



# Knelpunten en oplossingen

Bijlage F bij Systemstudie energie-  
infrastructuur Limburg



# Knelpunten en oplossingen

## Bijlage F bij Stysteemstudie energie-infrastructuur Limburg

Delft, CE Delft, september 2020

Deze bijlage bij de Stysteemstudie Limburg is geschreven door:  
Frans Rooijers en Joeri Vendrik - CE Delft  
Sebastiaan Hers - TNO

Delft, CE Delft, september 2020

Publicatienummer: 20.190423.114d

Provincies / Energievoorziening / Elektriciteit / Infrastructuur / Toekomst / Vraag / Aanbod / Beleid  
VT: Knelpunten / Belemmeringen / Oplossingen

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers (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.



# 1 Introductie

Het doel van de systeemstudie is het vaststellen van toekomstige knelpunten in de energie-infrastructuur. Het gaat hierbij om netwerkknelpunten, oftewel netcongestie, en dus niet om knelpunten in de systeembalans. (De systeembalans is de balans van vraag en aanbod over het gehele energiesysteem van Nederland). De knelpunten kunnen worden veroorzaakt door zowel de productie van energie (aanbodknelpunt) als de vraag naar energie (vraagknelpunt).

De knelpunten zijn naar voren gekomen uit berekeningen van Enexis en vervolgens TenneT/Gasunie op basis van de energievraag en -aanbod gegevens per scenario die eerder zijn opgesteld (zie Bijlage C en D).

Er zijn verschillende manieren om deze knelpunten te analyseren en oplossingsrichtingen te bepalen. Zo kunnen de knelpunten aangevlogen worden vanuit het reguleringskader, met focus op mogelijkheden en belemmeringen vanuit regulering, of vanuit een ruimtelijk kader. Vanwege de aard van de systeemstudie is echter gekozen om de knelpunten te benaderen vanuit een systeemperspectief met focus op technische oplossingen. Belemmeringen vanuit de regulering en ruimtelijke ordening (als onderdeel van de omgevingswet) zullen wel worden behandeld.

Bij de analyse van de knelpunten wordt onderscheid gemaakt tussen de verschillende energiedragers, namelijk elektriciteit, gas (methaan en waterstof), warmte en CO<sub>2</sub>. Tevens wordt de topologische dimensie meegenomen door onderscheid te maken tussen verschillende onderdelen van de infrastructuur (transport en distributie).

Bij de oplossingsrichtingen voor deze systemen wordt ten eerste gekeken naar oplossingen in de infrastructuur (netverzwaring, flexibiliteit, lagere aansluitingscapaciteit). Daarnaast wordt gekeken naar systeemoplossingen, waarbij de interacties tussen de verschillende energiedragers geanalyseerd wordt. Hierbij kan gedacht worden aan conversie van de ene energiedrager naar het de andere, of invulling van de vraag met andere energiedragers.

In deze bijlage worden eerst de knelpunten beschreven en in Hoofdstuk 3 bijbehorende oplossingsrichtingen van de verschillende energiedragers en netvlakken. Vervolgens komen in Hoofdstuk 4 de belemmeringen voor deze oplossingsrichtingen aan bod. Deze belemmeringen kunnen voortkomen uit regulering, ruimtelijke beperkingen, technologische beperkingen of financiële aspecten.

En zeer belangrijk bij het realiseren van de oplossingen is dat er een goede governance is, dat alle partijen hun rol spelen, er voldoende afstemming is zodat zoveel en zo snel mogelijk de knelpunten kunnen worden opgelost. De governance wordt behandeld in Bijlage G.

## 2 Knelpunten

Enexis heeft een analyse gemaakt van de consequenties van de energievraag en -productie in 2030 (twee scenario's) en 2050 (vier scenario's). De datasets met energievraag en -aanbod gegevens die in Bijlage C en D zijn beschreven, hebben hiervoor als input gediend. Vervolgens hebben Gasunie en TenneT berekend wat de consequenties zijn voor hun netten.

### 2.1 Elektriciteitsnet

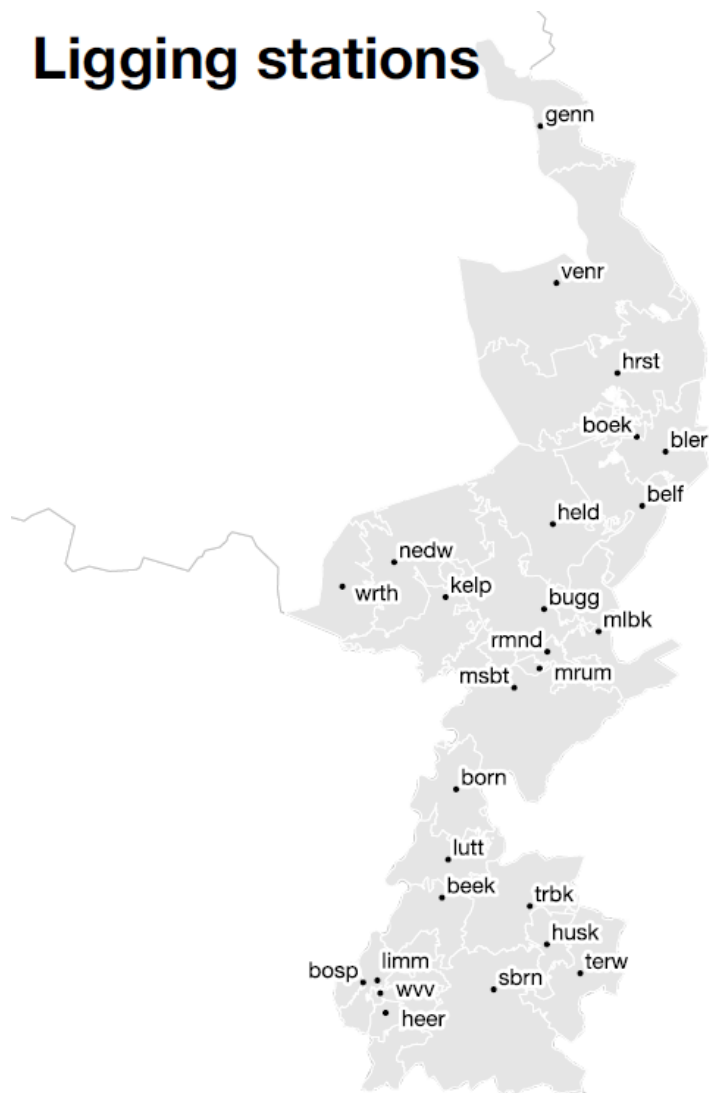
De toenemende vraag en ook lokaal aanbod van elektriciteit geven niet alleen op het laagspannings- en middenspanningsnet problemen. Ook werkt dit door naar het hoogspanningsnet.

De eerste stap is de doorrekening van Enexis van de effecten van de vraag en het aanbod op hun netten.

In Figuur 1 zijn voor de onderstations in Limburg de namen gegeven, zodat de afkortingen eenvoudig te lokaliseren zijn.

Figuur 1 - Ligging onderstations in Limburg

## Ligging stations

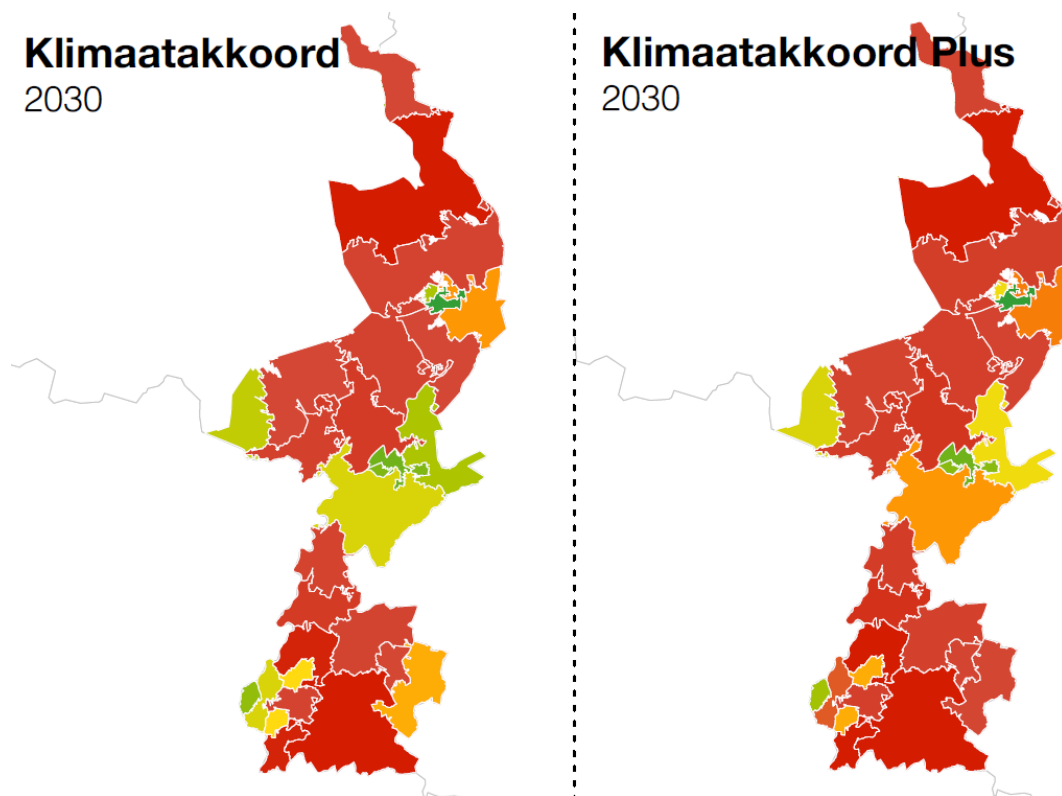


Per onderstation heeft Enexis berekend of de capaciteit voldoende is om de extra vraag of productie te kunnen faciliteren. In eerste instantie ontstaan er altijd knelpunten. Maar een deel daarvan is binnen de hekken van de onderstations op te lossen. Pas als dat niet mogelijk is spreken we van onoplosbare knelpunten.

In Figuur 2 is aangegeven voor 2030 welke onderstations problemen hebben met invoeding en/of belasting. In Figuur 3 zijn de stations aangegeven die knelpunten kennen in de 2050-scenario's.

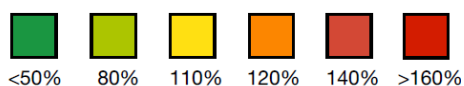
De kleuren van de voorzieningsgebieden geven de maximale belasting voor een station aan in het richtjaar ten opzichte van de capaciteit van het station. Bij rode gebieden is de maximale belasting hoger dan de capaciteit en is er sprake van een knelpunt.

Figuur 2 - Belasting onderstations Klimaatakkoord en Klimaatakkoord Plus 2030

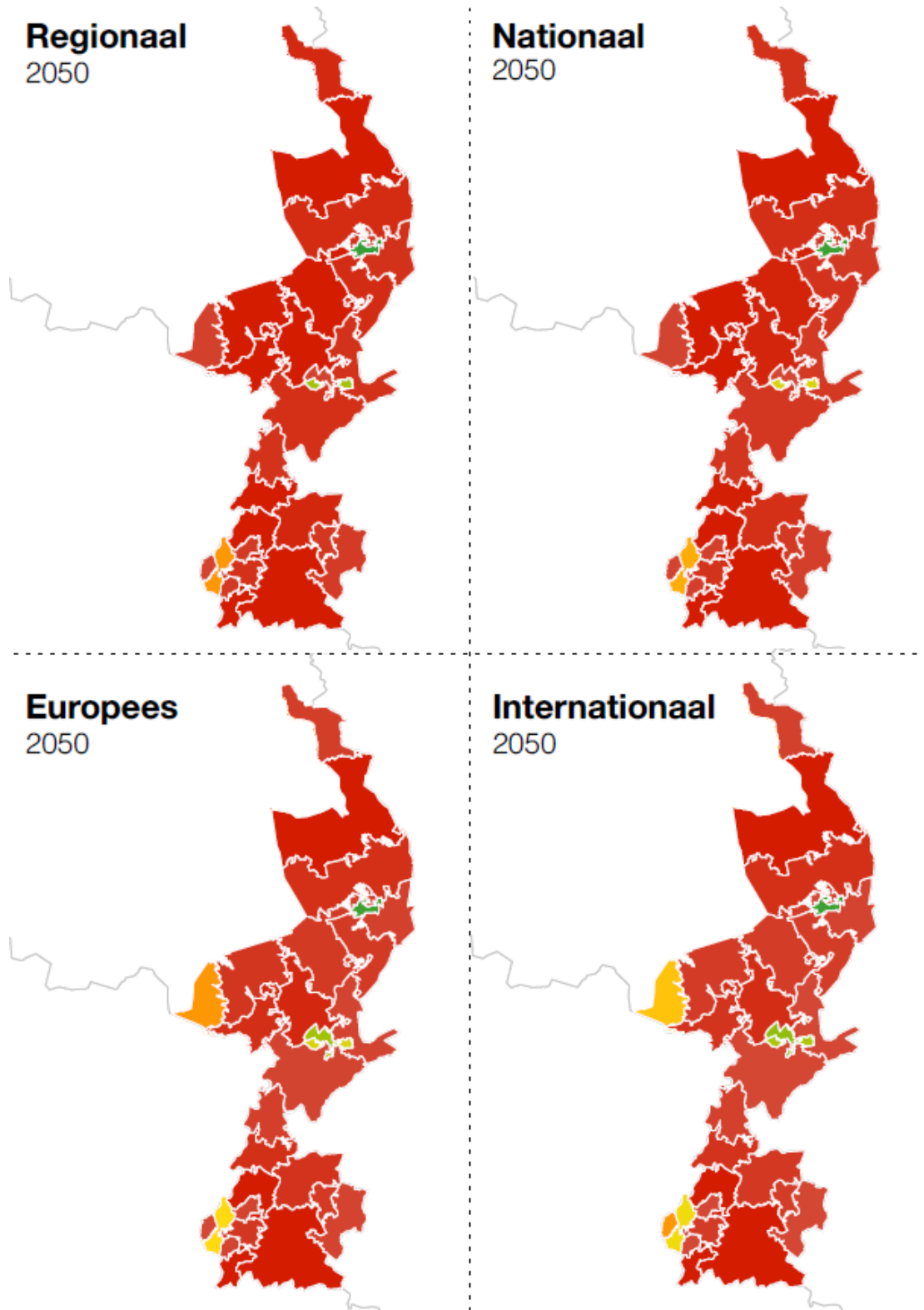


### Legenda

Piekbelasting op het hoofdstation per leveringsgebied als percentage van de capaciteit van dat station



Figuur 3 - Belasting onderstations scenario's 2050



In Figuur 4 en Figuur 5 zijn per station de maximale belastingen weergegeven in relatie tot de capaciteit. De gele staafjes geven de maximale belasting die veroorzaakt wordt door vraag naar elektriciteit en de groene staafjes geven de maximale belasting door aanbod van elektriciteit. De capaciteit van elk station is weergegeven door middel van het grijze gebied. Dit betekent dat er sprake is van een knelpunt als de staafjes boven of onder het grijze gebied uitkomen. In sommige gevallen is de maximale belasting dusdanig hoog dat deze niet meer goed weergegeven kan worden in de grafiek. In deze gevallen zijn pijltjes toegevoegd. Dit is het geval als de maximale belasting meer dan drie keer zo groot is als de capaciteit van het station.

Deze tekst geeft een korte uitleg in de relatie tussen de transportschaarste die onlangs is afgeroepen in het Enexis verzorgingsgebied en wat dit betekent voor de doorrekening van de Systeemstudie Limburg en de bepaling van de knelpunten.

#### **Wat is transportschaarste?**

Transportschaarste houdt in dat er op dit moment geen transportcapaciteit beschikbaar is voor nieuwe aansluitingen voor teruglevering, of voor uitbreiding van bestaande aansluitingen met een vermogen groter dan 3 x 80 Ampère. De essentie is dat de transformatoren, kabels en/of lijnen tegen hun capaciteitslimieten aanlopen en dus geen capaciteit meer over hebben om de elektriciteit die een extra zonnepark of windpark opwekt weg te voeren.

Transportschaarste wordt bepaald op basis van de huidige situatie in het net en kent twee fases. Er is sprake van transportschaarste als het totaal van in opdracht gegeven aanvragen de beschikbare vrije capaciteit van een station overschrijdt en deze niet kan worden uitgebreid binnen een termijn waarop Enexis normaliter uitbreidingen kan realiseren

Natuurlijk worden er maatregelen, in dit geval dus investeringen en uitbreidingen, genomen om transportschaarste te verhelpen. Dit kost echter tijd en is niet van het ene jaar op het andere opgelost.

