Systeemstudie energie-infrastructuur Groningen & Drenthe

2020-2050

CE Delft
Committed to the Environment

QUINTEL INTELLIGENCE

Systeemstudie energie-infrastructuur Groningen & Drenthe

2020-2050

Dit rapport is geschreven door:
Sjoerd van der Niet, Frans Rooijers, Reinier van der Veen, Nina Voulis (CE Delft); Alexander Wirtz, Mart Lubben (Quintel)

Delft, CE Delft, november 2019

Publicatienummer: 19.180076.156

Energievoorziening / Elektriciteit / Regionaal / Provincies / Infrastructuur

Opdrachtgevers: Provincie Groningen, Provincie Drenthe
Uw kenmerk: Dossiernr K1263, verplichtingennr 002087

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Sjoerd van der Niet (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

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

Inhoud

Samenvatting 4

1 Inleiding 11
2 Opzet van het onderzoek 15

Vraag en aanbod *21*
3 Scenario 2020 22
4 Scenario 2030 27
5 Scenario 2050 Regionale Sturing 32
6 Scenario 2050 Nationale Sturing 36
7 Scenario 2050 Internationale Waterstofeconomie 40
8 Scenario 2050 Internationale Bio-economie 44
9 Vergelijking 47

Infrastructuur: knelpunten en oplossingen *61*
10 Midden- en laagspanningsnet 62
11 Hoogspanningsnet 66
12 Elektriciteits- en gas-/waterstofnet in samenhang 71
13 Warmtenet, CO_2-net en biomassa-infrastructuur 79
14 Analyse 82
15 Conclusies en aanbevelingen 91

Bijlagen *97*
A Deelnemers 98
B Bronnenlijst 99
C Begrippen en afkortingen 103
D Energietransitiemodel 105
E Gebouwde omgeving 106
F Mobiliteit 112
G Industrie, datacenters en land- en glastuinbouw 118
H Aardgas en groengas 123
I Wind- en zonne-energie 126
J Elektriciteit en centrales 130
K Knelpunten hoogspanningsnet 132

Samenvatting

Introductie

Voor 2030 is het doel om CO_2-uitstoot met 49% te reduceren en voor 2050 met 100%. Dat vraagt om een energietransitie. Bovendien stopt de gaswinning in Groningen, mogelijk al in 2022. Dit betekent dat zich keuzes voordoen in de inrichting van het toekomstige energiesysteem:

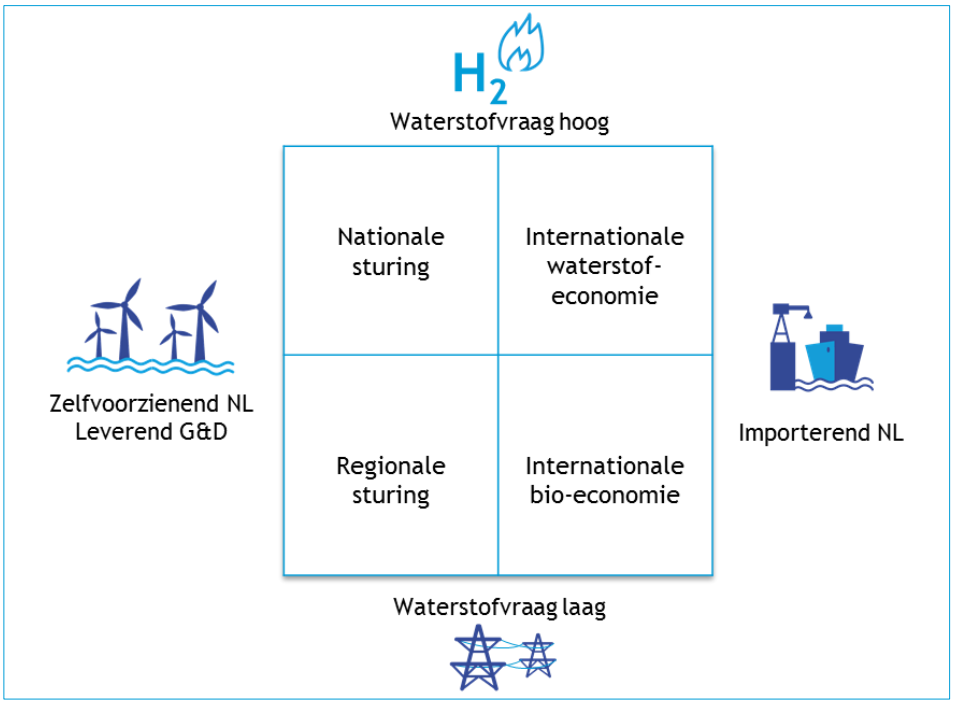
- Hoe zijn vraag en aanbod naar energiedragers opgebouwd in Groningen en Drenthe, kijkend tot 2050, en welke infrastructuur is daarbij nodig?

Hoe energievraag en -aanbod in 2050 eruit zullen zien, is echter nog een open vraag. Daarom zijn in deze studie verschillende scenario's ontwikkeld. Die bevatten toekomstbeelden voor de ontwikkeling van zowel vraag naar verschillende energiedragers (in gebouwen, industrie, mobiliteit) als het aanbod ervan (zon, wind, centrales).

Vertrekpunt vormt de huidige situatie (scenario 2020). Voor 2030 is één scenario opgesteld, uitgaande van realisatie van het Klimaatakkoord, plannen uit de regio en bestaande trends. Voor 2050 zijn vier scenario's uitgewerkt. Deze zijn opgesteld op basis van Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017a; 2017b), maar aangepast aan de specifieke situatie in Groningen en Drenthe. De vier scenario's verschillen over de assen energieleverend/-importerend en veel/weinig waterstofvraag.

Deze scenario's geven extremen weer, de werkelijkheid zal waarschijnlijk binnen deze kaders uitkomen. Mogelijke knelpunten in de infrastructuur komen zo duidelijk aan de oppervlakte.

Figuur 1 - Definitie van de vier scenario's voor 2050



Ontwikkelingen in energievraag en -aanbod

Tabel 1 - Samenvatting van energievraag en -aanbod in Groningen en Drenthe in 2020, 2030 en 2050[1]

Sector			2020	2030	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Vraag	Totaal		162 PJ	164 PJ	157 PJ	170 PJ	177 PJ	176 PJ
	Gebouwde omgeving		46 PJ	34 PJ	31 PJ	38 PJ	38 PJ	38 PJ
		Elektriciteit	11	15	18	15	16	16
		Waterstof	-	-	-	15	12	-
		Biogeen*	3	5	6	5	7	20
		Warmte	0	4	7	3	3	2
		Overig/fossiel	32	10	-	-	-	-
	Mobiliteit		32 PJ	28 PJ	16 PJ	17 PJ	17 PJ	20 PJ
		Elektriciteit	0	2	11	7	5	8
		Waterstof	0	1	0	9	9	0
		Biobrandstof	5	7	5	1	4	11
		Overig/fossiel	27	18	-	-	-	-
	Industrie		80 PJ	97 PJ	107 PJ	112 PJ	117 PJ	114 PJ
		Elektriciteit	24	37	58	56	50	50
		Waterstof	-	29	-	52	53	-
		Biogeen	-	-	43	1	14	60
		Warmte	17	18	7	3	1	5
		Overig/fossiel	39	13	-	-	-	-
	Landbouw		5 PJ	4 PJ	3 PJ	3 PJ	4 PJ	3 PJ
		Elektriciteit	2	2	2	2	2	2
		Waterstof	-	0	-	1	1	-
		Biogeen	0	0	-	-	1	2
		Warmte	1	1	1	-	-	-
		Overig/fossiel	2	1	-	-	-	-
Aanbod	Gas							
		Aardgas	23 bcm	2 bcm	-	-	-	-
		Groengas	-	5 PJ	5 PJ	5 PJ	5 PJ	5 PJ
		Waterstof**	-	9 PJ	103 PJ	201 PJ	-	-
	Wind		1,6 GW	2,6 GW	12,3 GW	21,7 GW	3,1 GW	2,5 GW
		Wind op land	1,0	1,3	2,6	2,2	0,8	0,8
		Wind op zee	0,6	1,3	9,7	19,5	2,3	1,7
	Zon		0,8 GW	5,3 GW	9,5 GW	3,8 GW	1,7 GW	2,0 GW
		Zon op dak	0,6	1,3	2,4	0,9	0,4	0,5
		Zon op veld	0,2	4,0	7,1	2,9	1,3	1,5
	Centrales		5,1 GW	5,4 GW	6,9 GW	5,3 GW	5,9 GW	6,3 GW
		Waterstof	-	0,6	4,5	5,2	1,7	-
		Groengas	-		2,4	-	1,9	3,9
		Biomassa	-	1,6	-	-	2,3	2,3
		Overig/fossiel	5,1	3,2	-	-	-	-

* Groengas of vaste biomassa.

** Potentieel uit elektriciteitsoverschotten uit zonne- en windenergie.

[1] Deze tabel is voor de provincies Groningen en Drenthe afzonderlijk opgenomen in Paragraaf 9.2.

In het energiesysteem is momenteel de gaswinning de maatgevende factor: in 2020 is dat ruim 700 PJ, terwijl de finale vraag in de regio van alle energiedragers samen circa 160 PJ meet. Met het stoppen van de gaswinning zal de regio niet meer zo'n grote netto exporteur zijn van energie als nu. Met wind- en zonne-energie is die functie in enige mate wel nieuw vorm te geven, met wind op zee als dominante factor. Dit komt met name terug in het scenario 2050 Nationale Sturing. In de twee internationaal georiënteerde scenario's voor 2050 is er juist veel import van energie (waterstof, biomassa en groengas).

De finale vraag zal afnemen in de gebouwde omgeving en mobiliteit, door besparing en overgang naar meer efficiënte technieken. Ook in de industrie is dit mogelijk, maar daar is per saldo toch groei voorzien, vanwege twee factoren. De eerste factor is productiegroei. Daardoor zal de vraag naar energiedragers als grondstof groeien. De tweede factor is de prognose voor groei aan datacenters, met een grote elektriciteitsvraag. Verder doen de scenario's geen uitspraak over zich nieuw vestigende of vertrekkende industrie, andere productie of andere invulling van grondstofstromen. Landbouw, ten slotte, vormt een relatief kleine en stabiele factor in de finale vraag. Opgeteld blijft de finale vraag ongeveer constant, met variatie tussen 157 en 177 PJ, hoewel deze cijfers gevoelig zijn voor de aannames met name over de industrie.

Wel is er grote variatie in de energiedragers waarmee de energievraag wordt ingevuld. De vraag naar elektronen zal ten minste verdubbelen, de vraag naar moleculen zal ongeveer gelijk blijven. Het gebruik van elektriciteit zal al sterk toenemen tussen 2020 en 2030. De totale elektriciteitsvraag is nu 37 PJ, zal in 2030 groeien naar 57 PJ, en in de vier scenario's voor 2050 is er variatie tussen 72 en 89 PJ. De totale gasvraag (methaan plus waterstof) in de regio is nu 71 PJ, deze daalt in 2030 naar 63 PJ, en in de vier scenario's voor 2050 is er spreiding tussen 50 en 85 PJ. In scenario Regionale Sturing is de meeste elektrificatie met daarnaast vraag naar groengas. De industriële grondstoffenvraag kan circulair ingevuld worden, en import van aardgas met daarbij CCS kan voor de energetische vraag en de elektriciteitssector een alternatief vormen voor groengas. In de scenario's Nationale Sturing en Internationale Waterstofeconomie is waterstof de belangrijkste energiedrager, met minder elektrificatie en nauwelijks vraag naar groengas. In het scenario Internationale Bio-economie is er vooral vraag naar groengas, elektriciteit en ook vaste biomassa.

Wat zal bepalend zijn in welke richting het energiesysteem in de regio Groningen en Drenthe zal ontwikkelen? Allereerst zijn Rijksbeleid, economische en technische ontwikkelingen en de internationale energiemarkten sterk bepalend. Binnen deze ontwikkelingen kan men vanuit de regio de locatie van specifieke installaties (zon-PV, windenergie, elektrolysers) en de faciliterende infrastructuur beïnvloeden.

De regio zal met het stoppen van de gaswinning in eerste instantie een netto importeur van energie worden. De snelle ontwikkeling van zonneparken die al gaande is, kan zorgen voor elektriciteitsproductie vergelijkbaar met de huidige elektriciteitsvraag in de regio (dat is op jaarbasis – daarbinnen zijn geregeld momenten waar elektriciteitslevering nodig is uit andere bronnen). De ontwikkeling van wind op zee is potentieel een grotere factor en kan ingezet worden voor zowel elektriciteit als conversie naar waterstof.

Waterstofvraag kan opkomen in alle sectoren, maar het kan ook zijn dat, wanneer er competitief aanbod is, dan de transitie naar andere opties – elektrificatie, groengas, warmte, biomassa – al is ingezet. Dit is zeker voorstelbaar voor de gebouwde omgeving en mobiliteit, want waterstof is daar niet per se het vooraanstaande alternatief voor fossiel. Waterstof maakt echter deel uit van de processen in de chemische industrie, dus daar is zeker een waterstofvraag. De ontwikkeling van wind op zee en van grootschalige

elektrolysecapaciteit zal bepalend zijn voor het tempo van de transitie van methaan naar waterstof. Vooruitlopend kan de SMR in enige waterstofvraag voorzien. Behalve vanuit wind op zee boven de Wadden zal er ook waterstofaanbod opkomen vanuit internationale energiemarkten, met Eemshaven als toegangspoort naar de waterstofvraag in de regio.

Infrastructuur

Tot 2030 vinden stappen naar elektrificatie plaats en groeit het aanbod van zon-PV sterk. In 2050 zal de vraag naar elektronen verdubbeld zijn en de vraag naar moleculen op gelijk niveau uitkomen terwijl de samenstelling verschilt. Wat zijn de effecten op de infrastructuur van zulke ontwikkelingen? Voor de impact op de netten zijn niet enkel de jaarlijkse totalen van belang, maar ook hoe die verdeeld zijn over het jaar en de dag - het zogenaamde profiel. Uiteindelijk bepalen de pieken in vraag of aanbod welke capaciteit nodig is aan infrastructuur. Hiermee rekening houdend, is de impact op de infrastructuur doorgerekend door de netbeheerders Enexis, TenneT en Gasunie.

Dit geeft de volgende resultaten. Een tekort aan netcapaciteit doet zich vooral voor bij elektriciteit en warmte. Verzwaring van het laag-, midden- en hoogspanningsnet is in alle scenario's nodig: op korte termijn vooral voor zonneparken, op lange termijn voor de elektrificatie van de mobiliteit en de verwarming van woningen, en op enkele tracés ook om toenemende vraag van de industrie te faciliteren (Emmen, Delfzijl). Het gasnet heeft genoeg capaciteit, maar de transitie naar waterstof vergt planning en ombouw: welke buizen gaan wanneer voor waterstof ingezet worden? Hieronder gaan we meer in detail in op de verschillende netten.

Elektriciteitsnet

- Midden- en laagspanningsnet: in de periode tot 2030 ontstaan knelpunten door grote toename van zonneparken. In de scenario's voor 2050 is er ook een grote groei aan de vraagzijde, met name van warmtepompen en elektrische voertuigen, wat eveneens tot knelpunten leidt. Dat betekent dat netverzwaring nu vooral op het faciliteren van aanbod is gericht, maar dat die in de toekomst ook de vraag zal faciliteren.
  Het scenario Regionale Sturing leidt tot de meeste knelpunten: er is veel elektrificatie aan de vraagzijde, ook is het lokale aanbod hier maximaal, maar vraag en aanbod zijn veelal niet in balans. Er is een onbalans zowel tussen dag/nacht (overdag overschot van zon-PV) als tussen seizoenen ('s winters grote vraag en 's zomers groot aanbod).
- Hoogspanningsnet: de zwaarste knelpunten ontstaan door groei van het aanbod van wind- en zonne-energie. Windparken boven de Wadden leiden tot knelpunten op het 380 kV-net, met name in scenario Nationale Sturing. In scenario Regionale Sturing komt daar het grote aanbod van zonneparken in de regio bij. Het 110 kV-net is onvoldoende voor het transport van dergelijk aanbod, terwijl het 380 kV-net al vol is belast met enkel wind op zee.
  Ook elektrificatie aan de vraagzijde creëert druk op het hoogspanningsnet. Toenemende vraag, met name in de steden Groningen en Emmen, kan tot knelpunten leiden in het 110 kV-net. Bij grote elektrificatie van de industrie, zoals in scenario Regionale Sturing, ontstaat ook een knelpunt op de 220 kV-verbinding naar Delfzijl.

Gasnet

- De capaciteit van het gasnet is voldoende, alleen niet altijd voor de juiste energiedrager. Het distributienet vergt ombouw indien waterstof ook gaat dienen voor verwarming in de gebouwde omgeving.

Warmtenet

- Warmtenetten zijn in alle scenario's beperkt aanwezig. Alleen in het scenario Regionale Sturing vormen ze een groter deel van de warmtevoorziening en heeft een kwart van de gebouwen een warmteaansluiting.
- In een aantal steden vormen warmtenetten een aantrekkelijk alternatief voor de gebouwde omgeving. Groningen, Stadskanaal en Hoogeveen komen robuust naar voren. Er is warmte beschikbaar, met name vanuit de industrieclusters en energiecentrales.
- Daar tegenover staat dat infrastructuur voor warmtetransport en -distributie moet worden aangelegd. Bij groot aanbod van waterstof of groengas is een warmtenet daarom minder aantrekkelijk.

CO_2-net

- In de industriële behoefte aan CO_2 in Delfzijl kan worden voorzien door afvang en transport vanaf de Eemshavencentrale, die overgaat op biomassa.
- Er is een CO_2-net in ontwikkeling van Delfzijl naar de tuinders. Een extra CO_2-net is niet nodig, CO_2-opslag kan gebeuren met tankers naar opslaglocaties op zee en met flessengas naar de tuinders rond Emmen.

Opgaven en aanbevelingen

Elektriciteitsnet

- Verzwaring van de elektriciteitsnetten is in alle scenario's noodzakelijk ten behoeve van de elektrificatie van de vraag in alle sectoren – de vraag zal immers ongeveer verdubbelen ten opzichte van nu. Verzwaring van het laag- en middenspanningsnet is sowieso nodig rondom de steden. Ook het 110 kV-net moet hierop voorbereid worden en zal voor scenario's 2030 en 2050 Regionale Sturing ingericht dienen te worden in pockets om het aanbod snel naar hogere netvlakken te transporteren. De huidige 380 kV-verbinding van Eemshaven via Meeden naar Zwolle is voldoende als wind op zee beperkt blijft tot enkele gigawatts vermogen, maar daarboven zal ofwel de capaciteit verruimd moeten worden of de elektriciteit omgezet moeten worden in waterstof, in de Eemshaven of op zee.
- Slim laden en ontladen van elektrische voertuigen kan pieken in de netbelasting beperken, maar voorkomt verzwaring zelden. De batterijcapaciteit is te klein om overschotten in aanbod op te nemen, en in buurten waar warmtepompen zorgen voor nieuwe elektriciteitsvraag is verzwaring sowieso noodzakelijk. Zonder slim laden valt de verzwaring forser uit.
- Zonneparken zullen voorlopig te maken hebben met krapte aan netcapaciteit, omdat niet heel snel de capaciteit in midden- en hoogspanningsnet kan worden uitgebreid. Hiermee kan in de RES'en rekening worden gehouden, inclusief de ruimtelijke afstemming. Batterijen bij zonneparken kunnen ervoor zorgen dat een geringere capaciteit nodig is. Nu moet voor een klein aantal uren een forse capaciteit worden aangelegd; door batterijen (of piekscheren) kan dit met 50% per zonnepark worden verminderd. Hier is sprake van een verkeerde incentive door de huidige tariefstructuur en subsidies voor producenten.
- Datacenters zullen, zeker bij toenemende grootte, gelokaliseerd moeten worden op plaatsen met grote netcapaciteit. Lokaal elektriciteitsaanbod van bijvoorbeeld zonneparken is te volatiel om te voldoen aan de elektriciteitsvraag van datacenters.
- Power-to-Heat kan bijdragen aan balancering van vraag en aanbod, maar speelt geen grote rol in het voorkomen van vergroten van de netcapaciteit.
- Overleg tussen Rijk, provincie, netbeheerders en industrie is nodig om te zorgen dat men elkaars plannen en inzichten deelt over regelgeving en om, waar mogelijk en

wenselijk, belemmeringen te adresseren. Het betreft in ieder geval regelgeving ten aanzien van investeringen in het net, in flexmaatregelen, en aansluitkosten op maximale capaciteit.

Gasnet

- Waterstof neemt in twee van de vier scenario's de rol van aardgas over, zeker in de industrie en elektriciteitssector, maar ook in mobiliteit en in beperkte mate in de gebouwde omgeving. Er zal tijdig gekozen moeten worden of lagedruk- en middendruknetten beschikbaar blijven voor groengas of dat ze, stapsgewijs, omgebouwd moeten worden voor waterstofdistributie.
- In alle scenario's is er een markt voor groengas voor een kwart van de aansluitingen, vooral in de landelijke gebieden. Het groengas kan eenvoudig het aardgas vervangen zonder aanpassing van de netten. In de resterende driekwart van de aansluitingen zal een keuze gemaakt moeten worden tussen ombouw naar waterstof of amoveren (uit de grond halen) ten gunste van elektrische warmtepompen of warmtelevering. Dit vergt een keuze die lokale bestuurders samen met de netbeheerder Enexis zullen moeten maken. Het gaat met name om het distributienet; transport van groengas en waterstof kan meestal naast elkaar plaatsvinden in parallelle buizen.
- De regio is goed gepositioneerd om de waterstofeconomie en infrastructuur te ontwikkelen, gezien de waterstofvraag in de (chemische) industrie, vrijvallende infrastructuur voor gastransport, cavernes voor opslag in Zuidwending en aanlanding van wind op zee. Productiecapaciteit van waterstof vanuit Eemshaven of Delfzijl zal ontwikkeld moeten worden. De noordelijke waterstofbackbone kan vanaf 2023 ontwikkeld worden en het startpunt vormen van de landelijke waterstofbackbone, die vanaf 2030 de grote industriële clusters in Nederland en het Ruhrgebied met elkaar en met de cavernes in Zuidwending kan verbinden.
- Ook hier is coördinatie en overleg wenselijk tussen Rijk, provincie, netbeheerders, industrie en gemeenten, ten eerste om elkaars plannen te delen en ten tweede om belemmeringen te adresseren.

Warmtenet

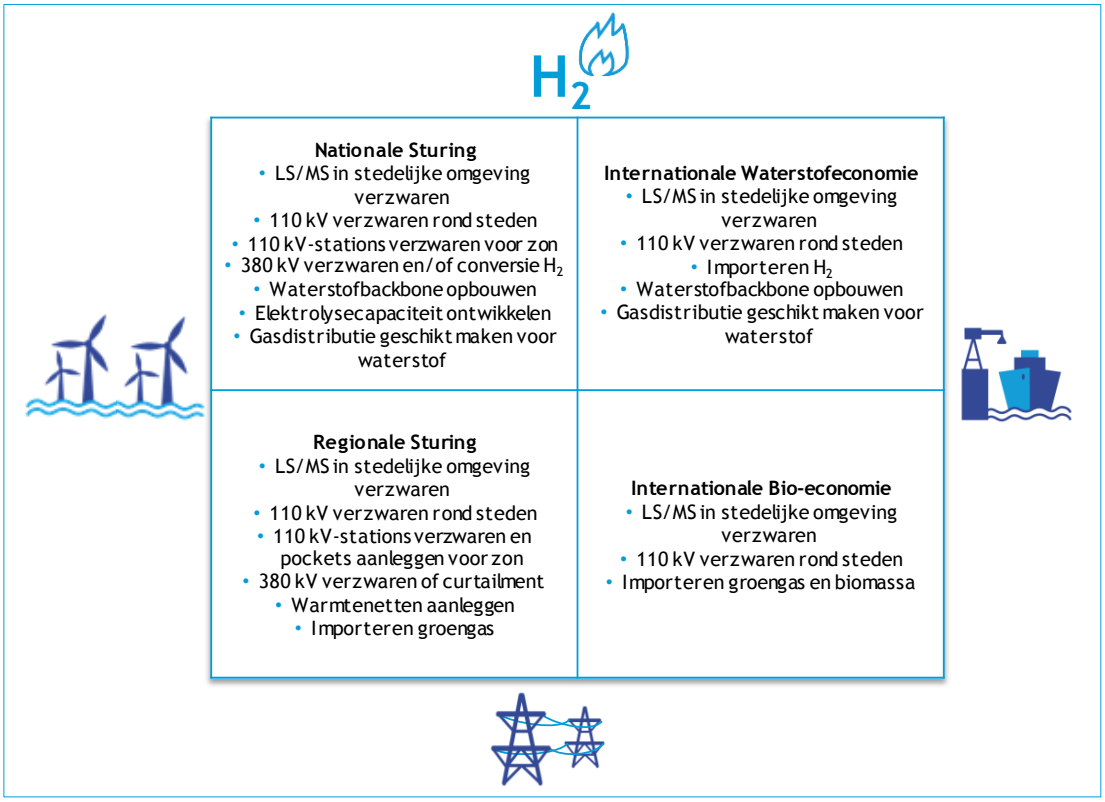
- Warmtenetten vereisen aanleg van infrastructuur voor transport en distributie, en governance over levering en afname. Voor grootschalige warmtenetten is opbouw van expertise nodig zoals al aanwezig over elektriciteits- en gasnetten, zodat besluitvorming over warmtenetten en het beheer ervan op een vergelijkbaar niveau komen, ongeacht bij welke partij of partijen dit uiteindelijk komt te liggen.

CO_2-net

- Aanleg van CO_2-infrastructuur tussen Eemshaven en Delfzijl is van belang voor de industriële vraag wanneer van aardgas wordt afgestapt, eventueel met extensie naar glastuinbouw in Groningen.
- De CO_2-behoefte van de glastuinbouw zal toenemen doordat niet zelf CO_2 geproduceerd kan worden als het aardgas verdwijnt. CO_2-transport via flessengas is een goed werkbare oplossing, met name in Drenthe.

In Figuur 2 zijn de voornaamste opgaven weergegeven.

Figuur 2 - Voornaamste opgaven voor 2050 per scenario



1 Inleiding

1.1 Introductie

Dit rapport beschrijft de totstandkoming en uitkomsten van de verkennende technische energiesysteemstudie voor provincies Groningen en Drenthe. Deze studie brengt mogelijke ontwikkelingen in vraag en aanbod van energie in kaart vanaf 2020 tot en met 2050. Daarbij onderzoekt de studie welke knelpunten in de energie-infrastructuur daarbij ontstaan en wat de mogelijke oplossingen zijn, bijvoorbeeld met flexibilisering.

CE Delft en Quintel voerden de studie uit in opdracht van de provincie Groningen, provincie Drenthe, Gasunie, TenneT en Groningen Sea Ports. De systeemstudie heeft als doel een gezamenlijke kennisbasis te bieden voor de energietransitie en de keuzes die daarin gemaakt moeten worden. Ook heeft de studie bijgedragen aan een *community of practice* om systeemvragen op te pakken, met een herhaalbare methode voor de kennisbasis.

1.2 Aanleiding

In het Regeerakkoord is afgesproken dat er 49% CO_2-reductie moet zijn behaald in 2030. Richting 2050 zal een nog verdere reductie moeten plaatsvinden om de doelen van het Akkoord van Parijs te halen. Deze ambities betekenen dat we met grote uitdagingen te maken krijgen, zoals ontwikkeling van windparken op zee en waar deze energie aanlandt, opwek op land met zon en wind, vergroening van de industrie, de warmtetransitie in de gebouwde omgeving en duurzame mobiliteit. Deze ontwikkelingen hebben grote consequenties voor de bestaande netinfrastructuur en de afstemming tussen vraag en aanbod van energie.

De provincies Groningen en Drenthe lopen voorop in de Nederlandse energietransitie. Deze transitie zal keuzes met zich meebrengen: waar wordt op welke energiedragers ingezet en welke infrastructuur is daarbij nodig? De ontwikkelingen aan vraag- en aanbodzijde zullen in samenhang moeten plaatsvinden en gelijk op met de infrastructuur. Om deze samenhang voor de toekomst tijdig en effectief te organiseren is een systemische benadering gevraagd met een vooruitblik op de lange termijn.

Bovendien geven enkele specifieke ontwikkelingen aanleiding om nu een systeemstudie uit te voeren.

Energieleverend Groningen en Drenthe

Groningen en Drenthe vervullen momenteel een belangrijke rol in de energievoorziening van Nederland. Er is de gaswinning en er zijn drie elektriciteitscentrales, twee op gas en één op kolen. Het gasbesluit van het Kabinet uit 2018 voorziet sluiting van de grote gasvelden uiterlijk in 2030. Bovendien zullen de kolencentrales gesloten worden. De rol van Groningen en Drenthe gaat daarom veranderen. Maar wat zal de toekomstige rol zijn? Vanuit de huidige rol is er in Groningen en Drenthe de nodige infrastructuur aanwezig, met name voor gastransport en –opslag, en de Eemshaven vormt een knooppunt in het hoogspanningsnet. Welke functie kan de infrastructuur krijgen in een toekomstig energiesysteem?

Daarnaast komt een groot deel van de Nederlandse basischemie uit Groningen en Drenthe (Chemport). Belangrijke energiebron en grondstof is voor deze sector is aardgas.
De veranderende rol van Groningen en Drenthe kan dus ook impact hebben op de industrie en economie in de regio, net zoals, andersom, ontwikkelingen daarin impact kunnen hebben op het energiesysteem.

Nationaal Programma Groningen

Het toekomstperspectief van Groningen krijgt mede richting vanuit het Nationaal Programma Groningen. Inwoners, bedrijven, organisaties, gemeenten in het aardbevings-gebied, de provincie Groningen en het Rijk werken hierin samen aan het versterken van de economie, de energietransitie en de leefbaarheid in de provincie Groningen. Onderwerpen die aandacht krijgen vanuit het programma zijn aardgasvrije wijken, de waterstofeconomie en aanlanding van wind op zee. Deze studie kan bijdragen aan de ontwikkeling van toekomstbeelden en de rol van energie hierin.

Capaciteitstekort

De ontwikkeling van wind- en met name zonne-energie gaat hard. Voor de netbeheerders is het zaak om de capaciteit van het net hiermee in overeenstemming te houden. Zowel in Groningen als in Drenthe zijn echter gebieden waar een capaciteitstekort is. Daar kunnen niet alle nieuwe aanvragen voor teruglevering van elektriciteit aan het net gerealiseerd worden. Op veel plekken wordt gewerkt aan extra capaciteit, maar ook die is vaak al vergeven (ENEXIS, 2019). Hoe gaat het aanbod van lokale energie uit wind en zon zich verder ontwikkelen, en wat betekent dat voor het net?

Regionale Energiestrategieën (RES)

In het kader van de energietransitie is landelijk besloten om Regionale Energiestrategieën (RES) op te stellen. De provincies Groningen en Drenthe vormen elk één regio waar een eigen RES voor ontwikkeld wordt. De RES is het instrument om te komen tot gedragen keuzes voor de opwekking van duurzame elektriciteit en de warmtetransitie in de gebouwde omgeving. Deze systeemstudie kan input geven aan de RES, namelijk door de strategie in het kader van het volledige energiesysteem te plaatsen.

1.3 Doel

Deze studie moet ten eerste resulteren in een *feitenbasis* die behulpzaam is bij het maken van goed afgewogen beleidskeuzes in de energietransitie in Groningen en Drenthe. Dat gaat om keuzes door partijen zoals de provincies, gemeenten, netbeheerders, en mogelijk ook keuzes door industrie, bedrijven, woningcorporaties en partijen in de sector mobiliteit.
Het onderzoek is een verkennende technische studie van het energiesysteem in transitie, waarin niet wordt toegewerkt naar advies op voorliggende beleidsvragen.

Naast de inhoudelijke doelstelling is er ook een tweede, *methodische doelstelling*.
Het doel is in deze studie een generieke aanpak te ontwikkelen voor dit soort analyses, opdat de studie herhaalbaar is, zowel in Groningen en Drenthe zelf alsook in andere regio's. De methode en de betrokkenheid van vele belanghebbenden in de totstandkoming van deze studie dienen bij te dragen aan het ontstaan van een *community of practice* om systeem-vragen te adresseren.

1.4 Onderzoeksvragen en scope

De onderzoeksvragen zijn:

1. Hoe zullen vraag en aanbod van energie zich ontwikkelen tot 2030? En hoe kunnen zij zich verder ontwikkelen tot 2050?
2. Hoe is dan de balans tussen vraag en aanbod?
3. Welke knelpunten resulteren er dan in de infrastructuur?
4. Welke oplossingen, waaronder maatregelen ter flexibilisering, zijn hiervoor mogelijk?
5. Ten slotte, alles overziend, welke keuzes of opgaven dienen zich aan en welke aanbevelingen kunnen hierover worden gedaan?

Oftewel, het onderzoek gaat in op de verschillende componenten van het energiesysteem – vraag, aanbod, infrastructuur en oplossingen inclusief flex - en beschouwt ten slotte het systeem als geheel. De geografische afbakening van de studie is provincies Groningen en Drenthe, inclusief aanlanding van wind op zee in de Eemshaven. De steekjaren die we beschouwen zijn 2020, 2030, 2040 en 2050. Meer specifiek zijn de volgende elementen van het energiesysteem onderzocht:

Vraag:
- gebouwde omgeving (woningen en utiliteiten);
- mobiliteit;
- industrie (inclusief de vraag naar energiedragers als grondstof en inclusief datacenters);
- landbouw.

Aanbod:
- gaswinning;
- elektriciteitscentrales en hun energiemix (fossiel, groengas, waterstof, biomassa);
- WKK's;
- wind op zee en wind op land;
- zon-PV;
- warmte uit geothermie en andere bronnen zoals uit de industrie.

Infrastructuur:
- gasnet (methaan/waterstof);
- elektriciteitsnet.

Oplossingen inclusief flex:
- netverzwaring;
- opslag;
- slimme sturing van vraag en aanbod;
- conversies tussen elektronen, moleculen en warmte.

Warmtenetten en CO_2-netten komen beperkt aan bod. De benodigde capaciteit is niet geanalyseerd, er bestaat nog niet of nauwelijks infrastructuur voor. Buiten de scope van het onderzoek vallen grondstofstromen anders dan methaan, waterstof en elektriciteit. Bijvoorbeeld kunstmest is niet beschouwd, en circulaire grondstofstromen vallen eveneens buiten beschouwing. Een inschatting van de kosten voor de scenario's en de benodigde infrastructuur of andere typen oplossingen, is bovendien niet mogelijk gebleken binnen de kaders van deze studie.

1.5 Leeswijzer

Het rapport is als volgt opgezet:

In Hoofdstuk 2 is de onderzoeksmethode toegelicht.

Daarna volgt een deel over vraag en aanbod. Hoofdstukken 3 tot en met 8 behandelen elk één scenario; deze hoofdstukken hebben elk hetzelfde format en laten zich eenvoudig vergelijken. Hoofdstuk 9 vat de toekomstbeelden samen en beschouwt bovendien de (on-)balans tussen vraag en aanbod.

Vervolgens is er een deel over de infrastructuur: wat zijn de implicaties van vraag en aanbod hierop? Waar ontstaan knelpunten en wat zijn mogelijke oplossingen daarvoor? Hoofdstuk 10 gaat in op het midden- en laagspanningsnet, Hoofdstuk 11 op het hoogspanningsnet en Hoofdstuk 12 op de gasnetten voor methaan en waterstof in samenhang met het hoogspanningsnet. Hoofdstuk 13 gaat kort in op overige infrastructuur (warmtenetten, CO_2 en biomassa), waarna we in Hoofdstuk 14 ingaan op oplossingen bij de knelpunten.

Conclusies en aanbevelingen zijn te vinden in Hoofdstuk 15. Ten slotte is er een reeks bijlagen. Hier vindt u de achtergrond achter de cijfers, waaronder geraadpleegde bronnen, de data en hoe deze zijn verwerkt.

Voor de snelle lezer geven we de aanwijzing dat Hoofdstukken 9, 14 en 15 samen een gecomprimeerd maar accuraat beeld geven van de systeemstudie.[2]

[2] Deze hoofdstukken corresponderen met respectievelijk Hoofdstukken 2, 3/4 en 5 in het rapport over de systeemstudie Noord-Holland (CE Delft, 2019).

2 Opzet van het onderzoek

2.1 Organisatie

De voortgang van het onderzoek is verlopen in samenspraak met de stuurgroep.
Hierin waren vertegenwoordigd:
- provincie Groningen;
- provincie Drenthe;
- Groningen Sea Ports;
- Enexis;
- TenneT;
- Gasunie Transport Services.

Daarnaast is een brede begeleidingsgroep vier keer bijeengekomen. Hieraan hebben diverse organisaties uit de regio deelgenomen, die gezamenlijk alle actoren in het energiesysteem vertegenwoordigen oftewel gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie, landbouw, wind- en zonne-energie, energiecentrales, netbeheer en overheden. De sessies hebben bijgedragen aan enerzijds het inbrengen van lokale kennis en plannen in het project, en anderzijds het uitdragen van bevindingen over het energiesysteem en discussie van de scenario's.

Een volledige lijst van de deelnemers is te vinden in Bijlage A.

2.2 Onderzoeksopzet

Het onderzoek is als volgt opgezet:

Definitie van de templates

Allereerst is het template gedefinieerd waarin alle data kunnen worden vervat voor vraag en aanbod, op basis waarvan de infrastructuur doorgerekend kan worden. Het vormt de schakel tussen het onderzoekswerk van CE Delft en Quintel enerzijds en de netbeheerders anderzijds.

Het template bevat voor elk scenario een reeks categorieën van vraag aanbod. Van elke is zowel de energie (GJ/jr) als vermogens (MW) opgegeven. Elk item is bovendien uitgesplitst naar gemeenten en, bij elektriciteit, tevens naar stations. Aan elke categorie is ten slotte een profiel gekoppeld, wat de verdeling over de 8.760 uren in het jaar weergeeft.

Literatuurstudie

Daarnaast is bronmateriaal verzameld, met behulp van de begeleidingsgroep. Beleid, plannen en analyses vanuit de diverse sectoren bevatten relevante informatie aan de hand waarvan de templates uiteindelijk gevuld kunnen worden. De literatuur betreft zowel nationale als specifiek Groningse of Drentse ontwikkelingen. Voor verdere verdieping is een reeks interviews afgenomen.

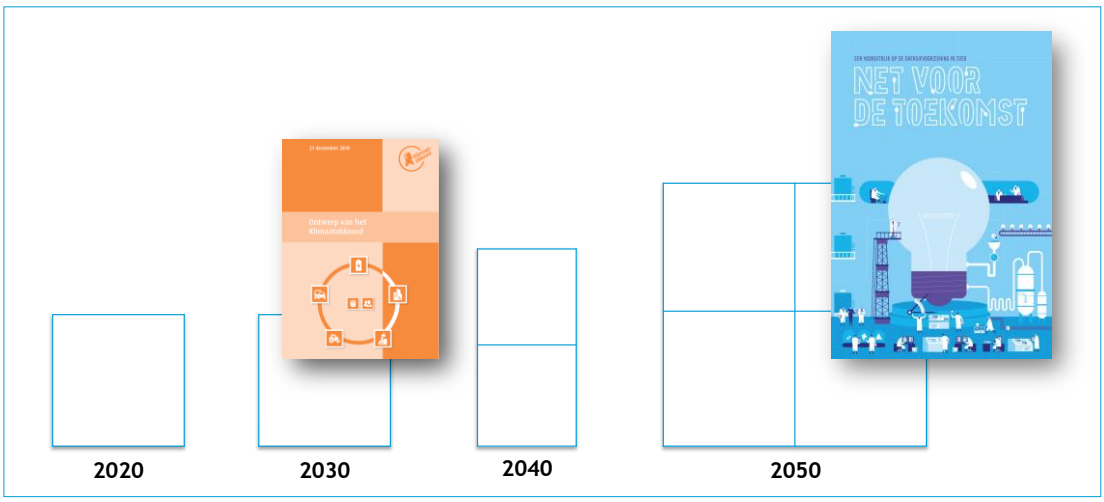
Definitie van de scenario's

De steekjaren voor de scenario's zijn 2020, 2030, 2040 en 2050. 2020 is geënt op de huidige situatie. Ook voor 2030 is gekozen om één scenario te ontwikkelen, met als richtlijn om dit op te bouwen aan de hand van realistische verwachtingen. De centrale aanname is dat het Ontwerp Klimaatakkoord dan is gerealiseerd.

Voor 2040 zijn twee scenario's opgesteld, als tussenstap van 2030 naar twee scenario's voor 2050. Het betreft dus geen eigenstandige aannames, maar geven extra invulling aan de ontwikkeling die tussen 2030 en 2050 wordt voorzien in de verschillende scenario's.

Voor 2050 zijn vier scenario's opgesteld. Het vertrekpunt vormde de studie Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017a; 2017b), waarin vier toekomstbeelden zijn opgesteld van de energievoorziening in Nederland. Deze zijn aangepast in het licht van de specifieke context van Groningen en Drenthe. Met name voor de industrie en de wijze waarop industriële CO_2-uitstoot wordt gereduceerd, zijn aanpassingen gemaakt.

De scenario's geven vier extremen weer. Ze vormen geen antwoord op de vraag welke ontwikkelingen het meest waarschijnlijk zijn, maar zetten de kaders neer. Meer waarschijnlijk is dat de werkelijkheid binnen deze kaders uitkomt, met een mix van elementen uit de verschillende scenario's. Er zijn twee redenen om voor 2050 de extremen uit te werken. De eerst reden is praktisch: er zijn nog te veel onzekerheden op dit moment – rondom het toekomstige overheidsbeleid, technologieontwikkeling, kostenontwikkeling, maatschappelijke voorkeuren, enzovoort – om al een concrete voorspelling te doen van de energievoorziening in 2050. De tweede reden is inhoudelijk: het doel van de studie is om toekomstige knelpunten in het energiesysteem in beeld te krijgen en juist in de extreme scenario's zullen deze aan de oppervlakte komen.



Uitwerking vraag en aanbod

Per categorie in vraag en aanbod zijn de scenario's uitgewerkt. Dat wil zeggen dat de templates zijn gevuld met waardes voor de energievraag (GJ/jaar) en het energieaanbod (in termen van opgesteld vermogen (MW) en in termen van energie (GJ/jaar)). Bovendien zijn de gegevens in het Energietransitiemodel (ETM) geladen. De resulterende ETM-scenario's zijn opgesteld voor het hele energiesysteem van Groningen en Drenthe. Hierin worden vraag en aanbod van energie aan elkaar gekoppeld.

Energietransitiemodel (ETM)
ETM is een onafhankelijk, uitgebreid en op feiten gebaseerd energiemodel dat wordt gebruikt door overheden, bedrijven, NGO's en onderwijsinstellingen in verschillende landen. Het wordt ontwikkeld door Quintel en ondersteund door meer dan twintig partners, waaronder Gasunie, TenneT, Enexis en gemeente Groningen.

In het model kun je een reeks parameters instellen over energievraag, -aanbod, flexibiliteit, merit-order en energieprijzen. Het model rekent daarna op uurbasis het energiesysteem door: wat is de vraag, wat is aanbod van hernieuwbare bronnen, welke flexibiliteitsopties worden ingezet, welke centrales moeten worden ingezet, wat zijn de conversieverliezen, wat is er aan import en export, wat zijn de kosten en wat is de CO_2-voetafdruk?

In alle sectoren hebben we gekeken naar nationale trends, het Klimaatakkoord, regionaal bronmateriaal en welke ontwikkelingen passen binnen de context van de verschillende scenario's. Bij de gebouwde omgeving is het CEGOIA-rekenmodel gebruikt om een kosten-optimale verdeling van verwarmingstechnieken over buurten uit te rekenen. De randvoorwaarden variëren per scenario. Voor industrie is in eerste instantie gewerkt op basis van publieke data. In 2018 heeft de Industrietafel Noord-Nederland onderzoek laten doen door Water & Energy Solutions en deze data geven een accurater beeld. Er is daarom uiteindelijk hiermee gewerkt, hoewel zo geaggregeerd dat geen bedrijfsgevoelige informatie is te herleiden.

Een ander belangrijk punt is dat productiegroei en efficiëntiewinst constant zijn verondersteld. Dat maakt de energiesystemen in de scenario's voor 2050 onderling vergelijkbaar. Echter, de ontwikkeling van de industrie en van het energiesysteem beïnvloeden elkaar, zodat een ander energiesysteem een tweede-orde-effect kan hebben op welke industrie in de regio gevestigd is met welke productievolumes. Vergelijkbare aannames zijn gemaakt voor de gebouwde omgeving en mobiliteit, namelijk dat de behoefte aan verwarming/koeling, aan kracht en licht, en aan reiskilometers constant zijn.

Doorrekening infrastructuur door netbeheerders

Het template vormt de schakel naar de doorrekening van de infrastructuur. Dit is gedaan door de netbeheerders. Er is gerekend met drie modellen:

- Enexis heeft de impact op het midden- en laagspanningsnet in Groningen en Drenthe doorgerekend. Het gaat om knelpunten op kabels en transformatorstations, en investeringen nodig indien daarvoor netverzwaring als oplossing wordt gekozen. Enexis heeft hier een eigen rekenmodel voor gebruikt, wat op uurbasis de belasting op het net berekend op basis van de aangeleverde data over vraag en aanbod van elektriciteit.
- TenneT heeft de effecten op het hoogspanningsnet doorgerekend. Wat is in de diverse scenario's de gevraagde transportcapaciteit en hoe verhoudt deze zich tot de huidige capaciteit? Voor elke verbinding in het hoogspanningsnet worden zo de knelpunten inzichtelijk, eveneens op uurbasis. Het gehanteerde rekenmodel heeft als basis het model waarmee het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (Tennet, 2017) is opgesteld.
- Gasunie en TenneT hebben een geïntegreerd model van de gasnetten en het hoogspanningsnet. Het model vormt een wiskundige benadering van hoe het aanbod zo efficiënt mogelijk door de netwerken te transporteren is naar de vraag. Dit model is geschikt om te onderzoeken welke bijdrage inzet van het gasnet en andere flexmaatregelen kunnen leveren aan ontlasting van het elektriciteitsnet.

Analyse

De doorrekeningen van de infrastructuur resulteren in een overzicht van knelpunten. Deze hebben we geanalyseerd op mate en duur van capaciteitsoverschrijding, oorzaak (vraag of aanbod) en locatie. Daarnaast is een inventarisatie gedaan van mogelijke oplossingen en flexmaatregelen, en bij welk type knelpunt deze geschikt zijn.
Deze bouwstenen zijn samengebracht: de knelpunten uit de doorrekeningen zijn aan oplossingen gekoppeld. Dit heeft ook als input gefungeerd voor de doorrekening met het geïntegreerde model van Gasunie en TenneT, zodat ook een kwantitatieve verkenning is gedaan van een aantal oplossingen. Bovendien is gekeken welke transitiepaden te onderscheiden zijn, van 2020 naar 2030 en vandaar naar de diverse scenario's voor 2050. Hieruit wordt duidelijk welke keuzes voorliggen of zich in de toekomst voor zullen doen.

Rapportage

Ten slotte zijn alle bevindingen in dit rapport vervat.

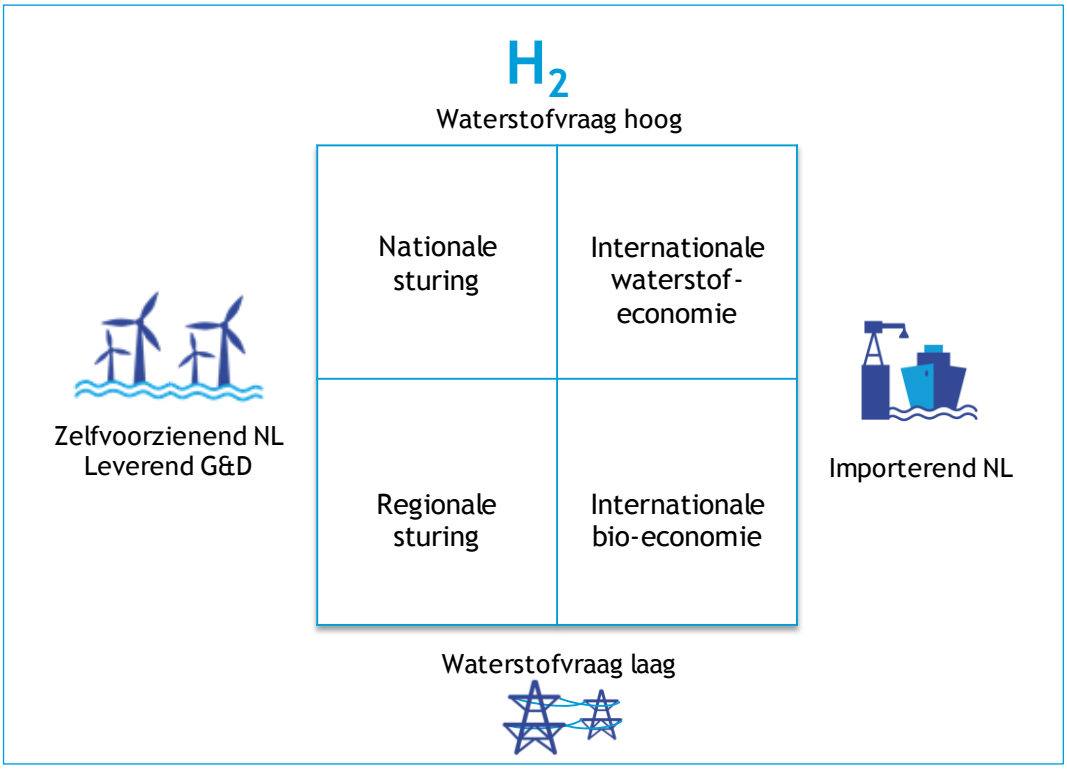
2.3 De scenario's

De vier scenario's voor 2050 zijn uitgebreid beschreven in de Hoofdstukken 5 tot en met 8. Hier geven we aan hoe de scenario's tot stand zijn gekomen. We hechten eraan te benadrukken dat de scenario's niet zijn bedoeld als realistische of wenselijke blauwdrukken voor de toekomst, maar juist als uiteenlopende beelden van hoe de toekomst eruit zou kunnen zijn.

