



Systemstudie energie-infrastructuur provincie Utrecht



QUINTEL
INTELLIGENCE



CE Delft

Committed to the Environment

Systeemstudie energie-infrastructuur provincie Utrecht

Dit rapport is geschreven door:

Thijs Scholten, Nina Voulis en Joeri Vendrik (CE Delft); Roos de Kok en Mathijs Bijkerk (Quintel Intelligence)

Delft, CE Delft, december 2021

Publicatienummer: 21.210165.170a

Provincies / Beleid / Energievoorziening / Toekomst / Gas / Elektriciteit / Warmte / Infrastructuur / Scenario's / Vraag / Aanbod / Capaciteit / Kosten / Ruimte / Investeringsen

Opdrachtgever: Provincie Utrecht

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Thijs Scholten](#) (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 meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	9
	1.1 Aanleiding	9
	1.2 Onderzoeksvragen en scope	11
	1.3 Leeswijzer	13
2	Opzet van het onderzoek	14
	2.1 Organisatie	14
	2.2 Onderzoeksopzet	14
3	De scenario's	20
	3.1 Scenario 2030: Aannemelijk scenario	23
	3.2 Scenario 2050 - Regionale Sturing	23
	3.3 Scenario 2050 - Nationale Sturing	24
	3.4 Scenario 2050 - Europese CO ₂ -sturing	24
	3.5 Scenario 2050 - Internationale Sturing	25
	3.6 Kwantitatieve uitwerking van de scenario's	25
	3.7 Totstandkoming van de uitgangspunten	25
4	Vraag en aanbod van energie per scenario	26
	4.1 Energievraag	27
	4.2 Aanbod van energie	32
	4.3 Balans van vraag en aanbod	36
	4.4 Flexibiliteit en flexibiliteitsmiddelen	37
	4.5 Overzicht scenario's	40
5	Huidige energie-infrastructuur	42
	5.1 Elektriciteitsinfrastructuur	42
	5.2 Gasinfrastructuur	45
	5.3 Warmte-infrastructuur	47
6	Impact van de scenario's op de energie-infrastructuur	49
	6.1 Impact op het energiesysteem	49
	6.2 Impact op de elektriciteitsinfrastructuur: de hoogspanningsnetten	50
	6.3 Impact op de elektriciteits-infrastructuur: de distributienetten	54
	6.4 Impact op gasnetten (methaan en waterstof)	65
	6.5 Impact op warmtenetten	68
	6.6 Totaaloverzicht	70
7	Oplossingen voor de verwachte capaciteitsknelpunten	72
	7.1 Generieke oplossingsrichtingen	72



7.2	Specifieke oplossingen bij de gevonden knelpunten	82
7.3	Inventarisatie van belemmeringen	84
7.4	Oplossingsrichtingen in tijdsperspectief	86
8	Ruimtelijke impact en kosten	90
8.1	Ruimtelijke impact	90
8.2	Investeringskosten energie-infrastructuur	94
9	Opvolging en governance	97
9.1	De context	97
9.2	Handelingsperspectieven op basis van deze systeemstudie	100
9.3	Samenwerking en mogelijke governance	104
10	Conclusies en aanbevelingen	106
10.1	Conclusies	106
10.2	Aanbevelingen	114
	Literatuur	116
A	Bijlagedocument uitgangspunten	118
B	Begeleidingsgroep	119
C	Piekbelasting en impact flexibiliteit	120
C.1	Opbouw piekbelasting	120
C.2	Impact van flexibiliteitsmiddelen	121
D	Kanttelingen bij de profielen en de impact op de uitkomsten	124
E	Overzicht gebruikte eenheden	125

Samenvatting

Aanleiding en onderzoeksvraag

Om de energietransitie mogelijk te maken moet het energiesysteem grote veranderingen ondergaan. Duurzame elektriciteit, waterstof, warmte en groengas zullen fossiele energiedragers vervangen in alle sectoren. Deze duurzame energiedragers worden vaker decentraal opgewekt en de productie is minder goed stuurbaar vanwege hun afhankelijkheid van weeromstandigheden. Voor een succesvolle energietransitie is een goed functionerende energie-infrastructuur essentieel. Dit vraagt om nieuwe of aangepaste energie-infrastructuur, zoals verzwaring van netten, energieopslag en conversie tussen energiedragers.

Aanpassingen aan de energie-infrastructuur duurt lang, tot wel tien jaar of meer. Bovendien kosten de aanpassingen veel geld, vragen ze ruimte en inzet van veel mensen en partijen. Om tijd, geld, ruimte en menskracht efficiënt in te zetten, is het belangrijk om zo goed mogelijk te bepalen welke infrastructuraanpassingen, waar, wanneer en in welke volgorde moeten gebeuren. Dit vraagt om een visie op het energiesysteem en het maken van keuzes.

Deze systeemstudie geeft inzichten die keuzes en beleidsbeslissingen kunnen ondersteunen. Ze levert een eenduidige kennisbasis over mogelijke ontwikkelingen in de energie-infrastructuur van de provincie Utrecht voor de periodes tot 2030 en tot 2050. De studie toont knelpunten in de energie-infrastructuur en mogelijke oplossingsrichtingen. Daarmee biedt de studie inzicht in de gevolgen van keuzes en in mogelijke handelingsperspectieven.

De hoofdvraag die deze systeemstudie beantwoordt is:

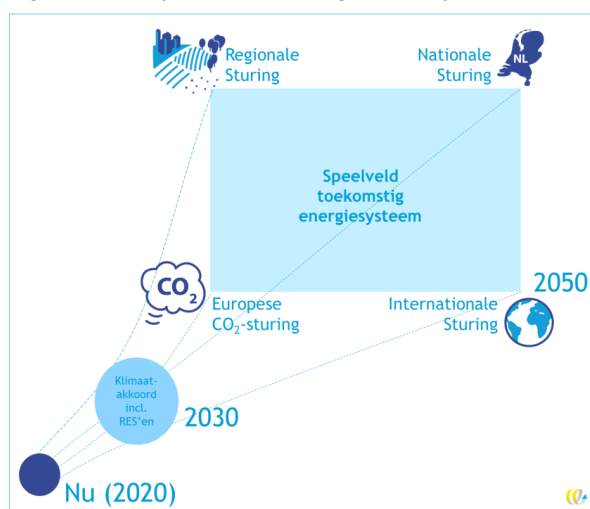
Welke (aanvullende) energie-infrastructuur is er nodig voor de periode tot 2030 en tot 2050 om aan mogelijke vraag- en aanbodontwikkeling van (duurzame) energie in Utrecht te voldoen?

Toekomstscenario's

Om de hoofdvraag te beantwoorden is er gebruikgemaakt van toekomstscenario's. Scenario's zijn een middel om te onderzoeken "wat als dit of dat gebeurt?". De scenario's zijn geen blauwdruk voor de toekomst of een keuzemenu voor beleid, maar het zijn uiteenlopende beelden van hoe de toekomst eruit zou kunnen zien.

In totaal hebben we vijf toekomstscenario's voor de provincie Utrecht opgesteld: één scenario voor 2030 en vier voor 2050. Voor 2030 is dat één meest aannemelijk scenario, dat uitgaat van realisatie van het Klimaatakkoord en gebaseerd is regionale plannen (o.a. de RES'en) en nationale projecties.

Figuur 1 - De vijf scenario's die gebruikt zijn in deze studie



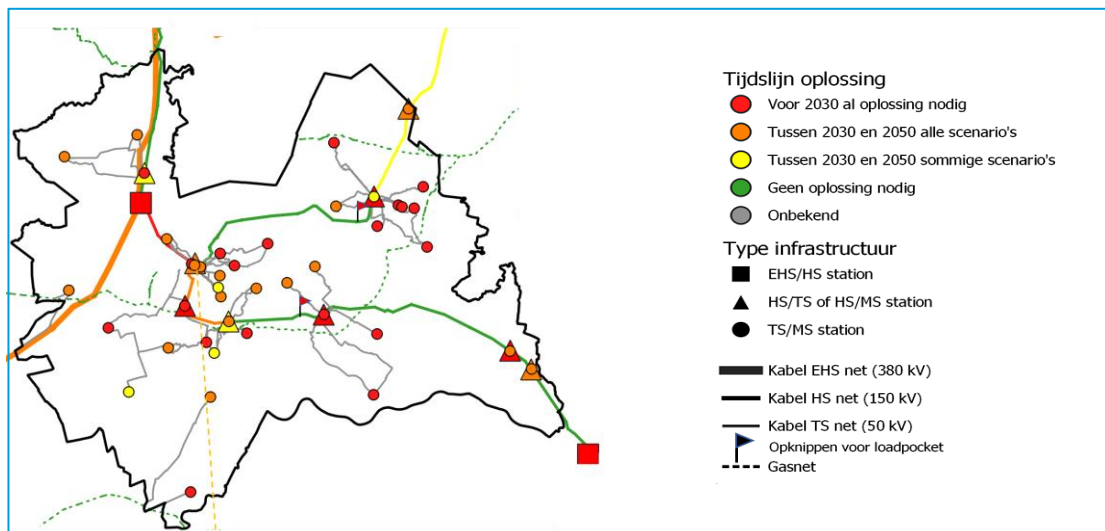
Voor 2050 werken we met vier scenario's die gebaseerd zijn op de nationale systeemstudie, de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050). Deze vier scenario's gaan uit van een klimaatneutraal Nederland, maar hebben elk een andere verhaallijn over hoe de energievoorziening tussen 2030 en 2050 kan veranderen. De verhaallijnen verschillen in hoeveel energie Nederland zelf opwekt of importeert, in de rol van de overheden en in de verhoudingen tussen energiedragers als elektriciteit, waterstof en methaan (nu aardgas, straks met name groengas). Die verhaallijnen zijn doorvertaald naar de situatie voor de provincie Utrecht, rekening houdend met de regionale kenmerken van verschillende sectoren en de uitgangspunten van het 2030-scenario.

Voor elk scenario hebben de netbeheerders TenneT en Stedin berekeningen gedaan om de impact van deze scenario's op de (huidige) energie-infrastructuur te bepalen. Ook Gasunie heeft als netbeheerder kwalitatief de scenario's beschouwd. Uit de analyse halen we de volgende inzichten:

Inzichten

Alle klimaatneutrale toekomstbeelden uit de scenario's voor 2050, met 2030 als tussenstap, vereisen aanpassingen aan de energie-infrastructuur. In Figuur 2 is weergegeven waar en wanneer we op basis van de scenario's verwachten dat er maatregelen nodig zijn.

Figuur 2 - Voorziene knelpunten in de energie-infrastructuur en op welke termijn oplossingen nodig zijn



Opmerking: Warmtenetten en gasdistributienetten zijn niet weergegeven en niet kwantitatief doorgerekend. De oplossingen die in 2030 nodig zijn, zijn ook nodig voor 2050. Voor de 2050-situatie in de figuur is verondersteld dat de 2030-capaciteitsknelpunten (in rood) zijn opgelost. De netbeheerders hebben al plannen om de voorziene knelpunten in 2030 op te lossen.

Tot 2030 zijn de duurzame opwek (uit zon en wind) en de warmtetransitie de belangrijkste aanjagers voor de vereiste infrastructuraanpassingen. Er zijn naar verwachting aanzienlijke capaciteitsuitbreidingen nodig van het elektriciteitsnet voornamelijk veroorzaakt door de sterke stijging van de duurzame opwek tot 2030. Daarnaast verwachten we dat er in 2030 veel meer gebouwen zijn aangesloten op warmtenetten dan nu. Dit vraagt om een forse uitbreiding van warmtenetten en nieuwe warmtebronnen. Ten slotte moeten voorbereidingen getroffen worden om het aardgasnet op te splitsen in een waterstof- en een methaannet.

In de 2050-scenario's zijn de grootste uitdagingen: de toename van de elektriciteitsvraag en het verdelingsvraagstuk voor de waterstof- en methaannetten. Daarnaast wordt verdere groei van warmtenetten verwacht.

Tussen 2030 en 2050 zal een belangrijk deel van de energievraag elektrificeren: groene stroom gebruiken in plaats van fossiele brandstoffen door met name warmtepompen en elektrische voertuigen. Daardoor zijn er aanzienlijke capaciteitsuitbreidingen nodig van het elektriciteitsnet in alle 2050-scenario's. De capaciteitsuitbreidingen in 2030 zijn er dus niet om een tijdelijk capaciteitsprobleem op te lossen: er is structureel behoefte aan meer netcapaciteit. Waar dat in 2030 nog vooral nodig is om het aanbod van hernieuwbare elektriciteit te faciliteren is dat in 2050 voornamelijk nodig om de toegenomen elektriciteitsvraag te faciliteren.

Verder zal tegen 2050 het huidige aardgasnet herverdeeld worden in een waterstof- en een methaannet. Het is niet wenselijk om in één klein voorzieningsgebied zowel methaan als waterstof te distribueren, omdat dit een dubbele infrastructuur en dus extra kosten en ruimte vereist. Per voorzieningsgebied moet daarom de keuze gemaakt worden voor ofwel waterstof ofwel methaan.

Oplossingsrichtingen

De oplossingsrichtingen voor de uitdagingen van de energie-infrastructuur vallen grofweg uiteen in drie categorieën:

- **Aanpassingen in de infrastructuur.** De gangbare oplossing voor capaciteitstekorten in het energiesysteem is verzwaring en uitbreiding van de infrastructuur. Deze oplossing is duur, heeft lange doorlooptijden, vraagt veel ruimte en menskracht. We kunnen echter niet zonder verzwaringen en uitbreidingen, in ieder geval voor elektriciteits- en warmtenetten in Utrecht. Voor 2030 hebben de netbeheerders hier ook concrete plannen voor. De behoefte aan verzwaringen en uitbreidingen kan wel getemperd worden door combinatie met andere oplossingsrichtingen. Dat geldt met name voor capaciteitsknelpunten die primair door de opwek veroorzaakt worden (aanbod). Voor de vraagknelpunten op het elektriciteitsnet, van belang tussen 2030 en 2050 blijft er een fors capaciteitstekort, wat opgelost moet worden met netverzwaringen.
- **Aanpassingen in het energiesysteem.** Het energiesysteem kan aangepast worden door gebruik te maken van een ander energiedrager of meer flexibiliteitsmiddelen zoals batterijen ('systeembatterijen'), elektrolyzers en curtailment (het tijdelijk uitzetten van zon- en windinstallaties bij hoge productiepieken). Deze flexibiliteitsmiddelen lossen echter vooral aanbodknelpunten op.
- **Aanpassingen in de ruimtelijke ordening.** De locaties van vraag, opwek en flexibiliteitsmiddelen kunnen bepalend zijn voor de ruimte die nodig is voor de energie-infrastructuur die ze verbindt. Bijvoorbeeld, als nieuwe warmtebronnen in de buurt van warmteoverdrachtstations gevonden kunnen worden, hoeft de huidige transportleiding niet of nauwelijks aangepast te worden. Netverzwaring kan deels voorkomen worden, als de wind- en zonneparken slimmer geplaatst worden vanuit netperspectief. Opwek nabij verbruikslocaties hoeft niet of nauwelijks getransporteerd te worden en een goede mix van elektriciteitsproductie uit zon en wind levert minder gelijktijdige piekbelastingen op. Integraal ruimtelijke plannen maken kan dus tijd, geld, menskracht én ruimte besparen.

Handelingsperspectieven en aanbevelingen

De energietransitie is een complexe opgave waar alle sectoren, burgers en overheden bij betrokken zijn. De toegenomen complexiteit en hoeveelheid stakeholders betekent dat er meer behoefte is ontstaan aan visie en coördinatie. De handelingsperspectieven en aanbevelingen uit deze systeemstudie benadrukken dat.

- **Kijk vooruit, creëer meer zekerheid.** Op dit moment liggen nog veel opties open. Deze onzekerheid staat investeringen in de weg. Bedrijven, bewoners, netbeheerders en overheden wachten nog te veel op elkaar. De tijd dringt want aanpassingen aan de energie-infrastructuur hebben lange doorlooptijden, van tien jaar of meer. Overheden kunnen de impasse doorbreken door snel duidelijke beleidskeuzes te maken in de energietransitie. Ook bedrijven moeten verder vooruitkijken en hun aanvragen voor energie-aansluitingen tijdig doen. Dit geeft zekerheid aan de netbeheerders voor het doen van netinvesteringen.
- **Stel gezamenlijk prioriteiten.** Niet alles kan tegelijk aangepast worden. De uitvoeringscapaciteit is beperkt. Zeker bij netbeheerders. Verder zijn partijen zoals bedrijven en decentrale overheden niet altijd op de hoogte van elkaars plannen. Overleg op provinciaal niveau en samen prioriteiten opstellen kan dit verhelpen. Netbeheerders zijn verplicht om in volgorde van aanvraag nieuwe aansluitingen af te handelen. Ze mogen daarbinnen geen prioriteiten aanbrengen of voorkeursbeleid voeren. Wanneer de capaciteit schaars is, kan dit leiden tot dilemma's. Prioriteren moeten dus in beleid en (volgorde van) vergunningprocedures gesteld worden of er moet op landelijk niveau een afwegingskader voor prioritering komen (nieuwe regelgeving).
- **Integrale aanpak voor ruimtelijke ontwikkelingen.** De energietransitie heeft een grote ruimtelijke impact, terwijl de ruimte in de boven- en ondergrond schaars is. Coördinatie ontbreekt nog vaak. In Utrecht zal er tot 2050 tussen de 900 en 1.700 hectare extra ruimte nodig zijn voor duurzame opwek en infrastructuur. Zowel in de vergunningsfase als in de uitvoeringsfase kunnen gemeenten alsook de provincie trajecten beter afstemmen op elkaar en waar mogelijk (vergunning)procedures versnellen. Daarnaast kunnen gemeenten meer regie voeren op de ondergrond.
- **Breng vraag, aanbod en beschikbare netcapaciteit samen.** Energie die direct bij locaties met gelijktijdige energievraag geproduceerd wordt, hoeft niet of nauwelijks getransporteerd te worden. Vanuit het systeemperspectief en de maatschappelijke kosten loont het om waar mogelijk vraag en aanbod ruimtelijk samen te brengen. Geld, tijd, ruimte en menskracht efficiënt inzetten kan alleen door tegelijk rekening te houden met de drie-eenheid vraag, aanbod én netcapaciteit. Overheden kunnen dit systeemperspectief bewaken en daarmee maatschappelijke kosten zo laag mogelijk houden.
- **Inzetten voor flexibiliteitsmiddelen.** Het toekomstig energiesysteem heeft flexibiliteitsmiddelen nodig. Het is belangrijk dat er wet- en regelgeving komt die dit faciliteert. De Rijksoverheid moet de juiste kaders scheppen. De provincie en gemeenten kunnen dit agenderen en er blijvend aandacht voor vragen bij het Rijk.
- **Blijvend gedeeld inzicht.** De energietransitie is een proces. Gedeelde, feitelijke inzichten in de actuele situatie zijn onontbeerlijk om bij te kunnen sturen. Up-to-date houden van data en inzichten uit deze systeemstudie kan een onderdeel zijn van een provinciaal samenwerkingsverband dat gericht is op gedeeld inzicht en coördinatie.

Een grote uitdaging van de energietransitie ligt in het organisatorisch proces. Doordat verantwoordelijkheden voor de energietransitie en het energiesysteem bij verschillende partijen belegd zijn, is er geen partij verantwoordelijk voor integrale systeemkeuzes. Een integrale aanpak, coördinatie en een gezamenlijke agenda van gemeenten, provincie, het Rijk en netbeheerders, zijn nodig om alle technische, ruimtelijke en financiële puzzelstukken tijdig op hun plaats te laten vallen. Onderlinge afstemming op regionaal en landelijk niveau is noodzakelijk om tot een efficiënt energiesysteem te komen. Daarbij kan aangesloten worden bij bestaande overlegstructuren of de structuren die nu opgetuigd worden (zoals de Regionale Energie-infrastructuur (REIS) en het Programma Energiesysteem (PES)).

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De energie-infrastructuur moet grote veranderingen ondergaan om de energietransitie mogelijk te maken (zie Tekstkader 1 ‘Het energiesysteem verandert’ verderop in deze paragraaf met meer uitleg over de veranderingen). Deze veranderingen leiden tot nieuwe rollen voor overheden, bedrijven en burgers. Lokale overheden, zoals de provincie Utrecht, hadden vroeger een zeer beperkte rol in het energiesysteem. De energietransitie en de bijhorende veranderingen in de energie-infrastructuur eisen nu een actieve betrokkenheid en besluitvorming van lokale overheden. Deze systeemstudie geeft de provincie Utrecht en andere betrokkenen inzichten om besluitvorming met kennis van zake te ondersteunen.

De energietransitie is nodig om broeikasgasemissies te verminderen en daarmee klimaatverandering te beperken. *Energietransitie* betekent dat de verschillende sectoren - gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie en landbouw - hun energievraag zullen beperken en anders invullen. Het betekent ook dat de energieopwek (het energieaanbod) zal verduurzamen.

Om energie van de plek van opwek naar de plek van de energievraag te vervoeren is *energie-infrastructuur* nodig. De veranderingen in vraag en aanbod van energie leiden tot andere eisen voor de energie-infrastructuur. Bestaande infrastructuur moet verzwakt worden en er moet nieuwe infrastructuur aangelegd worden. Beide kosten tijd, geld en ruimte. Daarom is het belangrijk tijdig inzichten te geven in waar en wanneer verzwaringen of nieuwe infrastructuur nodig zouden kunnen zijn.

Het energiesysteem is complex. Het systeem omvat alle economische sectoren (gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie en landbouw). Bovendien is de provincie Utrecht onderdeel van een groter Nederlands, Europees en mondiaal energiesysteem. Keuzes van overheden, bedrijven en burgers in het hele energiesysteem beïnvloeden de energievraag en -opwek, en daarmee de eisen voor de energie-infrastructuur van de toekomst. Het beeld tot 2030 wordt op basis van concrete initiatieven langzamerhand steeds duidelijker. Voor de periode tussen 2030 en 2050 zijn er nog veel grote onzekerheden. Om ondanks de complexiteit en de onzekerheden toch inzichten te verwerven, werken we met scenario's.

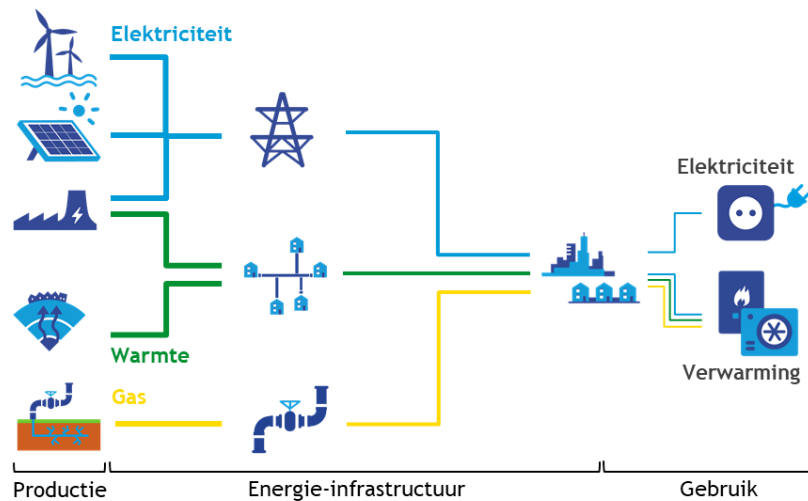
Scenario's geven verschillende mogelijke, maar daarom niet per se wenselijke, toekomstbeelden weer. Een scenario geeft ons inzichten in de gevolgen van bepaalde ontwikkelingen. Op basis van dergelijke inzichten kunnen besluitvormers, zoals de provincie Utrecht en andere betrokkenen, keuzes maken en mee sturen op de meest wenselijke ontwikkelingen. Dergelijke inzichten helpen daarom tijdig grote, langdurige en kostbare veranderingen in de energie-infrastructuur mogelijk te maken en daarmee de energietransitie in de provincie Utrecht te ondersteunen.

Tekstkader 1 - Het energiesysteem verandert

Met het *energiesysteem* bedoelen we het geheel van opwek, vervoer en gebruik van energie. Energie kan in verschillende vormen voorkomen, net zoals geld kan voorkomen in verschillende munten, bijvoorbeeld euro, pond en dollar. In de systeemstudie bekijken we alle gangbare *energiedragers*, met name elektriciteit, gassen (methaan en waterstof) en warmte.

Elke energiedrager heeft zijn eigen *infrastructuur*. Deze infrastructuur bestaat uit verbindingen (ondergrondse kabels of bovengrondse lijnen) of leidingen om de energiedrager daadwerkelijk van één locatie naar een andere te brengen. Daarnaast zijn er ook verbindingstukken ('stations' genoemd), opslag- en omzettingslocaties onderdeel van de energie-infrastructuur.

Figuur 3 - Overzicht voor productie, transport en gebruik van elektriciteit en gas



Voor elke energiedrager is de infrastructuur klassiek *trapsgewijs* opgebouwd. Voor het vervoer van energie over grote afstanden wordt hoogspanning (voor elektriciteit), hogedruk (voor gassen), of hoge temperatuur (voor warmte) gebruikt. Dat is efficiënt. Netten die energie over lange afstanden vervoeren worden *transportnetten* genoemd. De meeste eindgebruikers, grote industrie uitgezonderd, kunnen de energie op hoge spanning, druk of temperatuur niet gebruiken. Daarom wordt dicht bij de gebruikers de energie in *stations* naar lagere spanning, druk of temperatuur gebracht. Tussen een station en de eindgebruiker wordt energie op deze lagere spanning, druk of temperatuur vervoerd in *distributienetten*.

De *energietransitie* brengt veranderingen mee in de manier waarop energie opgewerkt wordt, en daarom ook in de infrastructuur. Door de energietransitie veranderen de bronnen waaruit energie opgewekt wordt.

Van fossiele bronnen stappen we over naar duurzame bronnen. Daardoor stijgt het belang van elektriciteit, en mogelijk ook van warmte en waterstof als energiedragers ten opzichte van aardgas (methaan).

Aangezien elke energiedrager zijn eigen infrastructuur heeft, vereist deze verschuiving een uitbreiding van elektriciteitsnetten, en mogelijk ook van warmte- en waterstofnetten. Tegelijk is het waarschijnlijk dat *het aardgasnet in belang* zal afnemen en wordt ingezet voor de energiedragers methaan of waterstof.

Ons *gasnet* gaat dus op de schop. Op sommige plekken zal het gasnet verdwijnen en op andere locaties zal het een ander gas gaan transporteren. Daarvoor zijn twee opties: methaan (groengas of ander CO₂-neutraal methaan) of waterstof. Soms komen er *warmtenetten* in de plaats van gasnetten.

Het *elektriciteitsnet* zal aanzienlijke veranderingen moeten ondergaan. In het traditioneel energiesysteem werd elektriciteit gecentraliseerd opgewekt uit fossiele brandstoffen en vervolgens in één richting vervoerd naar de eindgebruikers. In een duurzaam energiesysteem wordt elektriciteit op verschillende plaatsen opgewekt, dat kan zowel grootschalig zijn (windparken op zee) als kleinschalig (zonnepanelen op een dak).

Aansluiting van kleinschalige opwek moet gebeuren via het distributienet. Daar is het net niet op ontworpen. Om energietransport zowel van als naar het distributienet mogelijk te maken zijn aanpassingen en verzwaringen van het elektriciteitsnet nodig. Daarnaast zijn mogelijk ook nieuwe netten nodig.

Energie kan ook van de ene in de andere energiedrager omgezet worden. Dat noemen we *omzetting of conversie tussen energiedragers*. Soms simpelweg omdat er behoefte is aan de andere energiedrager. Zo is er bijvoorbeeld in de industrie behoefte aan (groene) gassen voor hogetemperatuurwarmte. Zo kan groene waterstof kan gemaakt worden uit duurzame elektriciteit. Omzetting kan ook nuttig zijn omdat energie in sommige energiedragers beter opgeslagen kan worden dan in andere. Dat is waardevol in het toekomstig duurzaam energiesysteem omdat energieopwek uit wind en zon niet gestuurd kan worden. Zo kunnen gassen (zoals methaan en waterstof) langdurig opgeslagen worden met beperkte verliezen. Elektriciteit kan als zodanig niet opgeslagen worden. Bij omzetting van energie tussen energiedragers gaat wel steeds een deel van de energie verloren (als niet-buikbare warmte). Omzettingen moeten daarom ook slim ingezet worden om energieverliezen te beperken en energie zo efficiënt mogelijk te gebruiken. Het is de verwachting dat in het toekomstige duurzame energiesysteem omzettingen een belangrijke rol zullen spelen. Daarom spreekt men ook van verdere *systeemintegratie tussen energiedragers*.

Veranderingen en aanpassingen aan de energie-infrastructuur kosten tijd, geld en ruimte. Bovendien moeten de juiste arbeidskrachten beschikbaar zijn om het werk uit te voeren. De veranderingen zullen op alle niveaus plaatsvinden, van de nationale netten tot in de wijken. Energie-infrastructuur zal op al deze niveaus extra ruimte vragen, die vaak niet eenvoudig is om te vinden. Vooruitzicht, planning en afstemming zijn daarom belangrijk. De systeemstudie maakt dit mogelijk, samen met andere trajecten.

1.2 Onderzoeksvragen en scope

De **hoofdvraag** voor de systeemstudie naar de energie-infrastructuur voor de provincie Utrecht is:

Welke (aanvullende) energie-infrastructuur is er nodig voor de periode tot 2030 en tot 2050 om aan mogelijke vraag- en aanbodontwikkeling van (duurzame) energie in Utrecht te voldoen?

Om een antwoord te geven op de hoofdvraag, beantwoorden we de volgende **onderzoeksvragen**:

- Wat is de ontwikkeling van vraag en aanbod van energie in locaties, volumes en energiemix tot 2030 en tot 2050?
- Wat is de mogelijkheid om met de bestaande en geplande energie-infrastructuur deze ontwikkeling te faciliteren - uitgewerkt naar locatie, volume en energiemix? Waar zitten de kritieke knelpunten in de energie infrastructuur?
- Wat zijn de belangrijkste oplossingsrichtingen voor die knelpunten? Wat zijn belemmeringen voor die oplossingen? En hoe verhoudt zich dit in de tijd?
- Wat zijn de belangrijkste technische, financiële, ruimtelijke, of institutionele aspecten die de energie-infrastructuur (kunnen) beïnvloeden? Welke mogelijke handelingsperspectieven volgen daaruit voor de provincie Utrecht - op het gebied van beleid, regelgeving, ontwikkeling, samenwerking en organisatie?

De systeemstudie heeft de volgende scope. We focussen op het energiesysteem (zie Tekstkader 1 in vorige paragraaf) in de provincie Utrecht. We bekijken twee periodes: van nu tot 2030 enerzijds, en tussen 2030 en 2050 anderzijds. We houden rekening met alle energiedragers, met name elektriciteit, gassen (methaan¹ en waterstof) en warmte². Daarnaast brengen we alle vraagsectoren in beeld: gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie en landbouw. Ten slotte brengen we de verschillende energiebronnen in beeld: opwek van elektriciteit uit zonne- en windenergie, groengas en warmte. We maken vijf scenario's voor de verschillende ontwikkelingen voor opwek en vraag, en bijhorende eisen voor de energie-infrastructuur. Eén daarvan is een aannemelijk scenario voor de periode tot 2030. De vier overige scenario's zijn de hoekpunten voor mogelijke toekomstbeelden in de periode tussen 2030 en 2050.

Disclaimer: Deze systeemstudie betreft een scenariostudie, met één scenario voor 2030 en vier 'hoekpunt-scenario's' voor 2050 die gezamenlijk het speelveld opspannen waarbinnen, met de huidige kennis en verwachtingen, de doelen uit het Klimaatakkoord behaald kunnen worden. De scenario's voor 2050 geven de op dat moment ingebrachte kennis, expertise en ontwikkelingen in Utrecht weer en zijn in het tweede kwartaal van 2021 opgesteld. Voortschrijdend inzicht en recente ontwikkelingen kunnen aanvullend of afwijkend zijn.

In deze studie zijn de scenario's geen doel, maar een middel om de impact op de infrastructuur te onderzoeken. De impact van andere scenario's op de hoofdlijnen van de uitkomsten zal naar verwachting zeer beperkt zijn. De resultaten voor 2030 sluiten namelijk aan bij het huidige beeld van de netbeheerders en de scenario's voor 2050 geven een beeld van uitersten. Daarom zullen vrijwel alle andere scenario's ergens binnenin het speelveld liggen dat door de hoekpuntscenario's wordt opgespannen en daarmee geen effect hebben op in ieder geval de robuuste uitkomsten (de gedeelde bevindingen tussen alle scenario's).

In deze studie zijn analyses en doorrekeningen gedaan die passen bij de opgestelde scenario's en het gehanteerde integrale systeemperspectief. In het kader van andere trajecten, zoals de RES'en, hebben netbeheerders ook doorrekeningen gedaan. Die uitkomsten hoeven niet vergelijkbaar te zijn, omdat andere scenario's gehanteerd zijn. Daarmee is de ene uitkomst niet juister dan de andere. Deze studie kan gezien worden als aanvulling op de bestaande kennis.

¹ De termen methaan en aardgas worden vaak door elkaar gebruikt. Methaan is de chemische naam van een gas. Methaan kan op verschillende manieren geproduceerd worden. Traditioneel werd in Nederland methaan uit de grond gehaald, en wordt het daarom aardgas genoemd. Methaan kan ook uit biomassa gewonnen worden. Dan spreekt men ook wel van biogas of groengas. Zowel aardgas als biogas bestaan hoofdzakelijk uit methaan, daarom gebruiken we bij voorkeur de chemische naam methaan. In een CO₂-neutrale neutrale energievoorziening zal er sprake zijn van groengas of methaan waarbij de CO₂-emissies worden afgevangen en opgeslagen.

² De impact op warmtenetten kon slechts in beperkte mate bepaald worden binnen deze systeemstudie. Dat komt omdat de wetgeving voor het beheer van warmtenetten momenteel anders is dan voor elektriciteits- en gasnetten. Voor de laatste twee zijn een beperkte groep niet-commerciële netbeheerders verantwoordelijk, terwijl voor warmtenetten per gebied een andere commerciële partij verantwoordelijk is. Hierdoor hebben de warmtenetbeheerders een andere rol en andere modelleringsstooling. Deze verschillen beperken de mogelijkheden om warmtenetten mee te nemen in deze systeemstudie.

1.3 Leeswijzer

Het vervolg van dit rapport is als volgt opgebouwd:

- Hoofdstuk 2 geeft kort weer hoe het onderzoek is opgezet;
- Hoofdstuk 3 beschrijft de scenario's en de uitgangspunten en gedachten die hieraan ten grondslag liggen;
- Hoofdstuk 4 gaat in op vraag en aanbod in de verschillende sectoren volgens deze scenario's;
- Hoofdstuk 5 geeft een overzicht van de huidige energie-infrastructuren in de provincie;
- Hoofdstuk 6 geeft de impact op het systeem weer en de resultaten van de doorrekeningen van de netbeheerders, met andere woorden wat de impact van de ontwikkelingen van vraag en aanbod is op de energie-infrastructuur;
- Hoofdstuk 7 gaat in op de oplossingsrichtingen voor de capaciteitsknelpunten die in het vorige hoofdstuk gevonden zijn;
- Hoofdstuk 8 geeft een indicatie van de ruimtelijke impact en maatschappelijke kosten weer van decentrale opwek en de energie-infrastructuren;
- Hoofdstuk 9 geeft inzicht in de handelingsperspectieven voor de provincie en de governance hierbij;
- Hoofdstuk 10 zet de conclusies en aanbevelingen op een rij;
- Tot slot is er een aantal bijlagen met verantwoording van bronnen en methode, en nadere details.

Wie het gehele rapport van voor tot achter doorleest zal merken dat er af en toe sprake is van herhalingen in de teksten. Dat is een bewuste keuze die is gemaakt omwille van de leesbaarheid van dit omvangrijke rapport. De achterliggende reden is dat 'het systeem' vanuit verschillende invalshoeken wordt beschreven en dat dat ook noodzakelijk is voor een goed begrip van de materie. Soms is die insteek de verschillende sectoren, soms is die insteek de verschillende infrastructuren met de bijbehorende energiedragers.

2 Opzet van het onderzoek

2.1 Organisatie

Het onderzoek voor de systeemstudie Utrecht is uitgevoerd door het consortium CE Delft en Quintel Intelligence in opdracht van en in samenspraak met de provincie Utrecht.