#### **Link met systeemstudie**

Op basis van zeven scenario's in de Systeemstudie Limburg zijn de hoofdstations van Enexis doorgerekend en zijn er op basis van energievraag en -aanbodcijfers knelpunten maar ook de oplossingen voor die knelpunten bepaald.

Deze zeven scenario's zijn bepaald op basis van verschillende bronnen, zoals RES-biedingen, de duurzaam op land-prognoses van Enexis en eigen scenario's vanuit CE Delft/Quintel. Hoewel deze een overlap kunnen hebben met de daadwerkelijk ontwikkelingen in het net zijn deze scenario's gericht op het jaar 2030 en 2050.

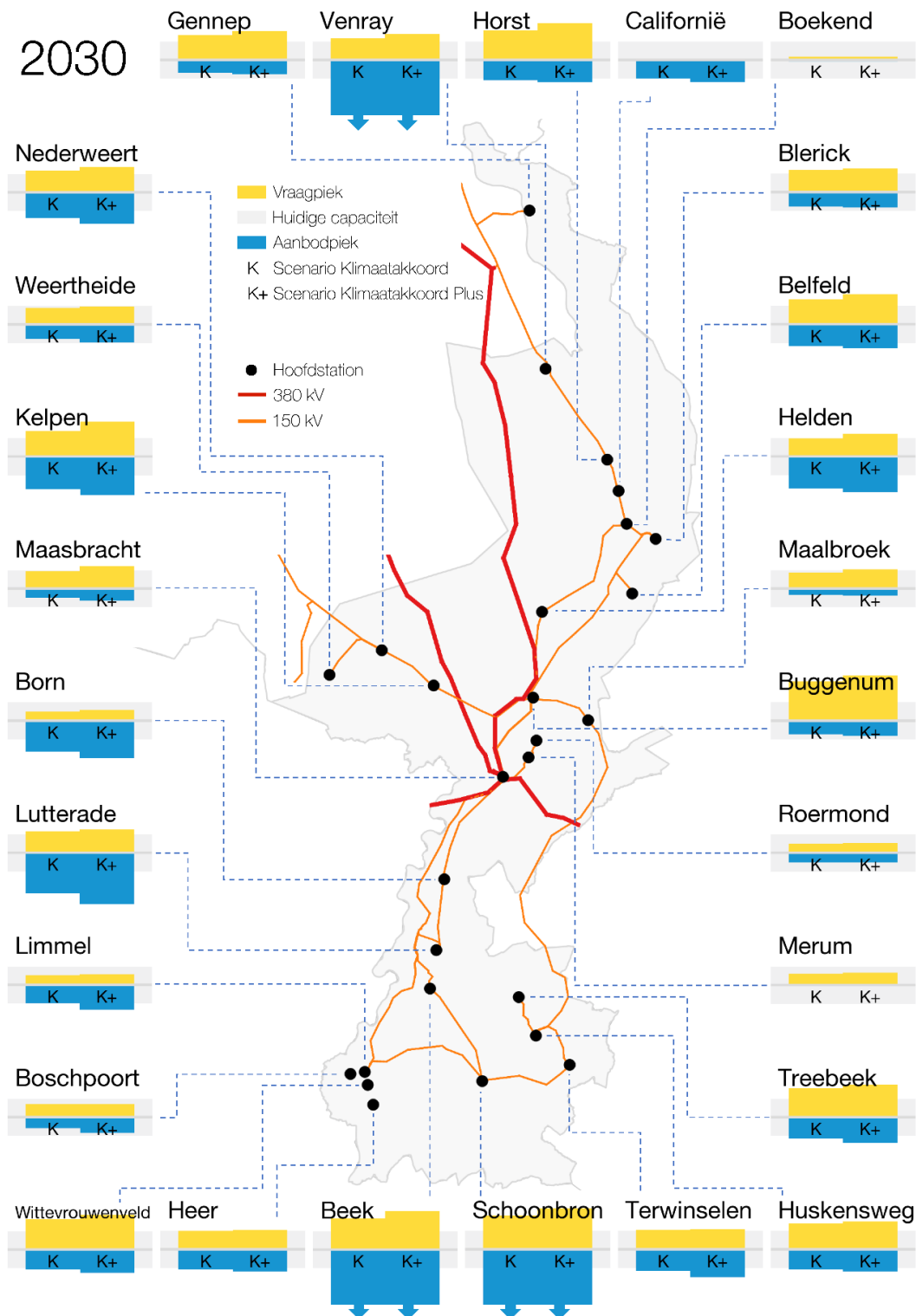
De scenario's en studie schetsen verschillende mogelijke toekomstbeelden en de infrastructuur die daarvoor nodig zou zijn. Deze scenario's geven een richting voor de mogelijke ontwikkelingen op de langere termijn. Enexis blijft proactief investeren op basis van de concretere ontwikkelingen en aanvragen op de korte en middellange termijn, waarbij deze langere termijn ontwikkelingen invloed kunnen hebben op de invulling van die investeringen.

Eén scenario geeft de startsituatie in het net weer. Deze komt echter niet goed overeen met de huidige situatie in het net. Er lijken in dat scenario nu al acute capaciteitsproblemen te zijn, die er in werkelijkheid nog niet zijn. Op enkele locaties in het Limburgse net is er al wel transportschaarste Fase 1. Dit betekent dat er beperkt transportcapaciteit beschikbaar is. Het elektriciteitsnet loopt hier tegen haar limieten aan en niet alle transport/capaciteiten aanvragen kunnen meer gehonoreerd worden.

#### **Belangrijkste verschil**

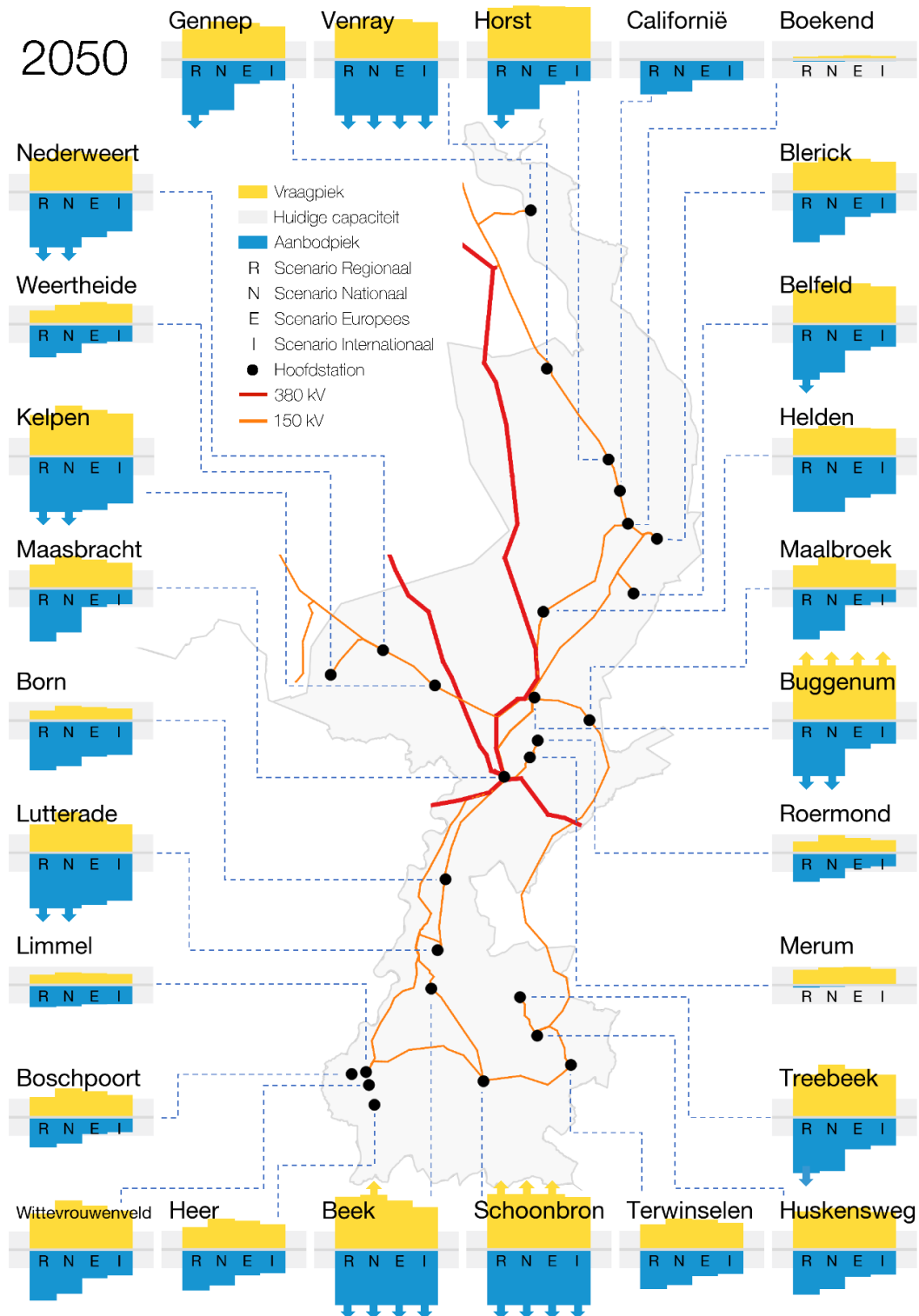
Het belangrijkste verschil tussen de huidige situatie van transportschaarste en de systeemstudie is dat de transportschaarste zoals die nu bestaat is gebaseerd op de huidige situatie en de huidige ontwikkelingen die eraan komen vanuit de markt. De systeemstudie is een scenarioanalyse, een schets van hoe de toekomst eruit zou kunnen zien, en welke netinvesteringen er nodig zouden zijn in het pad naar die toekomst. De scenario's zijn geen blauwdruk van hoe de toekomst er uit ziet, maar wat zou kunnen gebeuren onder verschillende omstandigheden. Deze inzichten helpen om het juiste beleid te vormen, en met deze kennis gericht te kunnen werken aan een blijvend robuust energiesysteem in de toekomst.

Figuur 4 - Belasting per station in relatie tot capaciteit (2030)





Figuur 5 - Belasting per station in relatie tot capaciteit (2050)



In Figuur 6 zijn voor de onderstations in Limburg aangegeven welke stations onvoldoende capaciteit hebben om de vraag/productie te kunnen faciliteren.

Enexis heeft, als er onvoldoende capaciteit is, drie mogelijke interne oplossingen bekeken die binnen het onderstation kunnen worden getroffen:

1. Trafo verzwaren in het onderstation (circa € 1 miljoen).
2. Subblok plaatsen in onderstation (€ 4 à 5 miljoen).
3. Extra TenneT-veld (€ 7-10 miljoen).

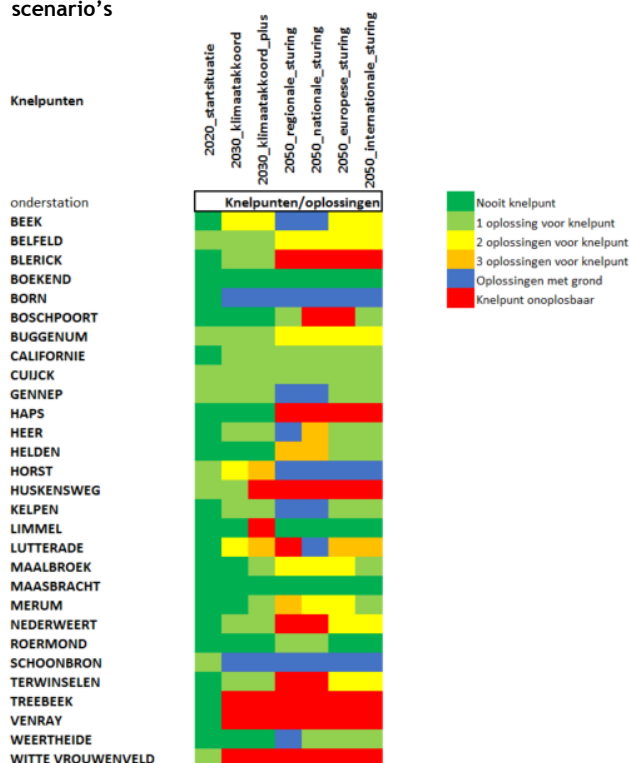
We beschouwen de echte knelpunten als deze interne oplossingen onvoldoende zijn.

In Figuur 6 is voor elk station weer-gegeven per station of er knelpunten zijn en hoeveel interne oplossingen nodig zijn om de knelpunten op te lossen. In sommige gevallen kunnen de knelpunten niet intern oplosbaar.

In totaal zijn er elf onderstation die in één of meer scenario's geen oplossing kennen binnen het station. Er zal buiten het onderstation een oplossing moeten worden gezocht. Hiervoor zal grond moeten worden aangekocht, als dat al bij het onderstation beschikbaar is.

In vier onderstations wordt dit alleen veroorzaakt door aanbod van zonne-energie. In de andere stations gaat het zowel om overbelasting door vraag als door aanbod.

Figuur 6 - Onderstations met knelpunten in de verschillende scenario's



In Tabel 1 zijn de elf stations genoemd en is aangegeven of het probleem door vraag en/of aanbod wordt veroorzaakt.

Tabel 1 - Overzicht knelpunten onderstations Enexis

Onderstation	Volledige naam	Probleem in scenario	Vraag oorzaak	Aanbod oorzaak
BLER	Blerik	Alle scenario's 2050	X	X
BOSP	Boschpoort	Nationaal en Europees	X	X
HEER	Heer - Maastricht	Alle scenario's 2050	X	X
HUSK	Huskensweg	2030+ en alle 2050-scenario's	X	X
LIMM	Limmel	Alleen 2030+		X
LUTT	Lutterade	Alleen regionale sturing 2050		X
NEDW	Nederweert	Regionale en nationale sturing 2050		X
TERW	Terwinselen	Regionale en nationale sturing 2050		X
TRBK	Treebeek	Alle scenario's 2050	X	X
VENR	Venray	Alle scenario's 2050	X	X
WVV	Witte Vrouwenveld	Alle scenario's 2050	X	X

## 2.2 Laagspanning

In meerdere scenario's zal de energietransitie leiden tot elektrificatie van de gebouwde omgeving (warmtepompen) en extra elektriciteitsvraag voor mobiliteit (elektrische voertuigen). Hierdoor zal de elektriciteitsvraag van eindgebruikers in meerdere of mindere mate toenemen. Dit kan tot vraagknelpunten leiden in het laagspanningsnet. Deze knelpunten zullen voornamelijk plaatsvinden in buurten die overstappen op all electric warmtevoorziening. Bij buurten die overstappen op bijvoorbeeld een warmtenet zal dit minder zijn.

Daarnaast kunnen er op dit niveau ook aanbodknelpunten ontstaan door invoeding van zonnestroom van woningen, bedrijfsdaken en kleine zonneparken.

Voor vier gebieden heeft Enexis met een eigen tool een analyse gemaakt die ook voor andere buurten in Limburg uitvoerbaar is. Er zijn diverse type buurten gekozen qua bebouwing, en alleen als voorbeeld. De buurten zijn:

- Horst aan de Maas - Middelreuveld;
- Weert - Laarveld;
- Maastricht - Vroendaal;
- Roermond - Binnenstad.

De vier gebieden zijn erg verschillend en dienen alleen om een beeld te krijgen. Als een gemeente interesse heeft kan samen met Enexis nauwkeuriger en met actuele data een analyse worden uitgevoerd. De kenmerken van de vier wijken zijn:

- Middelreuveld is een wijk uit het eind van de 20<sup>e</sup> eeuw, met overwegend rijtjeswoningen en 2-onder-1-kapwoningen. Geïsoleerd, maar niet volgens de huidige bouwnormen.
- Laarveld is een nieuwbouwwijk, goed geïsoleerd gebouwd en kwalitatief goed comfort voor warmtepompen met lagetemperatuurverwarming, in het noorden van Weert.
- Vroendaal is een nieuwbouwwijk (deze eeuw) aan de oostzijde van Maastricht, rijtjeswoningen en zelfbouwkavels grenzend aan grotendeels agrarisch gebied. Het gaat vooral om het noordwestelijke puntje van de buurt waar bebouwing is.
- De binnenstad van Roermond is een gebied met vooral oude en nieuwere panden door elkaar, winkels, woningen, horeca.

**Disclaimer:**

De beelden betreffen een indicatie van de impact, hier kunnen geen rechten aan worden ontleend. Als er een concreet plan is om tot uitvoering over te gaan zal daar gekeken worden welke verzwarings noodzakelijk zijn en hoe die uitgevoerd worden.

Deze netimpact analyse is een grove benadering. Dit betekent dat voor dit net een gedetailleerdere netstudie gedaan dient te worden om te bepalen welke uitbreidingen/verzwarings er moeten worden uitgevoerd.

Deze netimpact analyse geeft alleen een impact indicatie voor het LS- net en de MS/LS trafo's. De MS-kabels, ringen en stations en eventueel fysiek benodigde ruimte (voor kabeltracé's en transformatoren) zijn hier niet in meegenomen.

