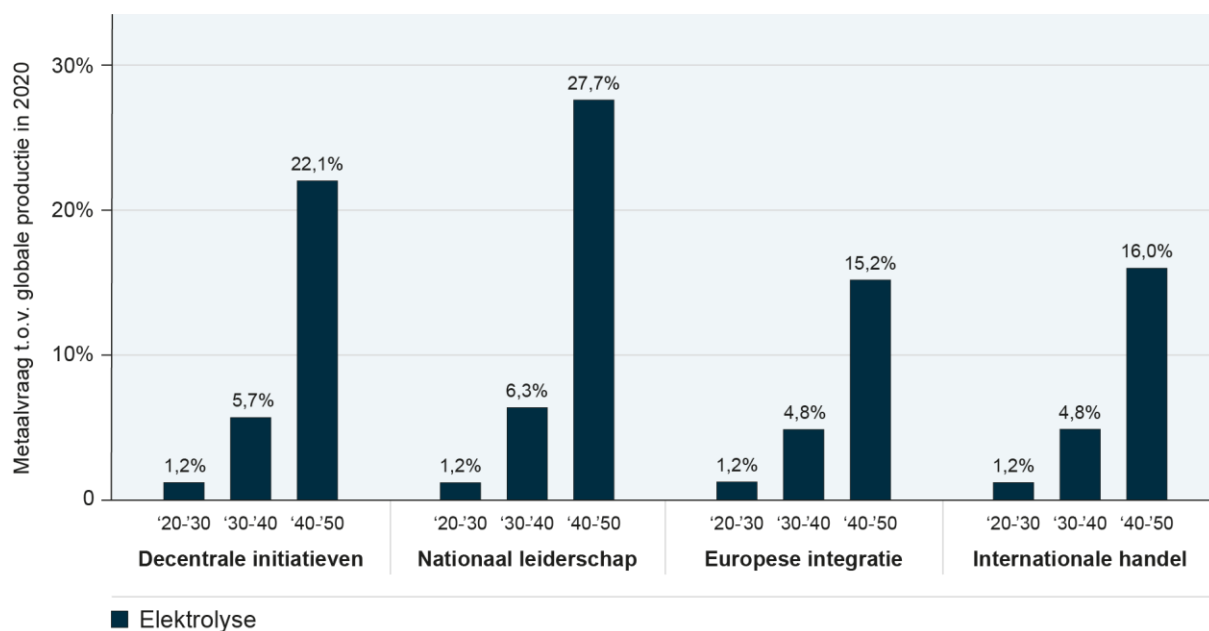
¹⁴ Metaalvraag Nederlandse energietransitie: een actualisering (Metabolic, 2023)



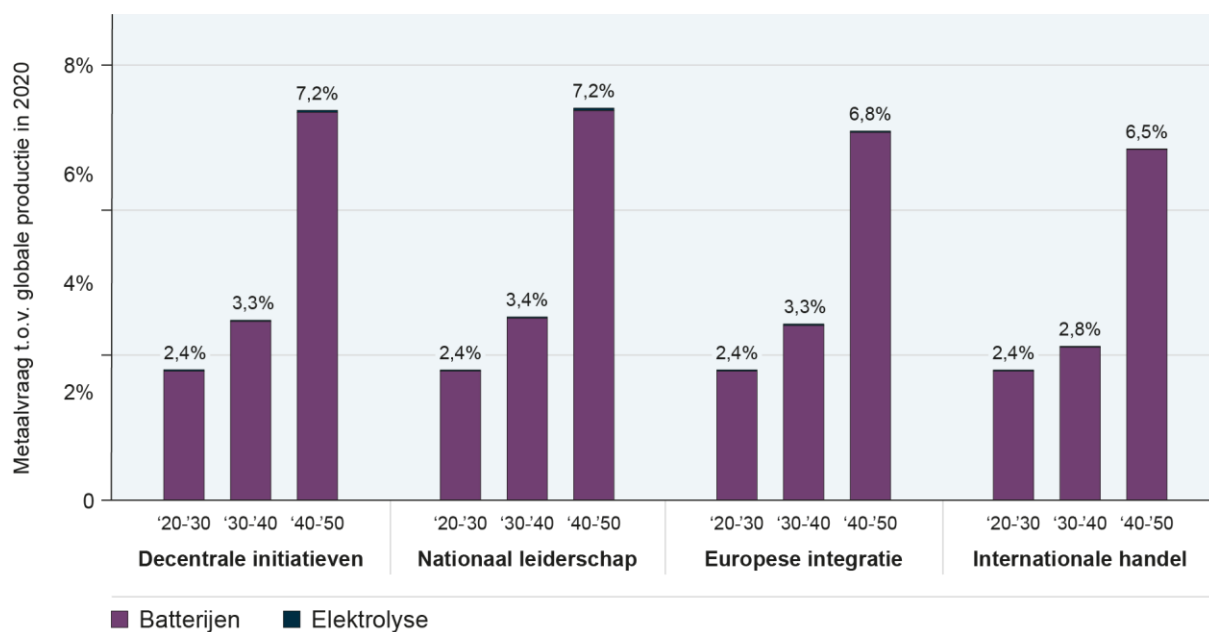
Figuur G6: Metaalvraag Neodymium voor II3050-scenario's