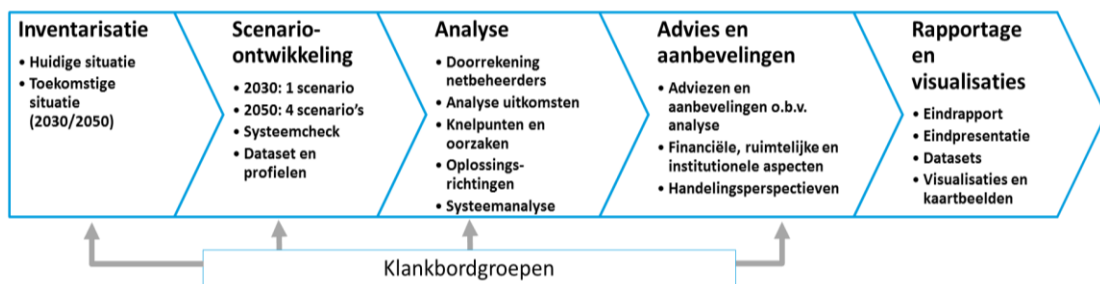
Tijdens het onderzoek is de voortgang afgestemd met een projectteam die door de provincie was samengesteld. In dit projectteam waren vertegenwoordigers van de RES-regio's in de provincie aanwezig, alsook van de netbeheerders TenneT, Gasunie en Stedin. Daarnaast waren er ook verschillende departementen van de provincie Utrecht vertegenwoordigd. In Bijlage B hebben we een overzicht opgenomen van de deelnemers in het projectteam.

Voor de doorrekening van de scenario's heeft het consortium beroep gedaan op de netbeheerders TenneT, Gasunie en Stedin. Daarnaast heeft het consortium ook contact gehad met Eneco om aannames rond mogelijke ontwikkelingen van het warmtenet in de regio Utrecht-Nieuwegein te valideren.

2.2 Onderzoekopzet

Deze systeemstudie is uitgevoerd in vijf fasen. Figuur 4 geeft het overzicht van deze fasen. In de volgende paragrafen gaan we verder in op elke fase. Tijdens het hele traject heeft het consortium de tussentijdse vragen, resultaten en bevindingen afgestemd met leden van de klankbordgroep en in drie stakeholderbijeenkomsten. De deelnemende organisaties bij deze bijeenkomsten zijn opgenomen in Bijlage B.

Figuur 4 - Vijf fasen van het onderzoek voor de systeemstudie Utrecht



2.2.1 Inventarisatie

De systeemstudie bouwt verder op bestaande studies en databronnen. Deze zijn gebruikt om zowel de huidige situatie in beeld te brengen, als om toekomstscenario's te ontwikkelen.

Het beeld van de **huidige situatie** van het energiesysteem in Utrecht is opgesteld op basis van data van het CBS, de Klimaatmonitor, Emissieregistratie en de RES-templates³. Voor de

³ Hiermee bedoelen we de data die aan de netbeheerders zijn aangeleverd voor de RES 1.0 om de netdoorrekening te kunnen maken.

data van het CBS en de Klimaatmonitor hebben we de meest recente definitieve versies aangehouden die beschikbaar waren op 1 juli 2021. Dit zijn de data van 2018.

Ook de **toekomstscenario's** zijn ontwikkeld op basis van een combinatie van bronnen en studies. Voor het aannemelijk scenario van 2030 zijn de belangrijkste bronnen de eerdere scenariostudie voor de provincie Utrecht van Ecorys en TNO (2020), het Klimaatakkoord (Rijksoverheid, 2019) en de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020 (PBL, 2020) alsook de RES'en 1.0. Voor de vier scenario's van 2050 is de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050, zie kader) (Netbeheer Nederland, 2021) het vertrekpunt geweest. Deze studies en bronnen zijn aangevuld met verdere informatie die voor een deel ook is aangeleverd door de provincie en stakeholders. Alle gebruikte bronnen zijn opgenomen in dit rapport en het bijlagedocument.

'Nationale systeemstudie' Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050)

Alle netbeheerders stellen afzonderlijk op basis van verwachte ontwikkelingen investeringsplannen op voor de komende tien jaar. Hierin leggen ze vast welke investeringen ze moeten doen. Deze investeringsplannen zeggen echter nog niks over de periode na 2030.

Om hier toch al inzicht in te krijgen hebben de netbeheerders gezamenlijk de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 uitgevoerd (Netbeheer Nederland, 2021). Dit is eigenlijk een nationale systeemstudie. In deze studie hebben de netbeheerders onderzocht welke infrastructuur nodig is voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050. Hierbij is een integrale analyse gedaan en is gekeken naar alle energiedragers. Hierin verschilt deze verkenning van investeringsplannen, waar de netbeheerders alleen kijken naar hun eigen netwerk.

In deze studie zijn vier toekomstbeelden (scenario's) gebruikt omdat 2050 nog ver weg is en er daarom veel onzekerheid is. Deze nationale toekomstbeelden vertalen we naar provinciale scenario's voor deze systeemstudie.

2.2.2 Scenario-ontwikkeling

Op basis van de inventarisatie hebben we één aannemelijk scenario voor 2030 opgesteld en vier scenario's voor 2050. Hiermee hebben we Onderzoeksvraag 1 beantwoord (zie Paragraaf 1.2). Het 2030-scenario gaat uit van de realisatie van het Klimaatakkoord, inclusief zijn lokale uitwerking in de RES'en. Voor 2050 zijn vier scenario's opgesteld op basis van de landelijke II3050-scenariostudie van de netbeheerders. Deze zijn waar nodig aangepast aan de specifieke context van Utrecht en aangevuld met de inzichten uit de klankbordgroep, stakeholders en expertkennis binnen het consortium.

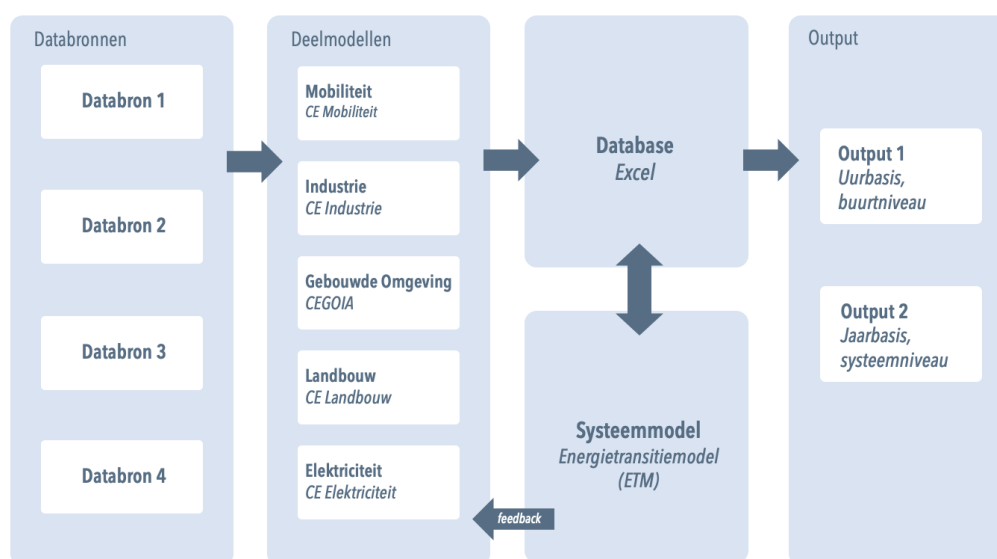
Het 2030-scenario is bottom-up opgebouwd. De databronnen die we verzameld hebben in de inventarisatiefase, hebben we gebruikt om verschillende sectorale deelmodellen te voeden. De data voor de 2050-scenario's bouwen voort op het 2030-scenario en zijn grotendeels gebaseerd op de II3050-dataset die voor deze studie met ons is gedeeld door de netbeheerders. De II3050-studie hanteert een modelmatige aanpak die maar beperkt uitgaat van de regionale kenmerken van de provincie Utrecht. Daarom hebben wij voor met name de gebouwde omgeving en mobiliteit de scenario's en dataset met regionale kenmerken verfijnd, zowel voor het energiegebruik als de locaties daarvan.

Voor alle scenario's zijn de deelresultaten gecombineerd in één database en ingevoerd in een systeemmodel, het Energietransitiemodel (ETM). Dit model laat zien of vraagsectoren onderling en met aanbodsectoren in overeenstemming zijn, zowel voor baseload als voor piekuren. We hebben dit model ingezet als 'systeemcheck' op onze uitgangspunten en datasets per sector bij te stellen tot een samenhangend systeem.

Uit de database volgt een overzicht van de vraag en aanbod van energie (GJ) per buurt voor elke toepassing en energiedrager op jaarbasis. Voor elke toepassing zijn profielen verzameld, waarmee het mogelijk is om het jaarverbruik te verdelen naar de energievraag op elk uur van het jaar. De uurlijkse energievraag komt overeen met de capaciteitsvraag op de energienetten voor die specifieke toepassing.

Een overzicht van de datastromen bij voor de scenario-ontwikkeling is weergegeven in Figuur 5. De inhoudelijk beschrijving van de scenario's vindt u in Hoofdstuk 3, de achterliggende uitwerking, aannames en regionalisatie is opgenomen in een apart bijlage-document, zie Bijlage A.

Figuur 5 - Overzicht datastromen voor het 2030-scenario van deze systeemstudie. Voor de 2050-scenario's vervangt de I13050-dataset de deels de deelmodellen



Flexibiliteit en flexibiliteitsmiddelen

De dataset over vraag en aanbod is ten slotte aangevuld met flexibiliteitsmiddelen. Die kan zorgen voor bijvoorbeeld andere profielen (opslag, vraagspreiding en -verschuiving) of vraag naar andere energiedragers (conversie). De aanvulling is gedaan in overeenstemming met I13050 en maakt onderscheid tussen plaatsgebonden flexibiliteit en systeemflexibiliteit.

Flexibiliteit is aangebracht binnen het elektriciteitssysteem alsook door middel van conversie tussen energiedragers. Bij dat laatste bedoelen we technieken als power-to-heat en power-to-gas. Bij gas (methaan en waterstof) heeft Gasunie rekening gehouden met gasopslag in het landelijk gassysteem. Flexmiddelen spelen ook in het warmtesysteem een rol, maar zijn niet expliciet meegenomen omdat de warmte-infrastructuur niet kwantitatief is doorgerekend.

Aan de plaatsgebonden flexibiliteit in provincie Utrecht hebben we in deze studie in overleg met de netbeheerders zelf invulling gegeven: curtailment/overplanting van zon-pv en slimladen van mobiliteit zijn meegenomen in de analyse. Dat hebben we op vergelijkbare wijze als in de I13050-studie ingevuld met aangepaste profielen. De systemische flexmiddelen (centrales, power-to-gas en gasopslag, batterijen) zijn direct overgenomen uit I13050. Meer informatie over flexibiliteit volgt in Paragraaf 4.4.

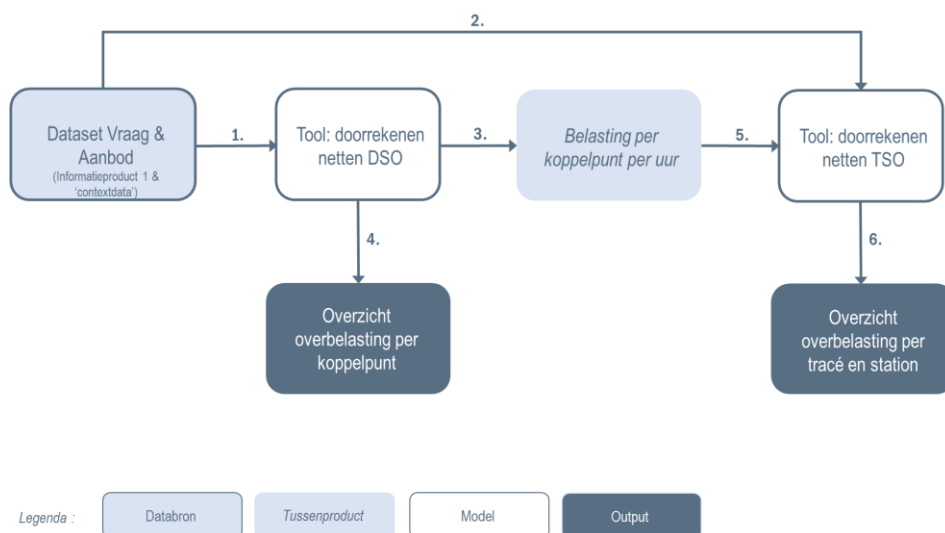
2.2.3 Analyse

In de analysefase hebben we twee stappen doorlopen: eerst de doorrekening van de scenario's door de netbeheerders en vervolgens de analyse van de uitkomsten. De doorrekening van de netbeheerders geeft een overzicht van netwerkknelpunten voor elk van de scenario's die in de vorige fase ontwikkeld zijn. De uitkomsten van de doorrekening hebben we gebruikt om de oorzaken van de knelpunten te analyseren en oplossingsrichtingen voor te stellen. Niet alleen per scenario, maar vooral over de scenario's heen om robuuste inzichten te verwerven.

Doorrekening netbeheerders

De impact van de scenario's op de energie-infrastructuur is doorgerekend door de regionale netbeheerder Stedin en door de nationale netbeheerder TenneT. Gasunie, de netbeheerder van het landelijk gastransportnet, heeft alleen een kwalitatieve analyse gedaan. Figuur 6 geeft een schematisch voorbeeld van de datastromen tijdens deze stap weer voor het elektriciteitsnet. Het resultaat van de doorrekening is een overzicht per scenario van (over)belasting per koppelpunt/stations en waar mogelijk tracé.

Figuur 6 - Voorbeeld datastromen doorrekening netbeheerders voor het elektriciteitsnet



De doorrekening door de netbeheerders omvat in een notendop het volgende:

- **Elektriciteitsnetten:** de impact van de scenario's op het regionale hoogspanningsnet doorgerekend door TenneT (zowel stations als verbindingen)⁴, de impact op de koppelpunten met het hoogspanningsnet en het tussenspanningsnet is doorgerekend door Stedin (kabels zijn niet doorgerekend). De lagere netvlakken zijn heel fijnmazig en koppelen aan enkele wijken of buurten. Deze netvlakken zijn niet doorgerekend omdat het te omvangrijk is en omdat de scenario's op dat schaalniveau te veel onzekerheden kennen.

⁴ TenneT heeft loadflowberekeningen gedaan aan het hoogspanningsnet. Dit betekent dat voor elk uur van het jaar het gehele Nederlandse net wordt doorgerekend om het aanbod van elektriciteit naar de vraag te transporteren. De berekeningen gaan voor vraag en aanbod in Utrecht uit van de data uit deze studie en voor de rest van Nederland uit de corresponderende scenario's uit II3050.

Voor het landelijk hoogspanningsnet zijn geen andere conclusies te verwachten dan uit de landelijke systeemstudie (Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050) die op hoofdlijnen dezelfde scenario's volgt. In die studie is echter geen doorrekening van 2030 gedaan. Wij nemen die conclusies over. De impact op dit net wordt door Nederland als geheel bepaald en slechts voor een klein deel door Utrecht. De uitwerking van de scenario's van de systeemstudie zijn daarom niet leidend voor de impact op dit net.

- **Gasnetten:** de impact van de scenario's op de gasnetten is niet kwantitatief door-gerekend. Het gaat om de impact van waterstof en methaan. Uit eerdere systeem-studies is bekend dat hier geen capaciteitsknelpunten te verwachten zijn, ook voor Utrecht verwachten de netbeheerders die niet. Kwalitatief zijn er wel aandachtspunten geformuleerd. Gasunie heeft een kwalitatieve analyse gedaan voor het gasnet (hoofd-transportleidingnet). Voor het landelijk gasnet zijn geen andere conclusies te ver-wachten dan uit de landelijke systeemstudie (Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050) die op hoofdlijnen dezelfde scenario's volgt. Hiervoor geldt dezelfde argumentatie als voor het landelijk hoogspanningsnet, en ook hier is geen doorrekening van 2030 gedaan. Stedin heeft aangegeven dat zij voor haar regionale transportleidingnet ook geen andere conclusies verwacht dan in I13050. Wij nemen die conclusies over.
- **Warmtenetten:** de impact van de scenario's op de warmtenetten niet kwantitatief door-gerekend. Omdat het gaat om individuele warmtenetten is er niet één net-beheerder verantwoordelijk voor alle netten om die consistent door te rekenen. Bovendien komen er in de scenario's veel nieuwe warmtenetten bij. Elk nieuw warmte-net of uitbereiding van bestaande warmtenetten betekent per definitie nieuwe infrastructuur. Wij hebben zelf een analyse gemaakt van deze impact en beschrijven dit voornamelijk kwalitatief. Omdat het warmtenet van Eneco in Utrecht-Nieuwegein zo omvangrijk is, hebben we met Eneco besproken of onze uitkomsten in lijn zijn met hun verwachtingen.

Analyse uitkomsten

De analyse van de uitkomsten van de doorrekening is stapsgewijs opgebouwd: we hebben eerst gekeken naar de knelpunten en de oorzaken en vervolgens naar de oplossingsrichtingen. Hiermee beantwoorden we Onderzoeksvragen 2 en 3 (Paragraaf 1.2).

De doorrekeningen van de infrastructuur resulteren in een overzicht van **knelpunten**. Deze hebben we geanalyseerd op locatie, termijn (2030/2050), mate en duur van capaciteitsoverschrijding. Vervolgens hebben we de **oorzaken** onderzocht door de knel-punten te relateren aan de data over vraag en aanbod van verschillende sectoren in de verschillende scenario's. We hebben met andere woorden in kaart gebracht wanneer, hoe vaak, hoe lang en waarom (vraag of opwek) in elk scenario een knelpunt optreedt.

Op basis hiervan hebben we **oplossingsrichtingen** voor de knelpunten geanalyseerd. Met oplossingsrichtingen bedoelen we technische oplossingen zoals netverzwaring, gebruik van flexibiliteitsmiddelen, conversie tussen energiedragers, enz. De analyse van oplossings-richtingen is dus ook een systeemanalyse. Deze analyse geeft verder inzicht in de invulling van de transitiepaden: wanneer en hoe kunnen de knelpunten opgelost worden?

Door de verschillende scenario's te vergelijken hebben we aangegeven aan welke systeem-keuzes de transitiepaden vragen. De overeenkomsten wijzen op robuuste knelpunten die om maatregelen vragen richting 2050. Overige keuzes vragen verdere afweging. Dat belichten we in advies en aanbevelingen.

2.2.4 Advies en aanbevelingen

Uit de analyse volgen onze adviezen en aanbevelingen voor de beslissingen en keuzes die nodig zijn voor de oplossingsrichtingen en transitiepaden. Hierbij houden we niet alleen rekening met de technische, maar ook met de ruimtelijke, financiële en institutionele aspecten. De adviezen zijn gericht aan de provincie Utrecht om hen inzicht te geven in de mogelijke handelingsperspectieven, benodigde governance en welke knelpunten, wanneer en hoe (mogelijk boven-provinciaal) opgelost moeten worden. Hiermee hebben we antwoord gegeven op Onderzoeksvraag 4 (Paragraaf 1.2).

2.2.5 Rapportage en Energietransitiemodel

Alle bevindingen zijn in dit rapport vervat. Het hoofdrapport neemt u systematisch mee door alle doorlopen stappen. Details over gebruikte data en aannames vindt u in de bijlagen. De volledige leeswijzer voor dit rapport is te vinden in Paragraaf 1.3.

De scenario's zijn ook beschikbaar in het Energietransitiemodel. Dit kan u hier vinden:

- 2030:
Systeemstudie Utrecht: 2030
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/11240
- 2050 Regionale Sturing:
Systeemstudie Utrecht: 2050 (Regionale Sturing)
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/11241
- 2050 Nationale Sturing:
Systeemstudie Utrecht: 2050 (Nationale Sturing)
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/11243
- 2050 Europese Sturing:
Systeemstudie Utrecht: 2050 (Europese Sturing)
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/11244
- 2050 Internationale Sturing:
Systeemstudie Utrecht: 2050 (Internationale Sturing)
https://pro.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/11245

3 De scenario's

In deze systeemstudie verkennen we de toekomstbeelden voor de energie-infrastructuur in de provincie Utrecht voor 2030 en 2050. Voor beide jaren werken we met scenario's, in totaal gaat het om vijf scenario's. Scenario's zijn een middel om te onderzoeken "wat als dit of dat gebeurt?".

Eén scenario voor 2030 in lijn met het Klimaatakkoord

Voor 2030 is dat één meest aannemelijk scenario, dat uitgaat van realisatie van het Klimaatakkoord en gebaseerd is op regionale plannen (zoals de regionale energiestrategieën, afgekort RES'en, en de transitievisies warmte, afgekort TVW's) en nationale projecties (de Klimaat- en energieverkenning, KEV, van het PBL).

Vier klimaatneutrale 2050-scenario's in lijn met de nationale systeemstudie

Voor 2050 werken we met vier scenario's die gebaseerd zijn op de nationale systeemstudie, Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050), en zijn ook gebruikt in systeemstudies voor andere provincies⁵. Deze vier scenario's hebben elk een andere verhaallijn over hoe de energievoorziening tussen 2030 en 2050 kan veranderen. Op onderdelen is er bewust afgeweken van I13050-scenario's om recht te doen aan de lokale context en de specifieke kenmerken en ontwikkelingen van het energiesysteem in de provincie Utrecht. Zo zijn onder andere de regionale verwachtingen en plannen voor woningontwikkeling meegenomen, de RES'en en de regionale mobiliteitsontwikkeling. In Bijlage A staan hierover alle details.

De scenario's voor 2050 zijn zo opgesteld dat het energiesysteem klimaatneutraal is in 2050. Elk van de vier scenario's geven daar op een andere wijze invulling aan. Daardoor ontstaat een 'speelveld', waarvan de scenario's de hoeken opzoeken (zie Figuur 7). Dát het energiesysteem klimaatneutraal is in 2050 is weliswaar een doelstelling, maar is nog een stevige uitdaging om te realiseren.

In het eerstvolgende tekstkader gaan we in op het uitgangspunt klimaatneutraal in de scenario's en op kernenergie in de scenario's. In de vier I13050-scenario's komt kernenergie niet voor en, in aansluiting daarop, ook niet in deze systeemstudie.

⁵ CE Delft en Quintel Intelligence hebben samen met andere partners ook gewerkt aan de systeemstudies voor Zuid-Holland (CE Delft et al., 2021), Limburg (CE Delft et al., 2020) en Groningen/Drenthe (CE Delft & Quintel, 2019). Daar zijn dezelfde scenario's gebruikt. In deze systeemstudie maken we gebruik van de kennis uit onze eerdere systeemstudies. Bepaalde onderdelen in de rapport, waaronder de scenario's, bouwen voort op ons eerdere werk of zijn daaruit (deels) overgenomen. Tussen de systeemstudies onderling is daarmee een hoge mate van consistentie en zijn dus vergelijkbaar.

Klimaatneutraal of energieneutraal?

De 2050-scenario's gaan uit van een klimaatneutraal wereldbeeld, dat betekent dat Nederland 100% CO₂-neutraal is in deze scenario's, en daarmee de provincie Utrecht ook. De scenario's gaan niet uit van een energieneutraal Nederland of provincie Utrecht, waarin net zoveel energie opgewekt als er verbruikt wordt. In een aantal scenario's wordt expliciet uitgegaan van de import van energie van buiten de provincie of zelfs buiten Nederland. Deze energie is echter wel 100% CO₂-vrij.

Klimaatneutrale wereldbeelden zijn in lijn met de nationale doelstellingen. Die doelstellingen vormen de basis voor de scenario's uit de nationale systeemstudie (I13050), waarbij we in deze studie aansluiten. Hiermee is deze systeemstudie, en de gebruikte scenario's, in lijn met andere systeemstudies en de nationale systeemstudie I13050. Dat maakt de resultaten tussen de verschillende systeemstudies goed vergelijkbaar.

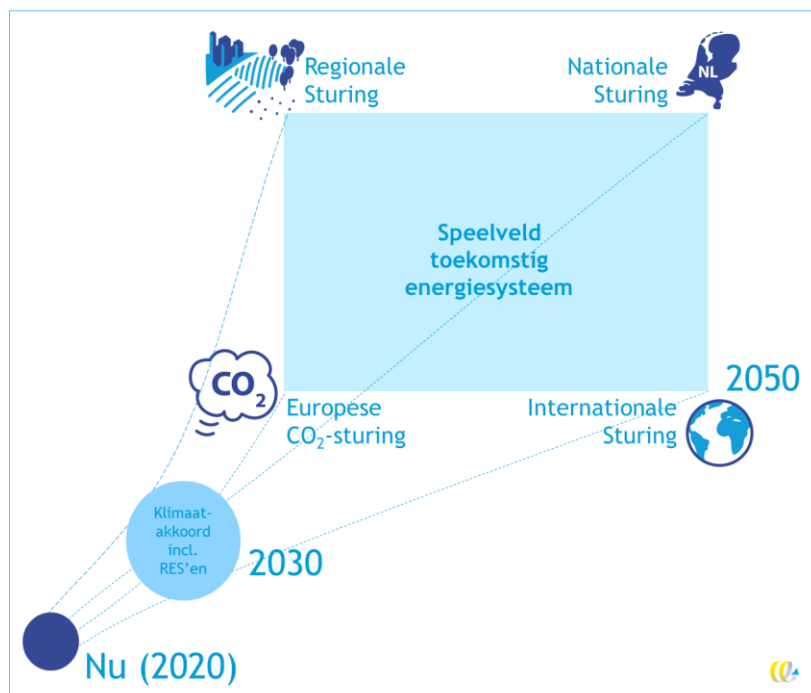
Kernenergie in systeemstudies

De scenario's voor 2050 sluiten aan bij de scenario's uit de nationale systeemstudie I13050. In die scenario's komt kernenergie niet voor en, in aansluiting daarop, ook niet in deze systeemstudie. In het rapport van I13050 is in een tekstkader kwalitatief ingegaan op het effect van kernenergie wanneer dat wordt ingepast in het scenario Europese Sturing. De conclusie is dat het niet resulteert in een wezenlijk andere infrastructuurbehoefte als het gaat om de nationale hoofdinfrastructuur. Dat komt omdat 'voorstelbare locaties van de kerncentrales gelijk zijn aan de locaties van grotere groengas gestookte centrales en van de verwachte aanlanding van wind op zee' (Netbeheer Nederland, 2021).

Ook op regionale energie-infrastructuren in Utrecht verwachten we hiervan geen impact in een aangepast scenario Europese Sturing. Ten eerste omdat er geen (concrete) plannen voor een kerncentrale in de provincie Utrecht is. De Rijksoverheid heeft in de huidige Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (Svir) en het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) drie locaties als vestigingsplaatsen voor kernenergie aangewezen, allen buiten de provincie Utrecht (Borssele/Vlissingen, Eemshaven en de Maasvlakte I in Rotterdam).

Deze locaties bieden voldoende ruimte voor eventuele nieuwe kerncentrales in Nederland. Ten tweede omdat, vooruitlopend op de resultaten in Hoofdstuk 6, de voorziene capaciteitsknelpunten in Utrecht in het 2050-scenario Europese Sturing gedomineerd worden door de vraag naar elektriciteit en niet of nauwelijks door het aanbod van elektriciteit. Een eventuele reductie van regionale hernieuwbare opwek in dit scenario als gevolg van kernenergie, heeft daarmee niet of nauwelijks invloed op de resultaten voor dit scenario.

Figuur 7 - Opzet van de scenario's: opspannen van 'de hoeken van het speelveld'



Scenario's voor impact infrastructuur, geen blauwdruk voor de toekomst

We benadrukken dat deze scenario's niet zijn bedoeld als blauwdrukken voor de toekomst, maar juist als uiteenlopende beelden van hoe de toekomst eruit zou kunnen zien, elk met een eigen onderliggend wereldbeeld. Hiermee kunnen de netbeheerders in kaart brengen wat er eventueel gevraagd wordt van de capaciteit van de infrastructuren en welke (capaciteits)knelpunten robuust zijn en in veel of alle scenario's naar voren komen. In de praktijk zijn ontwikkelingen in de energievoorziening diffuus, (inter)nationaal samenhangend en complex. De werkelijkheid zal ergens in het midden van het speelveld uitkomen.

Scenario's 2050 zijn uiterste wereldbeelden, geen keuzemenu voor beleid

De scenario's zijn geen keuzemenu voor beleid, omdat ze uitgaan van een integraal wereldbeeld. Omdat het energiesysteem (inter)nationaal gekoppeld is, valt er door regionale beleidsmakers maar zeer beperkt te sturen op een wereldbeeld. Op onderdelen binnen de scenario's liggen wel regionale keuzes ten grondslag die ook impact zullen hebben op de infrastructuur. Het gaat dan bijvoorbeeld om keuzes in de warmtetransitie: worden warmtenetten of warmtepompen dominant? De handelingsperspectieven voor regionale overheden die volgen uit de analyse van de scenario's zijn uitkomsten van deze systeemstudie.

Relatie tussen deze systeemstudie Utrecht en de investeringsplannen van de netbeheerders

De systeemstudie en de investeringsplannen van netbeheerders hebben verschillende doelen.

De systeemstudie heeft als doel inzichten verwerven in de mogelijke keuzes en ontwikkelrichtingen van het energiesysteem. Het gaat daarbij over alle relevante energie-infrastructuren (gas, elektriciteit en warmte) en hun onderlinge samenhang. De systeemstudie kijkt door middel van scenario's vooruit tot 2050, met 2030 als tussenstap.

Een investeringsplan heeft als doel transparantie te bieden aan het brede publiek over toekomstige investeringen van de netbeheerder voor zijn specifieke energie-infrastructuur (gas of elektriciteit).

Netbeheerders zijn verplicht ontwerp investeringsplannen openbaar te maken en ter consultatie voor te leggen.

Een investeringsplan kijkt maximaal 10 jaar vooruit. Daarnaast is een investeringsplan niet, onderzoekend van aard zoals een systeemstudie, maar veel concreter.

Tussen het onderzoekende van een systeemstudie en het concrete van een investeringsplan liggen andere stappen van netbeheerders, zoals bijvoorbeeld een masterplanstudie. Een masterplanstudie is een gedetailleerde studie van een netbeheerder die meerdere varianten van energie-infrastructuur aanpassingen van een specifiek netwerk (elektriciteit of gas) tegen elkaar afweegt.

3.1 Scenario 2030: Aannemelijk scenario

Voor 2030 is één aannemelijk scenario uitgewerkt. Daarin gaan we ervan uit dat het Klimaatakkoord en de RES'en succesvol worden uitgevoerd. We gaan uit van de RES'en 1.0 op peildatum juni 2021. Voor de RES'en hebben we zelf de vertaling gemaakt naar de concrete cijfers en locaties die de netbeheerders nodig hebben voor hun doorrekeningen, op basis van de in juni 2021 beschikbare informatie vanuit de RES-processen. Dit scenario vormt ook de basis van de scenario's voor 2050.

De belangrijke ingrediënten van het 2030-scenario zijn:

- Nederland reduceert de CO₂-uitstoot met 49% in 2030 ten opzichte van 1990⁶.
- De gaswinning uit de grote gasvelden in Groningen is in 2030 geheel gestopt.
- Kolencentrales in Nederland zijn in 2030 inmiddels gesloten.
- Er is groei van wind op zee en decentrale opwek. Voor decentrale opwek zijn de RES'en gevolgd.
- Gemeenten werken met de buurtaanpak aan aardgasvrije woningen, waar plannen uit de transitievisies warmte (TVW's) beschikbaar waren en concreet genoeg waren, hebben we ze meegenomen.
- Er is een groeiend aandeel van elektrische voertuigen en ook het aantal woningen in Utrecht groeit.
- De industrie beperkt de broeikasgasuitstoot, gestimuleerd door onder andere ETS en een Nederlandse CO₂-heffing.

3.2 Scenario 2050 - Regionale Sturing⁷



In dit toekomstbeeld hebben provincies en gemeenten veel regie. Zoveel mogelijk energie voor de productie van elektriciteit, gas en warmte komt uit lokale energiebronnen, zoals zon, wind, biomassa, restwarmte en geothermie⁸. Er is veel meer energie-infrastructuur dan nu nodig om de ongelijktijdigheid en afstand tussen vraag en aanbod op te lossen. Warmtewetten groeien sterk, door benutting van lokale bronnen en geothermie.

De belangrijkste ingrediënten van dit toekomstbeeld zijn:

- Energietransitie grotendeels door lokale en regionale overheden gestuurd. Burgers zijn gedreven voor de energietransitie, er zijn veel lokale projecten, en optimale inzet van lokale bronnen. (Regionale Sturing staat niet gelijk aan de RES'en)
- Nederland is 100% CO₂-neutraal.
- Nederland is energetisch grotendeels zelfvoorzienend.
- Er is een krimp van de energie-intensieve industrie.
- Er is veel energiebesparing.
- Veel elektrificatie en inzet van lokaal beschikbare warmtebronnen.
- Veel lokale opwek (zon, wind op land, geothermie).
- Veel circulariteit.
- Om zoveel mogelijk zelfvoorzienend te kunnen zijn, is grootschalige opslag van energie nodig.

⁶ Dit is het uitgangspunt van het Klimaatakkoord. De EU had op dat moment een formele doelstelling van -40%, het doel van het Nederlandse Klimaatakkoord is ambitieuzer dan dat. Op het moment van schrijven van dit rapport neigt de EU echter naar een doel van -55% in 2030. In dat geval is aanscherping van het Klimaatakkoord nodig. Dit is nog niet meegenomen in deze systeemstudie.

⁷ NB: Dit 2050-scenario is nadrukkelijk iets anders dan de RES'en, al lijken de namen op elkaar.

⁸ In het potentiële aanbod zijn ook lagetemperatuurbronnen meegenomen.

3.3 Scenario 2050 - Nationale Sturing



De Rijksoverheid heeft in dit toekomstbeeld veel regie en stuurt op zo veel mogelijk energieautonomie voor Nederland als geheel, via een mix van vooral centrale energiebronnen, zoals met name wind op zee. Wind op zee wordt ook omgezet in waterstof. Daarnaast wordt ook relatief veel zon en wind op land ingezet, maar minder dan in 'Regionale Sturing'. Er is minder energie-infrastructuur nodig dan in 'Regionale Sturing', maar wel meer hoogspanningsinfrastructuur vanwege de omvang van wind op zee. Doordat er waterstof-distributie in de gebouwde omgeving beschikbaar komt nemen hybride warmtepompen een deel van de gebieden over die in 'Regionale Sturing' met warmtenetten worden voorzien.

De belangrijkste ingrediënten van dit toekomstbeeld zijn:

- Energietransitie door het Rijk gestuurd. De energietransitie wordt gedreven door grote projecten en richtinggevend beleid.
- Nederland is 100% CO₂-neutraal.
- Nederland is energetisch in hoge mate zelfvoorzienend.
- Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang.
- Veel grootschalige opwek, met name wind op zee.
- Veel systeemflexibiliteit in de flexvariant van het scenario, in de vorm van elektrolyzers en vraaggestuurde elektriciteitscentrales ('gas-to-power').
- Veel elektrificatie en circulariteit.
- Om vrijwel zelfvoorzienend te kunnen zijn, is ook grootschalige opslag nodig.

3.4 Scenario 2050 - Europese CO₂-sturing



In dit toekomstbeeld komt de energievoorziening via een organisch proces tot stand, gestuurd door een stevig CO₂-prijssignaal, maar zonder verdere regie van de overheid.

De energievoorziening is een mix van lokale en internationale opties.

De industrie kiest voor afvang en opslag van CO₂ (carbon capture and storage, afgekort CCS) als belangrijke oplossing voor het klimaatprobleem.

Besparingsmaatregelen zoals gebouwisolatie blijven uit of worden pas laat in het transitieproces uitgevoerd.

Het Nederlandse bedrijfsleven zal in dit toekomstbeeld veel minder bijdragen aan oplossingen dan in de andere scenario's. De hoeveelheid benodigde elektriciteitsinfrastructuur is beperkter ten opzichte van de scenario's 'Regionale Sturing' en 'Nationale Sturing' (maar neemt wel toe t.o.v. huidig, vanwege groei van elektriciteitsgebruik in de sectoren). Collectieve opties zoals warmtenetten nemen nauwelijks toe ten opzichte van huidig omdat er niet actief op wordt gestuurd om ze te realiseren.