De tool gaat er ook vanuit dat alle woningen in een buurt/wijk overstappen op het betreffende scenario.

Er zijn drie scenario's doorgerekend:

- all electric (warmtepompen);
- HT-warmtenet of groengas;
- LT-warmtenet met individuele kleine warmtepompen.

Daarbij zijn de volgende penetratiegraden gebruikt per techniek (PV|WP|EV), en overige informatie:

Scenario1:100% PV|100% WP|30% EV; Grootte warmtepomp 3.6 kW, Grootte EV lader 3.6 kW

Scenario2:100% PV|0% WP|30% EV; Grootte EV lader 3.6 kW

Scenario3:100% PV|100% WP|30% EV; Grootte warmtepomp 1 kW, Grootte EV lader 3.6 kW



Het vermogen aan pv-panelen is gelijk aan het verbruik in een jaar van een woning. Dus er liggen genoeg panelen op een woning om in het jaarverbruik te voorzien. Voor de buurt in Roermond is dit de helft. Dus de helft van het verbruik wordt opgewekt door de panelen. Dit in verband met de beschikbare ruimte.

Uit de vier buurten blijkt dat de specifieke situatie bepaalt of er verzwaring van trafo's en/of kabels nodig is. Er zijn buurten die zonder meer over kunnen gaan op all electric (Weert), maar ook buurten die in alle gevallen van zon en EV al tekort schieten in netcapaciteit.

Op verzoek van gemeenten kan Enexis voor specifieke buurten analyses uitvoeren. Hierover is inmiddels al contact tussen Enexis en de gemeenten.

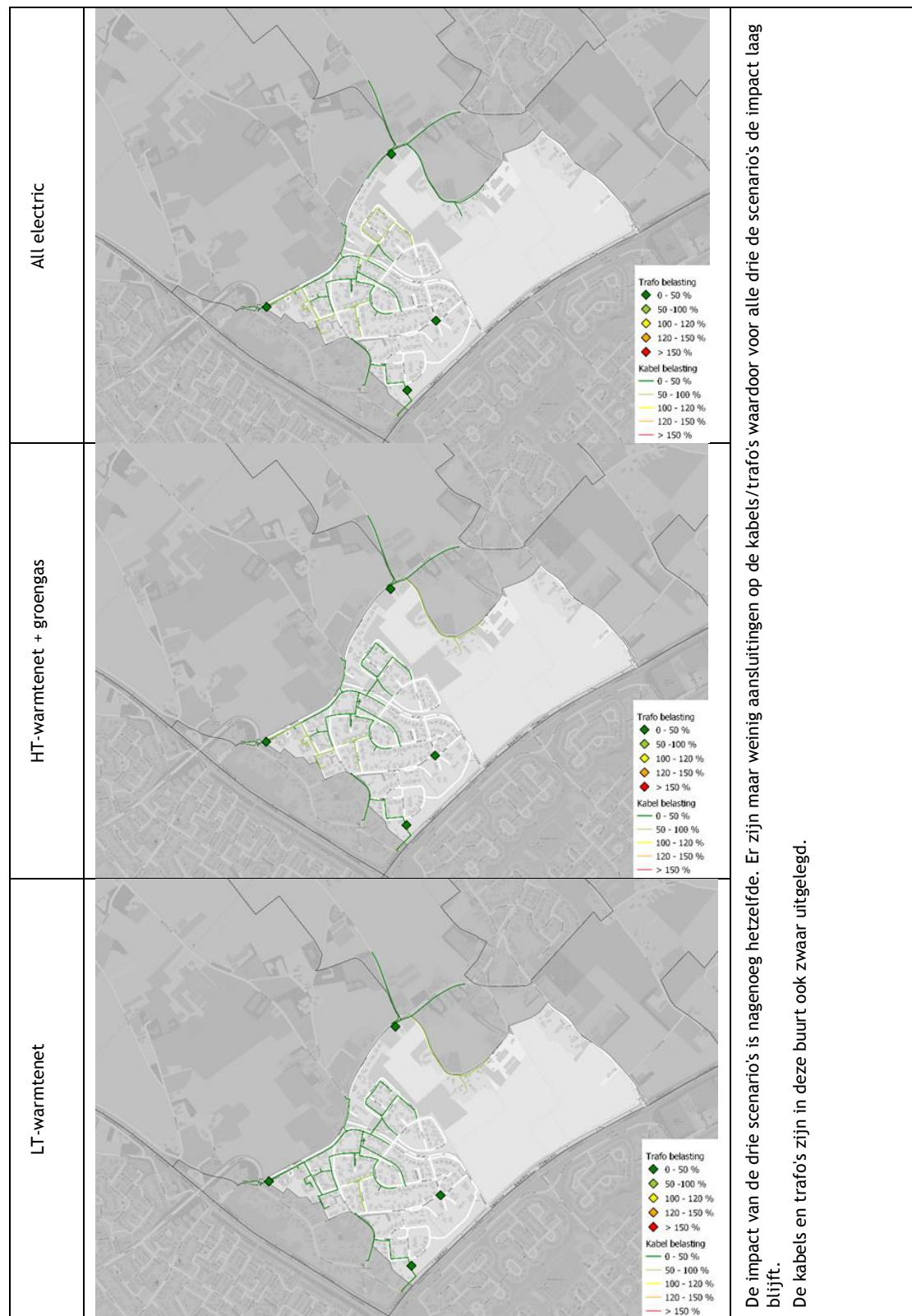
Op de volgende pagina's is per buurt aangegeven of, en in welke mate de transformatoren en kabels overbelast raken in de drie verwarmingsconcepten.

Tabel 2 - Overzicht doorrekening Horst aan de Maas

All electric		<p>De impact van de drie scenario's is nagenoeg hetzelfde. In deze wijk speelt de implementatie van PV een grote rol (zomer situatie). Het grootste knelpunt ontstaat door de panelen op het dak. De trafo's raken ongeveer voor 160% belast. Het verzwaren van de trafo's naar 630 kV zou moeten voldoen om de groei te kunnen faciliteren.</p>
HT-warmtenet + groengas		
LT-warmtenet		

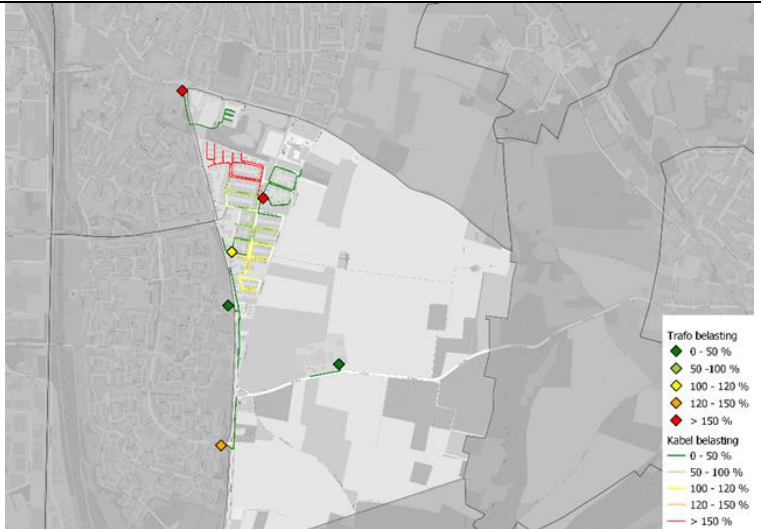
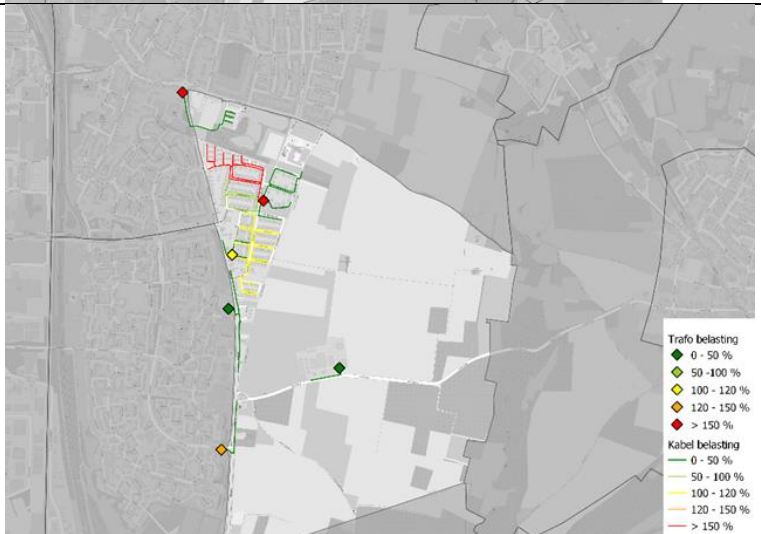
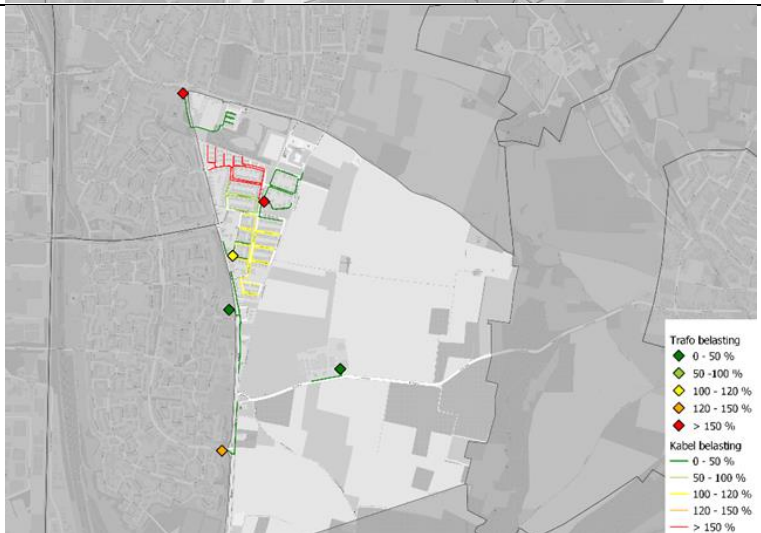
Bron: Enexis.

Tabel 3 - Overzicht doorrekening Weert - Laarveld



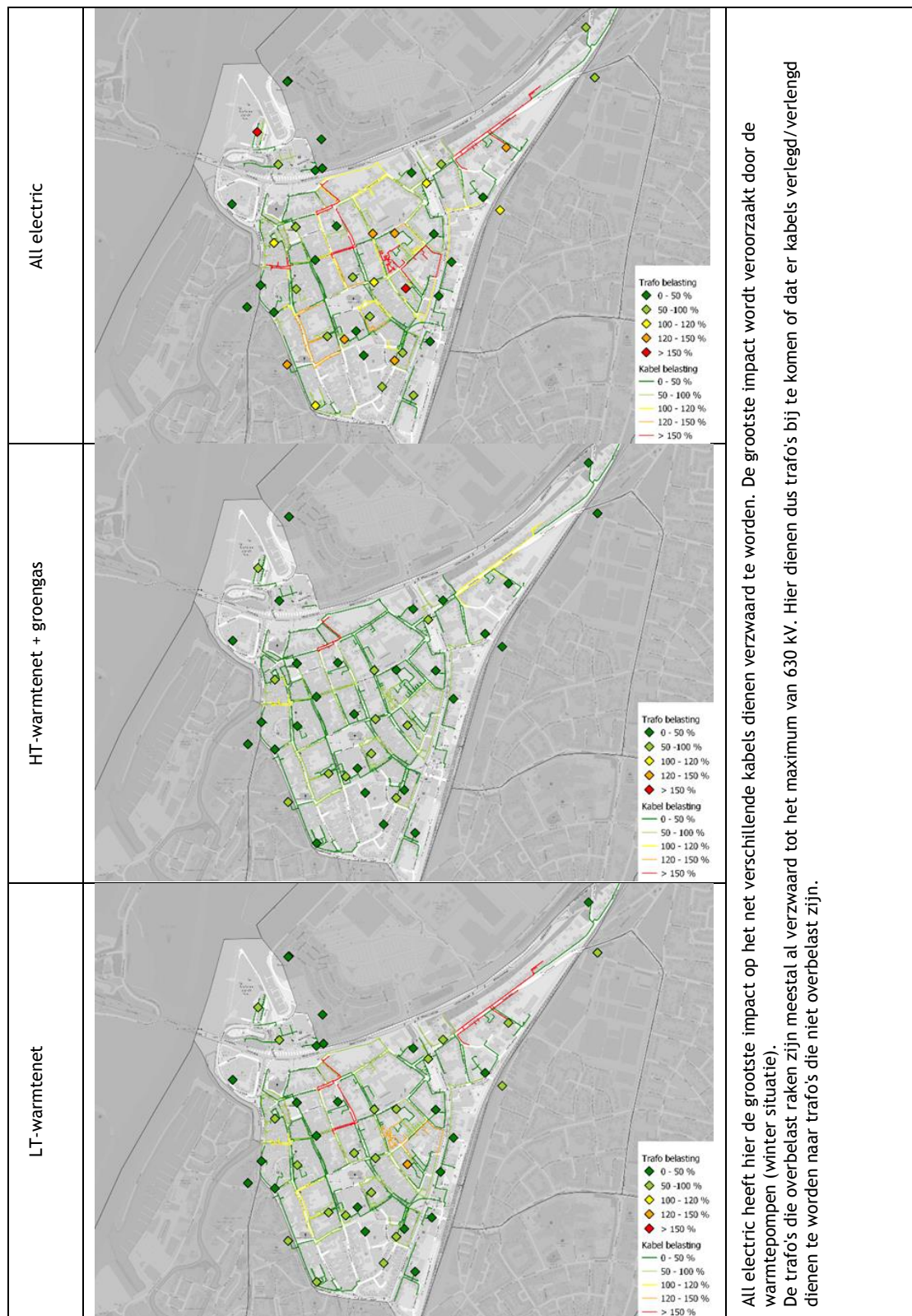
Bron: Enexis.

Tabel 4 - Overzicht doorrekening Maastricht - Vroendaal

All electric		
HT-warmtenet + groengas		
LT-warmtenet		
<p>De impact van de drie scenario's is nageoeg hetzelfde. Hier spelen de zowel de warmtepompen (winter) als de pv-panelen (zomer) een grote rol in de belasting. Voor het HT-net is natuurlijk de impact van de pv-panelen het grootst. De hoogste belasting in de scenario's ligt rond de 160% voor de trafo's. Het verzwaren van de trafo's naar 630 kV zou moeten voldoen om de groei te kunnen faciliteren. Er dienen wel meerdere kabels te worden verwaard/extra bijgelegd om de groei te kunnen faciliteren.</p>		

Bron: Enexis.

Tabel 5 - Overzicht doorrekening Roermond - Binnenstad



Bron: Enexis.



## 2.3 Hoogspanningsnet (150 en 380 kV, TenneT)

De toenemende vraag en ook lokaal aanbod van elektriciteit geven niet alleen op het laagspannings- en middenspanningsnet problemen. In de bundeling van deze transport-behoeften op hogere netvlakken ontstaat daarom ook een toenemende transportbehoefte. In alle scenario's zal TenneT het 380 en/of 150 kV-net moeten verzwaren. Voor een deel is dat in de investeringsplannen voor de komende periode opgenomen maar het zal onvol-doende zijn om in alle gevallen aan de vraag te kunnen voldoen. De doorrekening en analyse heeft tot nu toe plaatsgevonden voor de situatie in 2030. Hieruit blijkt dat de geplande investeringen in het kader van de investeringsplannen onvoldoende zijn om het verwachte gebruik van de hoogspanningsverbindingen te kunnen leveren.

Er is al sprake van enkele bestaande knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur in de provincie. Bovendien zullen elektrificatieprojecten op Chemelot de piekvraag van ongeveer 250 MW tot 400 MW doen toenemen, richting 2030. Verzwaring van de huidige 150 kV-verbinding tussen het landelijke hoogspanningsnet en Graetheide wordt daarom al langer voorzien (zie ook (DNV GL, 2020)). Niet alleen is het doortrekken van de 380 kV-lijn naar Geleen van belang. Ook verder doortrekken naar Zuid-Limburg is noodzakelijk. Bij nadere analyse van de knelpunten op het TenneT-netwerk op basis van de scenario's blijkt dat sterke groei van wind en zon al tegen 2030 tot problemen kan gaan leiden, vooral in het Klimaatakkoord Plus-scenario. In perioden van hoge inzet van conventioneel en/of decentraal productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting kunnen er knelpunten gaan ontstaan op veel verschillende 150 kV-verbindingen over de Noord-Zuid-verbinding vanaf Venray tot aan Maasbracht, Graetheide en de verbindingen richting Limmel en Schoonbron. Daarbij traden zeventien knelpunten, veelal met betrekking tot de enkelvoudige storingsreserve. Daarnaast is versterking van het knooppunt Boxmeer via zogenaamde pockets van belang. Hiermee kan de noodzakelijk capaciteit worden geleverd.