Er zijn twee randvoorwaarden. Ten eerste, hoewel ze onderling sterk verschillen, zijn ze intern coherent, in de zin dat vraag en aanbod in samenhang met elkaar zijn opgesteld. Een scenario met veel aanbod van waterstof zonder dat er vraag naar is, is bijvoorbeeld niet coherent. Ten tweede, de scenario's voldoen aan de doelstellingen van het Klimaatakkoord van Parijs en hebben als vertrekpunt dus volledige reductie van broeikasgassen.

De scenario's zijn gedefinieerd langs twee assen. De eerste as is import-export. Aan de ene kant is Nederland voorgesteld als zelfvoorzienend in zijn energiebehoefte, met Groningen en Drenthe hierin mogelijk als leverancier naar de rest van Nederland. Aan de andere kant is Nederland, inclusief Groningen en Drenthe, importeur van energie. De tweede as gaat over waterstof: is de economie gebouwd rond veel waterstof of juist niet? Deze twee assen definiëren vier scenario's.

Figuur 3 - Definitie van de vier scenario's voor 2050



Regionale Sturing

In dit scenario is de veronderstelling dat de energietransitie vooral vanuit regionale besluitvorming wordt aangedreven. Dat betekent dat er ook regionale oplossingen worden gezocht. Die resulteren erin dat Groningen en Drenthe ten minste zelfvoorzienend zijn in energie. Bij gebrek aan Nationale Sturing, draait de economie relatief weinig op waterstof, er is des te meer sprake van elektrificatie.

Nationale Sturing

De energietransitie wordt, zo is de aanname voor dit scenario, vooral aangedreven vanuit nationale besluitvorming. Er worden grote projecten opgezet om ten minste zelfvoorzienend te zijn, met name grootschalige wind op zee. Die elektriciteit staat aan de basis van een uitgebreide waterstofeconomie. Vanuit alle sectoren is er vraag naar waterstof.

Internationale Waterstofeconomie

Er is veel handel in energiedragers en Nederland is hierop georiënteerd. Dat betekent veel import, vooral van waterstof. Er is een sterk ontwikkelde waterstofeconomie. De vraagzijde is daarmee vergelijkbaar met het scenario Nationale Sturing, terwijl de aanbodzijde daarvan sterk verschilt.

Internationale Bio-economie

Dit scenario is eveneens internationaal georiënteerd, zij het dat de energiehandel hier niet ten dienste staat van een waterstofeconomie, maar van een economie die minder van bovenaf naar specifieke oplossingen gestuurd wordt. De markt zoekt, geleid door maatregelen zoals beprijzing van emissies, naar eigen oplossingen. In de mix die resulteert spelen groengas, biomassa en elektrificatie een relatief grote rol.

De scenario's zijn afgeleid van de vier scenario's in Net voor de Toekomst. Die zijn echter voor Nederland als geheel opgesteld. De scenario's hier vormen daar lokale varianten op. Er zijn enkele verschillen, met name in de industrie en in het scenario Internationale Bio-economie. In Net voor de Toekomst zijn de toekomstbeelden voor de industrie primair gericht op ontwikkeling van de petrochemie en de haven van Rotterdam. In Groningen en Drenthe is echter vooral chemie gevestigd. Het zwaartepunt ligt daardoor bij andere energiedragers en er zijn andere mogelijkheden voor toekomstige ontwikkelingen.

Het scenario Internationale Bio-economie heeft hetzelfde vertrekpunt als het scenario Generieke Sturing uit Net voor de Toekomst, namelijk een internationale energiemarkt die met generiek beleid naar klimaatneutrale oplossingen beweegt, waarbij de markt binnen die kaders zelf haar oplossingen selecteert. Daarbij komt hier echter expliciet de rol van biogene energiedragers sterker naar voren.

Vraag en aanbod

3 Scenario 2020

3.1 Introductie

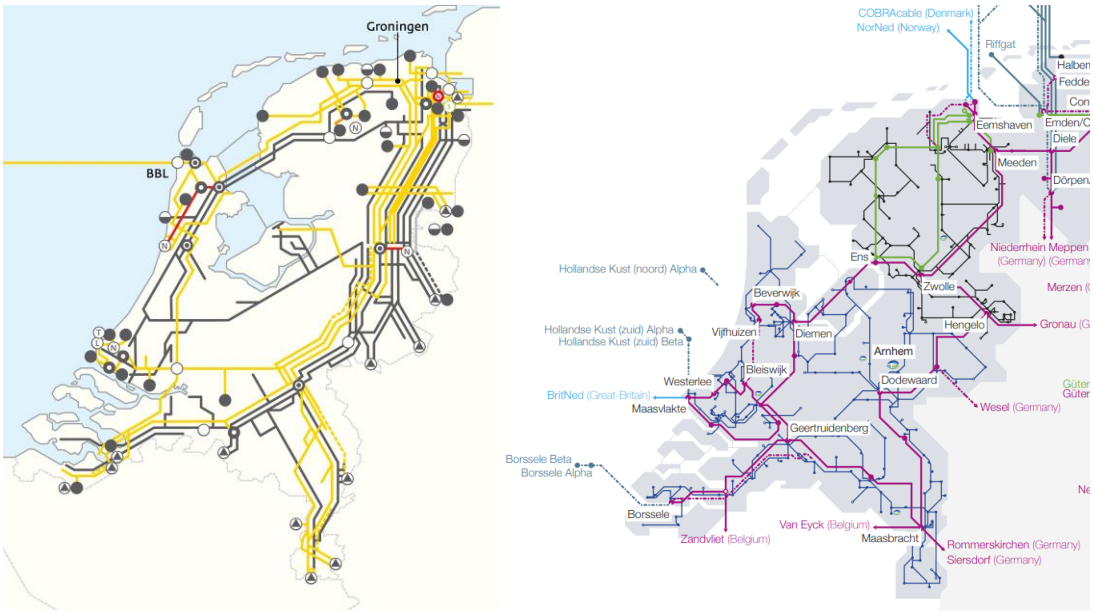
2020 vormt het startpunt of referentiepunt voor deze studie. Het is gebaseerd op de huidige situatie of de meest recente data, aangevuld met concrete verwachtingen voor 2020.

De warmtevraag van de gebouwde omgeving wordt nog goeddeels voorzien met gas, en mobiliteit is grotendeels fossiel. Er zijn twee grote industrieclusters: in de Eemsdelta en bij Emmen. In de Eemsdelta zijn circa 150 bedrijven gevestigd, waaronder met name veel chemische industrie. Bij Emmen is ook veel chemische industrie gevestigd, met name voor kunststoffen en vezels. Samen vormen de chemieclusters Chemport Europe, en zijn een belangrijk deel van de Nederlandse basischemie. Ten slotte zijn in Groningen en Drenthe agrifood en landbouw gevestigd.

Aan de aanbodzijde van het huidige energiesysteem staat de gaswinning in de regio nog aan de basis. Er zijn drie elektriciteitscentrales, waarvan twee op gas en één op kolen met bijstook van biomassa. De gascentrales vertegenwoordigen 23% van het totale vermogen van gascentrales in Nederland, de kolencentrale vertegenwoordigt 33% van het vermogen van de huidige kolencentrales in Nederland. Boven de Wadden is één windmolenpark, op land staan windmolens, met name langs de kust, en de hoeveelheid zon-PV is sterk in ontwikkeling.

Groningen vormt een belangrijk knooppunt in de infrastructuur. De gaswinning betekent ook distributie van gas vanuit Groningen naar de rest van Nederland. En de centrales betekenen dat ook het Nederlandse elektriciteitsnet sterk verknoopt is met deze regio. Bovendien is er interconnectie: in het gasnet met Duitsland en in het elektriciteitsnet met Duitsland, Denemarken en Noorwegen.

Figuur 4 - Het Nederlandse net van GTS (links) en van TenneT (rechts)



3.2 Overzicht van het energiesysteem

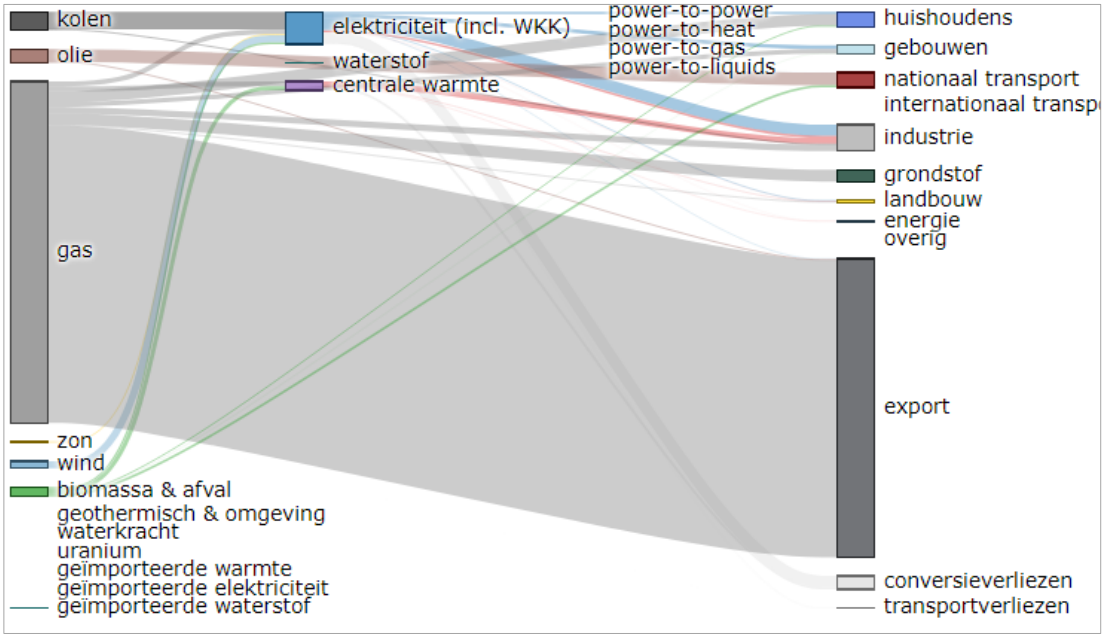
Tabel 2 - Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2020

Sector			Kenmerken
Vraag		Gebouwde omgeving	Vrijwel geheel op CV-ketels.
		Mobiliteit	89% benzine of diesel, 1% elektrisch, 11% biobrandstof.
		Industrie	Clusters rond Eemsdelta en Emmen, met veel chemische industrie, ook metaal en voedselverwerking. Energetische vraag naar methaan, elektriciteit en heet water. Grondstoffenvraag naar methaan en elektriciteit. 0,15 GW datacenters.
		Landbouw	O.a. aardappelteelt, melkveehouderij en glastuinbouw.
Aanbod		(Groen)gas	Gaswinning tot 23 bcm.
		Wind	0,6 GW wind op zee boven de Wadden. 1,0 GW wind op land.
		Zon	0,6 GW zon op dak. 0,2 GW zon op land.
		Centrales	3,0 GW STEG gascentrales. 1,6 GW kolencentrales. 0,5 GW WKK's.
		Import/ export	254% netto export.
CO_2			2% reductie ten opzichte van 1990.

De gaswinning is in 2020 nog maatgevend voor het energiesysteem. De regio is een grote netto exporteur van energie naar de rest van Nederland of naar het buitenland, zowel van methaan als van elektriciteit van de elektriciteitscentrales, deels draaiend op de aardgas. Wind- en zonne-energie spelen, afgezet tegen de gaswinning en elektriciteitscentrales, een kleine rol, maar zijn daarom nog niet onbeduidend: 18 PJ energie-aanbod uit wind en zon, tegenover 37 PJ finale elektriciteitsvraag.

De finale vraag bestaat voor 44% uit gas, 23% elektriciteit, 18% uit olie en 11% uit warmte (vooral heet water of stoom in de industrie). Verdeeld naar sector komt de finale vraag voor 30% van de gebouwde omgeving, 19% van mobiliteit, 48% van de industrie (inclusief vraag naar methaan, waterstof en elektriciteit als grondstof) en 3% van landbouw.

Figuur 5 - Energiestromen in 2020*



* Export betekent hier export uit de regio Groningen en Drenthe. De export van gas kan, via de elektriciteits-centrales, ook export van elektriciteit inhouden.

3.3 Vraag

Gebouwde omgeving

Groningen en Drenthe hebben samen meer dan een half miljoen woningen voor iets meer dan een miljoen inwoners. Daarnaast is er ruim 15 miljoen m^2 vloeroppervlak aan utiliteits-bouw, wat gelijkstaat aan ruim 100.000 woningequivalenten[3]. De warmtevoorziening is vrijwel geheel gebaseerd op aardgas, met daarnaast kleine hoeveelheden op vaste biomassa (houtpelletkachels), all electric (warmtepompen met WKO) of warmtenet (Warmtestad in Groningen).

Mobiliteit

In Groningen en Drenthe zijn circa 530.000 personenwagens geregistreerd, bijna 60.000 bestelauto's en 7.400 vrachtwagens. Deze rijden in 2020 voor het overgrote deel nog op benzine of diesel, wel met standaard bijmenging van biobrandstof.

Er rijden 360 OV-bussen, waarvan 174 op biodiesel, 164 elektrisch en 22 op waterstof. Ten slotte is er vervoer en transport over het spoor. De trajecten Zwolle-Emmen en Zwolle-Meppel-Assen-Groningen zijn elektrisch, maar de vier noordelijke trajecten vanuit Groningen - naar Delfzijl, Eemshaven, Veendam-Leer (Dui) en Leeuwarden - zijn niet geëlektrificeerd. Er rijden dieseltreinen en er zijn pilots met waterstof- en batterijtreinen.

[3] Een woningequivalent is gedefinieerd als 1 woning of 150 m^2 utiliteitsoppervlakte.

Industrie

De industrie in Groningen en Drenthe is grotendeels gevestigd in de twee clusters rond de Eemshaven en Emmen. Van de finale vraag (79 PJ) komt 90% uit de provincie Groningen en 10% uit de provincie Drenthe. Uitgesplitst naar sector is duidelijk dat de chemie veruit de grootste is (56 PJ). Daarnaast is aangenomen dat aluminiumproductie is heropend in 2020 (6 PJ). Verder is er voedselverwerking van met name zetmeel, suikerbieten en melk (6 PJ), is er papierindustrie in Coevorden en Pekela en zijn er nog overige sectoren, zoals constructie, energie, textiel en machinebouw (4 PJ). Ten slotte zijn er datacenters (3 PJ). Er zijn verspreid enkele vestigingen, maar het datacenter van Google in de Eemshaven zet die qua grootte in de schaduw.

De vraag kan energetisch worden ingezet (57 PJ), maar ook als grondstof (32 PJ).
De energetische inzet is te verdelen naar warmte van hoge temperatuur (>200°C), van lage temperatuur, en kracht en licht. Veel chemische processen vereisen een hoge temperatuur, gemaakt met WKK's op eigen terrein of gedeeld. Dat geeft primair een methaanvraag, terwijl finaal warmte in de vorm van stoom wordt afgenomen. In de voedselverwerking kunnen veelal lagere temperaturen volstaan. Kracht en licht gaat om apparaten, bijvoorbeeld om stoffen op druk te brengen. Aluminiumproductie is een elektrochemisch proces en vraagt dus ook elektriciteit. Methaan en elektriciteit dienen bovendien als grondstof. Methaan wordt in de chemische industrie deels eerst omgezet in waterstof.

Landbouw en glastuinbouw

De finale vraag uit deze sector is 4,7 PJ. Hiervan is 1,8 PJ elektriciteit, 1,7 PJ aardgas en 1,2 PJ warmte. Gedetailleerde cijfers over de regio waren niet beschikbaar voor deze studie, maar het gaat om een relatief beperkt deel van de energievraag in Groningen-Drenthe. Glastuinbouw maakt het meest intensief gebruik van de hier beschouwde energiedragers, veel meer dan de landbouw. Kassen staan vooral in het gebied rond Emmen en Hoogezand-Sappemeer.

3.4 Aanbod

Wind

Boven de Wadden is park Gemini aangelegd met een totaal vermogen van 600 MW.
De opgewekte stroom landt aan in de Eemshaven.
Voor wind op land hebben provincies Groningen en Drenthe afgesproken respectievelijk 855 MW en 285 MW te realiseren als onderdeel van de provinciale taakstelling van 6.000 MW voor de twaalf provincies samen (RVO, 2018a). In 2020 is waarschijnlijk in Groningen en Drenthe samen 1.024 MW operationeel.

Zon

Voor zon-PV op daken van huishoudens en utiliteitsgebouwen voorzien we ruim 600 MW. Dit is de uitkomst van het extrapoleren van de trend van afgelopen jaren. Elk jaar is er groei van circa 30%. De ontwikkeling van zonneparken staat nog op een lager punt op de S-curve. Er is ruim 200 MW voorzien in 2020, op basis van huidige gegevens en projecten aangemeld bij Enexis. Rekenend met 1 MW per hectare is het ruimtebeslag van de zonneparken ruim 200 hectare.

Methaan

Voor 2020 is de productieverwachting voor de grote Groninger velden 10,2 bcm voor een warmte winters, 13,6 bcm voor een gemiddelde winter en 18,9 bcm voor een koude winter (Ministerie van EZK, 2018a). Daarbij komt 4,3 bcm uit kleine velden in Groningen en Drenthe. In totaal komt dat overeen met maximaal 735 PJ. In de regio zijn ook zout-cavernes in gebruik als seizoensopslag: in de zomer worden deze gevuld met aardgas, als buffer voor de winter en voor flexibiliteit op energiemarkten.

Elektriciteitscentrales

Er zijn drie elektriciteitscentrales in het gebied rond de Eemshaven:
- Magnum (Vattenfall), STEG gascentrale, 1.311 MW;
- Eemscentrale (Engie), STEG gascentrale, 1.700 MW;
- Eemshavencentrale (RWE), kolencentrale met 15% bijstook van biomassa, 1.560 MW.

Daarnaast is er een AVI met WKK met een capaciteit van 45 MW. En er zijn WKK's opgesteld in de industrie en de landbouw met capaciteiten van respectievelijk 330 MW en 67 MW.

Import

Groningen en Drenthe zijn netto een grote energieleverancier, uiteraard door de gaswinning en de gascentrales. Er is import van olie, kolen en biomassa.

4 Scenario 2030

4.1 Introductie

Ruim tien jaar na het sluiten van het Klimaatakkoord zullen de plannen goeddeels zijn doorgevoerd en de doelstellingen gerealiseerd – dit is de centrale gedachte hier.
Het Rijk, decentrale overheden en burgers hebben initiatieven ondernomen die leiden tot reductie van CO_2-uitstoot en een aangepaste energievraag.

Met de wijkaanpak is een derde van de buurten los van het gasnet. Bovendien maken woningeigenaren bij vervanging van CV-ketels de overstap naar hybride oplossingen. Mobiliteit wordt steeds meer op duurzame alternatieven gebracht. In Nederland rijden 1,5 miljoen auto's elektrisch, in Groningen en Drenthe gaat het om ruim 100.000 voertuigen.

Voor de industrie is, net als in andere sectoren, de ambitie om de CO_2-uitstoot in 2030 49% te hebben gereduceerd. Dat wordt gerealiseerd met procesefficiëntie; elektrificatie; groene waterstof en andere groene grondstoffen; recycling, CCU en biobased chemie; en CCS.
Er zijn naar verwachting nieuwe datacenters geopend in de regio Groningen en Drenthe met een totaal vermogen van circa 1 GW.

De Nederlandse kolencentrales zullen zijn gesloten en de gaswinning uit de grote gasvelden in Groningen stopt in 2030. Er zullen nieuwe windparken op zee zijn gerealiseerd die voor heel Nederland 49 TWh aan energie leveren. Dat betekent ten minste 11 GW aan opgesteld vermogen. Hiervan staat ten minste 1,3 GW boven de Wadden met aanlanding in de Eemshaven. Wind op land en zon-PV zijn regionaal georganiseerd en zullen groeien naar 35 TWh aan energie.

4.2 Overzicht van het energiesysteem

Tabel 3 - Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2030

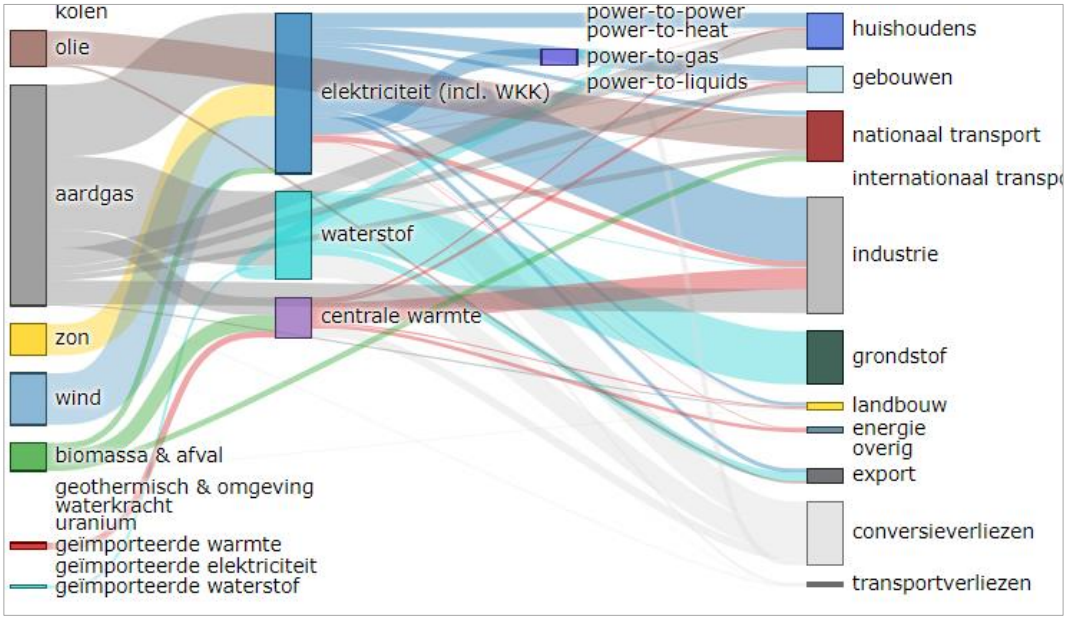
Sector			Kenmerken
Vraag		Gebouwde omgeving	1 op 3 woningen van het gasnet af. 57% minder gasvraag, 2% meer elektriciteit.
		Mobiliteit	32% minder benzine of diesel.
		Industrie	In energetische vraag enige elektrificatie. Grondstoffenvraag waterstof uit SMR. 1 GW datacenters.
		Landbouw	Elektrificatie en gebruik restwarmte. 4% meer elektriciteit, 46% minder gasvraag.
Aanbod		(Groen)gas	Gaswinning grote velden gestopt, 2,2 bcm uit kleine velden. 4,6 PJ biogas uit lokaal beschikbare biomassa.
		Wind	1,3 GW wind op zee boven de Wadden. 1,3 GW wind op land.

Sector			Kenmerken
		Zon	1,3 GW zon op dak. 4,0 GW zon op land.
		Centrales	2,6 GW STEG gascentrales. 1,6 GW biomassacentrales. 0,6 GW STEG (blauwe) waterstofcentrales. 0,5 GW WKK's.
		Import/ export	42% netto import.
CO_2			41% reductie ten opzichte van 1990.

De gaswinning is sterk teruggebracht, de grote velden zijn gesloten. Groningen en Drenthe zijn netto importeur van energiedragers geworden. De regio kan nog steeds een belangrijke rol vervullen in de energielevering aan de rest van Nederland, maar dan als doorvoer: tegenover export zullen geïmporteerde energiedragers staan, bijvoorbeeld import van gas voor de elektriciteitscentrales. Kolen zijn niet meer in gebruik, wel nog fossiele brandstoffen voor mobiliteit. Wind op zee en zonne-energie zullen ten minste verdubbelen ten opzichte van 2020.

De finale energievraag in 2030 is qua grootte vergelijkbaar met 2020, maar de verdeling is anders. De gebouwde omgeving en mobiliteit hebben beide een afgenomen vraag. Bij de gebouwde omgeving komt dit door isolatie en warmtepompen. Die onttrekken immers warmte direct uit de omgeving. Bij mobiliteit komt de afname van de energievraag door efficiëntere technieken: benzine- en dieselmotoren zijn relatief inefficiënt. Tegenover de afname in deze sectoren staat een toename in de industrie. Uitgaande van 2% jaarlijkse efficiëntiewinst en 1,75% groei per jaar, is er per saldo een kleine daling in de energetische vraag maar neemt de vraag naar grondstoffen toe. Bovendien komen er datacenters bij met een grote elektriciteitsvraag. De industrie bepaalt in totaal 59% van de finale vraag.

Figuur 6 - Energiestromen in 2030



4.3 Vraag

Gebouwde omgeving

Voor 2030 is voor de gemeente Groningen uitgegaan van de Routekaart Groningen CO_2-neutraal 2035. Voor de overige gemeenten in de provincie Groningen en voor de volledige provincie Drenthe is aangenomen is dat een derde van de woningen en utiliteitsbouw met de wijkenaanpak van het gasnet is losgekoppeld. De warmtevoorziening is geregeld met warmtepompen (all electric) en deels op warmtenetten. Twee derde van de woningen en utiliteitsbouw is nog wel aan het gasnet gekoppeld. Wie echter zijn CV-ketel moet vervangen, zal veelal overstappen naar een hybride installatie waarbij de warmte deels uit een gasgestookte CV-ketel komt en deels van een warmtepomp.

Er resteert een totale energievraag van 34 PJ tegenover 43 PJ in 2020. Daarvan komt 15 PJ in de vorm van gas (aardgas), 15 PJ als elektriciteit en 4 PJ als warmte. De gasvraag van de gebouwde omgeving daalt daarmee 52% ten opzichte van 2020, terwijl de elektriciteitsvraag sterk stijgt (+40%).

Mobiliteit

Het vervoer zal in 2030 deels zijn afgestapt van fossiele brandstoffen. 18% van de personen-auto’s is elektrisch, daarnaast rijdt 12% op waterstof of (groen)gas. De bussen in het OV zijn volledig van fossiele brandstoffen af: driekwart rijdt elektrisch en het resterende kwart op waterstof. Met ten slotte bijmenging van biobrandstoffen betekent dit alles 32% minder fossiele brandstoffen dan in 2020.

Industrie

Voor de industrie zijn twee parameters zeer bepalend: efficiëntiewinst en productiegroei. Met de eerste aangenomen op 2% per jaar en de tweede op 1,75% per jaar, daalt de totale energetische vraag licht (59 PJ) terwijl de vraag naar grondstoffen stijgt (38 PJ). Voor de energetische vraag is, afgezien van datacenters, ook de verdeling nog vrijwel gelijk aan die in 2020: gas, elektriciteit en heet water maken elk ongeveer een derde uit. Alleen de vraag naar elektriciteit neemt toe door elektrificatie (+17% ten opzichte van 2020). Elektrificatie is hier voorzien voor warmte van lage temperatuur met gebruik van warmtepompen of boilers, dus met name in de voedselverwerking, papierindustrie – niet zozeer in de chemie, waar hoge temperaturen zijn vereist.

De grondstoffenvraag kan in 2030 wel veranderd zijn. Een centrale rol hierin speelt de SMR, die (blauwe) waterstof maakt, zoals voorzien in de Investeringsagenda waterstof Noord-Nederland (Bedrijven en overheden Groningen en Drenthe, 2019). Deze waterstof vervangt de rol van methaan als grondstof in de industrie.

Daarnaast is aangenomen dat er datacenters zijn gerealiseerd met een totaal vermogen van 1 GW (tegenover 150 MW in 2020). Bij circa 6.000 vollasturen zou dat gelijk staan aan meer dan 20 PJ, maar met de aanname van 4% jaarlijkse efficiëntiewinst komt het lager uit, namelijk op 12,5 PJ. Ter vergelijking: de elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving in Groningen en Drenthe is nu 11 PJ.

Landbouw en glastuinbouw

Voor de landbouw en glastuinbouw is een reductie van de vraag voorzien van 4,7 PJ naar 4,3 PJ. Er is een lichte toename van de elektriciteitsvraag (4% naar 1,8 PJ) voorzien, maar een grote afname van de gasvraag (-46% naar 0,9 PJ). Gebruik van warmte is ongeveer gelijk op 1,0 PJ. Daarnaast zijn er geothermie (0,4 PJ), biogene brandstoffen (0,1 PJ) en kleine hoeveelheid waterstof gemaakt met elektriciteit uit windenergie bij een project in Drenthe.

4.4 Aanbod

Wind

Boven op Gemini (600 MW) is een uitbreiding aangekondigd ter grootte van 700 MW, zodat het totaal uitkomt op 1,3 GW (Rijksoverheid, 2019a). Voor wind op land is een voorspelling gedaan op basis van een lijst van Enexis met aangemelde projecten. Er is aan de projecten een kans toegekend afhankelijk van het stadium waarin het project zich bevindt, en met de verwachtingswaarde is verder gerekend. Het totale opgestelde vermogen van wind op land zou daarmee uitkomen op 1,3 GW. Uitgaande van 10 MW per km^2 is het ruimtebeslag op zee 130 km^2 en op land 135 km^2.

Zon

Voor zon-PV zijn drie categorieën beschouwd: zon op dak van huishoudens (<15 kW), zon op dak van utiliteitsgebouwen (>15 kW) en zonneparken. De eerste categorie is ingeschat op basis van voorspellingen uit de NEV 2017 en komt uit op 600 MW. De tweede en derde categorie zijn ingeschat op basis van de projectenlijst van Enexis. Aan de projecten is weer een kans toegekend afhankelijk van het stadium van ontwikkeling, en de verwachtings-waarde van deze categorieën samen komt uit op 4,6 GW, waarvan 0,7 GW op dak en 4,0 GW op land. Rekenend met 1 MW per hectare is het ruimtebeslag van de zonneparken 4.000 hectare oftewel 40 km^2.

We willen opmerken dat het ook voorstelbaar is dat alle projecten gerealiseerd worden die bij Enexis zijn aangemeld, resulterend in 7,8 GW zon op dak (>15 kW) en zonneparken. Dat ligt dicht bij wat in het scenario 2050 Regionaal is aangenomen. De analyse van knelpunten in het net van dat scenario is dus mogelijk al relevant voor 2030.

Methaan

De winning van aardgas uit grote velden is gestopt in 2030 (Ministerie van EZK, 2018a) en mogelijk al in 2022 (Ministerie van EZK, 2019). Wel zijn kleine velden dan operationeel, hoewel ook die worden afgebouwd. (Ministerie van EZK, 2018b). Het totale aanbod loopt daarmee terug tot 2 bcm oftewel 70 PJ, tegenover 735 PJ in 2020.

De beschikbaarheid van lokaal groengas is 4,6 PJ. Deze is gebaseerd op de vergistbare biomassa die lokaal beschikbaar is. Aangenomen is dat de biomassa ook binnen de regio verwerkt kan worden tot groengas. Recent is er aandacht opgekomen voor superkritische watervergassing, waarvoor ook al plannen bestaan in de regio (Bokkum, 2019).

Elektriciteitscentrales

De Eemshavencentrale van RWE stookt in 2030 enkel biomassa, geen kolen (Ministerie van EZK, 2017). Voor de Magnum gascentrale van Vattenfall is voorzien dat één unit over is op waterstof, de Eemscentrale van ENGIE nog volledig op aardgas draait. Ten slotte is de verwachting dat ook de gascentrale Delesto weer operationeel is.

Waterstof

In de Investeringsagenda waterstof Noord-Nederland zijn voor 2030 een SMR en een elektrolyser (1 GW) voorzien om waterstof te maken. De SMR maakt waterstof met een volume van 28 PJ, wat overeenkomt met de vraag uit de industrie. De elektrolyser zou meedraaien in de energiemarkt en 42 PJ aan waterstof produceren, bij een efficiëntie van 90%. Hier is 66% efficiëntie verondersteld en wordt de elektrolyser alleen ingezet bij grote elektriciteitsoverschotten op de energiemarkten, anders is bij huidige elektriciteitsprijzen de waterstof economisch niet interessant. Dat zou betekenen dat de elektrolyser veel lagere productie draait.

Import

Met het wegvallen van de gaswinning is de regio van Groningen en Drenthe in 2030 niet meer netto energieleverend. Per saldo is er energie-import ter grootte van 42% van de finale vraag oftewel 79 PJ.

5 Scenario 2050 Regionale Sturing

5.1 Introductie

Provincies en gemeenten hebben de regie genomen en sturen sterk op regionale energie-systemen, met decentrale energieopwekking en -gebruik. Het tempo van de transitie ligt hoog. Burgers, bedrijven en decentrale overheden nemen veel initiatieven om het regionale potentieel maximaal te benutten.

Voor de gebouwde omgeving zijn extra warmtenetten aangelegd, zodat de warmte van de industrie nuttig aangewend wordt. Er is veel zon-PV, zowel op de daken als in zonneparken, en zowel op individueel initiatief als vanuit collectieven. Ook zijn er windmolenparken op land bij. Omdat burgers betrokken zijn bij de energievoorziening, is er draagvlak voor nieuwe technieken en decentrale oplossingen. CCS kan hier ook onderdeel van zijn.

De maatschappij beseft dat hernieuwbare energie in Nederland schaars is. Veel woningen worden geïsoleerd en gaan over naar all electric, mobiliteit is grotendeels elektrisch. Er is er ook draagvlak voor het opzetten van een circulaire industrie, waarin recycling belangrijk is. De industrie zet daarnaast in op elektrificatie en waar nodig inzet van groengas.

5.2 Overzicht van het energiesysteem

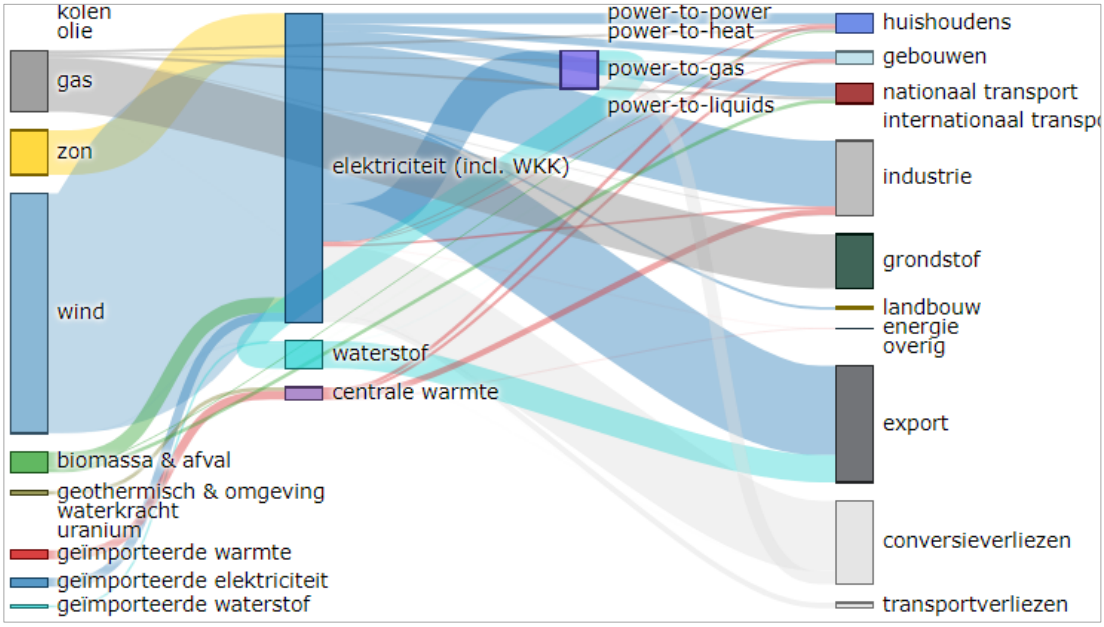
Tabel 4 - Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2050 Regionale Sturing

Sector		Kenmerken
Vraag	Gebouwde omgeving	49% all electric, 29% hybride/groengas, 19% warmtenet, 3% biomassa. Veel isolatie. 83% minder gasvraag, 67% meer elektriciteitsvraag dan in 2020.
	Mobiliteit	Geen fossiel, 76% elektrisch.
	Industrie	In energetische vraag veel elektrificatie. Grondstoffenvraag naar groengas i.p.v. aardgas. 3 GW datacenters.
	Landbouw	Elektrificatie, geen gasvraag, wel geothermie.
Aanbod	(Groen)gas	Gaswinning geheel gestopt. 4,6 PJ biogas uit lokaal beschikbare biomassa.
	Wind	9,7 GW wind op zee boven de Wadden. 2,6 GW wind op land.
	Zon	2,4 GW zon op dak. 7,1 GW zon op land.
	Centrales	1,9 GW STEG gascentrales op groengas. 4,5 GW waterstofcentrales. 0,4 GW WKK's.
	Import/ export	6% netto export, import van groengas, export van elektriciteit.

Sector		Kenmerken
CO_2		98% reductie ten opzichte van 1990.

Er is veel aanbod van wind- en zonne-energie vanuit de regio zelf. Deze energie komt als elektriciteit bij de eindgebruiker: er is veel elektrificatie en elektriciteit vervult ruim de helft van de finale energievraag. Groengas vormt een derde van de finale vraag en komt ook deels uit lokale bronnen. Ook besparing is een centraal element in dit scenario.
De gebouwde omgeving heeft nog een vraag van 31 PJ en mobiliteit 16 PJ. De vraag vanuit de industrie daalt verder na 2030, maar daar staan een toename in grondstoffen tegenover, bovendien is aangenomen dat datacenters verder groeien. In totaal komt 71% van de finale vraag vanuit de industrie.

Figuur 7 - Energiestromen 2050 Regionale Sturing



5.3 Vraag

Gebouwde omgeving

Dit scenario draait om lokaal aanbod, en dat vertaalt zich vooral in elektriciteit.
Dat betekent dat in de gebouwde omgeving veel all electric voorzieningen zijn geïnstalleerd (49%). Hybride systemen met groengas maken 29% uit van de woningequivalenten[4], het warmtenet voorziet 19%.

Er resteert een totale energievraag van 31 PJ, tegenover 43 PJ in 2020 en 34 PJ in 2030. Deze daling komt doordat de overstap naar all electric samengaat met isolatie. Van de finale vraag in dit scenario komt 5 PJ in de vorm van groengas, 18 PJ als elektriciteit, 7 PJ als warmte en 1 PJ als vaste biomassa.

[4] 1 woningequivalent is 1 woning of 150 m^2 utiliteitsbouw.

Mobiliteit

Het vervoer zal in 2050 volledig zijn afgestapt van fossiele brandstoffen. In dit scenario is er veel elektriciteit en dat is ook terug te zien in het vervoer: 76% van de finale vraag is elektrisch. Daarnaast rijdt een deel op groengas (13%) en biobrandstof (11%). Omdat elektrisch rijden efficiënter is dan fossiel, is de energievraag 52% gedaald ten opzichte van 2020, bij gelijkblijvende reizigerskilometers.

Industrie

Met efficiëntiewinst van 2% per jaar en productiegroei van 1,75% per jaar komt in 2050 de totale energetische vraag uit op 50 PJ en de vraag naar grondstoffen op 57 PJ. Dit scenario voorziet grote elektrificatie. De elektriciteitsvraag, afgezien van datacenters, groeit naar 26 PJ, twee keer zoveel als in 2020. De gasvraag is bijna nul en de rol van heet water is meer dan gehalveerd tot 7 PJ. Voor de grondstoffenvraag is aangenomen dat de rol die methaan nu vervult, en in 2030 blauwe waterstof, in dit scenario voor 2050 wordt overgenomen door groengas. Gelet op het feit dat groengas waarschijnlijk beperkt beschikbaar is – niet alleen in de regio, maar ook nationaal en wereldwijd – zal er in dit scenario een impuls zijn voor ontwikkeling van circulariteit in de grondstofstromen en maximaal meervoudig gebruik van reststromen.

Aannames zijn dat lage temperatuur is geëlektrificeerd met bijvoorbeeld warmtepompen, boilers en mechanische stoomrecompressie. Het gebruik van omgevingswarmte door de warmtepompen betekent een besparing op de finale vraag naar energiedragers door de netwerken. Hoge temperatuur wordt, in dit scenario, gemaakt met WKK's op groengas. Ook in de grondstoffenvraag is er methaan oftewel groengas. Eventueel zou deze centraal - met de SMR uit de plannen voor 2030 – omgezet kunnen worden in waterstof voor de chemische industrie.

Daarnaast is aangenomen dat er datacenters zijn gerealiseerd met een totaal vermogen van 3 GW. Bij 6.000 vollasturen zou dat gelijk staan aan meer dan 60 PJ, maar bij 4% jaarlijkse efficiëntiewinst komt het lager uit, namelijk op 16,5 PJ. Ter vergelijking: de volledige elektriciteitsvraag van Groningen en Drenthe is nu 38 PJ.

Landbouw en glastuinbouw

Voor de landbouw en glastuinbouw is een verdere reductie van de energievraag voorzien naar 2,8 PJ. Dit komt door verdere elektrificatie (2,0 PJ). Er is in dit scenario geen gasvraag. Wel wordt geothermie benut voor de warmtevraag (0,8 PJ).

5.4 Aanbod

Wind

Voor wind op zee is gekeken naar Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017a; 2017b), waarvan 37%[5] is verondersteld boven de Wadden te worden geplaatst met aanlanding in de Eemshaven. Dat resulteert in 9,7 GW, tegenover 0,6 GW in 2020 en 1,3 GW voorzien voor 2030. Ook voor wind op land vormt Net voor de Toekomst het vertrekpunt, waarbij naar Groningen en Drenthe is geschaald conform de potenties die er in de regio en nationaal zijn.[6] Daarmee zou de wind op land uitkomen op 2,6 GW, tegenover 1,0 GW in 2020 en

[5] lix 22 GW boven de Wadden, PBL 60 GW totaal.

[6] RES-potentieanalyses.

1,3 GW voorzien voor 2030. Het ruimtebeslag komt in dit scenario neer op 970 km^2 wind op zee en 262 km^2 wind op land.

Zon

Een vergelijkbare aanpak is gehanteerd bij zonne-energie. Net voor de Toekomst en potentieanalyses leiden tot 2,4 GW zon op dak en 7,1 GW zonnepark. Deze hoeveelheid zonneparken komt neer op een ruimtebeslag tot 71 km^2.

Methaan

De winning van aardgas is geheel gestopt. De beschikbaarheid van groengas is gelijk verondersteld aan die in 2030, oftewel 4,6 PJ. In dit scenario is wel veel vraag naar methaan, zodat ofwel groengas moet komen uit bronnen van buiten de regio, ofwel de vraag naar methaan zich moet aanpassen, bijvoorbeeld naar waterstof. Beide wijken af van het uitgangspunt van dit scenario.

Elektriciteitscentrales

De huidige centrales zullen in 2050 verouderd zijn en niet meer in de huidige vorm functioneren. Dat geldt ongeacht het scenario. Bovendien opereren elektriciteitscentrales op een nationale of internationale markt. Welke elektriciteitscentrales, van wat voor type, en met welke draaiuren, wordt daarom maar in beperkte mate bepaald door de regionale vraag en volatiel aanbod. Dat neemt niet weg dat er in alle scenario's behoefte zal zijn aan regelbaar aanbod, ten behoeve van de leveringszekerheid. Dat kan betekenen dat centrales meer zullen dienen als back-up dan als base-load.

Uit dit scenario vloeit bovendien voort dat bronnen voor centrales schaars zijn: vanuit de regio is er geen groengas over en waterstof evenmin. Er zijn wel al elektriciteitsoverschotten uit wind- en zonne-energie. Centrales dienen daarom als back-up, niet zozeer voor base-load.

Er zijn meerdere manieren waarop de nationale behoefte aan elektriciteitscentrales ten behoeve van leveringszekerheid ingevuld kan worden. Hier is gekeken naar Net voor de Toekomst en is dat nationale beeld teruggebracht naar de regio Groningen en Drenthe door te kijken naar de huidige verdeling van centrales over Nederland. Dat betekent dat er centrales zijn in de regio, op waterstof en op groengas.

Import

Groningen en Drenthe zijn in dit scenario netto licht energieleverend. Wind- en zonne-energie geven elektriciteitsoverschotten. Er is echter ook import van elektriciteit nodig op momenten dat de regionale vraag hoger is dan het regionale aanbod. Bovendien is er waarschijnlijk import van groengas of biomassa nodig.

6 Scenario 2050 Nationale Sturing

6.1 Introductie

Hoe zien de energiewereld en de infrastructuur eruit als maatschappij en politiek besluiten dat regionale regie niet de beste oplossing is, maar dat we Nationale Sturing en nationale bronnen nodig hebben?

Burgers en bedrijven staan de rijksoverheid in dit beeld toe om de regie te nemen.
Het Rijk stuurt op energieautonomie voor Nederland via een mix van centrale en decentrale energiebronnen. CCS is in dit maatschappijbeeld geen grootschalige oplossingsroute.

Het tempo van de transitie ligt hoog. Het Rijk organiseert grote projecten, met name op het gebied van wind op zee, inclusief bijvoorbeeld energie-eilanden in de Noordzee of boven de Wadden. De elektriciteit uit wind op zee vormt de aanjager van de waterstof-economie.

Er komt vraag naar waterstof vanuit alle sectoren. Woningen worden verwarmd met hybride installaties, deels elektrische warmtepomp en deels ketel op waterstof. In de mobiliteit zijn de voertuigen met brandstofcellen dominant, rijdend op waterstof. Met innovatieve energieoplossingen is een sterk circulaire industrie met veel recycling opgezet, omdat de energiedragers van nu niet meer mogelijk zijn. Bedrijven nemen meer risico's om deze industriële ketens vorm te geven. De overheid dekt bepaalde risico's af met subsidies, innovatiepremies, gerichte juridische sturing of andere instrumenten.

6.2 Overzicht van het energiesysteem

Tabel 5 - Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2050 Nationale Sturing

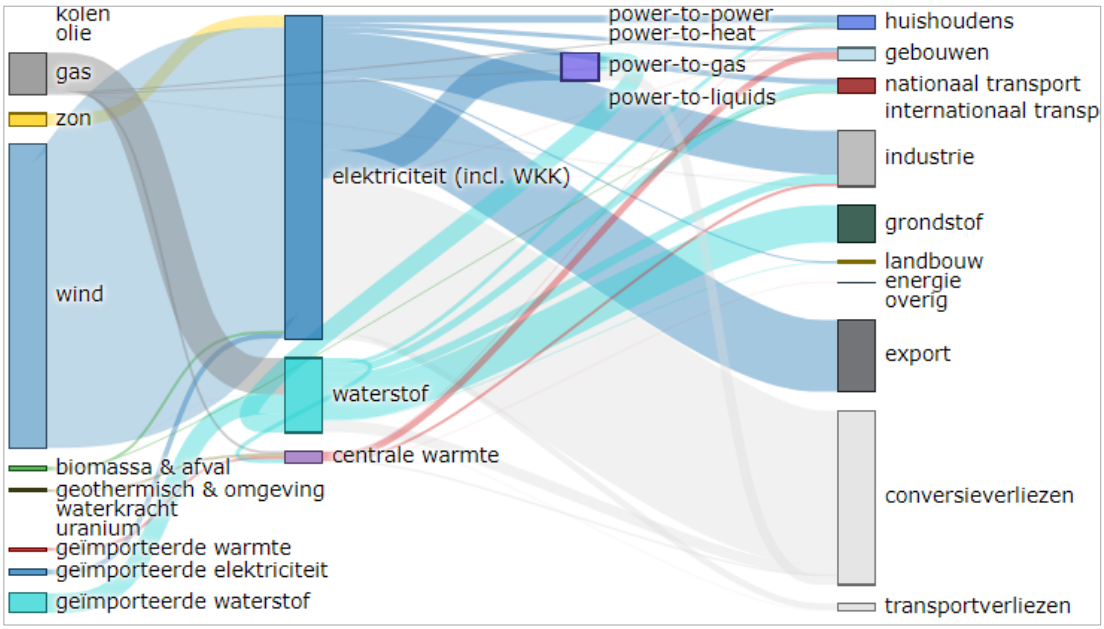
Sector		Kenmerken
Vraag	Gebouwde omgeving	63% hybride/waterstof, 25% hybride/groengas, 6% all electric, 6% warmtenet. 83% minder gasvraag, 44% meer elektriciteitsvraag dan in 2020.
	Mobiliteit	Geen fossiel, 39% elektrisch, 61% waterstof.
	Industrie	In energetische vraag veel waterstof en elektrificatie. Grondstoffenvraag naar waterstof i.p.v. aardgas. 3 GW datacenters.
	Landbouw	Elektrificatie en waterstof.
Aanbod	(Groen)gas	Gaswinning geheel gestopt. 4,6 PJ biogas uit lokaal beschikbare biomassa.
	Wind	19,5 GW wind op zee boven de Wadden. 2,2 GW wind op land.
	Zon	0,9 GW zon op dak. 2,8 GW zon op land.

Sector			Kenmerken
		Centrales	5,2 GW STEG waterstofcentrales. 0,05 GW WKK's.
		Import/ export	1,0% netto export.
CO_2			97% reductie ten opzichte van 1990.

In dit scenario is wind op zee de dominante factor. 19,5 GW opgesteld vermogen levert 340 PJ aan elektriciteit. Hiermee wordt de regionale vraag naar elektriciteit en waterstof voorzien, tegelijk maakt het de regio tot energieleverancier.

De finale vraag vanuit Groningen en Drenthe bestaat voor 77 PJ uit elektriciteit en 66 PJ uit waterstof. De waterstofvraag komt uit alle sectoren: zowel gebouwde omgeving, mobiliteit als industrie. Vergeleken met het scenario Regionaal scenario is men in dit scenario minder gericht op besparing, zodat de finale vraag licht hoger uitkomt. De vraag vanuit de industrie, met de aanname dat die gestaag blijft groeien tot 2050, overheerst en maakt 70% uit van de finale vraag.

Figuur 8 - Energiestromen in 2050 Nationale Sturing



6.3 Vraag

Gebouwde omgeving

De beschikbaarheid van elektriciteit en waterstof impliceren dat in gebouwde omgeving veel hybride warmtepompen op waterstof zijn geïnstalleerd (63%). Ook is 25% voorzien van hybride warmtepompen in combinatie met groengas. In Groningen is een warmtenet (6%), en ten slotte zijn er woningen en utiliteitsbouw met all electric (6%).