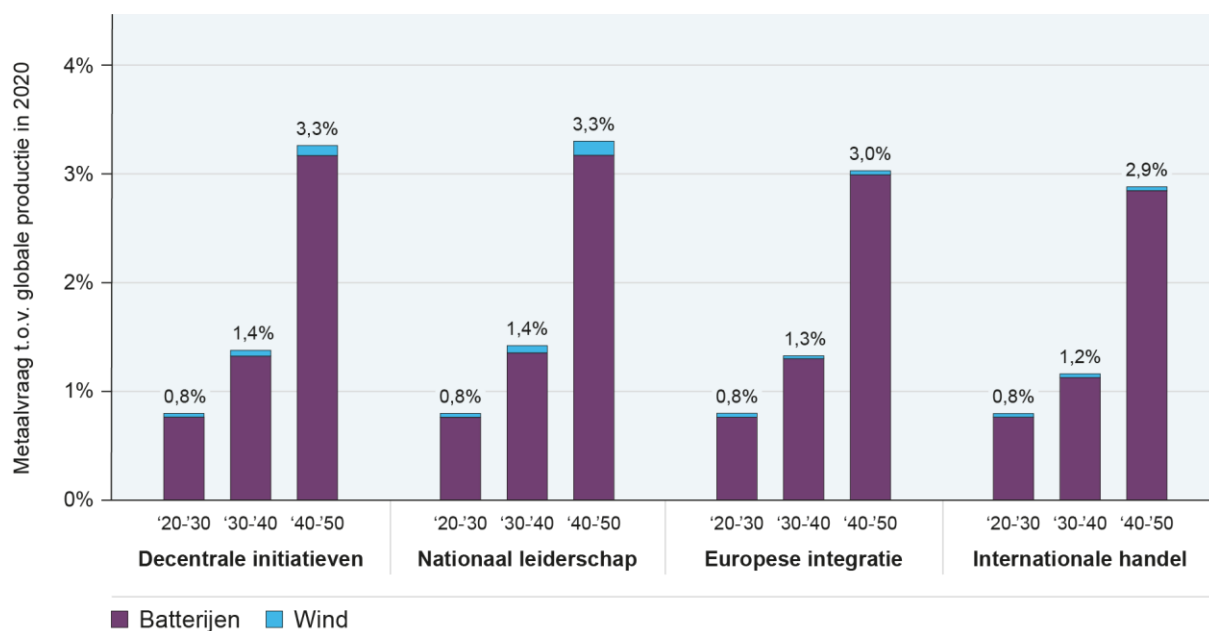
Figuur G7: Metaalvraag Dysprosium voor II3050-scenario's