De belangrijkste ingrediënten van dit toekomstbeeld zijn:

- Nederland haalt de CO₂-doelen door een energietransitie die vorm krijgt door een Europese CO₂-belasting met importheffingen en compensatie aan de grenzen van Europa.
- Nederland is 100% CO₂-neutraal, er is veel handel in energie en grondstoffen binnen Europa en Nederland is niet zelfvoorzienend.
- De energie-intensieve industrie groeit.
- Europese markt voor waterstof (waaronder veel 'blauwe' waterstof) en biomassa.
- Veel inzet van groengas of aardgas met CCS. Het groengas kan zowel in Nederland als elders in Europa worden geproduceerd.

NB: in het rapport gebruiken we verder de afgekorte term 'Europese Sturing' voor dit scenario.

3.5 Scenario 2050 - Internationale Sturing



Nederland is in dit toekomstbeeld een mondiaal georiënteerd land dat verschillende vormen van hernieuwbare energie(dragers) importeert, zoals groengas en biomassa (pellets), en vooral ook waterstof. Er is een internationale productie en handel in waterstof uit klimaatneutrale bronnen (hernieuwbaar en fossiel + CCS). De omvang van zon en wind is veel minder dan in 'Regionaal'. Het aandeel 'gas' in de gebouwde omgeving is hoog, en verdeeld over groengas- en waterstofnetten. De hoeveelheid benodigde elektriciteitsinfrastructuur is beperkter ten opzichte van de scenario's 'Regionale Sturing' en 'Nationale Sturing' (maar neemt wel toe t.o.v. huidig, vanwege groei van elektriciteitsgebruik in de sectoren). Collectieve opties zoals warmtenetten nemen beperkt toe ten opzichte van huidig, vanwege de ongelimiteerde beschikbaarheid uit import van groengas en waterstof.

De belangrijkste ingrediënten van dit toekomstbeeld zijn:

- De gehele wereld streeft naar CO₂-reductie en fossiel wordt sterk beperkt.
- Nederland wordt 100% CO₂-neutraal, er is veel mondiale handel in energie en grondstoffen. Nederland is niet zelfvoorzienend.
- Energie-intensieve industrie groeit.
- Wereldwijde markt voor waterstof en biomassa.
- Veel inzet van waterstof.
- Veel ruimte voor CCS.

3.6 Kwantitatieve uitwerking van de scenario's

Het kunnen doorrekenen van de netinfrastructuren vereist dat de scenario's zijn uitgewerkt tot gedetailleerde cijfermatige datasets met de verschillende soorten vraag en aanbod, waarbij alle vraag en aanbod ook een duidelijke locatie heeft. De onderbouwing voor de cijfermatige invulling van de scenario's is per sector uitgewerkt in apart een bijlage-document 'Bijlage scenario's, uitgangspunten en modelaanpak per sector', zie Bijlage A.

Om het energiegebruik en -productie per jaar om te rekenen naar netbelasting, wordt gebruikt gemaakt van uurprofielen. Deze profielen zijn onder andere afkomstig uit het ETM of de profielendataset van CE Delft. De profielen zijn gebaseerd op het klimaatjaar 2015. Dat is hetzelfde jaar als is gebruikt voor de II3050-scenario's en is een vrij gemiddeld klimaatjaar voor Nederland. Er kunnen een aantal kanttekeningen gemaakt worden bij de profielen en de impact die dit heeft op de uitkomsten, Bijlage D gaat daarop in.

De datasets die we per sector en buurt voor alle scenario's hebben opgesteld, is in de vorm van spreadsheets als eindproduct opgeleverd aan de provincie.

3.7 Totstandkoming van de uitgangspunten

De uitgangspunten voor de scenario's zijn opgesteld door CE Delft en Quintel Intelligence in afstemming met beleidsmedewerkers van de provincie Utrecht en vertegenwoordigers van de betrokken netbeheerders. Daarnaast zijn de belangrijkste uitgangspunten besproken in twee stakeholderbijeenkomsten. In deze twee bijeenkomsten zijn een brede groep van vertegenwoordigers van bedrijven, gemeenten en maatschappelijke organisaties binnen de provincie Utrecht uitgenodigd om input te leveren voor de studie en te reflecteren op voorgestelde uitgangspunten (zie Bijlage B). Naar aanleiding van de input van de stakeholders zijn een aantal uitgangspunten bijgesteld, toegevoegd of gewijzigd.

4 Vraag en aanbod van energie per scenario

De energie-infrastructuur zorgt voor het transport van energie van productielocaties (aanbod) naar eindverbruikers (vraag). Elk soort energiedrager (elektriciteit, gas, warmte) kent zijn eigen infrastructuur. De behoefte aan transportcapaciteit voor deze verschillende infrastructuren hangt af van de vraag naar en aanbod van de bijbehorende energiedragers. Dat verschilt per scenario. In dit hoofdstuk brengen we per scenario de energievraag en het energieaanbod per energiedrager in beeld voor de hele provincie. Ook bespreken we welke flexibiliteitsmiddelen er ingezet worden om vraag en aanbod altijd in balans te houden en hoe van energie naar capaciteit gerekend wordt.

Het is belangrijk om in gedachten te houden dat deze systeemstudie werkt met een aantal scenario's die de uithoeken van het speelveld aangeven en bedoeld zijn om de impact op de infrastructuur in kaart te brengen. Het zijn geen uitgesproken verwachtingen voor de toekomst op basis van beleidsvoornemens.

Finale energie in relatie tot netbelasting

In dit hoofdstuk presenteren we de scenario's in termen van de finale energievraag en energieaanbod in petajoule per jaar (PJ/jaar) voor de hele provincie. Dit geeft een goed beeld van de verschillende scenario's en de verschillen in de brandstoffen en energiedragers in de tijd en tussen de scenario's.

We spreken hier van de finale energievraag (de vraag naar energie bij de eindgebruiker) omdat dat inzicht geeft in het energiegebruik in de provincie volgens de scenario's op de manier hoe we gebruikelijk naar de energievraag kijken. Echter, niet al deze energie heeft impact op onze energie-infrastructuur, daar hebben we in onze analyses rekening mee gehouden. Ter verduidelijking een aantal illustraties:

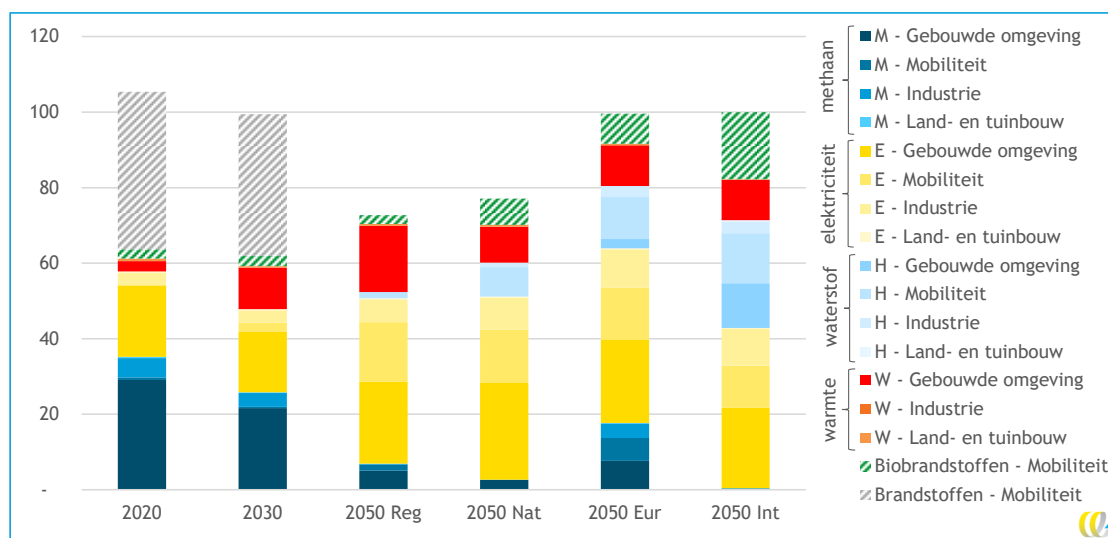
- Snelwegverkeer verbruikt energie in Utrecht, maar alleen de elektriciteit en waterstof die in Utrecht worden afgenomen hebben impact op de infrastructuur in de provincie. Voor een deel wordt er dus energie in Utrecht verbruikt die elders is afgenomen, voor een ander deel wordt er energie afgenomen die elders wordt verbruikt.
- Hetzelfde geldt voor warmte uit warmtenetten. In de finale vraag kijk je alleen naar de afgenomen warmte bij de eindgebruiker, niet naar de mogelijke waterstof die bij de warmtecentrales verbruikt wordt. Voor de infrastructuur is beiden van belang: de warmtevraag voor de warmtenetten en de waterstofvraag voor de waterstofnetten.

Voor de doorrekening van de netten hebben we een dataset gebruikt waarin per sector het energieverbruik per energiedrager, techniek en buurt in kaart is gebracht. Daarbij hebben we niet gebruikgemaakt van de finale energievraag, maar van de vraag naar energiedragers voor de energienetten. Door middel van profielen waarin de energievraag per techniek en energiedrager wordt verdeeld over de uren in een jaar, kan de vertaalslag naar capaciteit gemaakt worden. Het is uiteindelijk de gelijktijdige capaciteit die bepalend is voor de piekbelasting op de netten. Voor elektriciteitsnetten spreek je dan over piekvermogen in megawatt (MW).

4.1 Energievraag

Provincie Utrecht wordt gekenmerkt door een hoge mate van stedelijk gebied. Dit is ook terug te zien in de verdeling van de energievraag per sector; de gebouwde omgeving en mobiliteit voeren hierin de boventoon. Het toekomstige energiesysteem heeft in elk 2050-scenario een ander accent. De ontwikkeling verschuift van het huidige systeem dat op fossiele energiedragers is gebaseerd, naar klimaatneutraal in de 2050-scenario's. Figuur 8 geeft de verschuivingen weer in de diverse scenario's, per sector en per energiedrager. In de volgende paragrafen gaan we per sector dieper in op de ontwikkeling van de vraag.

Figuur 8 - Finale energievraag per sector en per energiedrager (PJ/jaar)



Opmerking: Warmte betreft warmte die aangevoerd wordt via warmtenetten. Warmte die onttrokken wordt van de omgeving of de bodem door een warmtepomp is in deze weergave niet meegenomen. Alleen de weergegeven energiedragers zijn beschouwd.

In alle 2050-scenario's zien we een forse toename van de elektriciteitsvraag ten opzichte van de huidige situatie als gevolg van de elektrificatie van vervoersmiddelen en elektrificatie van de warmtevraag.

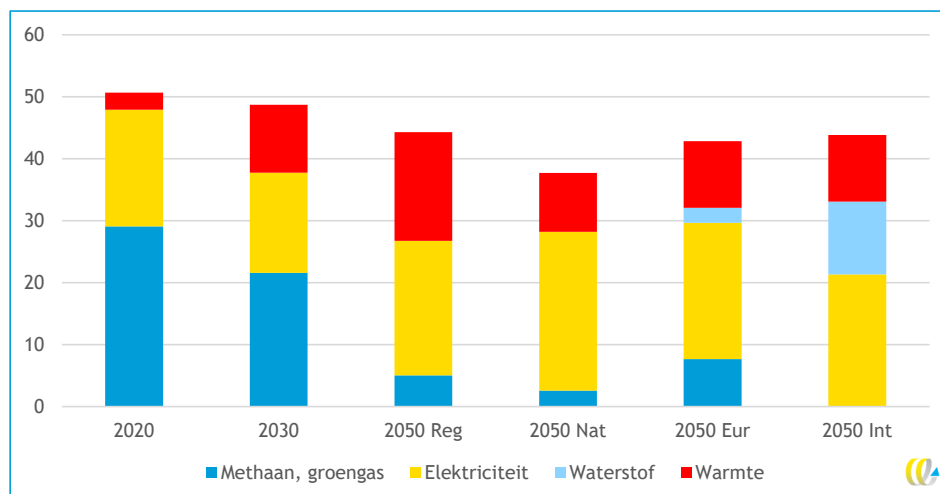
Wat maakt Utrecht uniek?

In tegenstelling tot veel ander provincies is de industrie een kleine sector, zeker wat betreft energievraag. Dat geldt ook voor de (glas)tuinbouw en de landbouw. In Utrecht domineert het energieverbruik van de gebouwde omgeving en de mobiliteit (met name wegverkeer). Windenergie komt beperkt voor in Utrecht en ook in de RES'en zijn hiervoor beperkt nieuwe plannen. In de dichtbevolkte regio Utrecht-Nieuwegein ligt één van de grootste warmtenetten van Nederland, hierdoor zijn er relatief veel gebouwen in Utrecht aangesloten op warmte. Dit kenmerkt het energieprofiel van Utrecht.

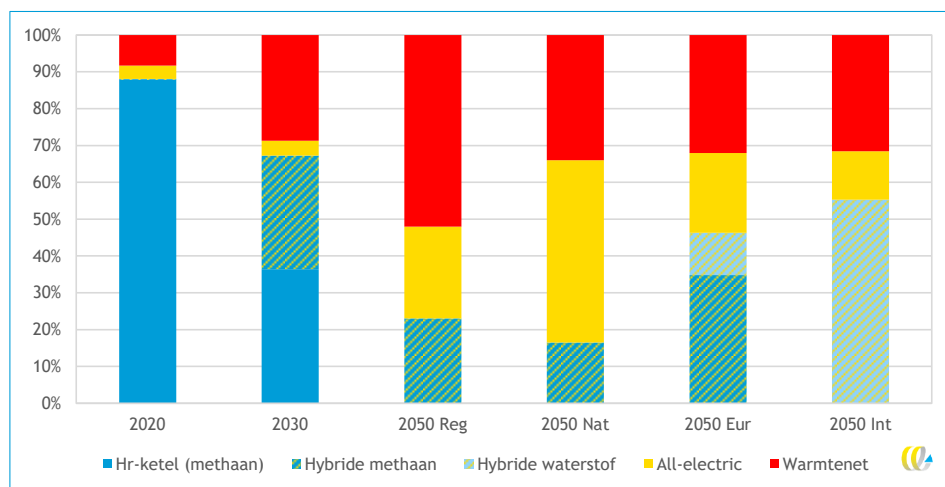
4.1.1 Gebouwde omgeving

Op dit moment wordt het grootste deel van de gebouwde omgeving nog verwarmd met aardgas en een deel met warmte uit warmtenetten. Ruim 60% van het energiegebruik in de gebouwde omgeving bestaat uit aardgas en warmte voor de verwarming van woningen. De overige 40% bestaat uit het elektriciteitsgebruik in gebouwen (woningen en utiliteiten). In 2020 is het energiegebruik in totaal circa 50 PJ. In de scenario's voor 2030 en 2050 neemt het energiegebruik af, in het ene scenario meer dan het andere, zie Figuur 9. Dat komt voor een deel door het gebruik van efficiëntere apparaten, maar vooral ook door de warmte-transitie. Isolatie en efficiëntere warmtetechnieken zoals (hybride) warmtepompen zorgen voor een lager (finaal) energiegebruik. Het 2030-scenario gaat uit van kostenoptimale isolatie, de meeste 2050-scenario's gaan uit van isolatie naar gemiddeld energielabel C (wat ten opzichte van de huidige situatie al een flinke verbetering is in het isolatieniveau). Een uitzondering hierop is het 2050-scenario Nationale Sturing, dat veronderstelt sterkere isolatie (gemiddeld naar label B). Dit scenario kent het meeste gebruik van efficiënte all-electric-warmtepompen. Als gevolg hiervan heeft is het energiegebruik in dit scenario het laagst en is het aandeel elektriciteit in dit scenario het hoogst. De verdeling van de verschillende warmtetechnieken per scenario is weergegeven in Figuur 10.

Figuur 9 - Finale vraag van de gebouwde omgeving in alle scenario's (PJ)



Figuur 10 - Verdeling van warmtetechnieken per scenario



Opmerking: Voor een klein deel zorgen houtkachels ook voor de (bij)verwarming van woningen, die zijn hier buiten beschouwing gelaten.

Ten opzichte van 2020 zie je in alle scenario's een flinke toename van het aantal gebouwen dat is aangesloten op warmtenetten. In de scenario's gaan we ervan uit dat warmtenetten verder worden uitgerold in buurten waar de helft van de gebouwen is aangesloten op een warmtenet. Een analyse van de transitievisies warmte van gemeenten, voor zover die in het voorjaar van 2021 beschikbaar waren, laat zien dat aanvullend ook veel buurten overgaan op warmtenetten. Dat is ook meegenomen. Het 2050-scenario Regionale Sturing gaat in het wereldbeeld uit van veel regionale oplossingen, waaronder een sterkere groei van warmtenetten.

Hybride warmtepompen die gebruikmaken van methaan en waterstof komen ook in alle scenario's voor. In de 2050-scenario's Europese Sturing en Internationale Sturing zijn dit de dominante warmtetechnieken, waarbij in het scenario Europese Sturing vooral gebruik wordt gemaakt van methaan en in het scenario Internationale Sturing volledig van waterstof. In 2030 zijn veel hr-ketels vervangen door efficiëntere hybride warmtepompen, maar beiden gebruiken nog methaan.

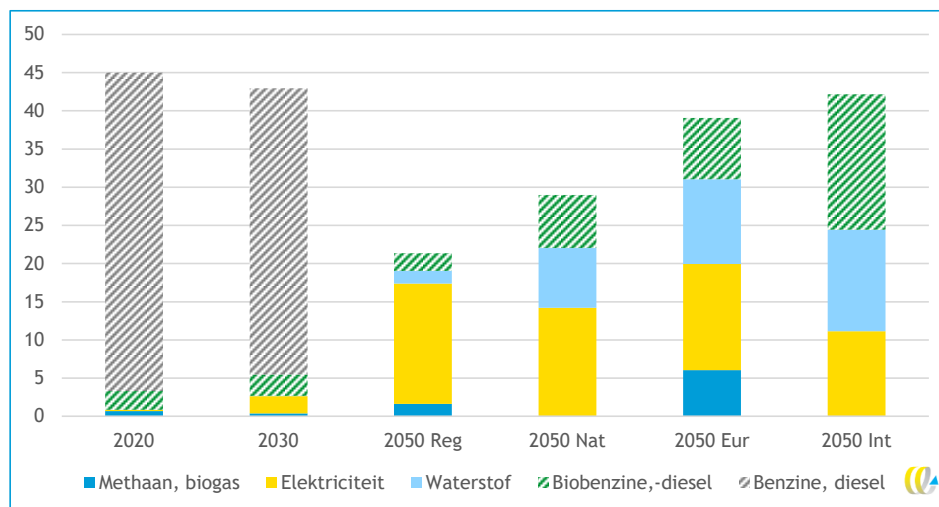
4.1.2 Mobiliteit

De sector mobiliteit bestaat voornamelijk uit wegverkeer, maar omvat ook railverkeer (trein en tram) en binnenvaart⁹. Het gaat dan zowel om goederen- als personenvervoer, inclusief het openbaar vervoer. Binnen de provincie Utrecht is de sector mobiliteit na de gebouwde omgeving de sector met het meeste energieverbruik. Het gaat in 2020 om circa 45 PJ finale energievraag, circa 40% van het totale energieverbruik in de provincie. De energievraag bestaat in 2020 voor het overgrote deel uit (bio)benzine en (bio)diesel, brandstoffen die geen impact hebben op de energie-infrastructuren die in deze systeemstudie onderzocht worden. Zie Figuur 10¹⁰.

⁹ Buiten scope is de luchtvaart en elektrische fietsen (beperkt verbruik dat valt onder andere sectoren).

¹⁰ Om compleet te zijn is in dit figuur is ook het finale energiegebruik van binnenvaart meegenomen als (bio)brandstof. Hier zijn echter geen scenarioaannames over gedaan en is in alle scenario's constant gehouden op de waarde van 2020. De reden hiervoor is dat binnenvaart in de provincie Utrecht maar een beperkt energieverbruik kent, gecombineerd met de grote onzekerheid van de ontwikkeling van brandstofgebruik en de locaties

Figuur 11 - Finale vraag van mobiliteit in alle scenario's (PJ/jaar)



Opmerking: de categorie 'Methaan, biogas' bevat in 2020 ook LPG.

In 2030 verandert dat beeld beperkt met de groei van elektrische voertuigen. In de 2050-scenario's is het merendeel van de ov-bussen en personenauto's elektrisch, maar verschilt het aandeel wel wat per scenario. Dat verschil is veel sterker het geval bij goederenvervoer, waar elektrische voertuigen alleen in het scenario Regionale Sturing de meerderheid vormen, waterstof, methaan en biobrandstoffen spelen met name in het Europese Sturing- en Internationale Sturing-scenario een grote rol.

In alle scenario's zien we een daling van het energiegebruik ten opzichte van 2020. In het scenario Regionale Sturing is dit een bewuste keuze, hier veronderstellen we een daling van het aantal gereden kilometers (-1%). In de scenario's Europese Sturing en Internationale Sturing veronderstellen we echter een toename van het aantal gereden kilometers (+1%). De oorzaak dat het energiegebruik daalt, heeft er in alle scenario's mee te maken dat met name elektrische voertuigen aanzienlijk efficiënter zijn dan benzine- en dieselauto's. Ze gebruiken dus minder energie bij hetzelfde aantal gereden kilometers.

4.1.3 Industrie

In de provincie Utrecht speelt de industrie een beperkte rol in het energiesysteem. Er is weinig energie-intensieve industrie. Wel zijn er bijvoorbeeld een glasfabriek, enkele voedingsmiddelenfabrikanten, een chemische fabriek en een papierfabriek. Maar het totale energiegebruik van deze industriële bedrijven is beperkt. Het energiegebruik van de industrie is een stuk kleiner dan het energiegebruik van de gebouwde omgeving en mobiliteit.

Figuur 12 geeft de finale vraag naar energie in alle scenario's. Momenteel is de energie-vraag ongeveer 8 PJ en wordt vooral aardgas gebruikt. In de toekomst kan de industrie verduurzamen door elektrificatie of door het gebruik van hernieuwbare gassen als groengas

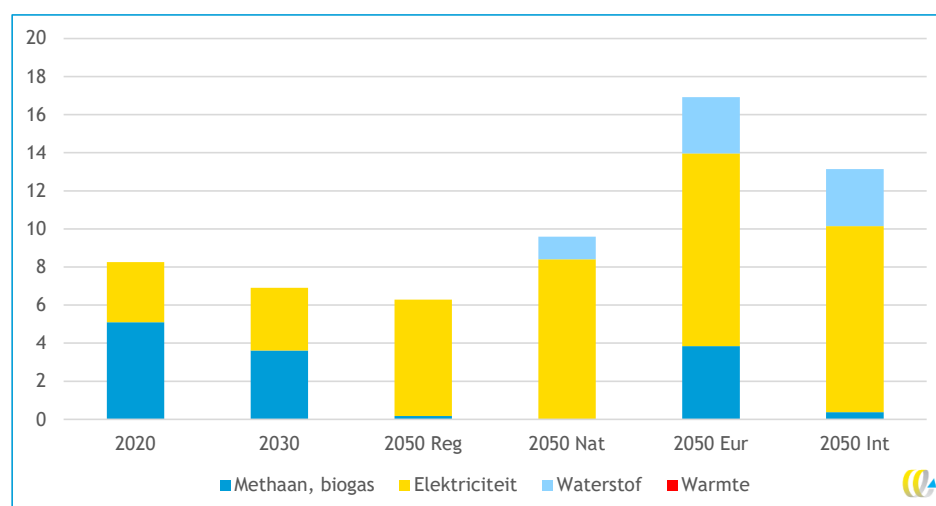
waar deze afgenomen gaat worden. Ook het energieverbruik van snelwegverkeer in de provincie is volledig meegenomen in deze figuur, maar voor de energie-infrastructuur hebben we alleen gerekend met een inschatting van de afgenomen energie in de provincie. Zie hiervoor de toelichting in het bijlagedocument (Bijlage A).

en waterstof. In de scenario's Regionale Sturing en Nationale Sturing ligt de focus vooral op het gebruik van elektriciteit. In de scenario's Europese Sturing en Internationale Sturing ligt de focus meer op hernieuwbare gassen.

In alle 2050-scenario's is elektriciteit echter de belangrijkste energiebron. Dit komt door de aard van de industrie in Utrecht. De processen waarvoor het gebruik van hernieuwbare gassen kansrijk is, komen nauwelijks voor in Utrecht. Dit zijn bijvoorbeeld processen met hoge temperaturen of chemische processen waarbij waterstof als grondstof gebruikt wordt.

De scenario's verschillen ook met betrekking tot de omvang van de industrie. In het scenario Regionale Sturing krimpt de industrie, in het scenario Nationale Sturing blijft de omvang gelijk en in de scenario's Europese Sturing en Internationale Sturing groeit de industrie fors.

Figuur 12 - Finale vraag van de industrie in alle scenario's (PJ/jaar)



4.1.4 Landbouw en glastuinbouw

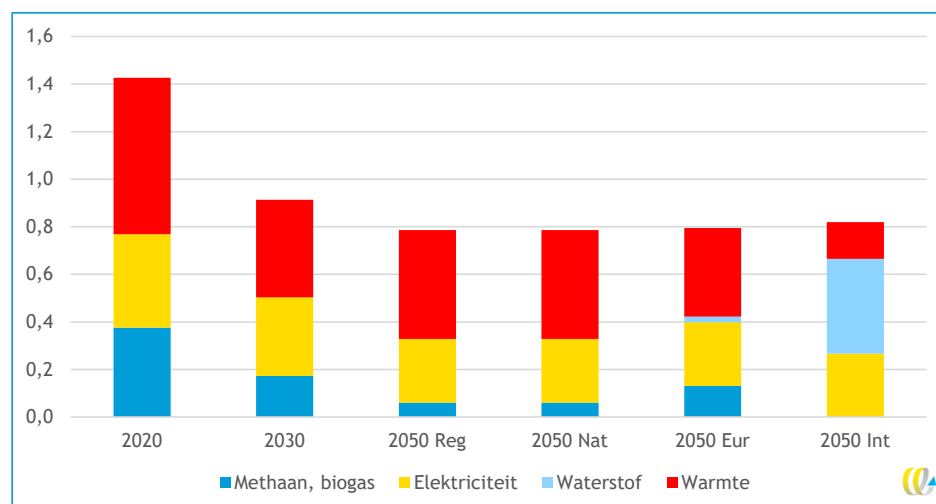
De sector landbouw is, wat betreft het energieverbruik, een relatief kleine sector in de provincie Utrecht. Het energiegebruik van de sector was in 2020 iets meer dan 1,4 PJ. In Nederland is de glastuinbouw verantwoordelijk voor het grootste aandeel energieverbruik in de landbouw.

In de provincie Utrecht zijn er slechts twee glastuinbouwgebieden (Harmelerwaard en polder Derde Bedijking bij Mijdrecht). In de provincie Utrecht is de melkveehouderij de grootste sector binnen de landbouw, gevolgd door de overige graasdieren. Verder is er intensieve veehouderij te vinden, vooral in het oosten van de provincie, en fruitteelt voornamelijk in het Kromme Rijngebied. Het is aannemelijk dat het glastuinbouwgebied bij Harmelerwaard zal verdwijnen (Gemeente Woerden, 2021). In alle scenario's nemen we aan dat dit glastuinbouwgebied niet meer bestaat en dat er geen andere landbouw voor in de plaats komt. Voor de overige landbouw verwachten we een krimp van de veestapel en algemene besparingen door efficiëntieverbeteringen (PBL, 2019).

Figuur 13 geeft een overzicht van de energievraag van de landbouw en glastuinbouw. Momenteel wordt nog veel aardgas gebruikt, vooral voor warmtekrachtkoppeling- (wkk) systemen en gasketels in de glastuinbouw. Er zijn verschillende routes om de warmtevraag van land- en glastuinbouw te verduurzamen. In de scenario's Regionale Sturing en Nationale

Sturing ligt de focus op het gebruik van warmtenetten, met groengas of elektrische ketels als back-up. De bronnen voor deze warmtenetten zijn geothermie (Regionale Sturing) of aquathermie (Nationale Sturing). Daarnaast kunnen tuinders en boeren overstappen op wkk's op methaan (Europese Sturing) of gasketels op waterstof (Internationale Sturing). De invulling voor deze scenario's past binnen het wereldbeeld dat deze scenario's beschrijven.

Figuur 13 - Finale vraag van de landbouw en glastuinbouw in alle scenario's (PJ/jaar)



4.2 Aanbod van energie

Op dit moment is Utrecht voornamelijk afhankelijk van import van energie van buiten de provincie. De gebruikte aardgas en elektriciteit worden voor het grootste deel buiten de provincie geproduceerd. Elektriciteit wordt aangevoerd via het hoogspanningsnet en aardgas wordt aangevoerd via het gastransportnet.

De gascentrales Lage Weide en Merwedekanaal wekken in Utrecht warmte en elektriciteit op. Ook wordt er een beperkte hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit en groengas in de provincie geproduceerd. De nodige zonnepanelen en enkele windturbines zorgen voor duurzame elektriciteit. Enkele (duurzame) warmtebronnen voorzien in een deel van de warmtevraag. Hoewel op dit moment het overgrote deel van de vraag wordt ingevuld met energie van buitenaf, zal in de toekomst de productie van (hernieuwbare) energie binnen de provincie fors toenemen.

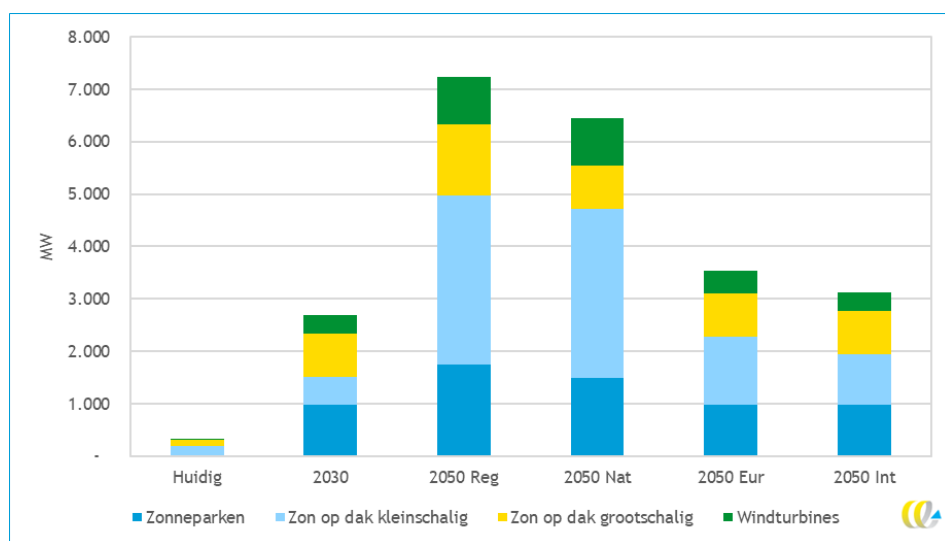
4.2.1 Elektriciteit

De hernieuwbare opwek van elektriciteit in de provincie zal tot 2050 fors toenemen. In 2030 is er ongeveer 300 MW aan opgesteld vermogen. Dit zijn voornamelijk zonnepanelen op daken van woningen en bedrijven. Daarnaast zijn er enkele windturbines. Het aantal zonneparken is op dit moment nog beperkt.

Voor 2030 hebben de RES-regio's in Utrecht (U16, Amersfoort, gedeeltelijk Foodvalley) grote ambities, voornamelijk voor zonneparken en zon op daken van bedrijven. Daarnaast groeit het aantal zonneparken op woningen de komende jaren ook flink. Dit resulteert naar verwachting in totaal bijna 2.700 MW opgesteld vermogen in 2030, bijna negen keer zoveel als in 2020.

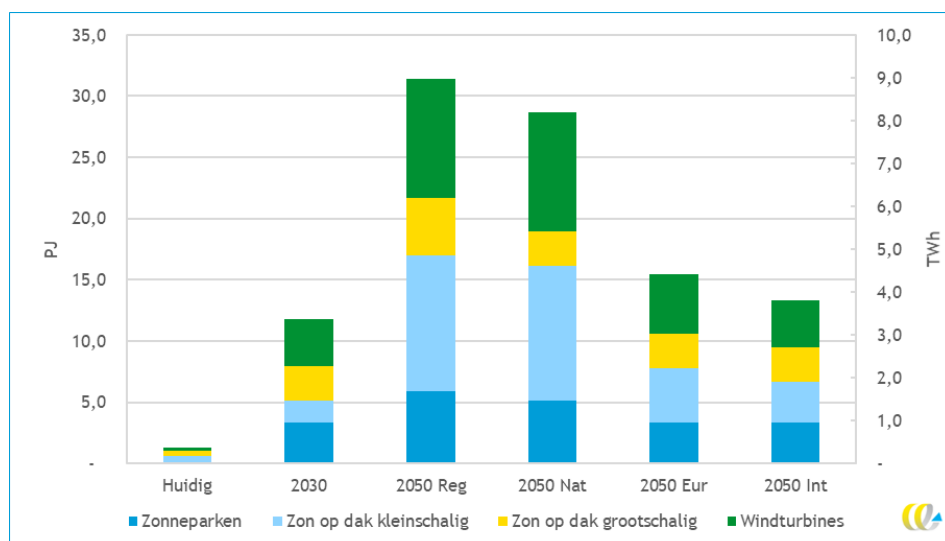
Richting 2050 zal de opwek van hernieuwbare elektriciteit verder groeien, zie Figuur 14. Er komen naar verwachting vooral veel zonnepanelen op daken bij, ook omdat er naar verwachting fors meer woningen komen. Het scenario Regionale Sturing gaat uit van veel lokale opwek en veel elektrificatie. Hier is dus de grootste groei van hernieuwbare opwek, het opgesteld vermogen groeit dan tot ruim 7.000 MW. In het scenario Internationale Sturing ligt de focus op energie-import en het gebruik van hernieuwbare gassen, dus daar is de groei beperkt. Maar ook in dit scenario neemt de productie van hernieuwbare elektriciteit toe ten opzichte van 2030, tot ruim 3.000 MW.

Figuur 14 - Opgesteld vermogen hernieuwbare elektriciteitsproductie in alle scenario's (MW)



In Figuur 15 zie je dat de verwachte energieproductie bij het genoemde opgestelde vermogen groeit van 1 PJ nu, naar 12 PJ in 2030 tot 13 à 31 PJ in de 2050-scenario's.

Figuur 15 - Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie in alle scenario's (PJ/jaar en TWh/jaar)¹¹

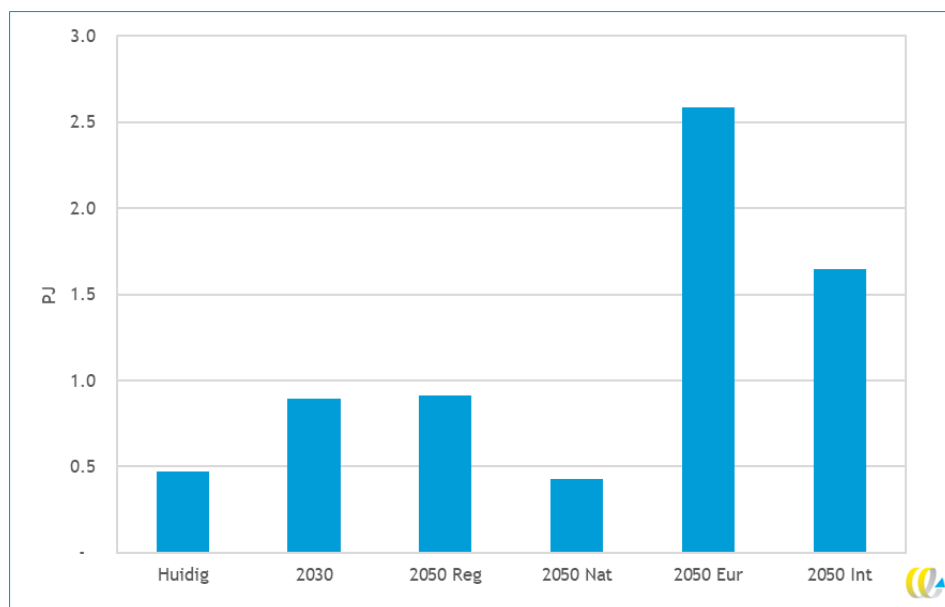


¹¹ Dit is exclusief de curtailment op zon-pv die in deze studie voor 2050 verondersteld is. Daarmee daalt de productie van zon-pv met circa 4,1%.