Er is minder nadruk op isolatie in vergelijking met het scenario 2050 Regionaal. De totale energievraag is 38 PJ. Daarvan komt 5 PJ in de vorm van groengas, 15 PJ als elektriciteit, 15 PJ als waterstof, en 3 PJ als warmte.

Mobiliteit

In dit scenario maken elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen beide de helft uit. De totale energievraag is daarmee 48% minder dan in 2020: 17 PJ tegenover 32 PJ. Er is 7 PJ elektriciteit en 9 PJ waterstof nodig.

Industrie

Ook in de industrie is waterstof een factor van betekenis. Zowel in de energetische vraag als in de grondstoffenvraag is de rol van methaan overgenomen door waterstof. De totale vraag naar waterstof bedraagt 52 PJ. Voor hogetemperatuurwarmte worden waterstofketels ingezet, anders dan de huidige WKK's. Voor lagetemperatuurwarmte vindt elektrificatie plaats, hoewel minder dan in het Regionale scenario. Minder gebruik van warmtepompen en meer van waterstofketels houden in dan er minder besparing is op de energievraag dan in het Regionale scenario. Verder zijn de algemene aannames voor 2050 toegepast: 1,75% jaarlijkse groei, 2% efficiëntiewinst per jaar op de energetische vraag, en 3 GW aan datacenters.

Landbouw en glastuinbouw

Voor de landbouw en glastuinbouw is een reductie van de energievraag voorzien naar 2,9 PJ. De elektriciteitsvraag bedraagt hiervan bijna 2,0 PJ. Er wordt geen methaan gebruikt, maar wel waterstof (1,0 PJ).

6.4 Aanbod

Wind

Dit scenario begint bij de gedachte dat de energietransitie vorm krijgt met grote projecten van nationale betekenis. Dat betekent veel wind op zee. In Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017a) is uitgegaan van 53 GW, en op basis van de potentie van windparken op verschillende locaties op de Noordzee nemen we hier aan dat daarvan 19,5 GW boven de Wadden wordt geplaatst met aanlanding in de Eemshaven. Dat is in de buurt van de doelstelling uit het Coalitieakkoord van Gedeputeerde Staten, waar is aangegeven 22,8 GW te willen (Provincie Groningen, 2019).

Vanwege de grote hoeveelheid windparken op zee is wind op land minder nodig, maar ook hier is 2,2 GW voorzien, tegenover 1,3 GW in 2030. Uitgaande van 10 MW per km^2 is het ruimtebeslag boven de Wadden bijna 2.000 km^2 en op land 225 km^2.

Zon

De grote hoeveelheid windparken maakt de noodzaak van zonne-energie kleiner. Wanneer we de waarden uit Net voor de Toekomst schalen naar Groningen en Drenthe, dan geeft dit 0,9 GW zon op dak en 2,9 GW zonneparken (met een ruimtebeslag tot 29 km^2). Opvallend is dat deze hoeveelheden lager liggen dan wat al voor 2030 is voorzien.

Methaan

De winning van aardgas is geheel gestopt. De beschikbaarheid van groengas is gelijk verondersteld aan die in 2030, oftewel 4,6 PJ.

Elektriciteitscentrales

In dit scenario zijn er grote overschotten vanuit wind op zee. Dat betekent dat centrales enkel nodig zijn voor back-up. Dit wordt geheel ingevuld door waterstofcentrales, waarbij de waterstof eerst is gemaakt uit de elektriciteitsoverschotten. Waterstof fungeert dus als opslagmedium.

Waterstof

De productie van waterstof gebeurt met een elektrolyser (1 GW), en werkt met elektriciteitsoverschotten van wind op zee. Eventueel kan ook de SMR operationeel zijn, wat echter groengas of aardgas met CCS zou vereisen.

Import

Er zijn elektriciteitsoverschotten door de wind op zee. Er is echter ook import van elektriciteit en/of import van waterstof nodig. Indien de SMR operationeel is, dan is er methaan nodig.

7 Scenario 2050 Internationale Waterstofeconomie

7.1 Introductie

De vorige twee toekomstbeelden hebben een sterke focus op de beleidskeuze dat Nederland zelfvoorzienend moet willen zijn op het gebied van de energievoorziening. Als we dat loslaten, en we baseren onze energievoorziening op een Internationaal perspectief met veel import en export, hoe ziet ons energiesysteem er dan uit?
Nederland is net als nu een welvarend, sterk Internationaal mondiaal georiënteerd land, ook op het gebied van de eigen energievoorziening. Nederland wil geen CO_2 uitstoten en moet aan haar internationale verplichtingen voldoen. Burgers accepteren de lasten echter niet om dit binnen het bescheiden grondgebied van Nederland voor elkaar te krijgen en hebben meer over voor buitenlandse hernieuwbare energie. Import is het resultaat.

De Nederlandse economie is daarom niet minder innovatief en de handelsbalans is gezond. Bedrijven hanteren geheel nieuwe productieprocessen, passend bij te importeren hernieuwbare energiestromen. Er wordt ingezet op de waterstofeconomie en die vraagt import van elektriciteit.

7.2 Overzicht van het energiesysteem

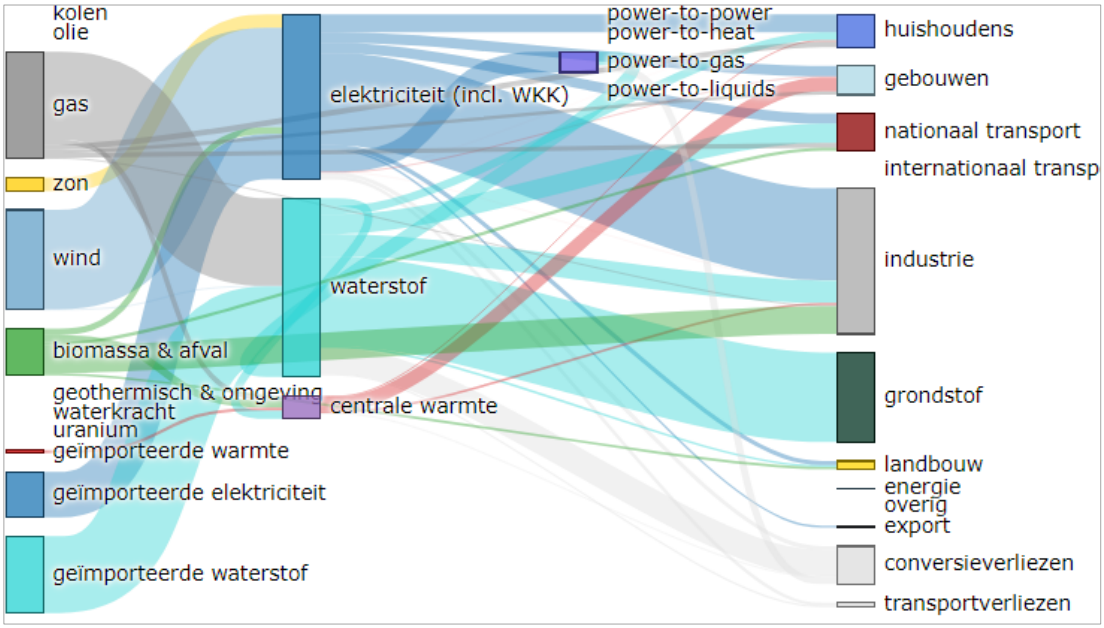
Tabel 6 – Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2050 Internationale Waterstofeconomie

Sector			Kenmerken
Vraag		Gebouwde omgeving	63% hybride/waterstof, 25% hybride/groengas, 6% all electric, 6% warmtenet. 77% minder gasvraag, 44% meer elektriciteitsvraag dan in 2020.
		Mobiliteit	Geen fossiel, 31% elektrisch, 58% waterstof, 11% groengas.
		Industrie	In energetische vraag veel waterstof en enige elektrificatie. Grondstoffenvraag naar waterstof i.p.v. aardgas. 3 GW datacenters.
		Landbouw	Elektrificatie, waterstof en biogene brandstoffen.
Aanbod		(Groen)gas	Gaswinning geheel gestopt. 4,6 PJ biogas uit lokaal beschikbare biomassa.
		Wind	2,3 GW wind op zee boven de Wadden. 0,8 GW wind op land.
		Zon	0,4 GW zon op dak. 1,3 GW zon op land.

Sector			Kenmerken
		Centrales	1,7 GW STEG waterstofcentrales. 1,9 GW STEG gascentrales op groengas. 2,3 GW biomassacentrales. 0,05 GW WKK's.
		Import/ export	60% netto import.
CO_2			97% reductie ten opzichte van 1990.

De internationale oriëntatie betekent dat er weinig productie in de regio plaatsvindt. Er is import van aardgas, groengas, elektriciteit en waterstof. Er zijn elektriciteitscentrales op gas met CCS en op biomassa. De vraagzijde is grotendeels vergelijkbaar met de vraag in het scenario 2050 Nationale Sturing en bestaat vooral uit waterstof en elektriciteit. De industrie maakt 70% uit van de totale finale vraag.

Figuur 9 - Energiestromen in 2050 Internationale Waterstofeconomie



7.3 Vraag

Gebouwde omgeving

De gebouwde omgeving heeft veelal hybride warmtepompen voor de warmtevoorziening, hetzij op groengas (35%), hetzij op waterstof (53%). In Groningen is een warmtenet (6%), en ten slotte zijn er woningen en utiliteitsbouw met all electric (6%). De totale energievraag is 38 PJ, waarvan 7 PJ in de vorm van groengas, 16 PJ als elektriciteit, 12 PJ als waterstof en 3 PJ als warmte.

Mobiliteit

Er rijden vooral elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen, en een klein deel rijdt op groengas. De totale energievraag is 45% minder dan in 2020. Voor de mobiliteit is er vraag naar 5 PJ elektriciteit, 9 PJ waterstof en 2 PJ groengas.

Industrie

De vraag vanuit de industrie is vergelijkbaar met die in het scenario 2050 Nationale Sturing. Zowel in de energetische vraag als in de grondstoffenvraag is de rol van methaan overgenomen door waterstof. De totale vraag naar waterstof bedraagt 52 PJ. Omdat er, anders dan in het scenario Nationale Sturing, geen grote elektriciteitsoverschotten zijn van wind op zee, zal er minder elektrificatie zijn en in plaats daarvan meer biomassa. Ook in dit scenario zijn de algemene aannames voor 2050 toegepast: 1,75% jaarlijkse groei, 2% efficiëntiewinst per jaar op de energetische vraag, en 3 GW aan datacenters.

Landbouw en glastuinbouw

Deze sector volgt de beschikbaarheid van energiedragers op de internationale energiemarkten. De finale vraag is 4,0 PJ, waarvan 1,9 PJ elektriciteit, 1,0 PJ waterstof en 1,1 PJ biogene brandstoffen.

7.4 Aanbod

Wind

Het internationale karakter van dit scenario komt vooral tot uitdrukking in de aanbodzijde. In dit scenario is Nederland netto importeur van energie, en dat geldt evengoed voor de regio Groningen en Drenthe. Er zijn dan ook weinig windmolens op zee of op land, respectievelijk 2,3 en 0,8 GW. Dat zou alsnog een uitbreiding betekenen van wind op zee ten opzichte van wat nu is voorzien voor 2030 (1,3 GW). Voor wind op land impliceert het een afname. Uitgaande van 10 MW per km^2 is het ruimtebeslag boven de Wadden 230 km^2 en op land 84 km^2.

Zon

Hetzelfde geldt voor zonne-energie: de noodzaak hiervoor wordt weggenomen door de internationale energiehandel en veronderstelde beschikbaarheid van elektriciteit en waterstof. Wanneer we de waarden uit Net voor de Toekomst schalen naar Groningen en Drenthe, dan geeft dit 0,4 GW zon op dak en 1,3 GW zonneparken (met een ruimtebeslag tot 13 km^2). Deze volumes zijn al vóór 2030 gerealiseerd.

Methaan

De winning van aardgas is geheel gestopt. De beschikbaarheid van groengas is gelijk verondersteld aan die in 2030, oftewel 4,6 PJ.

Elektriciteitscentrales

De huidige elektriciteitscentrales in de regio Groningen en Drenthe en hun rol in de elektriciteitsvoorziening van Nederland, zijn niet direct richtinggevend voor 2050 - en zeker niet in dit scenario, dat is georiënteerd op internationale energiemarkten. We hebben hier niettemin Net voor de Toekomst geschaald naar Groningen en Drenthe op basis van de huidige centrales. Dat zou betekenen dat er elektriciteit wordt geproduceerd met zowel groengas, biomassa als waterstof.

Waterstof

Ook waterstof zal Internationaal verhandeld worden. Er kan productie van waterstof in de regio plaatsvinden met een elektrolyser (1 GW) en met de SMR op groengas.

Import

Dit scenario leidt tot import van alle energiedragers: elektriciteit, waterstof, biomassa en, indien de SMR operationeel is, dan is er methaan nodig en dus import van groengas of biomassa.

8 Scenario 2050 Internationale Bio-economie

8.1 Introductie

Het laatste scenario heeft een vergelijkbaar vertrekpunt als het vorige: Nederland is een sterk Internationaal mondiaal land, ook op het gebied van de energievoorziening. Ook in dit geval is er veel import van energie, het verschil is dat die import niet gericht is op een waterstofeconomie, maar op een mix met daarin een belangrijke rol voor bio-energie.

Een van de manieren waarop zoiets kan ontstaan, is vanuit Europees beleid in de vorm van emissieheffingen of een CO_2-taks. De energietransitie komt dan meer organisch tot stand, waarin partijen zelf beslissingen nemen over individuele businesscases waarin CO_2-beprijzing is meegenomen, en de transitie is minder van bovenaf gestuurd op specifieke oplossingen.

Voor dit scenario is de veronderstelling dat er niet specifiek op waterstof wordt ingezet. In de mix van oplossingen spelen, zo is hier de aanname, groengas en biomassa een relatief grote rol. Ook CCS is in dit scenario een geaccepteerde optie.

8.2 Overzicht van het energiesysteem

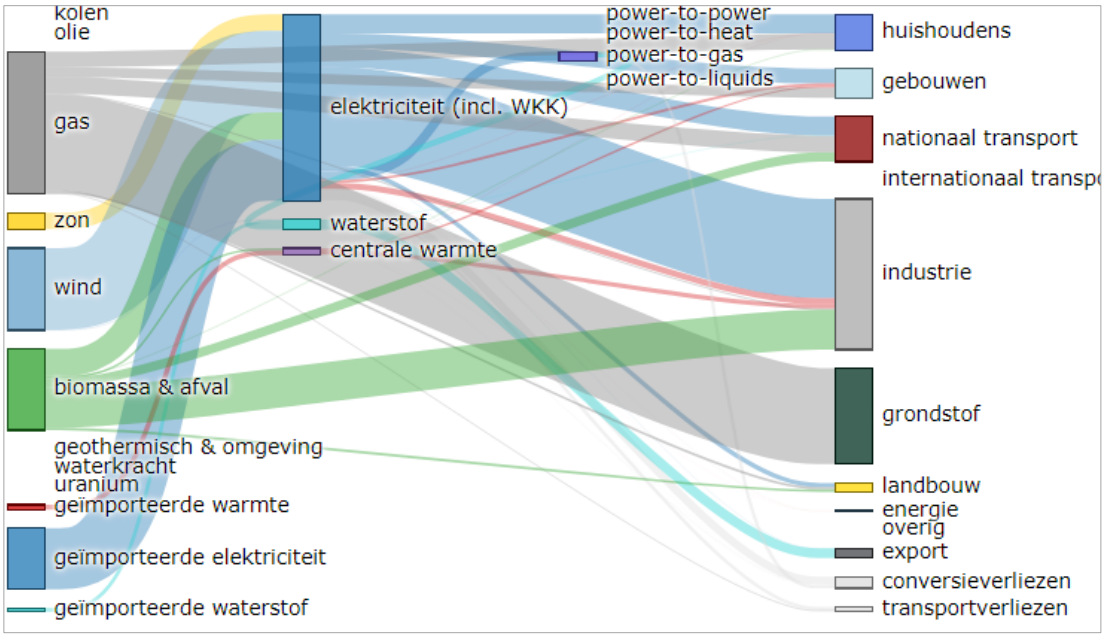
Tabel 7 – Belangrijkste kenmerken van het energiesysteem in 2050 Internationaal biomassa

Sector		Kenmerken
Vraag	Gebouwde omgeving	93% hybride/groengas, 3% all electric, 3% warmtenet. 39% minder gasvraag, 44% meer elektriciteitsvraag dan in 2020.
	Mobiliteit	Geen fossiel, 36% elektrisch, 49% groengas, 14% biobrandstof.
	Industrie	In energetische vraag 1/3 elektrisch, 1/3 waterstof, 1/3 biomassa. Grondstoffenvraag naar groengas i.p.v. aardgas. 3 GW datacenters.
	Landbouw	Elektrificatie, groengas en biogene brandstoffen.
Aanbod	(Groen)gas	Gaswinning geheel gestopt. 4,6 PJ biogas uit lokaal beschikbare biomassa.
	Wind	1,7 GW wind op zee boven de Wadden. 0,8 GW wind op land.
	Zon	0,5 GW zon op dak. 1,5 GW zon op land.
	Centrales	3,4 GW STEG gascentrales op groengas. 2,3 GW biomassacentrales. 0,4 GW WKK's.

Sector		Kenmerken
	Import/ export	45% netto import.
CO_2		97% reductie ten opzichte van 1990.

De internationale oriëntatie betekent dat er weinig productie in de regio plaatsvindt. Er is import van aardgas, groengas, elektriciteit en waterstof. Er zijn elektriciteitscentrales op gas met CCS en op biomassa. Anders dan in het vorige scenario, is hier aan de vraagzijde geen waterstofeconomie ontwikkeld. De finale vraag bestaat uit voornamelijk uit groengas en elektriciteit. De industrie maakt 69% uit van de totale finale vraag.

Figuur 10 - Energiestromen in 2050 Internationale Bio-economie



8.3 Vraag

Gebouwde omgeving

In dit scenario is er veel groengas beschikbaar. Dat betekent dat voor veruit de meeste woningen en utiliteitsbouw een hybride warmtepomp op groengas de meest voordelige optie is (93%). De totale energievraag is 37 PJ, waarvan 20 PJ in de vorm van groengas, 16 PJ als elektriciteit en 2 PJ als warmte.

Mobiliteit

Groengas, biobrandstof en elektriciteit zijn de belangrijkste energiedragers voor mobiliteit. Personenvervoer is elektrisch of rijdt op gas. Biobrandstof is daarbij in het vrachtvervoer een goede optie. OV-bussen rijden elektrisch of op waterstof, en het spoor is overal geëlektrificeerd.

Industrie

In lagetemperatuurwarmte wordt voorzien met elektrificatie en biomassa. Hogetemperatuurwarmte komt van WKK's op groengas. In de grondstoffenvraag is er geen waterstof, maar wel methaan. Dit kan groengas zijn, maar, zoals opgemerkt bij scenario 2050 Regionale Sturing, zal beperkte beschikbaarheid van groengas een impuls geven aan circulariteit in de grondstofstromen en maximaal meervoudig gebruik van reststromen. Aardgas met CCS zou voor de energetische vraag nog een alternatief kunnen vormen wat past binnen dit scenario. Wederom zijn de algemene aannames voor 2050 toegepast: 1,75% jaarlijkse groei, 2% efficiëntiewinst per jaar op de energetische vraag, en 3 GW aan datacenters.

Landbouw en glastuinbouw

Deze sector volgt de beschikbaarheid van energiedragers op de internationale energiemarkten. Er is, anders dan de vorige twee scenario's, meer inzet van biogene brandstoffen. De finale vraag is 4,0 PJ, waarvan 1,9 PJ elektriciteit, 1,0 PJ groengas en 1,1 PJ biogene brandstoffen.

8.4 Aanbod

Wind

Dit scenario, met een grote rol in de energievoorziening voor de internationale handel, impliceert weinig lokale opwek. Er is veel import van energie, en daarom is er weinig noodzaak voor windenergie. Voor Groningen en Drenthe hebben wind op zee en wind op land een vermogen van respectievelijk 1,7 en 0,8 GW, tegenover 1,3 GW voor beide categorieën voorzien voor 2030. Uitgaande van 10 MW per km^2 is het ruimtebeslag boven de Wadden 170 km^2 en op land 76 km^2.

Zon

Zonne-energie speelt evenmin een bepalende rol in het energiesysteem in dit scenario. Wanneer we de waarden uit Net voor de Toekomst schalen naar Groningen en Drenthe, dan geeft dit 0,5 GW zon op dak en 1,5 GW zonneparken (met een ruimtebeslag tot 13 km^2). Deze volumes zijn al vóór 2030 gerealiseerd.

Gas

De winning van aardgas is geheel gestopt. De beschikbaarheid van groengas is gelijk verondersteld aan die in 2030, oftewel 4,6 PJ.

Elektriciteitscentrales

Hier geldt hetzelfde voorbehoud als gemaakt bij de andere scenario's voor 2050. Niettemin, wanneer we het toekomstbeeld van Net voor de Toekomst combineren met de huidige centrales in de regio Groningen en Drenthe, dan resulteert het volgende: een centrale op groengas, een biomassacentrale en WKK's op groengas. Groengas kan alternatief ingevuld worden met aardgas met CCS.

Import

Dit scenario vergt import van elektriciteit en vooral biomassa.

9 Vergelijking

9.1 De uitgangspunten van de scenario's

2020

Dit scenario gaat uit van de huidige situatie. Groningen en Drenthe vormen een belangrijke rol in de gasproductie voor Nederland en met drie centrales ook in de elektriciteits-voorziening. Verwarming van de gebouwde omgeving is voornamelijk op aardgas, mobiliteit is grotendeels fossiel, en in de (chemische) industrie is veel vraag naar methaan als grond-stof.

2030

Voor 2030 is één scenario opgesteld, met als richtlijn om dit op te bouwen aan de hand van realistische verwachtingen. Centrale aanname is dat het Klimaatakkoord succesvol is uit-gevoerd. De gasproductie van de grote gasvelden is beëindigd, een derde van de buurten is van het gasnet af en het aanbod van zonne-energie is sterk gegroeid. Er is nog niet of nauwelijks waterstof beschikbaar.

2050 Regionale Sturing

De energietransitie wordt aangedreven vanuit regionale besluitvorming. Dat betekent dat er ook regionale oplossingen worden gezocht. Lokaal beschikbare energiebronnen worden optimaal benut en de beperkte beschikbaarheid geeft druk om te besparen. Dit resulteert erin dat Groningen en Drenthe ten minste zelfvoorzienend zijn in energie. Bij gebrek aan Nationale Sturing, draait de economie relatief weinig op waterstof, er is des te meer sprake van elektrificatie.

2050 Nationale Sturing

De energietransitie wordt, zo is de aanname voor dit scenario, vooral aangedreven vanuit nationale besluitvorming. Er worden grote projecten opgezet om ten minste zelfvoor-zienend te zijn, met name grootschalige wind op zee. Die elektriciteit staat aan de basis van een uitgebreide waterstofeconomie: in alle sectoren is er vraag naar waterstof.

2050 Internationale Waterstofeconomie

Er is veel handel in energiedragers en Nederland is hierop georiënteerd. Dat betekent veel import, die ten dienste staat van een waterstofeconomie. De vraagzijde is daarmee verge-lijkbaar met het scenario Nationale Sturing, terwijl de aanbodzijde daarvan sterk verschilt.

2050 Internationale Bio-economie

Dit scenario is vergelijkbaar met het vorige, zij het minder gestuurd wordt naar specifieke oplossingen en de economie minder sterk op waterstof is geënt. In de mix van oplossingen spelen groengas, biomassa en elektrificatie een relatief grote rol.

9.2 Vergelijking op vraag en aanbod

In het energiesysteem is momenteel de gaswinning een bepalende factor: in 2020 is dat ruim 700 PJ, terwijl de finale vraag in de regio van alle energiedragers samen circa 160 PJ meet. Met het stoppen van de gaswinning zal de regio niet meer zo'n grote netto exporteur zijn van energie als nu. Met wind- en zonne-energie is die functie in enige mate wel nieuw vorm te geven, met wind op zee als drijvende kracht. Dit komt met name terug in het scenario 2050 Nationale Sturing. In de twee Internationaal georiënteerde scenario's voor 2050 is er juist veel import van energie (elektriciteit en waterstof, of elektriciteit, biomassa en groengas).

De finale vraag kan afnemen in de gebouwde omgeving en mobiliteit, door besparing en overgang naar meer efficiënte technieken. Ook in de industrie is dit mogelijk, maar daar is per saldo toch groei voorzien, door twee factoren. De eerste factor is productiegroei. Daardoor zal de vraag naar elektriciteit, methaan en waterstof als grondstof groeien. De tweede factor is de prognose voor groei in datacenters, met een grote elektriciteits-vraag. Landbouw, ten slotte, vormt een relatief kleine en stabiele factor in de finale vraag. Opgeteld blijft de finale vraag ongeveer constant, met variatie tussen 155 en 175 PJ.

Wel is er variatie in de energiedragers waaruit die finale vraag is opgebouwd. De elektriciteitsvraag zal sterk toenemen tussen 2020 en 2030. In scenario Regionale Sturing is voor 2050 verdere elektrificatie voorzien, ook in de industrie. Daarnaast is groengas een belangrijke energiedrager, wat deels geïmporteerd moet worden. De industriële grondstoffenvraag kan circulair ingevuld worden, en import van aardgas met daarbij CCS kan voor de energetische vraag en de elektriciteitssector een alternatief vormen voor groengas. In de scenario's Nationale Sturing en Internationale Waterstofeconomie is waterstof een grote factor. Er is dan minder elektrificatie en nauwelijks vraag naar groengas. In het scenario Internationale Bio-economie is er finaal vooral vraag naar groengas, elektriciteit en ook vaste biomassa.

Hieronder staan de cijfers over vraag en aanbod uitgesplitst naar de twee provincies Groningen en Drenthe. Daarna gaan we in op de verschillende sectoren.

Tabel 8 - Samenvatting van energievraag en -aanbod in provincie Groningen in 2020, 2030 en 2050

Groningen			2020	2030	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Vraag	**Totaal**		112 PJ	123 PJ	126 PJ	135 PJ	139 PJ	138 PJ
	Gebouwde omgeving		25 PJ	21 PJ	18 PJ	22 PJ	21 PJ	21 PJ
		Elektriciteit	6	8	10	8	8	8
		Waterstof	-	-	-	8	6	-
		Biogeen*	2	4	4	3	4	11
		Warmte	0	4	4	2	2	2
		Overig/fossiel	18	5	-	-	-	-
	Mobiliteit		15 PJ	14 PJ	8 PJ	8 PJ	9 PJ	10 PJ
		Elektriciteit	0	1	5	3	2	4
		Waterstof	0	0	0	4	4	0
		Biobrandstof	2	3	2	1	2	6
		Overig/fossiel	13	9	-	-	-	-
	Industrie		71 PJ	88 PJ	99 PJ	104 PJ	108 PJ	106 PJ
		Elektriciteit	22	34	52	50	46	46
		Waterstof	-	28	0	50	51	-
		Biogeen	-	-	42	1	11	57
		Warmte	13	13	5	2	1	4
		Overig/fossiel	37	12	-	-	-	-
	Landbouw		1 PJ	1 PJ	1 PJ	1 PJ	1 PJ	1,0 PJ
		Elektriciteit	0	1	1	1	1	1
		Waterstof	-	0	-	0	0	-
		Biogeen	-	0	-	-	0	1
		Warmte	0	0	0	-	-	-
		Overig/fossiel	0	0	-	-	-	-
Aanbod	**Gas**							
		Aardgas	21 bcm	1 bcm	-	-	-	-
		Groengas	-	3 PJ	3 PJ	3 PJ	3 PJ	3 PJ
		Waterstof**	-	5 PJ	93 PJ	199 PJ	-	-
	Wind		1,6 GW	2,3 GW	11,4 GW	21,0 GW	2,9 GW	2,3 GW
		Wind op land	0,8	1,0	1,7	1,5	0,6	0,6
		Wind op zee	0,6	1,3	9,7	19,5	2,3	1,7
	Zon		0,4 GW	2,1 GW	5,1 GW	2,0 GW	0,9 GW	1,1 GW
		Zon op dak	0,3	0,7	1,3	0,5	0,2	0,3
		Zon op veld	0,2	1,4	3,8	1,5	0,7	0,8
	Centrales		5,0 GW	5,3 GW	6,2 GW	5,2 GW	5,9 GW	6,1 GW
		Waterstof	-	0,6	4,5	5,2	1,7	-
		Groengas	-		2,3	-	1,9	3,8
		Biomassa	-	1,6	-	-	2,3	2,3
		Overig/fossiel	5,0	3,1	-	-	-	-

* Groengas of vaste biomassa.

** Potentieel uit elektriciteitsoverschotten uit zonne- en windenergie.

Tabel 9 - Samenvatting van energievraag en -aanbod in provincie Drenthe in 2020, 2030 en 2050

Drenthe			2020	2030	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Vraag	Totaal		50 PJ	41 PJ	33 PJ	35 PJ	38 PJ	39 PJ
	Gebouwde omgeving		21 PJ	14 PJ	14 PJ	17 PJ	17 PJ	17 PJ
		Elektriciteit	5	7	8	7	7	7
		Waterstof	-	-	-	7	6	-
		Biogeen*	1	2	3	2	3	9
		Warmte	0	1	3	1	1	1
		Overig/fossiel	15	4	-	-	-	-
	Mobiliteit		16 PJ	14 PJ	8 PJ	8 PJ	9 PJ	10 PJ
		Elektriciteit	0	1	6	3	2	4
		Waterstof	0	0	0	4	5	0
		Biobrandstof	2	3	2	1	2	6
		Overig/fossiel	14	9	-	-	-	-
	Industrie		9 PJ	10 PJ	9 PJ	8 PJ	9 PJ	9 PJ
		Elektriciteit	2	4	6	6	4	4
		Waterstof	-	1	0	2	2	-
		Biogeen	-	-	1	-	2	3
		Warmte	4	5	2	1	0	1
		Overig/fossiel	2	1	-	-	-	-
	Landbouw		4 PJ	3 PJ	2 PJ	2 PJ	3 PJ	3 PJ
		Elektriciteit	1	1	2	2	2	2
		Waterstof	-	0	-	1	1	-
		Biogeen	0	0	-	-	1	2
		Warmte	1	1	1	-	-	-
		Overig/fossiel	1	1	-	-	-	-
Aanbod	Gas							
		Aardgas	2 bcm	1 bcm	-	-	-	-
		Groengas	-	2 PJ	2 PJ	2 PJ	2 PJ	2 PJ
		Waterstof**	-	4 PJ	9 PJ	2 PJ	-	-
	Wind		0,2 GW	0,3 GW	0,9 GW	0,7 GW	0,2 GW	0,2 GW
		Wind op land	0,2	0,3	0,9	0,7	0,2	0,2
		Wind op zee	-	-	-	-	-	-
	Zon		0,4 GW	1,8 GW	4,4 GW	1,7 GW	0,8 GW	0,9 GW
		Zon op dak	0,3	0,6	1,1	0,4	0,2	0,2
		Zon op veld	0,1	1,2	3,3	1,3	0,6	0,7
	Centrales		0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW
		Waterstof	-	0,04	-	-	-	-
		Groengas	-	-	0,1	-	-	0,1
		Biomassa	-	-	-	-	-	-
		Overig/fossiel	0,1	0,03	-	-	-	-

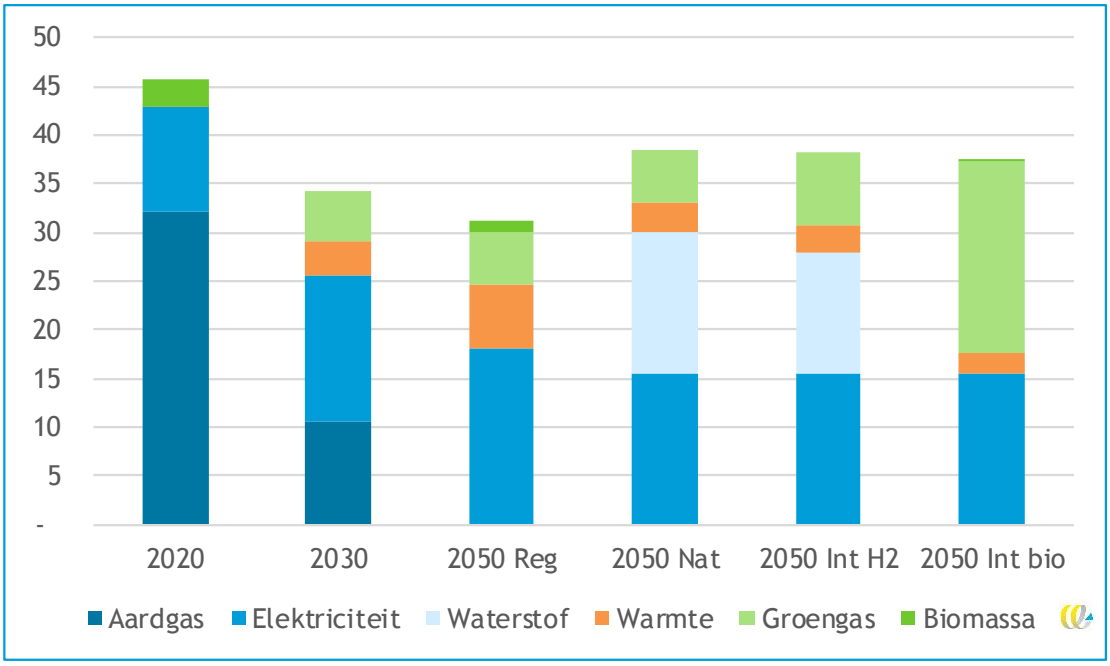
* Groengas of vaste biomassa.

** Potentieel uit elektriciteitsoverschotten uit zonne- en windenergie.

Gebouwde omgeving

Momenteel zijn CV-ketels geïnstalleerd in de grote meerderheid van de woningen en utiliteitsbouw. In 2030 zal een derde van het gasnet af zijn, en in plaats daarvan all electric zijn of gekoppeld aan een warmtenet. Bij de rest zullen hybride oplossingen (gas in combinatie met warmtepomp) sterk opkomen. Gezien de onzekerheid die er bestaat in de beschikbaarheid van groengas en waterstof in 2050, kan er een discrepantie bestaan tussen wat in 2030 en in 2050 de meest geschikte oplossing is. Voor 2050 zou, indien waterstof een centrale rol krijgt in de economie, men veelal overstappen naar hybride installaties met waterstof. Anders zal all electric of groengas de voornaamste oplossing zijn. Isolatie is essentieel voor all electric en minder voor andere oplossingen.

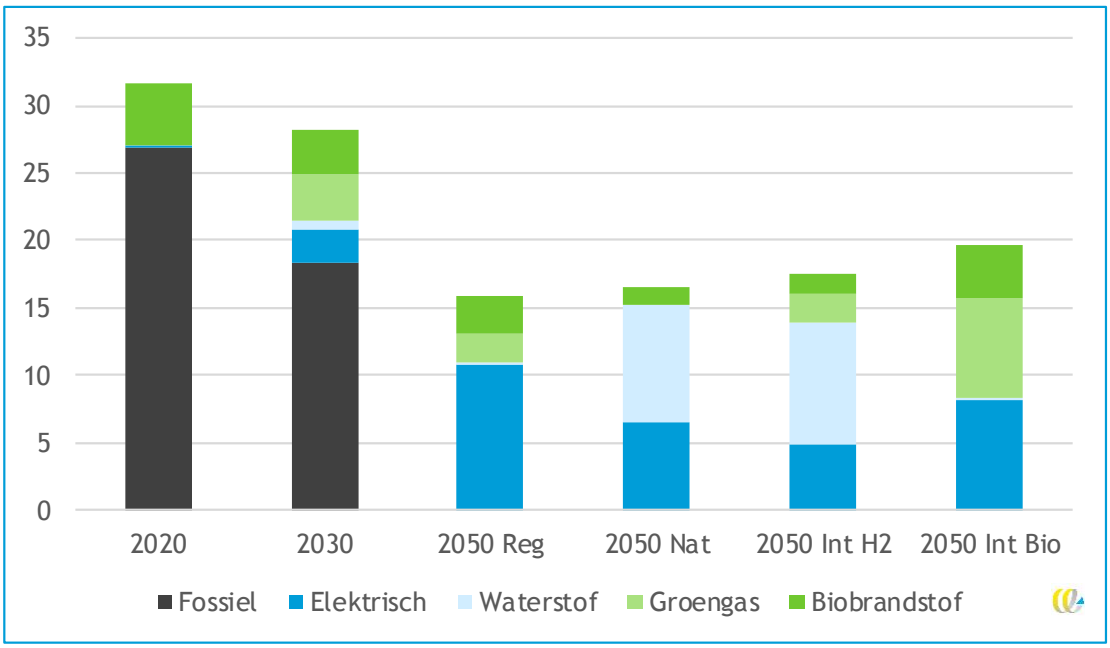
Figuur 11 - Finale vraag van de gebouwde omgeving in alle scenario's (PJ)



Mobiliteit

Fossiele brandstoffen zijn nu nog dominant en de verwachting is dat dit zo zal blijven tot 2030, hoewel in mindere mate. In alle scenario's voor 2050 is voor elektrisch vervoer een significante rol weggelegd. Daarbij komt waterstof of groengas en biobrandstof.

Figuur 12 – Finale vraag mobiliteit in alle scenario's (PJ)



Industrie

In de industrie kan de energetische vraag licht dalen (efficiëntiewinst groter dan productie-groei) terwijl de grondstoffenvraag stijgt (productiegroei). In de energetische vraag is methaan nu belangrijk voor hogetemperatuurwarmte: dit kan in de toekomst met groengas of waterstof, afhankelijk van het scenario. Voor lagetemperatuurwarmte kan elektrificatie plaatsvinden, wat met name sterk is in de scenario's Regionale Sturing en Nationale Sturing, gezien elektriciteitsoverschotten uit wind- en zonne-energie. Tegelijk zal inzet van warmte-pompen zorgen voor besparing op de finale vraag, omdat die nuttige warmte uit de omgeving halen.

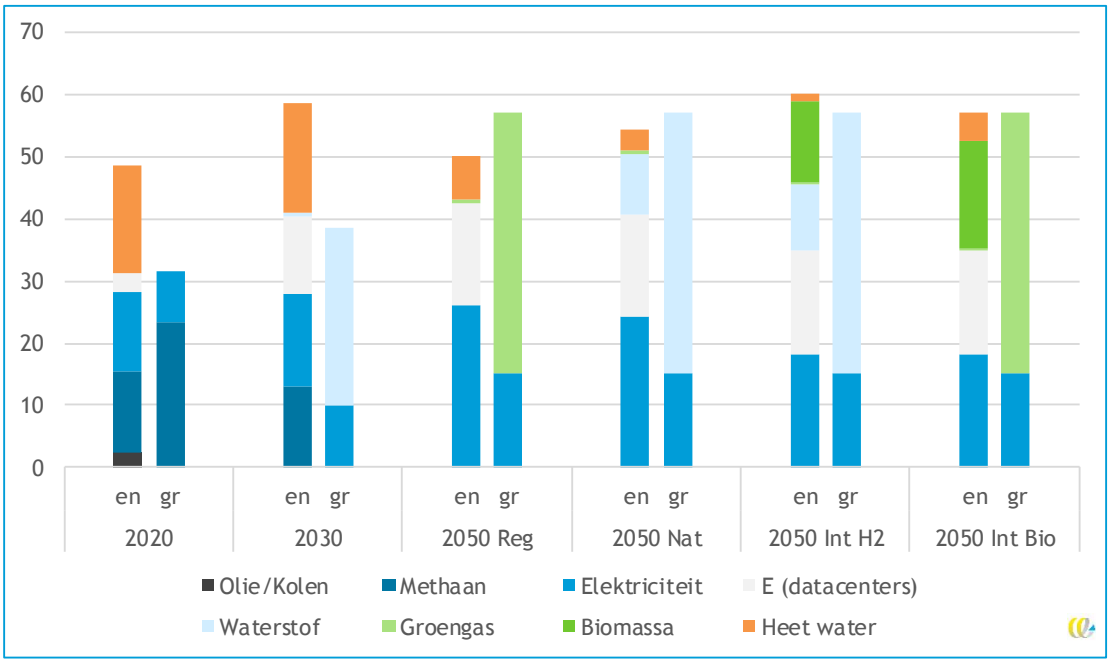
Methaan is een essentiële grondstof in de chemische industrie, en wordt vaak eerst in waterstof omgezet voor verdere processen. Deze functie kan in de toekomst worden ingevuld met methaan vanuit groengas of met waterstof. Gelet op beperkte beschikbaar-heid van groengas zullen met name in de scenario's Regionale Sturing en Internationale Bio-economie circulaire grondstofstromen ontwikkeld worden en maximaal meervoudig gebruik van reststromen.

Datacenters vormen een steeds belangrijkere factor. Die kunnen groeien van 0,15 GW nu, naar 1 GW in 2030, tot 3 GW in 2050. De elektriciteitsvraag daarvan zou groter kunnen zijn dan alle vraag naar elektriciteit nu in de hele regio, maar er is jaarlijks 4% efficiëntiewinst aangenomen (Berenschot, 2018).

De finale vraag naar energiedragers komt in 2020 voor 48% uit de industrie. In 2030 is dit 59% en in de vier scenario's voor 2050 circa 70%. Ook in absolute termen groeit de vraag van de industrie, terwijl die in andere sectoren juist afneemt. De veronderstelde productiegroei en toename van datacenters zijn de bepalende twee parameters. Beide zijn nog gedempt door veronderstelde efficiëntiewinst.

Dat betekent dat de ontwikkelingen in de industrie sterk maatgevend zijn voor de ontwikkeling van de energievraag in Groningen en Drenthe. Tegelijk zijn die ontwikkelingen weer mede afhankelijk van het energiesysteem: zekere beschikbaarheid en prijzen van energiedragers zijn immers belangrijke factoren zijn voor het vestigingsklimaat. Er zouden daarom tweede-orde-effecten kunnen optreden, waarbij de regio minder aantrekkelijk wordt voor sommige sectoren en juist meer voor andere. Gelet op het grote aandeel chemie in de regio en de centrale rol van waterstof in de chemie, zijn de scenario's Nationale Sturing en Internationale Sturing het minst volatiel. De huidige gaswinning en methaanvraag zijn dan vervangen door wind op zee dan wel import en waterstofvraag.

Figuur 13 - Energetische en grondstoffenvraag in de industrie in alle scenario's (PJ, en=energie, gr=grondstof)



Landbouw en glastuinbouw

Dit is, in ieder geval wat betreft de hier relevante energiedragers, een sector van relatief beperkte omvang: 5 PJ in 2020, opgebouwd uit gasvraag, elektriciteit en warmte. In de toekomst kan groengas of waterstof de gasvraag vervangen. Geothermie kan bijdragen aan de warmtevraag. Elektrificatie is in geringe mate voorzien.

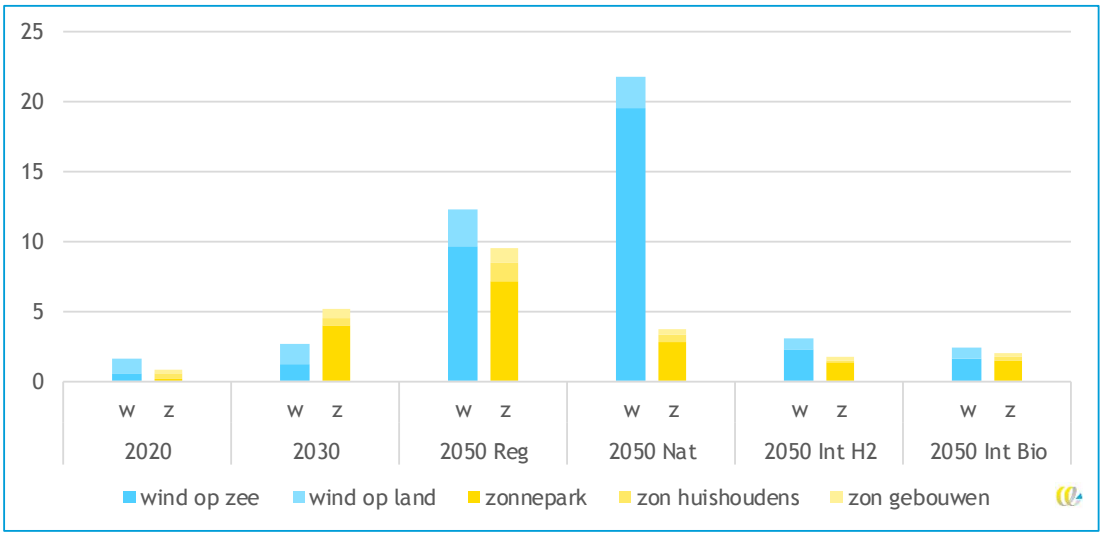
Wind en zon

Voor wind op zee is 1,3 GW voorzien voor 2030. In de twee scenario's voor 2050 die uitgaan van energieleverend Groningen en Drenthe – Regionale en Nationale Sturing – is een grote groei van windmolenparken boven de Wadden verondersteld, tot 19,5 GW. Groei is ook voorzien voor wind op land: 1,0 GW in 2020 en 1,3 GW in 2030 tot maximaal 2,6 GW in 2050. Het scenario Regionale Sturing veronderstelt daarbij dat in de samenleving begrip is van de schaarste van energie en draagvlak voor lokale energiebronnen, dus ook voor wind op land. In de twee scenario's die uitgaan van energie-import – Internationale Waterstof-economie en Internationale Bio-economie – is wel enige groei van wind op zee, maar kan een afname van wind op land volstaan.

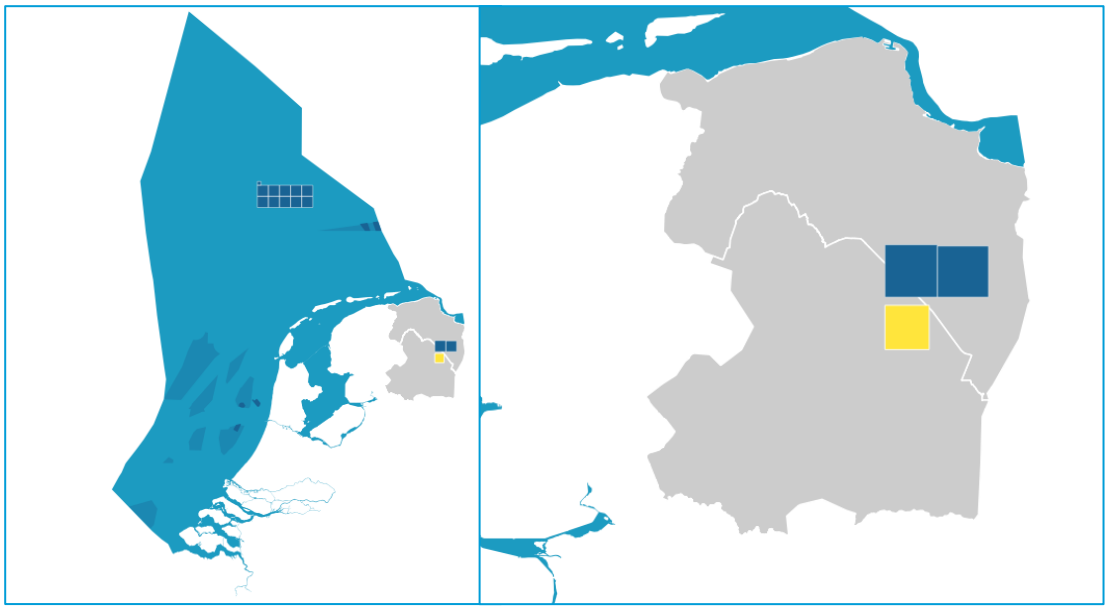
Zonne-energie maakt momenteel een sterke groei door, wat te zien is in de verwachting voor 2030. Deze kan, indien alle projecten die zijn aangemeld bij Enexis ook gerealiseerd worden, nog hoger uitvallen. We gaan nu uit van 4,0 GW aan zonneparken en 1,3 GW zon op dak. In het scenario 2050 Regionale Sturing nemen deze volumes verder toe tot respectievelijk 7,1 en 2,4 GW. In de andere scenario's voor 2050 is minder zonne-energie voorzien dan in 2030 naar verwachting al zal zijn gerealiseerd.

In Figuur 14, Figuur 15 en Figuur 16 is een inschatting van het ruimtebeslag op de kaart geprojecteerd. Het ruimtebeslag van windparken betreft de ruimte waar restricties komen op de bestemming vanwege de molens – multifunctioneel gebruik is niet geheel uitgesloten.

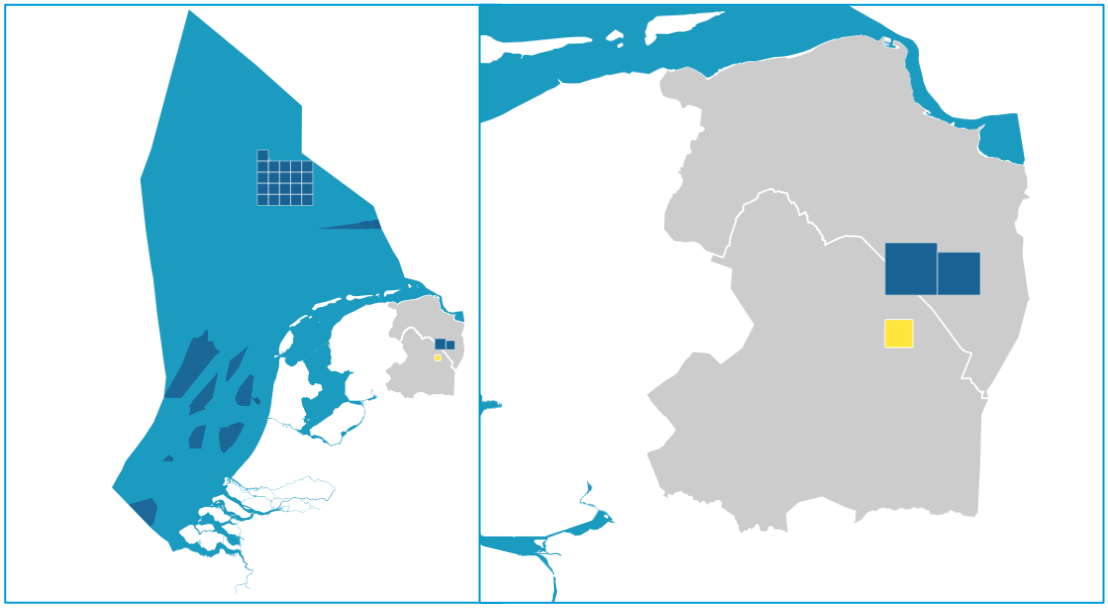
Figuur 14 - Vermogen wind en zon in alle scenario's (GW, w=wind, z=zon)



Figuur 15 - Ruimtebeslag wind op zee, wind op land en zon op land in scenario 2050 Regionale Sturing (één vierkant meet maximaal 10 x 10 km)



Figuur 16 - Ruimtebeslag wind op zee, wind op land en zon op land in scenario 2050 Nationale Sturing (één vierkant meet maximaal 10 x 10 km)



Methaan

De gaswinning uit de grote velden in Groningen zal in 2030 zijn gestopt. Kleine velden zijn in 2050 ook gesloten. Er is potentie om groengas te maken uit lokaal beschikbare, vergistbare biomassa, maar dit kan voor de regionale vraag naar methaan te weinig zijn. Er zal daarom import van methaan (groengas) plaatsvinden in de scenario's Regionale Sturing en Internationale Bio-economie. In de andere twee scenario's is de vraag naar methaan vervangen door vraag naar waterstof.