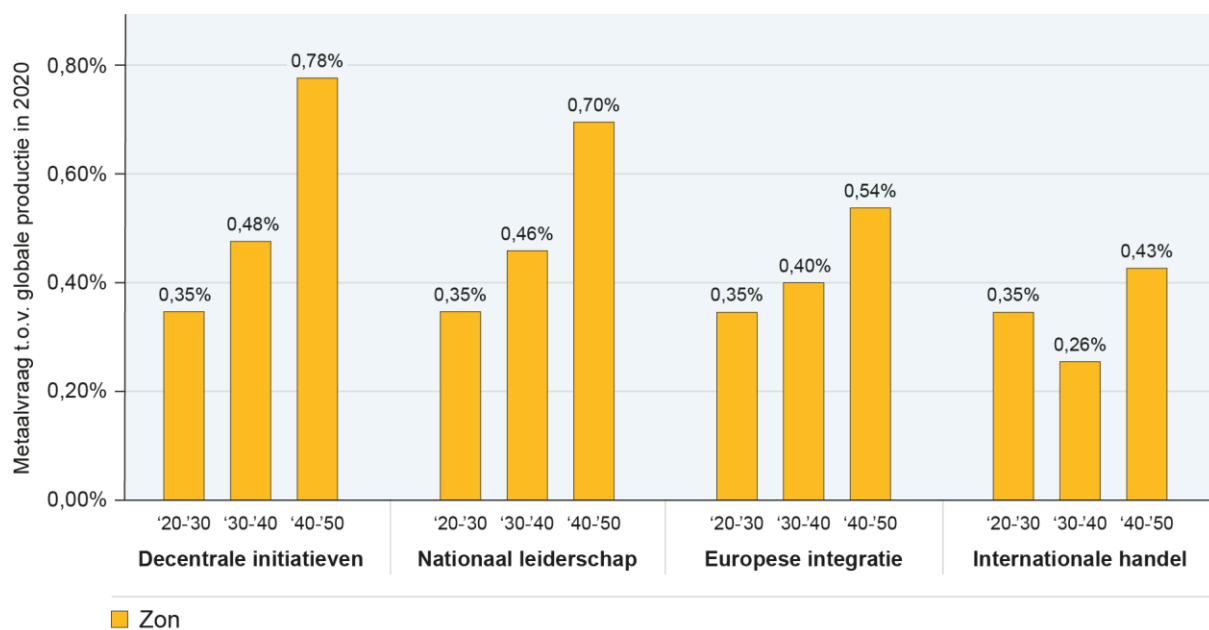
Figuur G8: Metaalvraag Iridium voor II3050-scenario's



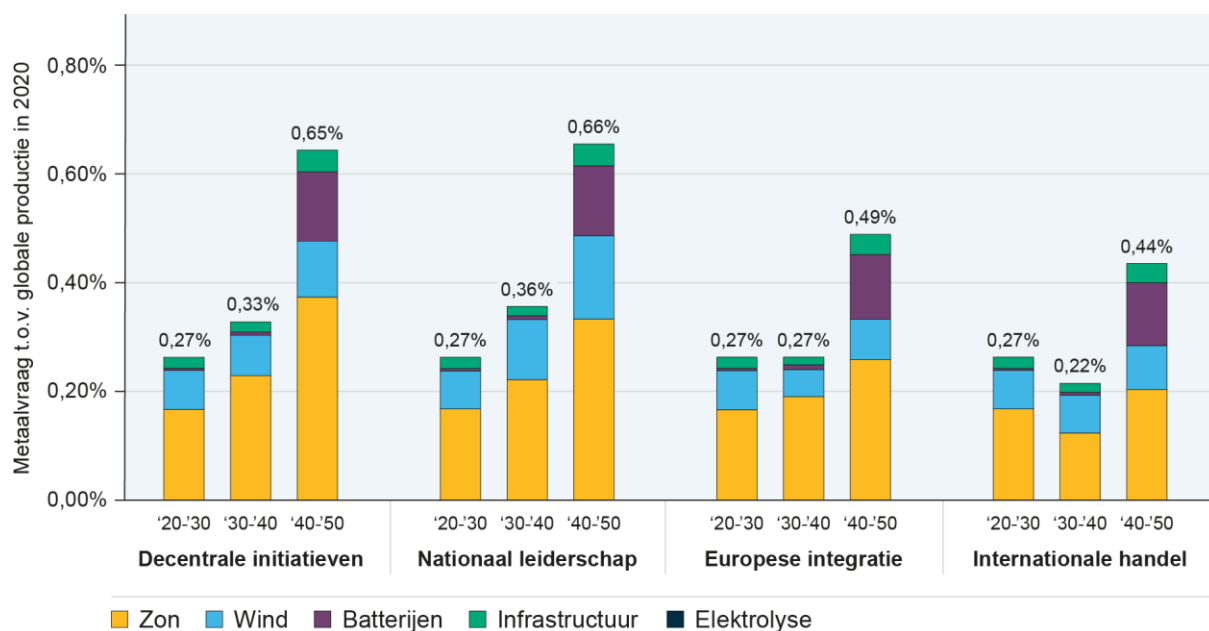
Figuur G9: Metaalvraag Kobalt voor II3050-scenario's