4.2.2 Gassen (aardgas, groengas, waterstof)

Er is in de provincie Utrecht nauwelijks aanbod van gassen. Er wordt geen aardgas gewonnen en ook is er nog geen grootschalige waterstofproductie. Wel wordt er op enkele locaties groengas geproduceerd, voornamelijk met mestvergisters. In 2020 was de groengasproductie ongeveer 0,5 PJ. Hiermee kun je slechts 1% van de totale vraag naar methaan in de provincie invullen (Klimaatmonitor, 2020). In de toekomst neemt de groengasproductie volgens de scenario's toe, tot 1 PJ in 2030 en maximaal 2,5 PJ in de 2050-scenario's, zie Figuur 16. Voor de 2050-scenario's hebben we daarin volgens de wereldbeelden van de scenario's gevarieerd in de ontwikkeling van de productie van groengas: van afnemend, gelijkblijvend tot toenemend in omvang.

Figuur 16 - Productie groengas in alle scenario's (PJ/jaar)



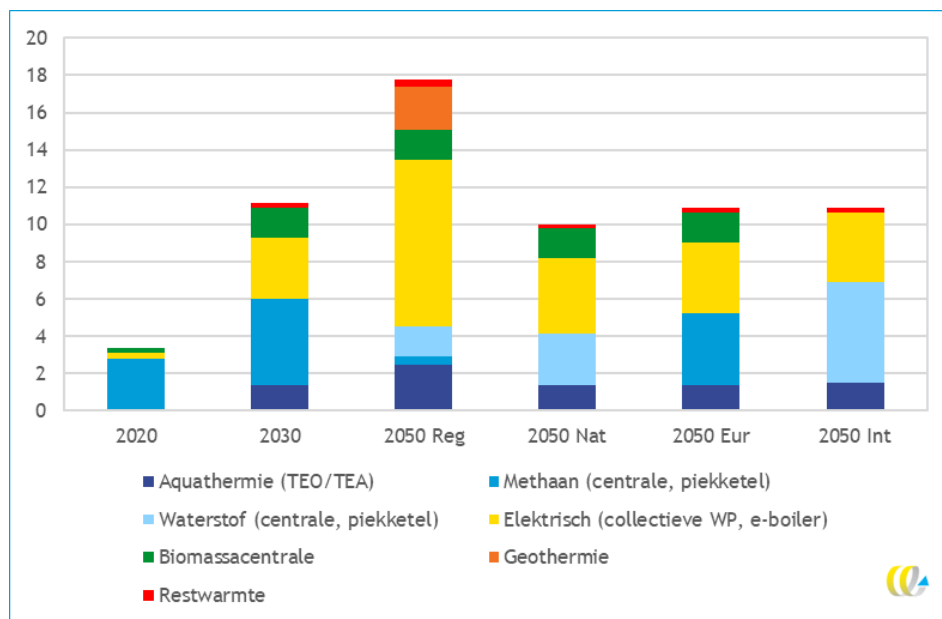
In de toekomst zal ook waterstof geproduceerd worden in de provincie door middel van elektrolyzers. Deze elektrolyzers worden ingezet voor systeembalancering. Meer hierover in Paragraaf 4.4.

4.2.3 Warmte

Alle warmte die in de provincie Utrecht uit warmtenetten wordt afgenomen, wordt lokaal geproduceerd. Op dit moment bestaat dat voornamelijk uit warmteproductie met gascentrales, gasketels en gas-wkk's in de glastuinbouw en voor de warmtenetten. Ook komt er warmte uit biomassa en elektriciteit (collectieve warmtepompen). Figuur 17 toont een overzicht van de verschillende jaren en scenario's. De figuur omvat het gebruik warmte uit warmtenetten in gebouwde omgeving en voor een klein deel in de land- en tuinbouw¹².

¹² Overige warmteproductie bij woningen en bedrijven zelf via warmtepompen, ketels en wkk is niet in beeld gebracht.

Figuur 17 - Herkomst warmte geproduceerd voor warmtelevering via warmtenetten in alle scenario's (PJ/jaar)



Voor elk scenario hebben we veronderstellingen gemaakt over de warmtebronnen voor warmtenetten, in lijn met de wereldbeelden van de scenario's. We maken daarbij onderscheid tussen de warmtebronnen van het grote bestaande warmtenet van Eneco in Utrecht-Nieuwegein en de overige/nieuwe warmtenetten. Het warmtenet in Utrecht-Nieuwegein zal de komende jaren verduurzamen, we hebben per scenario daar een invulling aan gegeven.

De warmtevraag neemt vanuit de gebouwde omgeving toe en daardoor ook de warmteproductie. In de scenario's verschillen de accenten rondom de warmtebronnen. In 2030 gaan we voornamelijk uit van bekende plannen, een mix van verschillende bronnen, waarbij methaan nog de belangrijkste bron is. In het scenario Regionale Sturing zijn we optimistisch over geothermie (zie kadertekst verderop in deze paragraaf), het Nationale Sturing-scenario zet in op elektrische warmtevoorziening en laagtemperatuurwarmte zoals aquathermie, het Europese Sturing-scenario legt het accent op de combinatie elektriciteit en methaan en het Internationale Sturing-scenario focust op de combinatie waterstof en elektrische verwarming.

We benadrukken dat deze accenten die in het 2050-scenario zijn aangebracht, zo zijn gekozen dat ze de impact op de infrastructuur in extreme hoekpunten goed in kaart brengen. De scenario's zijn niet onmogelijk, maar de werkelijkheid in 2050 zal waarschijnlijk gevarieerder zijn dan deze vier scenario's doen vermoeden.

Geothermie in de provincie Utrecht

Op het moment van uitwerken van de scenario's was er weinig tot geen informatie beschikbaar over het potentieel voor geothermie in de ondergrond van de provincie Utrecht. We hebben er daarom voor gekozen om alleen in het Regionale Sturing-scenario geothermie te veronderstellen, aangezien het potentieel onbekend was. De provincie Utrecht zet volop in om de potentie van geothermie beter in kaart te krijgen. Een paar maanden na het opstellen van de scenario's zijn meer gegevens beschikbaar gekomen. PanTerra heeft in een studie het potentieel voor geothermie beter in kaart gebracht (PanTerra, 2021). Er lijkt vooral aan de noord- en oostkant van de provincie potentieel voor geothermie, maar er zijn ook nog veel onzekerheden over hoe groot

het potentieel daadwerkelijk is. Er zijn ook grote gebieden waar geothermie geen logische warmtebron is. PanTerra geeft aan dat dat in de toekomst kan veranderen als er nieuwe ontwikkelingstechnieken beschikbaar komen.

De uitgangspunten die nu gebruikt zijn voor het Regionale Sturing-scenario, geven voldoende inzicht voor de impact die de beschikbaarheid van geothermie kan hebben op de infrastructuur. Geothermie wordt nu dus volop verondersteld in één hoekpunt van het scenariovlak dat wordt opgespannen door de vier 2050-scenario's. Binnen het Regionale Sturing-scenario past geothermie goed in de verhaallijn, waar de andere scenario's juist sterker focussen op bijna volledig elektrificatie of gasvormige invulling van de warmtevraag.

4.3 Balans van vraag en aanbod

Als energievraag en -aanbod uit hernieuwbare bronnen in balans zijn binnen het energiesysteem van een bepaald gebied, spreken we van energieneutraliteit. Dat houdt in dat de totale energiebehoefte van de provincie ingevuld kan worden met energieproductie uit hernieuwbare bronnen binnen de eigen grenzen. In dat geval is de provincie niet afhankelijk van energieproductie in het achterland.

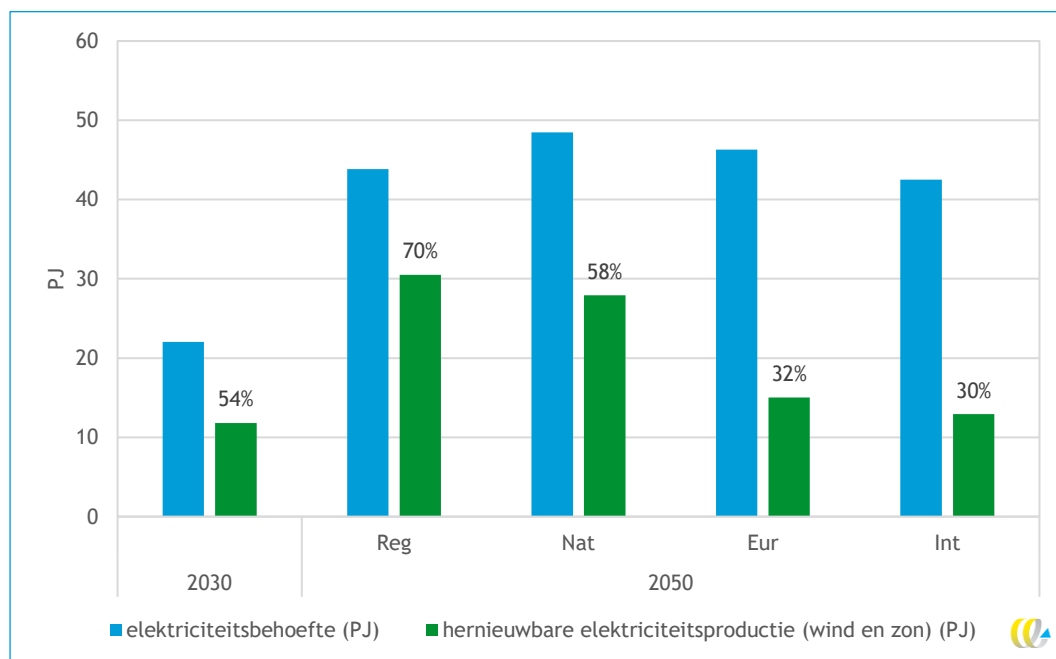
Om een eerste indruk te krijgen van de energieneutraliteit kunnen de volumes van energievraag en -aanbod op jaarbasis vergeleken worden. Echter, zelfs al zijn deze volumes in balans, dan kan er nog steeds op uurlijkse basis een onbalans zijn tussen vraag en aanbod. De energieproductie is dan niet gelijktijdig met de energiebehoefte. In dat geval moet de energiebehoefte in dat uur op een andere manier ingevuld worden. Dat kan nog steeds een afhankelijkheid met het achterland opleveren. De uurlijkse onbalans kan ook (deels) met flexibiliteitsmiddelen opgelost worden. Dit bespreken we in de volgende paragraaf.

De scenario's in deze systeemstudie streven naar klimaatneutraliteit; energieneutraliteit wordt in geen van de scenario's gehaald. Omdat deze systeemstudie focust op de energiedragers elektriciteit, methaan, waterstof en warmte – en dus niet alle energiedragers in beeld zijn – hebben we geen exacte totaalbalans per scenario kunnen opmaken. Aan de hand van de scenario's in het Energietransitiemodel (Paragraaf 2.2.5) kan deze balans wel *grofweg* verkend worden. Voor elektriciteit hebben we deze balans tussen vraag en hernieuwbaar aanbod wel inzichtelijk gemaakt per scenario. Figuur 18 laat zien dat de balans tussen elektriciteitsvraag en de productie uit duurzame bronnen (wind en zon¹³) voor de 2050-scenario's varieert tussen 30% in het scenario Internationale Sturing en 70% in het scenario Regionale Sturing. Voor elektriciteit is er dus in geen van de scenario's sprake van energieneutraliteit, daarmee kan de provincie in deze scenario's ook niet als geheel energieneutraal zijn.

¹³ Er zijn in de scenario's ook centrales die elektriciteit produceren uit groengas en groene waterstof.

Voor de energieneutraliteit rekenen we deze niet mee onder elektriciteit. Als het groengas en de groene waterstof lokaal geproduceerd worden, tellen deze gassen mee voor energieneutraliteit.

Figuur 18 - Balans van elektriciteitsvraag en -aanbod uit hernieuwbare bronnen per scenario



Opmerking: Het percentage geeft het aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie ten opzichte van de vraag weer. Bij 100% is er sprake van energieneutraliteit. In dit figuur is curtailment van zon-pv in 2050 wel meegenomen.

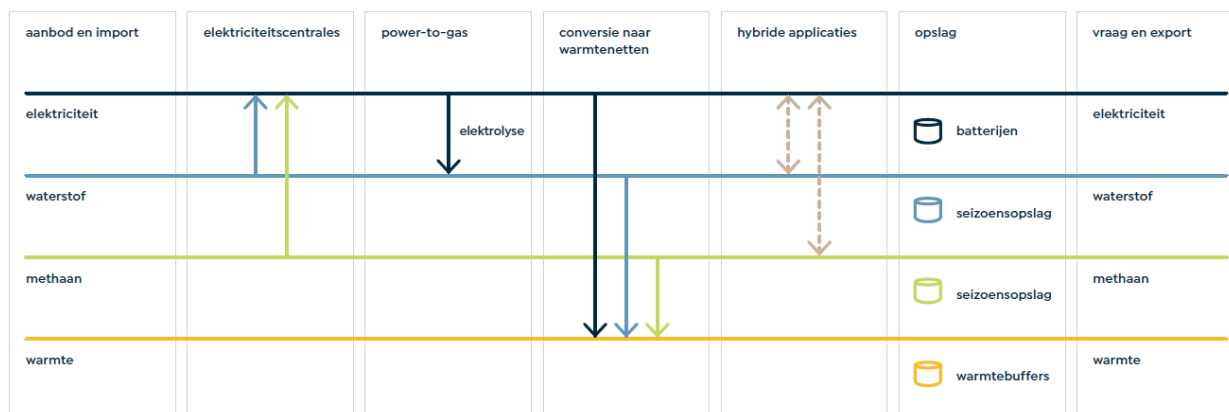
4.4 Flexibiliteit en flexibiliteitsmiddelen

Een voorwaarde voor energienetten is dat vraag en aanbod altijd in balans zijn. Wanneer dat niet uit zichzelf het geval is, is er flexibiliteit nodig in het energiesysteem. Flexibiliteit is een paraplueterm die betrekking heeft op alle vormen energievraag en -aanbod in de tijd verschoven kan worden of waarbij conversie tussen energiedragers plaatsvindt. Daarnaast kunnen producenten kiezen om op sommige momenten minder energie te leveren.

Middelen die flexibiliteit kunnen leveren noemen flexibiliteitsmiddelen. Zij kunnen de mismatch tussen energievraag en -aanbod in plaats en tijd opvangen en er daarmee voor zorgen dat de balans gehandhaafd blijft. Dat noemen we netbalancing. Daarnaast kunnen flexibiliteitsmiddelen ingezet worden om netcongestie te voorkomen. Flexibiliteitsmiddelen zijn bijv. batterijen, vraagsturing, elektrolyse, seizoensopslag van gassen en warmte, en warmte- of koudebuffers.

Sommige flexibiliteitsmiddelen koppelen verschillende energie-infrastructuren aan elkaar, zoals gascentrales (die elektriciteit maken uit gassen) en power-to-gas (die gas maken uit elektriciteit met elektrolyse) en conversie naar warmte (power-to-heat). Figuur 19 laat zien welke infrastructuren onderling zijn verweven door flexibiliteitsmiddelen en hoe ze worden ingezet in het energiesysteem. Het toont daarmee ook meteen de noodzaak voor een integraal perspectief op het energiesysteem.

Figuur 19 - Interactie tussen de verschillende infrastructuren



Bron: Netbeheer Nederland, (2021).

Met name binnen het elektriciteitssysteem ontstaat steeds meer behoefte aan flexibiliteit. Dat komt door de transitie van stuurbare (fossiele) centrales naar niet-stuurbare decentrale hernieuwbare opwek. De productie van elektriciteit met zonnepanelen en windturbines wordt bepaald door de beschikbaarheid van zon en wind en niet door de vraag naar elektriciteit. Om toch te zorgen dat vraag en aanbod in balans zijn is flexibiliteit nodig, de middelen die flexibiliteit kunnen leveren noemen we flexibiliteitsmiddelen.

Binnen de systeemstudie ligt daarom de focus op flexibiliteitsmiddelen voor elektriciteitsnetten. Dit is mede zo omdat hier naar verwachting de meeste knelpunten optreden en flexibiliteit hier de meeste potentie heeft om deze voorziene knelpunten op te lossen.

Flexibiliteit nu en in de toekomst

Op het elektriciteitsnet zorgen (gas)centrales, die snel regelbaar zijn, er nu grotendeels voor dat het aanbod aan de vraag kan voldoen. Dit verandert met de opkomst van zon en wind, waarvan het aanbod niet goed regelbaar is. Er zijn meerdere flexibiliteitsoplossingen. Zo biedt bijvoorbeeld opslag flexibiliteit door aanbod vast te houden voor vraag op een later moment. Flexibiliteit kan ook congestie voorkomen als het ervoor zorgt dat vraag en aanbod lokaal beter op elkaar aansluiten, zodat minder transport van elektriciteit nodig is. Anders kunnen vraag en aanbod elkaar mogelijk niet bereiken, ook al zijn ze op nationale schaal in evenwicht.

Sommige flexibiliteitsmiddelen maken het mogelijk om energie van de ene in de andere energiedrager om te zetten. Flexibiliteit draagt niet automatisch bij aan het oplossen van de mismatch tussen vraag en aanbod of netcongestie. Aangezien de flexibiliteitsmiddelen in handen zijn van commerciële partijen is er geen garantie dat zij de flexibiliteitsmiddelen inzetten op een manier die bijdraagt aan de stabiliteit van het energiesysteem. De juiste marktmechanismen en prijssignalen zijn nodig om ervoor te zorgen dat dit wel gebeurt.

Ook voor warmtenetten bestaan flexibiliteitsmiddelen, zoals grootschalige warmtebuffers die vandaag al op verschillende plaatsen in Nederland worden ingezet.

Gasnetten kennen van oudsher al de natuurlijke flexibiliteit van aardgasvelden zoals het Slochterenveld, en inmiddels ook van verschillende ondergrondse gasopslagen elders in Nederland. Voor het toekomstige waterstofsysteem is gasopslag ook noodzakelijk.

Flexibiliteit is nu al nodig in het energiesysteem. Deze wordt momenteel vooral geleverd door elektriciteitscentrales. In de toekomst verandert de behoefte aan flexibiliteit door de toename van de volatiele productie van wind en zon en daardoor veranderen ook de flexibiliteitsmiddelen die je nodig hebt. Zo heb je in de toekomst bijvoorbeeld batterijen nodig. Het is de verwachting dat deze nieuwe soorten flexibiliteitsmiddelen in 2030 nog geen grote rol zullen spelen en daarom zijn deze niet meegenomen in dit scenario. Voor de 2050-scenario's zijn de scenario's wel doorgerekend met nieuwe flexibiliteitsmiddelen die gericht zijn op de aanbodzijde van elektriciteit (curtailment, overplanting, systeembatterijen, elektrolyse). We maken daarbij onderscheid tussen systeemflexibiliteit en plaatsgebonden flexibiliteit, zoals beschreven in Paragraaf 2.2.2.

Tabel 1 geeft een overzicht van de vermogens aan flexibiliteitsmiddelen voor systeemflexibiliteit die meegenomen zijn in elk scenario. De twee centrales in Utrecht (Centrale Lage Weide en Centrale Merwedekanaal) hebben op dit moment een opgesteld vermogen van ongeveer 600 MW. In alle 2050-scenario's neemt het opgestelde vermogen aan centrales (grote en kleine) dus toe.

Op dit moment zijn er nog nauwelijks systeembatterijen en elektrolyzers in Nederland. Voor 2050 zijn er vooral enorme vermogens aan systeembatterijen nodig. Deze worden gebruikt om kortstondige onbalans tussen vraag en aanbod op te vangen. Deze kortstondige onbalans neemt flink toe door de toename van hernieuwbare opwek.

In de scenario's met veel hernieuwbare opwek (Regionale Sturing, Nationale Sturing) zijn meer systeembatterijen en elektrolyzers nodig omdat er meer overschotten van elektriciteit zijn. In de scenario's met minder hernieuwbare opwek (Europese Sturing, Internationale Sturing) zijn iets meer centrales nodig omdat er meer tekorten zijn aan elektriciteit, maar het verschil met de andere scenario's is beperkt. Deze centrales maken in de scenario's met minder hernieuwbare opwek wel een stuk meer draaiuren.

Tabel 1 - Overzicht inzet flexibiliteitsmiddelen per scenario.

2050-scenario's	Systeem-batterijen	Elektrolyzers	Grote regelbare centrales	Kleine regelbare centrales
Regionale Sturing	2.539 MW	945 MW	330 MW	748 MW
Nationale Sturing	2.207 MW	870 MW	351 MW	730 MW
Europese Sturing	1.303 MW	391 MW	426 MW	725 MW
Internationale Sturing	1.153 MW	289 MW	392 MW	716 MW

De plaatsgebonden flexibiliteit is meegenomen in aangepaste profielen die gebruikt worden om de jaarlijkse energievraag over het jaar te verdelen. In Hoofdstuk 7 zal in de analyse van oplossingen verder ingegaan worden op fleximiddelen en de effecten die ze hebben.





4.5 Overzicht scenario's

In Tabel 2 en Tabel 3 geven we een overzicht van de belangrijkste aannames van de scenario's en de resulterende energievraag per energiedrager (per sector en totaal).

Tabel 2 - Overzichtstabel van de scenario's

	2030	2050 Regionale Sturing	2050 Nationale Sturing	2050 Europese Sturing	2050 Internationale Sturing
Gebouwde Omgeving	30% warmtenet, 5% elektrisch, 65% aardgas	Focus op lokale warmtenetten, optimistisch over geothermie.	Focus op all-electric met verregaande isolatie, optimistisch over LT/MT-warmte (aquathermie).	Focus op gas: veel hybride met groengas, maar ook waterstof.	Focus op waterstof.
Mobiliteit	Regionale correctie op nationale prognose. Nog veel fossiel, 10,5% van personenauto's elektrisch.	Focus op elektrische voertuigen. Afnahme gereden kilometers.	Elektrische voertuigen, voor lange afstand waterstof. Niet of zeer beperkte toename gereden kilometers.	Elektrische voertuigen, maar ook waterstof vanwege generieke CO ₂ -sturing. Toename gereden kilometers.	Merendeel elektrisch, maar ook ruimte voor waterstof en biobrandstoffen uit import. Toename gereden kilometers.
Landbouw	Afnahme omvang glastuinbouw en veestapel. Behoud wkk's op methaan.	Focus op geothermie, aangevuld met methaan.	Focus op aquathermie (incl. warmtepompen en elektrische back-up), aangevuld met methaan.	Focus op methaan, wkk's blijven behouden. Overige landbouw 60% methaan en 40% waterstof.	Focus op waterstof
Industrie	30% minder aardgas 5% meer elektriciteit	Krimp industrie, focus op elektrificatie.	Stabiele omvang industrie, focus op elektrificatie.	Groei industrie focus op hybride elektrificatie en CCS.	Groei industrie, focus op hybride elektrificatie en waterstof.
Opwek	Gebaseerd op RES 1.0, autonome groei zon op woningen.	Vooral lokale oplossingen, veel zon en wind op land.	Vooral nationale oplossingen, veel wind op zee.	Focus op (geïmporteerd) gas, dus minder binnenlandse productie.	Veel import van energie, dus minder binnenlandse productie.

Tabel 3 - Overzicht finaal energieverbruik van energiedragers in alle scenario's (PJ/jr) (afgerond)

		2020	2030	2050 Reg	2050 Nat	2050 EU	2050 Int
Provincie Utrecht	Totaal	61,2	59,2	70,4	70,1	91,6	82,2
	Methaan	35,2	25,8	6,9	2,7	17,7	0,4
	Elektriciteit	22,6	22,0	43,8	48,5	46,3	42,5
	Waterstof	-	0,0	1,7	9,0	16,5	28,5
	Warmte	3,4	11,4	18,0	10,0	11,1	10,9
 Gebouwde omgeving	Totaal	50,7	48,7	44,3	37,7	42,8	43,8
	Methaan, groengas	29,1	21,6	5,0	2,6	7,7	-
	Elektriciteit	18,8	16,2	21,7	25,6	22,0	21,3
	Waterstof	-	-	-	-	2,4	11,8
	Warmte	2,8	11,0	17,5	9,5	10,8	10,7
 Mobiliteit	Totaal	45,0	43,0	21,4	29,0	39,1	42,2
	Methaan, biogas	0,7	0,4	1,6	-	6,0	-
	Elektriciteit	0,2	2,3	15,8	14,2	13,9	11,1
	Waterstof	-	0,0	1,7	7,8	11,1	13,3
	Biobenzine, -diesel	2,5	2,8	2,3	7,0	8,0	17,7
Benzine, diesel	41,7	37,5	-	-	-	-	
 Industrie	Totaal	8,3	6,9	6,3	9,6	16,9	13,1
	Methaan, biogas	5,1	3,6	0,2	0,0	3,8	0,4
	Elektriciteit	3,2	3,3	6,1	8,4	10,1	9,8
	Waterstof	-	-	-	1,2	3,0	3,0
	Warmte	-	-	-	-	-	-
 Land-/glastuinbouw	Totaal	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
	Methaan, biogas	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	-
	Elektriciteit	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Waterstof	-	-	-	-	0,0	0,4
	Warmte	0,7	0,4	0,5	0,5	0,4	0,2

Opmerking: Warmte betreft warmte die aangevoerd wordt via warmtenetten. Warmte die onttrokken wordt van de omgeving of de bodem door een warmtepomp is in deze weergave niet meegenomen. Alleen de weergegeven energiedragers zijn beschouwd.

5 Huidige energie-infrastructuur

Om energie te transporteren van de productielocatie naar de vraaglocatie is energie-infrastructuur nodig. Elektriciteit wordt getransporteerd via het elektriciteitsnet dat bestaat uit verbindingen en transformatoren. Gassen, zoals aardgas (en in de toekomst ook groengas en waterstof), worden getransporteerd via het gasnet dat bestaat uit leidingen en gasoverslagstations. Warmte wordt getransporteerd met warmtenetten, buizen waar warmwater doorheen stroomt. Alle producenten en eindgebruikers van elektriciteit en aardgas zijn aangesloten op het landelijk dekkende elektriciteitsnet en gasnet. Warmtenetten zijn kleinschaliger en opzichzelfstaand. Bij vervoer van warmwater over meer dan enkele tientallen kilometers gaat te veel energie verloren.

In dit hoofdstuk bespreken we welke energie-infrastructuur nu al aanwezig is en op welke manier deze geanalyseerd is de systeemstudie. De bestaande infrastructuur is het uitgangspunt voor de verdere analyse in deze studie.

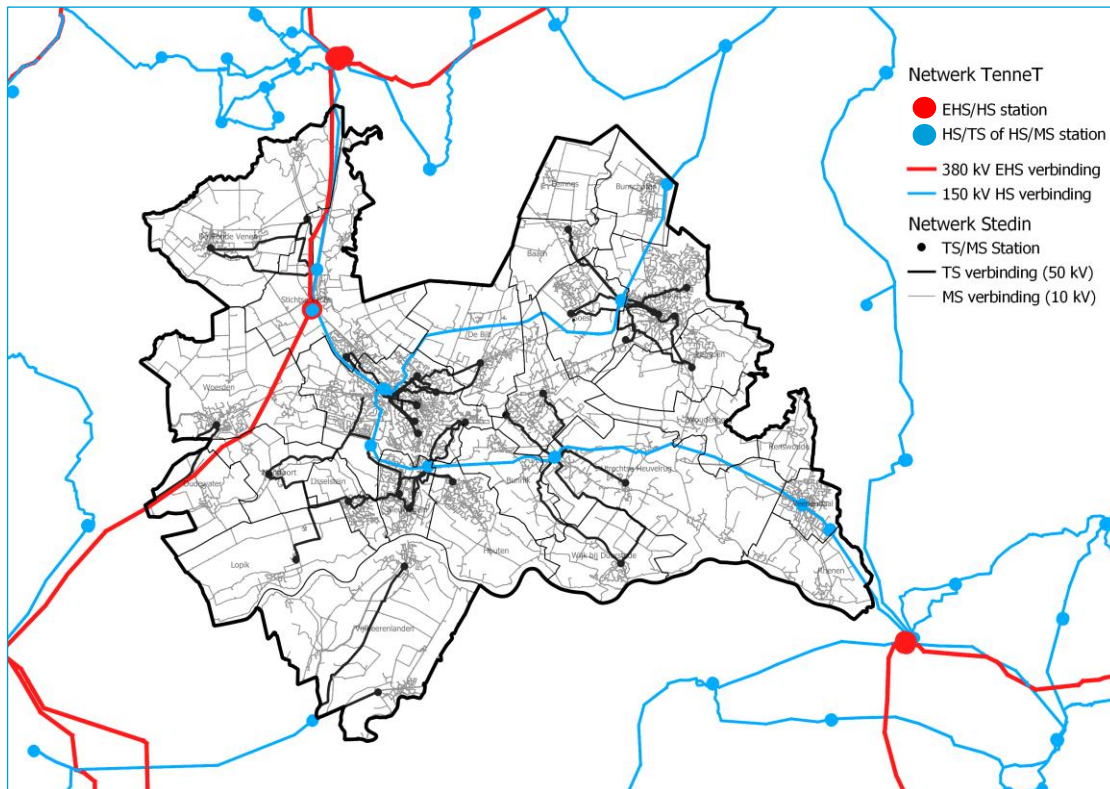
5.1 Elektriciteitsinfrastructuur

Het beheer van de elektriciteitsinfrastructuur is een gereguleerde activiteit en wordt uitgevoerd door verschillende netbeheerders. Het elektriciteitsnet bestaat grofweg uit twee verschillende onderdelen:

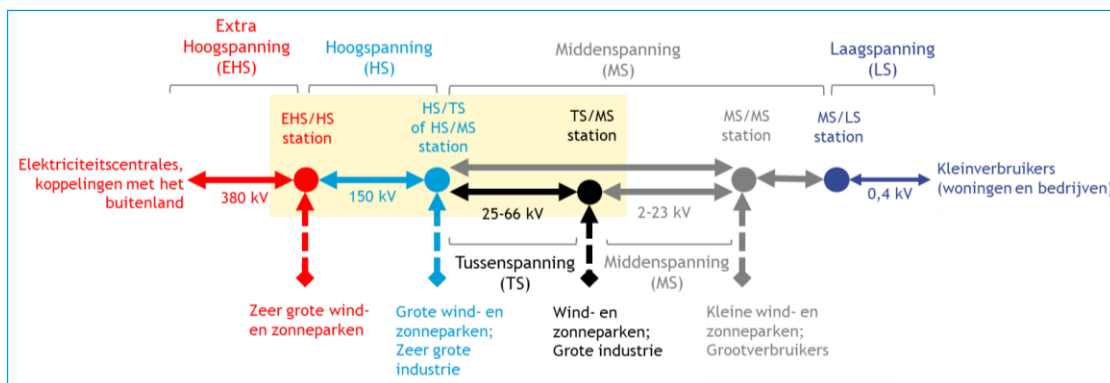
- Het **landelijke en regionale hoogspanningsnet** wordt beheerd door netbeheerder TenneT. Het hoogspanningsnet wordt gebruikt voor elektriciteitstransport over langere afstanden. Daarnaast zijn grote producenten en afnemers direct aangesloten op het hoogspanningsnet. De verbindingen van het hoogspanningsnet worden vaak bovengronds aangelegd. Dit zijn de elektriciteitsmasten die op verschillende plekken in het landschap te zien zijn. Het landelijke hoogspanningsnet heeft een spanningsniveau van 380 kV, het regionale hoogspanningsnet van 150 kV.
- **Regionale distributienetten** worden beheerd door verschillende regionale netbeheerders die elk hun eigen voorzieningsgebied hebben. In Utrecht wordt het regionale distributienet beheerd door Stedin. Het distributienet zorgt ervoor dat de benodigde elektriciteit bij alle eindgebruikers terechtkomt en loopt dus tot aan individuele woningen en bedrijven. Kleinere producenten, zoals eigenaren van zon-op-dak, voeden hun elektriciteit in op het regionale elektriciteitsnet. De regionale distributienetten hebben spanningsniveaus van 50 kV en lager.

Zowel het hoogspanningsnet als het regionale distributienet bestaan uit verschillende 'netvlakken', de onderlinge relatie is weergegeven in Figuur 21. Dit zijn netwerken van verbindingen met hetzelfde spanningsniveau. Hoe hoger het spanningsniveau, hoe meer elektriciteit getransporteerd kan worden en hoe groter de afstand die afgelegd wordt. Bij lagere spanningsniveaus worden steeds kortere afstanden afgelegd en wordt het net steeds fijnmaziger. De verschillende netvlakken zijn aan elkaar verbonden met transformatorstations. Zo kan elektriciteit van elektriciteitscentrales via het hoogspanningsnet uiteindelijk uit het stopcontact van huizen komen. Het landelijke hoogspanningsnet en het regionale distributienet zijn ook verbonden via transformatorstations. Deze stations noemen we 'koppelpunten'. Figuur 20 geeft een overzicht van de huidige elektriciteitsinfrastructuur in Utrecht.

Figuur 20 - Huidige elektriciteitsinfrastructuur Utrecht (Stedin, 2021, TenneT, 2021a)



Figuur 21 - Overzicht van de relatie tussen de verschillende netvlakken van het elektriciteitsnet in Utrecht



Toelichting: Het hoogste netvlak staat links weergegeven en het laagste netvlak rechts. Het gele vlak markeert de stations die in deze studie zijn onderzocht. De figuur is gebaseerd op een publicatie van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2019).

Het elektriciteitsnet in Utrecht bestaat uit de volgende netvlakken:

- **Landelijk (extra) hoogspanningsnet (EHS, 380 kV, rode lijnen en stippen in Figuur 20).**
Dit is het hoogste netvlak van het Nederlandse elektriciteitsnet en is onderdeel van het hoogspanningsnet van TenneT. De verbindingen van het EHS-net zijn altijd bovengronds en worden gebruikt voor transport van elektriciteit tussen provincies. Grote elektriciteitscentrales zijn direct aangesloten op dit niveau. In Utrecht is één koppelpunt tussen het 380 kV- en het 150 kV-net, bij Breukelen Kortrijk.
- **Regionale Hoogspanning (HS, 150 kV, blauwe lijnen en stippen in Figuur 20).**
Dit netvlak is ook onderdeel van het hoogspanningsnet van TenneT en de verbindingen kunnen zowel boven- als ondergronds aangelegd worden. Dit netvlak wordt gebruikt voor elektriciteitstransport binnen de provincie. De elektriciteitscentrales in Utrecht zijn direct op dit netvlak aangesloten. Ook kunnen grote industriële afnemers en grote windturbines (boven de 100 MW) direct aangesloten worden op dit netvlak. In Utrecht zijn 10 koppelpunten tussen het hoogspanningsnet en het regionale distributienet.
- **Tussenspanning (TS, 50 kV, zwarte lijnen in Figuur 20).**
Dit is het hoogste netvlak van het regionale net van Stedin en loopt ondergronds. Het wordt gebruikt voor transport over kleinere afstanden, vaak binnen grote gemeenten of tussen kleinere gemeenten. Middelgrote zonneparken en windparken en middelgrote gebruikers kunnen direct op dit netvlak aangesloten worden. In Utrecht zijn er ruim 40 transformatorstations tussen het tussenspanningsnet en het middenspanningsnet.
- **Middenspanning (MS, 10 kV, grijze lijnen in Figuur 20).**
Dit net zorgt voor elektriciteitstransport tot aan de wijken. Ook dit net loopt ondergronds. Afzonderlijke windturbines, kleine zonneparken, laadstations en bedrijven hebben een aansluiting op dit netvlak. In de provincie zijn er enkele duizenden transformatorstations tussen het middenspanningsnet en het laagspanningsnet.
- **Laagspanning (LS, 0,4 kV, niet weergegeven in Figuur 20).**
Dit is het laagste netvlak en verzorgt het transport van de MS/LS-transformatorstations naar individuele huishoudens. Individuele woningen, laadpalen en kleine bedrijven zijn aangesloten op dit netvlak.

De huidige situatie: verwacht capaciteitstekort in de periode tot 2030

In oktober heeft TenneT aangekondigd bij ACM, de toezichhouder op de energiemarkt, dat het hoogspanningsnet in de provincie Utrecht tegen de grens aanloopt voor teruglevering van elektriciteit.