Elektriciteitscentrales

Momenteel zijn er twee gascentrales en één kolencentrale. In 2030 is voorzien is dat de kolencentrale geheel op biomassa overgaat en de gascentrales deels op waterstof.

In 2050 zullen de centrales in huidige vorm verouderd zijn. Bovendien opereren elektriciteitscentrales op een nationale of internationale markt. Welke elektriciteitscentrales, van wat voor type, en met welke draaiuren, wordt daarom maar in beperkte mate bepaald door de regionale vraag en het regionale, volatiele aanbod. Dat neemt niet weg dat er in alle scenario's in Nederland behoefte zal zijn aan regelbaar aanbod, ten behoeve van de leveringszekerheid. Dat kan betekenen dat centrales meer zullen dienen als back-up dan als base-load.

In de scenario's Regionale Sturing en Nationale Sturing zijn er elektriciteitsoverschotten uit wind- en zonne-energie en dienen centrales om stabiel in de elektriciteitsvraag te kunnen voorzien. In de twee internationale scenario's zijn centrales primair deel van de internationale markten. Elektriciteitscentrales kunnen draaien op biomassa, groengas of waterstof, afhankelijk van het scenario.

Waterstof

Momenteel speelt waterstof nog niet of nauwelijks een rol in het energiesysteem. Voor 2030 is een SMR voorzien die waterstof levert aan de industrie, en een elektrolyser van 1 GW. Daarvan is de vraag of die waterstof economisch interessant is. In 2050 kan dit anders zijn, met name in de scenario's met veel elektriciteitsoverschotten uit windenergie is er potentieel voor elektrolysers.

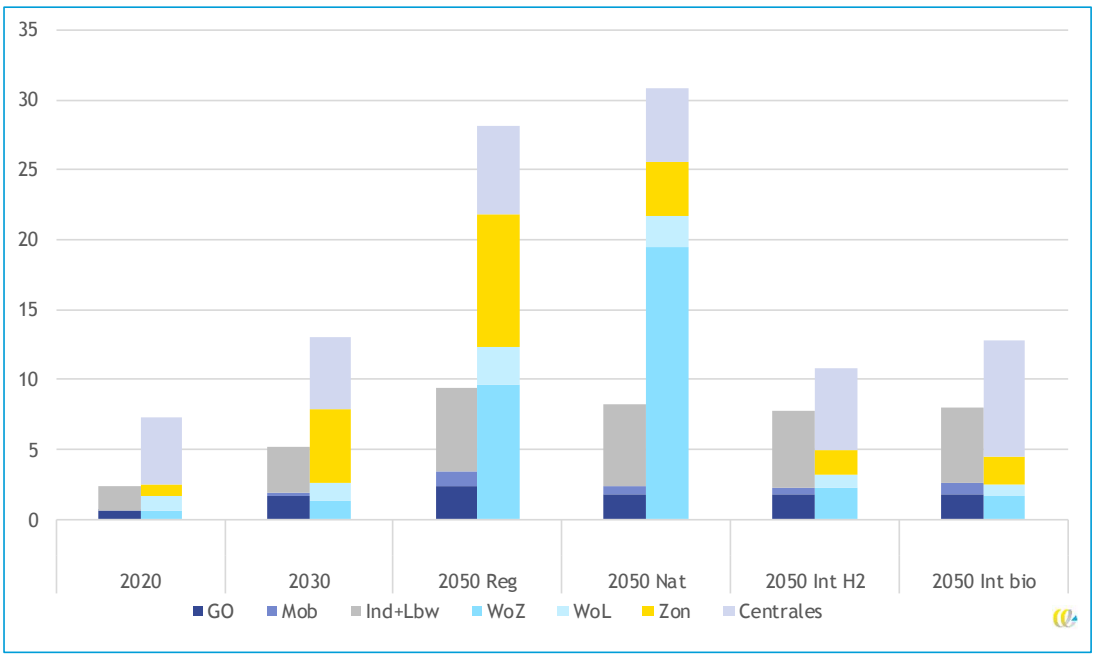
9.3 Vergelijking op netbelasting en (on)balans

In de hoofdstukken hierna gaan we in op de impact die de scenario's hebben op de infrastructuur. Voor de vertaling van vraag en aanbod naar infrastructuur is niet zozeer de hoeveelheid energie per jaar van belang (GJ/jaar), maar het gevraagde of geleverde vermogen (MW voor elektriciteit en m^3/uur voor gas). De vermogens variëren gedurende het jaar volgens verschillende profielen. Dat geeft niet alleen inzicht in de dimensionering van de netten nodig om vraag en aanbod te accommoderen, maar ook in de balans of onbalans tussen vraag en aanbod. Daarbij kijken we naar onbalans binnen de dag, oftewel dag versus nacht, en tussen seizoenen, oftewel winter versus zomer.

Totale vermogens

Het totale aansluitvermogen voor elektriciteit zal sterk gaan groeien. Voor 2020 tellen de piekvermogens aan de vraagzijde op tot circa 2,4 GW, en de productiecapaciteit van zon, wind en centrales telt 7,3 GW. Voor 2030 zal het gevraagde vermogen groeien tot 5,2 en 13,1 GW aan de aanbodzijde. Voor 2050 varieert de vraagzijde van 7,8 GW in de Internationale Waterstofeconomie tot 9,4 GW voor Regionale Sturing. De aanbodzijde is het grootst in het scenario Nationale Sturing (30,8 GW) en het laagst in de Internationale Waterstofeconomie (10,8 GW). Noch aan de vraagzijde noch aan de aanbodzijde zullen deze vermogens gelijktijdig het net belasten, dus de optelsom is nog geen maat voor de netbelasting. Bijvoorbeeld centrales zullen niet aangesproken worden wanneer al voldoende zon- en windenergie beschikbaar is. Dergelijke analyse volgt in de hoofdstukken hierna.

Figuur 17 - Vermogens vraag en aanbod (GW)



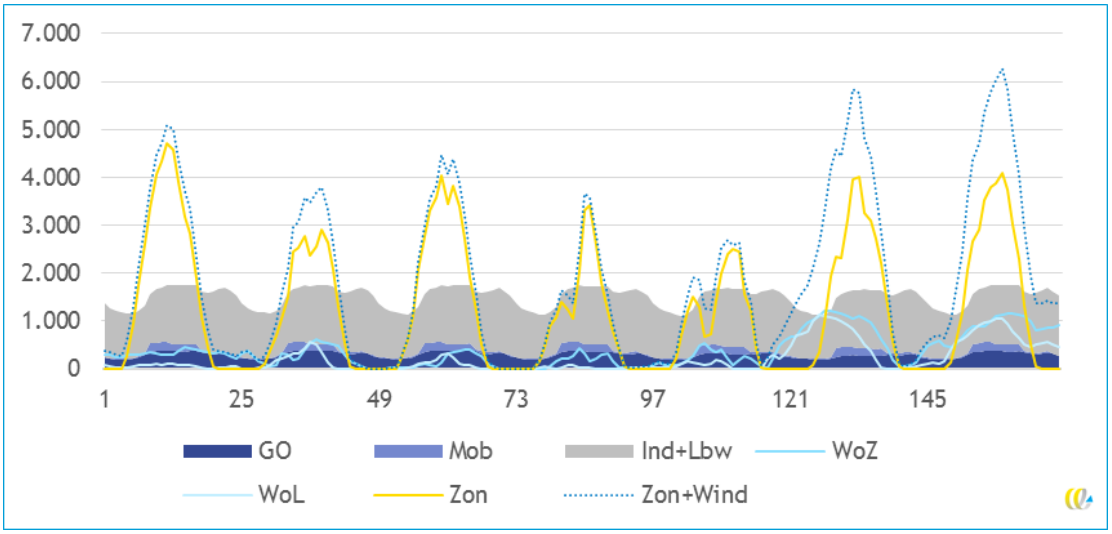
Voor het gasnet zijn zowel methaan als waterstof relevant. De huidige methaanvraag in de regio is 70 PJ en geen van de andere scenario's komt daarboven. Alleen het scenario 2050 Internationale Bio-economie kent veel groengas en komt in de buurt, met een totale vraag van 66 PJ. Maar in de scenario's Nationale en Internationale Sturing is er een sterk ontwikkelde waterstofeconomie, met een vraag van circa 72 PJ. De piekwaarden liggen daarbij iets lager dan in 2020. Een complete vergelijking dient rekening te houden met druk- en of snelheidsverschillen tussen methaan- en waterstofnetten.

Dag/nachtbalans op het elektriciteitsnet

De verschillende sectoren hebben elk hun eigen profiel. Binnen de dag piekt de vraag vanuit de gebouwde omgeving 's ochtends, daalt dan licht en piekt nog eens tegen de avond.
De elektriciteitsvraag voor mobiliteit heeft een vergelijkbaar patroon, met daarbij de optie van 's nachts laden. De industrie heeft deels een dagpatroon en werkt deels volcontinu.
Zonne-energie piekt uiteraard midden op de dag en is 's nachts nul. Windenergie kan op elk moment pieken of stilvallen, maar is op de termijn van een dag redelijk goed voorspelbaar, wat eveneens belangrijk is voor inpassing in het net en de elektriciteitsmarkt.

In 2020 is het aanbod van elektriciteit uit de volatiele bronnen zon en wind nooit groter dan de vraag. In 2030 ligt dat al anders, en in de scenario's Regionale en Nationale Sturing voor 2050 is dat nog veel sterker. Bekijken we een week in augustus (week 30), dan zien we dat in 2030 het aanbod van enkel zonne-energie op piekmomenten al groter is dan de vraag.
In 2050 Regionale Sturing is zowel vraag naar elektriciteit als aanbod van zonne-energie verder gegroeid in vergelijkbare proporties. In 2050 Nationale Sturing echter overstijgt het aanbod van windenergie de regionale vraag veruit – tenminste, als het waait op de Noordzee. In de internationale scenario's blijft het aanbod vrijwel altijd onder de regionale elektriciteitsvraag.

Figuur 18 - Vraag en aanbod uit zon en wind op uurbasis in scenario 2030 week 30 (MW)

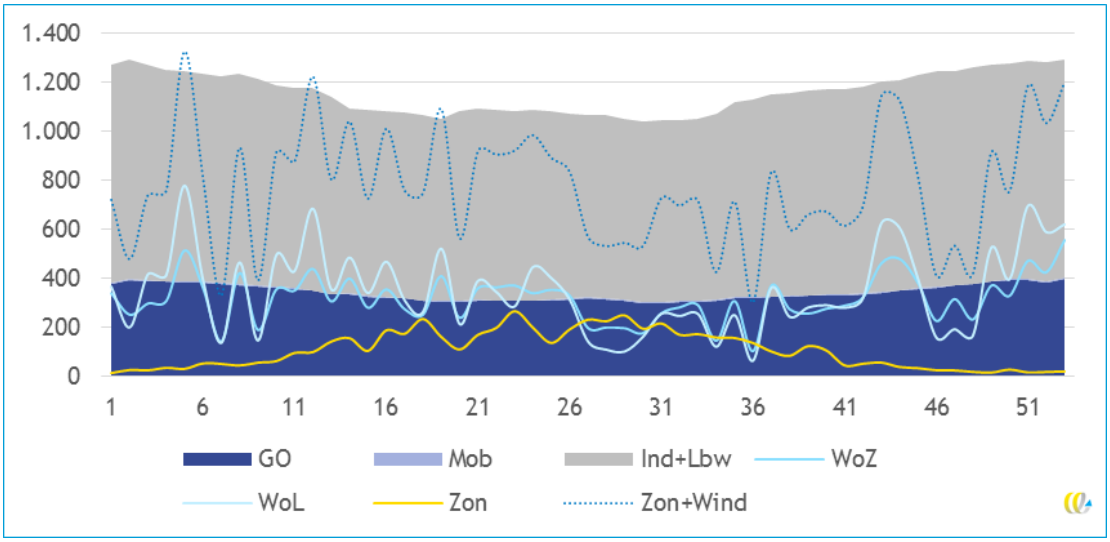


Seizoensbalans op het elektriciteitsnet

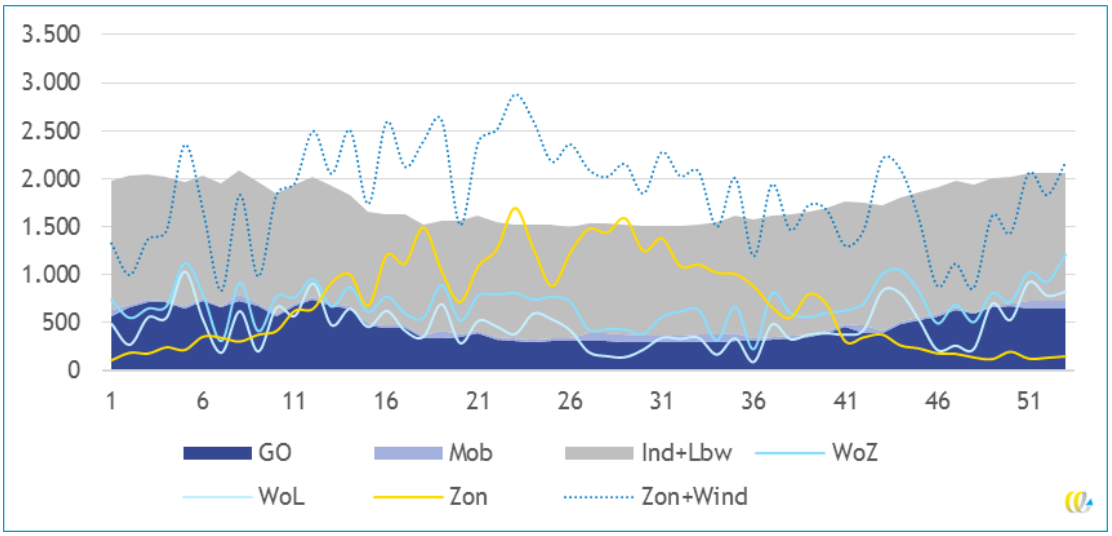
Wederom, elke categorie heeft haar eigen patroon gedurende het jaar. In de gebouwde omgeving is de vraag naar warmte uiteraard in de koude maanden, mogelijk dat in de zomer een significante vraag naar koeling opkomt, en de vraag naar kracht en licht is relatief constant, zij het dat er meer lichten aan staan in de winter. Als meer warmte-pompen worden gebruikt voor verwarming, dan wordt dit een dominante factor in de elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving, met een sterke piek in de winter. Voor zon geldt uiteraard dat de wintermaanden minder opleveren vergeleken met de periode mei tot en met augustus. Wind fluctueert het hele jaar, hoewel in de zomermaanden vaker lagere windsnelheden voorkomen.

We zetten de weekgemiddelden op een rij. In 2020 is de vraag het hele jaar groter dan het volatiele aanbod. In 2030 kunnen er pieken voorkomen in de zomer waar het aanbod van zon en wind groter is dan de regionale vraag, terwijl in de winter het volatiele aanbod zelden of nooit optelt tot de vraag. In 2050 Regionale Sturing is het aanbod van windenergie doorgaans groter dan de vraag, dat geldt ook voor de zonne-energie in enkele zomerweken. Samen geeft dat grote overschotten, met name in de zomer. In 2050 Nationale Sturing is windenergie de dominante factor gedurende het hele jaar.

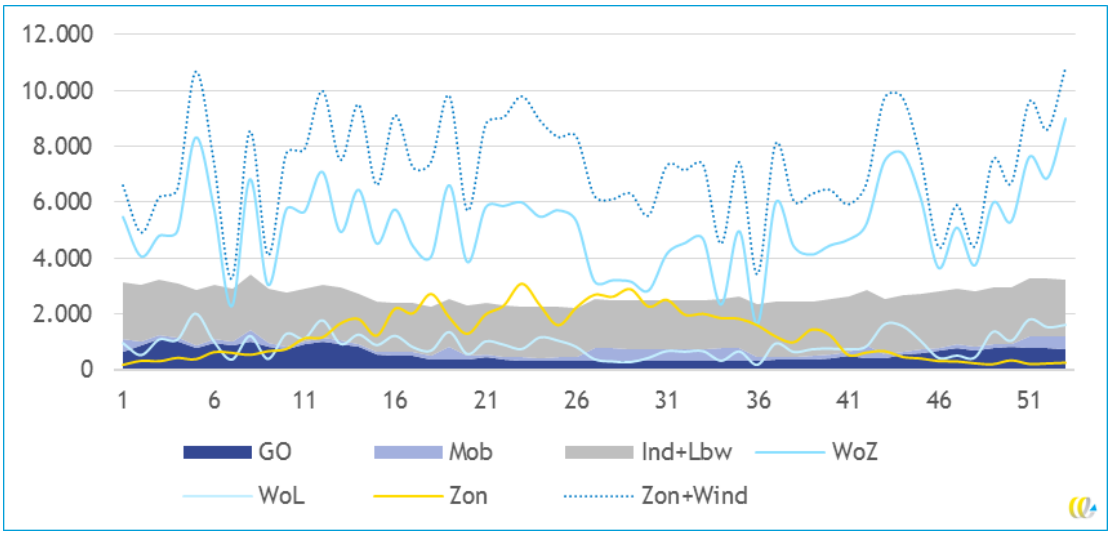
Figuur 19 - Weekgemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2020 (MW)



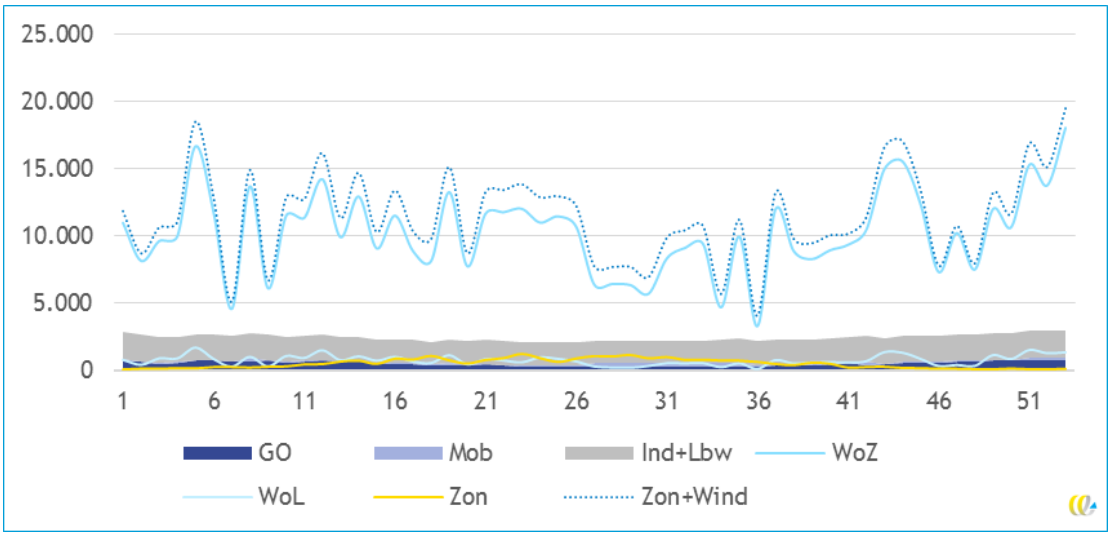
Figuur 20 - Weekgemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2030 (MW)



Figuur 21 - Weekgemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2050 Regionale Sturing (MW)



Figuur 22 - Weekgemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2050 Nationale Sturing (MW)



Infrastructuur: knelpunten en oplossingen

10 Midden- en laagspanningsnet

10.1 Introductie

Enexis heeft de scenario's doorgerekend: wat is de impact van de vaak toenemende vraag en aanbod van elektriciteit op het midden- en laagspanningsnet? Op dit niveau zijn met name de gebouwde omgeving, mobiliteit en zon-PV op daken van belang. Industrie, wind op zee en centrales zijn takken veelal direct aan op het hoogspanningsnet. Wind op land en zonneparken kunnen aansluiten op het middenspanningsnet of op de stations die transformeren tussen hoog- en middenspanning. Deze raken daarmee niet altijd het net wat Enexis beheert, maar wel de HS/MS-stations.

In de gebouwde omgeving kan de elektriciteitsvraag sterk toenemen door de opkomst van warmtepompen. Bij mobiliteit ontstaat een aanzienlijke, nieuwe vraag voor het laden van elektrische voertuigen. Zonne-energie maakt al een sterke groei door en zal, althans in sommige scenario's, blijven groeien.

10.2 Knelpunten

Ook nu al zijn er problemen met het aansluiten van zon-PV aan het net, met name zonneparken. Die kunnen vooral komen op plaatsen met een lage bevolkingsdichtheid, waar daarom ook het elektriciteitsnet niet zwaar is ontwikkeld. Bovendien zijn de stations ontworpen op afname, niet op opname van aanbod en transport naar hogere spanningsniveaus. Enexis heeft een programma voor versterking van het net. Dat is gericht op inpassing van grotere vermogens zon-PV dan in het kader van deze studie voor 2030 is voorzien. Niettemin blijken ook bij deze volumes dat de knelpunten en investeringen in netverzwaring voor 2030 navenant zijn.

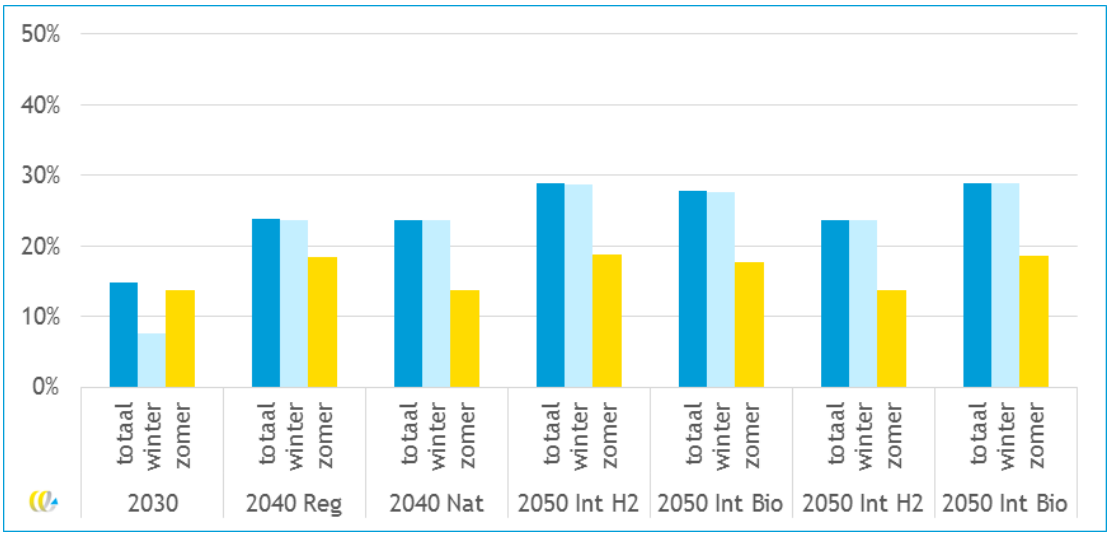
Wat deze studie daaraan toevoegt, is een doorkijk naar 2040 en 2050. Dan blijken de knelpunten nog groter. We bespreken eerst de LS-kabels, de MS/LS-stations en de MS-kabels, daarna de HS/MS-stations.

Het zijn met name warmtepompen, het laden van elektrische voertuigen en zon-PV op daken die impact hebben op de LS-kabels, de MS/LS-stations en de MS-kabels. Waar de knelpunten zich tot 2030 met name in de zomer voordoen door een overschot aan zonne-energie, daar zijn de knelpunten in de scenario's voor 2050 veelal in de winter en hangen dus samen met toegenomen vraag. In buurten die op warmtepompen overgaan is netverzwaring nodig, hoewel niet noodzakelijk in alle straten. Laden van elektrische voertuigen vormt daarbovenop een beperkt probleem, alleen in buurten waar men de warmtevoorziening niet elektrificeert kan hiervoor wel enige netverzwaring nodig zijn. Hetzelfde geldt voor zon-PV op daken. Dat betekent dat investeringen die nu worden gedaan om het aanbod daarvan te accommoderen, in de toekomst nuttig zullen zijn om de vraag te accommoderen.

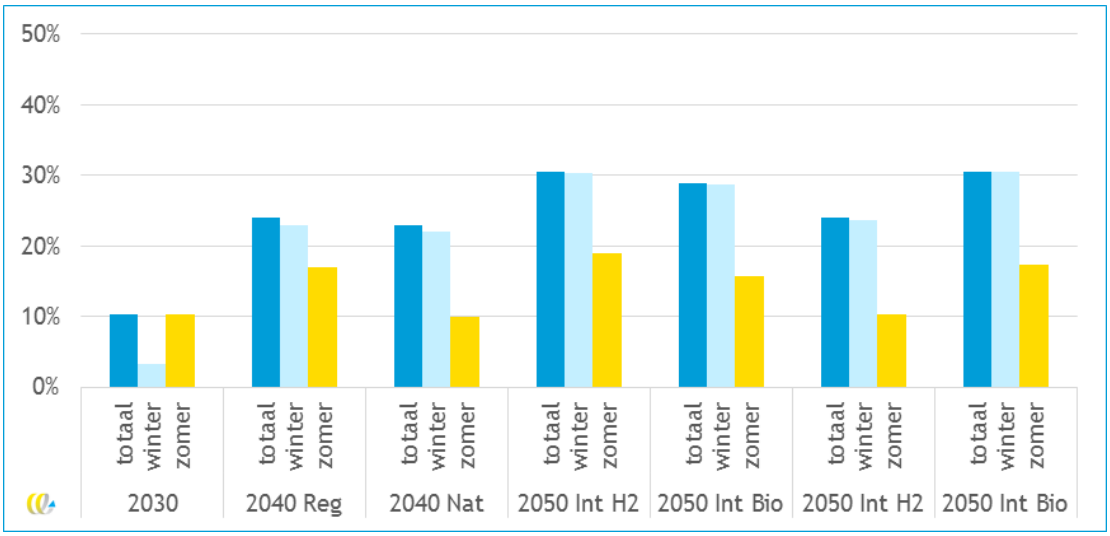
De meeste knelpunten komen voor in scenario's Regionale Sturing en Internationale Bio-economie, waar de meeste elektrificatie is. Bij de LS-kabels zijn er knelpunten bij 24% (Internationale Waterstofeconomie) tot 29% (Regionale Sturing) op een totaal van 20.924 km aan kabels. Bij MS-kabels gaat het om 24 tot 31% op een totaal van 18.511 km aan kabels. En bij LS/MS-stations gaat het 34 tot 43% op een totaal van 13.819 stations (net- en klanttransformatoren).

Op de HS/MS-stations komen zonneparken erbij. Meer dan toenemende elektriciteitsvraag, die vooral bepalend zullen zijn voor MS en LS, zijn zonneparken de bepalende factor voor HS/MS-stations. Zonneparken zijn het grootst in scenario Regionale Sturing. In dit scenario moet circa 5,7 GW aan tranformatorcapaciteit bijgeplaatst worden. Het programma wat Enexis al heeft ingezet, is gericht op uitbreiding met 2,7 tot 5,7 GW, afhankelijk van de doorgang van aangemelde projecten en de uitkomst van de RES'en. Het zuidoosten van Drenthe heeft een groot aandeel in de benodigde uitbreidingen, zoals te zien in Figuur 26.

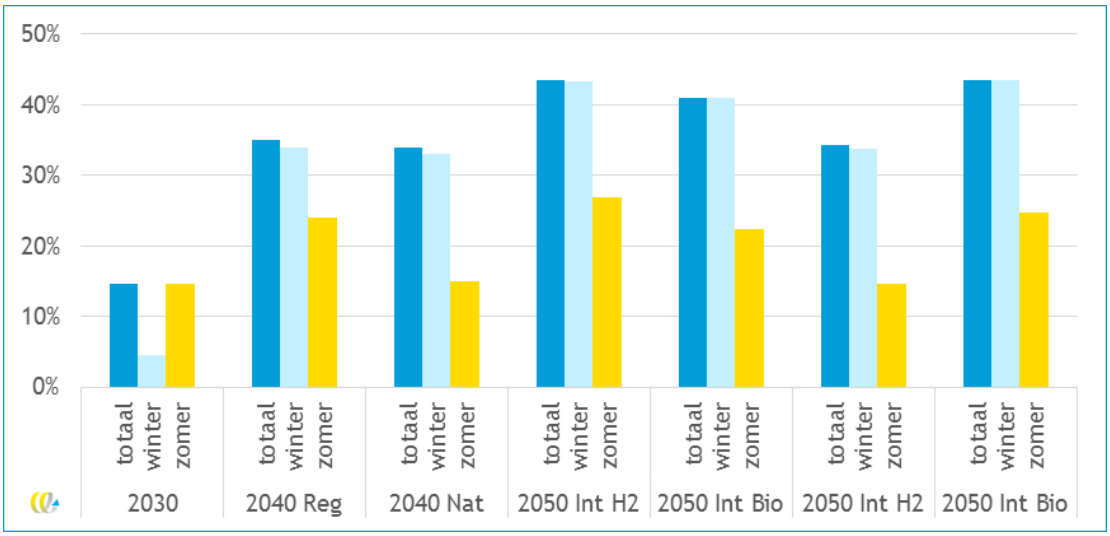
Figuur 23 - Knelpunten in LS-net (% van km kabel)



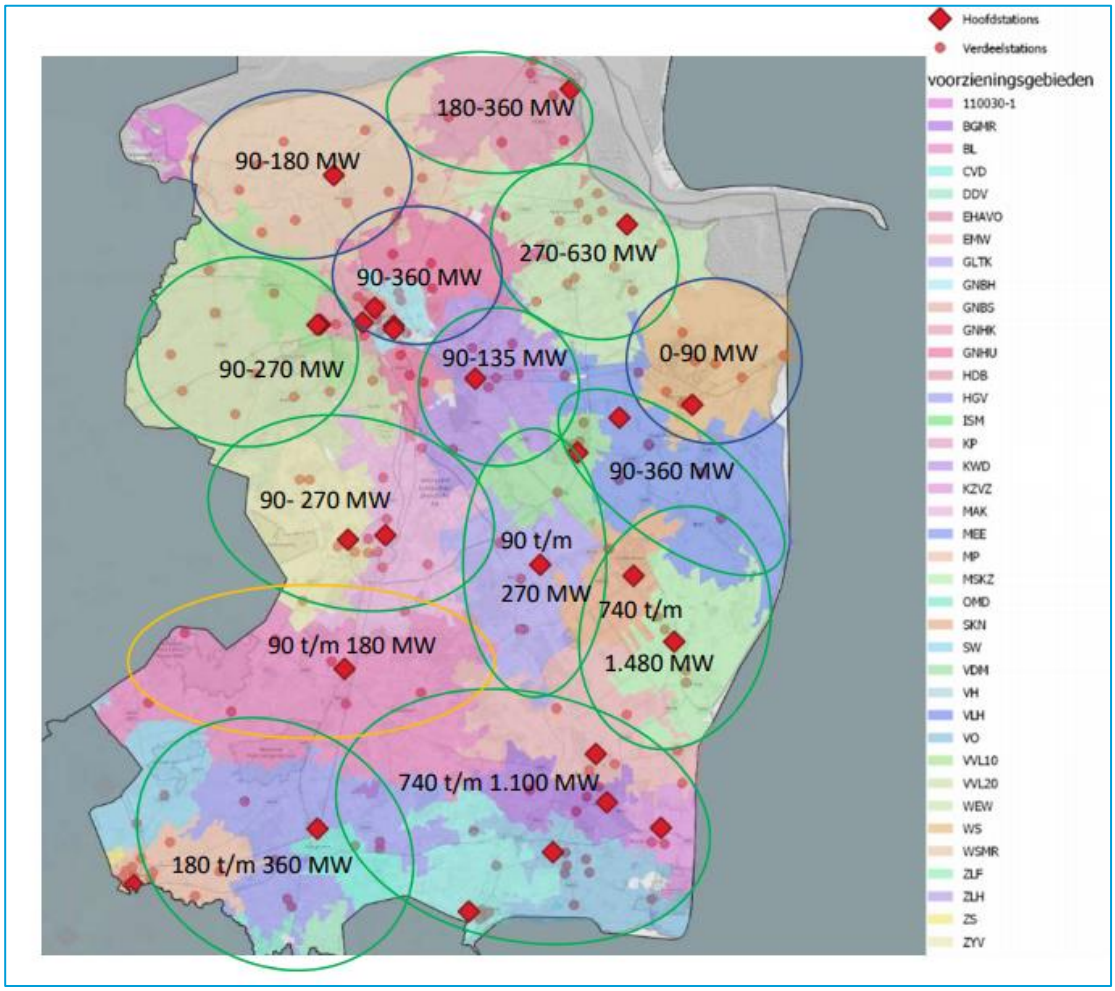
Figuur 24 - Knelpunten in MS-net (% in km kabel)



Figuur 25 - Knelpunten in LS/MS-stations (% van stations)



Figuur 26 - Uitbreidingen op HS/MS-stations nodig voor 2030 en 2050 Regionale Sturing*

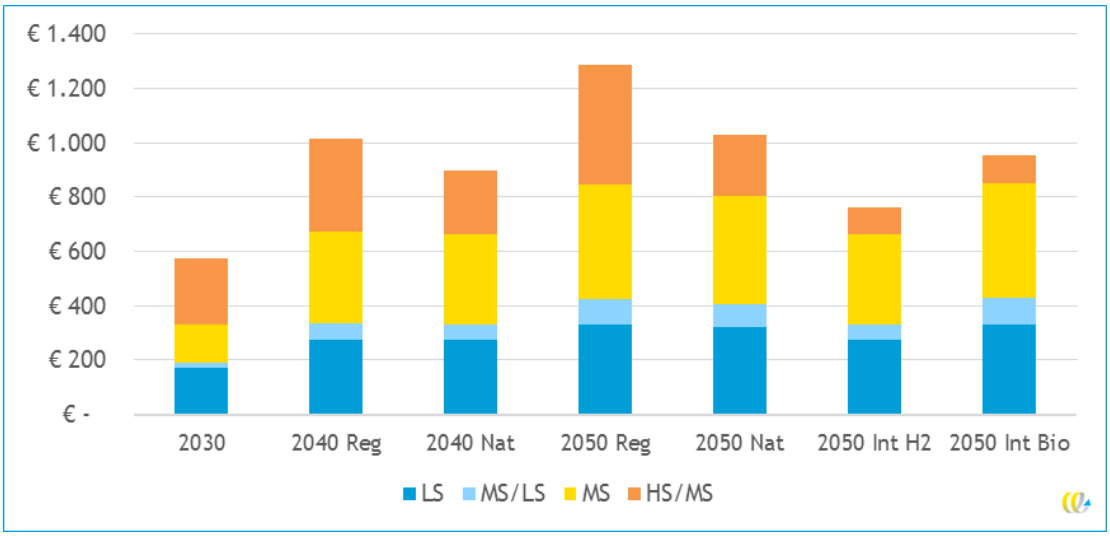


* In groen omcirkelde gebieden lopen op dit moment uitbreidingsprojecten of staan in de planning. Blauw omcirkelde gebieden zijn nog niet in de planning gezet.

10.3 Investeringen

De investeringen zijn geschat met kengetallen voor huidige kosten. Voor 2030 zijn investeringen nodig groter dan € 500 miljoen. Voor 2050 zijn investeringen minimaal circa € 750 miljoen in het scenario Internationale Waterstofeconomie tot maximaal circa € 1.300 miljoen in het scenario Regionale Sturing. (Dit zijn investeringen ten opzichte van 2020, niet additioneel ten opzichte van 2030.)

Figuur 27 - Investeringen in netverzwaring LS en MS (€ x miljoen)



11 Hoogspanningsnet

11.1 Introductie

TenneT heeft de scenario's doorgerekend om de impact op het hoogspanningsnet te bepalen. Dit is gedaan door de data over vraag en aanbod voor Groningen en Drenthe te laden in het rekenmodel voor het Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 (KCD). Dit bevat verdere data voor heel Nederland (en Europa), uiteraard de topologie van het hoogspanningsnet inclusief reeds vastgestelde ontwikkelingen daarop, en marktsimulaties voor verschillende steekjaren. Het model berekent op uurbasis hoe de elektriciteit tussen vraag en aanbod stroomt en welke capaciteit dat vereist. Het doet dit zowel met als zonder redundantie (N-1, N-0).

De uitkomsten bevatten per scenario een lijst met maximale overschrijdingen en duur van de overschrijdingen op alle verbindingen en stations. De doorrekening bevat nog geen aannames over grootschalige elektrolyse of andere flexibilisering om onbalansen of congestie te mitigeren. Die stap is wel gezet en is in Hoofdstuk 12 beschreven. Een tweede aandachtspunt is dat de marktsimulaties en doorrekening van het net door TenneT enkel voor Groningen en Drenthe de scenario's volgen, en voor de rest van Nederland steeds dezelfde basis hebben. Ook dit punt is ondervangen in de analyse beschreven in Hoofdstuk 12.

11.2 Topologie van het hoogspanningsnet

Het hoogspanningsnet in de regio is in grote lijnen als volgt te beschrijven:

- 380 kV: er loopt een 380 kV-tracé van Eemshaven naar Meeden (in de buurt van Veendam) en vandaar via Emmen naar Zwolle. Bij Meeden is er interconnectie met Duitsland. In het kader van project Noord-West 380 kV komt er een tracé tussen Eemshaven en Vierverlaten (bij Groningen).
- 220 kV: er loopt een tracé van Eemshaven naar Meeden, samen met de 380 kV, en een tweede van Eemshaven naar Vierverlaten. Vandaar gaat een tracé in westelijke richting naar Leeuwarden en dan zuidelijk naar Ens (Noordoostpolder), en een tweede tracé in zuidelijke richting over Assen naar Zwolle.
- 110 kV: op diverse plekken takken er 110 kV-tracés af van de 380 kV- en 220 kV-netten. Het tracé van Meeden naar Zwolle bevat behalve 380 kV ook verbindingen voor 110 kV. Het netwerk op 110 kV is te zien als een tussenstap tussen transport en distributie.

11.3 Knelpunten

Wat voor knelpunten treden er op in de verschillende scenario's en wat is daarvan de voornaamste oorzaak? Uit de analyse van TenneT blijken knelpunten te ontstaan op alle verbindingen en een reeks stations. De meeste zijn gedreven door het aanbod van elektriciteit, en er zijn ook knelpunten vanwege toenemende vraag.

Aanbod

In het scenario 2050 Regionale Sturing is er veel zon-PV opgesteld. Bij een lokaal overschot komt deze stroom het 110 kV-net op, waar vervolgens knelpunten ontstaan. Het 110 kV-net is niet berekend op een dergelijke transportfunctie.
In het scenario 2050 Nationale Sturing zijn er veel windparken op zee met aanlanding in Eemshaven. Dat geeft zeer grote pieken in elektriciteitsproductie, veel groter dan de vraag

in de regio. Deze stroom moet dus getransporteerd worden naar elders, wat de capaciteit van de 380 kV- en 220 kV-netten sterk overschrijdt.

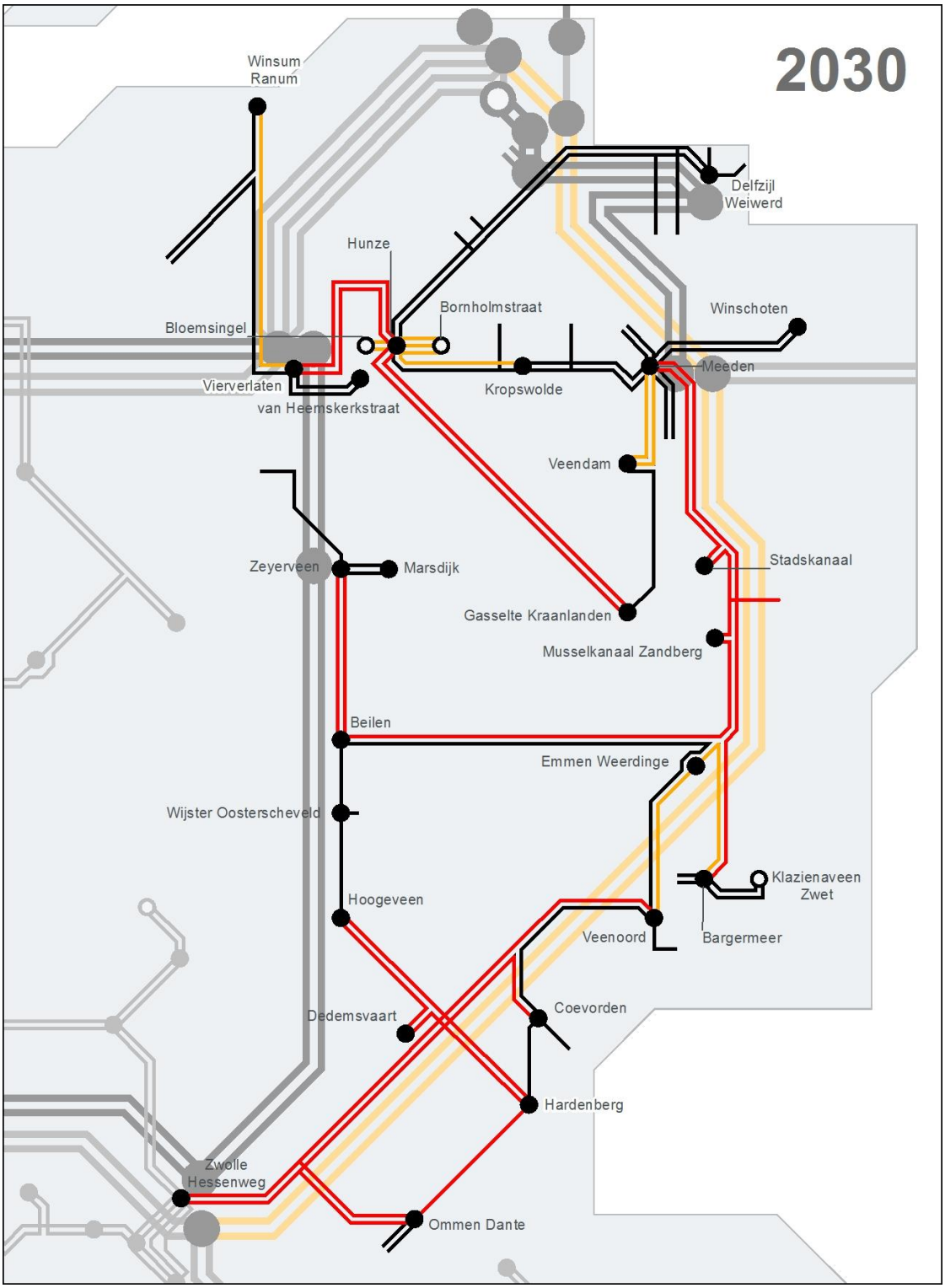
De meeste knelpunten veroorzaakt door aanbod ontstaan al in 2030, waarna ze verdiepen naar 2040 en 2050. In de twee internationale scenario's zijn er weinig knelpunten door aanbod, aangezien het aanbod van zon en wind er relatief laag is, zelfs lager dan voor 2030 al is voorzien.

Vraag

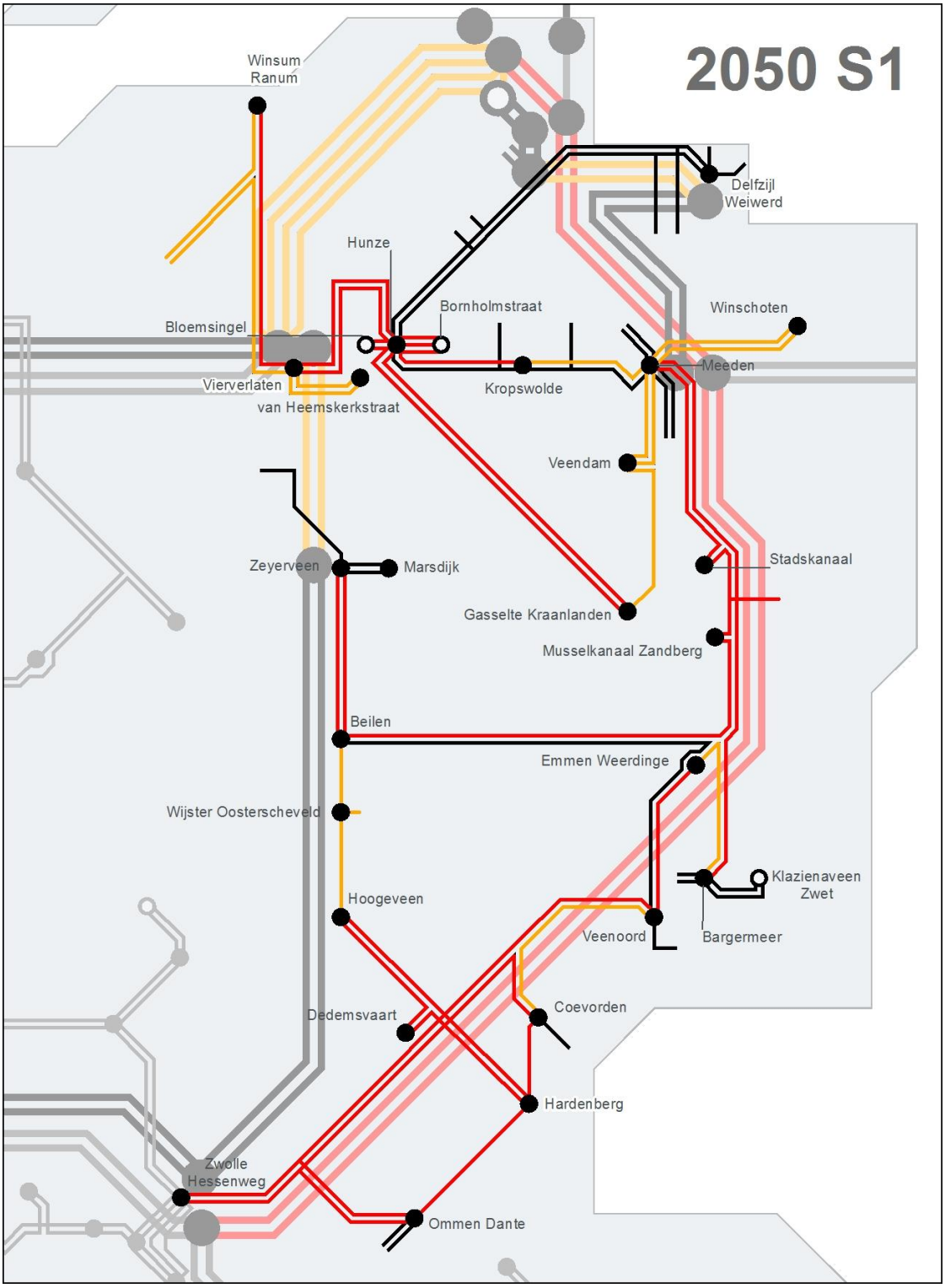
Op het 110 kV-net rond Groningen en Emmen doen zich knelpunten voor die (mede) veroorzaakt worden door toenemende elektriciteitsvraag. Deze knelpunten komen voor in alle scenario's en gedurende een groot deel van de uren per jaar. Ze komen ook naar voren in 110/220 kV-stations. Daarbij werken ze door naar het 380 kV-net in Eemshaven, aangezien dit een belangrijk knooppunt vormt in het hoogspanningsnet. In het scenario Regionale Sturing ontstaat een knelpunt op de 220 kV-verbinding naar Delfzijl. Er is een kleine capaciteitsoverschrijding ten gevolge van de elektrificatie in de industrie in dit scenario.

Van drie scenario's zijn de uitkomsten op de kaart gezet: 2030, 2050 Regionale Sturing (S1), en 2050 Nationale Sturing (S2). Deze staan op de volgende pagina's. De onderliggende tabel is te vinden in Bijlage K. Daarin staan per station en verbinding de piekbelastingen en het aantal uren op jaarbasis wanneer de belasting groter is dan de capaciteit.