Ook ontwikkelingen in het achterland kunnen gaan vragen om verdere transportbehoefte. De Belgische aangekondigde sluiting van de kerncentrales in 2025 zal er naar verwachting een tekort van 3,9 GW aan regelbaar vermogen in België tegen die tijd. Er wordt momenteel gekeken naar de mogelijkheid om de Clauscentrale in Maasbracht direct te koppelen aan het Belgische hoogspanningsnet. Als dit gebeurt verliest Limburg zijn grootste elektriciteitscentrale, waardoor in grotere mate elektriciteit aangevoerd moet worden vanuit de rest van Nederland. De Nederlandse minister van Economische Zaken en Klimaat heeft daarom al meermalen aangegeven niets in dit plan te zien.

USG (de netbeheerder voor Chemelot) heeft geanalyseerd welke capaciteit nodig is in de vier scenario's voor 2050. De huidige capaciteit is 360 MW en dat zal in 2050 oplopen van een factor 2 tot een factor 4,5 aan benodigde netcapaciteit.

De doorrekening en analyse heeft tot nu toe plaatsgevonden voor de situatie in 2030. Hieruit blijkt dat de geplande investeringen in het kader van het geldende investeringsplan, onvoldoende zijn om het verwachte gebruik van de hoogspanningsverbindingen te kunnen leveren.

In de volgende opsomming zijn de zeventien knelpunten in het TenneT-net aangegeven. In Figuur 7 zijn de locaties weergegeven, waaruit blijkt dat in heel Limburg problemen ontstaan, met name in het scenario 2030 KA+ met veel elektrificatie en veel zonne-energie. In deze figuur is er bij oranje verbindingen en stations sprake bij overbelasting bij n-1-aansluiting. Deze knelpunten doen zich niet voor bij n-0-aansluiting. Bij de rode verbindingen en stations is er ook sprake van een knelpunt bij n-0-configuratie. Bij de groene aansluitingen is er geen sprake van een knelpunt.



Tabel 6 - Capaciteitsbehoefte Chemelot

		Huidig	Regionaal	Nationaal	Europees	Mondiaal
E-vraag Chemelot	[MW]	254	824	1.078	1.554	634
Verbindingen USG-TenneT	[#]	3	3	4	4	3
Capaciteit per verbinding	[MVA]	200	200	200	200	200
N capaciteit USG - TenneT ( $\cos \varphi = 0,9$ )*	[MW]	540	540	720	720	540
N-1 capaciteit USG-TenneT *	[MW]	360	360	540	540	360
Directe verbindingen TenneT-Fabriek	[#]	0	4	4	8	4
Capaciteit	[MVA]	0	300	300	300	200
N-vermogen ( $\cos \varphi = 0,9$ )	[MW]	0	1.080	1.080	2.160	720
N-1 vermogen [MW] Fabrieken - TenneT	[MW]	0	540	540	1.080	360
<b>Totale capaciteit (N-1) TenneT - Chemelot</b>	<b>[MW]</b>	<b>360</b>	<b>900</b>	<b>1.080</b>	<b>1.620</b>	<b>720</b>

- 150 kV-verbinding Beek - Graetheide.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit een enkel bovengronds lijncircuit en voor een klein deel uit een ondergronds kabelcircuit. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Blerick - Belfeld - Buggenum.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuit, waarbij Belfeld is ingelust in het zwarte circuit tussen Blerick en Buggenum. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Boekend - Blerick.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuits die voor de beide stationszijden zijn samengeslagen. In 2030 (alle scenario's) treedt er een knelpunt op bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-0). In het steekjaar 2020 kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel productievermogen en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- 380 kV-verbinding Dodewaard - Boxmeer - Maasbracht.  
Deze 380 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuit, waarbij een 380/150 kV-transformator in Boxmeer is afgetakt op het zwarte circuit tussen Dodewaard en Maasbracht. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt zeer sporadisch op bij een gemiddelde inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een gemiddelde belasting.

- 150 kV-verbinding Haps - Boxmeer - Venray.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit een enkel bovengronds lijncircuit en voor een klein deel uit een ondergronds kabelcircuit (de aftakking naar Boxmeer). In 2020 treedt er een knelpunt op bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-0). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel productievermogen en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- Transformator 380/150 kV Boxmeer.  
Een koppeling tussen het 380 kV-net en het 150 kV-net in Limburg. Deze koppeling bestaat uit 1 x 380/150 kV-transformator. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Venray - Horst - Californië - Boekend.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuits, waarbij Horst is ingelust in het witte circuit en Californië is ingelust in het zwarte circuit tussen Venray en Boekend. In 2030 (alle scenario's) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Maasbracht - Born - Lutterade.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit twee bovengronds lijncircuits en voor een klein deel uit een ondergronds kabelcircuit (inlusing naar Born). In 2020 kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- 150 kV-verbinding Beersdal - Treebeek.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuit, waarbij Treebeek geen volwaardige stationslocatie is. In 2030 (alle scenario's) treedt er een knelpunt op bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-0). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- 150 kV-verbinding Buggenum - Kelpen - Nederweert.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengronds lijncircuits, waarbij Kelpen is ingelust in het witte circuit tussen Buggenum en Nederweert. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- 150 kV-verbinding Buggenum - Maasbracht.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengronds lijncircuits. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).
- 380 kV-verbinding Eindhoven - Maasbracht.  
Deze 380 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengrondse lijncircuit. In 2030 (alle scenario's) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op bij een gemiddelde inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een gemiddelde belasting.

- 150 kV-verbinding Graetheide - Limmel.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit twee bovengronds lijncircuits en voor een klein deel uit ondergronds kabelcircuits. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Graetheide - Schoonbron.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit een enkel bovengronds lijncircuit en voor een klein deel uit een ondergronds kabelcircuit. In 2030 (KA+) treedt er een knelpunt op bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-0). In de overige steekjaren en scenario's kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- Transformatoren 380/150 kV Maasbracht.  
Een koppeling tussen het 380 kV-net en het 150 kV-net in Limburg. Deze koppeling bestaat uit 4 x 380/150 kV-transformator. In 2030 (Alle scenario's) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge belasting en een lage inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv).  
150 kV-verbinding Schoonbron - 'Harde' aftak op de circuits Graetheide - Terwinselen en Limmel - Terwinselen. Deze 150 kV-verbinding bestaat volledig uit twee bovengronds lijncircuits. In 2030 (KA+) kan er niet worden voldaan aan de enkelvoudige storingsreserve bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-1). Dit knelpunt treedt op in een periode met een hoge inzet van conventioneel en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zon-pv) en een lage belasting.
- 150 kV-verbinding Venray - Boxmeer.  
Deze 150 kV-verbinding bestaat voor het grootste deel uit twee bovengronds lijncircuits en voor een klein deel uit ondergronds kabelcircuits. In 2030 (alle scenario's) treedt er een knelpunt op bij een volledig in bedrijf zijnd net (n-0). Dit knelpunt treedt voornamelijk op in een periode met een hoge inzet van conventioneel productievermogen en/of decentraal opgesteld productievermogen (onder andere wind op land en/of zonneparken) en een lage belasting.

In alle scenario's zal TenneT het 380 en/of 150 kV net moeten verzwaren. Voor een deel is dat in de investeringsplannen voor de komende periode opgenomen, maar het zal onvoldoende zijn om in alle gevallen aan de vraag te kunnen voldoen.

De knelpunten voor 2030 en voor 2050 zijn vergelijkbaar zoals is te zien in Figuur 7 en Figuur 8.

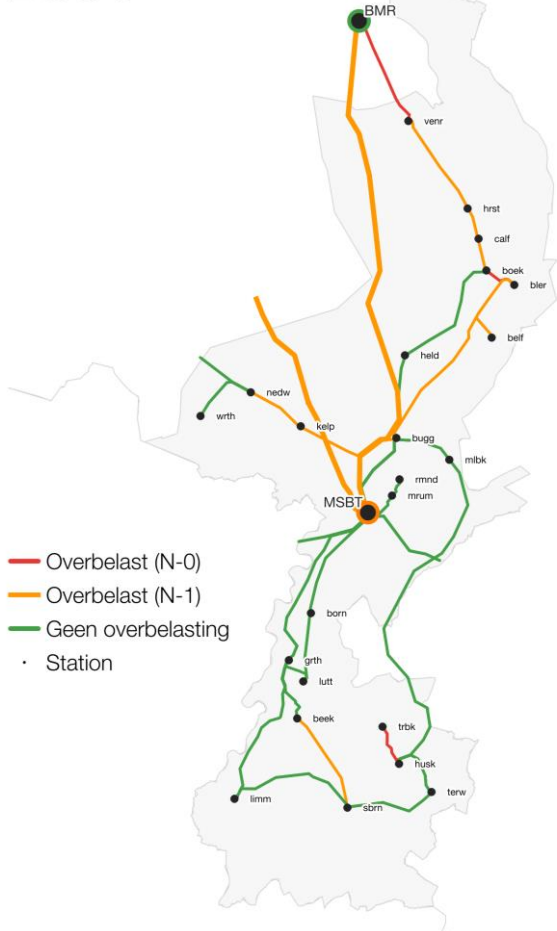
## Conclusies met betrekking tot elektriciteit

De belangrijkste knelpunten in het elektriciteitsnet zijn:

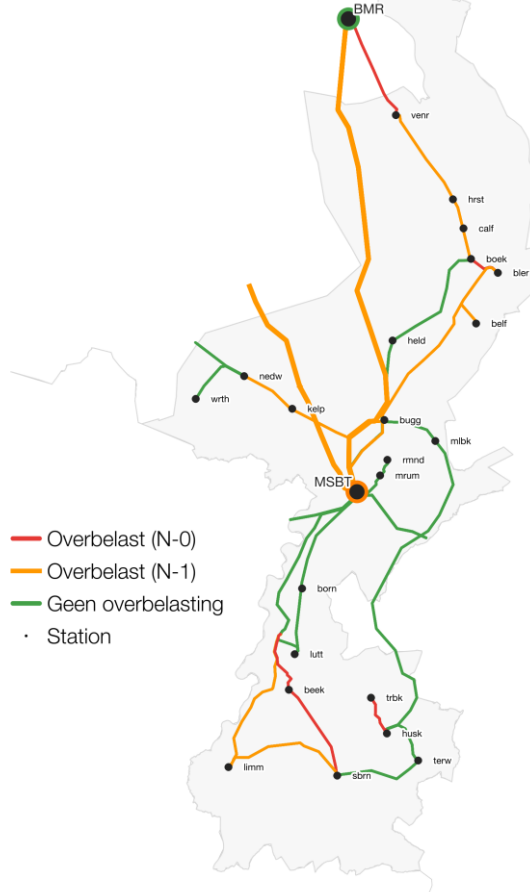
- onvoldoende capaciteit voor levering aan de industrie Chemelot 380 kV;
- onvoldoende capaciteit voor productie zon/wind (20/50 kV);
- onvoldoende capaciteit voor levering in de Gebouwde Omgeving (inclusief mobiliteit).

Figuur 7 - Knelpunten in het 150/380 kV-net van Limburg (2030)

# Klimaatakkoord 2030

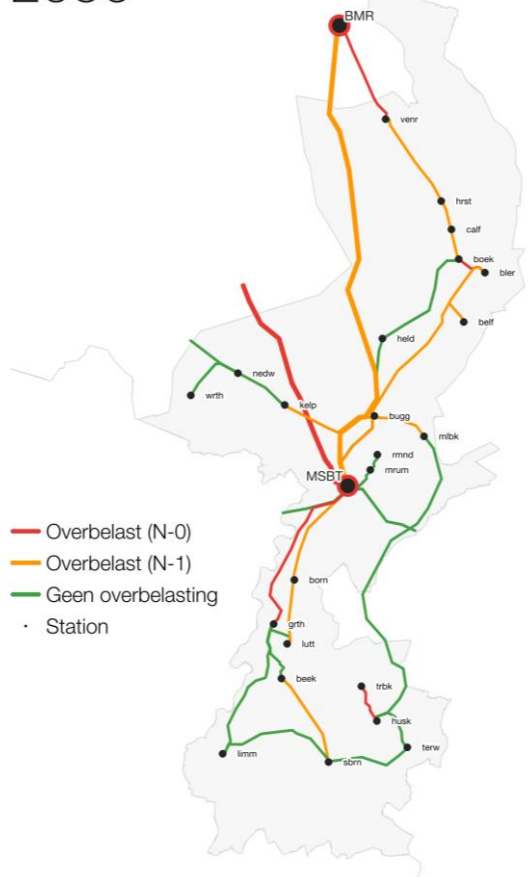


# Klimaatakkoord Plus 2030

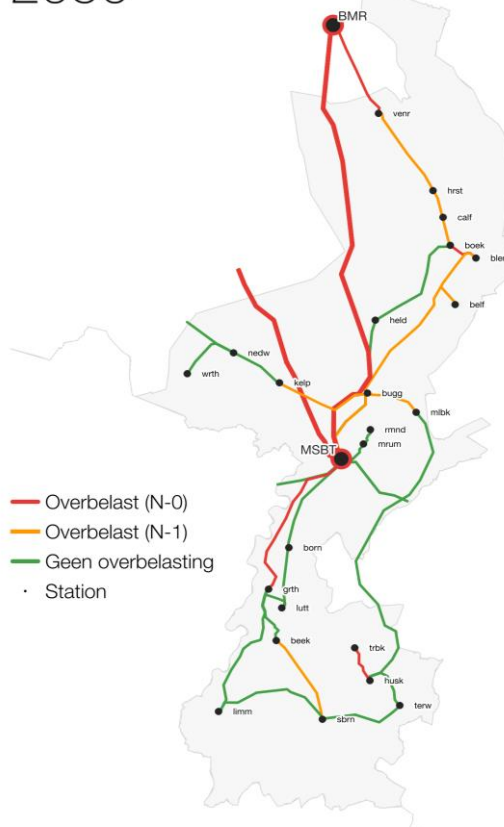


Figuur 8 - Knelpunten in het 150/380 kV-net van Limburg (2050)

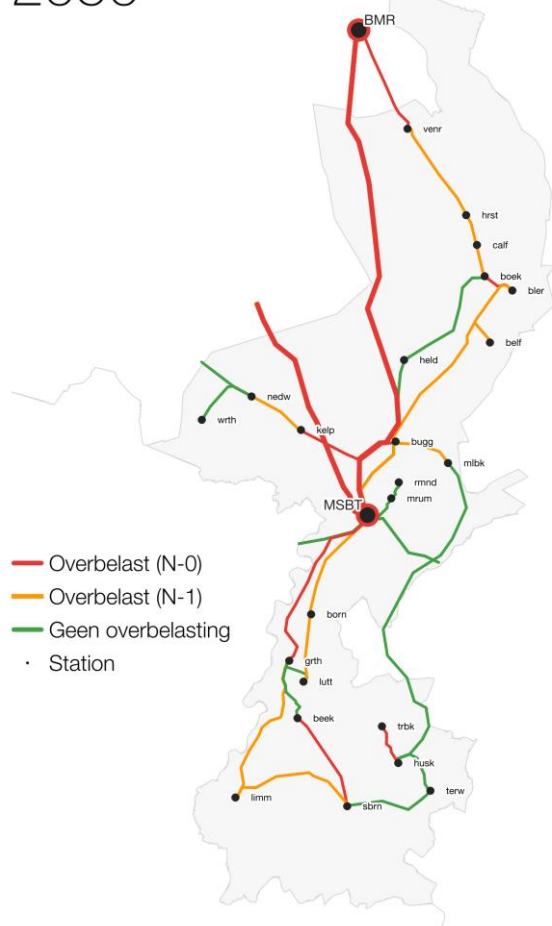
## Internationale Sturing 2050



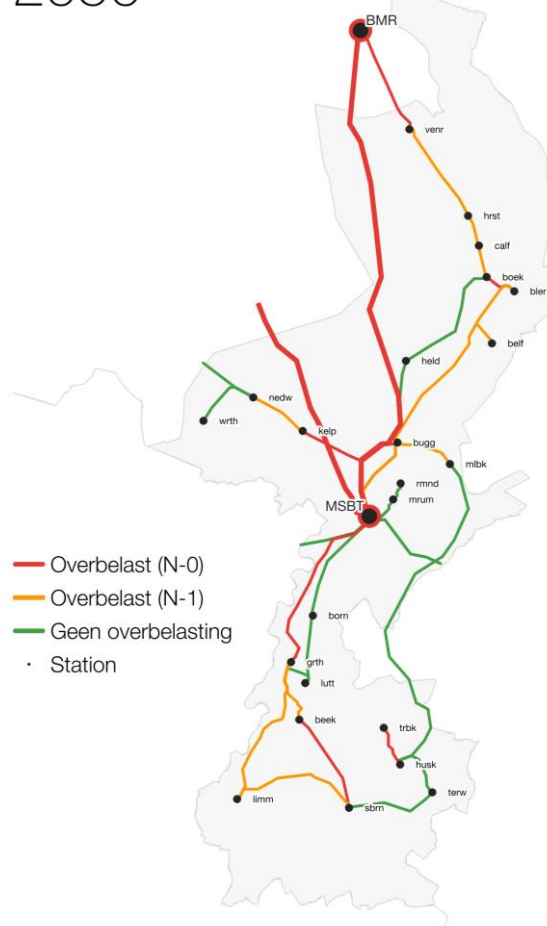
## Europese Sturing 2050



## Nationale Sturing 2050



## Regionale Sturing 2050



### 2.4 Gasnet

Alleen in 2030 zal het gasnet kritiek zijn. Er zijn meerdere gassen waarvoor gelijktijdig capaciteit wordt gevraagd: hoog- en laagcalorisch aardgas en waterstof. Daarnaast wordt er capaciteit gevraagd voor transport van CO<sub>2</sub>, waarvoor tevens gasleidingen gebruikt kunnen worden. Richting 2050 valt de vraag naar hoog- en laagcalorisch aardgas weg, waardoor de knelpunten vervallen.