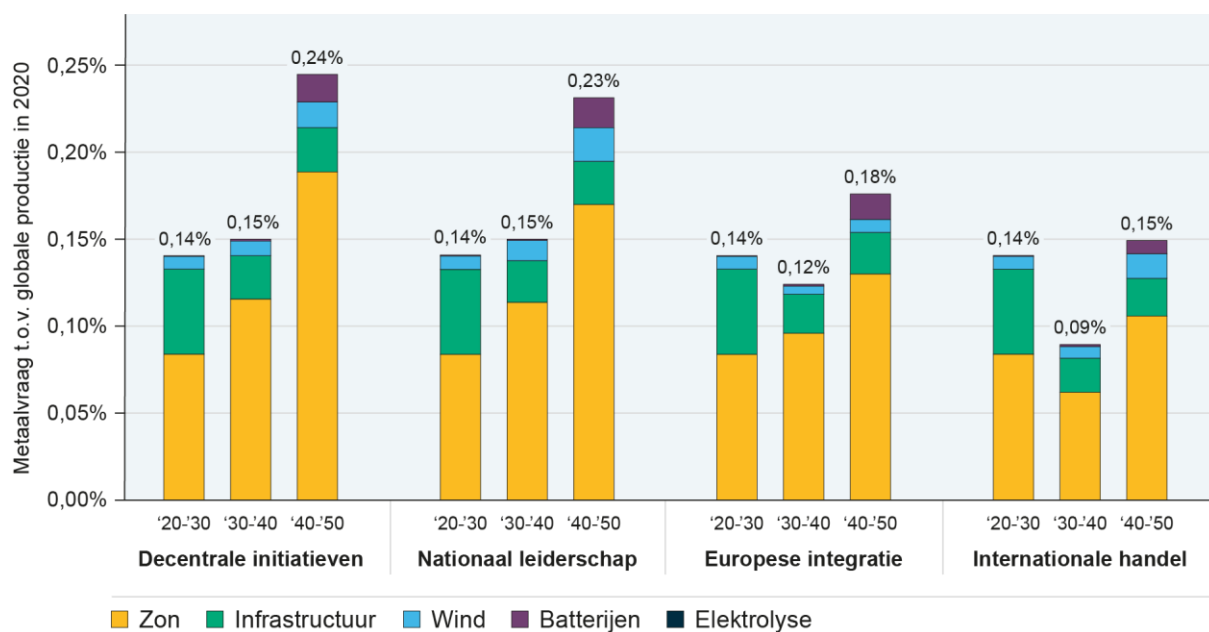
Figuur G10: Metaalvraag Nikkel voor II3050-scenario's