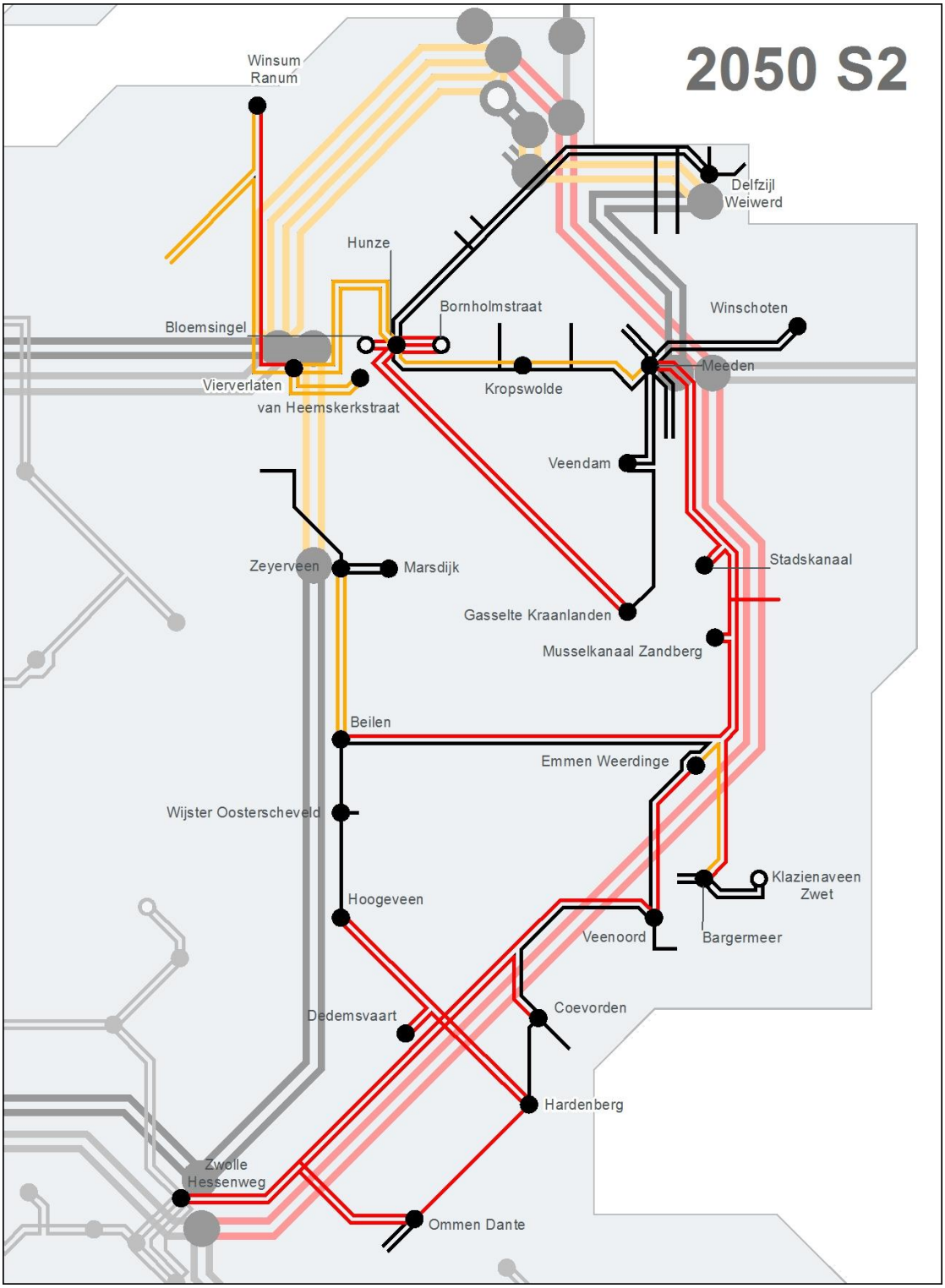
Figuur 28 - Knelpunten hoogspanningsnet in scenario 2030 (geel: knelpunt bij N-1, rood: knelpunt bij N-0; dunne (zwarte) lijnen: 110 kV, dikke (donkergrijze) lijnen: 220 kV, dikke (lichtgrijze) lijnen: 380 kV)



Figuur 29 - Knelpunten hoogspanningsnet in scenario 2050 Regionale Sturing (geel: knelpunt bij N-1, rood: knelpunt bij N-0; dunne (zwarte) lijnen: 110 kV, dikke (donkergrijze) lijnen: 220 kV, dikke (lichtgrijze) lijnen: 380 kV)



Figuur 30 - Knelpunten hoogspanningsnet in scenario 2050 Nationale Sturing (geel: knelpunt bij N-1, rood: knelpunt bij N-0; dunne (zwarte) lijnen: 110 kV, dikke (donkergrijze) lijnen: 220 kV, dikke (lichtgrijze) lijnen: 380 kV)



12 Elektriciteits- en gas-/waterstof-net in samenhang

12.1 Introductie

Elektrificatie aan de vraagzijde heeft met name consequenties op het laag- en middenspanningsnet, alsook op enkele plekken op het hoogspanningsnet. Uitbreiding van hernieuwbare opwek leidt tot forse knelpunten op het elektriciteitsnet, met name hoogspanning. Dit blijkt uit de analyses van Enexis en TenneT, zoals besproken in voorgaande hoofdstukken. Omdat er tegelijk een afname van de vraag naar aardgas is, komt er infrastructuur van het gasnet vrij en dient de vraag zich aan in hoeverre deze een complementaire rol kan spelen. Kan de opwek worden gefaciliteerd en het elektriciteitsnet daarbij ontlast, door het elektriciteitsnet en het gas-/waterstofnet in samenhang te opereren?

Gasunie en TenneT hebben samen een model dat zowel het hoogspanningsnet als het gasnet bevat. Dit model is ook ingezet voor de Infrastructure Outlook 2050 (Gasunie & TenneT, 2019). Hiermee is onderzocht in welke mate de knelpunten zoals gevonden door TenneT verkleind kunnen worden met flexibilisering. Waar de berekeningen van TenneT de stromen tussen vraag en aanbod bepalen conform de fysica van het elektriciteitsnet, daar is dit geïntegreerde model een wiskundige benadering, zonder te rekenen met weerstand of transportverliezen. Belangrijk pluspunt is dat er interactie tussen elektronen en moleculen gemodelleerd kan worden.

In het kader van de Infrastructure Outlook 2050 waren de vier scenario's uit Net voor de Toekomst in het model verwerkt. Voor dit project zijn daarin Groningen en Drenthe aangepast conform deze studie. Er is onderzocht welke maatregelen tegenover de knelpunten te plaatsen zijn om deze zo veel mogelijk op te lossen. Ten slotte is het model gedraaid zowel met als zonder deze maatregelen, om hun effect inzichtelijk te maken. Dit is gedaan voor de scenario's 2030, 2050 Regionale Sturing en 2050 Nationale Sturing, waar immers de knelpunten het sterkst zijn.

12.2 Verkenning van oplossingen om elektriciteitsnet te ontlasten

Bij het opstellen van maatregelen om knelpunten mee op te lossen, is de volgende lijn aangehouden:

- bij aanlanding van wind op zee kan Power-to-Gas plaatsvinden, oftewel conversie van elektriciteit naar waterstof met elektrolyse;
- lokaal kunnen Power-to-Gas en Power-to-Heat de structurele of langdurige overschotten converteren;
- lokaal kunnen batterijen de kortstondige overschotten opnemen, om daarna te ontladen wanneer er lokaal weer meer vraag is dan aanbod van elektriciteit;
- lokaal kan curtailment de hevigste pieken in aanbod, wanneer wind op land en zon beide piekcapaciteit genereren, wegnemen;
- grote pieken in de vraag zouden met vraagsturing kunnen worden voorkomen.

Er zijn twee methoden onderzocht om batterijen en Power-to-Gas/Heat in te zetten. De eerste gaat uit van batterijen bij zonneparken en Power-to-Gas bij windparken. We gaan daarbij kort in op de bijdrage die slim laden/ontladen van elektrische voertuigen hieraan kunnen bijdragen. De tweede bekijkt hoe de flexopties samen overschotten van elektriciteitsaanbod kunnen opvangen.

Batterijen bij zonneparken en Power-to-Gas bij windparken

Batterijen kunnen de dag/nacht-onbalans egaliseren die ontstaat door een overschot van aanbod door zon-PV. Wanneer men een batterij bij een zonnepark plaatst, dan laadt de batterij overdag op om daarna ‘s nachts terug te ontladen. Echter, in de zomer lukt het ‘s nachts niet meer om geheel te ontladen wanneer die enkel de lokale elektriciteitsvraag bedient. Hier kan men op verschillende manieren mee omgaan:

- Men vergroot de batterij opdat die overdag alle pieken in aanbod kan opvangen, maar omdat de batterij niet dezelfde nacht volledig kan ontladen, gaat deze als seizoensopslag fungeren.
- Men vergroot de batterij niet en deze kan ‘s zomers niet alle pieken opvangen. Er moet curtailment plaatsvinden.
- Men vergroot de batterij niet, maar gaat ervan uit dat er elders wel vraag is waarop de batterij ‘s nachts volledig kan ontladen. In feite verschuift de batterij de pieken in het aanbod overdag naar de nacht. Het zonnepark kan dan op lagere capaciteit worden aangesloten zonder verlies van energie. Het betekent wel dat er transportcapaciteit op het net gevraagd is, omdat de combinatie van zonnepark en batterij met name ‘s nachts meer teruglevert dan de lokale vraag naar elektriciteit.

Hier is sprake van wisselwerking tussen opslagcapaciteit, het aantal cycli die de batterij doorloopt per jaar en de energie die het zonnepark uiteindelijk kan leveren. Oftewel, meer nut voor ontlasting van het elektriciteitsnet impliceert een mindere businesscase voor investering in de batterijen en vice versa. Daarbij komt dat investeringen in het net en in flexmaatregelen bij verschillende partijen liggen en de totale, maatschappelijke kosten/baten bij huidige regelgeving daarom niet leidend kunnen zijn (hier zullen we in Hoofdstuk 14 verder op in gaan).

Nabij windparken kunnen installaties voor Power-to-Gas of Power-to-Heat worden geplaatst. Ze zetten de energie van elektriciteit om naar een andere energiedrager, waar geen knelpunt is in de infrastructuur. De energie in de vorm van waterstof of warmte bovendien worden opgeslagen in cavernes, aquifers of andere opslag van warm water. De uitdaging hier is om een dergelijke installatie voldoende vollasturen te laten draaien: dimensionering op de pieken betekent een relatief grote investering tegenover relatief weinig vollasturen. Overschotten van nabijgelegen zonneparken kunnen eventueel bijdragen aan meer draaiuren. Ten slotte zou de installatie ook elektriciteit van het net kunnen vragen om stabiel te kunnen draaien en zo zelf oorzaak kunnen worden van congestie. Maar dit zou nodig zijn op momenten met weinig aanbod en derhalve een hoge elektriciteitsprijs, zodat dit weinig aantrekkelijk zal zijn. In ieder geval is ook hier sprake van een negatieve wisselwerking tussen nut voor ontlasting van het elektriciteitsnet en de businesscase voor investering in de installatie, wat bovendien bij verschillende partijen valt.

De uitkomsten van deze analyse, ervan uitgaande dat flexmaatregelen zoveel mogelijk vraag en aanbod binnen een gemeente dienen te vereffenen, zijn:

- Scenario 2030: batterijen 5,1 GWh opslagcapaciteit bij 1,1 GW vermogen (tegenover 4,0 GW aan zonneparken), en Power-to-Gas 230 MWe vermogen (tegenover 1.300 MW aan windparken op land).

- Scenario 2050 Regionale Sturing: batterijen 8,9 GWh opslagcapaciteit bij 2,0 GW vermogen (tegenover 7,1 GW aan zonneparken), en Power-to-Gas 980 MWe vermogen (tegenover 2.600 MW aan windparken op land).
- Scenario 2050 Nationale Sturing: batterijen 3,8 GWh bij 0,8 GW vermogen (tegenover 2,9 GW aan zonneparken), en Power-to-Gas 400 MWe vermogen (tegenover 2.200 MW aan windparken op land).

Tot slot enkele opmerkingen over slim laden en ontladen van elektrische voertuigen. De batterijen hierin kunnen in principe een deel van de gevraagde opslagcapaciteit voorzien en zo dus bijdragen aan de flexmaatregelen voor ontlasting van het net. Echter, de analyse voor batterijen is gedaan door te kijken naar overschot van aanbod van zonneparken. Daarin is het aanbod afgezet tegen de lokale elektriciteitsvraag en deze is al inclusief de laadvraag van elektrische voertuigen. Die laadcapaciteit zal eenvoudigweg te weinig zijn om de pieken in het aanbod op te nemen. (Dit is ook te zien in Figuur 18 in Paragraaf 9.3) Slim laden kan er wel aan bijdragen de vraagpieken te egaliseren. Als in een buurt veel warmtepompen worden geïnstalleerd, dan zullen die echter dominant zijn. Waar de gebouwde omgeving verwarmd is met groengas of waterstof gaat, daar is het laden van elektrische voertuigen wel een kritische factor in de elektriciteitsvraag en kan slim laden daar netverzwaring helpen verminderen of voorkomen.

Power-to-Gas, Power-to-Heat en batterijen die overschotten opvangen

De tweede methode onderzoekt hoe de flexopties samen de lokale elektriciteits-overschotten kunnen opvangen. Wanneer er meer aanbod is dan vraag, dan wordt er Power-to-Gas of Power-to-Heat ingezet. Deze wordt niet gedimensioneerd op de pieken, maar op langdurige gemiddelden in het overschot. De batterij wordt ingezet om de momentane fluctuaties op te vangen.

Ook hier is sprake van wisselwerking, namelijk tussen enerzijds vollasturen van Power-to-Gas of Power-to-Heat en anderzijds het aantal cycli van de batterij. Oftewel, de business-cases voor het eerste en het tweede beïnvloeden elkaar negatief. Die financieel-economische exercitie is hier niet uitgewerkt, en evenmin de kwestie welke partij investeert en uiteindelijk de inzet bepaalt. Hier is een technische verkenning gedaan naar hoe de flexopties samen het elektriciteitsnet kunnen ontlasten.

De uitkomsten van deze analyse zijn weergegeven in Tabel 10. De grafieken eronder illustreren deze benadering met een voorbeeld, namelijk in Drenthe in scenario 2030. Allereerst is de vraag naar elektriciteit min het aanbod getoond (*residual load*). De grootste pieken van overschot aan aanbod worden afgesneden (*curtailment*). Het langdurig gemiddelde (over 730 uur) wat overblijft, is positief in de winter (meer vraag dan aanbod) en negatief in de zomer (meer aanbod dan vraag). De elektrolysers staan daarom in de zomer veelal op vol vermogen aan, en de batterijen vangen de kortere fluctuaties op door op te laden of te ontladen.

Deze benadering resulteert voor Drenthe in scenario 2030 in ruim 400 MWe elektrolyse-capaciteit en batterijen met 1,6 GW vermogen bij 60 GWh opslagcapaciteit. Het eind-resultaat is dat op elk uur een eventueel overschot uit zon- en windenergie is opgevangen. Er resteert enkel vraag van elektriciteit aan het net, geen levering. Knelpunten vanwege aanbod vallen daarmee weg.

Nadeel is de grootte van de batterijen. De gevraagde opslagcapaciteit en het beperkt aantal cycli waarvoor deze gebruikt wordt, maakt de businesscase voor een dergelijke investering zeer waarschijnlijk sterk negatief. Een vraag voor vervolgonderzoek kan zijn hoe deze

teruggebracht kan worden, bijvoorbeeld door de teruglevering niet geheel weg te nemen maar met, zeg, 70% te reduceren ten opzichte van het opgesteld vermogen aan zon- en windparken. Een tweede vraag is hoe dit geografisch uitgewerkt kan worden. Waar staan de zon- en windparken, waar moeten de batterijen en elektrolysers staan opgesteld, en kan de waterstof dan ook op het gasnet worden gevoed?

Hierboven is Drenthe beschouwd aan de hand van scenario 2030; we gaan over naar Groningen. Daar is zon-PV minder dominant, het aanbod wordt gedomineerd door wind op land en vooral aanlanding van wind op zee. Zonder wind op zee is het langdurig gemiddelde altijd positief: er is meer vraag dan aanbod. Er is dan geen Power-to-Gas nodig, hooguit batterijen.

Met wind op zee is het langdurig gemiddelde juist altijd negatief: er is structureel meer aanbod dan vraag. Indien op plekken elders in het land of internationaal juist vraag is, dan zou men het overschot kunnen transporteren over het hoogspanningsnet, maar juist op die momenten zal waarschijnlijk ook elektriciteit aanlanden vanaf andere windparken in Beverwijk en de Maasvlakte. Dit betekent dat het elektriciteitsoverschot beter kan worden geconverteerd, zodat grote elektrolysecapaciteit nodig is. In scenario 2050 Nationale Sturing is 19,5 GW wind op zee voorzien en bijna 15 GWe elektrolyse. Die elektrolyse kan ook bij de windparken op zee zelf plaatsvinden.

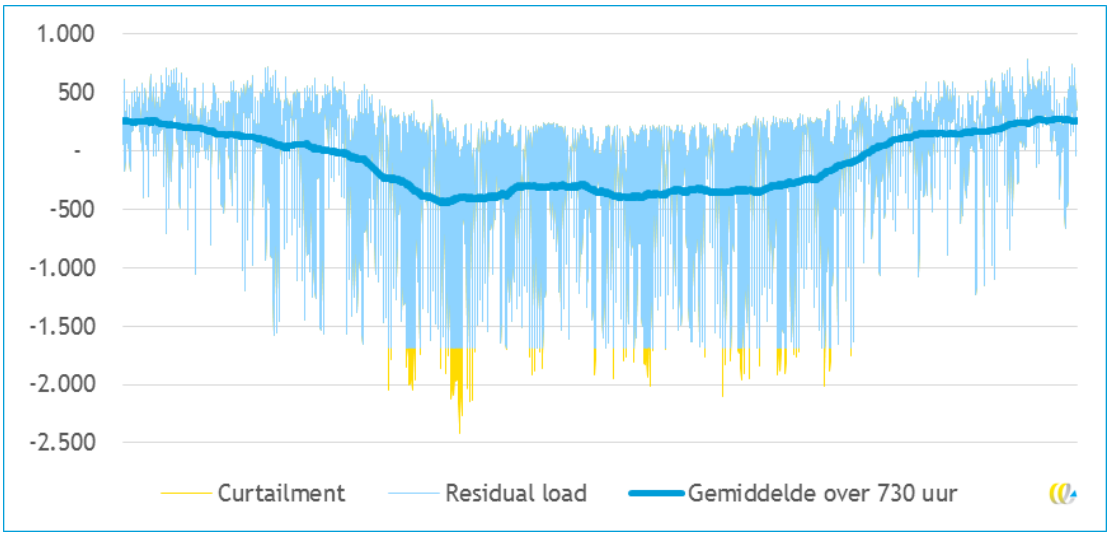
Het aantal vollasturen wat gehaald kan worden naast wind op zee is groter dan in Drenthe, waar de overschotten vooral komen door zonneparken: circa 5.000 in Groningen en circa 3.000 in Drenthe. De productie met 15 GWe elektrolysecapaciteit kan oplopen tot 199 PJ. De waterstofvraag in de regio meet maximaal 76 PJ. Dit betekent dat er transport van waterstof de regio uit zal moeten plaatsvinden.

De methode om alle momentane fluctuaties op te vangen met batterijen, zou daarnaast enorme opslagcapaciteit vragen die bovendien voor weinig cycli per jaar wordt aangewend. Zoals aangegeven is dit een technische verkenning en is verdere uitwerking nodig om rekening te houden tegelijk met nut van dergelijke flexmaatregelen voor ontlasting van het net en met realistische dimensionering. Oftewel, een vervolgstap is een analyse van zowel de maatschappelijke kosten en baten als de kosten en baten van alle onderdelen c.q. stakeholders afzonderlijk.

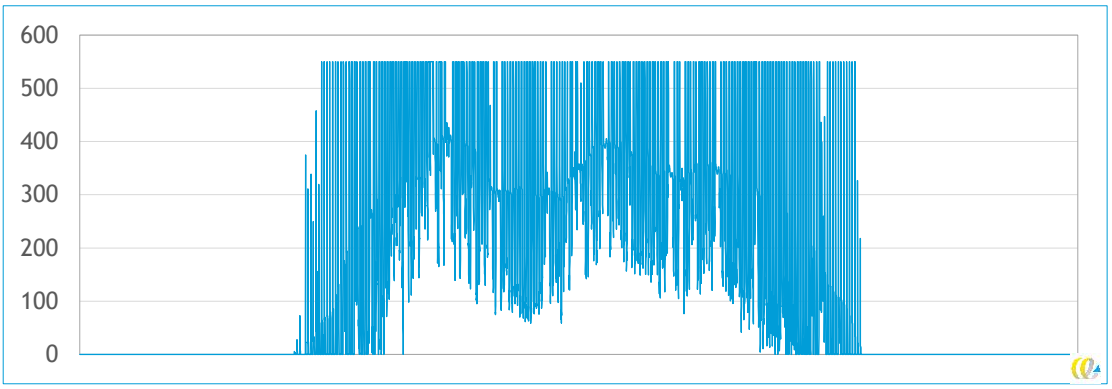
Tabel 10 - Mogelijke inzet elektrolysers (vermogen en waterstofproductie) en batterijen (vermogen en opslag-capaciteit)

		2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat
Groningen excl. wind op zee	Elektrolyse	0 MWe 0 PJ	10 MWe 0 PJ	0 MWe 0 PJ	200 MWe 0 PJ	0 MWe 0 PJ
	Batterij	1.700 MW 50 GWh	2.40 MW 90 GWh	1.400 MW 20 GWh	3.200 MW 170 GWh	1.100 MW 10 GWh
Groningen incl. wind op zee	Elektrolyse	400 MWe 5 PJ	3.300 MWe 42 PJ	6.800 MWe 88 PJ	7.100 MWe 93 PJ	14.800 MWe 199 PJ
	Batterij	800 MW 70 GWh	3.500 MW 400 GWh	6.500 MW 790 GWh	6.800 MW 830 GWh	13.400 MW 1.600 GWh
Drenthe	Elektrolyse	400 MWe 4 PJ	800 MWe 7 PJ	500 MWe 3 PJ	1.100 MWe 9 PJ	300 MWe 2 PJ
	Batterij	1.600 MW 60 GWh	2.400 MW 90 GWh	1.500 MW 50 GWh	3.100 MW 120 GWh	1.400 MW 60 GWh

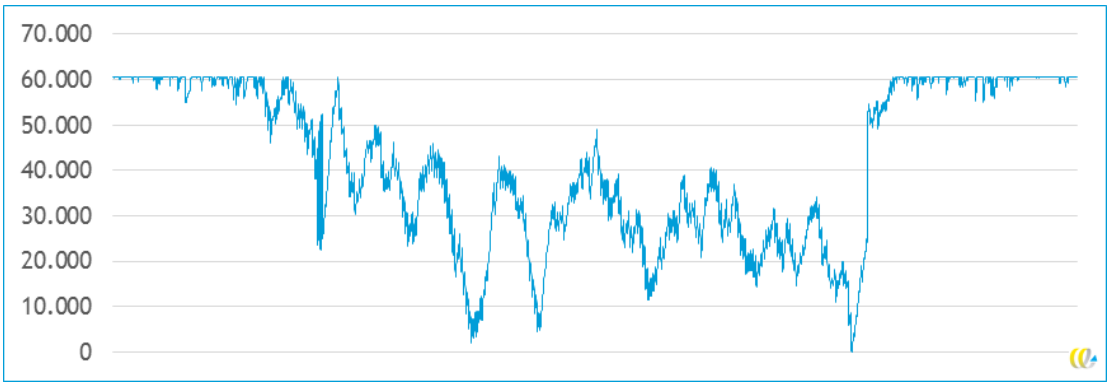
Figuur 31 - Vraag min aanbod in provincie Drenthe in scenario 2030 (MW)



Figuur 32 - Profiel van mogelijke inzet Power-to-Gas in provincie Drenthe in scenario 2030 (MW)



Figuur 33 - Profiel van mogelijke inzet batterijen in provincie Drenthe in scenario 2030 (batterijstatus, MWh)



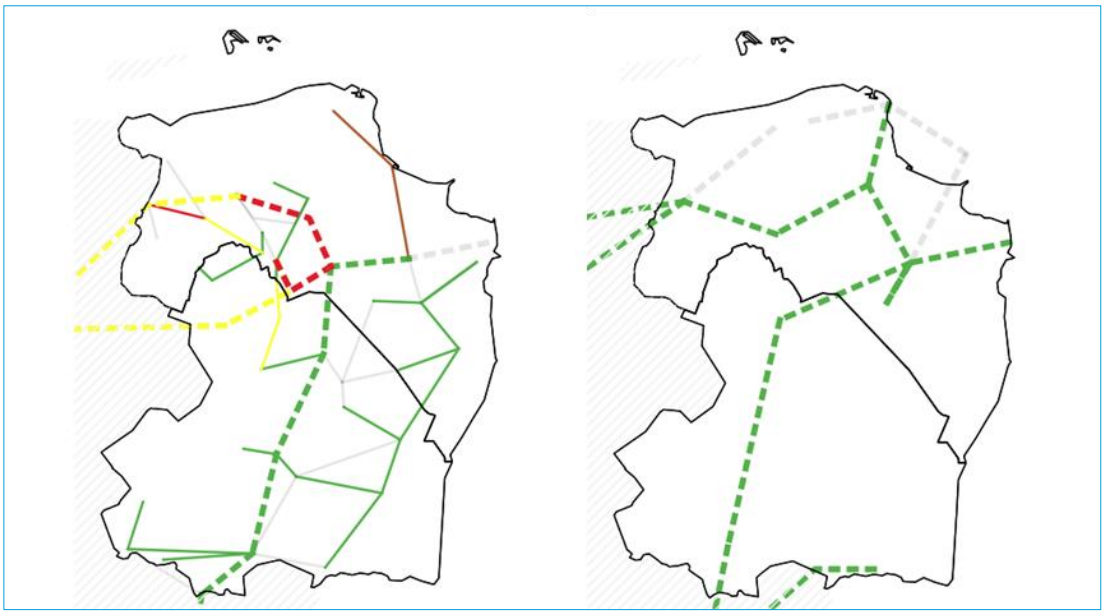
12.3 Knelpunten

Als de overschotten uit zon- en windenergie ten opzichte van de vraag kunnen worden opgenomen met Power-to-Gas of Power-to-Heat in combinatie met batterijen, dan zouden er geen knelpunten op het net meer moeten ontstaan ten gevolge van aanbod. De analyse met het geïntegreerde rekenmodel bevestigt dit. We geven hier de resultaten weer van de scenario's 2050 Regionale Sturing en 2050 Nationale Sturing.

2050 Regionale Sturing

Het geïntegreerde rekenmodel bevestigt het beeld van de analyses van Enexis en TenneT dat in dit scenario knelpunten ontstaan op momenten dat er veel vraag is en weinig aanbod. In Figuur 34 is te zien dat er ook in het net voor methaan (groengas) op de capaciteit gelet moet worden indien men een deel van de huidige capaciteit voor waterstof zou reserveren.

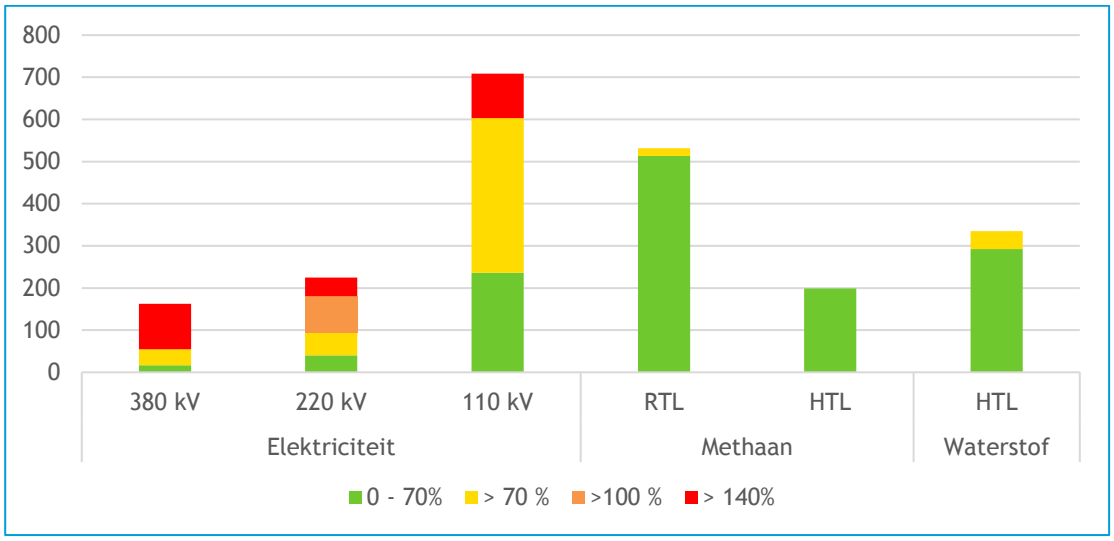
Figuur 34 - Belasting zonder flexmaatregelen in scenario 2050 Regionale sturing op een uur met veel vraag en weinig aanbod van zon en wind, links methaannet en rechts waterstofnet (groen: belasting tot 70%, geel: tot 100%, oranje: tot 140%, rood: tot 200%, donkerrood: boven 200%)



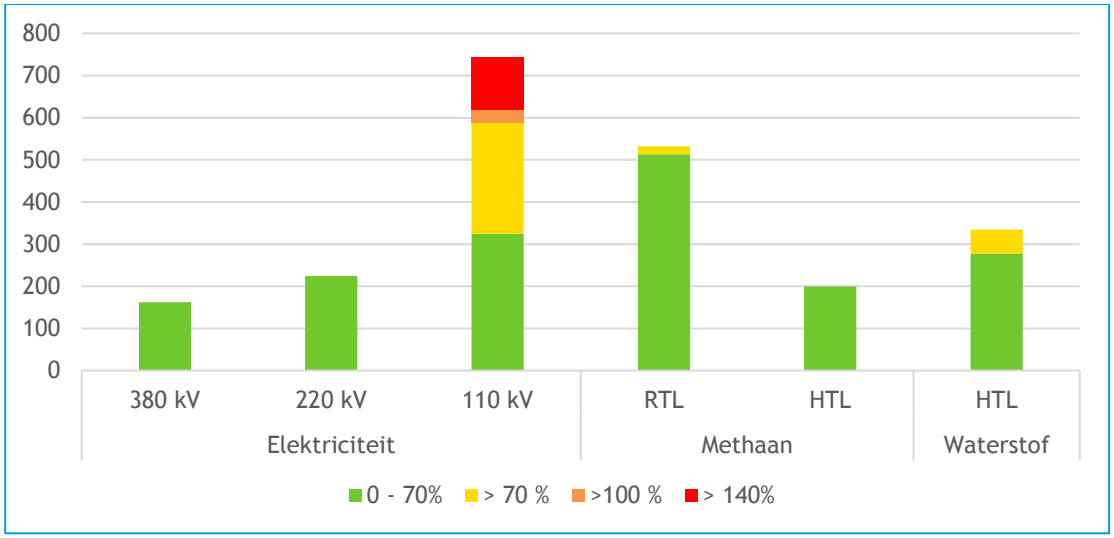
Vervolgens kijken we naar momenten dat er veel aanbod is en juist weinig vraag. Op het elektriciteitsnet ontstaan grote knelpunten: het 380 kV-net en het 220 kV-net worden beide overbelast omdat er transport van het overschot van aanbod naar buiten de regio plaatsvindt (zie Figuur 35). Na toepassing van elektrolyse en batterijen zijn deze knelpunten opgelost (zie
Figuur 36). Wel kunnen knelpunten op het 110 kV-net blijven bestaan, omdat er transport moet plaatsvinden van de locaties van opwek naar de locaties van vraag of flex. De infrastructuur voor methaan en waterstof heeft voldoende capaciteit om vraag en aanbod van groengas en waterstof, onder andere van de elektrolysers, te verwerken.

De knelpunten op de netvlakken van 220 kV en 380 kV kunnen dus worden ondervangen met batterijen en elektrolysers. Hierbij merken we op dat deze verkenning aanvulling verdient met een kosten-batenanalyse, zodat de dimensionering van elektrolysers en batterijen – nu zeer groot – meer realistisch wordt en niet enkel een technische optimalisatie.

Figuur 35 - Belasting zonder flexmaatregelen in scenario 2050 Regionale sturing op een uur met veel aanbod van zon en wind (kilometer kabel/buis)



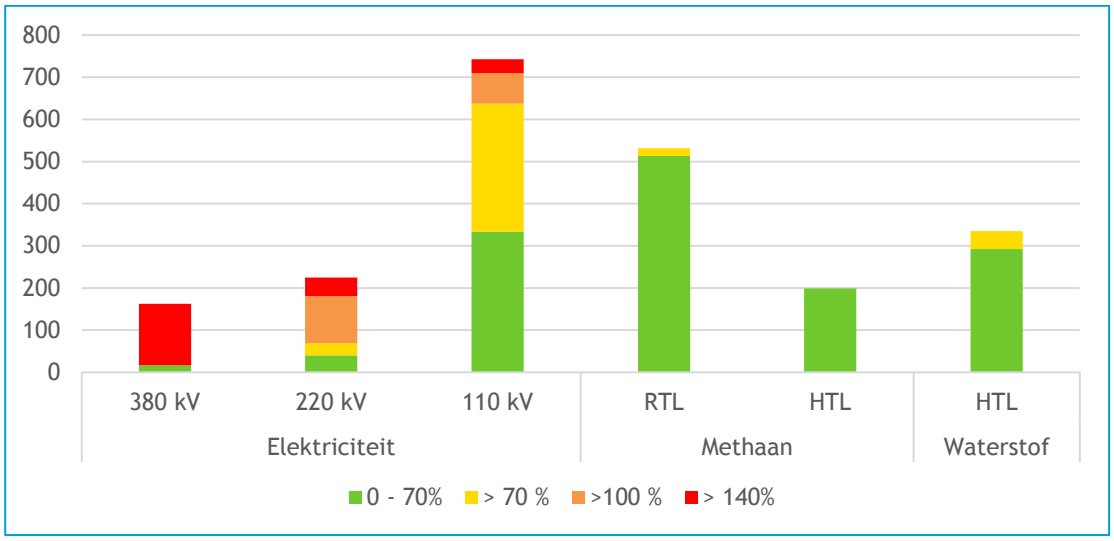
Figuur 36 - Belasting met flexmaatregelen in scenario 2050 Regionale sturing op een uur met veel aanbod van zon en wind (kilometer kabel/buis)



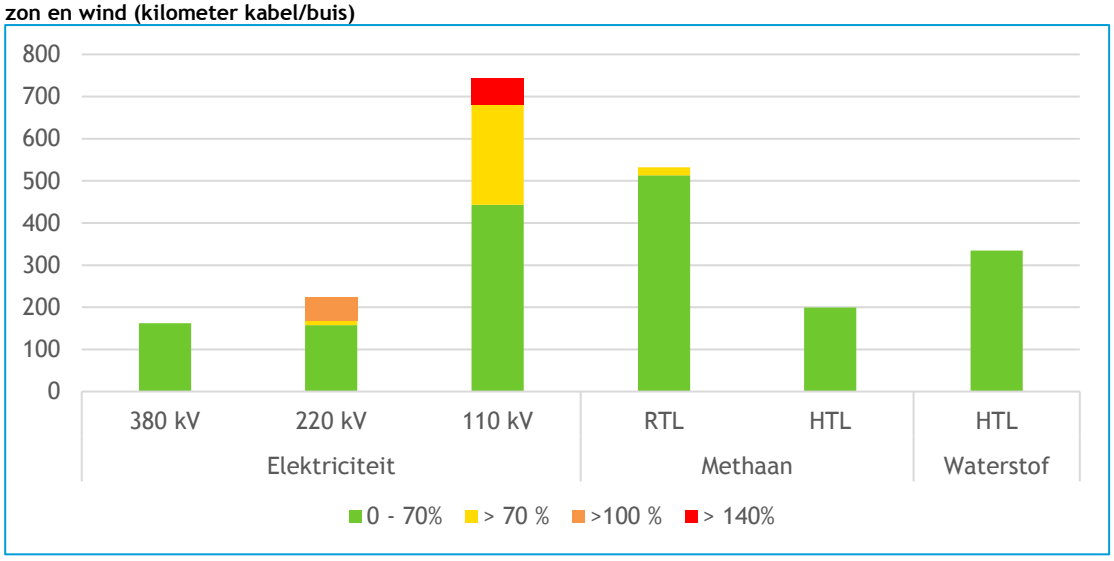
2050 Nationale Sturing

In dit scenario zien we dezelfde patronen terug. Het verschil betreft het grotere aanbod van wind op zee en het kleinere aanbod van zon en wind op land. Dit geeft, zonder flex-maatregelen, transport van overschotten en daardoor een grote overbelasting van het 380 kV-net en het 220 kV-net. Na toepassing van deze maatregelen is dit netvlak van 380 kV geheel ontlast. Er resteren knelpunten op het 220 kV-net en 110 kV-net. De waterstof-backbone zal waarschijnlijk voldoende zijn voor transport de regio uit van waterstof gemaakt is uit elektriciteit van wind.

Figuur 37 - Belasting zonder flexmaatregelen in scenario 2050 Nationale sturing op een uur met veel aanbod van zon en wind (kilometer kabel/buis)



Figuur 38 - Belasting met flexmaatregelen in scenario 2050 Nationale sturing op een uur met veel aanbod van zon en wind (kilometer kabel/buis)

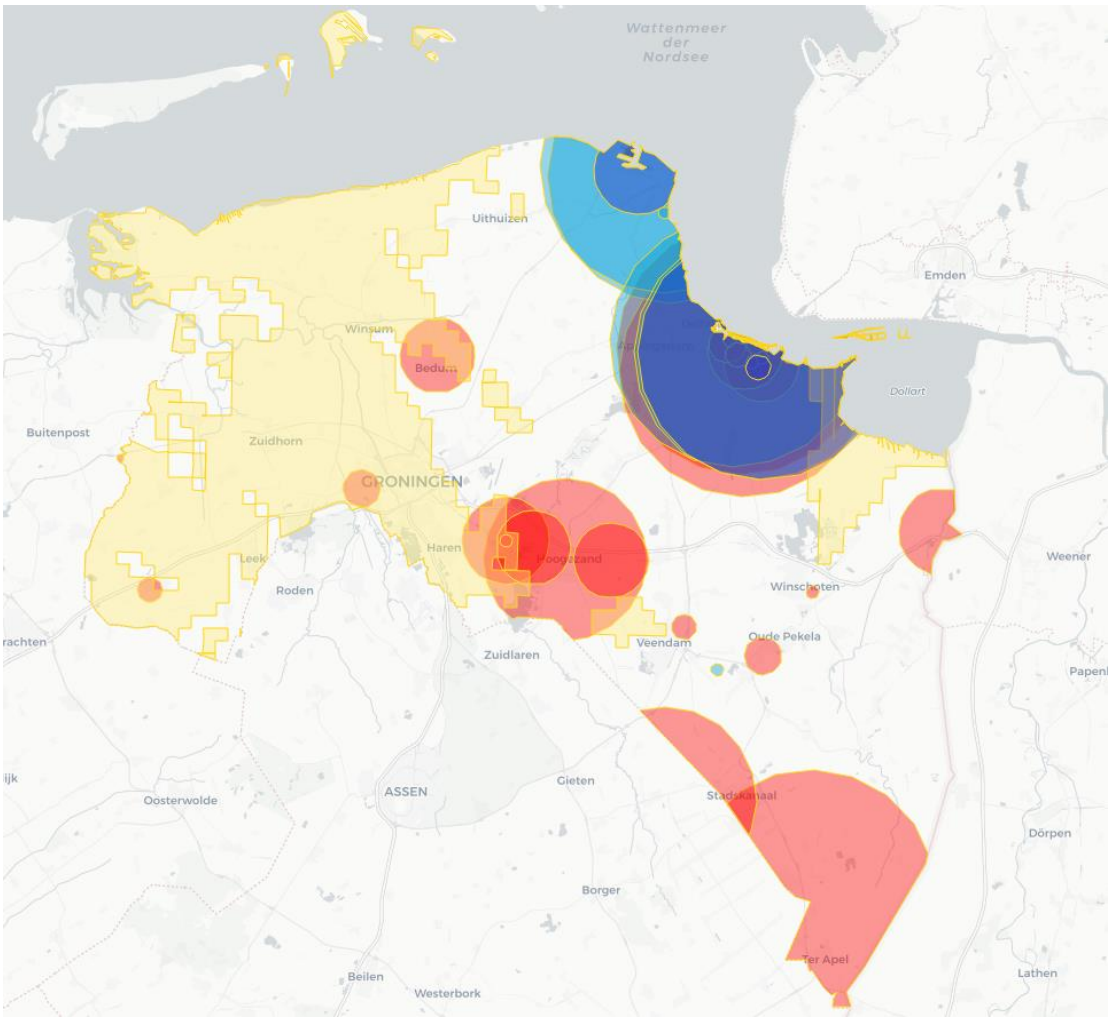


13 Warmtenet, CO_2-net en biomassa-infrastructuur

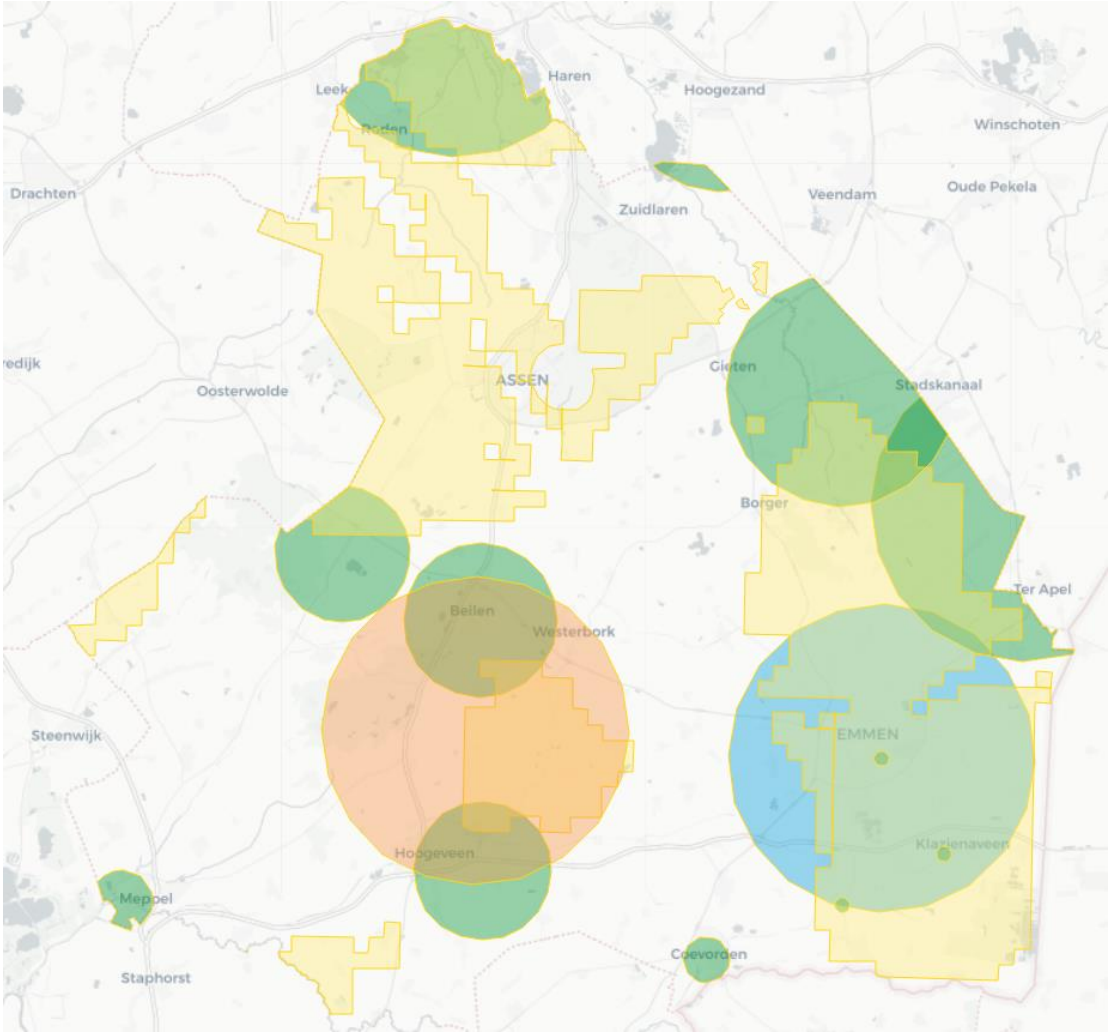
13.1 Warmtenet

In deze studie zijn warmtenetten voor de gebouwde omgeving als optie meegenomen. Of het een goede optie is voor een buurt hangt met name af van de nabijheid van warmte-bronnen en de stedelijkheid. Het eerste is gebaseerd op huidige industriële warmte-bronnen. Stedelijkheid is bepalend omdat de kosten voor de aanleg van de infrastructuur dan per eenheid relatief laag zijn.

Figuur 39 - Warmtebronnen in provincie Groningen (geothermie, centrales, industrie en AVI's - de grootte van de cirkel is een maat voor de hoeveelheid beschikbare warmte)



Figuur 40 - Warmtebronnen in provincie Drenthe (geothermie, centrales, industrie en AVI's - de grootte van de cirkel is een maat voor de hoeveelheid beschikbare warmte)



Het scenario Regionale Sturing voorziet de meeste warmtenetten, voortvloeiend uit de gedachte dat lokale energiebronnen optimaal ingezet moeten worden en uit de veronderstelling van beperkte beschikbaarheid (of relatief hoge prijs) van andere energiedragers. Warmtenetten zouden vooral in de volgende gemeenten kunnen komen:

- Groningen: 42.602 woningequivalenten;
- Assen: 9.618;
- Hoogeveen: 7.128;
- Midden-Groningen: 5.413;
- Midden-Drenthe: 4.272;
- Noordenveld: 3.730;
- Coevorden: 1.476;
- Stadskanaal: 934.

In Emmen zijn wel industriële warmtebronnen, maar winnen andere opties het van een warmtenet. Hetzelfde geldt voor Delfzijl. Het CEGOIA-rekenmodel wat is gehanteerd, zoekt de verdeling van warmtetechnieken over de buurten die voor de regio als geheel het meest kostenefficiënt is. Groningen en Stadskanaal komen in alle vier de scenario's naar voren, en Hoogeveen heeft in drie van de vier een warmtenet met meer dan 1.000 woning-equivalenten.

Momenteel is er een warmtenet van Warmtestad in de wijken Zernike en Paddepoel in Groningen. Dit net wordt nu verwarmd vanuit een WKK-centrale op de Zernike-campus. In de toekomst zijn andere bronnen mogelijk. Er moet dan infrastructuur aangelegd worden om de warmte te transporteren. Voor de distributie in de wijken zelf is de nodige infrastructuur aangelegd, met enerzijds buizen voor toevoer van het warme water en anderzijds buizen voor retour. Warmtenetten vergen dus aanleg van de nodige infrastructuur. Vanuit oogpunt van infrastructuur zijn warmtenetten niet zonder meer een gunstiger alternatief dan all electric en daarvoor benodigde netverzwaring, en bij groot aanbod van groengas of waterstof zou het gasnet aangewend kunnen blijven worden voor de warmtevoorziening.

13.2 CO_2-net, CCS en CCU

Een CO_2-net is niet direct onderwerp van deze studie. In algemene termen is het volgende gebleken:

- CCS is in geen van de vier scenario's nodig om de doelstellingen voor CO_2-reductie te halen. Bij de geplande blauwe waterstofproductie in de SMR zal afvoer van CO_2 per schip plaatsvinden.
- Een CO_2-net is al voorzien tussen Eemshaven en Delfzijl met mogelijke extensie naar de kassen.
- De Eemshavencentrale zal op biomassa draaien met afvang van CO_2, die in Delfzijl gebruikt wordt voor synthese van moleculen (bijvoorbeeld BioMCN).
- Indien in Delfzijl een grote C-vraag tot ontwikkeling komt, is mogelijk een omvangrijker CO_2-net nodig.
- Aangezien WKK's in 2050 geen CO_2 meer produceren voor de kassen, kan doortrekken van de CO_2-leiding naar Emmen een optie zijn.

13.3 Biomassa

Ook voor biomassa geldt dat er infrastructuur nodig is of een beslag legt op infrastructuur. Biomassa kan uit de regio zelf of Nederland afkomstig zijn. In dat geval zal het over de weg of binnenvaart naar biomassacentrales vervoerd worden. Biomassa kan ook geïmporteerd worden en in dat geval waarschijnlijk per schip.

14 Analyse

14.1 Knelpunten

De effecten op de infrastructuur van de scenario's in energievraag en -aanbod zijn onderzocht door de netbeheerders Enexis, TenneT en Gasunie. Dit onderzoek is beschreven in de voorgaande hoofdstukken. De uitkomsten vatten we hier samen.

Een tekort aan netcapaciteit doet zich vooral voor bij elektriciteit en warmte. Verzwaring van het laag, midden- en hoogspanningsnet is in alle scenario's nodig: op korte termijn vooral voor zonneparken, op lange termijn voor de elektrificatie van de mobiliteit en de verwarming van woningen, en op enkele tracés ook om toenemende vraag van de industrie te faciliteren (Emmen, Delfzijl). Het gasnet heeft capaciteit genoeg, maar de transitie naar waterstof vergt planning – welke buizen gaan wanneer voor waterstof ingezet worden - en ombouw. Hieronder gaan we meer in detail in op de verschillende netten.

Elektriciteitsnet

- Midden- en laagspanningsnet: in de periode tot 2030 ontstaan knelpunten door grote toename van zonneparken. In de scenario's voor 2050 is er ook een grote groei aan de vraagzijde, met name van warmtepompen en elektrische voertuigen, wat eveneens tot knelpunten leidt. Dat betekent dat netverzwaring nu vooral op het faciliteren van aanbod is gericht, maar dat die in de toekomst ook de vraag zal faciliteren.
  Het scenario Regionale Sturing leidt tot de meeste knelpunten: er is veel elektrificatie aan de vraagzijde, ook is het lokale aanbod hier maximaal, maar vraag en aanbod zijn veelal niet in balans. Er is een onbalans zowel tussen dag/nacht (overdag overschot van zon-PV) als tussen seizoenen ('s winters grote vraag en 's zomers groot aanbod).
- Hoogspanningsnet: de zwaarste knelpunten ontstaan door groei van het aanbod van wind- en zonne-energie. Windparken boven de Wadden leiden tot knelpunten op het 380 kV-net, met name in scenario Nationale Sturing. In scenario Regionale Sturing komt daar het grote aanbod van zonneparken in de regio bij. Het 110 kV-net is onvoldoende voor het transport van dergelijk aanbod, terwijl het 380 kV-net al vol is belast met enkel wind op zee.
  Ook elektrificatie aan de vraagzijde creëert druk op het hoogspanningsnet. Toenemende vraag, met name in de steden Groningen en Emmen, kan tot knelpunten leiden in het 110 kV-net. Bij grote elektrificatie van de industrie, zoals in scenario Regionale Sturing, ontstaat ook een knelpunt op de 220 kV-verbinding naar Delfzijl.