Door de afnemende vraag naar aardgas in alle scenario's ontstaan er geen knelpunten in het aardgasnet, noch van Gasunie, noch van Enexis. Hierbij maakt het niet uit dat het aardgas vervangen zal worden door groengas, dat heeft dezelfde eigenschappen als aardgas, beide zijn methaan.

Wel is de vraag hoe de aardgasnetten gefaseerd omgebouwd zouden kunnen worden voor transport of distributie van waterstof. Enerzijds gaat het dan om het voldoen aan de eisen van waterstoftransport/distributie, anderzijds gaat het om de vraag of gelijktijdig aardgas en waterstof kunnen worden getransporteerd/gedistribueerd. Dit laatste geldt met name in 2030.

## 2.5 Warmtenet

In sommige scenario's wordt een uitbreiding van het aantal warmtenetten voorzien. De infrastructuur hiervoor is echter nog niet aanwezig. Daarom moet deze nog aangelegd worden. In gebieden met bestaande warmtenetten is het relatief eenvoudig, maar in gebieden waar nog geen warmtelevering is, is het nog zeer onduidelijk welke partij kan beslissen, welke partij moet investeren, welke partij warmte gaat leveren. De nieuwe warmtewet moet hier helderheid in geven, maar zal dat waarschijnlijk niet gaan doen.

## 2.6 CO<sub>2</sub>-transport

Een route naar een klimaatneutraal 2050 wordt geboden door toepassing van CCS. Voor 2030 wordt al verkend of emissiereductie mogelijk kan worden gemaakt door de CO<sub>2</sub>-emissie die samenhangt met de waterstofproductie op Chemelot kan worden afgevangen. Deze route kan eraan bijdragen om de huidige CO<sub>2</sub>-emissie te reduceren van de huidige 6,0 Mton CO<sub>2</sub>-eq. (1,1 Mton hiervan is lachgas (N<sub>2</sub>O)) tot de ambitie van 3,4 Mton CO<sub>2</sub> in 2030. Daarmee zou een reductie van 0,8 Mton CO<sub>2</sub> per jaar kunnen worden gerealiseerd.

Er is voor het geval Chemelot CO<sub>2</sub> wil afvangen geen transportmogelijkheid voor transport en opslag van de CO<sub>2</sub> op de Noordzee. In Limburg zijn geen opslagmogelijkheden.

## 2.7 Overzicht knelpunten

Op basis van de doorrekeningen van Enexis, TenneT en Gasunie zijn de volgende knelpunten naar voren gekomen:

Tabel 7 - Knelpunten in de diverse energie-infrastructuren

Knelpunten Limburg	2030	2030+	Regionaal	Nationaal	Europees	Mondiaal
Elektriciteit						
Onvoldoende capaciteit voor levering aan industrie			x	x	x	
Onvoldoende capaciteit voor levering aan gebouwde omgeving (woningen, overige gebouwen, mobiliteit)		x	x	x		
Onvoldoende capaciteit voor invoeding van zonneparken	x	x	x	x	x	x
Onvoldoende regelbaar vermogen elektriciteit		x	x	x	x	x
Gasnetten						
Transport waterstof		x	x	x	x	x
Distributie waterstof						x
Warmtenetten						
Onvoldoende transportnetten van industrie naar warmteleveringsgebieden	x		x			
Onvoldoende distributienetten voor warmtelevering	x		x		x	
Transport CO <sub>2</sub>					x	

Uit het overzicht blijkt dat er een aantal robuuste knelpunten is:

- LS-netten elektriciteit;
- invoeding decentrale productie elektriciteit;
- levering elektriciteit aan de industrie;



- onvoldoende regelbaar vermogen elektriciteit;
- gas/waterstoftransport.

Dat laatste knelpunt lijkt echter al te zijn opgelost door de beslissing om de waterstof backbone aan te gaan leggen (planning 2027).

De invoeding van elektriciteit van zonneparken legt een groot beslag op de netcapaciteit. In vergelijking met windenergie is het beslag op de netcapaciteit drie keer zo hoog omdat de bedrijfstijd van een zonnepark circa 950 uur per jaar is, terwijl dat voor windenergie op land 2.500-3.000 uur per jaar is.

De andere knelpunten zijn afhankelijk van het soort energievraag dat ontstaat:

- waterstofgebruik in de gebouwde omgeving;
- warmtelevering in de gebouwde omgeving;
- transport van CO<sub>2</sub> voor afvang van CO<sub>2</sub> in de industrie, en al dan niet in combinatie met transport vanuit Duitsland.

## 3 Oplossingen van de Limburgse knelpunten

In dit hoofdstuk kijken we naar algemene en specifiek Limburgse oplossingen voor knelpunten voor zowel elektriciteit, gas, warmte als CO<sub>2</sub>.

Omdat veel knelpunten niet alleen door Enexis of TenneT of Gasunie kan worden opgelost, is het noodzakelijk dat er nauwe samenwerking is en afstemming. Dat komt terug bij de governance in Bijlage G.

We onderscheiden de volgende oplossingen voor de genoemde knelpunten.

### 3.1 Elektriciteit

#### Netverzwaring

De gangbare oplossing voor knelpunten in het elektriciteitssysteem is investeren in verzwaring (c.q. uitbreiding) van de elektrische infrastructuur (kabels en transformatoren). De netbeheerder van het betreffende onderdeel van het netwerk is verantwoordelijk voor het net en voor de benodigde investeringen (Enexis voor laag- en middenspanning, TenneT voor hoogspanning).

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 de meest voor de hand liggende 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. Als het structurele capaciteitstekorten betreft is verzwaring onvermijdelijk.

In Tabel 8 zijn de projecten benoemd die de berekende overbelasting kunnen ondervangen.

Tabel 8 - Oplossingen door verzwaring van hoogspanningslijnen en stations

1	Inlussen nevencircuit (witte circuit) Schoonbron - Graetheide op het station Beek.
2	Verzwaren 150 kV-verbinding Schoonbron - Beek - Graetheide.
3	Verzwaren 150 kV-verbinding Blerick - Belfeld - Buggenum.
4	Het openen (aan één zijde openen van de vermogensschakelaar) van de 150 kV-verbinding Boekend-Blerick, waardoor het vermogenstransport loopt van Boekend via Helden naar Maasbracht in plaats van Boekend via Blerick/Belfeld/Buggenum naar Maasbracht.
5	Verzwaren van de 150 kV-verbinding Boekend - Blerick.
6	Het uitbreiden en reconstructie bestaand 380/150 kV-koppelpunt in Boxmeer door het plaatsen van drie of vier 380/150 kV-transformatoren, het inlussen van het nevencircuit op de 150 kV-station Horst en Californië alsook het openen (aan één zijde openen van de vermogensschakelaar) van de 150 kV-verbinding California - Boekend.
7	Het 150 kV-net in Limburg indelen in kleinere deelnetten achter de 380 kV-station Boxmeer, Maasbracht en Graetheide.
8	Verzwaren 380 kV-verbinding Dodewaard - Boxmeer - Maasbracht.

9	Realisatie van nieuw 150 kV-station Boxmeer, aanleg nieuwe kabelverbinding tussen Haps en het nieuwe 150 kV-station Boxmeer en (her-)aansluiten van 150 kV-verbindingen vanuit Gennep en Venray op nieuwe 150 kV-station Boxmeer.
10	Verzwaren 150 kV-verbinding Venray - Horst - California.
11	Aanleg van een nieuwe 150 kV-kabelverbinding tussen Graetheide en Lutterade en aansluiten 150 kV-verbinding vanuit Maasbracht op Born.
12	De nieuwe klanten aansluiten op het 150 kV-station Beersdal.
13	Inlussen nevecircuit (zwart circuit) Buggenum - Nederweert op het station Kelpen.
14	Verzwaren 150 kV-verbinding Buggenum - Kelpen - Nederweert.
15	Verzwaren 380 kV-verbinding Eindhoven - Maasbracht.
16	Verzwaren 150 kV-verbinding Graetheide - Limmel.
17	Het uitbreiden en reconstructie bestaand 150 kV-station Schoonbron door het plaatsen van een dubbelrailconfiguratie, het inlussen van de circuits naar de 150 kV-stations Graetheide/Beek, Limmel en Terwinselen.
18	Verzwaren 150 kV-verbinding Venray - Boxmeer.
19	Conversie van duurzaam opgewekte elektriciteit naar waterstof. Deze waterstof via het gasnet transporteren.
20	Grootschalige opslag van duurzaam opgewekte elektriciteit op gemeente niveau.
21	Verzwaren 150 kV-verbinding Limmel - Schoonbron.
22	Het realiseren van een nieuw 380/150 kV-koppelpunt in Graetheide door het plaatsen van drie of vier 380/150 kV-transformatoren, het herstellen van het spanningsniveau voor de 150 kV-verbinding tussen Maasbracht en Graetheide naar 380 kV.
23	Verzwaren 150 kV-verbinding Buggenum-Maalbroek.
24	Het realiseren van een 3 <sup>e</sup> 380 kV-circuit tussen Maasbracht en Graetheide.

### *Netverzwaring 150/380 kV*

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. 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. In de meeste gevallen is verzwaring minimaal nodig, zowel door TenneT als Enexis. TenneT ziet als belangrijke oplossing het aanleggen van een pocketstructuur bij het station Boxmeer.

### *Verzwaren 150 kV-lijnen*

De energietransitie zal voor de industrie op Chemelot een verzwaring vergen van de capaciteit van 360 MW naar 720 of zelfs 1.640 MW in 2050. Hiervoor is het noodzakelijk dat de 150 kV-lijn naar Chemelot wordt verzaard naar 380 kV. Maar niet alleen is het doortrekken van de 380 kV-lijn naar Geleen van belang. Ook verder doortrekken naar Zuid-Limburg is noodzakelijk vanwege de toenemende vraag in dit deel van Limburg. Hiermee kan de noodzakelijk capaciteit worden geleverd.

### *Conversie van duurzaam opgewekte elektriciteit naar waterstof*

Lokaal geproduceerde elektriciteit geeft in een aantal situaties, lage vraag in combinatie met hoge productie, een overbelasting van onderstations. Door de elektriciteit ter plaatse om te zetten in waterstof kan deze via het gasnet worden gedistribueerd. Verzwaring van het onderstation is dan niet nodig. De bedrijfstijd zal echter wel zeer laag zijn.



## Grootschalige lokale opslag van duurzaam opgewekte elektriciteit

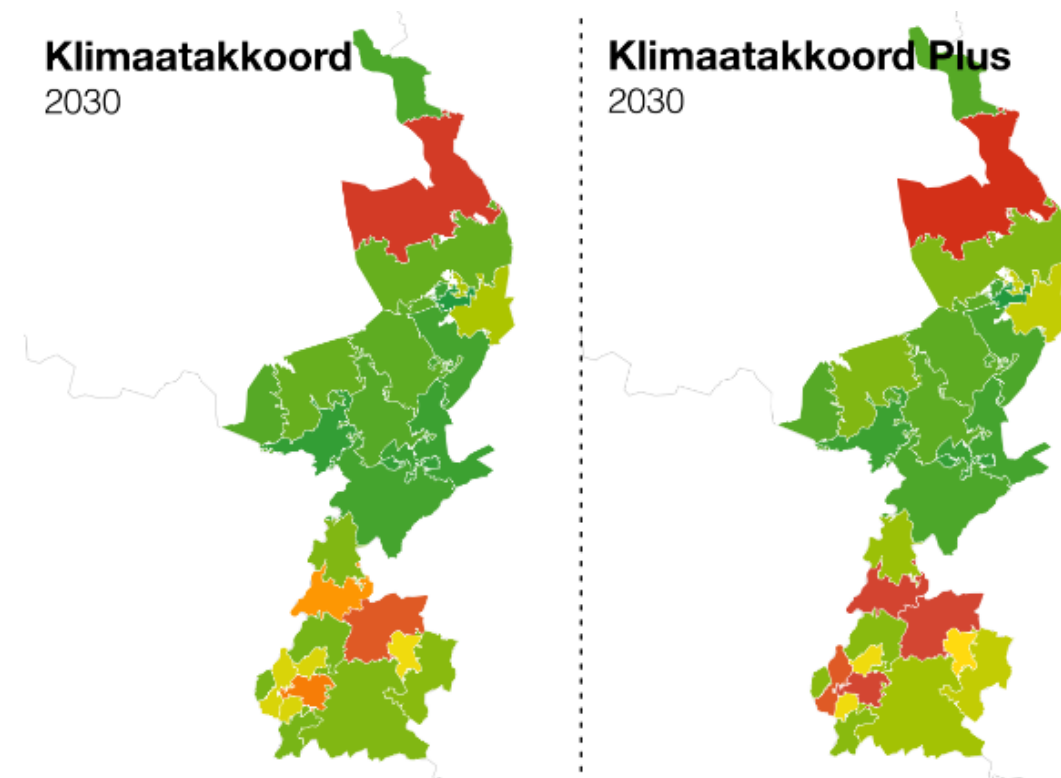
Lokaal geproduceerde elektriciteit geeft in een aantal situaties, lage vraag in combinatie met hoge productie, een overbelasting van onderstations. Door de elektriciteit ter plaatse op te slaan in batterijen en/of een O-PAC (zie verder) kan verzwaring van het onderstation en/of hoogspanningslijnen worden voorkomen.

## Netverzwaring onderstations

Enexis heeft de mogelijkheid om knelpunten binnen het station op te lossen door middel van de drie oplossingen die benoemd zijn in Paragraaf 2.1. Vervolgens is per station waar geen van de drie oplossingen volstaat verkend welke ruimtelijke mogelijkheden er zijn om het station uit te breiden. In de figuren is aangegeven welke onderstations voldoende (groen) of onvoldoende capaciteit hebben na het toepassen van lokale verzwaring, waarbij rood aangeeft dat er geen oplossing is binnen het onderstation.

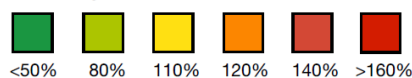
Er zijn vijf stations die onvoldoende capaciteit hebben en waar de drie oplossingen van Enexis onvoldoende soelaas bieden. Het gaat om Venray, Born, Treebeek (TRBK), Schoonbron (SBRN) en Maastricht (WVW).