Nieuwe aanvragen voor het transport van groene stroom van bijvoorbeeld wind- of zonneparken kunnen daarom tijdelijk niet ingepast worden. Dat geldt voor nieuwe aansluitingen voor grootschalige opwek (aansluitcategorie >3x80 Ampère tot 1.750 kVA). De komende jaren gaat TenneT het netwerk fors aanpassen en uitbreiden om meer ruimte te maken op het net. Ze investeren tot 2030 circa 180 miljoen euro in het hoogspanningsnet in Utrecht (TenneT, 2021b). Ook worden op het hoogspanningsstation in Utrecht Lage Weide slimme transformatoren geplaatst en wordt in alle uitbreidingsplannen rekening gehouden met verdere toekomstige ontwikkelingen in de regio, die onder meer in de Regionale Energie Strategie (RES) zijn opgenomen.

Voor de doorrekening van de elektriciteitsnetten die in deze studie zijn gedaan, hebben de netbeheerders de huidige nettopologie aangehouden inclusief investeringen die voor 2030 reeds voorzien zijn.

Zie Figuur 22 voor een overzicht van belangrijke grootschalige investering in het hoogspanningsnet tot 2030 - die ook meegenomen zijn in de studie.

Figuur 22 - Aantal belangrijke grootschalige investeringen in het hoogspanningsnet tot 2030

Provincie Utrecht

Aantal belangrijke grootschalige projecten TenneT tot 2030 uitgelicht.

Totale investeringen: 180 miljoen euro



Bron: (TenneT, 2021b).

5.2 Gasinfrastructuur

Het Nederlandse gasnet is een landelijk dekkend net waarop bijna elke woning is aangesloten. Het bestaat uit ondergrondse buizen waar op dit moment voornamelijk aardgas doorheen stroomt. Bij gasinfrastructuur geldt grofweg dezelfde structuur als bij het elektriciteitsnet. Het beheer van deze infrastructuur is ook gereguleerd. En ook hier wordt onderscheid gemaakt tussen een nationaal transportnet, beheerd door Gasunie Transport Services (GTS), en regionale distributienetten beheerd door verschillende regionale netbeheerders met een eigen voorzieningsgebied. In Utrecht is Stedin ook de beheerder van het regionale gasnet.

Waar je bij het elektriciteitsnet netvlakken hebt met verschillende spanningsniveaus, daar heb je bij het gasnet netvlakken met verschillende drukkiveaus. Daarnaast stromen door het gasnet ook verschillende soorten gas. Je hebt laagcalorisch Groningen-gas (G-gas), dat voornamelijk gewonnen wordt in het Groningen-gasveld en onder meer gebruikt wordt in de gebouwde omgeving. Daarnaast heb je hoogcalorisch gas (H-gas) dat wordt gewonnen uit kleine gasvelden of wordt geïmporteerd. Dit gas wordt geleverd aan elektriciteitscentrales en grote industrie. Ook kan H-gas bijgemengd worden met stikstof zodat het dezelfde lagere kwaliteit heeft als G-gas. In de toekomst kan ook waterstof getransporteerd worden door het gasnet.

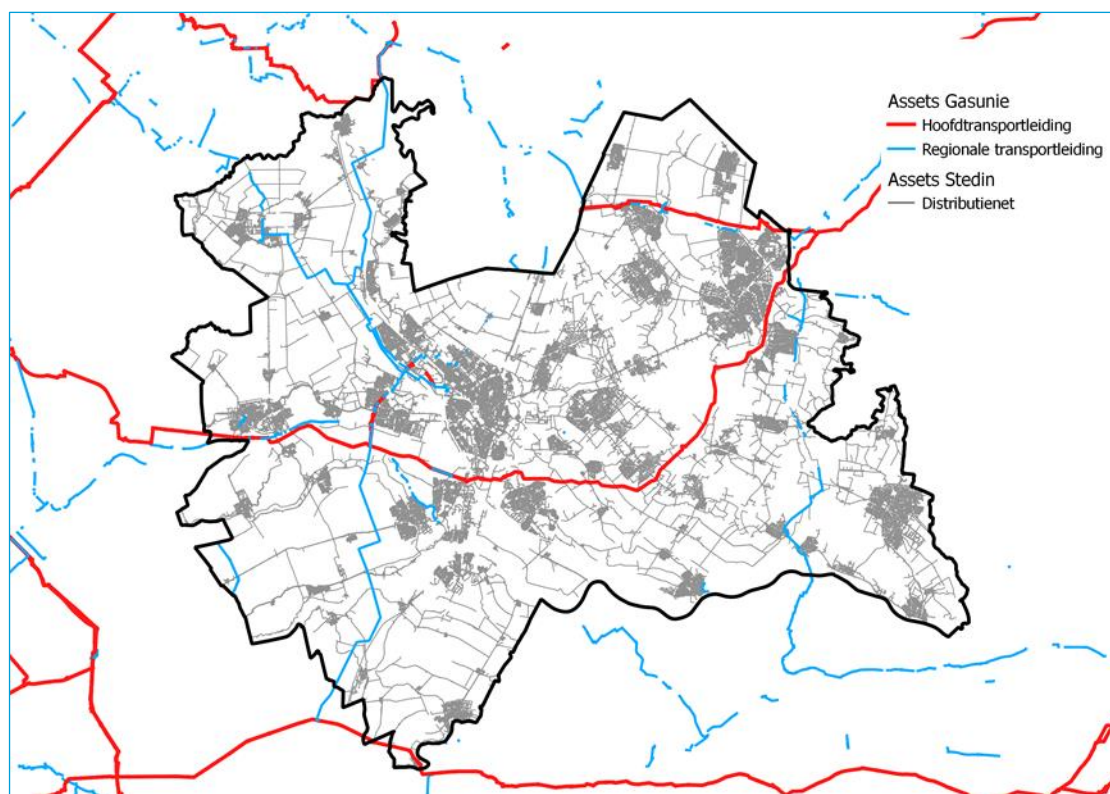
Figuur 23 geeft een overzicht van de huidige gasinfrastructuur in Utrecht. We onderscheiden de volgende netvlakken:

- **Hoofdtransportleiding (HTL, rode lijnen in Figuur 23).** Dit transportnet, beheerd door Gasunie GTS, heeft het hoogste drukkiveau (66 tot 80 bar) en wordt gebruikt voor transport van gassen over lange afstanden. Vanuit binnenlandse productie, grenspunten en gasopslaginstallaties wordt gas ingevoerd op het HTL-net. Dit net is verdeeld in verschillende gasnetten op basis van de gassoort die door het net stroomt (op dit moment H-gas en G-gas). In Utrecht wordt alleen G-gas getrans-

porteed. De HTL-netten zijn onderling verbonden met mengstations. Daarnaast bevat het HTL-net een groot aantal compressorstations die nodig zijn om gas op de benodigde druk voor transport te houden. Het HTL-net is verbonden met regionale transportleidingen met meet- en regelstations. In Utrecht zijn er hier drie van (Reijerscop, Odijk, Leusden-Zuid).

- **Regionale transportleiding (RTL, blauwe lijnen in Figuur 23).**
De regionale transportleidingen, ook beheerd door Gasunie GTS, hebben een lager drukniveau (40 bar) en zorgen voor gastransport binnen de provincie. In het RTL-net wordt vrijwel alleen maar G-gas getransporteerd, zo ook in Utrecht. Gas wordt vanuit het RTL-net ingevoerd op de regionale distributienetten van Stedin via Gas Ontvangst Stations (GOS). Hiervan zijn er ongeveer 20 in de provincie Utrecht.
- **Regionaal distributienet (grijze lijnen in Figuur 23).**
Het regionale distributienet zorgt voor het transport van gas naar eindgebruikers. In dit net wordt alleen G-gas getransporteerd. Bijna alle huishoudens zijn aangesloten op het regionale distributienet. In de toekomst kunnen ook andere gassoorten, zoals waterstof en groengas getransporteerd worden via het regionale distributienet. Achter elk Gas Ontvangst Station kan echter maar 1 gassoort gebruikt worden.

Figuur 23 - Huidige gasinfrastructuur Utrecht (Esri Nederland, 2021)



Opmerking: Sommige lijnen zijn op de figuur niet verbonden, de beschikbare dataset is op dat punt niet compleet, in werkelijkheid zijn de verschillende leidingstukken uiteraard wel verbonden.

5.3 Warmte-infrastructuur

Beheer van warmte-infrastructuur is geen gereguleerde activiteit, in tegenstelling tot beheer van elektriciteits- en gasinfrastructuur. Dit betekent dat er geen aangewezen netbeheerders zijn, maar dat warmtenetten door commerciële partijen beheerd worden. Zij zijn dan vaak verantwoordelijk voor zowel de warmteproductie, -distributie als -levering. Daarnaast is de warmte-infrastructuur niet landelijk dekkend, maar gaat het vaak om kleinere regionale warmtenetten die veelal niet onderling gekoppeld zijn.

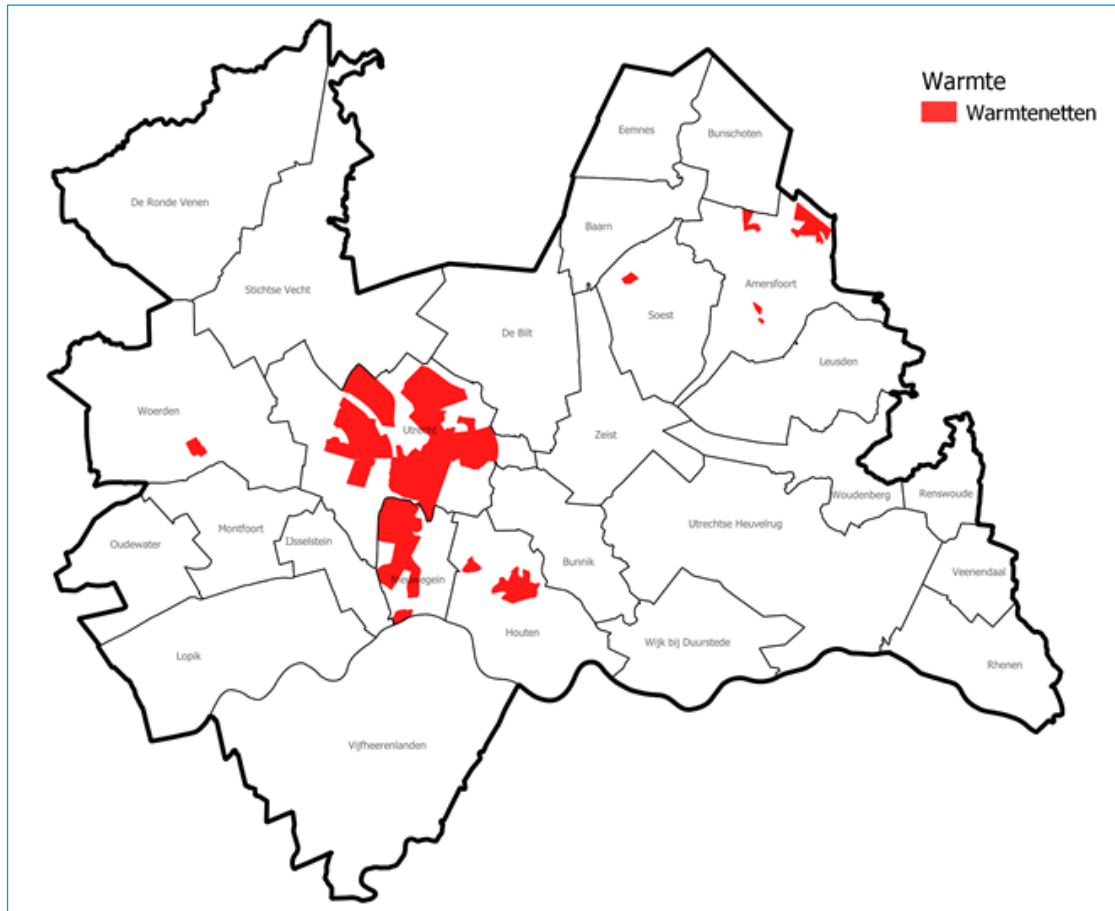
Warmtenetten zijn meestal uitgelegd op een specifiek temperatuurniveau. Er zijn warmtenetten die warmte leveren op hogetemperatuur, middentemperatuur en lagetemperatuur. Het temperatuurniveau is afhankelijk van de aangesloten warmtebronnen en het isolatieniveau van de aangesloten woningen. Goedgeïsoleerde gebouwen kunnen aangesloten worden op lagetemperatuurwarmtenetten.

Een warmtenet bestaat, afhankelijk van haar omvang, uit een hoofdtransportnet dat de bronnen en distributienetten verbindt. Via een warmteoverdrachtsstations (WOS) koppelt dit net aan de distributienetten in de buurten die via onderverdeelsstations afnemers aansluiten. In de regel zorgen één of meer warmtebronnen voor de basislastwarmtevraag, voor de piekwarmtevraag zijn er piekinstallaties (nu vaak gasketels) aangesloten op het warmtenet. Warmtenetten bestaan binnen een tracé uit twee leidingen: een aanvoerleiding met heetwater richting de gebouwen en een retourleiding met water dat van de gebouwen terugstroomt naar de warmtebronnen. De beide leidingen samen vormen een gesloten net.

Warmtenetten, ook wel stadswarmte genoemd, worden met name ingezet voor warmtelevering aan woningen in de bebouwde gebieden. Figuur 24 geeft een overzicht van de warmtenetten in de provincie Utrecht. Met name in de gemeente Utrecht en de aanliggende gemeente Nieuwegein zijn veel woningen en utiliteitsgebouwen aangesloten op warmtenetten, circa 50.000 (Eneco, 2020). Daarnaast zijn er kleinere warmtenetten in Amersfoort, Houten, Soest en Woerden.

Het warmtenet in de stad Utrecht en Nieuwegein wordt beheerd door Eneco en is een hogetemperatuurwarmtenet. Het grootste gedeelte van de warmte wordt geleverd door de warmtekrachtcentrales Lage Weide en Merwedekanaal en door hulpwarmtecentrales. Dit betekent dat het grootste gedeelte van de warmte geproduceerd wordt met aardgas. Vanaf 2020 wordt ook een aanzienlijk deel van de warmte geleverd door een biowarmteinstallatie. In de toekomst kunnen hernieuwbare bronnen als geothermie, power-to-heat en restwarmte van de industrie gebruikt worden om de warmtelevering van dit warmtenet te verduurzamen (Eneco, 2020).

Figuur 24 - Huidige warmtenetten in Utrecht (RVO, Iopend)



6 Impact van de scenario's op de energie-infrastructuur

De komende decennia zijn grote uitbreidingen van de energie-infrastructuur noodzakelijk om de energietransitie te faciliteren, wat een grote uitdaging zal zijn. Dit is niet nieuw, ook de afgelopen decennia heeft al een grote groei plaatsgevonden in de energie-infrastructuur. Elektriciteitsinfrastructuur krijgt relatief veel aandacht, omdat juist bij de elektriciteitsinfrastructuur de gevolgen van de energietransitie het grootst zijn. Maar ook de gasinfrastructuur zal een forse transitie ondergaan en warmtenetten zullen uitgebreid en/of nieuw aangelegd worden.

Om te onderzoeken wat de omvang is van deze opgave is het belangrijk om eerst in beeld te hebben hoe groot het probleem is. Welke knelpunten op de energie-infrastructuur treden er in verschillende toekomstbeelden op? En wanneer, hoe vaak, en waarom? Treden de knelpunten in alle scenario's op? Met andere woorden, hebben we hier te maken met robuuste knelpunten die voorzien worden in elk toekomstbeeld? Of treedt een knelpunt op in slechts één scenario als gevolg van een specifieke ontwikkeling binnen dat scenario? Inzicht in de robuustheid en oorzaken van knelpunten kan helpen om samen tot relevante oplossingsrichtingen te komen.

In dit hoofdstuk bespreken we de impact die de verschillende scenario's op het energiesysteem en de energie-infrastructuur hebben. De impact op de infrastructuur is onderzocht in samenwerking met de verschillende netbeheerders. Voor de warmte-infrastructuur hebben we meerdere gesprekken met Eneco gehad om onze kwalitatieve en (deels) kwantitatieve uitgangspunten en uitkomsten te toetsen. Met Gasunie en Stedin is kwalitatief de impact op de gasnetwerkinfrastructuur (zowel methaan als waterstof) besproken. Ten slotte hebben Stedin en TenneT hun rekenmodellen ingezet om de mogelijke impact op de elektriciteitsinfrastructuur kwantitatief te onderzoeken.

6.1 Impact op het energiesysteem

De klimaatneutrale toekomstbeelden die beschreven worden door de 2050-scenario's, met 2030 als tussenstap, vereisen een forse transitie. De keuzes die in deze scenario's zijn gemaakt voor de invulling van de energiebehoeften van de verschillende sectoren hebben impact op het systeem als geheel. Dit vergt dus een andere inrichting van het energiesysteem. Fossiele brandstoffen en energiedragers zullen plaats moeten maken voor duurzame brandstoffen en energiedragers. Waar tot 2030 een forse toename in duurzame elektriciteitsopwek staat gepland, is de verwachting dat de transitie in de energievraag daarna volgt. In alle 2050-toekomstbeelden van deze studie resulteert dat in een forse toename van de elektriciteitsvraag; niet alleen de behoefte op jaarbasis neemt toe, ook de piekvermogens pakken hoger uit. Dit resulteert in een hogere belasting op de elektriciteitsnetten. Ook wordt in de scenario's een deel van de energiebehoefte met waterstof en/of methaan ingevuld, wat een herindeling van het gasnetwerk vereist. Als gevolg van de warmtetransitie in de gebouwde omgeving zullen er ook steeds meer warmtenetten komen, waarvan veel al in 2030.

In Tabel 4 illustreren we op welke infrastructuur de verschillende scenario's de meeste impact hebben. Je ziet hierin duidelijk terug op welke energiedragers de scenario's de nadruk leggen binnen het wereldbeeld dat ze beschrijven. Wat ook opvalt is dat alle scenario's veel impact hebben (m.a.w. veel nieuwe infrastructuurvragen) op warmtenetten en het elektriciteitsnet

Tabel 4 - Indicatie impact op infrastructuur per scenario

	2030	2050 Regionale Sturing	2050 Nationale Sturing	2050 Europese Sturing	2050 Internationale Sturing
Elektriciteitsnet					
Hoogspanningsnetten (TenneT en Stedin)	●●●○	●●●○	●●●●	●●●○	●●○○
Distributienetten (Stedin)	●●○○	●●●○	●●●●	●●●○	●●●○
Gasnet					
Gastransitie naar waterstof	○○○○	●○○○	●●○○	●●●○	●●●●
Amoveren gasleidingen ¹⁴	●○○○	●●○○	●●○○	●○○○	●○○○
Warmtenet	●●○○	●●●●	●●●○	●●●○	●●●○
Flexibiliteitsmiddelen	○○○○	●●●○	●●●○	●●○○	●○○○

Toelichting: De volle bolletjes geven aan hoe groot de impact is op een bepaald type infrastructuur relatief gezien tussen de scenario's. Hoe meer volle bolletjes, hoe groter de impact. We hebben een globale inschatting gemaakt van de impact op basis van de uitkomsten van de doorrekeningen van de netbeheerders, deze tabel is dus vooral indicatief van aard. Hoewel de impact voor elektriciteitsnetten in 2030 relatief gezien minder is, is ook de uitdaging voor 2030 groot. De recente congestiemelding (zie tekstkader vorige hoofdstuk) illustreert dit.

We bespreken in het vervolg van dit hoofdstuk eerst de impact op de elektriciteitsinfrastructuur waarbij we onderscheid maken tussen de hoogspannings- en de distributienetten. Daarna gaan we in op de impact op de gasnetten, zowel methaan als waterstof, en de warmtenetten. In Hoofdstuk 5, hebben we de inrichting van de infrastructuren beschreven. We houden in dit hoofdstuk dezelfde indeling aan en bespreken eerst de hoogste netvlakken en daarna de lagere netvlakken.

6.2 Impact op de elektriciteitsinfrastructuur: de hoogspanningsnetten

TenneT heeft de impact van alle scenario's op het regionale hoogspanningsnet (150 kV) doorgerekend. Omdat de impact op het landelijke hoogspanningsnet (380 kV) hoofdzakelijk wordt bepaald door de ontwikkelingen in de rest van het land, hebben we voor deze studie de resultaten en conclusies van de landelijke II3050-studie overgenomen.

Flexibiliteit is nu al nodig in het energiesysteem. Deze wordt momenteel vooral geleverd door elektriciteitscentrales. In de toekomst verandert de behoefte aan flexibiliteit door de toename van de volatiele productie van wind en zon en daardoor veranderen ook de flexibiliteitsmiddelen die je nodig hebt. Zo heb je in de toekomst bijvoorbeeld batterijen nodig. Het is de verwachting dat deze nieuwe soorten flexibiliteitsmiddelen in 2030 nog geen grote rol zullen spelen en daarom zijn deze niet meegenomen in dit scenario. Voor de 2050-scenario's zijn de scenario's wel doorgerekend met nieuwe flexibiliteitsmiddelen die gericht zijn op de aanbodzijde van elektriciteit (curtailment, overplanting, systeembatterijen, elektrolyse).

¹⁴ Verwijderen gasleidingen.

Uit deze resultaten kunnen we de volgende lessen trekken:

- de belasting op het landelijk hoogspanningsnet in Utrecht wordt gedomineerd door ‘transit flows’ (stromen die vanuit de ene kant van het land via Utrecht naar de andere kant van het land gaan), dat levert een beperkt knelpunt op in alle scenario’s;
- er worden veel knelpunten voorzien op het regionale hoogspanningsnet van TenneT in 2030, voornamelijk door groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie;
- de elektrificatie in de gebouwde omgeving en mobiliteit resulteert in capaciteitsknelpunten op enkele tracés van het regionale hoogspanningsnet in 2050.

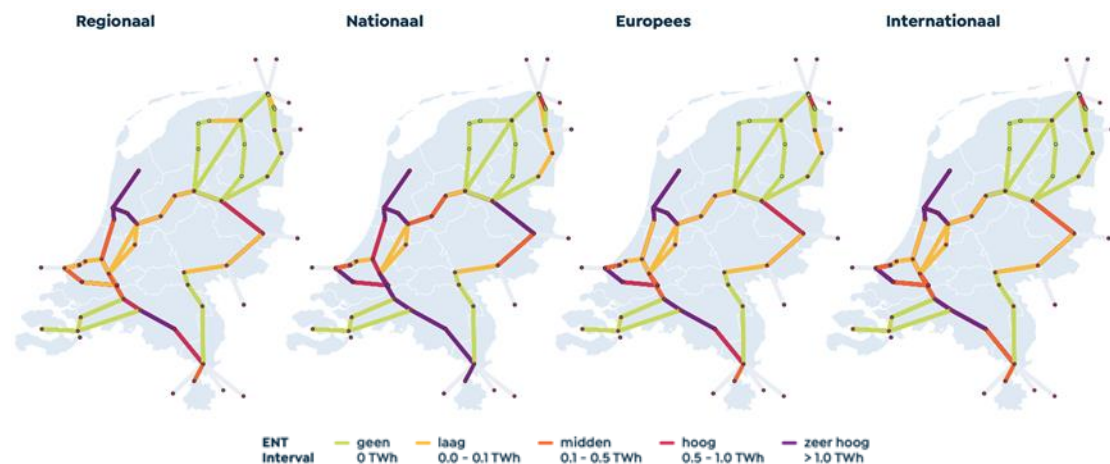
Hieronder lichten we deze lessen verder toe.

Belasting op het landelijk hoogspanningsnet in Utrecht wordt gedomineerd door transit flows, dat levert een beperkt knelpunt op in alle scenario’s

Het landelijk hoogspanningsnet verbindt verschillende regio’s in Nederland met elkaar en het buitenland. Het verbindt ook de provincie Utrecht met de rest van Nederland. De impact op dit net wordt door Nederland als geheel bepaald en slechts voor een klein deel door Utrecht. De uitwerking van de scenario’s van de systeemstudie zijn daarom niet leidend voor de impact op dit net. De 2050-scenario’s in deze systeemstudie zijn in lijn met de scenario’s van de nationale systeemstudie I13050. Voor een volledig beeld van het energiesysteem bespreken we daarom hier de conclusies uit de I13050-studie. In deze studie is geen doorrekening van 2030 gedaan.

Figuur 25 laat zien dat het deel van het landelijk extrahoogspanningsnet (EHS, 220/380 kV) dat door de provincie Utrecht loopt een beperkt capaciteitstekort zien in alle vier de scenario’s. Dit figuur is afkomstig uit de nationale systeemstudie (I13050). Het laat de conclusie zien dat zonder ingrepen, er jaarlijks een beperkte hoeveelheid elektriciteit niet getransporteerd kan worden over het landelijk hoogspanningsnet door Utrecht. Dit wordt met name veroorzaakt doordat elektriciteit van de kust (aanlanding wind op zee) naar het binnenland getransporteerd moet worden (naar vraaglocaties). De EHS-verbinding die door provincie Utrecht loopt wordt dus overbelast door deze transit flows, stromen die vanuit de ene kant van het land via Utrecht naar de andere kant van het land gaan. Er is een oplossing nodig om dit capaciteitsknelpunt te verhelpen. Bijvoorbeeld verzwaring, maar mogelijk kan dit voorkomen worden doordat slechts een beperkte hoeveelheid energie niet getransporteerd kan worden. Dit wordt vanuit landelijk perspectief opgepakt door TenneT.

Figuur 25 - Energy not transported (ENT) voor het 220/380 kV-net voor de vier scenario’s voor 2050



Herkomst figuur: (Netbeheer Nederland, 2021).

Er worden veel knelpunten voorzien op het regionale hoogspanningsnet in 2030, voornamelijk door groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie

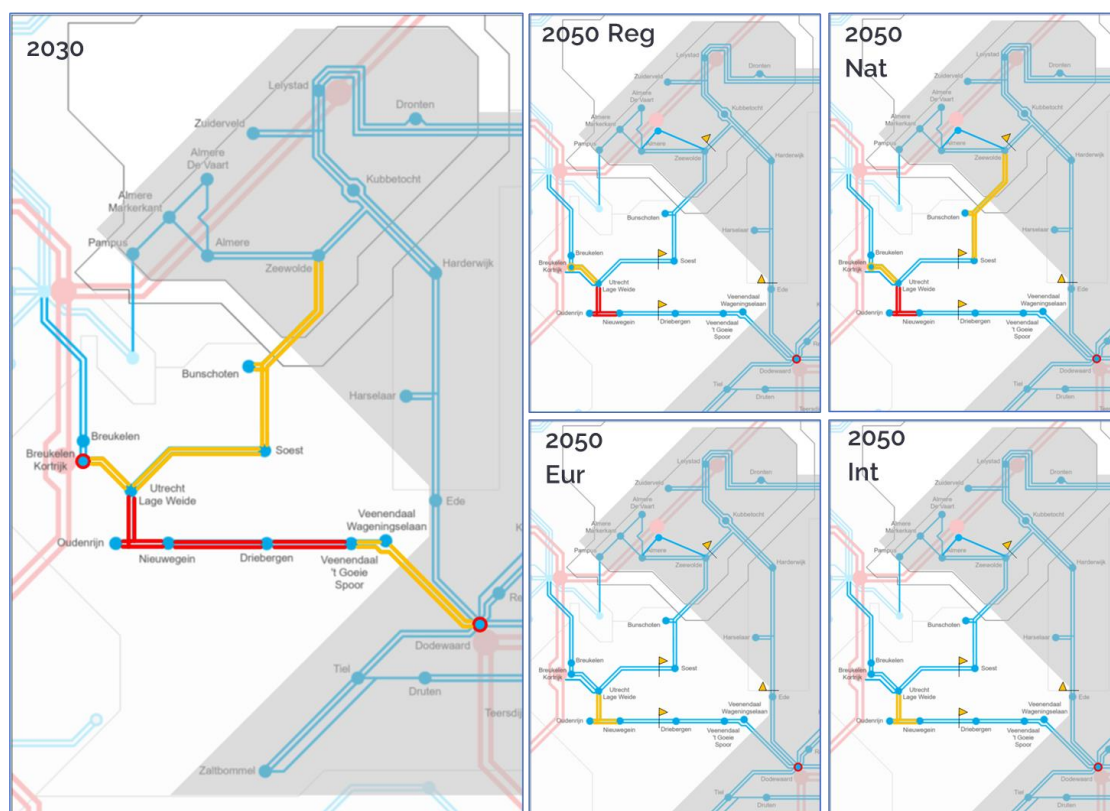
Het regionale hoogspanningsnet (150 kV) is voor alle scenario's door TenneT doorgerekend. De inzet van flexibiliteitsmiddelen is daarin al meegenomen. De plannen die al vastgelegd zijn in het investeringsplan van TenneT worden meegenomen in de doorrekeningen van 2050¹⁵. Voor 2050 zijn ook loadpockets¹⁶ meegenomen in de nettopologie.

Figuur 26 laat zien dat in alle scenario's (delen van) het hoogspanningsnet overbelast raken gegeven de nettopologie zoals hierboven beschreven. De zogenaamde N-1-knelpunten (de geelgekleurde verbindingen en stations) treden op als er een storing optreedt of onderhoud nodig is aan één van de componenten van het net. De zogenaamde N-0-knelpunten (roodgekleurde verbindingen en stations) zijn ook in de normale situatie overbelast en zijn hiermee ernstiger dan de N-1-knelpunten. TenneT moet op dit moment wettelijk voldoen aan N-1, wat betekent dat ze ook de N-1-knelpunten moeten oplossen.

Knelpunten elektriciteitsnetten: N-0 en N-1

De netbeheerders van de elektriciteitsnetten houden er rekening mee dat een netonderdeel in onderhoud of in storing kan zijn. De situatie waarin het net volledig in bedrijf is heet de N-0-situatie. In dat geval kan er worden omgeschakeld om een storings- of onderhoudssituatie op te vangen. Een situatie waarin één netonderdeel uit bedrijf is, heet een N-1-situatie. Het kan zijn dat bij de doorrekeningen van de scenario's blijkt dat er geen knelpunten ontstaan in de N-0-situatie, maar wel in de N-1-situatie

Figuur 26 - (Over)belasting op het hoogspanningsnet (stations en verbindingen)



¹⁵ Voor 2050 is de uitbreiding op Breukelen-Kortrijk van 1 naar 3 transformatoren meegenomen alsook de volledige insluiting op 380 kV-niveau en een extra 150 kV-circuit tussen Breukelen-Kortrijk en Utrecht Lage Weide. Tevens is de pocket Almere (met Almere 380/150 kV-station) meegenomen in de berekeningen.

¹⁶ Bij loadpockets wordt het regionale hoogspanningsnet (150 kV) 'opgeknijpt' in kleinere deelnetten. Meer hierover in Paragraaf 7.1.1.

In het 2030-scenario zien we dat alle verbindingen van het net overbelast zijn. De meeste voorziene knelpunten worden veroorzaakt door belasting als gevolg van aanbod (duurzame opwek). Veel van deze aanbodknelpunten worden in de 2050-scenario's opgelost door het implementeren van loadpockets in de nettopologie en door de inzet van flexibiliteitsmiddelen. Deze oplossingsrichtingen lichten we in Paragraaf 7.1 verder toe.

De elektrificatie gebouwde omgeving en mobiliteit resulteert in enkele capaciteitsknelpunten op het regionale hoogspanningsnet in 2050

Richting 2050 zien we voor alle scenario's de vraag naar elektriciteit in het energiesysteem toeneemt. Als gevolg hiervan treden er vraagknelpunten op. Deze vraagknelpunten worden met name gedomineerd door de belasting als gevolg van huishoudelijke warmtepompen.

In Tabel 5 en Tabel 6 staan de knelpunten op de verbindingen en stations beschreven. Het is een nadere toelichting op de overbelastingen in 2050 die zijn weergegeven op de desbetreffende kaarten in Figuur 26.

Knelpunten die in alle scenario's voorkomen, noemen we robuust. In deze studie treden deze knelpunten dus altijd op, ongeacht hoe de toekomst er in 2050 precies uit ziet. Het betekent dat het zeer waarschijnlijk noodzakelijk is om voor 2050 oplossingen te zoeken voor deze voorziene knelpunten.

Voor 2050 zien we twee robuuste knelpunten:

- De **verbinding Utrecht Lage Weide - Oudenrijn - Nieuwegein** is in alle scenario's overbelast; het knelpunt wordt gedomineerd door een vraagbelasting vanuit de gebouwde omgeving (huishoudelijke warmtepompen) en elektrisch vervoer. Bij normaal bedrijf (N-0) wordt een beperkte overschrijding van de capaciteit voorzien. In het geval van storing of onderhoud (N-1) is de belasting circa twee keer zo groot als de capaciteit van het station; het station wordt dan ook meer dan 1/3 van het jaar overbelast.
- **Station Dodewaard** (in Gelderland, maar gekoppeld aan de loadpocket in Utrecht) is in alle scenario's bij normaal bedrijf (N-0) overbelast als gevolg van belasting door huishoudelijke warmtepompen en elektrisch vervoer. In het geval van storing of onderhoud (N-1) wordt een zwaardere overbelasting voorzien; in scenario Nationale Sturing wordt de capaciteit van het station ongeveer de helft van het jaar overschreden en loopt deze overbelasting op tot 180% ten opzichte van de capaciteit.

Uit de berekening van TenneT komen ook een aantal minder robuuste knelpunten naar voren. In de scenario's met een grotere focus op elektrificatie (Regionale en/of Nationale Sturing) worden de volgende knelpunten voorzien:

- Op de **verbinding Utrecht Lage Weide - Breukelen Kortrijk** treedt in scenario's Regionale en Nationale Sturing zowel een vraagknelpunt op als gevolg van de belasting door huishoudelijke warmtepompen als een aanbodknelpunt als gevolg van duurzame opwek.
- Verder wordt voor de **verbinding Soest - Bunschoten - Zeewolde** in scenario Nationale Sturing een vraagknelpunt voorzien als gevolg van huishoudelijke warmtepompen.
- **Station Breukelen Kortrijk** is in scenario's Regionale en Nationale Sturing overbelast; hier treedt zowel een vraagknelpunt op als gevolg van huishoudelijke warmtepompen als een aanbodknelpunt als gevolg van duurzame opwek.

Tabel 5 - Knelpunten op verbindingen van het regionale hoogspanningsnet

Verbinding	2050 Regionale Sturing	2050 Nationale Sturing	2050 Europese Sturing	2050 Internationale Sturing	Oorzaak knelpunt
Utrecht Lage Weide - Oudenrijn - Nieuwegein (150 kV)	●● (N-0)	●● (N-0)	●○ (N-1)	●○ (N-1)	Vraagknelpunt (huishoudelijke warmtepompen en elektrisch vervoer)
Soest - Bunschoten - Zeewolde (150 kV)	○○	●○ (N-1)	○○	○○	Vraagknelpunt (huishoudelijke warmtepompen)
Utrecht Lage Weide - Breukelen Kortrijk (150 kV)	●○ (N-1)	●○ (N-1)	○○	○○	Vraagknelpunt (huishoudelijke warmtepompen) Aanbodknelpunt (duurzame opwek)

Toelichting: De volle bolletjes geven aan hoe groot de impact is op de verbinding per scenario. Twee lege bolletjes betekent geen knelpunt, één vol bolletje betekent een N-1-knelpunt, en twee volle bolletjes een N-0-knelpunt. Oftewel, hoe meer volle bolletjes, hoe groter de impact.

Tabel 6 - Knelpunten op koppelpunten tussen het regionale en landelijke hoogspanningsnet

Station	2050 Regionale Sturing	2050 Nationale Sturing	2050 Europese Sturing	2050 Internationale Sturing	Oorzaak knelpunt
Dodewaard (380/150 kV)	●● (N-0)	●● (N-0)	●● (N-0)	●● (N-0)	Vraagknelpunt (huishoudelijke warmtepompen en elektrisch vervoer)
Breukelen Kortrijk (380/150 kV)	●○ (N-1)	●○ (N-1)	○○	○○	Vraagknelpunt (huishoudelijke warmtepompen) Aanbodknelpunt (duurzame opwek)

Toelichting: De volle bolletjes geven aan hoe groot de impact is op het station per scenario. Twee lege bolletjes betekent geen knelpunt, één vol bolletje betekent een N-1-knelpunt, en twee volle bolletjes een N-0-knelpunt. Oftewel, hoe meer volle bolletjes, hoe groter de impact.