Gasnet

- De capaciteit van het gasnet is voldoende, alleen niet altijd voor de juiste energiedrager.

CO_2-net

- In de industriële behoefte aan CO_2 in Delfzijl kan worden voorzien door afvang en transport vanaf de Eemshavencentrale, die overgaat op biomassa.
- Er is een CO_2-net in ontwikkeling van Delfzijl naar de tuinders. Een extra CO_2-net is niet nodig, CO_2-opslag kan gebeuren met tankers naar opslaglocaties op zee en met flessengas naar de tuinders rond Emmen.

Warmtenet

- Op een aantal plaatsen vormen warmtenetten een aantrekkelijk alternatief voor de gebouwde omgeving. Dit is echter niet in alle scenario's het geval. Er is warmte beschikbaar, met name vanuit de industrieclusters en energiecentrales. Daartegenover staat dat warmtetransport en -distributie moeten worden aangelegd. Bij groot aanbod van waterstof of groengas is een warmtenet daarom minder aantrekkelijk.

De vraag is vervolgens welk type oplossingen voorhanden zijn om de knelpunten op te lossen. Deze inventariseren we in de volgende paragraaf, waarna we ook ingaan op de belemmeringen voor deze oplossingsrichtingen. Ten slotte zullen we bekijken welke oplossingen het meest geschikt zijn specifiek bij de knelpunten die in beeld zijn gekomen voor de regio Groningen en Drenthe.

14.2 Inventarisatie van oplossingsrichtingen

De infrastructuur kan faciliterend zijn aan de ontwikkeling van het energiesysteem of juist een knelpunt vormen. Hier maken we een inventarisatie van oplossingsrichtingen.

Netverzwaring

De gangbare oplossing voor knelpunten in het elektriciteitssysteem is investeren in verzwaring (c.q. uitbreiding) van de elektrische infrastructuur. De netbeheerder van het betreffende onderdeel van het netwerk is verantwoordelijk voor het net en voor de benodigde investeringen.

Eens in de twee jaar moeten de netbeheerders aan de toezichthouder, de Autoriteit Consument & Markt (ACM), een Investeringsplan afgeven (voorheen Kwaliteits- en Capaciteitsdocument). De netbeheerders inventariseren in het Investeringsplan de knelpunten en oplossingsrichtingen voorzien voor de komende tien jaar en geven hun investeringsplannen aan voor vervanging en uitbreiding van hun netten in de komende drie jaar.

Netverzwaring is een mogelijke oplossing bij zowel vraag- als aanbodknelpunten. Er kunnen echter belemmeringen zijn, zoals ruimtegebrek en tijdigheid, en het kan zijn dat andere oplossingen tot lagere kosten voor de maatschappij leiden.

Aansluiten met lagere zekerheid (N-0)

Netbeheerders moeten zorgen voor voldoende zekerheid voor het transport van elektriciteit, ook in situaties van onderhoud en storing van onderdelen van het net.
Dat betekent dat de netwerken bij normale bedrijfssituaties (geen onderhoud, geen storing) altijd een mate van overdimensionering hebben. Een alternatief voor netverzwaring kan zijn om elektriciteitsproductie-installaties, zoals zon-PV en windenergie, aan te sluiten met lagere zekerheid, een zogenaamde 'N-0'-aansluiting.

Dit is een mogelijke oplossing bij aanbodknelpunten waar sprake is van lichte overschrijdingen van de beschikbare capaciteit. De consequentie is dat het aanbod niet altijd kan worden opgenomen in het net als er storingen zijn of onderhoud gepleegd wordt, hetgeen de businesscase van de aanbieder negatief kan beïnvloeden. TenneT is momenteel wettelijk verplicht om aangeslotenen 'N-1'-zekerheid te bieden.

Aansluiten met lagere capaciteit (curtailment)

In situaties waarin gedurende een gering aantal uren per jaar veel transportvermogen wordt gevraagd, kan aansluiten met een lagere dan de piekcapaciteit een alternatief zijn voor netverzwaring. Het effect is dat het netwerk niet geschikt hoeft te worden gemaakt voor de volledige piekcapaciteit van een klant. Als voorbeeld van het potentieel effect: een zonne-park dat op 50% van het piekvermogen wordt aangesloten, levert op jaarbasis 14% minder elektriciteit aan het net. Met batterijen kan dit verlies nihil blijven. Ook dan kan curtailment nodig zijn: het kan voorkomen dat de elektriciteitsprijs hoog is, ook bij groot aanbod van zonne-energie. De markt zal dan geneigd zijn om batterijen te laten ontladen, terwijl er juist schaarste is aan netcapaciteit.

Curtailment is een mogelijke oplossing bij zowel vraag- als aanbodknelpunten waar sprake is van kortdurende grote pieken in vraag en/of aanbod. De structuur van de aansluittarieven van de netbeheerders maakt dat het voor een energievrager financieel aantrekkelijk kan zijn om dat op vrijwillige basis te doen. De netbeheerder mag het echter niet afdwingen. Echter, de tariefstructuur voor transport van elektriciteit is zodanig dat een producent geen prikkel heeft, buiten de directe aansluitkosten, om zijn aansluiting te optimaliseren.
Het gevolg is dat de bedrijfstijd van de aansluiting erg laag kan zijn, zeker bij zonneparken, en de netbeheerder hoge kosten moet maken.

Naar ander netvlak brengen

Waar het transport van elektriciteit tot knelpunten leidt, daar kan het al voordeel hebben wanneer er nieuwe koppelstations komen tussen de netvlakken. Op een ander netvlak is misschien wel capaciteit. Het is bijvoorbeeld mogelijk dat aanbod van elektriciteit in de regio over lange afstanden getransporteerd moet worden over 110 kV, terwijl het 380 kV-net hier beter voor geschikt is.

Flexibiliteit

Netwerken worden gedimensioneerd op de piekcapaciteit met hoge zekerheid. Netinvesteringen kunnen worden uitgesteld of voorkomen als die pieken kunnen worden afgevlakt, oftewel door flexibiliteit in vraag en aanbod te organiseren. Dat kan op vele manieren, met name met vraagsturing of -beperking, met slim laden en ontladen van batterijen (in huis, in de buurt, in elektrische voertuigen, of bij zonneparken), en met lokale opwek (WKK's).

Flexibiliteit is een mogelijke oplossing bij zowel vraag- als aanbodknelpunten. De potentie om knelpunten te voorkomen is groot en is toepasbaar bij alle situaties met sterk fluctuerende vraag en/of aanbod. Flexibiliteit is niet geschikt om knelpunten op te lossen waarbij de vraag of aanbod structureel gedurende een groot aantal uren de capaciteit van het netwerk overstijgt. Dat betekent dat het voor invoeding van zon en wind geen oplossing is, met uitzondering van de piekmomenten, ook niet voor elektrische vraag met een hoge, moeilijk verschuifbare bedrijfstijd, maar wel geschikt is voor het laden van elektrische voertuigen.

Flexibiliteit organiseren is onder de huidige (Europese en Nederlandse) regelgeving een marktactiviteit. Er zijn belemmeringen in de huidige regelgeving voor de netbeheerders om deze oplossing te realiseren. Wel kan de tariefstructuur voor elektrisch laden aangepast worden zodanig dat er prikkels ontstaan om niet te laden op piekmomenten of langzaam te laden in de nacht. Voor marktpartijen is de uitdaging om hiermee een positieve business-case te realiseren met flexibiliteitoplossingen.

Conversie tussen energiedragers

Wanneer in een bepaald gebied een vraagknelpunt ontstaat, is een mogelijke oplossing om de elektriciteit niet naar het gebied toe te voeren, maar om die ter plekke te produceren. Dat kan bijvoorbeeld met een gasmotor of gasturbine, gevoed met methaan (aardgas, groengas) of waterstof, of met een brandstofcel gevoed met waterstof. Elektriciteitsproductie is onder de huidige (Europese en Nederlandse) regelgeving een marktactiviteit.

Als er sprake is van een aanbodknelpunt in een gebied, dan is een mogelijke oplossing om het overschot aan elektriciteit met een elektrolyser om te zetten in waterstofgas en dat af te voeren via een waterstofgasnet (of ter plekke op te slaan voor later gebruik). Een ander voorbeeld is omzetting van overschotten aan elektriciteit naar warmte, voor industriële processen of voor de gebouwde omgeving (Power-to-Heat). Ook dit zijn onder de huidige (Europese en Nederlandse) regelgeving marktactiviteiten. Power-to-Heat is met name toepasbaar in scenario's met weinig elektrificatie, wordt gedreven door de prijs op de spotmarkt (dus niet door congestie) en werkt niet voor langdurige capaciteitsproblemen.

Conversies van moleculen naar elektronen en vice versa kunnen in principe veel van de geïdentificeerde knelpunten oplossen, aangezien er capaciteitsruimte ontstaat in de gasnetwerken. Bij aanbodknelpunten is wel een waterstofnetwerk (of lokale opslag) nodig. De oplossing lijkt met name geschikt bij grote problemen als gevolg van een klein aantal oorzaken, waarbij elektriciteitsverbindingen over grote afstanden verzwaard zouden moeten worden om toevoer naar of afvoer van een knelpuntgebied te realiseren.
De oplossing lijkt niet geschikt in geval van vraagknelpunten die ontstaan vanuit een groot aantal verschillende oorzaken. Er zijn belemmeringen in de huidige regelgeving voor de netbeheerders om deze oplossing te realiseren, voor marktpartijen is de uitdaging om een positieve businesscase te realiseren.

Aan de vraag voldoen met een andere energiedrager

Vraag naar elektriciteit hoeft niet altijd met elektriciteit te worden ingevuld. In bepaalde gevallen is het ook mogelijk om in de achterliggende behoefte te voorzien met een andere energiedrager vanuit een ander netwerk. Dit kan bijvoorbeeld door een woonwijk niet uit te rusten met elektrische warmtepompen maar met een warmtenetwerk, of door elektrische mobiliteit of transport op te lossen met een brandstofcel.

Dergelijke oplossingen geven varianten op de scenario's zoals hier doorgerekend.
De potentie van deze oplossingen om knelpunten op te lossen vergt nadere studie, immers de alternatieve invulling werkt door op het gehele energiesysteem. Deze oplossingen zijn onder de huidige (Europese en Nederlandse) regelgeving marktactiviteiten. Er zijn belemmeringen in de huidige regelgeving voor de netbeheerders om deze oplossing te realiseren, voor marktpartijen is de uitdaging om een positieve businesscase te realiseren.

Oplossingen vanuit de ruimtelijke ordening

De locatie waar bijvoorbeeld een nieuwe industrie, datacenter, glastuinbouwbedrijf, nieuwbouwwijk, zonneweide of windpark wordt gerealiseerd kan een knelpunt in de energie-infrastructuur veroorzaken. Inzicht in mogelijke knelpunten levert in principe de mogelijkheid om de ruimtelijke ordening daarop anders in te richten, bijvoorbeeld een realisatie elders waar nog wel ruimte in het netwerk aanwezig is of een andere infrastructuur die in de vraag kan voorzien, of door ontwikkelingen te faseren zodat het knelpunt tijdig wordt weggenomen.

Ruimtelijke ordening is een verantwoordelijkheid van de overheden. Het vormt een mogelijke oplossing bij zowel vraag- als aanbodknelpunten, maar vraagt altijd uitgebreide studie naar alternatieven. Bij ruimtelijke ordening spelen bovendien altijd een reeks aan andere maatschappelijke en economische belangen mee.

14.3 Inventarisatie van belemmeringen

Oplossingsrichtingen kennen op hun beurt weer belemmeringen om ze te kunnen realiseren. In deze paragraaf inventariseren we deze belemmeringen.

Reguleringskader remt anticiperen

De huidige regelgeving geeft de netbeheerders een negatieve stimulans om te investeren in netuitbreiding op basis van verwachtingen. Zij mogen wel anticiperen, maar mogen de investeringen niet in hun tarieven verwerken indien deze naderhand niet doelmatig blijken. De netbeheerders zoeken daarom een hoge mate van investeringszekerheid en acteren doorgaans pas als er een getekende klantvraag ligt. Dit kan ertoe leiden dat een verzwaring later gereed is dan maatschappelijk wenselijk is.

Lange doorlooptijden voor netverzwaring

Het overgrote deel van de doorlooptijd van een netverzwaring zit in de praktijk in de doorlooptijd van de planologische procedures en vergunningsprocedures, bijvoorbeeld voor een wijziging van een bestemmingsplan. De doorlooptijd kan leiden tot vertraging van projecten of zelfs dat deze in het geheel niet van de grond komen. Daarnaast kunnen er regionale verschillen zijn in de vergunningverlening. De nieuwe Omgevingswet kan dit in de hand werken, en verschillen in kennisniveau, bijvoorbeeld ten aanzien van nieuwe energiedragers zoals waterstof, kan zorgen voor verschillen in interpretatie bij vergunningverlening.

Geen fysieke ruimte of milieuruimte beschikbaar

Netverzwaring (of een andere oplossing vanuit een andere energie-infrastructuur) is soms niet mogelijk wegens het ontbreken van fysieke ruimte of milieuruimte. Voor ruimtelijke aanpassingen is bovendien lokaal draagvlak essentieel. Dit kan ertoe leiden dat, ingeval van netverzwaring, een complexere oplossing moet worden gevonden, waardoor de oplossing moeilijker te realiseren is en mogelijk meer tijd kost.

Ouderdom van installaties

Soms is netuitbreiding niet meer mogelijk wegens een verouderde stationsinstallatie. Daardoor kan het nodig zijn om een nieuw (en groter) station te bouwen inclusief verbindingen, bij voorkeur nabij het bestaande station. Het bestaande station moet gedurende die tijd in bedrijf blijven, waardoor de oplossing moeilijker te realiseren is en mogelijk meer tijd kost.

Kosten en split incentives

Het komt voor dat ruimte voor netuitbreiding wel fysiek beschikbaar is, maar (te) kostbaar. Een andere financiële belemmering kan gevormd worden door *split incentives*:

- Investeringen in conversies van elektronen naar moleculen of vice versa of in flexibiliteit hebben mogelijk geen positieve businesscase voor marktpartijen. Het is mogelijk dat die oplossing wel tot de laagste kosten voor de maatschappij leidt.
  De uitgespaarde kosten van een investering in netverzwaring mogen onder de huidige regelgeving niet worden aangewend om een andere aanpak te financieren om het netknelpunt structureel op te lossen.

- De investeringen in een oplossing met een ander netwerk (zoals bijvoorbeeld warmtenetten) hebben mogelijk geen positieve businesscase voor marktpartijen. Het is mogelijk dat die oplossing wel tot de laagste kosten voor de maatschappij leidt.

Aansluitkosten op maximale capaciteit

In de huidige tariefstructuur betaalt industrie aansluitkosten op maximale capaciteit. Dit staat elektrificatie en met name hybridisatie in de weg. WKK's geven de mogelijkheid te schakelen tussen gasvraag en elektriciteitsvraag. Als er congestie is op het net of een tekort aan aanbod van elektriciteit, dan kan met WKK in de eigen elektriciteitsvraag worden voorzien met gas. Bovendien kan elektriciteit aan het net worden teruggeleverd. Een WKK kan hiermee ondersteunend zijn aan het netbeheer. Echter, om deze hybride vol te benutten moet op piekcapaciteit worden aangesloten en in de huidige tariefstructuur hangen de aansluitkosten af van deze piekcapaciteit.

Speculatief gedrag

Speculatief gedrag van marktpartijen kan voorkomen bij zowel grondverwerving (bij investeringen in de energie-infrastructuren) als bij capaciteitsclaims (bijvoorbeeld aanvragen voor aansluitingen op het elektriciteitsnetwerk). Dit kan ertoe leiden dat knelpunten zich eerder voordoen en/of ernstiger worden, of oplossingen duurder, dan strikt noodzakelijk.

Geen uitvoeringscapaciteit

De benodigde uitvoeringscapaciteit voor een oplossing is mogelijk niet tijdig voorhanden, wat ertoe kan leiden dat de benodigde werkzaamheden om een knelpunt op te lossen niet kunnen worden uitgevoerd in het maatschappelijk gewenste tempo. Een bekend en belangrijk probleem is dat er momenteel te weinig technisch opgeleid personeel is.

Andere belangen kunnen prevaleren

De mogelijkheid om een optredend knelpunt in het elektriciteitssysteem af te wenden door een andere ruimtelijke ordening van oorzaken toe te passen kan strijdig zijn met andere maatschappelijk of economische belangen. Ook kan een vanuit het energiesysteem gewenste netverzwaring van een bepaald station of bepaalde verbinding vanwege andere belangen niet vergund worden.

14.4 Mogelijk oplossingen bij de gevonden knelpunten

Gezien de knelpunten in de verschillende scenario's enerzijds, en de oplossingsrichtingen en hun belemmeringen anderzijds, welke oplossingen zijn geschikt?

- In 2030 zijn de knelpunten op alle netvlakken gedreven door overschotten aan lokaal aanbod, met name zonneparken. Behalve netverzwaring kan men hier kijken naar aansluiten op lagere capaciteit of met lagere zekerheid.
- In 2050 is er in alle scenario's elektrificatie, wat vooral op het midden- en laagspanningsnet tot knelpunten leidt. Behalve netverzwaring kan men hier kijken naar vraagsturing en het voldoen aan de vraag met andere energiedragers. Vraagsturing is bijvoorbeeld slim laden en ontladen van elektrische voertuigen. Andere energiedragers kunnen zijn groengas, waterstof, warmte via een warmtenet, en biomassa. Bij hybride warmtevoorziening kan men bijvoorbeeld schakelen tussen de warmtepomp en een gasgestookte ketel. De vraag bij elk alternatief is of de energiedrager beschikbaar is en of het niet zelf ook een opgave voor infrastructuur met zich meebrengt, zoals een warmtenet of aanvoer van biomassa.

- In 2050 kunnen zich grote knelpunten voordoen op het hoogspanningsnet door het aanbod van elektriciteit. Voor wind op zee is conversie naar waterstof een goede optie. De huidige 380 kV-verbinding van Groningen naar Zwolle is begroot op transport van de elektriciteitscentrales in de Eemshaven naar het midden van Nederland en is voldoende als wind op zee beperkt blijft tot enkele gigawatts vermogen. Bij meer vermogen zal ofwel de capaciteit op het net verruimd moeten worden of de elektriciteit in de Eemshaven omgezet moeten worden in waterstof.
- Voor wind op land kan conversie naar waterstof of warmte een goede optie zijn. Dit hangt af van de locatie: is er infrastructuur voor waterstof of warmte waarop aangesloten kan worden? Eventueel kan curtailment een optie zijn. Wat de beste optie is, hangt mede af van de waterstofmarkt en kan van moment tot moment verschillen.
- Voor zonneparken komen een lagere aansluitcapaciteit, inzet van batterijen en curtailment in aanmerking. Ruimtelijke planning van zonneparken en windparken kan leiden tot eenmalige aanleg van bekabeling (*cable pooling*).
- Een andere oplossing om te voorkomen dat het grote aanbod tot knelpunten op het 380 kV-net leidt, is in de regio de vraag te stimuleren. Met name elektrificatie in de industrie kan hieraan bijdragen. De opgave is dan de elektriciteit naar de industrieclusters te geleiden, waarvoor echter minder verzwaring nodig is.
- Datacenters hebben een grote elektriciteitsvraag en vormen een markt in ontwikkeling. Deze elektriciteitsvraag kan lokaal aanbod opnemen en, zoals hierboven benoemd, transport en knelpunten voorkomen. Maar hiervoor dienen de datacenters te zijn aangesloten op een plek met ruime capaciteit.

Een no-regret-maatregel is het voorbereiden van de netten op de toename van lokaal aanbod, wat naar 2030 al een sterke groei zal doormaken. Omdat aan de vraagzijde elektrificatie zal plaatsvinden - van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving, van mobiliteit en van industriële warmtevraag – zullen dergelijke maatregelen ook voor 2050 nuttig zijn. Enexis heeft het investeringsprogramma voor het midden- en laagspanningsnet reeds ingericht op de grote groei van met name zonne-energie. Het 110 kV-net van TenneT kan ingericht worden in ‘pockets’ met elk een koppelstation aan een hoger netvlak (220 kV of 380 kV). Deze hogere netvlakken zijn beter geschikt voor transport.

Barrières bij de oplossingen zijn allereerst de bevoegdheden van netbeheerders en *split incentives*. Elektriciteitsproductie en de levering van flexvoorzieningen zijn vrijemarktactiviteiten, terwijl transport en distributie tot het gereguleerde domein behoren.
Dit betekent onder meer dat netbeheerders beperkt kunnen aansturen op bijvoorbeeld lagere aansluitcapaciteit. Businesscases voor de infrastructuur en voor productiecapaciteit en flexvoorzieningen zijn gescheiden, zodat kosten voor de een niet doorwegen bij de ander, en baten (of vermeden kosten) bij de een geen reden vormen voor investering bij de ander. De maatschappelijk optimale oplossing komt niet zonder meer tot stand.

Van meer praktische aard, maar evenzeer belangrijk, zijn barrières in doorlooptijden, beschikbaarheid van technisch personeel om de transitie te realiseren, en ruimtebeslag. Achterliggend is lokaal draagvlak: zijn de inwoners het eens met het ruimtebeslag nodig voor de infrastructuur en energieproductie? Zeker voor het scenario Regionale Sturing, met veel lokale opwek met zon- en windparken en bovendien met veel knelpunten op het hoogspanningsnet, is dit een relevante vraag.

Een ander type barrière is de wederzijdse afhankelijkheid bij de ontwikkeling van waterstof: vraag, aanbod en infrastructuur komen enkel gezamenlijk van de grond. In de chemische industrie is er in principe vraag naar waterstof, nu veelal gemaakt uit methaan. Maar het inrichten van de industriële processen op directe aanvoer van waterstof zal pas gebeuren als die aanvoer ook verzekerd is. Andersom zal het aanbod pas ontwikkeld worden

bij een positieve businesscase met zekere afzet. Bovendien ligt hier nog een technische opgave: elektrolysers met het uiteindelijk benodigde vermogen, bevinden zich nu nog in het stadium van ontwikkeling. Ten slotte, de ontwikkeling van infrastructuur is beperkt anticipatie mogelijk op nog onzekere, toekomstige vraag en aanbod.

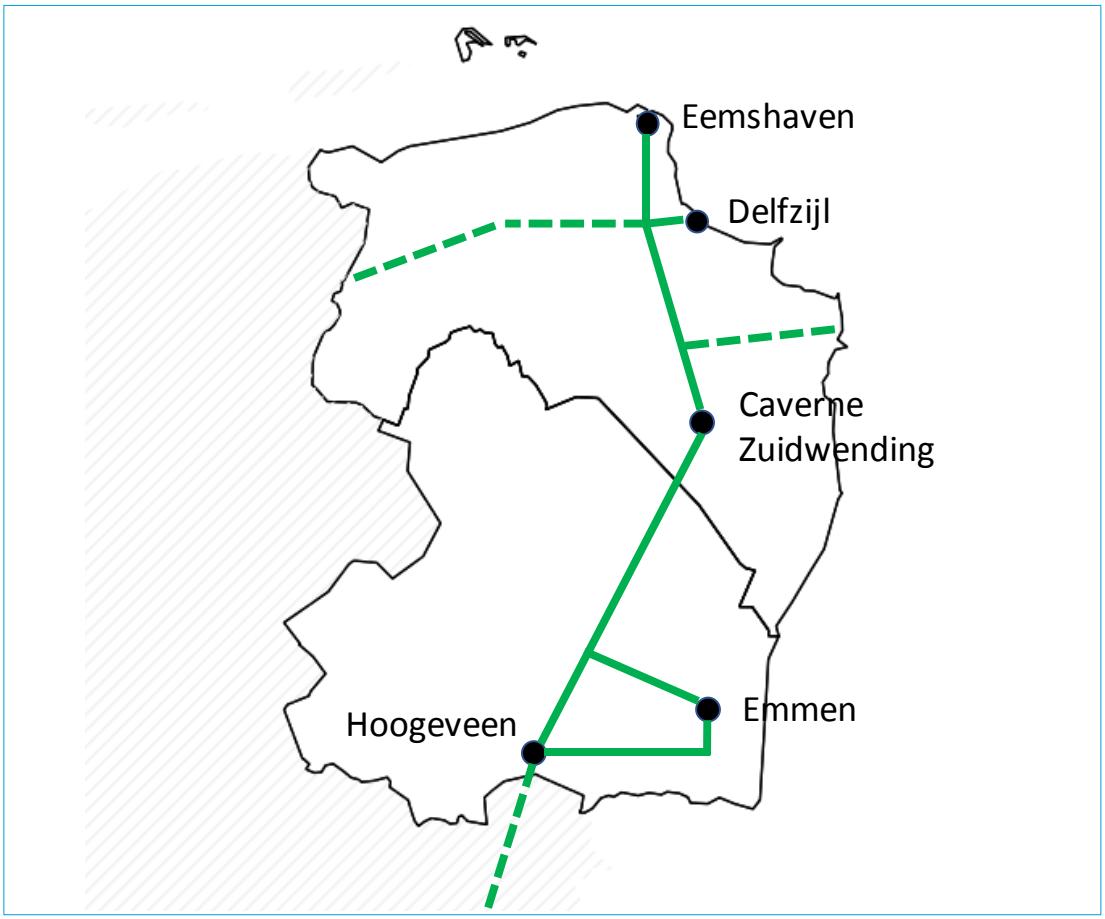
Hierin worden nu al stappen gezet: de landelijke waterstofbackbone. De provincie Groningen is hiervoor goed gepositioneerd gelet op de aanwezige gasinfrastructuur van Gasunie en NAM, de mogelijkheden voor opslag in cavernes, de aanlanding van wind op zee in de Eemshaven, en de regionale vraag naar waterstof in de (chemische) industrie, met name in de Eemsdelta en in industriecluster Emmen.

Door de versnelde afbouw van de winning van gas uit het Slochterenveld en de bijbehorende daling van de vraag naar laagcalorisch gas in Duitsland, valt met name in Groningen en Drenthe al in de komende jaren gasinfrastructuur vrij. Uit recent onderzoek (DNV GL, 2017) is gebleken dat veel van de vrijvallende gasleidingen na schoonmaak en inspectie geschikt gemaakt kunnen worden voor transport van waterstof. Bij de betreffende assets van Gasunie Transport Services en NAM zitten doorgaande transportleidingen met dusdanig grote diameters dat, afhankelijk van de gewenste drukniveaus, een regionaal waterstof-netwerk met een transportcapaciteit van meerdere gigawatts kan worden samengesteld. Als de juiste keuzes voor hergebruik worden gemaakt, in relatie tot trajecten die in beeld zijn voor transport van biogas of CO_2, kan een noordelijke waterstofbackbone de industrie in de Eemshaven en rond Delfzijl verbinden met de zoutcavernes bij Zuidwending en met het industriegebied bij Emmen, waar zich niet alleen vraag naar waterstof kan ontwikkelen maar ook aanbod kan ontstaan door elektrolyse met zon- en windstroom.

Een schets van de noordelijke waterstofbackbone is weergegeven in Figuur 41.
De noordelijke waterstofbackbone kan worden opgebouwd vanaf 2023 uit de vrijvallende transportinfrastructuur van Gasunie en NAM. Dit kan worden gezien als het startpunt van de ontwikkeling van de landelijke waterstofbackbone, die vanaf 2030 de grote industriële clusters in Nederland en het Ruhrgebied met elkaar en met de cavernes in Zuidwending kan verbinden.

Deze ontwikkeling kent onzekerheden, onder andere omtrent de plaatsing van windparken op zee en de technische ontwikkeling van elektrolysers, maar als Groningen en Drenthe een energieregio willen zijn zonder daarbij tegen knelpunten in de infrastructuur aan te lopen, dan is de waterstofbackbone een pad waarop op korte termijn al geïnvesteerd kan en moet worden.

Figuur 41 - Noordelijke waterstofbackbone te realiseren uit vrijvallende infrastructuur vanaf 2023 (stippellijnen zijn opties voor aansluiting op de landelijke waterstofbackbone in 2030)



15 Conclusies en aanbevelingen

15.1 Ontwikkeling van vraag en aanbod

2020

In 2020 hebben Groningen en Drenthe nog een belangrijke rol in de gasproductie voor Nederland en met onder meer drie centrales ook in de elektriciteitsvoorziening. Verwarming van de gebouwde omgeving is voornamelijk op aardgas, mobiliteit is grotendeels fossiel, en in de (chemische) industrie is veel vraag naar methaan als grondstof.

2030

Voor 2030 is één scenario opgesteld met als basis het Klimaatakkoord. De grote gasvelden zijn gesloten, een derde van de buurten is van het gasnet af en het aanbod van zonne-energie is sterk gegroeid. Er is nog niet of nauwelijks waterstof beschikbaar.

2050 Regionale Sturing

De energietransitie wordt aangedreven vanuit regionale besluitvorming. Lokaal beschikbare energiebronnen worden optimaal benut en de beperkte beschikbaarheid geeft druk om te besparen. Waterstof is beperkt, maar er is veel elektrificatie, warmtenetten en groengas.

2050 Nationale Sturing

Nationale besluitvorming leidt tot grote projecten voor de energietransitie, met name wind op zee. Deze elektriciteit staat aan de basis van een uitgebreide waterstofeconomie: in alle sectoren is er vraag naar waterstof.

2050 Internationale Waterstofeconomie

Er is veel handel in energiedragers en Nederland is hierop georiënteerd. Dat betekent veel import, vooral van elektriciteit en waterstof. De vraagzijde is daarmee vergelijkbaar met het scenario Nationale Sturing, terwijl de aanbodzijde daarvan sterk verschilt.

2050 Internationale Bio-economie

Dit scenario is eveneens Internationaal georiënteerd, zij het minder gericht op specifieke oplossingen zoals waterstof. In de mix van oplossingen spelen groengas, biomassa en elektrificatie een relatief grote rol.

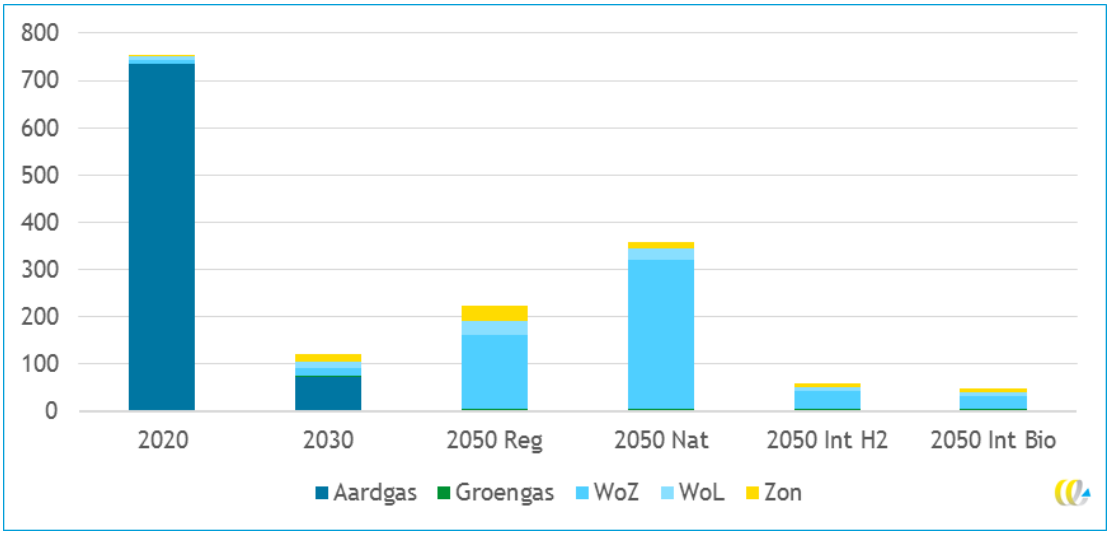
Groningen-Drenthe als energieleverancier

De regio heeft nu een functie als leverancier van aardgas en in het verlengde ook van elektriciteit. In de toekomst kan de regio een dergelijke rol spelen met elektriciteit en in het verlengde ook van waterstof.

- In het energiesysteem is momenteel de gaswinning veruit de grootste factor: in 2020 is dat ruim 700 PJ, deels omgezet in elektriciteit. Wanneer de gaswinning stopt, dan zal de regio niet meer zo’n grote exporteur zijn van energie als nu.
- De totale productiecapaciteit van elektriciteit in de regio is ruim 7 GW in 2020, 13 GW in 2030 en tot 31 GW in 2050. De groei komt volledig door zon-PV, windparken op land en op zee. Met 19,5 GW wind op zee in scenario Nationale Sturing wordt ruim 300 PJ

elektriciteit geproduceerd. Deze kan worden aangewend voor waterstofproductie. Hoe dan ook zou de regio hiermee per saldo ruim energieleverend zijn. Dit is ook het geval in scenario Regionale Sturing, met weliswaar minder wind op zee, maar meer wind op land en zon-PV.
- In de twee Internationaal georiënteerde scenario's voor 2050 is er juist veel import van energie (elektriciteit en waterstof, biomassa of groengas).

Figuur 42 - Energiewinning in alle scenario's (PJ)



Finale vraag per sector

De totale finale vraag blijft behoorlijk constant, met variatie tussen 155 en 175 PJ.
- In de gebouwde omgeving neemt de finale vraag af van 46 PJ naar minimaal 31 PJ. Dit komt door overgang naar meer efficiënte warmtetechnieken en isolatie. De belasting van het elektriciteitsnet neemt wel toe.
- Mobiliteit wordt door de transitie naar elektrisch rijden efficiënter. De finale vraag neemt af. De belasting van de netten neemt echter toe – fossiele brandstoffen leggen daarop immers geen beslag.
- In de industrie is efficiëntiewinst mogelijk, maar daar is per saldo toch groei voorzien van de energievraag. Dit komt door twee factoren. De eerste factor is productiegroei. Daardoor zal de vraag naar elektriciteit, methaan en waterstof als grondstof groeien. De tweede factor is de prognose voor groei in datacenters, met een grote elektriciteits-vraag. 3 GW aan datacenters, zoals voorzien in 2050, zou bij gelijkblijvende efficiëntie meer elektriciteit vragen dan nu de hele regio. Het is in potentie een 'elektriciteits-verdubbelaar'. Bij jaar op jaar verbeterende efficiëntie blijft de elektriciteitsvraag van datacenters beperkt tot 17 PJ.
- Landbouw, ten slotte, vormt een relatief kleine en stabiele factor in de finale vraag.

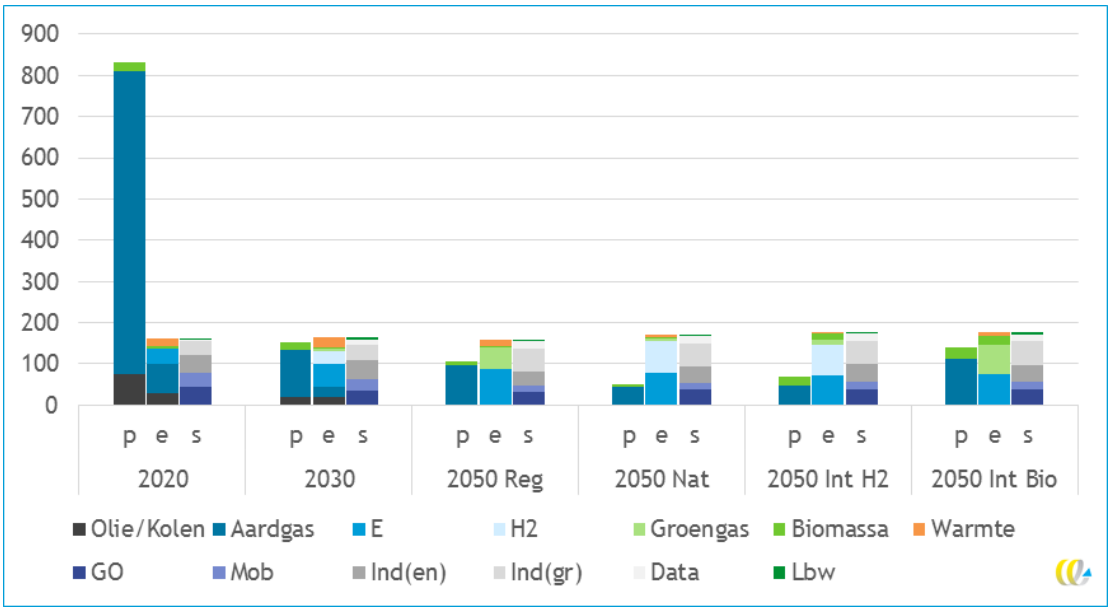
Finale vraag per energiedrager

Wel is er variatie in de energiedragers waaruit de finale vraag is opgebouwd.
- De elektriciteitsvraag zal sterk toenemen: van 37 PJ in 2020, naar 57 PJ in 2030, naar 72 PJ tot 89 PJ in 2050. Met name in scenario Regionale Sturing is voor 2050 verdere elektrificatie voorzien, ook in de industrie.
- De vraag naar aardgas zal afnemen, maar groengas kan hiervoor in de plaats komen: van 70 PJ in 2020, naar 33 PJ in 2030, naar 6 tot 70 PJ in 2050. De grote variatie hangt

samen met de vraag naar waterstof. Er is lokaal 4,6 PJ aan biomassa voor groengas beschikbaar, daarboven is import noodzakelijk.

- In de scenario's Nationale Sturing en Internationale Waterstofeconomie is waterstof een grote factor. Er is dan minder elektrificatie en nauwelijks vraag naar groengas. Waterstof varieert van nihil in 2020, naar 30 PJ (blauwe) waterstof in 2030, naar nihil tot 76 PJ in 2050.
- De totale gasvraag (methaan plus waterstof) in de regio is nu 71 PJ, deze daalt in 2030 naar 63 PJ, en in de vier scenario's voor 2050 is er spreiding tussen 50 en 85 PJ.
- Biomassa heeft vooral een rol in scenario Internationale Bio-economie: van 7 PJ in 2020, naar 3 PJ in 2030, naar 1 PJ tot 23 PJ in 2050.
- Warmtelevering aan de gebouwde omgeving zal groeien: naar 3,6 PJ in 2030 en 6,7 PJ in 2050 in scenario Regionale Sturing. In de industrie blijft er behoefte aan hoge-temperatuurwarmte, waarbij de vraag is met welke techniek en energiedrager die gegenereerd wordt en of dat centraal gaat met een stoomnet of op afzonderlijke bedrijfslocaties.

Figuur 43 - Finale vraag in alle scenario's naar energiedrager (e) en naar sector (s) (PJ)



E = Elektriciteit, H_2 = Waterstof, GO = Gebouwde omgeving, Mob = Mobiliteit, Ind(en) = Industriële energetische vraag, Ind(gr) = Industriële grondstoffenvraag, Data = Datacenters, Lbw = Landbouw.

Drivers van het energiesysteem

Wat zal bepalend zijn in welke richting het energiesysteem in de regio Groningen en Drenthe zal ontwikkelen? Allereerst zijn Rijksbeleid, economische en technische ontwikkelingen en de internationale energiemarkten sterk bepalend. Binnen deze ontwikkelingen kan men vanuit de regio de locatie van specifieke installaties (zon-PV, windenergie, elektrolysers) en de faciliterende infrastructuur beïnvloeden.

De regio zal met het stoppen van de gaswinning in eerste instantie een netto importeur van energie worden. De snelle ontwikkeling van zonneparken die al gaande is, kan zorgen voor elektriciteitsproductie vergelijkbaar met de huidige elektriciteitsvraag in de regio (dat is, op jaarbasis – daarbinnen zijn geregeld momenten waar elektriciteitslevering nodig is uit andere bronnen). De ontwikkeling van wind op zee is potentieel een grotere factor en kan ingezet worden voor zowel elektriciteit als conversie naar waterstof.

Waterstofvraag kan opkomen in alle sectoren, maar het kan ook zijn dat, wanneer er competitief aanbod is, dan de transitie naar andere opties – elektrificatie, groengas, warmte, biomassa – al is ingezet. Dit is zeker voorstelbaar voor de gebouwde omgeving en mobiliteit, want waterstof is daar niet per se het vooraanstaande alternatief voor fossiel. Waterstof maakt echter deel uit van de processen in de chemische industrie, dus daar is zeker een waterstofvraag. De ontwikkeling van wind op zee en van grootschalige elektrolysecapaciteit zal bepalend zijn voor het tempo van de transitie van methaan naar waterstof. Vooruitlopend kan de SMR in enige waterstofvraag voorzien. Behalve vanuit wind op zee boven de Wadden zal er ook waterstofaanbod opkomen vanuit internationale energiemarkten, met Eemshaven als toegangspoort naar de waterstofvraag in de regio.

15.2 Infrastructuur: knelpunten en oplossingen

Elektriciteitsnet

Op het midden- en laagspanningsnet ontstaan in 2030 knelpunten ontstaan vanwege de grote toename van lokaal aanbod. In de scenario's voor 2050 is er ook een grote groei aan de vraagzijde, met name van warmtepompen en elektrische voertuigen. Dat betekent dat netverzwaring nu vooral op het faciliteren van aanbod is gericht, maar dat deze in de toekomst ook de vraag zal faciliteren. Het gaat om 15% van de circuits in 2030 tot 25-30% in 2050, en om 10% van de stations in 2030 tot 30-45% in 2050. Het scenario Regionale Sturing leidt tot de meeste knelpunten.

Op het hoogspanningsnet ontstaan vooral knelpunten door groei van het aanbod van wind- en zonne-energie. Transport van elektriciteit van windparken boven de Wadden zal met name over het 380 kV-net gaan en de benodigde capaciteit is in scenario's Regionale en Nationale Sturing te groot. Daarbij is al rekening gehouden met de grotere elektriciteits-vraag in Groningen-Drenthe zelf. In scenario Regionale Sturing komt daar groot aanbod van zonneparken in de regio bij. Het 110 kV-net is onvoldoende voor het transport van dit aanbod, terwijl het 380 kV-net al vol zit met enkel wind op zee.

Ook elektrificatie aan de vraagzijde creëert druk op het hoogspanningsnet. Toenemende vraag, met name in gemeenten Groningen en Emmen, kan tot knelpunten leiden op het 110 kV-net. Bij grote elektrificatie van de industrie, zoals in scenario Regionale Sturing, ontstaat ook een knelpunt op de 220 kV-verbinding naar Delfzijl. Daartegenover staat dat knelpunten door een overschot aan aanbod ook verminderd kunnen worden door extra vraag in de regio te creëren.

Netverzwaring is nodig om in de toenemende vraag naar elektriciteit te voorzien, in ieder geval op het midden- en laagspanningsnet. Slim laden en ontladen van elektrische voer-tuigen en kiezen voor een andere energiedrager in plaats van elektriciteit, kunnen bijdragen aan vermindering van pieken in de vraag.

Bij het aanbod is voor wind op zee conversie naar waterstof (Power-to-Gas) een goede optie. Dit kan ook bij windparken op land in de buurt van infrastructuur voor waterstof. Eventueel kan curtailment plaatsvinden om de pieken te verminderen. Bij zonneparken zijn aansluiten op lagere capaciteit, inzet van batterijen, curtailment en cable pooling met windparken opties om het net te ontlasten of meer te kunnen faciliteren binnen dezelfde netinfrastructuur. Het inrichten van 'pockets' op het 110 kV-net, elk gekoppeld aan het 380 kV- of 220 kV-net, is nodig omdat het 110 kV-net niet is ontworpen op grootschalig transport van aanbod.

Gasnet (methaan en waterstof)

Er is voldoende capaciteit voor transport en distributie van aardgas, groengas of waterstof. Op veel plaatsen is parallel transport mogelijk. Van belang is wel om tijdig keuzes te maken in welke buizen voor welke energiedrager gaat fungeren. Voor waterstof is beperkte ombouw nodig: op het transportnet veelal niet, op het distributienet wel.

Warmtenet

In het scenario Regionale Sturing is een vijfde van de gebouwde omgeving aangesloten op een warmtenet. Zulke warmtenetten moeten eerst aangelegd worden: transport van de warmtebron en distributie in de wijk is nu, behalve in twee wijken in Groningen, niet beschikbaar. Groningen, Stadskanaal en Hoogeveen komen robuust naar voren met enkele buurten waar een warmtenet onder alle of vrijwel alle omstandigheden een goede optie is.

CO_2-net

Wanneer de industrie en de landbouw een transitie maken van aardgas af, dan ontstaat er een vraag naar CO_2. In industriecluster Delfzijl kan deze worden voorzien door CO_2-afvang in de Eemshavencentrale, die overgaat op biomassa. Voor transport naar Delfzijl is infrastructuur nodig. Voor de glastuinbouw in Groningen is extensie van deze infrastructuur mogelijk, voor de glastuinbouw in Drenthe is aanvoer van CO_2 als flessengas een optie.

15.3 Opgaven en aanbevelingen

Elektriciteitsnet

- Verzwaring van de elektriciteitsnetten is in alle scenario's noodzakelijk ten behoeve van de elektrificatie van de vraag in alle sectoren – de vraag zal immers ongeveer verdubbelen ten opzichte van nu. Verzwaring van het laag- en middenspanningsnet is sowieso nodig rondom de steden. Ook het 110 kV-net moet hierop voorbereid worden en zal voor scenario's 2030 en 2050 Regionale Sturing ingericht dienen te worden in pockets om het aanbod snel naar hogere netvlakken te transporteren. De huidige 380 kV-verbinding van Eemshaven via Meeden naar Zwolle is voldoende als wind op zee beperkt blijft tot enkele gigawatts vermogen, maar daarboven zal ofwel de capaciteit verruimd moeten worden of de elektriciteit omgezet moeten worden in waterstof, in de Eemshaven of op zee.
- Slim laden en ontladen van elektrische voertuigen kan pieken in de netbelasting beperken, maar voorkomt verzwaring zelden. De batterijcapaciteit is te klein om overschotten in aanbod op te nemen, en in buurten waar warmtepompen zorgen voor nieuwe elektriciteitsvraag is verzwaring sowieso noodzakelijk. Zonder slim laden valt de verzwaring forser uit.
- Zonneparken zullen voorlopig te maken hebben met krapte aan netcapaciteit, omdat niet heel snel de capaciteit in midden- en hoogspanningsnet kan worden uitgebreid. Hiermee kan in de RES'en rekening worden gehouden, inclusief de ruimtelijke afstemming. Batterijen bij zonneparken kunnen ervoor zorgen dat een geringere capaciteit nodig is. Nu moet voor een klein aantal uren een forse capaciteit worden aangelegd; door batterijen (of piekscheren) kan dit met 50% per zonnepark worden verminderd. Hier is sprake van een verkeerde incentive door de huidige tariefstructuur en subsidies voor producenten.
- Datacenters zullen, zeker bij toenemende grootte, gelokaliseerd moeten worden op plaatsen met grote netcapaciteit. Lokaal elektriciteitsaanbod van bijvoorbeeld zonneparken is te volatiel om te voldoen aan de elektriciteitsvraag van datacenters.

- Power-to-Heat kan bijdragen aan balancering van vraag en aanbod, maar speelt geen grote rol in het voorkomen van vergroten van de netcapaciteit.
- Overleg tussen Rijk, provincie, netbeheerders en industrie is nodig om te zorgen dat men elkaars plannen en inzichten deelt over regelgeving en om, waar mogelijk en wenselijk, belemmeringen te adresseren. Het betreft in ieder geval regelgeving ten aanzien van investeringen in het net, in flexmaatregelen, en aansluitkosten op maximale capaciteit.

Gasnet

- Waterstof neemt in twee van de vier scenario's de rol van aardgas over, zeker in de industrie en elektriciteitssector, maar ook in mobiliteit en in beperkte mate in de gebouwde omgeving. Er zal tijdig gekozen moeten worden of lagedruk- en middendruknetten beschikbaar blijven voor groengas of dat ze, stapsgewijs, omgebouwd moeten worden voor waterstofdistributie.
- In alle scenario's is er een markt voor groengas voor een kwart van de aansluitingen, vooral in de landelijke gebieden. Het groengas kan eenvoudig het aardgas vervangen zonder aanpassing van de netten. In de resterende driekwart van de aansluitingen zal een keuze gemaakt moeten worden tussen ombouw naar waterstof of amoveren (uit de grond halen) ten gunste van elektrische warmtepompen of warmtelevering. Dit vergt een keuze die lokale bestuurders samen met de netbeheerder Enexis zullen moeten maken. Het gaat met name om het distributienet; transport van groengas en waterstof kan meestal naast elkaar plaatsvinden in parallelle buizen.
- De regio is goed gepositioneerd om de waterstofeconomie en infrastructuur te ontwikkelen, gezien de waterstofvraag in de (chemische) industrie, vrijvallende infrastructuur voor gastransport, cavernes voor opslag in Zuidwending en aanlanding van wind op zee. Productiecapaciteit van waterstof vanuit Eemshaven of Delfzijl zal ontwikkeld moeten worden. De noordelijke waterstofbackbone kan vanaf 2023 ontwikkeld worden en het startpunt vormen van de landelijke waterstofbackbone, die vanaf 2030 de grote industriële clusters in Nederland en het Ruhrgebied met elkaar en met de cavernes in Zuidwending kan verbinden.
- Ook hier is coördinatie en overleg wenselijk tussen Rijk, provincie, netbeheerders, industrie en gemeenten, ten eerste om elkaars plannen te delen en ten tweede om belemmeringen te adresseren.

Warmtenet

- Warmtenetten vereisen aanleg van infrastructuur voor transport en distributie, en governance over levering en afname. Voor grootschalige warmtenetten is opbouw van expertise nodig zoals aanwezig over elektriciteits- en gasnetten, zodat besluitvorming over warmtenetten en het beheer ervan op een vergelijkbaar niveau komen, ongeacht bij welke partij of partijen dit uiteindelijk komt te liggen.

CO_2-net

- Aanleg van CO_2-infrastructuur tussen Eemshaven en Delfzijl is van belang voor de industriële vraag wanneer van aardgas wordt afgestapt, eventueel met extensie naar glastuinbouw in Groningen.
- De CO_2-behoefte van de glastuinbouw zal toenemen doordat niet zelf CO_2 geproduceerd kan worden als het aardgas verdwijnt. CO_2-transport via flessengas is een goed werkbare oplossing, met name in Drenthe.