Figuur 9 - Belasting onderstations Klimaatakkoord en Klimaatakkoord Plus na het treffen van lokale verzwaring

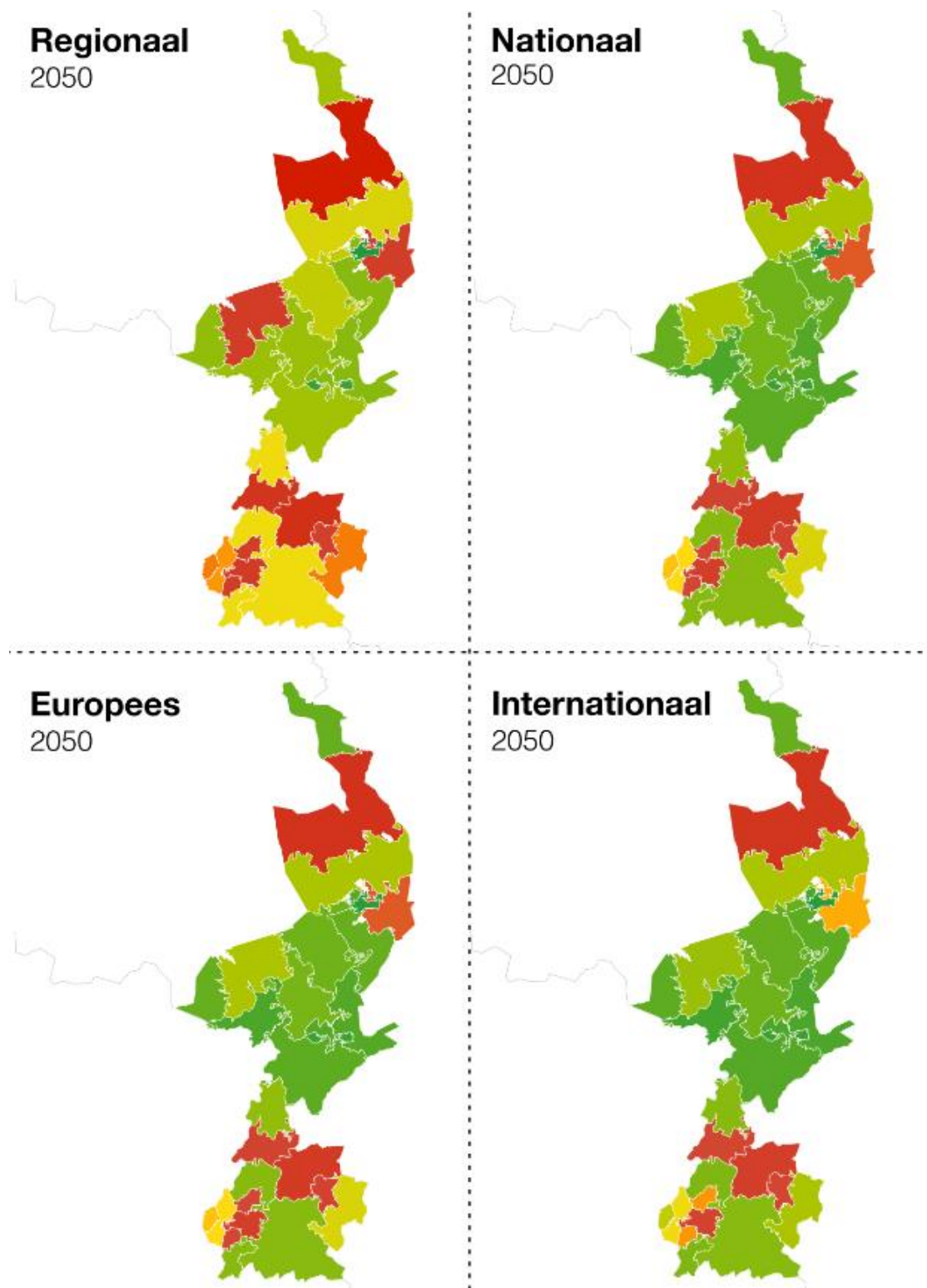


### Legenda

Piekbelasting op het hoofdstation per leveringsgebied als percentage van de capaciteit van dat station



Figuur 10 - Belasting onderstations scenario's 2050 na het treffen van lokale verzwaring



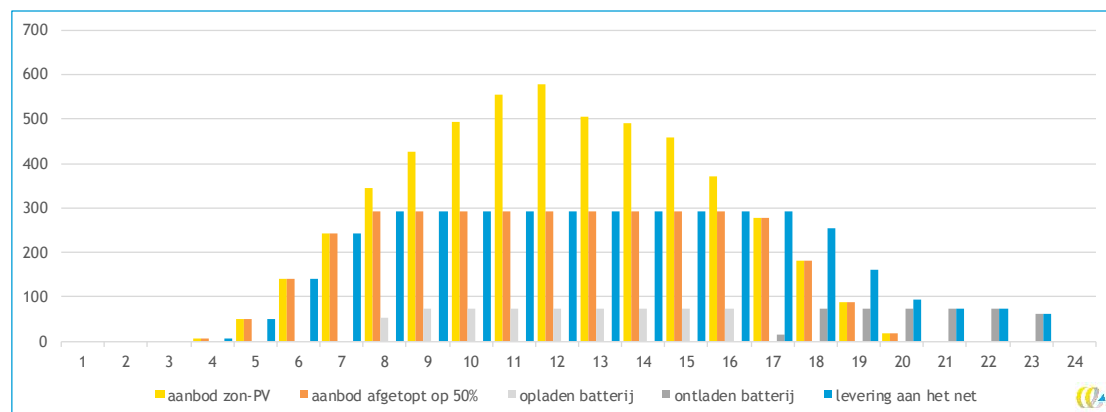
## Aansluiten met lagere capaciteit (curtailment en batterijen)

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. Met inzet van batterijen kan alle aanbod boven deze capaciteit toch geleverd worden aan het net – we werken dit hieronder verder uit. Ook met batterijen kan in specifieke situaties wel 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.

Bij zonneparken kunnen batterijen geplaatst worden. Dit dient twee doelen: zowel overschotten van aanbod ten opzichte van elektriciteitsvraag dempen, als het ontlasten van het net. Zonneparken zouden op halve capaciteit aangesloten kunnen worden, zodat ook de piekbelasting op het net gehalveerd wordt. Op jaarbasis is ongeveer 12% van het elektriciteitsaanbod van een zonnepark boven deze grens. Met batterijen kan dit overschot worden verschoven naar momenten waarop het aanbod lager is dan de aansluitcapaciteit.

De batterij maakt dan echter maar weinig cycli, oftewel er is veel opslagcapaciteit nodig die maar weinig wordt gebruikt. Tegenover de investering in opslagcapaciteit staat dus een beperkte afzet aan de elektriciteitsmarkt. Om een betere businesscase te krijgen, kan men kiezen om de batterijen niet te dimensioneren op opname van alle overschotten boven de aansluitcapaciteit, maar op slechts een deel. Met batterijvermogen op 12,5% van het outputvermogen van de geïnstalleerde zon-pv, en opslagcapaciteit gelimiteerd op circa 6 uur laden op vol vermogen, is uiteindelijk 94% van het elektriciteitsaanbod van zon-pv te leveren aan het net. De batterij maakt 680 vollasturen (opgenomen elektriciteit gedeeld door batterijvermogen) en 110 cycli (opgenomen elektriciteit gedeeld door opslagcapaciteit). Figuur 11 toont een voorbeeld van een zomerdag waarop het aanbod van een zonnepark boven de aansluitcapaciteit uitstijgt en batterijen dit overschot verschuiven naar de avond.

Figuur 11 - Illustratie van opwek met zon-pv in combinatie met batterij op alle uren van een zomerdag



Van de 27 onderstations van Enexis hebben er 21 problemen met de invoeding vanuit zonneparken. Na oplossingen in het onderstation blijven er 11 stations over waarvoor geen oplossing is. Door slechts aan te sluiten op de helft van het piekvermogen neemt het aantal stations met problemen af tot drie in de scenario's Regionaal en Nationaal (VENR, TRBK, NEDW), en alleen station VENR blijft in alle scenario's problemen ondervinden. Het verlies aan energie dat niet kan worden ingevoerd is circa 12%, en dat is op momenten dat er forse overschotten zijn en de elektriciteit weinig waard zal zijn. Als de aansluiting 30% lager wordt dan de productiepiek gaat er slechts circa 3% energie verloren.

## 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. In de huidige regelgeving en tariefstructuur zijn er evenmin incentives voor marktpartijen om flexibiliteit in te zetten om netwerkknelpunten op te lossen of te voorkomen.

Door de laadpatronen van elektrische voertuigen en de gebruikskarakteristieken van warmtepompen aan te passen, nemen de overbelastingen aan de vraagzijde af, vooral in de scenario's Regionaal en Nationaal (veel warmtepompen en EV).

### *Flexibiliteit in laag/middenspanningsnet*

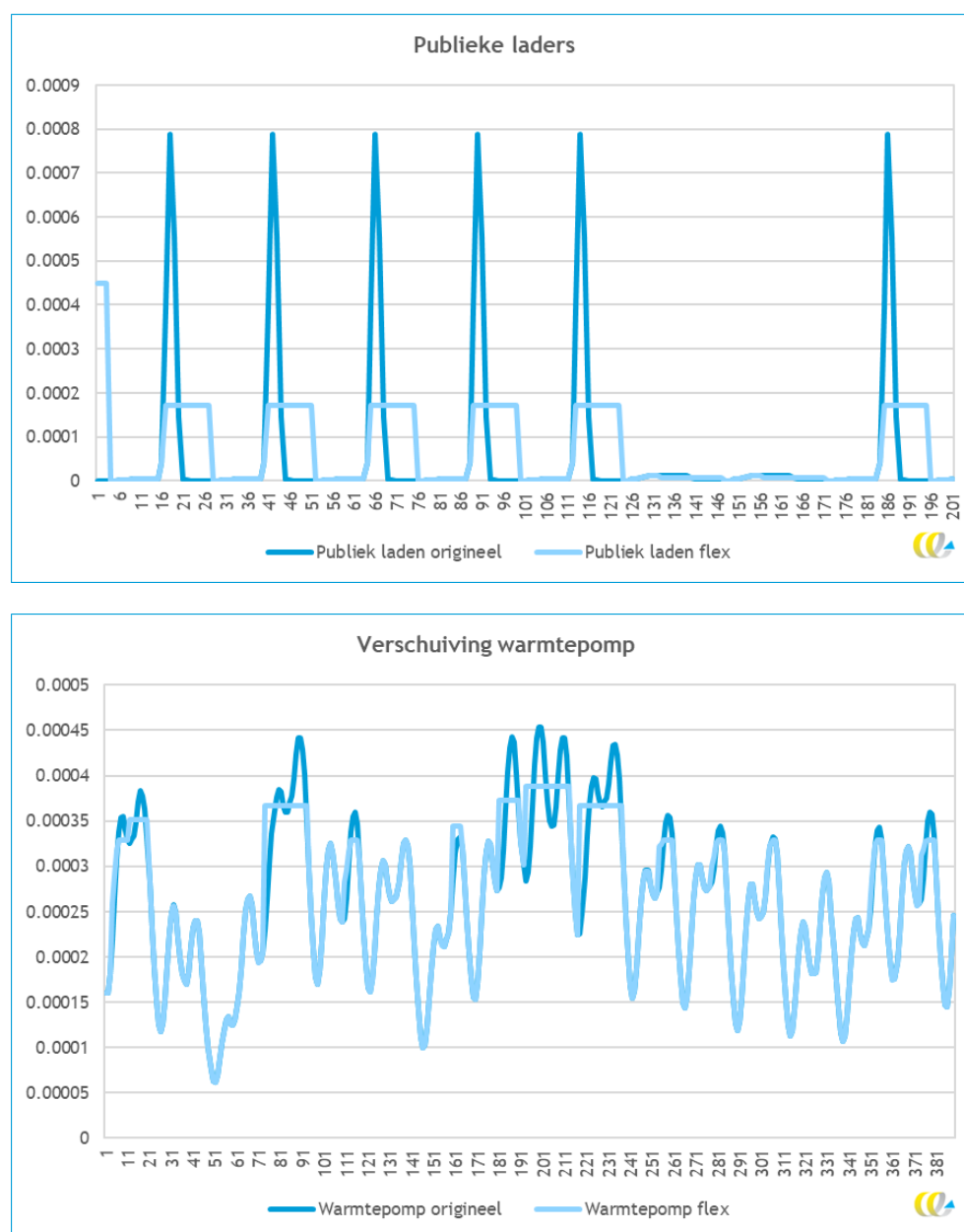
Om netverzwaring te voorkomen/verminderen kunnen ook andere oplossingen aangewend worden. Netwerken worden gedimensioneerd op de piekcapaciteit met hoge zekerheid. Netinvesteringen kunnen worden uitgesteld of voorkomen als die pieken kunnen worden afgevlakt, oftewel door flexibiliteit in vraag en aanbod te organiseren. Dat kan onder andere door vraagsturing of -beperking en met slim laden (voor vraagknelpunten).

Door Enexis zijn de scenario's met en zonder flexmaatregelen doorgerekend. Als flexmaatregel is aan de aanbodkant uitgegaan van aansluiting van zonneparken op de helft van het piekvermogen.

Aan de vraagzijde zijn daarnaast twee flexmaatregelen doorgevoerd gericht op verandering van het patroon van elektriciteitsgebruik. Het effect van deze maatregelen op de vraagprofielen is weergegeven in Figuur 12. Hoe de gebruikers beïnvloed moeten worden is nog wel een punt van aandacht omdat de huidige nettarieven hier geen prikkels voor geven:

- Verschuiving van de laadpiek van elektrische voertuigen naar een later tijdstip met afvlakking van het patroon.
- Afvlakking van het patroon van elektrische warmtepompen. De donkerblauwe lijn in de volgende figuren is de oorspronkelijke patroon. De lichtblauwe lijn is het nieuwe patroon.

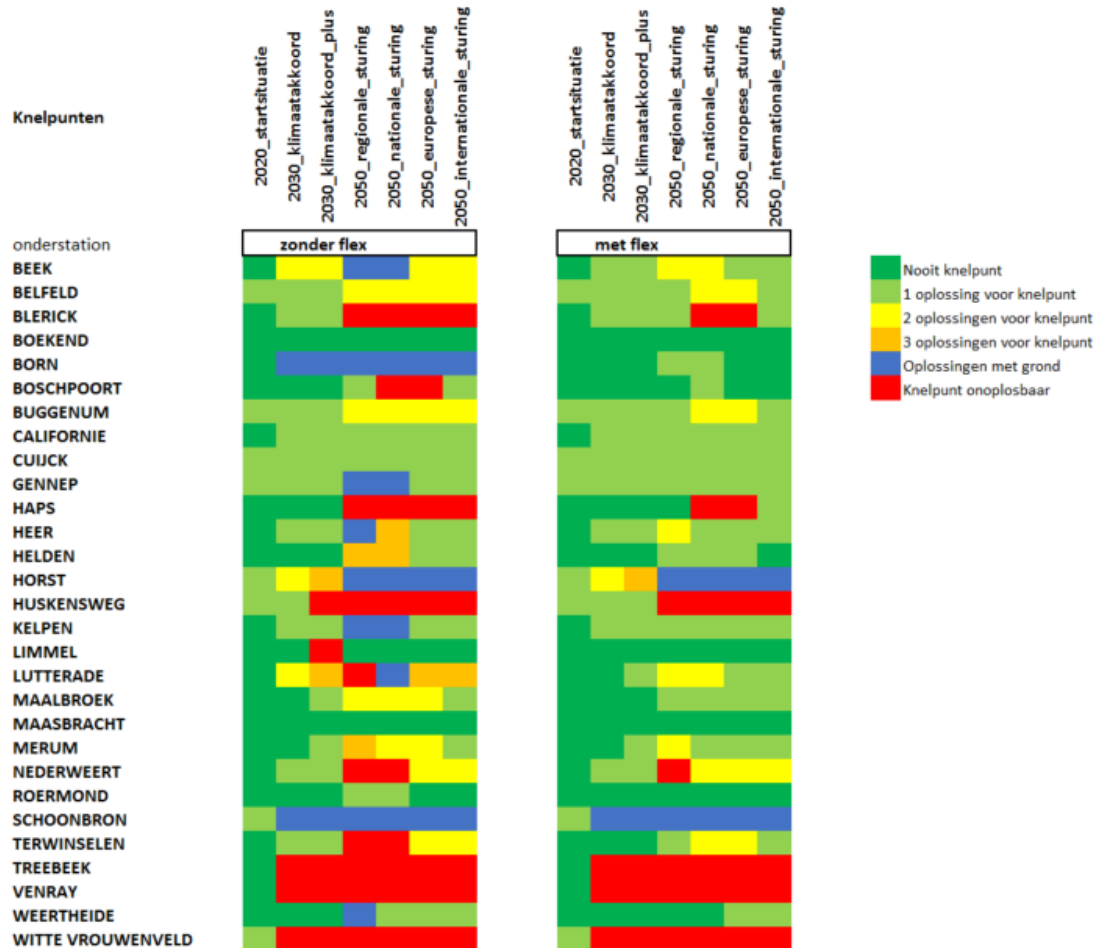
Figuur 12 - verschuiving vraagpatroon laden EV en warmtepomp





Duidelijk is te zien in Figuur 13 dat door het aantal knelpunten sterk afneemt door het toepassen van flexmaatregelen. In deze figuur is weergegeven voor elk station of er sprake is van een knelpunt en hoeveel oplossingen nodig zijn om deze knelpunten op te lossen (indien mogelijk), zowel met en zonder flex.

Figuur 13 - Knelpunten in onderstations Enexis, met en zonder flex



Uit de analyse blijkt dat in de onderstations Boschpoort, Limmel, Lutterade, Terwinselen geen onoplosbare knelpunten meer ontstaan. En in de andere onderstations veel minder knelpunten opgelost hoeven te worden.