6.3 Impact op de elektriciteits-infrastructuur: de distributienetten

Om inzicht te krijgen in de impact op de regionale elektriciteitsnetten heeft Stedin berekeningen uitgevoerd op verschillende niveaus in het net. Zowel de koppelpunten met het regionale hoogspanningsnet (HS) als de koppelpunten tussen het tussenspanningsnet (TS) en middenspanningsnet (MS) zijn doorgerekend. Er zijn geen berekeningen uitgevoerd op de lagere netvlakken gezien de grote onzekerheid die gepaard gaat met de belasting op kleinere schaalniveaus. Voor 2050 zijn deze koppelpunten doorgerekend met en zonder de inzet van flexibiliteitsmiddelen, voor 2030 alleen zonder de inzet van flexibiliteitsmiddelen. In de netwerktopologie en -berekeningen voor 2030 én 2050 zijn de goedgekeurde investeringsplannen voor 2030 uit de investeringsplannen van Stedin meegenomen. In tegenstelling tot de doorrekening van het regionale hoogspanningsnet door TenneT, is voor beide jaren met dezelfde infrastructuur gerekend. Voorziene knelpunten in de beelden voor 2030 zijn dus niet als opgelost verondersteld in de beelden voor 2050.

We tonen hier de resultaten inclusief de inzet van flexibiliteitsmiddelen. Het effect van het wel of niet inzetten van flexibiliteitsmiddelen is beschreven in Paragraaf 7.1.

Uit deze resultaten kunnen we de volgende lessen trekken:

- In 2030 worden de capaciteitsknelpunten op de koppelpunten vooral veroorzaakt door groei van hernieuwbare productie. Richting 2050 worden capaciteitsknelpunten vooral veroorzaakt door toename van de vraag.
- In 2050 is er bij bijna elk koppelpunt een knelpunt.
- Capaciteitsknelpunten worden gedomineerd door toename van de vraag van de gebouwde omgeving.
- Ook in lagere netten heb je bijna overal capaciteitsknelpunten, zowel door de toename van vraag als door meer hernieuwbaar aanbod.

Hieronder lichten we deze lessen verder toe.

In 2030 worden de capaciteitsknelpunten op de koppelpunten vooral veroorzaakt door groei van hernieuwbare productie. Richting 2050 worden capaciteitsknelpunten vooral veroorzaakt door toename van de vraag

Figuur 27 laat voor alle scenario's (zowel 2030 als 2050) de belasting per koppelpunt met het hoogspanningsnet zien. In volgend tekstkader staat uitgelegd hoe dit figuur moet worden gelezen.

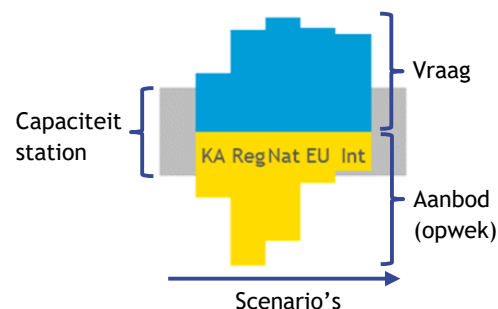
Uitleg weergave van de belastingen op de koppelstations

In Figuur 27 is van alle koppelstations de piekbelasting weergegeven, voor zowel (netto) vraagpieken en (netto) aanbodpieken op deze stations. Zie het voorbeeld in dit tekstkader. De waarden zijn weergegeven als percentage van de maximale belastbaarheid van deze stations.

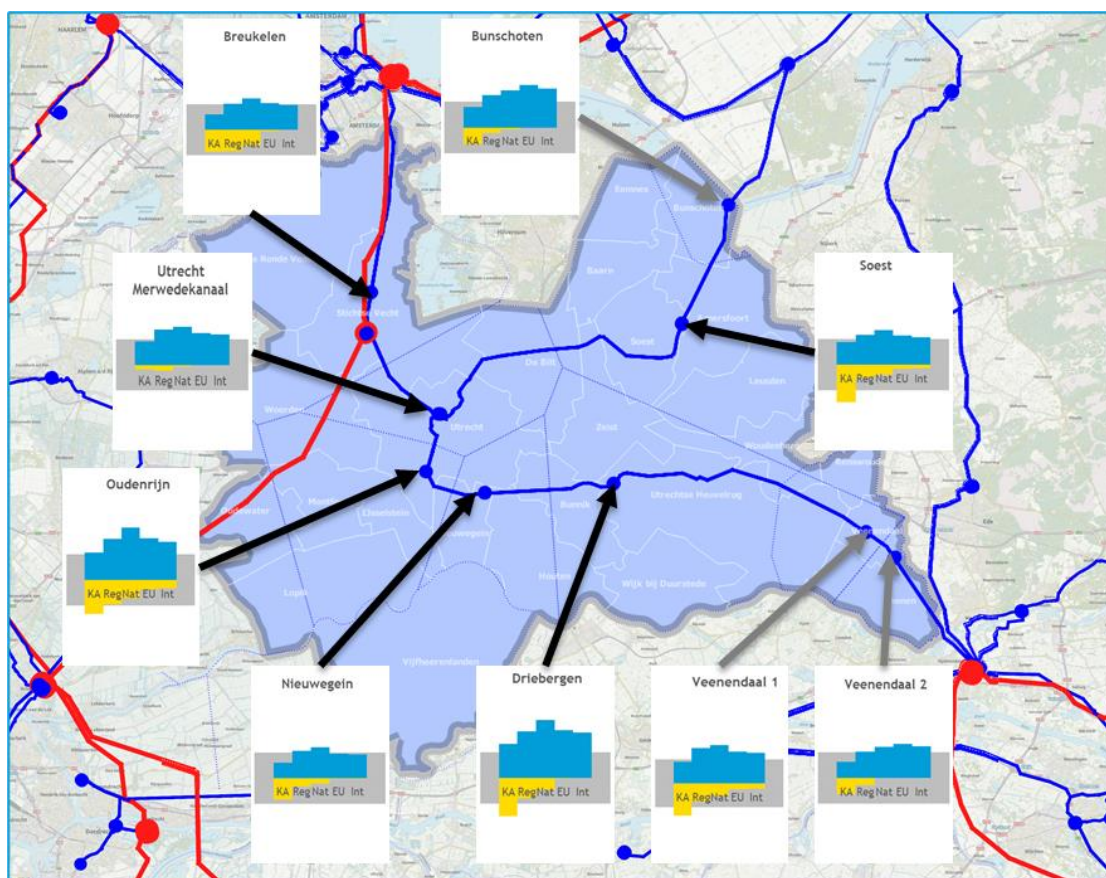
De maximale belastbaarheid in MW van een koppelstation verschilt per koppelstation. Om die reden hebben we de maximale belastbaarheid uitgedrukt als 100%, zichtbaar gemaakt als grijze horizontale balk. Omhoog staat de maximale vraagbelasting die optreedt, in blauw. Omlaag de maximale aanbodbelasting die optreedt, in geel. Beiden ook relatief uitgedrukt ten opzichte van de station capaciteit.

Van links naar rechts staat uit het 2030-scenario (KA, van Klimaatakkoord), en vervolgens voor 2050 respectievelijk de scenario's Regionale, Nationale, Europese en Internationale Sturing. Alle figuren hebben dezelfde schaal, uitgedrukt in percentage van de maximale belastbaarheid.

Een koppelstation heeft maar één capaciteit en die is symmetrisch: dezelfde capaciteit geldt voor aanbod als voor de vraag. De weergegeven pieken hebben betrekking op de netto belasting op het station (residuele belasting in vaktermen). Op het TS-net of het MS-net wordt de vraag voor zover mogelijk ingevuld met het aanbod vóór het koppelstation. De resterende vraag moet via het koppelstation van een hoger netvlak komen (het hoogspanningsnet) en zorgt zodoende voor een (netto) vraagbelasting op het station. Het kan andersom ook voorkomen dat er meer aanbod van elektriciteit is dan vraag, zodat er resterende aanbod is op het TS- of MS-net die via het koppelstation afgevoerd moet worden naar het hoogspanningsnet. Dit zorgt voor een (netto) aanbodbelasting op het station. Op elk moment kan er dus óf een netto aanbodbelasting zijn op het station óf een netto vraagbelasting, tegelijkertijd is niet mogelijk. De figuur geeft de hoogste piek in het jaar weer bij netto vraagbelasting (in blauw) en de hoogste piek op een ander moment in het jaar bij netto aanbodbelasting (in geel). Als de gele en/of blauwe balken het grijze gebied overschrijden is het station in die situatie op ten minste één moment in het jaar overbelast.



Figuur 27 - Belasting op de koppelpunten tussen het regionale en hoogspanningsnet per scenario (met flexibiliteitsmiddelen)

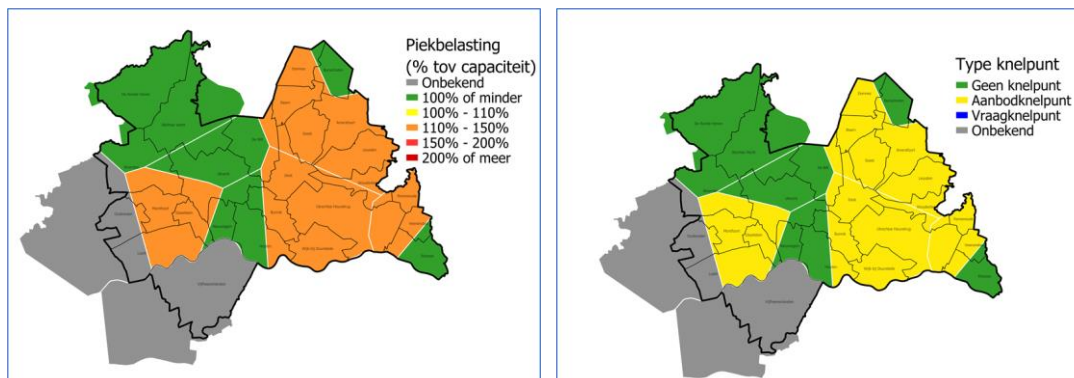


Toelichting figuur: De zwarte pijlen betreffen stations die het tussenspanningsnet koppelen aan het hoogspanningsnet, de grijze pijlen zijn stations waarbij direct het hoogspanningsnet koppelt aan het middenspanningsnet. Per station geeft de grijze horizontale balk de capaciteit (maximale belastbaarheid) aan. Omhoog staat de maximale vraagbelasting die optreedt, in blauw. Omlaag de maximale aanbodbelasting die optreedt, in geel.

We zien in Figuur 28 dat de capaciteitsknelpunten die bij een aantal station in het 2030-scenario voorzien worden, worden gedomineerd door de belasting als gevolg van aanbod¹⁷. In dit scenario is de transitie aan de vraagzijde beperkt maar wordt er wel veel duurzame opwek uit wind en zon voorzien.

¹⁷ In Bijlage D beschrijven we dat de belasting door opwek uit zon in deze studie iets wordt onderschat, maar dat dat niet of nauwelijks invloed heeft op het beeld en de conclusies die hier gepresenteerd worden.

Figuur 28 - Piekbelasting per HS/MS- of HS/TS-koppelpunt (t.o.v. de capaciteit) voor het 2030-scenario



Richting 2050 worden meer en zwaardere knelpunten voorzien ten opzichte van 2030. In Figuur 29 zien we de meeste knelpunten voorzien in het scenario Nationale Sturing (grootste focus op elektrificatie). Van alle koppelpunten wordt de huidige capaciteit in dit scenario overbelast; voor twee koppelpunten (Driebergen en Oudenriijn) is de piekbelasting zelfs minstens twee keer zo groot als de capaciteit. In scenario International Sturing (grootste focus op gassen) zijn zeven van de negen koppelpunten overbelast. Voor twee daarvan (Driebergen en Bunschoten) is de piekbelasting anderhalf tot twee keer zo groot als de capaciteit. Daarnaast laat Figuur 30 zien dat alle knelpunten gedomineerd worden door belasting als gevolg van vraag, waar deze in 2030 nog gedomineerd werden door aanbod. Op de langere termijn zien we dus een transitie in het type knelpunten; de oorzaak verschuift van aanbod in 2030 naar vraag in 2050.

Resultaten grensstations

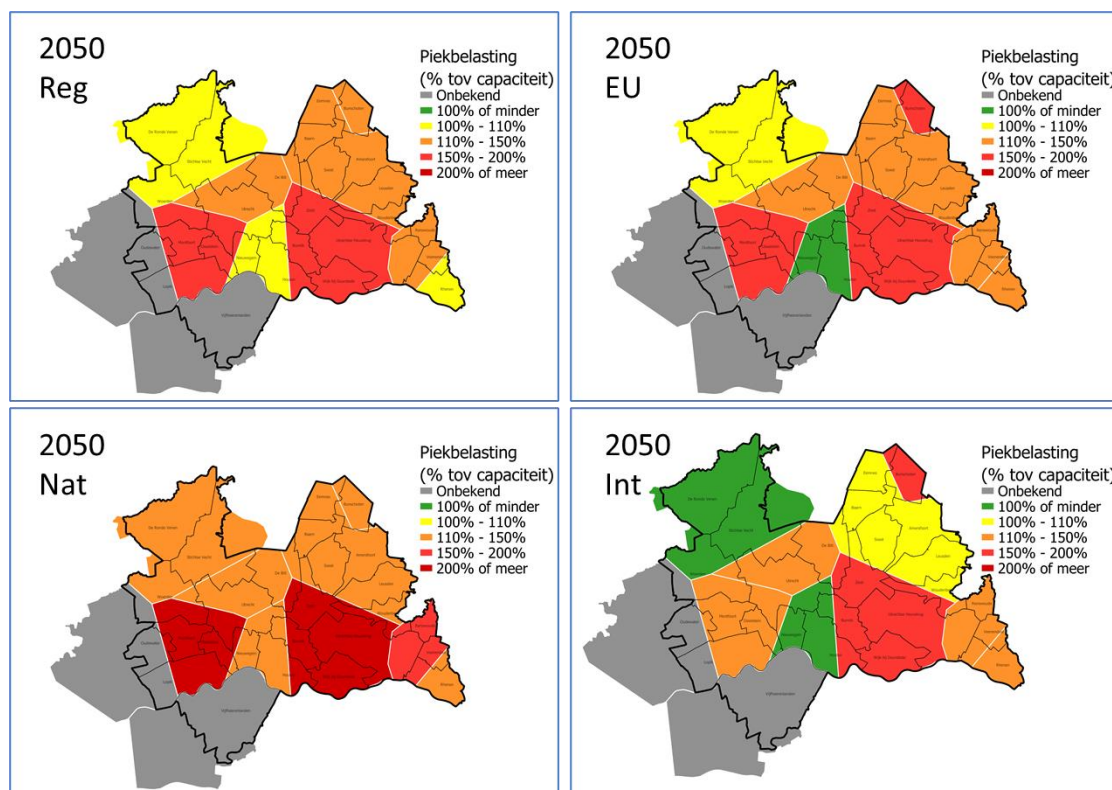
In de doorrekening van de elektriciteitsinfrastructuur van Stedin is alleen de vraag en het aanbod van elektriciteit binnen de provincie Utrecht meegenomen. De koppelpunten Arkel en Gouda IJsseldijk liggen in Zuid-Holland, maar een deel van het voorzieningsgebied van deze stations valt wel binnen de provincie Utrecht. Dit betekent dat deze stations wel van belang zijn voor Utrecht. Bij de berekening van de belasting op deze stations wordt alleen vraag en aanbod uit Utrecht meegenomen. Dit betekent dat er geen goede inschatting gemaakt kan worden van de belasting op deze stations. Daarom zijn deze gebieden grijs weergegeven in de figuren.

Het voorzieningsgebied van koppelpunt Gouda IJsseldijk valt grotendeels in Zuid-Holland. Dit betekent dat de [resultaten](#) van de systeemstudie Zuid-Holland, waar vraag en aanbod uit Zuid-Holland meegenomen zijn, een goede indicatie geven van de totale belasting. Uit deze studie volgt dat er voor alle 2050-scenario's verzwaaring van dit station noodzakelijk is (CE Delft et al., 2021).

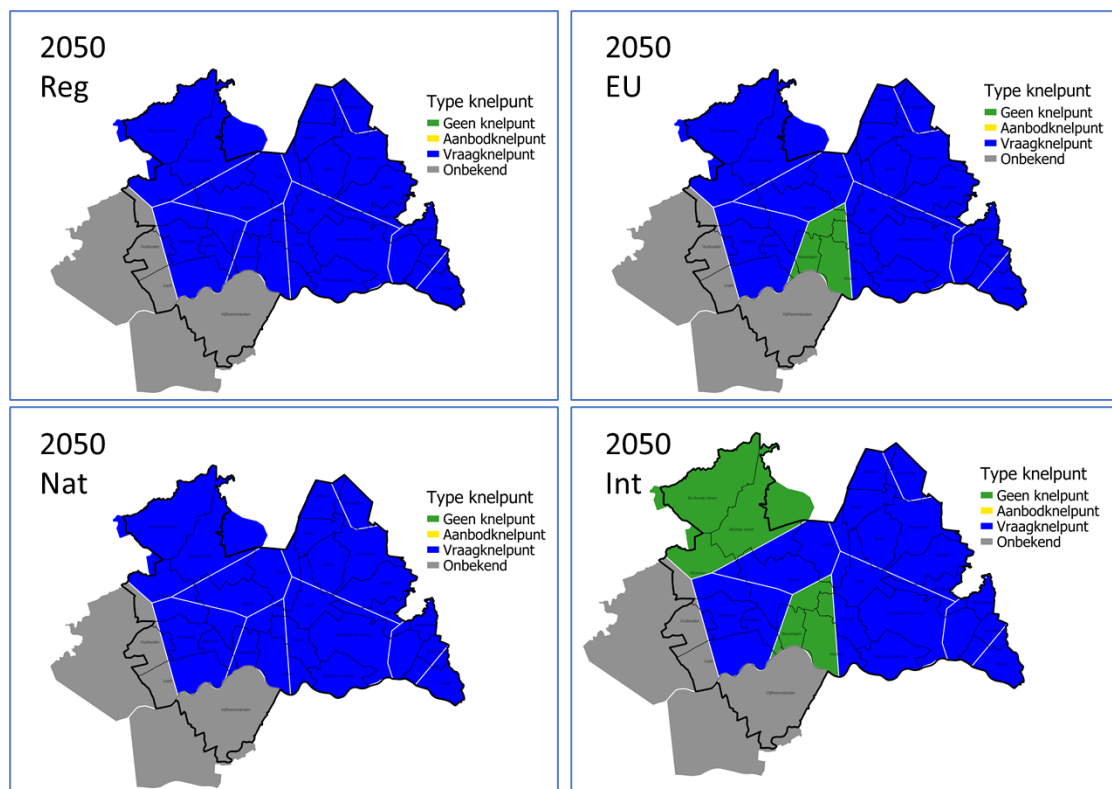
Het voorzieningsgebied van koppelpunt Arkel valt half in Zuid-Holland en half in Utrecht. Daarom kan hier in beide studies geen goede inschatting van gemaakt worden. Hier is verder onderzoek voor nodig.

Het voorzieningsgebied van koppelpunt Breukelen valt gedeeltelijk in Noord-Holland. Maar aangezien het overgrote deel van het voorzieningsgebied binnen Utrecht valt, geeft de doorrekening toch een goede inschatting van de belasting op dit station. Vermoedelijk wordt de belasting wel licht onderschat.

Figuur 29 - Piekbelasting op de HS/MS- en HS/TS-koppelpunten voor alle 2050-scenario's (t.o.v. de capaciteit) inclusief flexibiliteit



Figuur 30 - Voorzien type knelpunt per HS/MS- of HS/TS-koppelpunt voor alle 2050-scenario's



Robuuste knelpunten in 2050 als gevolg van piekbelasting door vraag

Voor een aantal koppelpunten met het hoogspanningsnet worden in alle scenario's knelpunten voorzien. Voor deze capaciteitsknelpunten moet dus in alle gevallen een oplossing komen. In Tabel 7 worden de robuuste capaciteitsknelpunten verder beschreven aan de hand van een aantal kenmerken: piekbelasting door vraag/aanbod, frequentie en langste piekduur.

We zien dat de capaciteit van de koppelpunten in 2050 met name door belasting als gevolg van vraag overschreden worden. De impact van piekbelasting door vraag is dus een stuk groter dan de impact van piekbelasting door aanbod.

Ook de frequentie en langste piekduur zijn in kaart gebracht. De frequentie beschrijft hoeveel uur per jaar het knelpunt overbelast is. Voor Driebergen, Oudenrijn en Bunschoten is het knelpunt meer dan de helft van het jaar overbelast in het scenario waarin de maximale impact optreedt. De langste piekduur geeft daarnaast aan hoeveel aaneengesloten uren het station maximaal overbelast is. Ook hier zien we dat voor Driebergen, Oudenrijn en Bunschoten de impact het grootst is.

Deze kenmerken, de frequentie en langste piekduur, beschrijven onder andere hoe structureel het knelpunt is. Kortstondige grote pieken zouden bijvoorbeeld met een grotere inzet van flexibiliteitsmiddelen opgelost kunnen worden. Bij structurele en langdurige pieken zijn andere oplossingsrichtingen nodig. Elk knelpunt vraagt dus, afhankelijk van de kenmerken uit Tabel 7, om een specifieke oplossingsrichting. Deze oplossingsrichtingen worden nader beschreven in Paragraaf 7.2.

Tabel 7 - Beschrijving robuuste capaciteitsknelpunten in de scenario's voor 2050 op de koppelpunten van Stedin met het regionale hoogspanningsnet

Koppelpunt	Piekbelasting door vraag (mate van overschrijding v.d. capaciteit)	Piekbelasting door aanbod (mate van overschrijding v.d. capaciteit)	Frequentie (aantal uur per jaar dat er sprake is van overbelasting)	Langste piekduur (aantal aaneengesloten uren van overbelasting)	Knelpunt-beschrijving
Driebergen <i>min</i> <i>max</i>	●●●● ●●●●	○○○○ ●●○○	●●○○ ●●●●	●●○○ ●●●●	Overbelasting aan vraag- en aanbodzijde voor een groot deel van het jaar. Ook knelpunten in 2030 voor Driebergen, Oudenrijn en Veenendaal 1.
Oudenrijn <i>min</i> <i>max</i>	●●●○ ●●●●	●○○○ ●●○○	●○○○ ●●●●	●○○○ ●●●●	
Bunschoten <i>min</i> <i>max</i>	●●●○ ●●●○	○○○○ ●○○○	●○○○ ●●●●	●○○○ ●●●●	
Utrecht Merwedekanaal <i>min</i> <i>max</i>	●●●○ ●●●○	○○○○ ●○○○	●○○○ ●●○○	●○○○ ●●○○	
Veenendaal 1 <i>min</i> <i>max</i>	●●●○ ●●●○	●○○○ ●●○○	●○○○ ●●●○	●○○○ ●●○○	

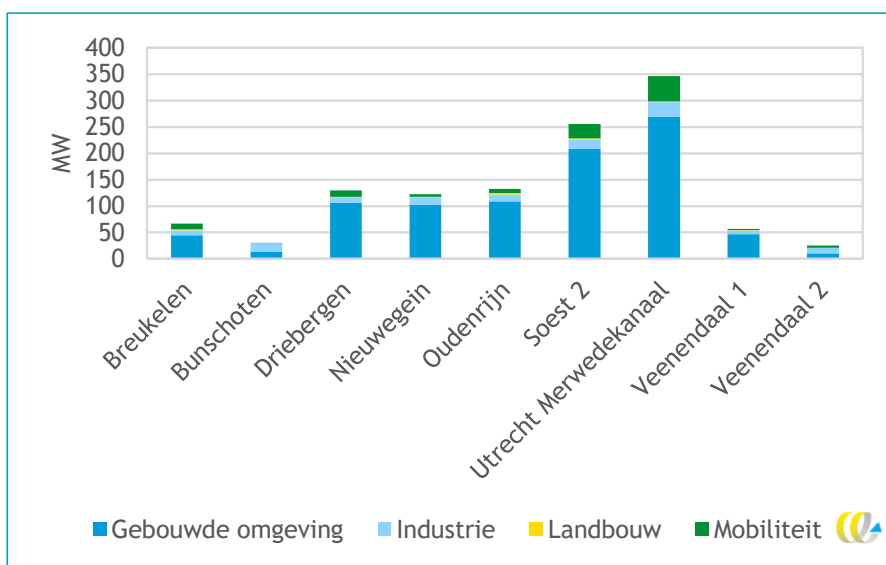
Toelichting: De volle bolletjes geven aan hoe groot de impact is van het knelpunt relatief gezien tussen de scenario's. Hoe meer volle bolletjes, hoe groter de impact. Om een beeld te geven van de bandbreedtes, is deze impact weergegeven voor het 2050-scenario met de kleinste impact ('min') en die met de grootste impact ('max'). We hebben een globale inschatting gemaakt van de impact op basis van de uitkomsten van de doorrekeningen van de netbeheerders, deze tabel is dus vooral indicatief van aard.

Bij de overige koppelpunten vindt slechts in een deel van de scenario's een capaciteitsknelpunt plaats.

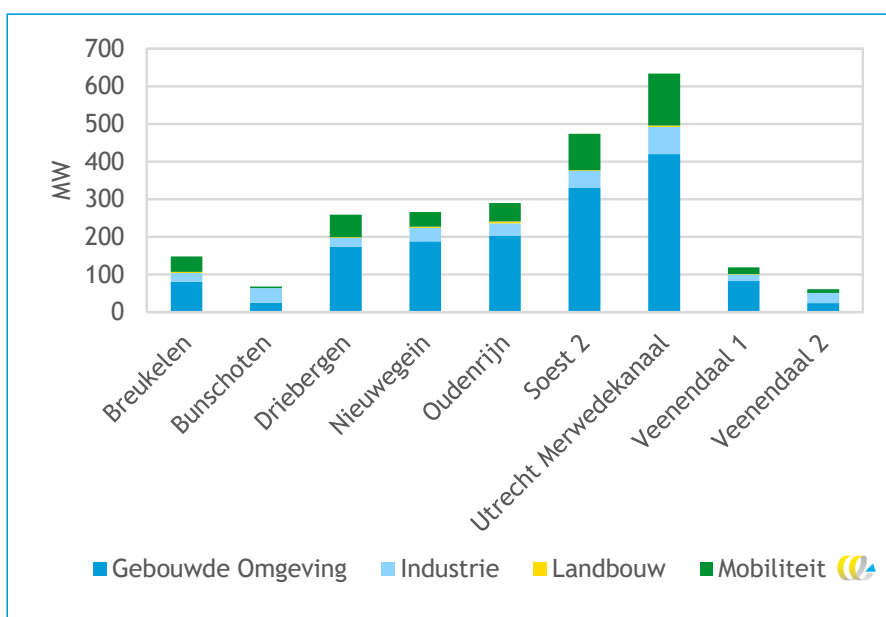
Knelpunten in 2050 worden gedomineerd door vraag van de gebouwde omgeving

Figuur 31 en Figuur 32 laten voor respectievelijke 2030-scenario en scenario Nationale Sturing (grootste focus op elektrificatie) zien hoe de vraagbelasting is opgebouwd per koppelpunt met het hoogspanningsnet. We zien dat deze belasting zowel in 2030 als 2050 gedomineerd wordt door de elektriciteitsvraag vanuit de gebouwde omgeving. Richting 2050 gaat de elektriciteitsvraag vanuit mobiliteit (en in mindere mate industrie) hier ook een iets grotere rol in spelen. Desondanks blijft de gebouwde omgeving domineren in de vraagbelasting.

Figuur 31 - Vraagpiek HS/MS- en HS/TS-koppelpunten uitgesplitst per sector voor het 2030-scenario

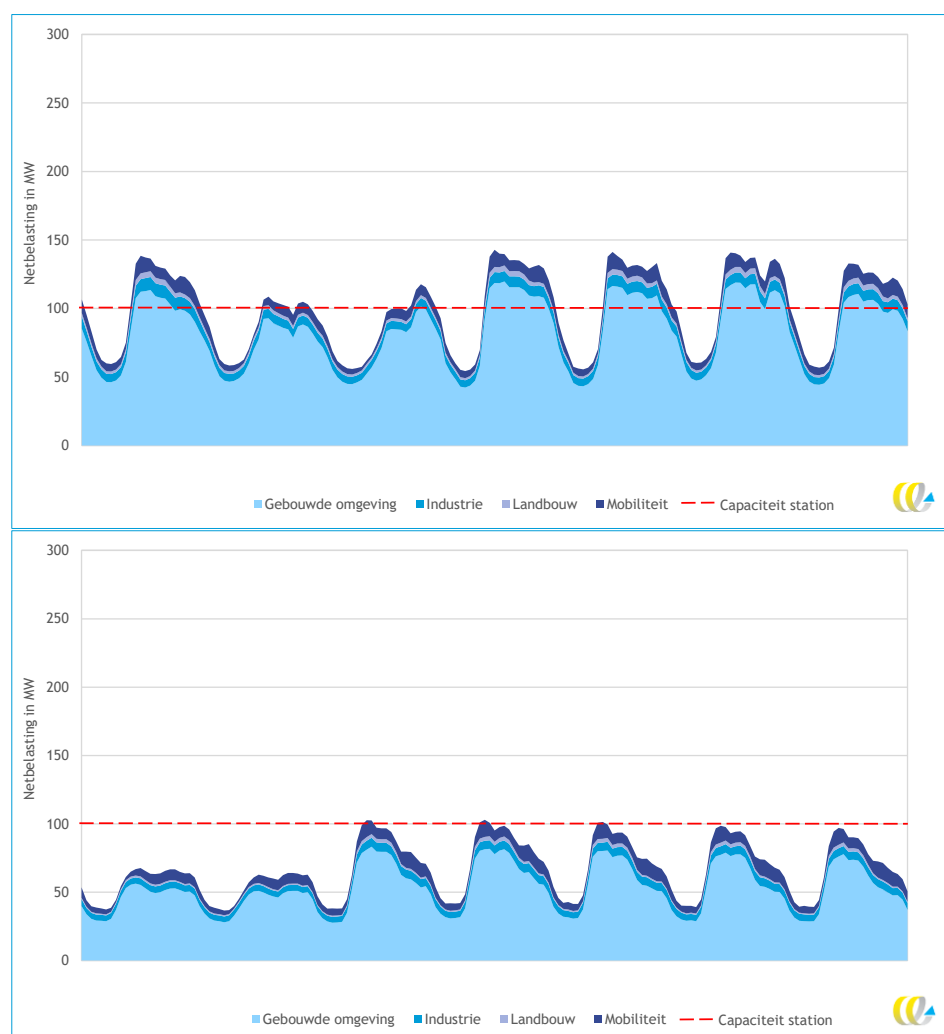


Figuur 32 - Vraagpiek HS/MS- en HS/TS-koppelpunten uitgesplitst per sector voor scenario Nationale Sturing



Voor koppelpunt Driebergen hebben we ter illustratie de belasting ook op uurlijkse basis in kaart gebracht. We gebruiken station Driebergen als voorbeeld, maar voor de andere koppelpunten geldt een vergelijkbaar beeld. In Figuur 33 (2030) en Figuur 34 (2050) wordt dit zowel weergegeven voor de week waarin de vraagpiek voorzien wordt (boven) als de week waarin de aanbodpiek voorzien wordt (onder). Met de rode lijn wordt de capaciteit van het station aangegeven. In deze weekprofielen zien we wederom dat de vraagbelasting gedomineerd wordt door de vraag vanuit de gebouwde omgeving. De vraagknelpunten duren ongeveer de hele dag; in het 2030-scenario treden de knelpunten slechts overdag op, in 2050-scenario zowel overdag als 's nachts. Als je de grafieken van 2030 met 2050 (scenario Nationale Sturing) vergelijkt valt ook duidelijk op dat de belasting fors toeneemt door de toegenomen elektriciteitsvraag van met name de gebouwde omgeving en de mobiliteit. De aanbodknelpunten zijn niet weergegeven, maar worden gedomineerd door de belasting als gevolg van zon op kleine daken.

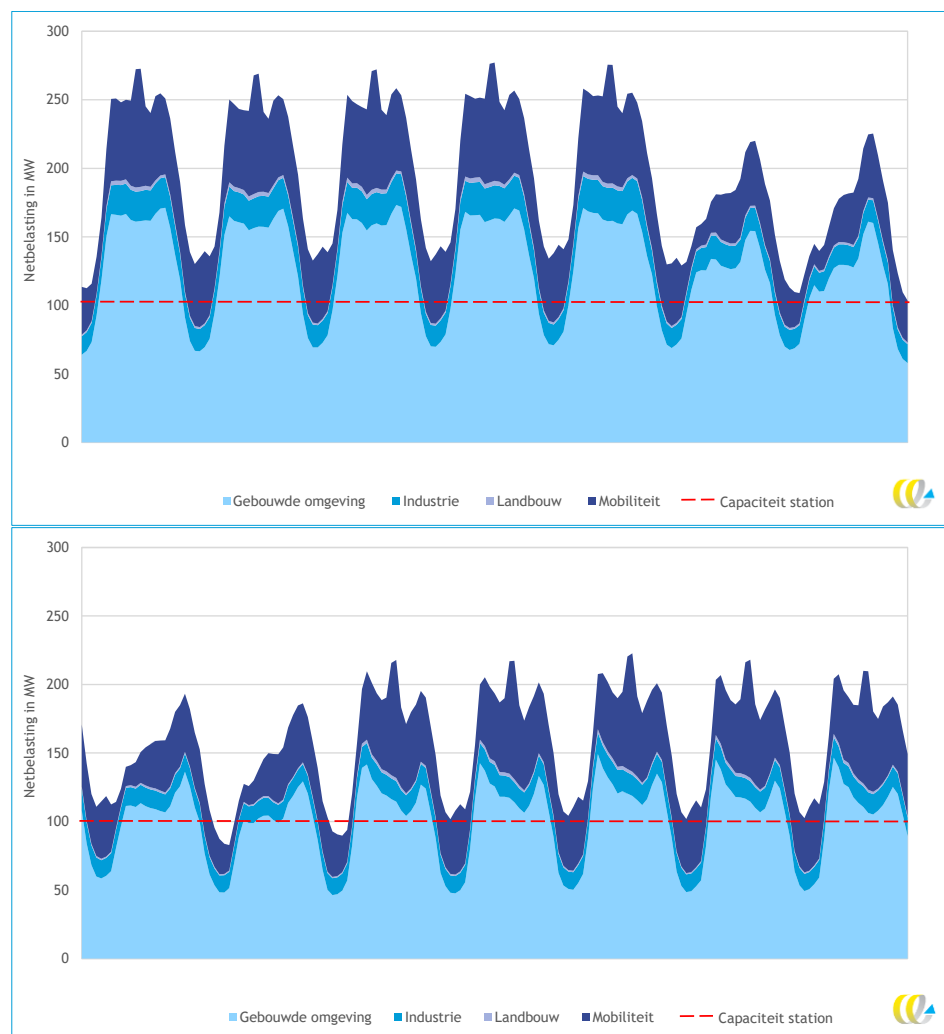
Figuur 33 - Piekbelasting tijdens de week waarin de piekvraag voorkomt (boven) en een week met het piekaanbod (onder) op station Driebergen (scenario 2030)



Toelichting figuur: Voor dit station is de uurlijkse belasting weergegeven voor zowel de week waarin de piekvraag plaatsvindt als de week waarin het aanbod de piek bereikt. Met de rode lijnen wordt de capaciteit van het station weergegeven. Als de belasting de rode lijn van de capaciteit overschrijdt, is er sprake van een capaciteitsknelpunt. Hier zien we dat in 2030 de stationscapaciteit soms ook knellend is voor de vraag. Toch zorgt in 2030 het aanbod

op station Driebergen voor de grootste overschrijding van de stationscapaciteit en is daarom bepalend voor de mate van uitbereiding van de stationscapaciteit, zie ook Bijlage C.

Figuur 34 - Piekbelasting tijdens de week waarin de piekvraag voorkomt (boven) en een week met het piekaanbod (onder) op station Driebergen (scenario Nationale Sturing)



Toelichting figuur: Voor dit station is de uurlijkse belasting weergegeven voor zowel de week waarin de piekvraag plaatsvindt als de week waarin het aanbod de piek bereikt. Met de rode lijnen wordt de capaciteit van het station weergegeven. Als de belasting de rode lijn van de capaciteit overschrijdt, is er sprake van een capaciteitsknelpunt.