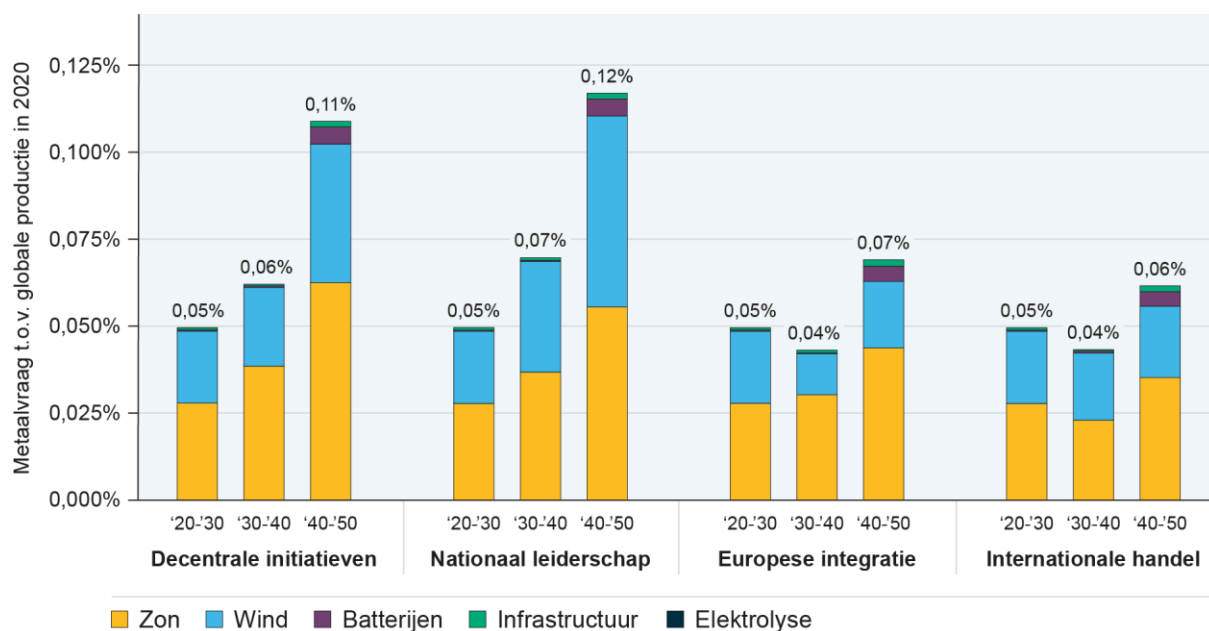
Figuur G11: Metaalvraag Silicium voor II3050-scenario's



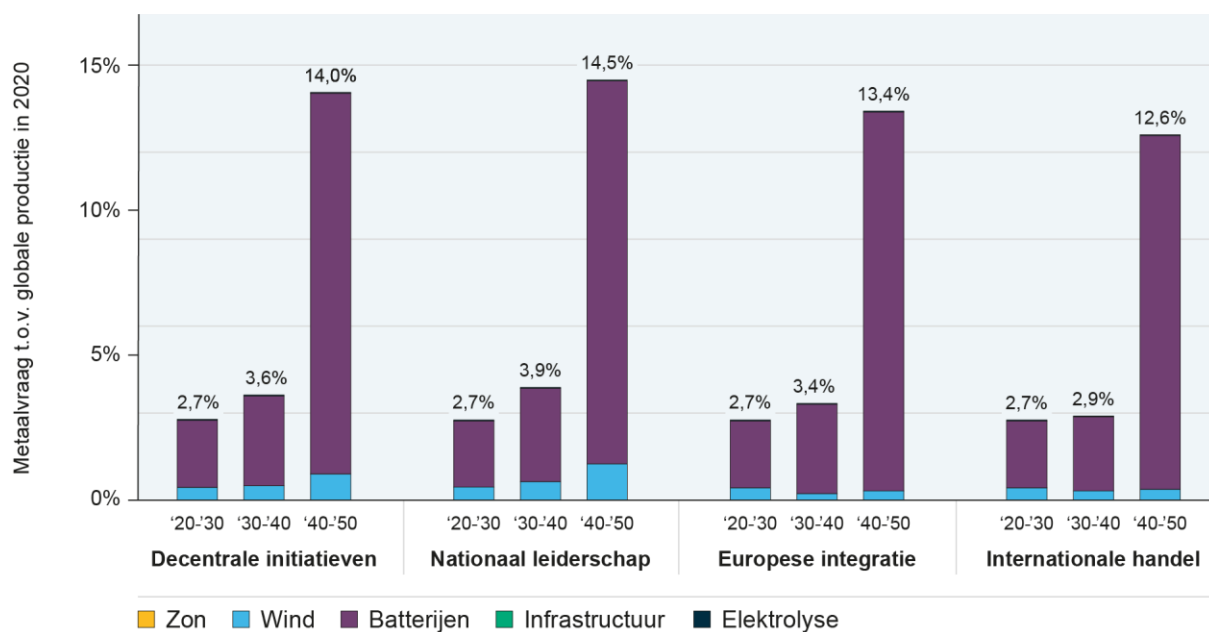
Figuur G12: Metaalvraag Koper voor II3050-scenario's



Figuur G13: Metaalvraag Aluminium voor II3050-scenario's



Figuur G14: Metaalvraag Staal voor II3050-scenario's



Figuur G15: Metaalvraag Praseodymium voor II3050-scenario's