Bijlagen

A Deelnemers

De stuurgroep bestond uit:

Martijn Douwes	Gasunie
Sophie Jongeneel	provincie Groningen
Peter Nieuwenhuijse	TenneT
Boris Pents	provincie Drenthe
Henk Schimmel	Enexis
Robert van Tuinen	Groningen Sea Ports

De begeleidingscommissie bestond daarnaast uit:

Frans Alting	Samenwerkende Bedrijven Eemsdelta
Jeroen Bakker	Ministerie van EZK
Douwe Boomsma	Nuon/Vattenfall
Rense Boomsma	AVeBe
Greetje Bronsema	Enexis
Ruben van Dinteren	TenneT
René Jansen	NAM
Geert Kloetstra	LTO Noord
Erik Kuiper	Friesland Campina
Marco Kwak	Attero
Irene Kwast	Ministerie van EZK
Franz Lenselink	Gemeente Delfzijl
Harry Martens	Groninger Huis
Jelmer Pijlman	Solarfields
Henrik van der Ploeg	Emmtec
Sjaak Schuit	Gemeente Groningen
Sjoerd Talsma	Enexis
Harold Veldkamp	New Energy Coalition
Theo Venema	Warmtestad Groningen
Sander Wolters	TenneT

Ten slotte zijn nog interviews afgenomen met:

Horst Bieber	EEW
René Brons	Holthausen
André Buikhuizen	provincie Groningen
Herbert Colmer	Groningen Sea Ports
Aaldrik Haijer	Water & Energy Solutions
Erwin Stoker	OV-Bureau Groningen Drenthe
Harry Talens	Engie
Remko Ybema	Nouryon

B Bronnenlijst

ACM, 2018. *Besluit maximumprijs levering warmte 2019.* [Online]
Available at: https://www.acm.nl/nl/publicaties/besluit-maximumprijs-levering-warmte-2019
[Geopend 2019].

Bedrijven en overheden Groningen en Drenthe, 2019. *Investeringsagenda waterstof Noord-Nederland : op weg naar emissievrije waterstof op commerciële schaal.* [Online]
Available at:
https://www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Beleid_en_documenten/Documentenzoeker/Klimaat_en_energie/Energie_transitie/Investeringsagenda_waterstof_Noord-Nederland.pdf
[Geopend 2019].

Berenschot, 2018. *Restwarmte uit datacenters, succesvoorbeelden van nuttig hergebruik van lage temperatuur restwarmte.* [Online]
Available at: https://www.berenschot.nl/actueel/2018/maart/datacenters-restwarmte/
[Geopend 2019].

BLIX, 2017. *Offshore wind boven de Wadden : Identificatie van gebieden, LCoE bepaling, congestie berekeningen en werkgelegenheid,* Utrecht: Blix Consultancy BV.

Bokkum, M. v., 2019. In Alkmaar begint de gasrevolutie. *NRC*, 24 april.

CBS, 2018. *De Staat van het MKB.* [Online]
Available at: https://www.staatvanhetmkb.nl/jaarbericht/jaarbericht-2018
[Geopend 2019].

CBS, 2019. *Statline data m.b.t. aantal geregistreerde motorvoertuigen per gemeente, aantallen elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen, spoorweglengte en aantal reizigerskilometers per trein.* [Online]
Available at: https://statline.cbs.nl/Statweb/publication/

CE Delft en Generation.Energy, 2019. *Analysekaarten NP RES : verantwoording bronnen en methoden, versie 1.1.* [Online]
Available at: https://www.regionale-energiestrategie.nl/documenten/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=1310850

CE Delft, 2017a. *Net voor de Toekomst,* Delft: CE Delft.

CE Delft, 2017b. *Net voor de Toekomst : Achtergrondrapport,* Delft: CE Delft.

CE Delft, 2019. *CELINE rekenmodel Laadbehoefde elektrische auto's,* Delft: CE Delft.

CE Delft, T., 2019. *Rapportage systeemstudie energie-infrastructuur Noord-Holland,* Delft: sn

Chemport Europe, 2018. *Industrie Agenda Eemsdelta.* [Online]
Available at: https://www.chemport.eu/wp-content/uploads/2019/07/Chemport-industrieagenda.pdf

DNV GL, 2017. *Verkenning waterstofinfrastructuur,* Groningen: sn

DNV.GL en Gasunie, 2017. *Biomassapotentieel in Nederland : Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland,* Arnhem: DNV.GL.

Earl, T. et al., 2018. *Analysis of long haul battery electric trucks in EU : Marketplace and technology, economic, environmental, and policy perspectives : Amended paper (August 2018) originally presented in : 8th Commercial Vehicle Workshop, Graz, 17-18 May 2018,* Brussels: European Federation for Transport and Environment (T&E).

ECN; PBL, 2017. *Nationale Energieverkenning 2017,* Petten: ECN.

ENEXIS, 2019. *Gebieden met schaarste voor teruglevering op het energienet.* [Online]
Available at: https://www.enexis.nl/zakelijk/duurzaam/beperkte-capaciteit/gebieden-met-schaarste
[Geopend 2019].

Gasunie & TenneT, 2019. *Infrastructure Outlook 2050 : A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany.* [Online]
Available at: https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/02/22/tennet-gasunie-infrastructure-outlook-2050
[Geopend 2019].

Gemini, lopend. *Gemini: About Gemini wind park.* [Online]
Available at: https://www.geminiwindpark.nl/about-gemini-wind-park.html
[Geopend 2019].

Groengas Nederland, 2016. *Rijden op groengas : Feiten en cijfers,* Utrecht: Groengas Nederland.

GroenLeven, 2019. *Zonnepark Groningen Airport Eelde.* [Online]
Available at: https://www.groenleven.nl/zonnepark-groningen-airport-eelde
[Geopend 2019].

Industrietafel Noord-Nederland, 2018. *Eindrapport Industrietafel Noord-Nederland : Reductie CO2-Emissie.* [Online]
Available at: https://www.sb-eemsdelta.nl/wp-content/uploads/2019/06/Eindrapport-Industrietafel-Noord-Nederland-17-12-2018.pdf
[Geopend 2019].

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

Living Lab Smart Charging, 2018. *Viriciti (2018). In: Elektrische bussen breken door, web-artikel, Living Lab Smart Charging,.* [Online]
Available at: https://www.livinglabsmartcharging.nl/nl/Nieuws/elektrische-bussen-ev-smart-charging
[Geopend 2019].

Ministerie van EZK, 2017. *Kamerbrief van Minister Wiebes (EZK) aan de Tweede Kamer d.d 13 december 2017 : Uitwerking afspraak over kolencentrales uit regeerakkoord,* Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerie van EZK, 2018a. *Kamerbrief van Minister Wiebes (EZK) aan de Tweede Kamer d.d. 24 augustus 2018 : Ontwerp-instemmingsbesluit gaswinning Groningenveld 2018-2019,* Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerie van EZK, 2018b. *Kamerbrief van Minister Wiebes (EZK) aan de Tweede Kamer d.d. 30 mei 2018 : Gaswinning uit de kleine velden in de energietransitie,* Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerie van EZK, 2019. *Kamerbrief van Minister Wiebes (EZK) aan de Tweede Kamer d.d 10 september 2019 : Gaswinningsniveau Groningen in 2019-2020,* Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

PBL, 2018. *De toekomst van de Noordzee : De Noordzee in 2030 en 2050: een scenariostudie,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

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

Provincie Groningen, 2018. *Brief aan de Provinciale Staten d.d. 18 oktober 2018 over Verduurzaming Regionale Treindiensten,* Groningen: Provincie Groningen.

Provincie Groningen, 2019. *Verbinden, Versterken, Vernieuwen : Coalitieakkoord GroenLinks, PvdA, ChristenUnie, VVD, CDA en D66 2019 - 2023.* [Online]
Available at:
https://www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Downloads/Downloads_2019/Coalitieakkoord_GL_PvdA_CU_VVD_CDA_D66_2019-2023_Verbinden_Versterken_Vernieuwen.pdf
[Geopend 2019].

Ricardo Rail, 2016. *Verkenning - elektrificatie noordelijke diesellijnen, in opdracht van Provincie Groningen en Fryslân,* Utrecht: Ricardo Nederland B.V..

Rijksoverheid, 2019a. *Besluitenlijst Bestuurlijk Overleg verkenning aanlanding netten op zee 2030,* Den Haag: Rijksoverheid.

Rijksoverheid, 2019b. *Emissieregistratie : Database van emissie van Nederlandse bedrijven.* [Online]
Available at: http://www.emissieregistratie.nl/erpubliek/erpub/facility.aspx
[Geopend februari 2019].

Rijkswaterstaat, lopend a. *Klimaatmonitor ; data van 2017.* [Online]
Available at: https://klimaatmonitor.databank.nl/dashboard/Dashboard/
[Geopend 20 mei 2019].

Rijkswaterstaat, lopend b. *Klimaatmonitor, data energiegebruik gebouwde omgeving.* [Online]
Available at: https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive?workspace_guid=f9a24f3b-b8a0-4b65-a8c3-c0f21000e473
[Geopend 2019].

Rijkswaterstaat, lopend c. *Klimaatmonitor : Data elektrische voertuigen, waterstofvoertuigen en dieselverbruik treinen.* [Online]

Available at: https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive
[Geopend 2019].

Rijkswaterstaat, lopend d. *Klimaatmonitor : data opwekkingscapaciteit groengas.* [Online]
Available at:
https://klimaatmonitor.databank.nl/jive?var=%20covergggcap,%20gftggcap,%20rwziggcap,%20stortgasggcap,%20vgi_vergggcap&geolevel=gemeente&geoitem=1680&flip_bar=true&view=bar
[Geopend 2019].

Rijkswaterstaat, lopend e. *Klimaatmonitor: Vermogen geregistreerde PV-panelen per gemeenten en opgesteld windvermogen op land 2010 t/m 2017.* [Online]
Available at: https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive
[Geopend 2019].

RVO, 2018a. *Monitor Wind op Land 2017,* Utrecht: RVO.

RVO, 2018b. *Windsnelheid per gemeente SDE+.* [Online]
Available at:
https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/12/Windsnelheid%20per%20gemeente%20SDE%20december%202018.pdf
[Geopend 2019].

RVO, 2019. *WarmteAtlas.* [Online]
Available at: http://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2
[Geopend 3 juli 2019].

Sunvest, 2019. *Energiepark Duurkenakker.* [Online]
Available at: https://sunvest.nl/energiepark-duurkenakker/
[Geopend 2019].

Tennet, 2017. *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD).* [Online]
Available at: https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/
[Geopend 2019].

TNO ; CE Delft, 2014. *Brandstoffen voor het wegverkeer. Kenmerken en perspectief, factsheets, tweede versie,* Delft: TNO ; CE Delft.

Velden, N. v. d., Smit, P. & Buurma, J., 2018. *Prognoses CO2-emissie glastuinbouw 2030,* Wageningen: Wageningen Economic Research.

Windstats, lopend. *Windenergie statistieken van Nederland : Locaties, vermogen, real-time productie & voorspellingen.* [Online]
Available at: https://windstats.nl/
[Geopend 2019].

C Begrippen en afkortingen

Categorieën	
GO	Gebouwde omgeving
Mob	Mobiliteit
Ind	Industrie
Lbw	Landbouw inclusief glas- en tuinbouw
E	Elektriciteit
H_2	Waterstof
WoZ	Wind op zee
WoL	Wind op land
Bio	Biogene brandstoffen
Technische termen	
LHV	*Lower Heating Value*: onderwaarde, de energie die vrijkomt bij verbranding zonder de energie die daarbij nog gehaald kan worden uit condensatie van restproducten. Voor aardgas is de onderwaarde 31,65 MJ/m^3.
HHV	*Higher Heating Value*: bovenwaarde, de energie die vrijkomt bij verbranding inclusief de energie uit condensatie van restproducten. Voor aardgas is de bovenwaarde 5,17 MJ/m^3.
SMR	Stoommethaanreform: productie van waterstof uit stoom en methaan.
STEG	Stoom- en gasturbine: voor elektriciteitsproductie.
WKK	Warmtekrachtkoppeling: bij het maken van warmte ook elektriciteit maken, bijvoorbeeld door met de hete stoom een turbine aan te drijven.
elektrolyse	Productie van waterstof uit water en elektriciteit.
COP	*Coefficient Of Performance*: maat voor efficiëntie, hoeveel nuttige energie er geproduceerd wordt per deel aangeleverde energie als input. Bijvoorbeeld een warmte-pomp heeft een COP groter dan 1, want die haalt meer warmte uit de omgeving dan die daarvoor aan elektriciteit nodig heeft.
ETM	Energietransitiemodel
CCS	*Carbon Capture and Storage*: afvang en opslag van CO_2.
CCU	*Carbon Capture and Usage*: afvang en hergebruik van CO_2.
Methaan	Methaan wordt in deze studie als verzamelnaam gebruikt voor aardgas en groengas, omdat het dezelfde infrastructuur betreft. Aardgas (en groengas) bestaat voor circa 90% uit methaan.
RES	Regionale Energiestrategie
Grijze waterstof	Waterstof geproduceerd uit fossiele energie
Blauwe waterstof	Waterstof geproduceerd uit fossiele energie met CCS
Groene waterstof	Waterstof geproduceerd uit hernieuwbare energie
Weq	Woningequivalent: 1 weq is gedefinieerd als 1 woning of 150 m^2 utiliteitsbouw
Maattermen	
kilo	duizend, 1.000 (10^3)
Mega	miljoen, 1.000.000 (10^6)
Giga	miljard, 1.000.000.000 (10^9)
Tera	biljoen, 1.000.000.000.000 (10^{12})
Peta	biljard, 1.000.000.000.000.000 (10^{15})
bcm	*billion cubic meters*: miljard kubieke meter
ha	hectare, oppervlak van 100 x 100 meter

Vermogen	
W	Watt: maat voor vermogen om energie te leveren
kW	kilowatt: 10^3 Watt aan vermogen
MW	megawatt: 10^6 Watt aan vermogen
MWe	megawatt vermogen specifiek voor elektriciteitsproductie
GW	gigawatt: 10^9 Watt aan vermogen
Energie	
J	Joule: maat voor energie, 1 J = 1 W vermogen gedurende 1 seconde
GJ	gigajoule: 10^9 Joule aan energie
TJ	terajoule: 10^{12} Joule aan energie
PJ	petajoule: 10^{15} Joule aan energie
Wh	Wattuur: maat voor energie, 1 Wh = 1 W vermogen gedurende 1 uur = 3.600 J
MWh	megawattuur: 10^6 Wh aan energie
GWh	gigawattuur: 10^9 Wh aan energie
TWh	terawattuur: 10^{12} Wh aan energie

D Energietransitiemodel

Hieronder staan de links naar de scenario's in ETM.

2020
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8303

2030
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8304

2040 Regionale Sturing
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8308

2040 Nationale Sturing
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8305

2050 Regionale Sturing
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8306

2050 Nationale Sturing
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8307

2050 Internationale Waterstofeconomie
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8309

2050 Internationale Bio-economie
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/8310

E Gebouwde omgeving

E.1 Introductie

De gebouwde omgeving omvat zowel huishoudens als utiliteiten (zoals scholen, kantoren, winkels, enz.). De energievraag van de gebouwde omgeving valt uiteen in drie grote categorieën: warmtevraag, koudevraag en reguliere energievraag. De warmtevraag is de vraag naar ruimteverwarming en warm tapwater. De koudevraag is de vraag naar koeling. De reguliere energievraag omvat energieverbruik door verlichting en apparaten, alsook energieverbruik om te koken.

Momenteel wordt de warmtevraag van huishoudens en utiliteiten zo goed als volledig ingevuld door verbranding van aardgas. In het Ontwerp voor het Klimaatakkoord is de ambitie uitgesproken om tegen 2050 alle 7 miljoen woningen en 1 miljoen gebouwen klimaatneutraal te verwarmen. Tegen 2030 betekent dat een verduurzaming van 1,5 miljoen woningen en een vermindering van de CO_2-uitstoot van de utiliteitsbouw met 1 Mton (Klimaatberaad, 2018).

Aan de koudevraag en de reguliere energievraag wordt momenteel voldaan door apparaten die op elektriciteit werken. Het is de verwachting dat dit in de toekomst zo zal blijven, echter de energiebron voor elektriciteitsopwek zal veranderen: van fossiele naar hernieuwbare bronnen.

Dit hoofdstuk gaat dieper in op de achterliggende data die gebruikt zijn voor de energievraag van de gebouwde omgeving. De invulling van de warmtevraag krijgt bijzondere aandacht omdat de warmtevoorziening – en daarmee de installaties hiervoor in huishoudens en utiliteiten - sterk zal veranderen door niet langer met gas te verwarmen.

E.2 Data huidige situatie

De energievraag in 2020 is geënt op de huidige situatie. De data voor dit scenario zijn de meest recente data beschikbaar op de Klimaatmonitor (Rijkswaterstaat, lopend a), dat wil zeggen 2017.

De warmtevraag is berekend op basis van de data van gasgebruik, waarbij rekening is gehouden met temperatuurcorrectie. Er is verondersteld dat 21% van de gasvraag toe te schrijven is aan de vraag voor warm tapwater, en 79% aan de vraag voor ruimteverwarming (het verbruik van gas voor koken is verwaarloosd) (ACM, 2018). Ook is rekening gehouden met een omzettingsefficiëntie van 65% voor tapwater en 94% voor ruimteverwarming, beide ten opzichte van de bovenste calorische waarde van Gronings gas (35,17 MJ/m^3) (ACM, 2018). De koudevraag en de vraag naar kracht en licht zijn samen bepaald op basis van de elektriciteitsvraag.

E.3 Ontwikkelingen tot 2030

In 2030 is het Klimaatakkoord uitgevoerd. Dat betekent dat er landelijk 1,5 miljoen woningen van het aardgas af zijn, en dat de utiliteitsector een vermindering van de CO_2-uitstoot van 1 Mton heeft behaald (Klimaatberaad, 2018).

Warmtevraag

Het verwachte resultaat van het Klimaatakkoord is vertaald naar de provincies Groningen en Drenthe om tot het 2030-scenario te komen. Voor de gemeente Groningen is gebruik gemaakt van de Routekaart Groningen CO_2-neutraal 2035. Uitgaande van deze bronnen is een schatting gemaakt van de manier waarop de warmtevraag ingevuld zal worden in 2030.

Voor de gemeente Groningen stelt de Routekaart Groningen CO_2-neutraal 2035 doelen voor 2035. Voor woningen is dat 50% op hybride warmtepomp, 35% op het warmtenet en 15% op een lucht- of bodemwarmtepomp. Voor utiliteiten staat als doel 30% van de MKB[7] op warmtenet en 50% op WKO in 2035. Deze doelen zijn geschaald met twee derde voor het jaar 2030 (uitgaande van het startjaar 2020). De resultaten zijn samengevat in de eerste twee rijen van Tabel 11.

Voor de provincies Groningen en Drenthe (de provincie Groningen zonder de gemeente Groningen) is aangenomen dat één derde van de woningen en de utiliteiten van het gas af zal zijn gekoppeld. Het merendeel van deze woningen gaat dan over op een all electric-oplossing: een warmtepomp. Een klein deel gaat over op een warmtenet, wat vooral kostenefficiënt is in dichtbevolkte gebieden. Voor de utiliteiten is aangenomen dat de helft overgaat op een all electric-oplossing en de helft op een warmtenet. Van de woningen en utiliteiten die nog wel aan het gasnet zijn gekoppeld, gaan we uit van een gemiddelde levensduur van een HR-ketel van vijftien jaar, zodat in een periode van tien jaar (2020-2030) twee derde vervanging behoeft. De verwachting is dat men dan overgaat op een hybride oplossing, omdat deze waarschijnlijk de meest kosteneffectieve zal zijn.
De resultaten zijn samengevat in de onderste twee rijen van Tabel 11.

Tabel 11 - Technologiemix ten behoeve van de warmtevoorziening in 2030

	HR-ketel	Hybride warmtepomp	Warmtenet	Lucht- of bodem warmtepomp
Gemeente Groningen woningen	33%	33%	23%	10%
Gemeente Groningen utiliteiten	22%	45%	33%	0%
Overige gemeenten in de provincie Groningen	22%	44%	2%	32%
provincie Drenthe	22%	44%	1%	33%

De warmtevraag in 2030 is gebaseerd op de huidige vraag, waarbij per technologie met COP's is berekend door welke energiedragers deze warmtevraag wordt ingevuld.

Kracht en licht

De vraag naar kracht en licht is verondersteld gelijk te blijven met de huidige vraag. Apparaten en verlichting kunnen wel steeds efficiënter worden, maar daar staat een toename van apparaten tegenover, inclusief koudevraag (airconditioning).

E.4 Ontwikkelingen tot 2050

In 2050 is het energiesysteem nagenoeg klimaatneutraal. Dat betekent dat woningen en utiliteiten zonder aardgas verwarmd worden, en dat de elektriciteitsopwek geen CO_2-uitstoot met zich meebrengt.

[7] Om het aandeel MKB te schatten, is uitgegaan van nationale gegevens: 62% voor het aandeel MKB in de economie (CBS, 2018).

De uitdaging is groot om alle woningen en utiliteiten van het gas af te koppelen. Niemand weet momenteel welke route precies zal gevolgd worden. Daarom zijn de vier scenario's van 2050 die in dit rapport bestudeerd zijn, doorgerekend met het CEGOIA-model van CE Delft. De twee 2040 scenario's zijn als tussenpunten bepaald tussen het 2030-scenario en de 2050-scenario's Regionaal en Nationaal.

CEGOIA
Het CEGOIA-rekenmodel is ontwikkeld om berekeningen te maken van de totale ketenkosten van een klimaat-neutrale warmtevoorziening van de gebouwde omgeving. De berekeningen worden gemaakt op buurtniveau. Met het CEGOIA-model wordt voor elke buurt alle mogelijke kostencombinaties doorgerekend voor schil-isolatie van de gebouwen en wijze van invulling van de resterende warmtevraag, inclusief de daarbij behorende kosten van energie-infrastructuur. Het geeft geen blauwdruk van hoe het moet, maar geeft wel een transparante doorrekening van welke combinatie in een buurt de laagste kosten over de keten heeft.

Het model is door CE Delft ontwikkeld om een uitspraak te doen over het eindbeeld en de mogelijke ontwikkeling van het energievraagstuk in de gebouwde omgeving en de gevolgen die dat heeft voor de fysieke (infra)structuren. Het model is onder meer gebruikt in projecten voor GasTerra, Gasunie, Eneco, Alliander, Stedin, de gemeenten Nijmegen, Den Haag, Helmond, Arnhem en provincies Overijssel, Noord-Holland, Limburg, Drenthe en Zeeland.

Warmtevraag

Het CEGOIA-model berekent de meest kostenefficiënte warmtevoorziening binnen de grenzen aangegeven door het scenario. De vier scenario's uit dit rapport zijn vertaald naar grenzen van beschikbare energiedragers. De aannames voor deze energiedragers zijn samengevat in Tabel 12.

Tabel 12 - Aannames voor CEGOIA-rekenmodel over beschikbaarheid van energiedragers

	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Aardgas	5.993 TJ	5.993 TJ	8.237 TJ	24.430 TJ
Biomassa	Niet beperkt	0	0	Niet beperkt
Waterstof	0	Niet beperkt	Niet beperkt	0
Geothermie	Niet beperkt	Niet beperkt	Niet beperkt	Niet beperkt
Restwarmte industrie	9.951 TJ	9.951 TJ	9.951 TJ	9.951 TJ
Restwarmte lage temperatuur	5.475 TJ	5.475 TJ	5.475 TJ	5.475 TJ

Rekening houdend met de beperkingen, is met CEGOIA de optimale verdeling van de energiebronnen over de buurten in de provincies Groningen en Drenthe bepaald.
De resultaten zijn weergegeven in Tabel 13 voor woningen en Tabel 14 voor utiliteiten.

Tabel 13 - Technologiemix ten behoeve van de warmtevoorziening van woningen in 2050

	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
HR-ketel	0%	0%	0%	0%
Hybride warmtepomp op (groen)gas	34%	25%	36%	95%
Warmtenet	16%	3%	3%	1%
Lucht-/bodemwarmtepomp (all electric)	51%	7%	7%	3%
Hybride warmtepomp op waterstof	0%	64%	54%	0%

Tabel 14 - Technologiemix ten behoeve van de warmtevoorziening van utiliteiten in 2050

	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
HR-ketel	0%	0%	0%	2%
Hybride warmtepomp op (groen)gas	24%	25%	31%	80%
Warmtenet	38%	25%	25%	17%
Lucht-/bodemwarmtepomp (all electric)	38%	2%	2%	1%
Hybride warmtepomp op waterstof	0%	46%	40%	0%

Kracht en licht

De elektriciteitsvraag voor kracht en licht is constant veronderstelt: efficiëntie en uitbreiding van toepassingen houden elkaar in evenwicht.

Vergelijking CEGOIA en ETM

De resultaten uit CEGOIA zijn overgenomen in ETM, dat wil zeggen, de verdeling van verwarmingstechnieken over de regio zoals in Tabel 14. Daarna rekent ETM zelf de energievraag uit, wat ook in CEGOIA is gedaan. Deze waardes zijn niet altijd goed vergelijkbaar. Een inventarisatie van mogelijke oorzaken:

- Warmtevraag: deze is in beide modellen gebaseerd op de Klimaatmonitor en hierin komen ze overeen.
- COP's van de verschillende technieken: ook hierin komen de modellen goed overeen. Een enkele techniek (waterstofinstallaties in de utiliteitsbouw) vereiste een ad-hoc oplossing in ETM.
- Hybride systemen: in ETM is bij hybride systemen de inzet van elektrische warmtepomp versus de CV-ketel variabel. In CEGOIA liggen de verhoudingen vast. Dat vormt een bron van verschil.
- Berekening per buurt: CEGOIA kent technieken per buurt toe en rekent ETM met percentages van technieken voor de hele regio. Dit kan inderdaad tot verschillen leiden.

In de doorrekeningen van de netbeheerders zijn de cijfers van CEGOIA aangehouden.

E.5 Scenariodata

Tabel 15 - Aantal woningen en oppervlak utiliteit per techniek en scenario

	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Groningen - woningen							
Hybride warmtepomp - buitenlucht	90.425	88.454	81.216	86.484	72.007	104.332	264.391
Warmtepomp - buitenlucht	69.321	106.379	44.740	143.436	20.158	19.988	10.679
HR-ketel	78.728	39.364	39.364	-	-	-	2

	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Hybride warmtepomp - ventilatielucht	27.998	13.999	15.901	-	3.803	3.803	13.536
Warmtepomp - bodem	186	190	121	195	57	57	-
CV-ketel [vaste biomassa]	-	6.250	-	12.499	-	-	3.660
HR-ketel [waterstof]	-	-	4.273	-	8.545	5.286	-
Hybride warmtepomp - buitenlucht [waterstof]	-	-	67.326	-	134.652	105.756	-
Hybride warmtepomp - ventilatielucht [waterstof]	-	-	22.019	-	44.037	44.037	-
Warmtenet HT	28.509	40.532	20.209	52.554	11.909	11.909	2.900
Warmtenet MT	-	-	-	-	-	-	-
Warmtenet LT	-	-	-	-	-	-	-
WKO-net	-	-	-	-	-	-	-
Drenthe - woningen							
Hybride warmtepomp - buitenlucht	95.079	82.521	75.516	69.962	55.952	80.024	217.789
Warmtepomp - buitenlucht	77.312	102.734	46.438	128.156	15.565	15.106	7.483
HR-ketel	52.838	26.419	26.419	-	-	-	9
Hybride warmtepomp - ventilatielucht	10.597	5.355	7.052	113	3.507	3.815	10.602
Warmtepomp - bodem	-	25	50	49	99	99	-
CV-ketel [vaste biomassa]	-	4.309	-	8.617	-	-	583
HR-ketel [waterstof]	-	-	5	-	9	9	-
Hybride warmtepomp - buitenlucht [waterstof]	-	-	48.570	-	97.140	73.219	-
Hybride warmtepomp - ventilatielucht [waterstof]	-	-	31.720	-	63.440	63.440	-
Warmtenet HT	1.946	16.411	2.004	30.876	2.061	2.061	1.307
Warmtenet MT	-	-	-	-	-	-	-
Warmtenet LT	-	-	-	-	-	-	-
WKO-net	-	-	-	-	-	-	-
Groningen - utiliteiten (m^2)							
Hybride warmtepomp - buitenlucht	2.542.847	1.549.523	1.813.929	556.198	1.085.010	1.541.110	5.804.575
Warmtepomp - buitenlucht	770.640	1.878.131	463.800	2.985.621	156.959	156.959	70.991
HR-ketel	1.977.262	988.631	998.177	-	19.093	19.093	118.005
Hybride warmtepomp - ventilatielucht	1.389.152	1.506.090	1.198.219	1.623.028	1.007.286	1.159.978	708.682
Warmtepomp - bodem	-	2.539	65	5.077	129	129	4.400
CV-ketel [vaste biomassa]	-	31.120	-	62.240	-	-	292
HR-ketel [waterstof]	-	-	16.355	-	32.710	32.710	-
Hybride warmtepomp - buitenlucht [waterstof]	-	-	1.750.982	-	3.501.963	2.962.085	-
Hybride warmtepomp - ventilatielucht [waterstof]	-	-	80.498	-	160.995	92.081	-
Warmtenet HT	2.167.098	2.890.966	2.524.976	3.614.835	2.882.854	2.882.854	2.140.054
Warmtenet MT	-	-	-	-	-	-	-
Warmtenet LT	-	-	-	-	-	-	-
WKO-net	-	-	-	-	-	-	-

	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Drenthe - utiliteiten (m^2)							
Hybride warmtepomp - buitenlucht	2.473.305	1.712.891	1.841.655	952.476	1.210.004	1.586.573	5.363.598
Warmtepomp - buitenlucht	1.071.336	1.952.421	645.845	2.833.505	220.353	212.970	54.705
HR-ketel	1.428.448	714.271	714.271	93	93	-	147.042
Hybride warmtepomp - ventilatielucht	383.591	423.863	436.973	464.135	490.354	533.723	331.391
Warmtepomp - bodem	-	504	-	1.008	-	-	-
CV-ketel [vaste biomassa]	-	9.901	-	19.802	-	-	595
HR-ketel [waterstof]	-	-	38.124	-	76.247	68.593	-
Hybride warmtepomp - buitenlucht [waterstof]	-	-	1.713.128	-	3.426.255	3.021.447	-
Hybride warmtepomp - ventilatielucht [waterstof]	-	-	11.358	-	22.715	22.715	-
Warmtenet HT	1.071.336	1.614.168	1.026.667	2.156.999	981.997	981.997	530.687
Warmtenet MT	-	-	-	-	-	-	-
Warmtenet LT	-	-	-	-	-	-	-
WKO-net	-	-	-	-	-	-	-

E.6 Bronnenlijst

- Klimaatberaad (2018). Ontwerp van het Klimaatakkoord, 21 december 2018
- Rijkswaterstaat (lopend b). Klimaatmonitor, data energiegebruik gebouwde omgeving
- CE Delft en Generation.Energy, (2019). Analysekaarten RES – verantwoording bronnen en methoden
- CBS (2018). Staat van het MKB Jaarbericht 2018.

F Mobiliteit

F.1 Introductie

Binnen mobiliteit onderscheiden we de volgende modaliteiten:
- personenauto's;
- bestelauto's;
- OV-bussen;
- vrachtauto's;
- treinen.

Verder nemen we aan dat bij de transitie naar een klimaatneutrale mobiliteitssector er gebruik gemaakt gaat worden van één of meer van de volgende energiedragers:
- elektriciteit;
- waterstof;
- CNG/LNG (groengas);
- biobrandstof (biodiesel).

Tot slot maken we een onderscheid tussen verschillende types laad-/tankstation.
Bij elektriciteit onderscheiden we private laadstations, publieke laadstations en snellaadstations; en bij waterstof en groengas tankstations voor commerciële voertuigen en voor publieke voertuigen.

F.2 Data huidige situatie

De mobiliteitsvraag in 2020 (huidige situatie) per gemeente in Groningen en Drenthe is bepaald aan de hand van CBS-data van het aantal geregistreerde elektrische, waterstofverbruikende en conventionele personenauto's, bestelauto's, bussen en vrachtauto's per gemeente Groningen en Drenthe, in combinatie met kentallen van het energieverbruik per voertuigtype en energiedrager en van het jaarkilometrage per voertuigtype (CBS, 2019).

Het energieverbruik per voertuigtype per energiedrager is berekend door het aantal voertuigen per energiedrager per tank te vermenigvuldigen met het jaarkilometrage en het energieverbruik per kilometer voor elk van de voertuigtypen en daarna te sommeren over de voertuigtypes. Een andere aanpak is gebruikt voor treinen (zie hieronder).

Tabel 16 - Gebruikte jaarkilometrages en aantallen voertuigen per voertuigtype

Voertuigtype	Jaarkilometrage (km/jaar)	Aantal voertuigen
Personenauto's	11.232[a]	530.485
Bestelauto's	17.220	59.266
OV-bussen	74.242	263
Vrachtauto's	39.964	7.407

[a] Voor 2020 is bij elektrische personenauto's een hoger jaarkilometrage van ca. 17.000 km genomen, gebaseerd op de huidige afstanden afgelegd door elektrische auto's (CE Delft, 2019).

Tabel 17 - Toegepaste energieverbruikswaarden per voertuigtype en energiedrager

Voertuigtype	Elektriciteitsverbruik (kWh/km)	Waterstofverbruik (kWh/km)	Groengasverbruik (kWh/km)
Personenauto's	0,16 [a]	0,33 [d,e]	0,93 [d,e]
Bestelauto's	0,16 [a]	0,33 [d,e]	0,93 [d,e]
OV-bussen	1,0 [b]	2,66 [e]	2,78 [d,e]
Vrachtauto's	1,0 [c]	2,66 [e]	2,78 [d,e]

[a] CE Delft (2019); [b] Living Lab Smart Charging (2018); [c] Earl et al. (2018) [d] TNO en CE Delft (2014); [e] eigen berekening.

De energievraag van bussen en vrachtauto's in Groningen en Drenthe is over de gemeenten verdeeld naar rato van respectievelijk het aantal geregistreerde bussen en vrachtauto's. De energievraag van personenauto's, bestelauto's en treinen is over de gemeenten verdeeld naar rato van het aantal geregistreerde personenauto's in de gemeenten.

Elektrische personenauto's en bestelauto's

Voor de inschatting van de elektriciteitsvraag van personen- en bestelauto's bij private laadstations, publieke laadstations en snellaadstations is gebruik gemaakt van het CELINE-model van CE Delft (CE Delft, 2019). CELINE is een rekenmodel dat de energievraag voor het laden van alle elektrische voertuigen bepaalt, en vervolgens hoe deze energievraag wordt bediend door privélaadpunten, snellaadpunten, semi-publieke laadpunten en de openbaar toegankelijke laadpunten. Het model werkt met gemiddelden die van toepassing zijn voor Nederland.

Treinen

In de provincie Groningen (en Friesland) rijden voornamelijk dieseltreinen, terwijl in Drenthe overwegend geëlektrificeerde treinen met bovenleiding rijden (CBS, 2019) (Provincie Groningen, 2019). Circa 38% van het spoorwegnetwerk in Groningen en Drenthe is geëlektrificeerd (CBS, 2019).

Het dieselverbruik van het railverkeer in Groningen en Drenthe was in 2017 ca. 5,8 GWh (Rijkswaterstaat, lopend c). Het verbruik in Drentse gemeenten is een stuk hoger, terwijl de dieseltreinen juist voornamelijk in de provincie Groningen rijden. Dit zou kunnen worden veroorzaakt doordat de treinen in Drenthe tanken.

Voor het elektriciteitsverbruik van het treinverkeer (personenvervoer) is geen directe data-bron gevonden, maar dit hebben we ingeschat met behulp van het aantal verwachte trein-kilometers (personenvervoer) in Nederland in 2019, het aandeel van Groningen en Drenthe hierin[8], en het energieverbruik per treinkilometer van 2,5 kWh/km (Ricardo Rail, 2016). Uitkomst is een elektriciteitsverbruik van passagierstreinen in Groningen en Drenthe van 9,7 GWh. Dit is ongeveer 1,7 maal hoger dan het dieselverbruik.

F.3 Ontwikkelingen tot 2030 en tot 2050

Er is aangenomen dat het aantal personenauto's, bestelauto's, bussen en vrachtauto's gelijk blijft, alsook de mobiliteitsvraag per voertuigtype (jaarkilometrage) en het energie-verbruik per kilometer per voertuigtype. Alleen de energiemix (verhouding van energie-dragers) per modaliteit verschilt per scenario.

[8] Dit is gebaseerd op het relatieve aantal reizigerskilometers in 2017 (CBS, 2019).

Uitgangspunten van de scenario's

Een algemeen uitgangspunt voor de 2050-scenario's is dat alle voertuigen klimaatneutraal zijn. We nemen daarom aan dat geen fossiele brandstoffen worden gebruikt voor mobiliteit in 2050. De aandelen van energiedragers sluiten aan bij de scenariobeelden zoals beschreven in het hoofdrapport.

- 2030: Dit scenario gaat uit van de plannen besproken in PBL (2019), nl. 1,5 miljoen elektrische personenauto's in 2030 in Nederland (circa 18% van het totaal, uitgaande van een gelijkblijvend aantal personenauto's). We nemen aan dat eenzelfde aandeel van de bestelauto's elektrisch wordt. Het aandeel fossiele brandstoffen is meer dan 50% bij alle voertuigtypes, behalve bij OV-bussen, waarvoor een volledige overschakeling op duurzame energiedragers in de planning staat. Een substantieel aandeel van CNG/LNG (groengas) wordt verwacht bij bestelauto's en vrachtauto's.
- 2040 Regionale Sturing: Dit scenario gaat uit van een transitie richting een regionaal energiesystem zonder waterstof in 2050. De mobiliteitsvraag is het gemiddelde van die van de scenario's 2030 en 2050 Regionale Sturing.
- 2040 Nationale Sturing: Dit scenario gaat uit van een transitie richting een nationale waterstofeconomie in 2050. De mobiliteitsvraag is het gemiddelde van die van de scenario's 2030 en 2050 Nationale Sturing.
- 2050 Regionale Sturing: De energie voor de mobiliteit wordt zoveel mogelijk binnen Groningen/Drenthe opgewekt. Het leeuwendeel van het vervoer wordt elektrisch. Waterstofmobiliteit behoudt bij OV-bussen een rol, maar komt niet van de grond bij andere modaliteiten. CNG/LNG behoudt een aandeel bij bestel- en vrachtauto's en biobrandstof is een aantrekkelijk alternatief voor vrachtauto's.
- 2050 Nationale Sturing: De energie voor de mobiliteit wordt zoveel mogelijk binnen Groningen/Drenthe opgewekt, maar biomassa wordt niet in deze sector benut. Waterstof verovert een even groot aandeel als elektriciteit bij personenauto's, bestelauto's en vrachtauto's en krijgt een groter aandeel bij OV-bussen en treinen.
- 2050 Internationale Waterstofeconomie: Er vindt veel import van waterstof plaats, wat ook naar de mobiliteitssector gaat. Biomassa wordt niet gebruikt in deze sector. Het aandeel waterstof is groter dan het aandeel elektrisch.
- 2050 Internationale Bio-economie: Er is veel import van biomassa, ook voor de mobiliteit. Zowel CNG/LNG (personen-, bestel- en vrachtauto's) als biobrandstof (vrachtauto's) verkrijgen een flink aandeel in de markt. Het merendeel van de personenauto's en bestelauto's en alle treinen rijden elektrisch. Van de OV-bussen is 50% elektrisch en 50% waterstof.

Aandelen van energiedragers per modaliteit zijn per scenario ingeschat met de scenario-beelden in gedachte en met behulp van input van mobiliteitsexperts van CE Delft, OV-bureau Groningen Drenthe en provincie Groningen. De inschatting van de energievraag per modaliteit per energiedrager, en de daaropvolgende berekening van de energievraag per type laad-/tankstation, wordt op dezelfde wijze uitgevoerd als voor de huidige situatie. We nemen aan dat de verhoudingen in het aantal voertuigen per gemeente niet veranderen.

Verdere bijzonderheden worden hieronder benoemd per modaliteit.

Personenauto's en bestelauto's

Voor de inschatting van de laadenergie benodigd bij private laadstations, publieke laad-stations en snellaadstations is gebruik gemaakt van het CELINE-model van CE Delft.

OV-bussen

De energiemix voor bussen in de 2030 en 2050 is gebaseerd op de plannen van de provincies Groningen en Drenthe en het OV-bureau Groningen Drenthe met betrekking tot de concessieverlening. In 2020 zijn alle bussen al duurzaam (48% biodiesel, 46% elektriciteit, 6% waterstof), in 2030 zal naar verwachting 75% van de bussen batterij-elektrisch zijn en 25% op waterstof rijden.

Treinen

Naar verwachting verandert deze situatie niet tot 2035, maar zal bij de nieuwe concessie-verlening volledig worden geswitcht naar zero-emissietreinen. In Noord-Nederland worden twee hoofdopties onderzocht ter vervanging van de huidige dieseltreinen: batterij-elektrisch en waterstof (bovenleiding is de duurste optie, en ligt daarom minder voor de hand voor de meeste regionale verbindingen). Afhankelijk van de uitkomsten hiervan en van verdere ontwikkelingen van technologie en kosten zal er in de provincie Groningen een keuze worden gemaakt voor batterij-elektrisch of waterstof (Provincie Groningen, 2018; 2019).

F.4 Scenariodata

De mix van energiedragers in de mobiliteitssector in Groningen en Drenthe voor de verschil-lende scenario's is te vinden in Tabel 18. Deze tabel is voor 2020 ingevuld op basis van data van de huidige situatie, voor 2030 op basis van verwachtingen en inschattingen van stake-holders en voor 2050 op basis van expertinschattingen van CE Delft aan de hand van de scenariobeelden.

Tabel 18 - Mix van energiedragers in de mobiliteitssector per scenario

Scenario	2020	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int bio
Elektriciteit								
Personenauto's	0,1%	18%	59%	34%	100%	50%	50%	75%
Bestelauto's	0,1%	18%	46%	34%	75%	50%	25%	75%
OV-bussen	46%	75%	73%	58%	70%	40%	40%	50%
Vrachtauto's	0,1%	15%	40%	33%	65%	50%	25%	25%
Treinen	38%	38%	38%	100%	100%	38%	38%	100%
Waterstof								
Personenauto's	0,0%	4%	2%	27%	0%	50%	50%	0%
Bestelauto's	0,0%	4%	2%	27%	0%	50%	50%	0%
OV-bussen	6,1%	25%	28%	43%	30%	60%	60%	50%
Vrachtauto's	0,0%	4%	2%	27%	0%	50%	65%	0%
Treinen	0,0%	0%	62%	0%	0%	62%	62%	0%
CNG/LNG (groengas)								
Personenauto's	0,1%	8%	4%	4%	0%	0%	0%	25%
Bestelauto's	0,4%	10%	18%	5%	25%	0%	25%	25%
OV-bussen	0,0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Vrachtauto's	0,1%	25%	18%	13%	10%	0%	10%	25%
Treinen	0,0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biobrandstof (biodiesel)								
Personenauto's	10%	7%	4%	4%	0%	0%	0%	0%
Bestelauto's	10%	7%	3%	3%	0%	0%	0%	0%
OV-bussen	48%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Vrachtauto's	10%	6%	15%	3%	25%	0%	0%	50%
Treinen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fossiel (benzine en diesel)								
Personenauto's	90%	63%	32%	32%	0%	0%	0%	0%
Bestelauto's	90%	61%	31%	31%	0%	0%	0%	0%
OV-bussen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Vrachtauto's	90%	51%	25%	25%	0%	0%	0%	0%
Treinen	62%	62%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

F.5 Bronnenlijst

- CBS (2019). Data m.b.t. aantal geregistreerde motorvoertuigen per gemeente, aantallen elektrische voertuigen en waterstofvoertuigen, spoorweglengte en aantal reizigers-kilometers per trein
- CE Delft (2017b). Achtergrondrapport Net voor de Toekomst
- CE Delft en Generation.Energy (2019). Analysekaarten NP RES: Verantwoording bronnen en methoden, versie 1.1, 2 april 2019
- CE Delft (2019). CELINE-rekenmodel Laadbehoefte elektrische auto's
- Earl, et al. (2018). Analysis of long haul battery electric trucks in EU: Marketplace and technology, economic, environmental, and policy perspectives, European Federation for Transport and Environment (T&E), amended paper, august 2018
- Groengas Nederland (2016). Rijden op groengas: Feiten en cijfers.
- Rijkswaterstaat (lopend c). Klimaatmonitor: Data elektrische voertuigen, waterstofvoertuigen en dieselverbruik treinen
- PBL (2019). Effecten ontwerp Klimaatakkoord
- Provincie Groningen (2018). *Brief aan de Provinciale Staten over Verduurzaming Regionale Treindiensten*, d.d. 18 oktober 2018

- Ricardo Rail (2016). Verkenning - elektrificatie noordelijke diesellijnen, in opdracht van Provincie Groningen en Fryslân
- TNO en CE Delft (2014). Brandstoffen voor het wegverkeer: Kenmerken en perspectief, Factsheets
- Living Lab Smart Charging (2018). In: Viriciti (2018). Elektrische bussen breken door, web-artikel, Living Lab Smart Charging

G Industrie, datacenters en land- en glastuinbouw

G.1 Introductie

In deze systeemstudie hebben we de volgende sectoren beschouwd:
- metaalproductie/-verwerking;
- chemische industrie, inclusief (bio-)raffinage;
- voedselverwerking;
- papierindustrie;
- datacenters;
- landbouw;
- glastuinbouw.

Verder nemen we aan dat bij de transitie naar klimaatneutraal gebruik gemaakt gaat worden van één of meer van de volgende energiedragers:
- elektriciteit;
- waterstof;
- biomassa, waaronder vast, vloeibaar en gasvormig;
- warmte, uit bijvoorbeeld geothermie, restwarmte, WKK's met niet-fossiele bron en alle andere niet-fossiele bronnen.

G.2 Data huidige situatie

De finale energievraag van de industrie is aangeleverd voor gemeenten en clusters (van meerdere gemeenten) in Groningen en Drenthe door Water & Energy Solutions. Op deze data zijn een aantal verwerkingen en toevoegingen gedaan, die we hieronder beschrijven.

De aangeleverde data hebben we verdeeld per energiedrager, per sector en per gemeenten (indeling 2018). Waar nodig is hierbij de emissieregistratie (Rijksoverheid, 2019b) gebruikt, bijvoorbeeld om data van een industriecluster te verdelen over de relevante gemeenten.

Bij de data van Water & Energy Solutions zijn twee belangrijke toevoegingen gedaan.
De eerste is dat ALDEL (Aluminiumproducent in Delfzijl) weer open gaat.
De tweede toevoeging is een inschatting van de huidige datacenters. Deze is gebaseerd op Klimaatmonitor, met aanvulling van Google Datacenter in de Eemshaven. Dit laatste heeft 876 GWh eigen gebruik van elektriciteit volgens de WarmteAtlas.

De totale finale energievraag en vraag naar grondstoffen in 2020 is hieronder te vinden.
In Groningen zit 90% van de vraag naar de energiedragers (inclusief het gebruik van aardgas en elektriciteit voor grondstoffen), de andere 10% zit in Drenthe.

Tabel 19 - Verdeling vraag naar sector over Groningen en Drenthe (PJ)

Sector	Groningen	Drenthe	Totaal
Metaal	6	0	6
Chemie	54	2	56
Voedsel	6	5	11
Papier	0	0	0
Overig	3	1	3
Datacenters	3	0	3
Totaal	72	8	79
% van totaal	90%	10%	100%

Een aantal opmerkingen:

- De metaalsector is grotendeels (6,3 PJ) de heropende aluminiumproductie van ALDEL, gebaseerd op 220 MW baseloadproductie.
- De chemie zit grotendeels in Delfzijl (81%), maar ook in Veendam (6%), Emmen (6%), de rest is grotendeels verspreid over Westerwolde, Hoogeveen en Oldambt. Alle grondstoffenvraag zit ook in Delfzijl.
- De energievraag van voedselverwerking is veel meer verspreid over de provincies. Deze voedselverwerking in Groningen en Drenthe is van de verwerking van zetmeel, suikerbieten en melk.
- De papierindustrie is kleiner dan 0,3% van de energievraag in Groningen-Drenthe en zit vooral in Coevorden en de Pekela.
- De overige industrie is nu 4% van alle vraag naar energiedragers in Groningen-Drenthe. Dit is alle productie die niet onder de bovenstaande categorieën valt, zoals constructie, gaswinning, textiel, machinebouw en nog veel meer. Deze vraag naar energiedragers zit ook grotendeels (72%) in Delfzijl, de rest is verspreid.
- Datacenters zitten in 2020 grotendeels in de Eemsmond (90%), maar ook in de gemeente Groningen (5%) en verspreid over de rest van de provincie Groningen en Drenthe (5%).

Tabel 20 - Data huidige situatie finale energievraag en grondstoffen (PJ)

Sector	Energie						Grondstoffen		Totaal
	Elektriciteit	Warmte	Methaan	Kolen	Olie	Vaste biomassa	Methaan	Elektriciteit	
Metaal	5,8	0	0,5	0	0	0	0	0	6,3
Chemie	3,6	10,2	10,4	0	0	0	23,3	8,3	55,7
Voedsel	2,8	5,7	2,2	0	0	0	0	0	10,7
Papier	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0,3
Datacenters	3,1	0	0	0	0	0	0	0	3,1
Overige industrie	0,2	0,7	0,2	2,2	0	0	0	0	3,2
Totaal	**15,6**	**16,7**	**13,4**	**2,2**	**0**	**0**	**23,3**	**8,3**	**79,4**

De warmtevraag in de industrie bestaat uit meerdere temperaturen. 6% is warmte tot 100°C, 52% is warmte tussen 100 en 200°C, 40% is warmte van temperaturen hoger dan 200°C, en 3% betreft stoominjectie.

G.3 Ontwikkelingen tot 2030 en tot 2050

Voor 2030 is een aantal ontwikkelingen beschouwd voor de industrie, datacenters en de land-/glastuinbouw. Deze ontwikkelingen gaan over groei, efficiëntie, besparing, elektrificatie en waterstof. Ze zijn afgeleid uit de literatuur en afgestemd in interviews.