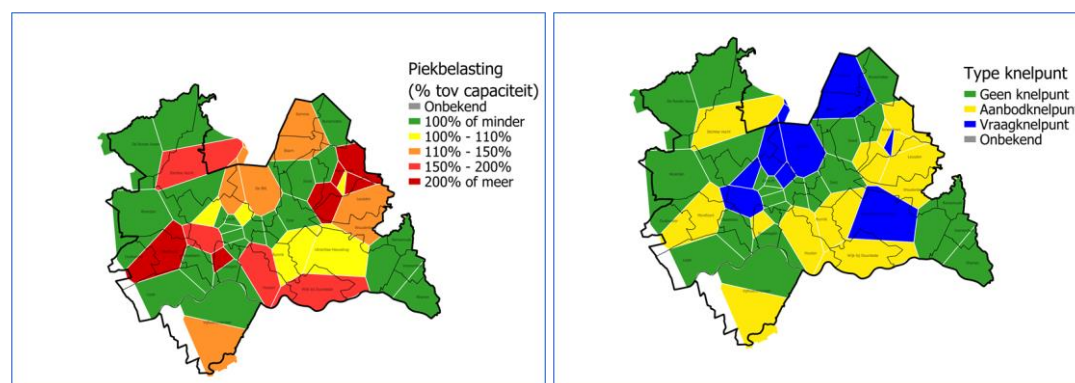
Ook in lagere netten heb je bijna overal capaciteitsknelpunten, zowel door de toename van vraag als door meer hernieuwbaar aanbod

De bovenstaande paragrafen hadden betrekking op de koppelpunten tussen het regionale hoogspanningsnet en de distributienetten. Stedin heeft ook de TS/MS-koppelpunten door-gerekend om per scenario een beeld te schetsen van voorziene knelpunten op de lagere netten.

In Figuur 35 zien we de overbelasting en type knelpunten voor het 2030-scenario (geen inzet van flexibiliteitsmiddelen). Voor ongeveer de helft van de stations voorzien we een overschrijding van de capaciteit, zowel als gevolg van groei van vraag als van meer hernieuwbaar aanbod. Dit beeld is grotendeels in lijn met wat Stedin voorziet in de investeringsplannen; hier wordt al actie op ondernomen. In het volgende hoofdstuk (Tabel 13) worden deze nader toegelicht.

Een aantal stations wordt met name door aanbodknelpunten fors overbelast, dat wil zeggen dat de aanbodbelasting meer dan anderhalf keer zo groot is als de capaciteit van het station.

Figuur 35 - Piekbelasting op de TS/MS-koppelpunten (t.o.v. capaciteit) voor het 2030-scenario



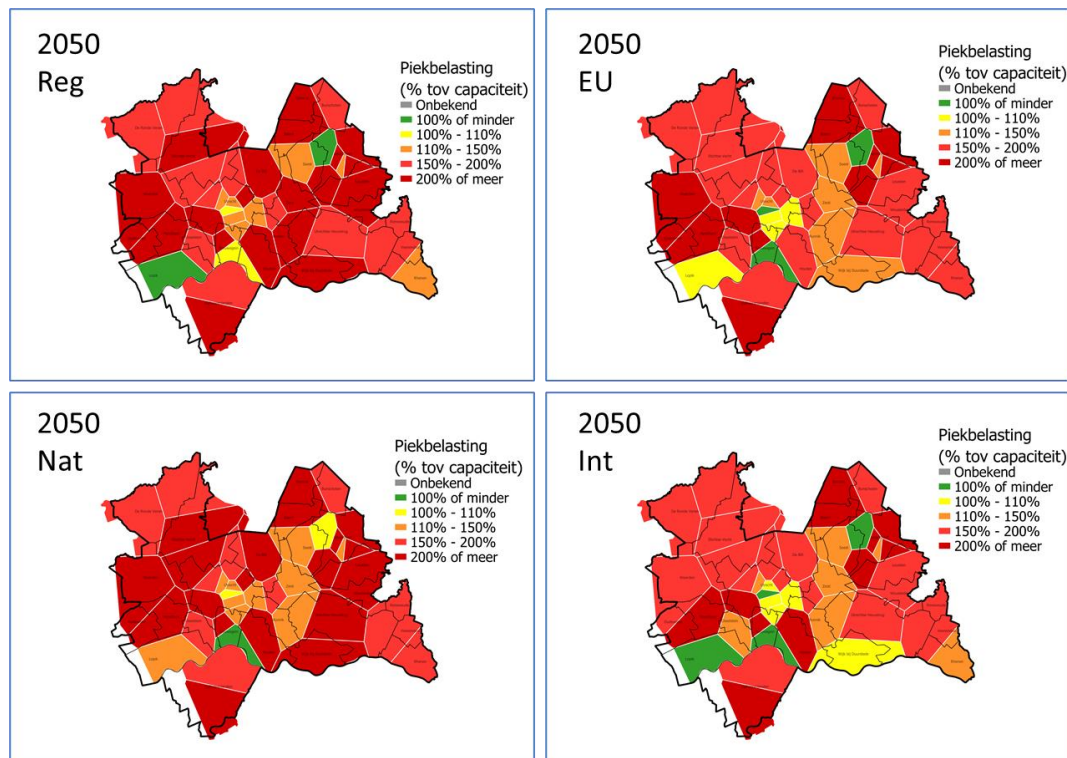
Figuur 36 laat de belasting op de TS/MS-koppelpunten zien per 2050-scenario. In deze scenario's wordt de inzet van flexibiliteitsmiddelen meegenomen. Voor de lagere net-niveaus gaat dit om curtailment van zon-pv en slimladen van elektrisch vervoer.

Er wordt op deze stations meer en zwaardere overbelasting voorzien dan op de koppelpunten met het hoogspanningsnet. De TS/MS-koppelpunten hebben een kleiner voorzieningsgebied dan de koppelpunten met het hoogspanningsnet. De belasting op deze laatste wordt meer uitgesmeerd wat lagere pieken tot gevolg heeft. Daarnaast worden op het niveau van de TS/MS-koppelpunten geen systeembatterijen ingezet waar deze wel ingezet worden bij de koppelpunten met het hoogspanningsnet.

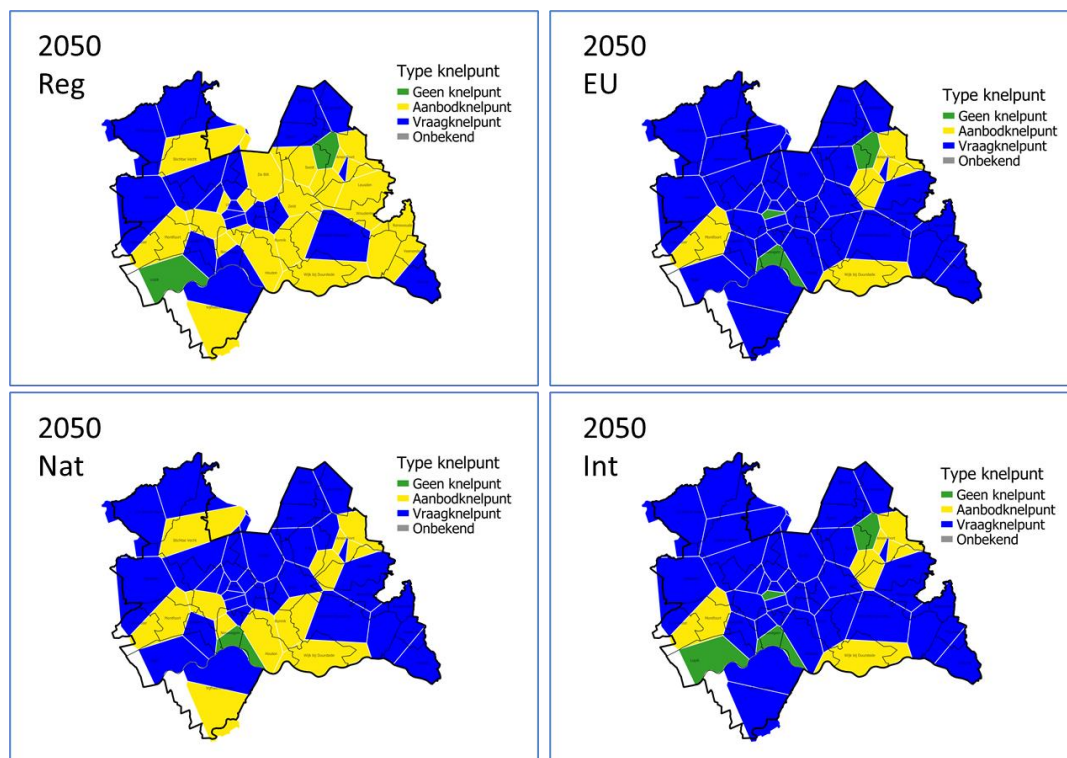
De knelpunten op de TS/MS-koppelpunten worden zowel door overbelasting van vraag als aanbod voorzien. De mate van overbelasting en het type knelpunt verschillen voor de stations wel per scenario. In grote lijnen zien we in scenario Regionaal veel aanbodknelpunten als gevolg van veel lokale opwek. In scenario Nationaal zien we de meeste overbelasting door vraag als gevolg van veel elektrificatie. Ten slotte is de overbelasting in scenario's Europees en Internationaal vergelijkbaar. Ondanks dat deze scenario's een grote focus op de inzet van gas hebben, worden toch veel knelpunten voorzien.

Bij bijna alle TS/MS-koppelpunten in de provincie vinden in alle 2050-scenario's capaciteitsknelpunten plaats. Dit zijn dus robuuste knelpunten en hier is in alle gevallen een oplossing noodzakelijk. Bij de TS/MS-koppelpunten Soest 2, Utrecht Jaarbeurs, Vreeswijk en Lopik vinden slechts in enkele scenario's capaciteitsknelpunten plaats.

Figuur 36 - Piekbelasting op de TS/MS-koppelpunten (t.o.v. capaciteit) voor alle 2050-scenario's



Figuur 37 - Classificatie oorzaken piekbelasting op de TS/MS-koppelpunten (t.o.v. capaciteit) voor alle 2050-scenario's



6.4 Impact op gasnetten (methaan en waterstof)

In de toekomst zullen er verschillende typen gassen zijn en daarmee ook verschillende netwerken. Waar we nu verschillende gasnetwerken hebben voor hoog- en laagcalorisch gas zullen er in de toekomst verschillende gasnetwerken nodig zijn voor methaan en waterstof.

Voor deze studie is de gasinfrastructuur niet doorgerekend. We hebben hier in grote lijnen de resultaten en conclusies uit de landelijke I13050-studie overgenomen¹⁸, kwalitatief aangevuld met input vanuit Gasunie en Stedin.

6.4.1 Van aardgasnetten naar methaan- en waterstofnetten

De verschuiving van hoog- en laagcalorisch aardgas naar groengas en waterstof vereist een herverdeling van het bestaande gasnetwerk. De infrastructuur zal opgesplitst moeten worden in een methaan- en waterstofnet. Daarbij is het belangrijk om rekening te houden met de koppeling tussen vraag en aanbod en de clustering van voorzieningsgebieden per type gas in de regionale netten.

Naar verwachting van Gasunie zal richting de toekomst in grote lijnen het transportnetwerk voor hoogcalorisch gas ingezet worden voor transport van waterstof. Het laagcalorisch gas-transportnetwerk zal dan worden ingezet voor methaantransport (aardgas of groengas). Dit omdat het de verwachting is dat de gebruikers van hoogcalorisch gas (typisch industriële clusters en centrales) in de toekomst vaak ook de gebruikers van waterstof zullen zijn, terwijl de huidige gebruikers van laagcalorisch gas (bijvoorbeeld de gebouwde omgeving) wellicht eerder in aanmerking zullen komen voor methaan.

De uitdaging voor de regionale distributienetten is om de transitie naar waterstof goed in te delen, zowel geografisch als in de tijd. Geografisch gezien is het, vanwege het fijnmazige karakter van het net, economisch en praktisch niet haalbaar om slechts een aantal huishoudens over te zetten naar waterstof. In plaats daarvan zullen buurten, of zelfs volledige voorzieningsgebieden, in een keer van methaan naar waterstof omgezet moeten worden. Het is nu nog onvoldoende duidelijk hoe het gebruik van groengas, waterstof en oplossingen zonder gas over de verschillende voorzieningsgebieden verdeeld gaan worden. Dat is een belangrijk aandachtspunt voor de ontwikkeling van het regionale distributienet. Dit zal in ieder geval in samenspraak met Gasunie en de regionale netbeheerders moeten gebeuren aangezien zij de netten moeten ombouwen.

In de tijd is het ook uitdagend dat het nog onduidelijk is hoeveel groengas en hoeveel waterstof er beschikbaar zullen zijn. Daardoor is het onzeker wanneer leidingen omgezet kunnen worden. Zeker in het scenario Europese Sturing, waarbij de gebouwde omgeving zowel groengas als waterstof gebruikt, kan dit een uitdaging worden. Dat is het geval als er op enig moment in het transitiepad zowel hoogcalorische gasleidingen, laagcalorische gasleidingen en waterstofleidingen aanwezig zijn. Wie verantwoordelijk is voor de goede coördinatie van deze verdelingspuzzel is op dit moment nog niet geregeld.

Binnen de I13050-studie zijn eerste stappen gezet richting een methodiek om deze clustering in te richten. Deze methodiek is echter nog niet zo ver ontwikkeld dat deze toegepast kan worden op de inrichting van de gasinfrastructuur van de provincie Utrecht.

¹⁸ In samenspraak met Gasunie en Stedin is besloten om geen nieuwe gasdoorrekening uit te voeren. De aanleiding hiervoor is een verschilanalyse tussen de I13050-studie en deze studie. De verschillen in vraag- en aanbodvolumes voor methaan en waterstof waren beperkt. Daarom is geen nieuwe doorrekening noodzakelijk en kunnen de resultaten van de I13050-studie overgenomen worden.

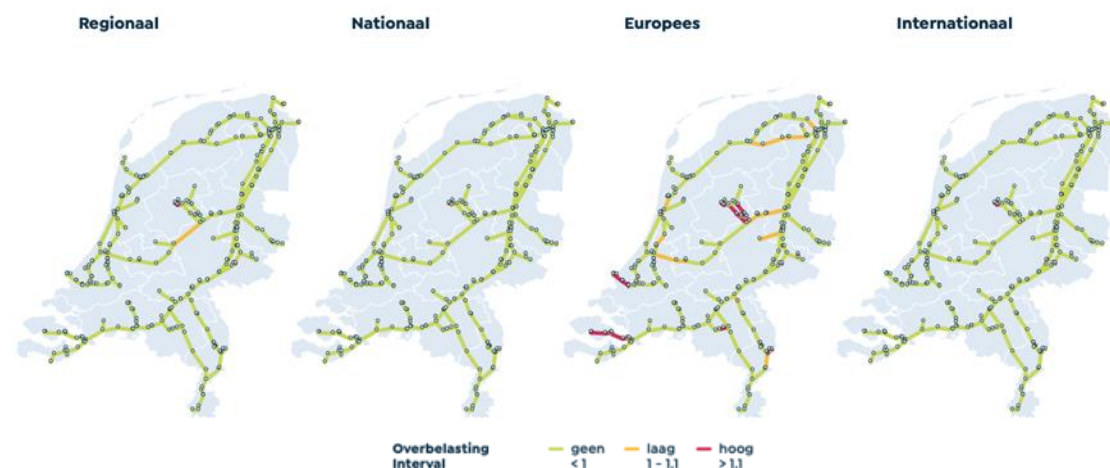
6.4.2 Transportleidingnetten

Het transportnet dat door Gasunie beheerd wordt, bestaat uit het hoofdtransportleidingnet (HTL) en het regionaal transportleidingnet (RTL). Deze netten op hogedruk zorgen voor gas-transport door en binnen de provincie. Zoals eerder benoemd, hebben we de resultaten en conclusies van de nationale IJ3050-verkenning overgenomen voor de transportleidingnetten.

Hoofdtransportleidingnet methaan

Op dit moment zijn er in Utrecht hoofdtransportleidingen voor laagcalorisch gas. Voor 2030 verwachten we geen knelpunten op deze leidingen omdat de vraag naar aardgas afneemt. Richting 2050 zullen deze leidingen gebruikt worden voor het groengastransport. Voor 2050 zien we alleen in het scenario Europese Sturing een beperkte overbelasting (zie Figuur 38). Dit capaciteitsknelpunt vindt plaats door de groengasaanvoer naar de twee Eneco-centrales (Lage Weide en Merwedekanaal), die in dit scenario op groengas draaien. Dit capaciteitsknelpunt kan opgelost worden met verzwaring, maar omdat de overbelasting beperkt is kan dit mogelijk ook voorkomen worden.

Figuur 38 - Indicatie van knelpunten* in het methaanet



* De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1.1 betekent 10% meer dan de maximale capaciteit). Herkomst figuur: Netbeheer Nederland, (2021).

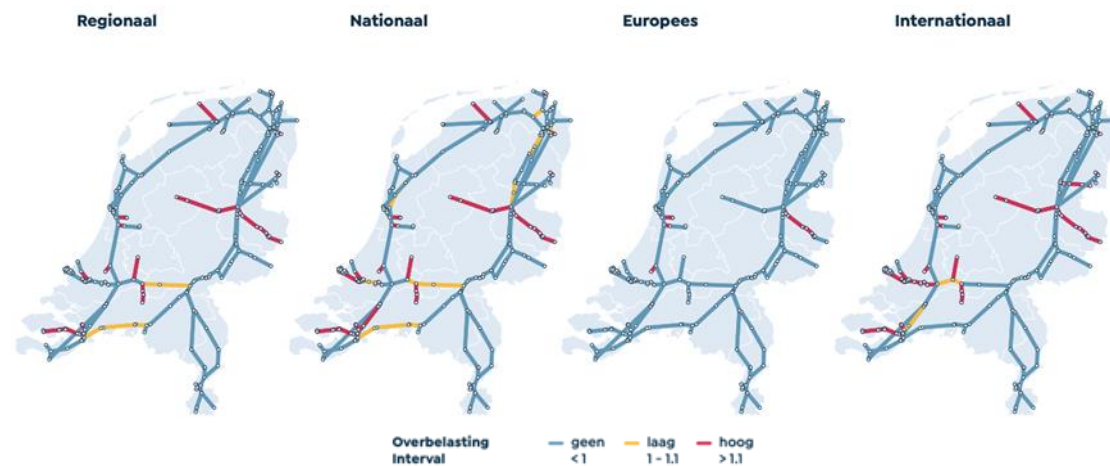
Hoofdtransportleidingnet waterstof

Op dit moment heeft de provincie Utrecht alleen laagcalorische gasleidingen. In het kader van de afbouw van het Groningergas moeten de twee Eneco-centrales (Lage Weide en Merwedekanaal) in de toekomst echter omgebouwd worden om over te gaan van laag- naar hoogcalorisch gas. Deze centrales krijgen een H-gastoevoerleiding, een aftakking van de Betuweleiding, die op maat wordt gemaakt voor de gasvraag van de centrale. In de toekomst kan deze leiding gebruikt worden voor het waterstoftransport naar deze centrales.

In 2030 is er nog nauwelijks waterstofvraag in Utrecht. Daarom worden naar verwachting richting 2030 ook nog geen hoofdtransportleidingen omgezet naar waterstof. Richting 2050 is dit wel het geval. Dan schakelen de twee Eneco-centrales in drie van de vier scenario's over naar waterstof. Dit leidt tot capaciteitsknelpunten op de toevoerleiding richting deze centrales in deze drie scenario's, zie Figuur 39. Dit betekent dat hier mogelijk net-verzwaring noodzakelijk is.

In het scenario Europese Sturing schakelen deze centrales over op groengas en vinden geen knelpunten plaats op het waterstoftransportnet.

Figuur 39 - Indicatie van knelpunten* in het waterstofnet



* De kleuren geel en rood geven de grootte van de maximale capaciteitsoverschrijding weer (1.1 betekent 10% meer dan de maximale capaciteit). Herkomst figuur: (Netbeheer Nederland, 2021).

Regionaal transportleidingnet (RTL)

Het regionale transportleidingnet transporteert momenteel voornamelijk laagcalorisch aardgas. In de toekomst kan dit net groengas of waterstof transporteren. Dit is afhankelijk van welk type gas in de regio gebruikt wordt. Er is nu nog weinig zicht op deze herverdeling van dit net. We verwachten zowel in 2030 als voor 2050 in geen enkel scenario knelpunten op dit net.

6.4.3 Distributienetten

Het regionale distributienet wordt gebruikt om het gas op lagere druk naar de eindgebruiker te brengen. Dit net wordt beheerd door Stedin. De levering van aardgas via regionale distributienetten stopt in 2050 in alle scenario's, maar een gedeelte van het distributienet wordt hergebruikt voor groengas- of waterstoftransport. Het net is nu al geschikt om groengas te transporteren en kan met relatief kleine aanpassingen ook geschikt worden gemaakt voor waterstof.

Een aanzienlijk deel van de wijken zal in de toekomst echter helemaal geen gebruik meer gaan maken van gassen omdat ze overstappen op bijvoorbeeld warmtenetten of warmtepompen. In die wijken wordt het distributienet dus overbodig en moet het verwijderd (geamoveerd) worden. Afhankelijk van het scenario kan 30 tot 70% van de regionale distributienetten geamoveerd worden. In de scenario's met een focus op elektrificatie (Regionale en Nationale Sturing) is dit meer dan bij de scenario's met een focus op gebruik van gassen (Europese en Internationale Sturing).

Bij de distributienetten die groengas transporteren bestaat het risico dat de groengasproductie, die op lokaal niveau plaatsvindt, de lokale vraag en daarmee de capaciteit van het net overschrijdt. We verwachten echter dat dit binnen Utrecht geen problemen gaat opleveren omdat de potentie van groengasproductie beperkt is.

6.5 Impact op warmtenetten

In de provincie Utrecht zijn met name in de regio van de stad Utrecht en Amersfoort warmtenetten. Met de warmtetransitie op komst, zullen steeds meer gebouwen van het aardgas afgaan. Een deel van die gebouwen zal worden aangesloten op bestaande of nieuwe warmtenetten. In 2030 verwachten we al veel meer warmtenetten dan nu. In de scenario's voor 2050 neemt dit verder toe. Met name in het wereldbeeld van het *Regionale Sturing-scenario* spelen warmtenetten een grote rol, in de andere scenario's is de groei beperkt. Tabel 8 laat zien dat in het 2030-scenario uitgegaan wordt van circa 250.000 woning-equivalente aansluitingen¹⁹ op het warmtenet. In het *Regionale Sturing-scenario* voor 2050 loopt dit op naar circa 440.000 aansluitingen, terwijl het aantal aansluitingen in de andere 2050-scenario's rond de 270.000 ligt. Praktisch betekent dit dat er veel nieuwe warmte-infrastructuur nodig is. De meeste gebouwen zijn voor de verwarming nu nog aangesloten op het gasnet en de warmnetten liggen niet in de wijken. Het betekent dat er warmtestations en kilometers aan nieuwe transport- en distributienetten voor warmte aangelegd moeten worden. In Tabel 9 geven we per scenario een indicatie van de omvang van deze nieuwe infrastructuur. Dat heeft een aanzienlijke ruimtelijke impact en betekent dat veel straten tijdens het aanleggen van warmtenetten opengebrouwen moeten worden.

Tabel 8 - Indicatie van de omvang van het totaal aan warmtenetten in de verschillende scenario's

	Huidig	2030	2050			
			Regionale Sturing	Nationale Sturing	Europese Sturing	Internationale Sturing
Indicatie aantal aansluitingen warmtenet (woningequivalenten)	98.000	250.000	440.000	270.000	275.000	275.000
Tracélengte transportleidingen, verwachte toename t.o.v. 2020	-tientallen km	+	++	+	+	+
Tracélengte warmtenetten in wijken en buurten (zonder transportleiding), verwachte toename t.o.v. 2020	ca. 700 km	+220%	+580%	+225%	+235%	+235%
Indicatie aantal warmteoverdrachtstations (naar een buurt) en warmteonderstations (binnen buurt)	400-700	1.000-1.750	1.800-3.200	1.100-1.800	1.100-1.900	1.100-1.900
Ruimtelijke impact infrastructuur in ha (indicatie, excl. warmtebuffers, transportleiding en warmtebronnen)	80-85	175-190	460-490	180-190	185-205	185-205

Opmerking: De cijfers voor 2020 en de scenario's zijn inschattingen en gebaseerd op berekeningen en scenario-aannames CE Delft. Van de transportleidingen die de bronnen en de verschillende distributienetten verbinden is het moeilijk om een totaal in te schatten. Voor het grote warmtenet van Eneco in Utrecht-Nieuwegein gaat het volgens Eneco in de huidige situatie om een dubbel uitgevoerd tracé van 21 km met 650 km aan warmtenetten in wijken en buurten (ook weer dubbel uitgevoerd, dus zowel voor de aanvoer als de retourleiding). Overigens verwacht Eneco ook in de toekomst te kunnen volstaan met het tracé aan transportleidingen voor de regio Utrecht-Nieuwegein.

¹⁹ Voor het gemak spreken we hier over aantal aansluitingen. Het aantal aansluitingen is echter uitgedrukt in woningequivalenten. Dat betekent dat utiliteitsgebouwen (winkels, kantoren, supermarkten, etc.) op basis van hun warmtevraag worden omgerekend naar aantal typische woningen. Utiliteitsgebouwen tellen dus mee in dit aantal als meerdere woningen. Het aantal fysieke aansluitingen ligt dus lager en is moeilijk in te schatten.

Daarnaast moeten er uiteraard ook nieuwe warmtebronnen, piekvoorzieningen en ook warmtebuffers voor warmteopslag gerealiseerd worden. Ook daar zal ruimte voor gevonden moeten worden. Voor de warmtenetten zijn verschillende duurzame warmtebronnen denkbaar, zoals geothermie, aquathermie, centrale warmtepompen en gascentrales op waterstof of groengas. De keuze voor een bron hangt samen met de beschikbaarheid van verschillende bronnen en het temperatuurniveau waarop de aangesloten gebouwen verwarmd kunnen worden. Dat temperatuurniveau hangt samen met het isolatieniveau van de gebouwen, goedgeïsoleerde gebouwen en nieuwbouwwoningen kunnen aangesloten worden op een laagtemperatuurniveau, terwijl minder goedgeïsoleerde gebouwen warmte van een hogere temperatuur nodig hebben. Aquathermie is een voorbeeld van een bron die alleen lage-temperatuurwarmte kan leveren. In de scenario's is rekening gehouden met de beschikbaarheid van verschillende soorten bronnen en de temperatuurniveaus van de gebouwen die hierop aangesloten worden.

Specifiek voor het bestaande warmtenet van Eneco in de regio Utrecht-Nieuwegein hebben we per scenario een invulling gegeven van de verschillende bronnen. Dit warmtenet is zeer omvangrijk en is één van de grootste warmtenetten in Nederland. Vanwege deze omvang heeft de keuze voor de warmtebronnen invloed op de toekomstige infrastructuurbehoeften in de provincie.

De warmte van dit net wordt op dit moment vooral geproduceerd door twee grote aardgascentrales bij Lage Weide en de BioWarmte Installatie (BWI) Lage Weide. Eneco heeft plannen om de komende jaren het warmtenet te verduurzamen en het aardgasgebruik naar nul terug te brengen. Hiervoor zijn verschillende scenario's denkbaar waarbij een mix aan verschillende bronnen zal worden ingezet, zoals geothermie, aquathermie, waterstofcentrales en (elektrische) boilers. Hoe en op welke moment dit zich precies zal ontwikkelen is nog niet duidelijk. Omdat de keuze voor verschillende opties bepalend is voor de benodigde infrastructuur hebben we in deze systeemstudie per scenario een andere invulling gegeven aan de warmtebronnen. Deze invulling sluit bij elk scenario aan bij het wereldbeeld van dat scenario en bestaat uit een mix van bestaande centrales die naar waterstof of groengas gaan (of op biomassa blijven), aquathermie (uit rioolwaterzuivering of oppervlaktewater), geothermie en piekvoorzieningen (gasboilers op waterstof, groengas of een elektrodeboiler). Afhankelijk van de precieze invulling hiervan vraagt dit ook aanvullende ruimte en infrastructuur. Tabel 9 geeft een indicatie van de elementen waaruit verschillende technieken en infrastructuurdelen bestaan en welk ruimtebeslag dit met zich meer brengt. In Paragraaf 8.1 gaan we verder in op de ruimtelijke impact.

Tabel 9 - Ruimtebeslag elementen warmte-infrastructuur (Eneco, 2021)

Techniek	Elementen	Systeemomvang	Ruimtebeslag
TEO-warmtepomp	<ul style="list-style-type: none"> - In- en uitlaatpunten in kanaal. - Warmtepompcentrale nabij kanaal. - Wko-installatie met meerdere doubletten naast de warmtepompcentrale. 	<p>25 MW</p> <p>15.000-25.000 weq</p>	<p>-30 x 40 m</p> <p>-1.200 m²</p>
TEA-warmtepomp	<ul style="list-style-type: none"> - Centrale op of nabij een RWZI/AWZI. 	<p>25 MW</p> <p>15.000-25.000 weq</p>	<p>-30 x 40 m</p> <p>-1.200 m²</p>
Aardwarmtebron	<ul style="list-style-type: none"> - Realisatie en veiligheidscontour aanhouden. 	<p>15-30 MWth</p> <p>15.000-25.000 weq</p>	<p>-70 x 200 m</p> <p>-15.000 m²</p>
E-boiler, gasboiler of andere piekbron	<ul style="list-style-type: none"> - Te realiseren naast of in een warmte-overdrachtsstation (WOS). 		<p>-5 x 5 m</p> <p>-25 m²</p>

Techniek	Elementen	Systeemomvang	Ruimtebeslag
Seizoensbuffer warmte (hogetemperatuuropslag)	<ul style="list-style-type: none"> – Enkele doubletten zoals bij een wko, met ca. 200 meter afstand tussen de koude en warme bronnen. Bovengronds ruimtegebruik is ná realisatie beperkt tot de boorputdeksels, en verbindend leidingwerk. – Na realisatie is terrein grotendeels geschikt voor bebouwing. 		-200 x 200 m -40.000 m ² (alleen tijdens realisatie)
Dagbuffer warmte	<ul style="list-style-type: none"> – Ronde stalen bovengrondse tank. – Geplaatst naast een warmtebron of warmteoverdrachtsstation. 	10.000-20.000 weq	-25 x 25 m -625 m ²
Warmteoverdrachtsstation (WOS)	<ul style="list-style-type: none"> – Eenheid om duurzame warmte uit de warmtebronnen over te dragen aan nieuw lokaal distributienet voor een grote wijk. 	-10.000 weq	-25 x 35 m -875 m ²
Warmteonderstation	<ul style="list-style-type: none"> – Eenheid om warmte in de wijk te verdelen naar de straten. – Vaak onderdeel van ander gebouw. 	-250 weq	-5 x 5 m -25 m ²
Warmteleidingen - grote distributieleiding stadsniveau	<ul style="list-style-type: none"> – Type DN250-DN500. – Afmeting betreft typische sleufafmeting voor ondergronds ruimtegebruik. 		-1,5 à 2,1 m breed
Warmteleidingen - kleinere distributieleiding wijkniveau	<ul style="list-style-type: none"> – Type DN100-DN200 – Afmeting betreft typische sleufafmeting voor ondergronds ruimtegebruik. 		-1,1 à 1,3 m breed
Warmteleidingen - distributieleiding in de straat	<ul style="list-style-type: none"> – Type <DN100. – Afmeting betreft typische sleufafmeting voor ondergronds ruimtegebruik 		-0,8 à 1 m breed

Opmerking; weq staat voor woningequivalent, utiliteitsgebouwen zijn zo uitgedrukt als een typische woning.

Eneco heeft eigen analyses gedaan naar de toekomstige bronnenstrategie voor het warmtenet Utrecht-Nieuwegein, inclusief eventuele uitbereiding hiervan. Eneco geeft aan dat hieruit blijkt dat de hoofddistributieleiding (of transportleiding) niet of nauwelijks hiervoor aangepast hoeft te worden. Wel zijn er nieuwe distributienetten nodig en nieuwe warmtebronnen die zo veel mogelijk bij nieuwe of bestaande warmteoverdrachtstations gezocht zullen worden. Dit omdat er hiermee zo min mogelijk nieuwe leidingen en infrastructuur nodig is. Uitbereidingen van warmtenetten is vrijwel altijd een lokale aangelegenheid, zelden komt een warmtenetten buiten de gemeentegrens.

6.6 Totaaloverzicht

Figuur 40 toont voor de elektriciteitsnetten en het gastransportnet het totaaloverzicht waar en wanneer er maatregelen nodig zijn om capaciteitsknelpunten op de infrastructuur te voorkomen.

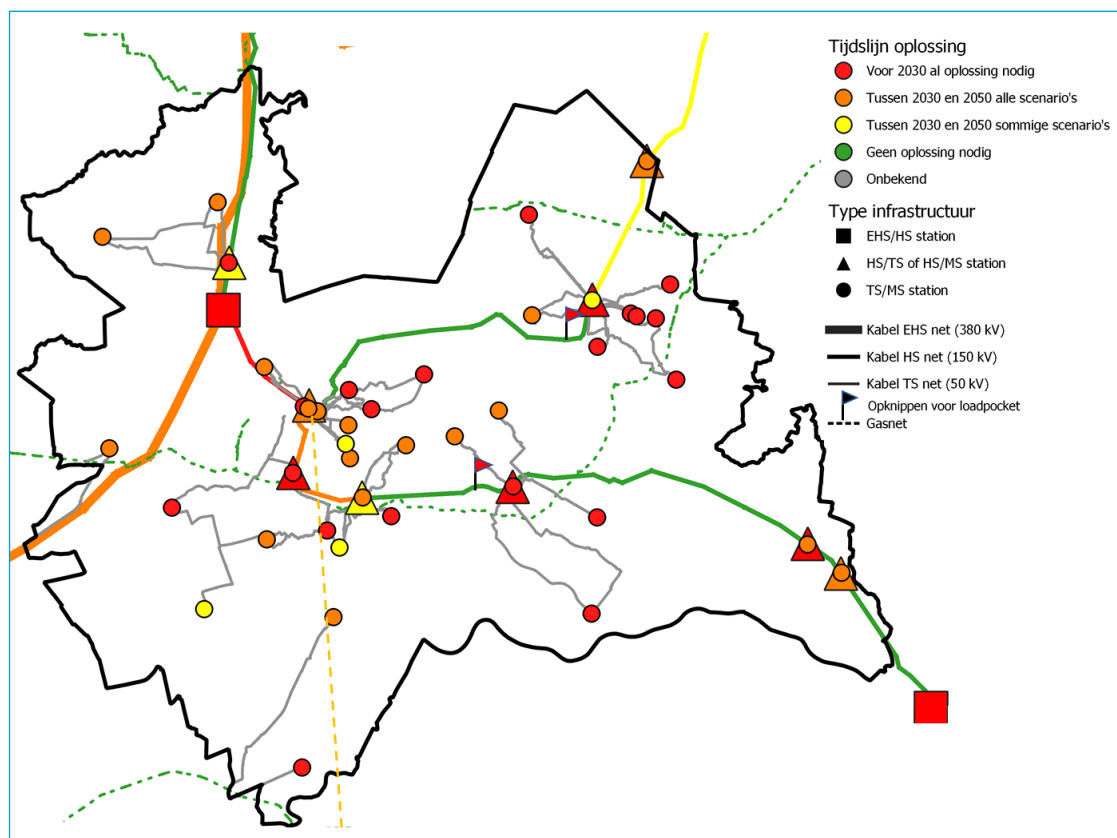
Voor het elektriciteitsnet zijn al op veel locaties maatregelen nodig in de periode tot 2030 (in rood weergegeven), zoals gezegd hebben de netbeheerders hier al volop plannen voor. Voor de periode tussen 2030 en 2050 moeten er in ieder geval ook oplossingen gevonden worden voor de robuuste capaciteitsknelpunten die in alle scenario's optreden (in oranje weergegeven). Richting 2050 is voor bijna alle stations en ook voor verschillende verbindingen een oplossing nodig. Lagere netniveaus (laagspanning, middenspanning) zijn niet

weergegeven in de figuur, maar ook daar ligt een grote opgave. Dit betekent dat bijna het volledige elektriciteitssysteem op de schop moet.