### Batterijen/O-PAC

Daarnaast kan er gebruik gemaakt worden van batterijen (in huis, in de buurt, in elektrische voertuigen, of bij zonneparken). Batterijen kunnen zowel aan aanbodknelpunten (door opladen) als vraagknelpunten (door ontladen) verminderen.

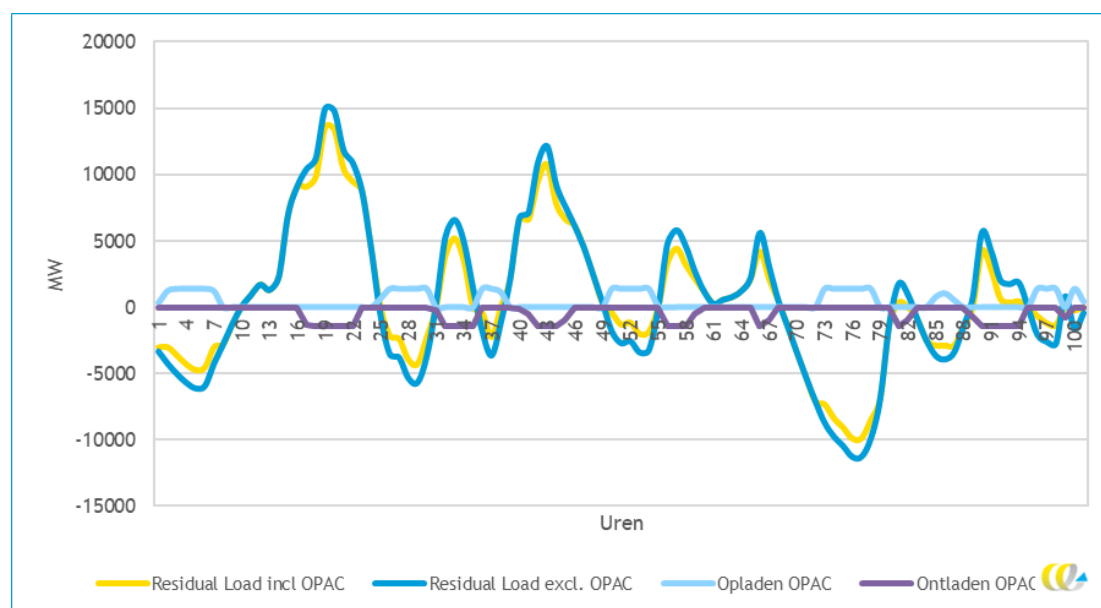
De potentie om knelpunten te voorkomen is groot en is toepasbaar bij alle situaties met sterk fluctuerende vraag en/of aanbod. Flexibiliteit is niet geschikt om knelpunten op te lossen waarbij de vraag of aanbod structureel gedurende een groot aantal uren de capaciteit van het netwerk overstijgt. Zoals de analyse met Powerflex (Bijlage I) laat zien

zijn er veel uren van overschotten en ook veel uren van een tekort aan zon/wind-energie. Door middel van (tijdelijke) opslag kan een deel van de extra piekvraag worden voorkomen. Dit kan met batterijen of met een O-PAC.

Met Powerflex is het effect van een O-PAC in Limburg doorgerekend. In Bijlage I is de modellering beschreven.

De resultaten zijn te zien in Figuur 14. In de figuur is te zien dat de O-PAC gaat opladen als de residuele vraag negatief is en ontladen als de residuele vraag positief is, aangezien de residuele vraag het stuursignaal is. Hierdoor worden de pieken dus lager.

Figuur 14 - Werking O-PAC eerste 100 uur van het jaar



Het is te zien in de analyse van 2030 dat de O-PAC bij optimale inzet in staat is om de pieken van de overschotten en de tekorten beiden met 1,4 GW te verlagen. Op jaarbasis wordt 1,7 TWh aan elektriciteit opgeslagen en weer ontladen, wat overeenkomt met ruim 200 cycli. Dit betekent dat de O-PAC 3% van de tekorten en 11% van de landelijke overschotten kan opvangen. In 2050 kan dat nog meer zijn.

Bij de eventuele aanleg van een O-PAC zal ook een forse infrastructuur moeten worden aangelegd (1,5 GW capaciteit). Positionering nabij het 380 kV-net is daarom een noodzaak (gepland is nabij Graetheide) en komt bovenop de noodzakelijke capaciteit voor Chemelot.

Dezelfde effecten zijn ook haalbaar met andersoortige opslagsystemen die elektriciteit gebruiken en weer elektriciteit leveren (li-ion batterijen). Deze kunnen verspreid over de provincie worden aangelegd, mogelijk in combinatie met zonneparken. De kosten hiervan lijken daarmee goedkoper dan een geconcentreerde opslag in een O-PAC.

### 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 bedrijfsomstandigheden (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.

## **Gecombineerd aansluiten zon en wind (cable pooling)**

Doordat de productiepiek van zonne-energieparken in de praktijk niet samenvalt met de productiepiek van windenergie, is het goed mogelijk om op één aansluiting zowel een windpark als een zonnepark aan te sluiten. Als de zon maximaal schijnt is er weinig wind en andersom.

## **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 lokaal aanbod van elektriciteit de capaciteit van het middenspanningsnet overschrijdt, maar dat op 150 kV nog wel ruimte is.

## **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, en voor marktpartijen zijn er binnen de huidige regelgeving en tariefstructuur evenmin incentives voor conversie.

De grootste deel van de overschotten in Limburg, meer dan 90%, wordt veroorzaakt door de productie van zon-pv. Dit komt doordat windenergie een relatief kleine rol speelt in Limburg. Deze constatering is van belang voor de afweging tussen de verschillende opties voor overschotflexibiliteit. Power-to-H<sub>2</sub> (elektrolyzers) is minder geschikt voor overschotten veroorzaakt door zon-pv vanwege het lage aantal draaiuren. In Limburg heeft een elektrolyser, gedimensioneerd op 25% van het maximale overschot, minder dan 900 vollasturen terwijl dit in andere provincies met een groter aandeel wind richting de 1.400 vollasturen gaat. Batterijen liggen in Limburg meer voor de hand als optie voor overschotflexibiliteit.

## 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, en voor marktpartijen zijn er binnen de huidige regelgeving en tariefstructuur evenmin incentives om een andere energiedrager af te nemen.

## 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. In het licht van de uitdagingen van de transitie naar klimaatneutraal dienen overwegingen over de energie-infrastructuur een belangrijkere rol te krijgen.

## Internationale oplossingen

Het elektriciteitsnet kent vele koppelingen met zowel Duitsland als België. Voor de Limburgse energievraag is vooral koppeling met Brabant en Gelderland relevant. Structureel zijn er weinig oplossingen nodig die extra verbindingen vergen met België of Duitsland, alleen op het gebied van warmtenetten achten wij samenwerking nuttig omdat warmte vaak niet over grote afstanden kan worden getransporteerd.



De link voor waterstof tussen Nederland en het Ruhrgebied loopt via Zevenaar. De interconnectie met Duitsland voor hoogspanning is gepland om uit te breiden en lijkt daarmee voldoende om de wisselwerking tussen beide landen optimaal te benutten. België zou belang kunnen hebben bij een extra verbinding op het Nederlandse hoogspanningsnet, zoals nu wordt bejeverd door RWE voor de Clauscentrale. Dit is echter niet in het belang van Nederland en/of Limburg.

### **Extra CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen**

In geval van een tekort aan productiecapaciteit door toenemende elektriciteitsvraag zal ook gekozen moeten worden voor realisatie van aanvullende productievermogen in Limburg. Op langere termijn zal dit in verband met de klimaatdoelstellingen om CO<sub>2</sub>-vrij vermogen moeten gaan. Dit vermogen moet bovendien regelbaar zijn om altijd, ook als er geen zon (van Limburgse parken) of wind (vanaf land en vanaf de Noordzee), de vraag te kunnen bedienen. Daarbij kan gedacht worden aan elektriciteitsproductie uit biomassa, groengas en in de toekomst blauwe/groene waterstof.

Biomassacentrales en een (conventionele) gasgestookte centrales met CCS zijn onder de huidige marktcondities niet concurrerend. In een toekomstige elektriciteitsmarkt met grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteitsproductie uit zon en wind, mag verwacht worden dat stuurbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen met name exploitabel zal zijn bij lage beschikbaarheid van wind- en zonne-energie (1.000 tot 2.000 uur per jaar), zodat commerciële exploitatie als basislastvoorziening minder voor de hand ligt.

In geval van waterstoftoepassing zou het bovendien gaan om waterstofgestookte turbines. Technisch zijn deze turbines beschikbaar, maar voor commerciële toepassing vormen de hoge stikstofemissies nog een uitdaging. Marktintroductie wordt op een termijn van tien jaar wel verwacht. Zo werkt Vattenfall al enkele jaren aan plannen voor ombouw van de Magnumcentrale.

Het is goed mogelijk om bij de geplande uitbreidingen van de netcapaciteit door TenneT op diverse plaatsen in Limburg de hoeveelheid regelbaar vermogen kan worden uitgebreid.

Locaties zijn:

- Buggenum;
- Maasbracht;
- Chemelot/Swentibold;
- Cuijk/Boxmeer (net buiten Limburg).

Hier kan Limburg met waterstofcentrales de zekerheid creëren voor productie van elektriciteit en bijdragen aan de landelijke aandeel in de elektriciteitsproductie.

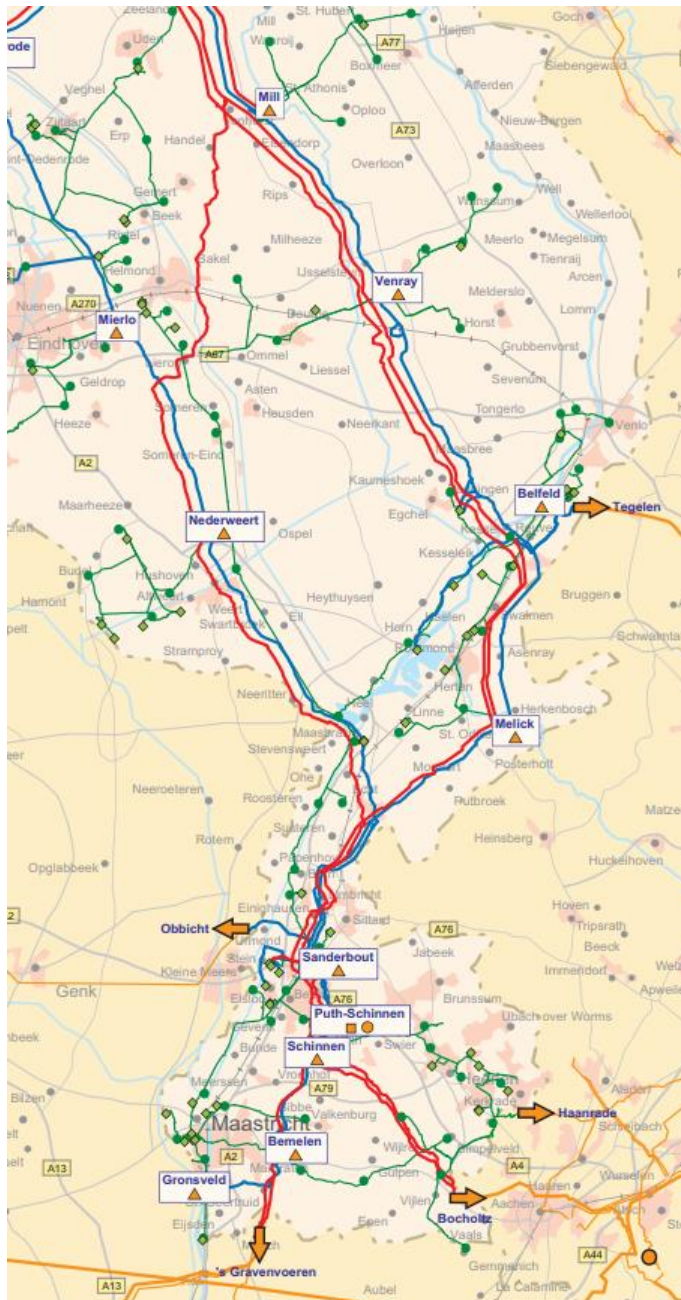
Tot slot moet opgemerkt worden dat met realisatie van een productiefaciliteit op locatie nog niet wordt voldaan aan het leveringszekerheids criterium dat de elektriciteitsvoorziening gegarandeerd is bij uitval van een willekeurig component. Om daaraan te voldoen zal nog altijd verzwaaring van het elektriciteitsnetwerk vereist worden.

## **3.2 Gasnetten**

Gasunie heeft berekeningen uitgevoerd aan de ombouw van het gastransportnet van aardgas naar waterstof. Hierbij zijn vier gassen relevant: hoogcalorisch aardgas, laagcalorisch aardgas, waterstof en CO<sub>2</sub>. De scenario's voor 2050 maken hierin duidelijke keuzes, zodat de benodigde separate buisleidingen en capaciteiten voldoende zullen zijn. Voor 2030 ligt dit anders en is het een kritieke puzzel.

Gasunie heeft samen met CE Delft onderzocht welke opties bestaan voor toedeling van gassen aan bestaande buisleidingen, zowel voor 2030 als 2050, en hoe de beschikbare capaciteit zich dan verhoudt tot de volumes van vraag en aanbod in de verschillende scenario's.

Figuur 15 - Realisatie Backbone waterstof in Limburg en mogelijke leveringsgebieden waterstof per GOS



Bron: (GTS, 2015).

Zonder keuzes kan waterstof naast aardgas worden gedistribueerd naar de GOS'sen (zie kaartje). Tot aan de GOS'sen lopen parallelle buizen waarvan de één methaan en de ander waterstof kan transporteren. Vanaf de GOS'sen moet een keuze worden gemaakt tussen waterstof of methaan.

## *Transport van waterstof*

Een eerste oplossing voor de knelpunten in 2030 is het aanleggen van nieuwe buisleidingen. Dit is echter niet de meest wenselijke oplossing, aangezien de knelpunten in de gasinfrastructuur slechts tijdelijk van aard zijn.

Voor 2030 wordt voorzien door Gasunie dat groene/blauwe waterstof zou kunnen worden geleverd aan Chemelot via de waterstofbackbone, ter vervanging van de huidige grijze waterstofproductie op locatie. Er zijn hiervoor alternatieven denkbaar, indien dit leidt tot knelpunten in de gasinfrastructuur. Zo kan de benodigde (groene) ammoniak voor kunstmestproductie direct worden geleverd uit het buitenland (toekomstverkenningen van waterstofroutes bijvoorbeeld voorzien dat ammoniak eventueel een kosteneffectieve energiedrager kan zijn voor transport bij overzeese aanvoer (zie ook (CE Delft, 2018)).

Ten slotte kan de transitie van gasen beter gepland worden wanneer de overstap naar waterstof niet wacht op de beschikbaarheid van groene waterstof, maar al in gang wordt gezet met blauwe waterstof. Dit geldt voor het gasnet en ook voor de industrie zelf, waar onder andere branders geschikt gemaakt moeten worden voor waterstof in plaats van aardgas.

## **Distributie van waterstof**

In met name het scenario Internationale Sturing is waterstof voorzien als vervanger van aardgas voor verwarming van de gebouwde omgeving, vooral hybride met een warmtepomp. De netbeheerders hebben onderzocht of het distributienet geschikt kan worden gemaakt voor waterstof.

Waterstof gedraagt zich anders dan methaan, bovendien is voor dezelfde energie bij dezelfde druk drie keer het volume nodig. Men kan ofwel de druk verhogen ofwel het gas met hogere snelheden door het net laten stromen. De eerste optie is niet mogelijk in het gasnet, de tweede optie wel. Kritische factor is niet zozeer de buiscapaciteit, maar de stations en de verliezen in het net.