- De industrie groeit met 1,75% per jaar (Industrietafel Noord-Nederland, 2018) en heeft een afname van energetische vraag door efficiëntie van 2,0% per jaar (eigen berekening op basis van Industrietafel Noord-Nederland((2018). De netto afname van de energetische vraag van de industrie is 0,25% per jaar.
- In de chemische industrie is de grootste verandering dat de grondstoffen in 2030 volledig overgaan op waterstof. De vraag naar grondstoffen in Delfzijl ontwikkelt, met 1,75% groei per jaar, van 23 PJ in 2020 (methaan) naar 28 PJ in 2030 (waterstof). Daarnaast is grofweg een kwart van de energetische vraag naar methaan in Emmen vervangen met waterstof, wat uitkomt op ongeveer 0,7 PJ.
- In de voedselsector is 25% van de warmtevraag geëlektrificeerd. Dat vermindert de huidige methaanvraag.
- De papier- en de overige sector zijn ook voor een kwart geëlektrificeerd. Ze volgen volgens onze aanname de trend in de voedselsector.
- Er is een enorme toename geweest van datacenters, met name in de Eemshaven. Voor 2030 is de inschatting dat er 1.000 MW datacenters staan (Industrietafel Noord-Nederland, 2018).
- De land- en glastuinbouw volgt de trends uit het gematigde scenario uit 'Prognoses CO_2 emissie glastuinbouw 2030 (Velden, et al., 2018) : sterke besparing, minder WKK's, meer zonnewarmte, geothermie, en restwarmte.

Er zijn twee scenario's voor 2040 doorgerekend: Regionale Sturing en Nationale Sturing. Deze zijn tussenliggend aan 2030 en de scenario's 2050 Regionale en 2050 Nationale Sturing.

De beelden voor 2050 zijn opgesteld in lijn met de centrale gedachtes van scenario's, oftewel langs de assen veel/weinig waterstof en zelfvoorzienend/import.

- De maximale inzet van warmtepompen is gebaseerd op de benodigde temperaturen, en de maximale verduurzamingsopties komen via Water & Energy Solutions en zijn omgezet in technologiekeuzes.
- Voor datacenters is groei naar 3.000 MW voorzien (Industrietafel Noord-Nederland, 2018). Over een dergelijke grote groei is veel onzekerheid, maar deze verwachting komt uit zowel uit Industrierapport Noord-Nederland als interviews met Groningen Seaports. Er is daarnaast onzekerheid over de jaarlijkse efficiëntiewinst van datacenters. Wij volgen nu de aanname van circa 4% per jaar. Dit is gebaseerd op trends in de ICT de afgelopen jaren. Indien wel de groei aan datacenters wordt gerealiseerd, geen jaarlijkse efficiëntieverbetering, dan zou dat in 2050 circa 50 PJ extra elektriciteitsvraag betekenen. Ter vergelijking: de gehele, huidige elektriciteitsvraag in Groningen en Drenthe is 35 PJ. Datacenters hebben dus potentieel grote impact hebben op het energiesysteem.
- Bij de land- en glastuinbouw is per scenario een passende, emissievrije technologiemix gekozen. Er zijn geen grootschalige warmtenetten voor glastuinbouw voorzien, wel geothermie in het scenario Regionale Sturing.

Tabel 21 - Alternatieve invulling van industriële warmtevraag en grondstoffenvraag

	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Invulling warmtevraag				
Max. geothermie	7%	7%	0%	0%
Max. warmtepompen	29%	29%	14%	14%
Max. elektrificatie (overig)	41%	32%	16%	16%
Waterstof	0%	32%	35%	0%
Biomassa	0%	0%	35%	46%
Warmte uit WKK	23%	0%	0%	23%
Invulling grondstoffenvraag Delfzijl (excl. non-energetische elektriciteit)				
(Groen)gas	100%	0%	0%	100%
Waterstof	0%	100%	100%	0%

Tabel 22 - Alternatieve invulling van warmtevraag in land-/glastuinbouw

	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Groengasketel	0%	0%	0%	50%
Biomassaketel	0%	0%	50%	50%
Waterstofketel	0%	50%	50%	0%
Warmtepomp	50%	50%	0%	0%
Geothermie	50%	0%	0%	0%

G.4 Scenariodata

Tabel 23 - Ontwikkeling van grondstoffenvraag (PJ)

	2020	2030	2050 0Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Methaan	23	0	42	0	0	42
Waterstof	0	28	0	42	42	0
Elektriciteit	8	10	15	15	15	15
Totaal	32	38	57	57	57	57

Tabel 24 - Kentallen en verdeling van vraag per sector

		2020	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat H_2	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Groei	Productiegroei (% per jaar)	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%
	Efficiëntieverbetering (% per jaar)	2%	2%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%
Metaal	Elektrolyse	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
	Elektrolyse BAT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Carbothermal reduction	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Smelt oven (recycling)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Chemie (energe-tisch)	Gasverbrander	48%	44%	22%	22%	0%	0%	0%	0%
	Olie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Kolen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Biomassa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	46%
	Waterstof	0%	4%	2%	18%	0%	32%	35%	0%
	Elektrische boiler	0%	0%	10%	8%	21%	16%	8%	8%

		2020	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat H_2	2050 Int H_2	2050 Int Bio
	Mechanische stoomrecompressie	0%	0%	10%	8%	21%	16%	8%	8%
	Warmtepomp	0%	0%	14%	14%	29%	29%	14%	14%
	Warmtenet (uit WKK)	52%	52%	41%	29%	30%	7%	0%	23%
Chemie (grond-stoffen)	Biomassa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Waterstof	0%	100%	50%	100%	0%	100%	100%	0%
	Aardgas	100%	0%	50%	0%	100%	0%	0%	100%
	Olie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Kolen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Voedsel	Gasverbrander	35%	10%	5%	5%	0%	0%	0%	0%
	Olie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Kolen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Biomassa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	50%
	Waterstof	0%	0%	0%	16%	0%	32%	35%	0%
	Elektrische boiler	0%	25%	63%	43%	100%	61%	31%	50%
	Warmtenet (uit WKK)	65%	65%	33%	36%	0%	7%	0%	0%
Papier	Gasverbrander	41%	10%	5%	5%	0%	0%	0%	0%
	Olie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Kolen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Biomassa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	50%
	Waterstof	0%	0%	0%	16%	0%	32%	35%	0%
	Elektrische boiler	0%	25%	63%	43%	100%	61%	31%	50%
	Warmtenet (uit WKK)	59%	65%	33%	36%	0%	7%	0%	0%
Overig	Biomassa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	46%
	Elektrisch	6%	25%	48%	43%	70%	61%	31%	31%
	Olie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Aardgas	5%	75%	46%	18%	23%	0%	0%	23%
	Kolen (incl. grondstof)	76%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Warmtenet	13%	0%	7%	39%	7%	39%	35%	0%
Data-centers	Omvang (MW)	150	1.000	2.000	2.000	3.000	3.000	3.000	3.000
	Efficiëntieverbetering (% per jaar)	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

G.5 Bronnenlijst

- Rijkoverheid (2019b). Emissieregistratie
- Rijkswaterstaat (lopend a). Klimaatmonitor
- RVO (RVO, 2019). WarmteAtlas
- Water & Energy Solutions (2018), niet publiek beschikbaar
- Velden et al. (2018). Prognoses CO_2-emissie glastuinbouw 2030
- Warmteatlas Google Datacenter in de Eemshaven met 876 GWh eigen gebruik elektriciteit volgens Warmteatlas
- Bedrijven en overheden Groningen en Drenthe (2019). Investeringsagenda Waterstof Noord-Nederland
- Industrietafel Noord-Nederland (2018). Eindrapport
- Chemport Europe (2018). Industrieagenda Eemsdelta
- Berenschot (2018). Restwarmte uit datacenters, succesvoorbeelden van nuttig hergebruik van lagetemperatuurrestwarmte

H Aardgas en groengas

H.1 Introductie

De gaswinning in Groningen zal, zo is besloten door het kabinet, in 2030 worden beëindigd. Aardgas gaat naar eindgebruikers en is grondstof voor elektriciteitscentrales.

De levering en het gebruik van aardgas kan in de toekomst worden vervangen door groengas. Groengas heeft dezelfde chemische samenstelling als aardgas, maar wordt geproduceerd uit biomassa. Voor het transport van groengas kan het aardgasnet worden gebruikt zonder dat aanpassingen nodig zijn. Ook kan groengas worden bijgemengd bij het aardgas, wat een geleidelijke transitie van aardgas naar groengas mogelijk maakt.

Groengasproductie kan in de provincies Groningen en Drenthe worden geproduceerd, gebruikmakend van lokaal beschikbare biomassa of ook geïmporteerde biomassa. Bestaande vergistingsinstallaties kunnen hiertoe worden uitgebreid, of er kunnen nieuwe vergisters worden gebouwd.

Niet alle biomassa is vergistbaar. Vaste biomassa kan ook in groengas worden omgezet met behulp van vergassingstechnologie. Voor de knelpuntenanalyse nemen we aan dat er geen vergassers worden gebouwd (deze technologie wordt nu nog niet toegepast), en dat alleen vergistbare biomassa wordt ingezet voor groengasproductie.[9]

H.2 Data huidige situatie

Aardgas

Het besluit om zo mogelijk in 2022 de gaswinning van de grote velden naar nul te brengen (Ministerie van EZK, 2019) viel nadat de dataset voor deze studie was afgerond. Hier gaan we uit van meer geleidelijke afbouw naar 2030. Doel is om onder 12 bcm te blijven in verband met de risico's op aardbevingen. In een koude winter is meer gasvraag dan in een warme winter, wat zal leiden tot meer of juist minder gaswinning. De prognose is in Tabel 25 weergegeven en is overgenomen uit de Kamerbrief van het ministerie van EZK (2018a). Daarnaast is er een aantal kleine gasvelden. De winning hieruit wordt eveneens afgebouwd, lopend tot 2050 (Ministerie van EZK, 2018b).

Tabel 25 - Prognose van Rijksoverheidgaswinning uit grote velden (bcm)

	Koude winter	Gemiddelde winter	Warme winter
2018-2019	25,7	19,4	15,1
2019-2020	23,4	17,4	13,3
2020-2021	18,9	13,6	10,2
2021-2022	15,9	11,2	8,2
2022-2023	7,5	4,2	2,6
2023-2024	6,2	3,4	2,1
2024-2025	4,8	2,5	1,3
2025-2026	3,9	2	1,1

[9] De hoeveelheid groengas die met vergassing van lokaal beschikbare vaste biomassa kan worden geproduceerd is ongeveer 2,8 PJ/jaar. Dit is 60% van de groengasproductie o.b.v. lokale vergistbare biomassa (zie onder).

	Koude winter	Gemiddelde winter	Warme winter
2026-2027	3	1,5	0,8
2027-2028	2	1	0,5
2028-2029	1,1	0,5	0,3
2029-2030	0,2	0	0
2030-2031	0,2	0	0

Tabel 26 - Prognose van productie uit kleine velden (bcm)

	Verwachte productie	Bandbreedte
2018	20,48	0
2019	18,08	0,11
2020	15,24	0,35
2021	13,9	0,9
2022	13,05	2,18
2023	11,61	3,09
2024	10,46	3,88
2025	10,41	4,89
2026	9,15	5,25
2027	7,82	5,47
2028	6,86	5,31
2029	5,68	5,18
2030	4,64	5,03
2040	2,49	2,94
2050	0,89	1,43

Groengas

In de database van de Klimaatmonitor staat de productiecapaciteit van groengas per gemeente voor 2016[10], gespecificeerd voor verschillende reststromen vergistbare biomassa (Rijkswaterstaat, lopend d). We nemen aan dat de daadwerkelijke productie van groengas met vergisters per gemeente in 2020 gelijk is aan de totale productiecapaciteit groengas per gemeente in 2016. Hierbij is uitgegaan van een bedrijfstijd van 8.760 uur per jaar en een energie-inhoud van groengas van 39,8 MJ/Nm^3. De groengasproductie in de huidige situatie (2020) is aldus ingeschat op 1,35 PJ per jaar.

H.3 Ontwikkelingen tot 2030 en tot 2050

Groengas

De groengasproductie met vergisters in Groningen en Drenthe in 2030, 2040 en 2050 per gemeente baseren we op de huidige beschikbare vergistbare biomassa per gemeente. We nemen dus aan dat alleen lokaal beschikbare biomassa wordt gebruikt en dat de hoeveelheden beschikbare biomassa in 2030, 2040 en 2050 gelijk zijn aan de huidige hoeveelheden. Verder kennen we groengas dat kan worden geproduceerd met de in een gemeente beschikbare biomassa toe aan diezelfde gemeente. Hierbij wordt wel rekening gehouden met de bestaande productiecapaciteit: We nemen aan deze capaciteit behouden blijft en dat lokale biomassa uit andere gemeenten aan deze bestaande productiecapaciteit

[10] Dit was het meest recente jaar waarvoor data beschikbaar waren op het moment van uitvoering (3 mei 2019).

worden geleverd naar rato van de beschikbare biomassa per gemeente. Tot slot nemen we aan dat groengasproductie met vergisters in alle toekomstscenario's hetzelfde is.

De huidige beschikbare hoeveelheden reststromen biomassa per gemeente (in GJ/jaar) zijn in overgenomen uit (CE Delft en Generation.Energy, 2019). Hierin is het potentieel groengas berekend op basis van CBS-gegevens over onder andere arealen gewassen per gemeente, en kengetallen omtrent biomassaopbrengst per hectare en het methaangehalte van biogas. In de berekening zijn de volgende reststromen en feedstocks meegenomen: GFT, RWZI-afvalwater, slootmaaisel, bermgras, dunne mest van rundvee en varken, reststromen van akkerbouw en reststromen van tuinbouw.

Met het model is ingeschat dat Groningen en Drenthe 4,6 PJ groengas uit lokaal beschikbare vergistbare biomassa kunnen produceren. De ambitie van de Nederlandse groengassector is om 70 PJ groengas te produceren in 2030 (Klimaatberaad, 2018). We gaan er daarom van uit dat het haalbaar is om al in 2030 alle lokaal beschikbare vergistbare biomassa (4,6 PJ) te gebruiken. Zoals al vermeld nemen we aan dat deze geproduceerde hoeveelheid ook voor 2040 en 2050 van toepassing is.

In het scenario Regionale Sturing is er meer vraag naar groengas dan wat in de regio zelf beschikbaar is. In een studie van DNV GL en Gasunie is het totale Nederlandse potentieel voor natte en droge biomassa geschat. Hierin is 203 PJ als vrij beschikbaar opgegeven (niet in concurrentie met andere, niet-energetische toepassingen) en 359 PJ in totaal.

H.4 Scenariodata

De berekende groengasproductiehoeveelheden in Groningen en Drenthe in de verschillende scenario's staan in Tabel 27. De drie gemeenten die in de huidige situatie een vergister hebben zijn apart weergegeven.

Tabel 27 - Groengasproductie in Groningen en Drenthe in de verschillende scenario's (GJ/jaar)

Gemeenten	2020	2030/2040/2050
Provincie Groningen		
Groningen	636.631	636.631
Resterende gemeenten	0	1.949.976
Provincie Drenthe		
Hoogeveen	174.324	174.324
Midden-Drenthe	542.845	542.845
Resterende gemeenten	0	1.342.959
Totaal	**1.353.800**	**4.646.735**

H.5 Bronnenlijst

- CE Delft en Generation.Energy (2019). Analysekaarten NP RES: Verantwoording bronnen en methoden, versie 1.1
- Klimaatberaad, (2018). Ontwerp Klimaatakkoord
- Rijkswaterstaat (lopend d). Klimaatmonitor, data opwekkingscapaciteit groengas
- DNV GL en Gasunie (2017). Biomassapotentieel in Nederland : Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland
- Ministerie EZK (2018a). Kabinet : einde aan gaswinning in Groningen
- Ministerie EZK (2018b). Gaswinning uit kleine velden in afbouwfase
- Ministerie van EZK (2019). Nieuw Kabinetsbesluit versnelde afbouw gaswinning

I Wind- en zonne-energie

I.1 Introductie

Hernieuwbare elektriciteitsproductie kan in de provincie worden gerealiseerd met wind op zee, wind op land, zon-PV op daken bij huishoudens en bedrijven, en zonneparken. Hier bespreken hoe de vermogens en elektriciteitsproductie zijn berekend voor de verschillende scenario's.

I.2 Data huidige situatie

Gemini

Park Gemini is momenteel operationeel: 600 MW. Het windpark meet 68 km^2, wat een gemiddelde geeft van 8,8 MW per km^2 (Gemini, lopend).

Monitor wind op land

De huidige cijfers voor wind op land zijn gebaseerd op de Monitor wind op land (RVO, 2018a). Deze rapporteert de ontwikkeling van wind op land per provincie, in het kader van de doelstelling die in het Energieakkoord is vastgelegd om in 2020 minimaal 6.000 MW operationeel te hebben. Voor provincie Groningen is de doelstelling 855,5 MW, en voor provincie Drenthe 285,5 MW. Eind 2017 was hiervan 469 MW gerealiseerd en van 624 MW was de bouw in voorbereiding.

Klimaatmonitor

In de Klimaatmonitor zijn per gemeente data tot 2017 over wind op land, zon-PV op dak en zon-PV in veldopstelling (Rijkswaterstaat, lopend e).Voor zon-PV op dak is de groeicurve over 2010 tot en met 2017 doorgetrokken naar 2020.

Enexis projectenlijst

Enexis heeft als netbeheerder zicht op de reeds geïnstalleerde vermogens wind op land en zon-PV evenals wat er in ontwikkeling is. Dit heet de Lijst Duurzaam op Land, of kortweg DoL-lijst (ENEXIS, 2019). Voor wind op land in 2020 is de lijst bestaande wind op land gehanteerd, aangevuld met projecten die in de laatste fase van ontwikkeling zijn. Dit komt goed overeen met de Monitor wind op land. Hetzelfde is gedaan voor zonneparken.

Windcategorie

Om van vermogen naar energieopwek te rekenen, zijn de vollasturen nodig. Voor wind op land zijn hier standaardcijfers gebruikt zoals in ETM, waarbij vervolgens naar gemeente is gedifferentieerd op basis van de windcategorie. Aan de kust is er doorgaans meer wind dan landinwaarts (RVO, 2018a).

I.3 Ontwikkelingen tot 2030 en tot 2050

Ontwerp Klimaatakkoord

Het Ontwerp Klimaatakkoord behelst 49 TWh energie per jaar uit windmolenparken op zee in 2030, en 35 TWh per jaar uit wind op land en zon-PV (>15kW) (Klimaatberaad, 2018). Voor wind op zee komt dit neer op circa 12 GW opgesteld vermogen. De verdeling van wind op land en zon-PV over deze categorieën en de verspreiding over het land, zijn in eerste instantie aan de RES-regio's om zelf te bepalen. De plannen uit alle RES'en dienen op te tellen tot 35 TWh.

Kabinetsbesluit wind op zee

Hoeveel vermogen wind op zee er boven de Wadden zou komen, is niet aangegeven in het Ontwerp Klimaatakkoord. Wel is begin 2019 een kabinetsbesluit gecommuniceerd over gebieden voor nieuwe windmolenparken (Rijksoverheid, 2019a).Hierin is 700 MW nieuwe wind op zee boven de Wadden voorzien.

NEV 2017

Voor de ontwikkeling van zon op dak (<15kW) is de voorspelling uit de NEV overgenomen en geschaald naar de gemeenten in Groningen en Drenthe (ECN; PBL, 2017).

Nationale potenties RES

Het schalen van landelijke cijfers uit de NEV en uit Net voor de Toekomst naar Groningen-Drenthe is gedaan conform de potenties die per gemeente zijn berekend in (CE Delft en Generation.Energy, 2019). Ook uit die studie zijn kengetallen over het ruimtebeslag overgenomen voor windparken op land van 4,48 turbines (3 MW) per km^2. Aangezien grotere molens ook een groter ruimtebeslag leggen, is deze waarde constant verondersteld.
Voor zonneparken is uitgegaan van 1 MW per hectare. Nieuwe zonneparken, zoals Groningen Airport Eelde en Duurkenakker, voldoen hier ook aan (Sunvest, 2019; GroenLeven, 2019).

Enexis projectenlijst

De projectenlijst van Enexis is aangehouden om een prognose op te stellen voor wind op land, zonneparken en zon op dak (>15 kW) in 2030. Hierbij hebben we, afhankelijk van het stadium van ontwikkeling, kansen toegekend aan uiteindelijke realisatie (40 tot 100%). Voor wind op land zou er tussen 2020 en 2030 ongewogen nog 640 MW bijkomen, gewogen is dit 320 MW. Voor zonneparken en zon op dak (>15 kW) zou er ongewogen 7,0 GW bijkomen, en gewogen 3,8 GW.

Net voor de Toekomst

Wind- en zonne-energie in de scenario's voor 2050 zijn gebaseerd op Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017a; 2017b). Wat er extra is voorzien ten opzichte van 2030 is naar de gemeenten in Groningen en Drenthe geschaald (CE Delft en Generation.Energy, 2019).

Blix en PBL

PBL heeft in 2018 enkele scenario's uitgewerkt voor ontwikkeling van wind op de Noordzee (PBL, 2018). Het maximaal opgestelde vermogen is 60 GW. Net voor de Toekomst voorziet maximaal 53 GW in het scenario Nationale Sturing, en blijft daarmee binnen de schatting van PBL.

In 2017 is door Blix Consultancy een studie gedaan naar gebieden voor windmolens boven de Wadden (BLIX, 2017). Het maximum komt op 22 GW, oftewel 37% van wat PBL voor de gehele Noordzee als potentieel ziet. Dit percentage is aangehouden om de nationale wind op zee uit Net voor de Toekomst te schalen naar boven de Wadden. Alles daarvan wordt verondersteld aan te landen in de Eemshaven.

I.4 Scenariodata

Tabel 28 - Wind- en zonne-energie per scenario

	2020	2030	2040 Reg	2040 Nat	2050 Reg	2050 Nat	2050 Int H_2	2050 Int Bio
Wind op zee								
Energie-aanbod (PJ/jaar)	7,56	16,38	79,23	149,96	157,21	316,36	37,48	27,30
Vermogen (MW)	600	1.300	5.502	10.414	9.704	19.528	2.313	1.685
Vollasturen (u)	3.500	3.500	4.000	4.000	4.500	4.500	4.500	4.500
Aanname ruimtebeslag (MW/ha)	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Ruimtebeslag (km^2)	67	144	611	1.157	1.078	2.170	257	187
Wind op land								
Energie-aanbod (PJ/jaar)	7,66	12,08	19,84	18,03	28,01	24,12	9,15	8,29
Vermogen (MW)	1.024	1.346	1.984	1.797	2.622	2.248	837	758
Vollasturen (u)	2.078	2.495	2.777	2.787	2.967	2.980	3.037	3.037
Aanname ruimtebeslag (MW/ha)	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Ruimtebeslag (km^2)	76	100	148	134	195	167	62	56
Zonneparken								
Energie-aanbod (PJ/jaar)	0,66	13,03	19,12	11,75	25,68	10,28	4,81	5,44
Vermogen (MW)	213	3.974	5.554	3.415	7.135	2.855	1.336	1.510
Vollasturen (u)	867	911	956	956	1.000	1.000	1.000	1.000
Aanname ruimtebeslag (MW/ha)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ruimtebeslag (km^2)	2	40	56	34	71	29	13	15
Zon op dak (<15 kW)								
Energie-aanbod (PJ/jaar)	1,24	2,00	3,35	1,79	5,03	1,56	0,72	0,82
Vermogen (MW)	396	608	974	521	1.398	433	200	228
Vollasturen (u)	867	911	956	956	1.000	1.000	1.000	1.000
Zon op dak (>15 kW)								
Energie-aanbod (PJ/jaar)	0,67	2,20	3,01	1,98	3,66	1,72	0,80	0,90
Vermogen (MW)	213	672	873	575	1.015	479	221	251
Vollasturen (u)	867	911	956	956	1.000	1.000	1.000	1.000

I.5 Bronnenlijst

- Rijkswaterstaat (lopend e). Klimaatmonitor : Vermogen geregistreerde PV-panelen per gemeente en opgesteld windvermogen op land 2010 t/m 2017
- Klimaatberaad (2018). Ontwerp Klimaatakkoord
- Enexis (2019). Lijst Duurzaam op Land, versie dd. 27 mei 2019, niet publiek beschikbaar
- CE Delft en Generation.Energy (2019). Analysekaarten NP RES: Verantwoording bronnen en methoden, versie 1.1
- RVO (2018b). Windsnelheid per gemeente SDE+
- CE Delft (2017a; 2017b). Net voor de Toekomst, Hoofd- en Achtergrondrapport
- ECN & PBL (2017). Nationale Energieverkenning
- RVO (2018a). Monitor wind op land 2017
- Windstats.nl (lopend). Windenergie statistieken van Nederland: Locaties, vermogen, real-time productie & voorspellingen

- Gemini (lopend). About Gemini Wind Park
- PBL (2018). De toekomst van de Noordzee: De Noordzee in 2030 en 2050: een scenariostudie
- Blix (BLIX, 2017). Offshore wind boven de Wadden
- Rijksoverheid (2019). Kabinetsbesluit wind op zee
- Sunvest (2019). Energiepark Duurkenakker
- GroenLeven (2019). Zonnepark Groningen Airport Eelde

J Elektriciteit en centrales

J.1 Introductie

We beschouwen hier de regelbare elektriciteitsproductie en onderscheiden hierbinnen:
- elektriciteitscentrales;
- lokale WKK's in de industrie;
- lokale WKK's land- en glastuinbouw.

J.2 Data huidige situatie

In de Eemshaven staan zowel gascentrales als een kolencentrale. In totaal staat 23% van het huidige Nederlandse vermogen aan gascentrales en 34% van het vermogen aan kolen-centrales in de Eemshaven. De gascentrales zijn de Magnumcentrale van Vattenvall (1.311 MWe) en de Eemscentrale van ENGIE (1.700 MWe). De kolencentrale is de Eemshavencentrale van RWE Generation (1.560 MWe).

Daarnaast zijn er WKK's voor de industrie. Het grootste actieve deel is Delesto 1 (169 MWe) en staat in Delfzijl ten behoeve van de chemische industrie. Daarnaast heeft Nouryon met Delesto 2 additioneel vermogen (>350 MWe) die nu reserve staat en eventueel onder betere marktomstandigheden weer opgestart kan worden. Het Emmtec Industry & Businesspark in Emmen heeft WKK-vermogen van circa 34 MWe.

Voor de voedselverwerking staan er WKK's in gemeenten Groningen (50 MWe), Westerwolde (25 MWe), Midden-Groningen (10 MWe), in regio Drenthe-Noord (30 MW) en Drenthe-Zuid (10 MWe). Een groot deel van deze WKK's draait campagne en dus niet het hele jaar vollast, en wordt ingezet ter verwerking van suikerbieten of zetmeel. De laatste groep WKK's staat in de glastuinbouw. Het vermogen is geschat op 60 MWe.

J.3 Ontwikkelingen tot 2030 en tot 2050

Voor het centrale park in de Eemshaven zijn over 2030 enkele veranderingen voorzien op basis van interviews. Een van de STEG-eenheden van de Magnumcentrale gaat volledig over op waterstof en gaat baseload voor de markt draaien (4.500 vollasturen). Daarnaast wordt 20% waterstof bijgemengd in een andere STEG-eenheid van de Magnumcentrale.
De Eemscentrale van ENGIE blijft op aardgas draaien. De kolencentrale van RWE gaat in dit scenario volledig over op bio-kolen of biomassa.

Voor 2030 is geen verandering van industriële WKK's aangenomen: deze houden dezelfde actieve vermogens en draaiuren. Het is zeker mogelijk dat voor die tijd Delesto 2 weer gaat draaien, maar dit hangt af van de marktomstandigheden. Het zou een verdubbeling betekenen van het decentrale industriële WKK-vermogen naar ruim 780 MWe. Voor de WKK's in de glastuinbouw het rapport 'Prognoses CO_2-emissie glastuinbouw 2030' (Velden, et al., 2018) gevolgd. Dat komt neer op een daling van 17% van het opgesteld vermogen.

De 2040 scenario's zijn tussenliggende scenario's van 2030 en 2050.

Ten slotte, de elektriciteitsproductie voor 2050 is opgesteld in lijn met de centrale gedachtes van de vier scenario's. De vermogens zijn geschaald vanuit Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017b) op basis van huidige vermogens en de vollasturen zijn ook op basis van Net voor de Toekomst – de centrales draaien immers voor heel Nederland, niet alleen voor

Groningen en Drenthe. In het scenario Nationale Sturing bestaat het regelbare park volledig uit waterstof STEG's. Deze draaien als back-up voor de grote hoeveelheden windproductie in dat scenario. In het scenario Regionale Sturing en Internationale Waterstofeconomie is de back-up deels op waterstof en deels op groengas. In het scenario Internationale Bio-economie staat er een grote bio-kolencentrale.

In de scenario's met veel waterstof verdwijnen de WKK's voor de levering van warmte en elektriciteit aan de industrie en maken ruimte voor een mix van elektrificatie en waterstof-verbranding voor de warmtevoorziening. Voor de land- en glastuinbouw is aangenomen dat in 2050 geen WKK's meer actief zijn. Dit is een grove aanname die gemaakt is in het licht van de beperkte finale energievraag uit deze sector in 2050, namelijk 1%.

J.4 Scenariodata

Tabel 29 - Regelbaar productiepark in 2020, 2030 en 2040

	2020		2030		2040 Reg		2040 Nat	
	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren
STEG H_2-centrale	0	0	612	4.500	2.534	2.500	2.928	2.500
STEG gascentrale	3.011	1.950	2.628	4.500	1.314	3.250	1.314	3.250
STEG gas CCS	0	2.500	0	4.500	962	3.250	0	3.250
Kolencentrale	1.560	5.500	0	6.500	0	2.000	0	2.000
Biomassacentrale	0	5.500	1.560	6.500	780	4.250	780	4.250
Afvalverbrander	45	5.000	45	5.000	45	5.000	45	5.000
WKK Industrie	330		330		330		330	
WKK Landbouw	67	3.200	56	3.200	27		28	3.200
Totaal	**5.144**		**5362**		**6123**		**5325**	

Tabel 30 - Regelbaar productiepark in 2050

	2050 Reg		2050 Nat		2050 Int H_2		2050 Int Bio	
	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren	Vermogen (MWe)	Vollast-uren
STEG H_2-centrale	4.456	500	5.244	500	1.687	1.500	0	2.900
STEG gascentrale	0	500	0	500	0	1.500	0	2.900
STEG gas CCS	1.923	2.000	0	2.000	1.870	3.000	3.415	2.500
Kolencentrale	0		0		0		0	
Biomassacentrale	0	2.000	0	2.000	2.292	3.000	2.325	3.000
Afvalverbrander	45	5.000	45	500	45	500	45	5.000
WKK Industrie	330		0		0		330	
WKK Landbouw	0		0		0		0	
Totaal	**6.885**		**5.289**		**5.893**		**6246**	

J.5 Bronnenlijst

- CE Delft (2017a; 2017b). Net voor de Toekomst : Hoofd- en Achtergrondrapport
- Water & Energy Solutions, data over WKK's, niet publiek beschikbaar
- Velden et al. (2018). Prognoses CO_2-emissie glastuinbouw 2030

K Knelpunten hoogspanningsnet

Op de volgende pagina's staan twee tabellen met de uitkomsten van de doorrekening van TenneT. Deze bestaan een reeks stations en verbindingen met daarachter de piekbelasting in de diverse scenario's en het aantal uren op jaarbasis boven capaciteit. Dit geeft een indicatie van de oorzaak: vraagknelpunten zijn vaak vele uren op jaarbasis, terwijl aanbod-knelpunten veelal in lijn liggen met het aantal vollasturen van zon of wind. En ze vormen een aanwijzing voor welke oplossingen er mogelijk zijn: sommige oplossingen zijn geschikt voor korte, hevige overbelasting, en andere juist voor meer structurele overbelasting (zoals besproken in Paragraaf 14.2). De eerste tabel geeft de resultaten weer van analyse zonder redundantie (N-0) en de tweede van analyse met redundantie (N-1).

Tabel 31 - Resultaten doorrekening hoogspanningsnet (N-0)

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
110	Assen Marsdijk-Zeyerveen	13%	28%	35%	32%	43%	36%	43%	41%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Bargermeer-Emmen	64%	76%	110%	107%	123%	115%	79%	78%	0	0	14	7	273	161	0	0
110	Bargermeer-Emmen Weerdinge	56%	42%	88%	86%	93%	91%	75%	71%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Bargermeer-Klazienaveen Zwet	21%	30%	34%	32%	38%	33%	38%	36%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Beilen-Musselkanaal Zandberg	71%	199%	217%	147%	278%	165%	58%	56%	0	1.625	1.686	591	2.194	1.027	0	0
110	Beilen-Veenoord	18%	30%	41%	41%	45%	45%	23%	25%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Beilen-Wijster	33%	36%	61%	63%	74%	80%	30%	32%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Beilen-Zeyerveen	25%	115%	143%	93%	172%	78%	55%	55%	0	41	685	0	985	0	0	0
110	Coevorden-Hardenberg	35%	69%	70%	47%	113%	50%	52%	51%	0	0	0	0	30	0	0	0
110	Coevorden-Ommen	15%	48%	58%	30%	86%	30%	28%	27%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Coevorden-Veenoord	21%	53%	48%	31%	89%	32%	44%	41%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Dedemsvaart-Hardenberg	49%	255%	332%	180%	469%	177%	72%	58%	0	1.912	2.134	1.125	2.445	869	0	0
110	Dedemsvaart-Hoogeveen	43%	246%	291%	172%	371%	168%	67%	53%	0	1.884	1.989	1.010	2.231	719	0	0
110	Delfzijl-Slochteren	107%	62%	60%	57%	68%	57%	85%	66%	104	0	0	0	0	0	0	0
110	Delfzijl-Welwerd	28%	31%	40%	29%	32%	26%	20%	19%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Emmen-Meeden	105%	121%	180%	174%	201%	188%	127%	127%	6	378	3.088	2.926	4.844	3.990	681	904
110	Emmen-Weerdinge-Veenoord	38%	103%	125%	111%	228%	111%	152%	150%	0	1	236	42	1.401	87	2.116	2.321
110	Gasselte Kraanlanden-Groningen Hunze	40%	327%	361%	258%	461%	290%	151%	137%	0	1.898	1.921	1.547	2.260	1.864	833	449
110	Gasselte Kraanlanden-Veendam	21%	45%	49%	39%	37%	36%	38%	34%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Grijpskerk-Vierverlaten	36%	42%	73%	70%	99%	95%	103%	102%	0	0	0	0	0	0	23	9
110	Grijpskerk-Winsum Ranum	36%	42%	73%	70%	99%	95%	103%	102%	0	0	0	0	0	0	23	9
110	Groningen Bloemsingel-Groningen Hunze	45%	64%	90%	89%	110%	112%	125%	124%	0	0	0	0	226	435	1.255	1.255
110	Groningen Bornholmstraat-Groningen Hunze	57%	82%	116%	116%	142%	144%	172%	160%	0	0	520	586	2.125	2.520	4.689	4.010
110	Groningen Hunze-Kropswolde	26%	92%	111%	71%	152%	78%	39%	34%	0	0	116	0	898	0	0	0
110	Groningen Hunze-Slochteren	107%	62%	60%	57%	68%	57%	85%	66%	106	0	0	0	0	0	0	0
110	Groningen Hunze-Vierverlaten	55%	158%	188%	116%	207%	83%	86%	82%	0	845	1.030	87	1.169	0	0	0
110	Groningen van Heemskerck-Vierverlaten	25%	42%	59%	59%	72%	73%	82%	81%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Harculo-Zwolle Hessenweg	18%	19%	26%	28%	30%	33%	11%	13%	0	0	0	0	0	0	0	0

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
110	Hardenberg-Hoogeveen	38%	214%	262%	150%	348%	147%	59%	47%	0	1.694	1.849	594	2.160	313	0	0
110	Hardenberg-Ommen Dante	73%	299%	381%	202%	544%	200%	148%	138%	0	1.863	2.006	1.015	2.354	666	932	438
110	Hoogeveen-Wijster	33%	36%	61%	63%	74%	80%	30%	32%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Kropswolde-Meeden	27%	51%	60%	53%	87%	79%	68%	63%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Kropswolde-Menterwolde	27%	51%	60%	53%	87%	79%	68%	63%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Meeden-Menterwolde	27%	51%	60%	53%	87%	79%	68%	63%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Meeden-Stadskanaal	116%	672%	832%	563%	928%	450%	263%	242%	87	2.706	3.783	3.106	4.938	3.711	1.848	1.423
110	Meeden-Veendam	35%	63%	66%	59%	76%	63%	72%	67%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Meeden-Winschoten	10%	34%	53%	24%	85%	25%	31%	28%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Musselkanaal Jipsingboermussel-Stadskanaal	148%	385%	554%	374%	653%	326%	173%	148%	1.251	2.541	4.293	4.367	5.443	5.017	607	347
110	Musselkanaal Jipsingboermussel-Zandberg	81%	211%	305%	206%	359%	179%	95%	81%	0	1.354	1.725	1.164	1.913	1.297	0	0
110	Ommen Dante-Ommen West	50%	192%	251%	136%	353%	132%	101%	95%	0	1.324	1.589	252	1.995	101	2	0
110	Ommen West-Veenoord	15%	56%	67%	31%	105%	35%	39%	36%	0	0	0	0	3	0	0	0
110	Ommen West-Zwolle Hessenweg	35%	137%	171%	88%	250%	89%	78%	73%	0	1.220	898	0	1.513	0	0	0
110	Slochteren Dellerweerden-West	107%	62%	60%	57%	68%	57%	85%	66%	105	0	0	0	0	0	0	0
110	Vierverlaten-Winsum Ranum	61%	73%	125%	121%	170%	163%	178%	176%	0	0	388	319	2.054	2.763	4559	4.286
220	Bargermeer	47%	27%	36%	36%	37%	37%	22%	21%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Bergum-Vierverlaten	49%	66%	83%	89%	112%	129%	47%	45%	0	0	0	0	65	441	0	0
220	Eemshaven-Robbenplaat	56%	31%	49%	49%	54%	58%	32%	28%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Eemshaven-Vierverlaten	71%								0							
220	Hessenweg-Zeyerveen	41%	57%	77%	82%	102%	116%	40%	38%	0	0	0	0	9	208	0	0
220	Meeden	48%	109%	129%	75%	157%	88%	87%	82%	0	4	293	0	711	0	0	0
220	Meeden-Welwerd	15%	34%	54%	47%	59%	51%	34%	34%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Robbenplaat-Weiwerd	33%	53%	84%	85%	93%	101%	55%	48%	0	0	0	0	0	2	0	0
220	Vierverlaten	24%	79%	100%	95%	128%	121%	127%	123%	0	0	1	0	413	272	1.015	882
220	Vierverlaten-Zeyerveen	51%	59%	105%	108%	130%	141%	59%	53%	0	0	3	9	453	1.462	0	0
220	Weiwerd	43%	47%	62%	44%	48%	41%	31%	29%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Zeyerveen	46%	190%	247%	144%	301%	140%	125%	128%	0	1.009	2.017	943	3.138	1.213	894	984
380	Diele-Meeden	53%	53%	54%	54%	81%	104%	53%	53%	0	0	0	0	0	1	0	0
380	Eemshaven	100%	67%	113%	115%	137%	147%	130%	125%	1	0	150	187	1.043	1.971	1.313	998

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
380	Eemshaven	31%	152%	274%	278%	368%	381%	437%	437%	0	1.924	8.358	8.478	8.655	8.736	8.736	8.736
380	Eemshaven Oudeschip-Vierverlaten		47%	73%	76%	96%	103%	52%	49%		0	0	0	0	11	0	0
380	Eemshaven-Eemshaven Oudeschip	98%	85%	201%	211%	266%	304%	112%	93%	0	0	2.694	2.966	4.091	4.515	33	0
380	Eemshaven-Meeden	79%	80%	153%	162%	215%	247%	81%	67%	0	0	945	1.409	2.823	3.144	0	0
380	Meeden	62%	143%	154%	108%	215%	124%	142%	141%	0	70	357	48	1.147	320	836	823
380	Meeden-Zwolle	86%	92%	125%	132%	162%	183%	71%	69%	0	0	75	228	2.405	2.877	0	0
380	Vierverlaten	0%	54%	85%	89%	113%	121%	61%	57%	0	0	0	0	43	426	0	0

Tabel 32 - Resultaten doorrekening hoogspanningsnet (N-1)

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
110	Assen Marsdijk-Zeyerveen	25%	55%	71%	64%	86%	73%	86%	83%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Bargermeer-Emmen	72%	132%	169%	154%	234%	154%	164%	162%	0	838	2.866	2.061	4.160	2.259	2.976	3.122
110	Bargermeer-Emmen Weerdinge	67%	140%	174%	161%	266%	156%	166%	164%	0	1.065	4.274	3.110	4.764	2.504	3.570	3.691
110	Bargermeer-Klazienaveen Zwet	43%	60%	68%	64%	75%	65%	75%	72%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Beilen-Musselkanaal Zandberg	116%	708%	862%	584%	997%	508%	248%	233%	27	2.523	2.664	2.467	3.727	3.541	1.383	1.061
110	Beilen-Veenoord	36%	66%	75%	70%	79%	79%	44%	47%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Beilen-Wijster	39%	75%	76%	77%	120%	99%	49%	49%	0	0	0	0	260	0	0	0
110	Beilen-Zeyerveen	42%	198%	247%	161%	297%	134%	95%	95%	0	1.174	1.674	962	2.291	946	0	0
110	Coevorden-Hardenberg	45%	98%	111%	78%	162%	80%	77%	76%	0	0	46	0	708	0	0	0
110	Coevorden-Ommen	30%	112%	139%	73%	202%	73%	59%	56%	0	52	428	0	1.177	0	0	0
110	Coevorden-Veenoord	39%	75%	72%	60%	129%	60%	67%	66%	0	0	0	0	197	0	0	0
110	Dedemsvaart-Hardenberg	79%	426%	542%	300%	747%	295%	119%	98%	0	2.363	2.537	2.148	3.671	3.586	88	0
110	Dedemsvaart-Hoogeveen	73%	417%	501%	292%	649%	286%	114%	92%	0	2.355	2.474	2.136	3.491	3.550	25	0
110	Delfzijl-Slochteren	149%	87%	84%	80%	95%	80%	119%	92%	1.174	0	0	0	0	0	104	0
110	Delfzijl-Welwerd	44%	48%	63%	45%	49%	41%	31%	29%	0	0	0	0	0	0	0	0
110	Emmen-Meeden	118%	213%	277%	251%	384%	252%	266%	266%	332	3.614	7.056	6.634	7.679	6.923	7.675	7.939
110	Emmen-Weerdinge-Veenoord	116%	212%	271%	247%	376%	247%	264%	261%	207	3.644	6.749	6.555	7.392	6.389	7.676	7.843
110	Gasselte Kraanlanden-Groningen Hunze	60%	473%	523%	373%	666%	419%	219%	199%	0	2.220	2.732	2.063	2.771	2.226	1.495	1.322
110	Gasselte Kraanlanden-Veendam	30%	100%	115%	84%	110%	71%	69%	65%	0	0	34	0	5	0	0	0
110	Grijpskerk-Vierverlaten	88%	105%	180%	173%	244%	234%	255%	252%	0	12	2.465	2.656	4.727	6.478	7.623	7.346
110	Grijpskerk-Winsum Ranum	88%	105%	180%	173%	244%	234%	255%	252%	0	12	2.465	2.656	4.727	6.478	7.623	7.346
110	Groningen Bloemsingel-Groningen Hunze	89%	128%	180%	178%	219%	223%	250%	247%	0	1.071	5.622	6.621	7.765	8.736	7.990	8.238
110	Groningen Bornholmstraat-Groningen Hunze	86%	123%	174%	174%	213%	217%	258%	240%	0	741	4.470	4.889	7.065	8.151	8.382	7.842
110	Groningen Hunze-Kropswolde	43%	154%	185%	118%	254%	131%	66%	57%	0	887	1.042	185	1.610	482	0	0
110	Groningen Hunze-Slochteren	149%	87%	84%	80%	95%	80%	119%	92%	1.174	0	0	0	0	0	104	0
110	Groningen Hunze-Vierverlaten	88%	252%	301%	186%	330%	135%	141%	134%	0	1.546	2.038	961	2.619	708	977	947
110	Groningen van Heemskerck-Vierverlaten	49%	84%	117%	118%	144%	146%	164%	162%	0	0	707	824	2.381	3.425	4.243	4.275
110	Harculo-Zwolle Hessenweg	23%	23%	33%	35%	37%	41%	14%	17%	0	0	0	0	0	0	0	0

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
110	Hardenberg-Hoogeveen	58%	320%	400%	233%	543%	221%	91%	81%	0	2.117	2.303	1.727	2.780	2.511	0	0
110	Hardenberg-Ommen Dante	85%	385%	487%	274%	663%	248%	180%	169%	0	2.039	2.594	1.618	3.595	2.225	2.451	1.979
110	Hoogeveen-Wijster	39%	75%	76%	77%	120%	99%	49%	49%	0	0	0	0	260	0	0	0
110	Kropswolde-Meeden	41%	83%	99%	81%	136%	120%	104%	95%	0	0	0	0	917	200	20	0
110	Kropswolde-Menterwolde	41%	83%	99%	81%	136%	120%	104%	95%	0	0	0	0	917	198	20	0
110	Meeden-Menterwolde	41%	83%	99%	81%	136%	120%	104%	95%	0	0	0	0	917	198	20	0
110	Meeden-Stadskanaal	150%	913%	1.113%	753%	1.286%	655%	321%	300%	722	3.597	5.654	4.938	6.977	6.072	3.611	3.020
110	Meeden-Veendam	63%	114%	119%	107%	137%	114%	131%	123%	0	7	268	46	813	180	803	475
110	Meeden-Winschoten	20%	67%	105%	49%	170%	49%	62%	57%	0	0	12	0	913	0	0	0
110	Musselkanaal Jipsingboermussel-Stadskanaal	182%	725%	926%	608%	1106%	537%	254%	230%	2.855	5.111	7.058	7.061	7.431	7.208	3.332	3.147
110	Musselkanaal Jipsingboermussel-Zandberg	100%	399%	509%	334%	608%	296%	139%	126%	1	2.184	2.624	2.368	3.723	3.800	327	97
110	Ommen Dante-Ommen West	99%	387%	499%	264%	714%	262%	213%	201%	0	2.005	2.370	1.472	3.302	1.636	3.472	2.883
110	Ommen West-Veenoord	24%	97%	119%	58%	180%	62%	59%	55%	0	0	125	0	918	0	0	0
110	Ommen West-Zwolle Hessenweg	57%	224%	279%	144%	407%	146%	126%	119%	0	2.999	1.619	306	2.053	154	329	98
110	Slochteren Dellerweerden-West	149%	87%	84%	80%	95%	80%	119%	92%	1174	0	0	0	0	0	104	0
110	Vierverlaten-Winsum Ranum	103%	123%	210%	203%	286%	274%	299%	295%	25	257	3.806	4.419	5.491	7.344	8.354	8.129
220	Bargermeer	64%	55%	73%	72%	75%	74%	43%	43%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Bergum-Vierverlaten	81%	111%	139%	149%	186%	215%	78%	75%	0	20	424	642	2.222	2.826	0	0
220	Eemshaven-Robbenplaat	111%	61%	97%	98%	107%	116%	64%	56%	70	0	0	0	13	76	0	0
220	Eemshaven-Vierverlaten	96%								0							
220	Hessenweg-Zeyerveen	58%	80%	109%	115%	144%	164%	57%	54%	0	0	11	52	1.506	2.242	0	0
220	Meeden	73%	165%	196%	114%	239%	133%	131%	125%	0	357	1.535	255	2.987	1.045	888	613
220	Meeden-Welwerd	25%	71%	88%	77%	105%	83%	55%	55%	0	0	0	0	16	0	0	0
220	Robbenplaat-Weiwerd	55%	100%	142%	144%	157%	171%	95%	89%	0	1	569	630	1.648	2.575	0	0
220	Vierverlaten	24%	123%	157%	148%	201%	189%	199%	192%	0	30	1.397	1.077	3.883	3.593	5.256	5.160
220	Vierverlaten-Zeyerveen	88%	102%	181%	186%	224%	244%	102%	92%	0	5	1.782	2.349	3.672	4.180	1	0
220	Weiwerd	69%	76%	99%	71%	78%	65%	49%	46%	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Zeyerveen	46%	297%	386%	225%	470%	219%	200%	196%	0	2.606	6.299	5.334	7.496	6.111	4.219	4.165
380	Diele-Meeden	96%	96%	96%	142%	145%	212%	96%	96%	0	0	0	743	548	3.409	0	0
380	Eemshaven	134%	92%	155%	157%	188%	202%	178%	171%	406	0	1.856	2.198	4.006	5.925	4.703	4.269

		Piekbelasting								Uren boven capaciteit							
		2020	2030	2040		2050				2020	2030	2040		2050			
Netvlak	Naam			S1	S2	S1	S2	S3	S4			S1	S2	S1	S2	S3	S4
380	Eemshaven	63%	304%	547%	557%	735%	762%	873%	874%	0	7.006	8.730	8.736	8.736	8.736	8.736	8.736
380	Eemshaven Oudeschip-Vierverlaten		84%	131%	137%	174%	186%	94%	89%		0	288	569	2.591	3.276	0	0
380	Eemshaven-Eemshaven Oudeschip	196%	170%	399%	421%	530%	605%	223%	185%	2.818	1.468	5.751	5.876	6.462	6.588	3.972	2.709
380	Eemshaven-Meeden	142%	140%	268%	285%	377%	432%	142%	118%	713	136	3.547	3.682	4.718	4.877	142	32
380	Meeden	74%	159%	188%	134%	271%	162%	164%	163%	0	219	1.013	761	2.575	3.224	2.099	1.895
380	Meeden-Zwolle	122%	129%	175%	185%	226%	255%	100%	96%	162	128	1.551	2.068	4.149	4.222	0	0
380	Vierverlaten	0%	64%	100%	104%	132%	142%	71%	67%	0	0	1	3	595	1.566	0	0