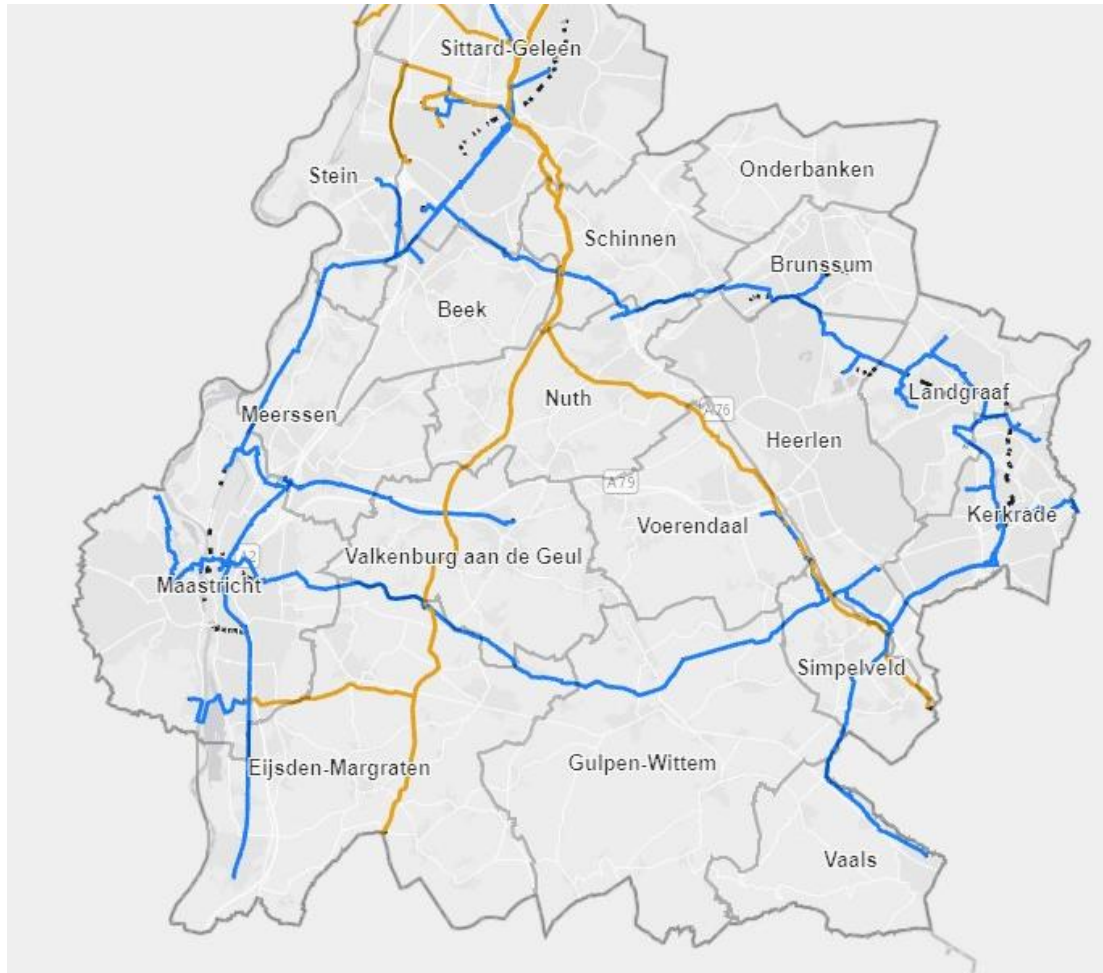
De conclusies van de doorrekening zijn:

- drukverliezen zijn vergelijkbaar met huidige verliezen met aardgas;
- voor 1-3% van leidingwerk zijn de benodigde snelheden buiten huidige ontwerpcriteria, op enkele kritieke trajecten zullen extra leidingen nodig zijn, met name hogedruk transportleidingen of uitgaande distributieleidingen;
- voor 10-50% van distributiestationen zijn volumes nodig buiten nominale capaciteit, daar zijn extra of nieuwe stations nodig;
- het meest waarschijnlijk is de onderkant van deze bandbreedtes, want waterstofvraag in gebouwde omgeving zal lager zijn dan huidig gasverbruik omgerekend.

Het is goed denkbaar, maar niet robuust, dat waterstof in de gebouwde omgeving (deels) de rol van waterstof overneemt. De netten zijn relatief eenvoudig aan te passen, en voor de installaties in de gebouwen is dat ook mogelijk, maar het zal wel noodzakelijk zijn dat hele gebieden overgaan van aardgas naar waterstof, of dat besloten wordt het aardgas te vervangen door biomethaan. De afzet zal flink afnemen, zodat de capaciteit van het aardgasnet voldoende zal zijn om ook waterstof (met een lagere energiedichtheid) te kunnen distribueren. Het kan hiermee een bijdrage leveren aan het minder sterk laten groeien van de elektriciteitsvraag, zowel in de LS-netten als doorwerkend naar MS en HS.

Zonder keuzes kan waterstof naast aardgas worden gedistribueerd naar de GOS'sen (zie kaartje). Tot aan de GOS'sen lopen parallelle buizen waarvan de één methaan en de ander waterstof kan transporteren. Vanaf de GOS'sen moet een keuze worden gemaakt tussen waterstof of methaan.

Figuur 16 - Voorzieningsgebieden per GOS



Bron: Gasunie.

### 3.3 Warmte

In sommige scenario's wordt een uitbreiding van het aantal warmtenetten voorzien. De infrastructuur hiervoor is echter nog niet aanwezig. Daarom moet deze nog aangelegd worden. In gebieden met bestaande warmtenetten is het relatief eenvoudig, maar in gebieden waar nog geen warmtelevering is, is het nog zeer onduidelijk welke partij kan beslissen, welke partij moet investeren, welke partij warmte gaat leveren. De nieuwe warmtewet moet hier helderheid in geven, maar zal dat waarschijnlijk niet gaan doen. Als warmte een belangrijke rol moet gaan spelen in de Limburgse energievoorziening, en dat is afhankelijk van vele factoren zoals het kostenverschil met verwarmen met aardgas, zullen vooral de governance-aspecten moeten worden opgelost (zie Bijlage G Governance).



Uitbreidingen zijn mogelijk in Sittard, Heerlen, Maastricht, Roermond (zie Bijlage E voor de beschrijving van de bestaande warmtenetten).

Er zijn zowel uitbreidingen nodig van warmtetransportnetten als van warmtedistributienetten.

Met het project Mijnwater heeft Limburg een zeer innovatief warmtesysteem in huis, waarvoor uitgebreide plannen bestaan tot uitbreiding.

Het kan, net als de distributie van waterstof, een bijdrage leveren aan het minder sterk laten groeien van de elektriciteitsvraag, zowel in de LS-netten als doorwerkend naar MS en HS.

Al jarenlang wordt de optie van warmtenetten bestudeerd en slechts langzaam breiden de warmtenetten zich uit. Er zijn veel belemmeringen voor het realiseren van deze oplossing (zie volgende hoofdstuk) waarbij de belangrijkste is dat warmtenetten nauwelijks/niet rendabel zijn onder de huidige marktcondities, de risico's daarmee zeer groot en er onduidelijkheid is over welke partijen mogen transporteren/distribueren.

### 3.4 CO<sub>2</sub>

De infrastructuur voor het transport van CO<sub>2</sub> is nog niet aanwezig. Alleen in het scenario voor 2030 is dit een optie om de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij de productie van ammoniak af te vangen en op te slaan. Het aanleggen van een buisleiding van Rotterdam naar Chemelot lijkt niet reëel omdat de optie slechts een beperkte tijd wordt gebruikt en slechts een beperkte hoeveelheid CO<sub>2</sub> per jaar moet transporteren. Alleen als ook transport vanuit Duitsland naar Rotterdam een gewenste oplossing is, heeft het kans van slagen om een leiding aan te leggen vanuit het Ruhrgebied via Chemelot naar Rotterdam.

Transport per schip is zonder pijplijn de gewezen transportmethode, bijvoorbeeld naar het Rijnmondgebied om aansluiting te zoeken met het Porthos-initiatief voor CCS. Eventueel kan hiermee ook aansluiting gezocht worden CO<sub>2</sub>-behoefte vanuit de glastuinbouw in het Noorden van de provincie.

Tegen deze achtergrond is in het Europese scenario voor Chemelot in deze studie ook de CCS-route beschouwd voor de langere termijn. Op dergelijke termijn kan ook gedacht worden aan ontwikkeling van buisleidingen naar het Rijnmond gebied. Mogelijk bieden bestaande buisleidingen die in de toekomst eventueel in onbruik zouden kunnen raken hiertoe mogelijkheden. Daarbij zou gedacht kunnen worden aan een toekomstig afnemende behoefte aan transportcapaciteit voor grondstoffen voor raffinage, gegeven de verschuivingen in brandstofgebruik in mobiliteit. Zo zou bijvoorbeeld de Rotterdam-Rhine buisleiding over Venlo, mogelijk ruimte kunnen gaan bieden in de toekomst. Alternatief biedt de bestaande gastransport-infrastructuur die in de toekomst mogelijk vrijvalt, een mogelijkheid voor toekomstig transport van CO<sub>2</sub>. Dat vraagt mogelijk echter wel om afweging tegen/of inpassing in de visie waarin het gasnet wordt omgebouwd naar een waterstofnet.

De huidige Structuurvisie Buisleidingen voorziet al in een tracé voor het aanleggen van leidingen tussen Rotterdam, Chemelot en de Duitse grens. Daarbij zal het van belang zijn of de volumestroom volstaat om nieuwbouw of ombouw te rechtvaardigen. Volgens de huidige inzichten zou voor buisleidingstransport de stroom vanuit Chemelot met aanvullende volumestromen moeten worden gebundeld, bijvoorbeeld door gezamenlijke initiatieven te ontwikkelen met de cementindustrie rond Maastricht, industrie rond Luik in België en het Rhein-Ruhrgebied. In Duitsland bestaat er vanuit de industrie veel interesse in toepassing

van CCS, en wordt deze technologie als onmisbaar beschouwd op de weg naar een klimaat-neutraal energiesysteem (zie ook (BCG & Prognos, 2018), en met name de staal- en cement-industrie tonen interesse in de mogelijkheden van CCS. Vooral nog is er echter nog geen sprake van een masterplan of gecoördineerde aanpak, al zijn er wel individuele initiatieven van bedrijven in de regio. Er is dan ook de nodige publieke weerstand tegen CCS in Duitsland. Desondanks heeft de Duitse Bondskanselier het recentelijk nadrukkelijk op de agenda gezet met het oog op de doelstellingen voor 2050.

### 3.5 Overzicht oplossingen

Op basis van de analyse zijn de volgende oplossingen mogelijk voor de eerder gesignaleerde knelpunten:

Tabel 9 - Knelpunten en oplossingen in de diverse energie-infrastructuren

Knelpunten	Oplossingen
<b>Elektriciteit</b>	
Onvoldoende capaciteit voor levering aan industrie	Verzwaren: Pocketstructuur 380 kV Verzwaren: Upgraden 150 kV-lijn naar 380 kV-lijn Regelbare CO <sub>2</sub> -vrije centrales
Onvoldoende capaciteit voor levering aan gebouwde omgeving (woningen, overige gebouwen, mobiliteit)	Verzwaren LS-net Aanleg slimme laadinfrastructuur Voorkomen elektrificatie warmtevraag Vraagverschuiving EV en WP Verzwaren onderstation (intern) Verzwaren onderstation - buiten bestaand station
Onvoldoende capaciteit voor invoeding van zonneparken	Aansluiten met lagere zekerheid Aansluiten met 30-50% lagere capaciteit Gecombineerd aansluiten (Cable pooling)
Onvoldoende regelbaar vermogen elektriciteit	O-PAC/batterijen Regelbare CO <sub>2</sub> -vrije centrales
<b>Gasnetten</b>	
Ombouw gasnetten	Ombouw deel aardgasnet naar waterstof backbone Distributie van waterstof in huidig lage druk gasnet Levering waterstof aan industrie Levering waterstof aan tankstations
Transportleiding voor CO <sub>2</sub>	Aanleg CO <sub>2</sub> -leiding van Ruhrgebied naar Rotterdam Transport van CO <sub>2</sub> per schip naar Rotterdam
<b>Warmtenetten</b>	
– Onvoldoende transportnetten van industrie naar warmteleveringsgebieden	Aanleg warmtetransportnet
– Onvoldoende distributienetten voor warmtelevering gebouwde omgeving	Aanleg warmtedistributienetten
<b>CO<sub>2</sub></b>	
Transportleiding voor CO <sub>2</sub>	Aanleg CO <sub>2</sub> -leiding van Rotterdam naar Ruhrgebied Transport van CO <sub>2</sub> per schip naar Rotterdam

## 4 Belemmeringen bij het oplossen van de knelpunten

In dit hoofdstuk zullen de belemmeringen van de oplossingsrichtingen voor de knelpunten besproken worden. Per oplossingsrichting worden belemmeringen benoemd. En zeer belangrijk bij het realiseren van de oplossingen is dat er een goede governance is, dat alle partijen hun rol spelen, er voldoende afstemming is zodat zoveel en zo snel mogelijk de knelpunten kunnen worden opgelost. De governance wordt behandeld in Bijlage G.

### 4.1 Netverzwaring

#### 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 planologische procedures en vergunningen

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, in geval van netverzwaring, een complexere oplossing moet worden gevonden, waardoor de oplossing moeilijker te realiseren is en mogelijk meer tijd kost.

Een bijkomende belemmering is de nieuw in te voeren Omgevingswet, die achter loopt bij de aanvankelijke planning. Het is nu nog onduidelijk hoe netuitbreidingen/verzwaringen geborgd kunnen worden.

#### 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

Voor uitbreidingen is er duidelijk een kader hoe deze kosten moeten worden gedekt. Maar een deel van de kosten ontstaat doordat delen van de gasinfrastructuur niet meer gebruikt zullen worden. Het is onduidelijk wie deze kosten moet gaan dragen. En dat begint

bij gebouwen die van het aardgas afgekoppeld worden. Nu moeten zij een boete betalen om te switchen naar een klimaatneutrale optie. Het komt voor dat ruimte voor netuitbreiding wel fysiek beschikbaar is, maar (te) kostbaar. Dit kan leiden tot hogere kosten voor de maatschappij (aangezien de netkosten worden gesocialiseerd).

### **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.

### **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.

## **4.2 Flexibiliteit**

### **Kosten en split incentives**

Flexibiliteitsoplossingen, zoals het gebruik van batterijen, kunnen kostbaar zijn.

Daarnaast kan een financiële belemmering voor flexibiliteit gevormd worden door *split incentives*. De uitgespaarde kosten voor netverzwaring door batterijen komen niet ten goede van de marktpartijen die in deze batterijen investeren. Hierdoor is de businesscase voor batterijen mogelijk niet positief, terwijl dit wel de laagste maatschappelijke kosten oplevert.

Deze punten behoeven aandacht van de Rijksoverheid, maar de uitwerking van maatregelen die hierop getroffen kunnen worden vallen buiten de scope van deze studie.

### **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.

## 4.3 Aansluiten lagere capaciteit en lagere zekerheid

### Reguleringskader

Dit is vooral een regulatorisch knelpunt. Op dit moment kennen we maar één soort elektriciteit die wordt aangeboden met één soort zekerheid.

## 4.4 Systeemoplossingen

### Kosten en split incentives

Doordat er geen uitwisseling is in kosten/baten tussen het elektriciteitssysteem en bijvoorbeeld warmteleveringsprojecten, wordt de meerwaarde van warmtelevering voor een stabiel elektriciteitssysteem niet gewaardeerd.

Het opslaan van elektriciteit in de vorm van waterstof is zeer kostbaar en met de huidige marktstructuur en regulering, nauwelijks rendabel te realiseren. Met SDE+-subsidie wordt getracht projecten als Power-to-Gas of Power-to-Heat van de grond te krijgen, maar voor partijen zijn er nog geen businesscases.

## 4.5 Aanleg warmtenetten

### Reguleringskader

Het is nog steeds onduidelijk welke partijen warmtenetten zouden moeten aanleggen. De warmtewet 2.0 moet daar verandering in brengen.

### 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.

### Kosten

Het belangrijkste probleem waarom warmtenetten moeilijk van de grond komen is dat met de huidige aardgasprijzen warmtenetten niet of marginaal rendabel zijn en de risico's daarmee groot. In de analyses is er van uitgegaan wat de beste klimaatneutrale opties zijn en dan is warmtelevering in veel gevallen (zeer) aantrekkelijk. Maar klimaatneutrale opties moeten op dit moment nog steeds concurreren met goedkoop aardgas.

## 4.6 Overzicht

In Tabel 10 zijn de belangrijkste belemmeringen bij het realiseren van oplossingen gekoppeld aan het soort infrastructuur waar dat speelt. Deze belemmeringen zullen aangepakt moeten worden om de knelpunten te kunnen oplossen.

Tabel 10 - Belemmeringen bij het oplossen van knelpunten in de diverse energie-infrastructuren

Belemmering	Hoogspanning	Midden- en laagspanning	Gasnetten	Warmtenetten
Regulatorisch kader	X	X	X	X
Lange doorlooptijden	X	X		X
Geen ruimte	X	X		
Ouderdom installaties		X		
Split incentives	X	X		
Nettarief: aansluitkosten max		X		
Speculatie		X		
Geen uitvoeringscapaciteit		X		X
Andere belangen prevaleren		X		X
Kosten/baten		X		X

## 5 Aanvullende literatuur

CE Delft, 2018. *Waterstofroutes Nederland*, Delft: CE Delft.

GTS, 2015. *Gastransportkaart*, Groningen: Gasunie Transport Services (GTS).

TenneT, 2017. *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017 Deel II - Investeringsplannen Net op Land 2018 - 2027*, Arnhem: TenneT.

TenneT, 2020. *Investeringsplannen 2020*, Arnhem: TenneT.