Bij het gastransportnet is er richting 2050 in sommige scenario's bij één waterstoftracé een capaciteitsknelpunt waar een oplossing voor nodig is. Daarnaast moeten aardgasleidingen omgebouwd worden naar waterstofleidingen. Dit geldt ook voor de gasdistributienetten wanneer buurten overgaan van aardgas naar waterstof. Deze netten zijn niet opgenomen in deze figuur.

Warmtenetten zijn ook niet weergegeven in dit figuur. Daarvoor geldt dat op lokaal niveau nieuwe netten aangelegd moeten worden indien een buurt overgaat van aardgas naar warmte. Ook zijn dan nieuwe (duurzame) warmtebronnen nodig.

Figuur 40 - Voorziene knelpunten in de energie-infrastructuur en op welke termijn oplossingen nodig zijn



Opmerking: Warmtenetten en gasdistributienetten zijn niet weergegeven. Station Dodewaard in Gelderland is weergegeven vanwege haar belang voor het zuidoostelijke deel van de provincie Utrecht.

7 Oplossingen voor de verwachte capaciteitsknelpunten

In dit hoofdstuk gaan we verder in op mogelijke oplossingen voor de capaciteitsknelpunten die kunnen ontstaan in de energie-infrastructuur. Omdat de meeste verwachte knelpunten zich voordoen op het elektriciteitsnet, hebben de meeste oplossingen ook betrekking op het elektriciteitsnet. We beschrijven in dit hoofdstuk eerst een aantal generieke maatregelen en illustreren dit met voorbeelden uit deze systeemstudie. Een deel van deze oplossingen, de flexibiliteitsmiddelen, zijn al meegenomen in de doorrekeningen die in het vorige hoofdstuk zijn gepresenteerd. Ten slotte bekijken we welke oplossingen het meest geschikt zijn specifiek bij de knelpunten die naar voren zijn gekomen in deze systeemstudie voor Utrecht. Na deze generieke en specifieke oplossingen gaan we op mogelijke belemmeringen. Tot slot behandelen we de oplossingsrichtingen in tijdperspectief.

Voor de goede orde herhalen we dat wat we hier ‘knelpunten’ noemen, de effecten zijn van de energieaanbod en -vraag van de scenario’s voor 2030 en 2050 op de referentiesituatie. De referentiesituatie is hierbij de *huidige* netwerken inclusief investeringen waarvan de investeringsbeslissing als genomen is. We noemen iets een knelpunt als de belasting op een punt in het netwerk groter is dan 100% van de maximale belastbaarheid in de referentiesituatie.

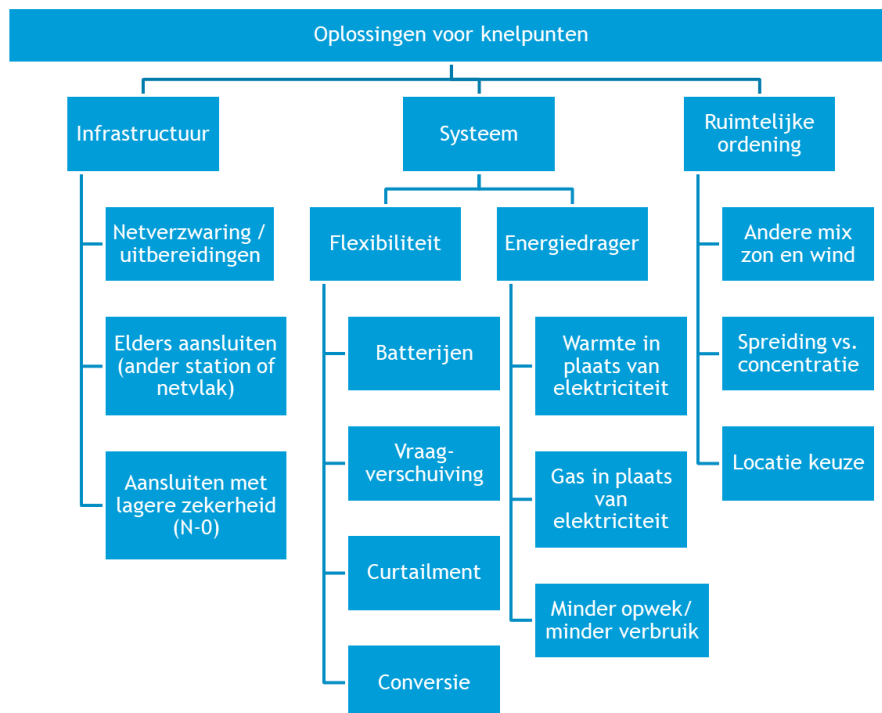
7.1 Generieke oplossingsrichtingen

Er zijn verschillende oplossingsrichtingen te bedenken voor de voorziene capaciteitsknelpunten. Grofweg zijn er drie mogelijke oplossingsrichtingen:

1. Aanpassingen in de infrastructuur.
2. Aanpassingen in het energiesysteem.
3. Aanpassingen in de ruimtelijke plannen van de energievoorziening.

Binnen elk van deze hoofdcategorieën zijn verschillende soorten generieke oplossingen mogelijk. Figuur 41 geeft dit schematisch weer. We zullen in de rest van deze paragraaf de verschillende oplossingen bespreken.

Figuur 41 - Oplossingsrichtingen voor capaciteitsknelpunten in de energie-infrastructuur



7.1.1 Infrastructuur

Zoals Figuur 41 toont zijn er grofweg drie categorieën van infrastructurele ingrepen om capaciteitsknelpunten op te lossen. We bespreken hieronder elk van de drie categorieën.

Netverzwaring en netuitbreidingen

De gangbare oplossing voor capaciteitstekorten in het energiesysteem is investeren in verzwaring (uitbreiding) van de infrastructuur. Dit geldt voor alle infrastructuren. De netbeheerder die eigenaar is van het betreffende onderdeel van het netwerk, is verantwoordelijk voor het net en voor de benodigde investeringen. Voor de gereguleerde netten (gas en elektriciteit) geldt dat de netbeheerders eens in de twee jaar aan de toezichthouder, de Autoriteit Consument & Markt (ACM), een *Investeringsplan* afgeven. De netbeheerders inventariseren in het *Investeringsplan* de knelpunten en oplossingsrichtingen voorzien voor de komende tien jaar en geven in hun investeringsplannen welke vervanging en uitbreiding van hun netten zij voorzien in de komende drie jaar.

Loadpockets hoogspanningsnet

Voor het oplossen van knelpunten op het elektriciteitsnet is nieuwe netten aanleggen of netten verzwaren niet de enige oplossing. Soms kunnen knelpunten ook opgelost worden door een nieuwe inrichting van het net. In de toekomst verwacht TenneT veel problemen op de regionale hoogspanningsnetten door sterke groei van hernieuwbare opwek en elektrificatie, zo ook in Utrecht (zie knelpunten HS-net 2030 in Paragraaf 6.2). Deze netten zijn in de loop van de jaren steeds verder gegroeid en vermaasd (onderling verbonden) waardoor energie op dit netvlak over lange afstanden getransporteerd wordt.

er op het middenspanningsnet geen ruimte meer is, maar op het hoogspanningsnet nog wel²⁰. Dit zal in de praktijk met name gebeuren bij grote wind- of zonneparken.

De effecten van het direct aansluiten van grote windparken op het hoogspanningsnet is onderzocht in het scenario Nationale Sturing. In dit scenario hebben we onderzocht wat het effect is van het geaggregeerd aansluiten (~100 MW) van windenergie op het transformatorstation Driebergen en transformatorstation Oudenrijn. Doordat dit vermogen aan windturbines direct aangesloten wordt op het hoogspanningsnet is de belasting op lagere netvlakken een stuk lager. De grootste pieken in de belasting op deze stations worden echter veroorzaakt door de vraag naar elektriciteit, wat betekent dat een verlaging van de piek door productie niet ervoor zorgt dat minder uitbreidingen nodig zijn. Indien er geen flexibiliteitsmiddelen gerealiseerd worden, kan dit wel impact hebben, aangezien dan wel de piek veroorzaakt door de productie dominant is.

Momenteel is het grotendeels wettelijk bepaald welke vermogens op welke netvlakken aangesloten worden. Dit betekent dat aanpassing van de wetgeving noodzakelijk is om dit mogelijk te maken.

Aansluiten met lagere zekerheid (N-0)

Netbeheerders moeten zorgen voor voldoende zekerheid voor het transport, 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 reservecapaciteit hebben. Een alternatief voor netverzwaring in het geval van elektriciteitsnetten kan zijn om elektriciteitsproductie-installaties, zoals zon-pv en windenergie, aan te sluiten met lagere zekerheid. Een zogenaamde 'N-0'-aansluiting. Hierdoor kan meer vermogen aangesloten worden op dezelfde infrastructuur.

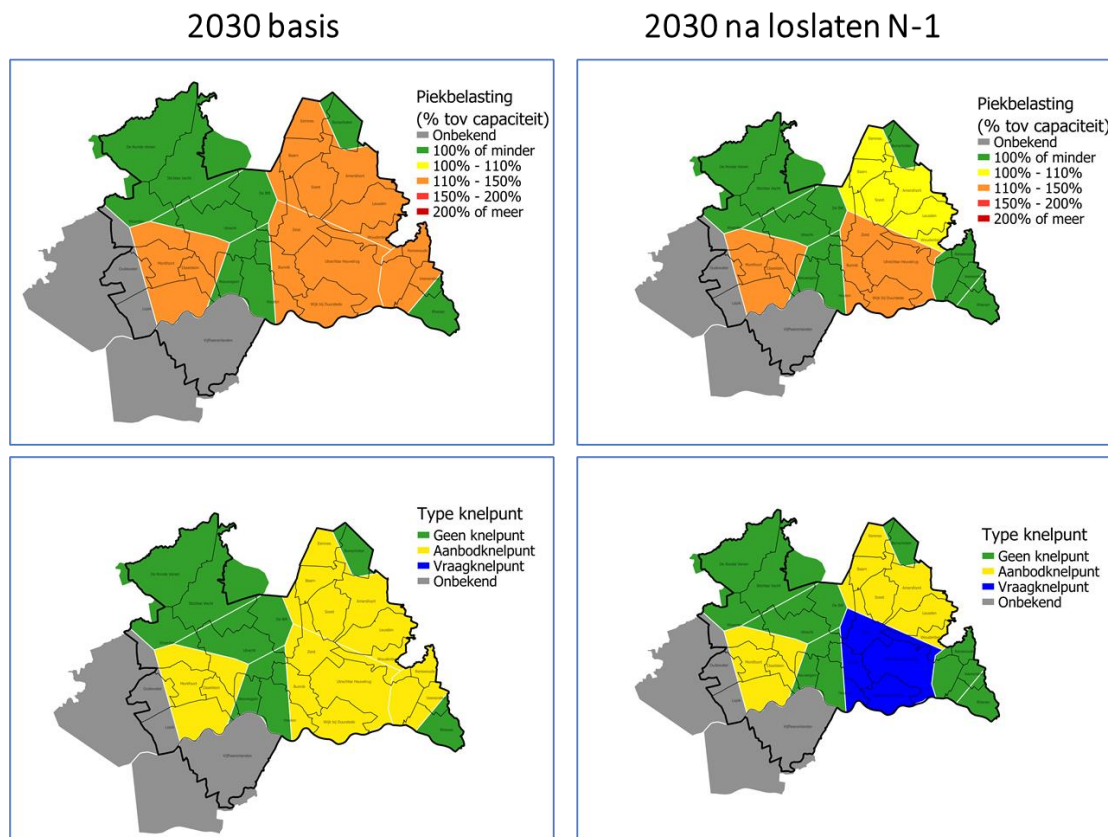
Dit is een mogelijke oplossing bij aanbodkelpunten (veroorzaakt door opwek) waar sprake is van lichte overschrijdingen van de beschikbare capaciteit. De consequentie is dat het aanbod niet altijd kan worden gedistribueerd/getransporteerd door het net als er storingen zijn of onderhoud gepleegd wordt, dat kan de businesscase van de producent negatief beïnvloeden.

Figuur 43 geeft de effecten weer van het loslaten van de N-1-norm bij hernieuwbare productie in het 2030-scenario. Hiermee is er bij één station (Veenendaal 't Goeie Spoor) geen uitbreiding van het station meer nodig. Bij drie andere stations (Soest 2, Oudenrijn en Driebergen) is de overbelasting op het station minder groot waardoor mogelijk minder extra transformatoren nodig zijn.

Voor de voorziene knelpunten in de 2050-scenario's heeft het loslaten van de N-1-norm bij hernieuwbare productie geen invloed op de piekbelasting op de stations. Dit komt omdat de toename van de vraag de primaire reden is voor de toename van de piekbelasting op de stations en het loslaten van de N-1-norm bij hernieuwbare productie geen impact heeft op de vraag.

²⁰ Op dit moment is er geen ruimte meer op het hoogspanningsnet in Utrecht. Daarom is dit tot 2030 geen oplossing, maar mogelijk wel voor de periode 2030-2050.

Figuur 43 - Effecten loslaten N-1 bij productie op belasting koppelpunten in 2030



Toelichting: De figuur geeft de resultaten voor de belasting op de koppelpunten zonder (links) en met loslaten van de N-1-norm voor productie (rechts) voor 2030. De bovenste figuren geven de piekbelasting op de koppelpunten (als % van de capaciteit). Het loslaten van N-1 vermindert de piekbelasting en zorgt dat er bij één station geen netverzwaring meer nodig is. De onderste figuren geven aan of de piekbelasting door vraag of aanbod veroorzaakt wordt. Door het loslaten van N-1 vermindert de belasting door aanbod, hierdoor verschuift bij één station de oorzaak van de piekbelasting van aanbod naar vraag.

De netbeheerders zijn momenteel wettelijk verplicht om aangeslotenen ‘N-1’-zekerheid te bieden. Dit betekent dat verandering van de landelijke wetgeving noodzakelijk is om dit mogelijk te maken.

7.1.2 Systeem

Er zijn grofweg twee soorten ingrepen op het vlak van het energiesysteem om capaciteitsknelpunten op te lossen. Zoals Figuur 41 toont gaat het om maatregelen op het gebied van flexibiliteit of op het gebied van de energiedrager. We bespreken hieronder deze twee categorieën. Het energieverbruik verminderen (energiebesparing) of minder opwek realiseren zijn twee vanzelfsprekende oplossingen die niet verder aan bod komen.

Flexibiliteitsmiddelen

Flexibiliteit is een paraplueterm die betrekking heeft op alle vormen waarbij met name elektriciteitsgebruik en -aanbod in de tijd verschoven kan worden of waarbij conversie tussen energiedragers plaatsvindt. Daarnaast kunnen producenten kiezen om op sommige

momenten minder energie te leveren. Flexibiliteitsmiddelen kunnen de mismatch tussen energievraag en -aanbod in plaats en tijd opvangen. Dat noemen we netbalancing. Daarnaast kunnen flexibiliteitsmiddelen ingezet worden om netcongestie te voorkomen.

Flexibiliteitsmiddelen zijn onder de huidige (Europese en Nederlandse) regelgeving een marktactiviteit. Er bestaan markten, of deze zijn in ontwikkeling, waar de vraag naar flexibiliteit vanuit netbeheerders en het aanbod ervan door marktpartijen elkaar kunnen vinden: voor de systeembalans zijn er verschillende markten van TenneT en voor congestie-management hebben de netbeheerders het biedingsplatform GOPACS ontwikkeld.

In deze systeemstudie zijn de scenario's voor vraag en aanbod van energie aangevuld met flexibiliteitsmiddelen en enkele aannames over hun inzet, om zo de potentie van flexibiliteitsmiddelen in beeld te krijgen. Daar is in Paragraaf 4.4 al kort op ingegaan. De flexibiliteit is gericht op de nationale netbalans, maar heeft ook impact op netcongestie. Voor de inzet van de flexibiliteitsmiddelen sluiten we aan bij de integrale infrastructuur I13050 (Netbeheer Nederland, 2021).

We nemen de volgende flexibiliteitsmiddelen mee:

- **Slimladen.** Veel mensen starten op hetzelfde moment met het opladen van hun auto (na werk, tussen 5 en 7). Dit levert een flinke piek in de elektriciteitsvraag op, met een navenant effect op de belasting van het elektriciteitsnet. De meeste gebruikers hebben hun auto pas de volgende ochtend nodig. Dit betekent dat je een deel van de auto's ook later of gelijkmatiger kan opladen om zo de piekvraag te verlagen. Dit noemen we slimladen.
- **Overplanting.** Zonnepanelen leveren slechts een klein gedeelte van het jaar hun maximale vermogen. Dit betekent dat het niet efficiënt is om alle elektriciteit die je produceert op het net te leveren, aangezien je dan een deel van je aansluiting bijna nooit gebruikt. Daarom is het steeds gebruikelijker om een aansluiting aan te vragen met een kleiner vermogen dan het piekvermogen van je zonnepanelen²¹. Dit noemen we overplanting. Doordat zonnepanelen maar een klein gedeelte van het jaar hun maximale vermogen halen verlies je hiermee maar een klein gedeelte van je energie. In de doorrekeningen gaan we uit van een aansluiting van 67% ten opzichte van het vermogen van de zonnepanelen. Dan verlies je ongeveer 4% van de opgewekte energie (eigen berekening).
- **Curtailement.** Ook met overplanting heb je in de toekomst momenten met grote overschotten van elektriciteit. Voor de grootste overschotten, die maar een paar keer per jaar voorkomen, is het niet rendabel om batterijen of elektrolyzers neer te zetten. In die gevallen is het voordeliger om de productie van zonnepanelen en windturbines terug te regelen. Dat heet curtailement. Bij netcongestie kunnen producenten hiervoor een vergoeding krijgen van netbeheerders, bijvoorbeeld via biedingsplatform GOPACS. In de doorrekening gaan we uit van curtailement van 5% van het volume aan overschotten van elektriciteit. Hiermee kan de piekbelasting met 40% verlaagd worden (bovenop overplanting). Hierdoor ligt de totale reductie van de piek van productie van zon-pv 60% lager met overplanting en curtailement, terwijl je maar een klein gedeelte van je elektriciteit verliest (Netbeheer Nederland, 2021).

²¹ In november 2020 is een convenant gesloten tussen branchevereniging Holland Solar en Netbeheer Nederland om grote zon-pv-aansluitingen in de toekomst op 70% van het piekvermogen aan te sluiten.

- **Systeembatterijen.** Batterijen kunnen gebruikt worden om kortetermijnonbalans tussen vraag en aanbod op te vangen, op een tijdschaal van enkele uren. In de doorrekening van de netbeheerders worden deze systeembatterijen bij koppelpunten tussen het middenspanningsnet en het regionale hoogspanningsnet geplaatst. De systeembatterijen worden zo gedimensioneerd dat ze de onbalans op de tijdschaal van enkele uren op de koppelpunten kunnen opvangen.
- **Elektrolyzers.** Elektrolyzers (of Power-to-H₂) maken waterstof uit elektriciteit en water. Ze kunnen gebruikt worden om overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof. In de doorrekening van de netbeheerders worden elektrolyzers dichtbij productie-locaties geplaatst en gedimensioneerd op basis van de aanwezige overschotten.
- **Regelbare centrales.** Regelbare elektriciteitscentrales zijn nodig om in de elektriciteitsvraag te voorzien op momenten dat er weinig wind en zon is. Gascentrales zijn hiervan een voorbeeld. In de toekomst zullen nog steeds grote vermogens aan regelbare centrales nodig om de leveringszekerheid te garanderen. Deze centrales zullen wel een stuk minder draaiuren maken dan nu en duurzame gassen als groengas of waterstof gebruiken in plaats van aardgas. In de doorrekening zijn grote regelbare centrales meegenomen op de locaties waar nu de Lage Weide- en de Merwedekanaal-centrale staan. Daarnaast zijn kleinschalige piekcentrales meegenomen die verspreid over de provincie staan.

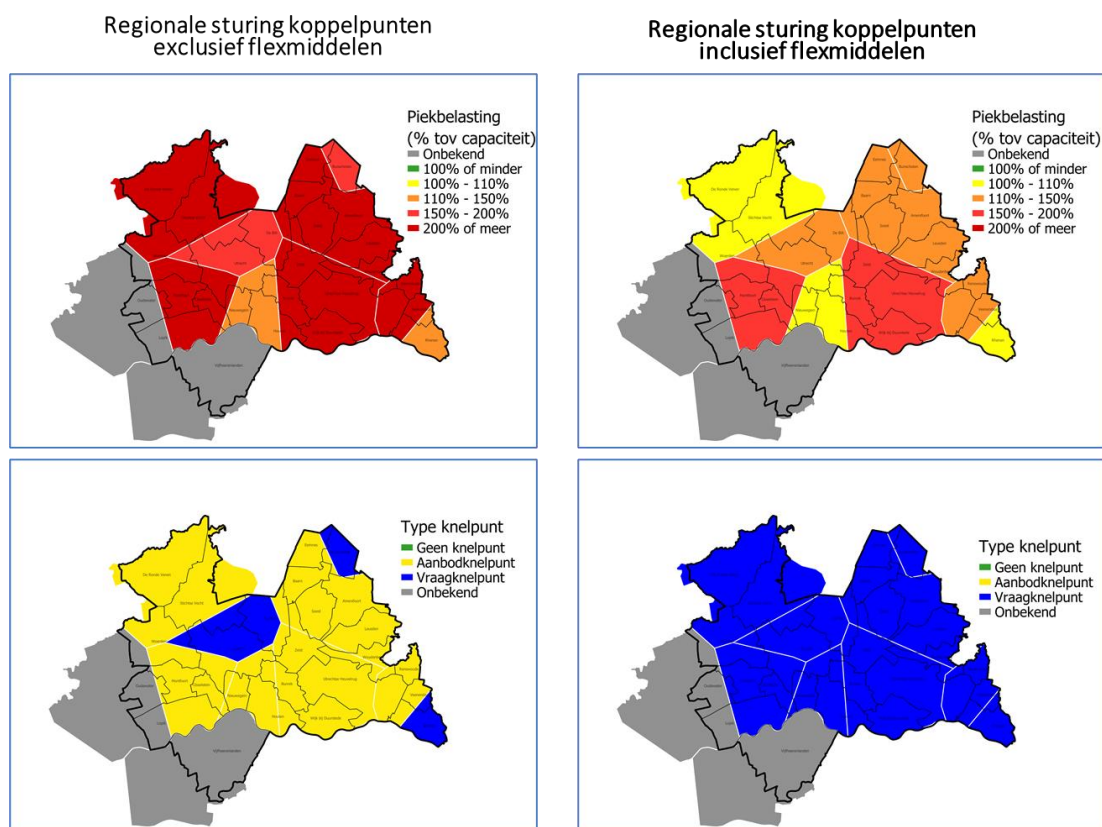
In de berekeningen zijn flexibiliteitsmiddelen zo optimaal mogelijk ingezet vanuit het energiesysteem perspectief. Aangezien de flexibiliteitsmiddelen in handen zijn van commerciële partijen is er geen garantie dat de flexibiliteitsmiddelen ook daadwerkelijk zo ingezet worden. De juiste marktmechanismen en prijssignalen zijn nodig om ervoor te zorgen dat dit wel gebeurt.

In de doorrekening van de netten van Stedin is zowel de situatie met flexibiliteitsmiddelen als zonder flexibiliteitsmiddelen doorgerekend²². Zo kunnen we de impact van de flexibiliteitsmiddelen inschatten. Uit de analyse volgt dat flexibiliteitsmiddelen vooral de piekbelasting van productie op het elektriciteitsnet verminderen. Dit komt doordat de pieken van de productie door middel van overplanting, curtailment, systeembatterijen en elektrolyzers flink verminderd worden. De inzet van flexibiliteitsmiddelen heeft een stuk minder impact op de piekbelasting op het elektriciteitsnet door vraag. Dit komt omdat de vraag een stuk lastiger met flexibiliteitsmiddelen te sturen is en doordat de vraag veel constanter is gedurende het jaar. Batterijen en slimladers van elektrische voertuigen zijn de enige flexibiliteitsmiddelen die zorgen voor een reductie van de vraagpiek.

Figuur 44 geeft een overzicht van de effecten van flexibiliteitsmiddelen op de belasting van koppelpunten in het scenario Regionale Sturing. Zonder flexibiliteitsmiddelen vinden er zeer zware capaciteitsoverschrijdingen plaats door de pieken van de opwek. Deze opwekkelpunten worden opgelost door de inzet van flexibiliteitsmiddelen. Toch is er nog steeds netverzwarend nodig omdat door de toename van de elektriciteitsvraag de capaciteit van het onderstation alsnog overschreden wordt. Dit betekent dat er ook met de inzet van flexibiliteitsmiddelen netverzwarend nodig is. Wel zijn de overschrijdingen een stuk minder ernstig dan zonder flexibiliteitsmiddelen, waardoor minder extra infrastructuur nodig is. Hetzelfde beeld is van toepassing op de andere 2050-scenario's (zie Bijlage C).

²² Hierbij moet worden opgemerkt worden dat een energiesysteem zonder flexibiliteitsmiddelen eigenlijk niet kan functioneren, aangezien de netbalans dan niet gehandhaafd wordt. Dit is dus een hypothetische casus om de effecten van flexibiliteitsmiddelen op netcongestie te illustreren.

Figuur 44 - Effecten van flexibiliteitsmiddelen op de belasting van koppelpunten met het regionale hoogspanningsnet, 2050-scenario Regionale Sturing



Toelichting: De figuur geeft de resultaten voor de belasting op de koppelpunten zonder (links) en met flexibiliteitsmiddelen (rechts) voor het scenario Regionale Sturing. De bovenste figuren geven de piekbelasting op de koppelpunten (als % van de capaciteit). Het inzetten van flexibiliteitsmiddelen vermindert de piekbelasting aanzienlijk, maar lost geen knelpunten op (het blijft boven de 100% belasting). De onderste figuren geven aan of de piekbelasting door vraag of aanbod veroorzaakt wordt. Zonder flexibiliteit wordt de piekbelasting vooral veroorzaakt door aanbod. Door flexibiliteit wordt de piekbelasting door aanbod flink gereduceerd waardoor de hoogste belasting door vraag wordt veroorzaakt.

Aan de vraag voldoen met een andere energiedrager

De energievraag hoeft niet altijd met dezelfde energiedrager 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 warmtenet, of door elektrische mobiliteit of transport op te lossen met een brandstofcel op waterstof.

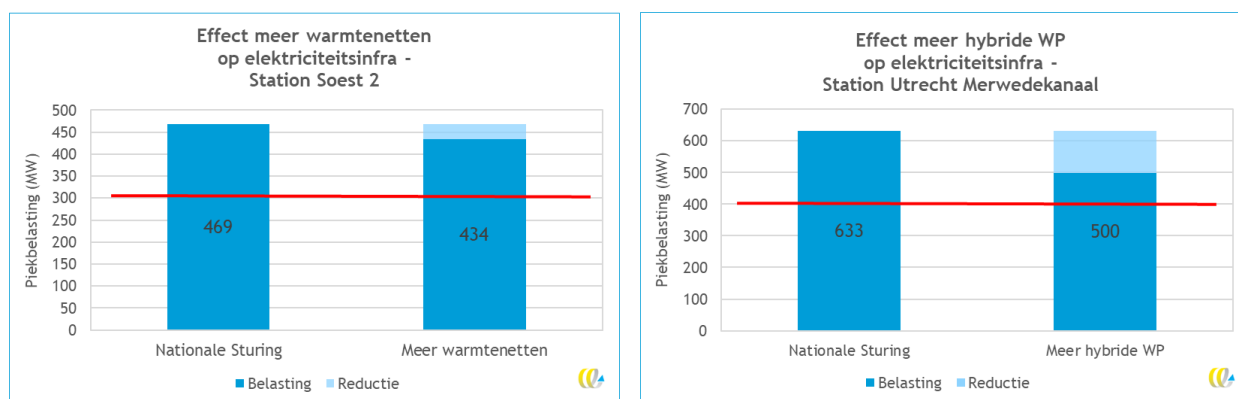
De effecten van het invullen vraag met andere energiedragers zijn in deze systeemstudie onderzocht door gebruik te maken van verschillende 2050-scenario's. Door te kijken naar verschillen tussen de scenario's kan het effect van bepaalde systeemkeuzes op de energie-infrastructuur inzichtelijk gemaakt worden.

Eén van de belangrijkste oorzaken van knelpunten op de elektriciteitsnetten is het gebruik van elektrische warmtepompen in de gebouwde omgeving. Door het gebruik van meer warmtenetten of meer hybride warmtepompen (die voor de piekvraag methaan of waterstof

gebruiken) kan de belasting op het elektriciteitsnet verlaagd worden. De volgende figuur illustreert het effect van meer warmtenetten in Amersfoort (transformatorstation Soest 2) en meer hybride warmtepompen in Utrecht (transformatorstation Utrecht Merwedekanaal) in het scenario met het meeste full-electric-warmtepompen (Nationale Sturing). Op deze stations vinden in dit scenario forse capaciteitskneloverschrijdingen plaats.

De grafieken laten zien dat de belasting op de transformatorstations verminderd kan worden door het gebruik van andere warmtetechnieken waardoor mogelijk minder nieuwe netinvesteringen nodig zijn. De capaciteitsoverschrijding op deze stations is echter wel zo hoog dat alsnog netverzwaring noodzakelijk is.

Figuur 45 - Illustratie effecten gebruik andere warmtetechnieken op elektriciteitsinfra

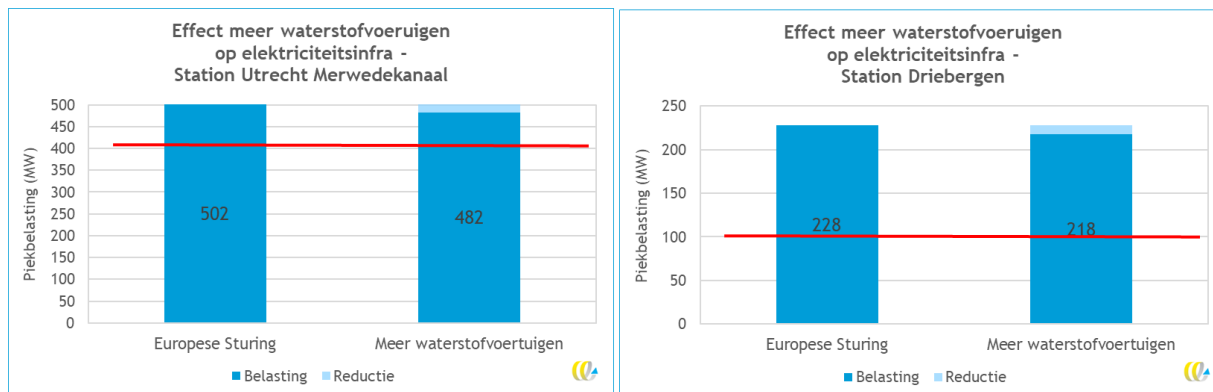


Toelichting: Deze figuren geven de effecten van meer warmtenetten en meer hybride warmtepompen belasting op de koppelpunten Soest 2 en Utrecht Merwedekanaal weer. De linker kolom geeft de belasting met veel full-electric-warmtepompen, de rechter kolom geeft de belasting als je een deel daarvan vervangt door warmtenetten of hybride warmtepompen. De rode lijn geeft de capaciteit van het station aan. Dit betekent dat het gebruik van andere warmtetechnieken de belasting op het station wel verlaagt, maar dat alsnog netverzwaring nodig is.

Naast het gebruik van warmtepompen zorgt ook het laden van elektrische voertuigen tot een forse toename van de belasting op het elektriciteitsnet. Het gebruik van meer waterstofvoertuigen met brandstofcellen in plaats van elektrische voertuigen kan daarom de belasting op het elektriciteitsnet verminderen. Overigens is het voor een regio makkelijker om te sturen op de warmtevoorziening in een buurt, dan op het type voertuigen. Of in 2050 voornamelijk elektrische auto's of waterstofauto's rijden hangt sterk af van de internationale context, aangezien voertuigen niet plaatsgebonden zijn.

Figuur 46 geeft de effecten van meer waterstofvoertuigen op de belasting op de stations Utrecht Merwedekanaal (stedelijke omgeving met veel thuisladen) en station Driebergen (veel snelwegen met snellaadstations) weer in het scenario Europese Sturing. Meer waterstofvoertuigen zorgt zoals verwacht voor een reductie van de belasting op deze stations, maar dit effect is beperkt. Dat komt doordat de belasting op deze stations (en ook op andere stations) voornamelijk veroorzaakt wordt door de gebouwde omgeving.

Figuur 46 - Illustratie effecten meer waterstofvoertuigen op elektriciteitsinfra



Toelichting: Deze figuren geven de effecten van meer warmtenetten en meer waterstofvoertuigen op de koppelpunten Utrecht Merwedekanaal (stedelijke omgeving) en Driebergen (veel snelwegen). De linker kolom geeft de belasting met veel elektrische voertuigen, de rechter kolom geeft de belasting als je een deel daarvan vervangt door waterstofvoertuigen. De rode lijn geeft de capaciteit van het station aan. Dit betekent dat meer waterstofvoertuigen de belasting op het station wel verlaagt, maar dat alsnog netverzwaring nodig is.

Het invullen van de vraag met andere energiedragers kan de belasting op het elektriciteitsnet dus verlichten. Maar uit de doorrekeningen van de infrastructuur volgt dat in alle scenario's veel uitbreidingen nodig zijn door toename van de elektriciteitsvraag. Dit betekent dat het invullen van de energievraag met andere energiedragers niet kan voorkomen dat er forse uitbreidingen nodig zijn op de elektriciteitsinfrastructuur, maar dat dit er wel voor kan zorgen dat er minder uitbreidingen nodig zijn.

7.1.3 Oplossingen vanuit de ruimtelijke ordening

De laatste categorie oplossingsrichtingen voor capaciteitsknelpunten in Figuur 41 hebben betrekking op ingrepen in de ruimtelijke ordening.

Knelpunten komen voort uit ontwikkelingen in vraag of aanbod waardoor een (te) grote transportvraag ontstaat. Door de ontwikkelingen op een andere locatie te realiseren, kan de noodzaak voor netverzwaring weggenomen worden.

In het licht van de uitdagingen van de energietransitie dienen overwegingen over de energie-infrastructuur een rol te krijgen in de besluitvorming van ruimtelijke ordening. Hierin is onder meer een rol weggelegd voor de RES-regio's, bijvoorbeeld door de zoekgebieden voor wind- en zonneparken te laten aansluiten bij bestaande netcapaciteit en door het transport te minimaliseren door het combineren van de energievraag en het aanbod.

Daarbij kan ook een goede mix tussen verschillende productiemiddelen helpen voor minder gelijktijdige piekbelasting. Zo leveren 100 MW aan zonneparken gelijktijdig een productiepiek als de intensiteit van de zon hoog is. Dat geldt ook voor 100 MW aan windturbines als het hard waait. Als de 100 MW bestaat uit een combinatie van beiden, levert dit minder gelijktijdige belasting op, omdat het niet zo vaak voorkomt dat zowel de zon volop schijnt en het tegelijkertijd hard waait. Het bijkomende voordeel voor het energiesysteem is dat de hernieuwbare productie minder seizoensgebonden is en gelijkmatiger over het jaar verdeeld is. Omdat de productie van zonneparken en windmolens grotendeels ongelijktijdig is, kunnen zonneparken en windmolens ook samen aangesloten worden op één aansluiting. Die aansluiting kan dan een stuk kleiner zijn dan het gezamenlijke opgestelde vermogen van de twee. Dit heet 'cable pooling'.

De huidige plannen van de RES-regio's zorgen ervoor dat er netverzwaring nodig is op de koppelpunten bij de Utrechtse Heuvelrug (station Driebergen), bij Amersfoort (station Soest 2), bij Veenendaal (station Veenendaal 't Goeie Spoor) en in zuidwest Utrecht (station Oudenrijn). Op andere stations is nog ruimte. Dit betekent dat netverzwaring voorkomen zou kunnen worden als de wind- en zonneparken slimmer geplaatst worden vanuit net-perspectief. Het is echter de vraag of dit ook vanuit ruimtelijk perspectief haalbaar is, aangezien er vooral in de stad Utrecht veel ruimte is op stations voor extra opwek terwijl de fysieke ruimte daar zeer beperkt is. Desalniettemin is het verstandig om rekening te houden met de beschikbare capaciteit op stations bij de plaatsing van nieuwe wind- en zonneparken.

Bij de stations Oudenrijn en Driebergen is dit niet het geval. Daar is sowieso netverzwaring nodig aangezien daar ook knelpunten optreden door toename van de vraag.

7.2 Specifieke oplossingen bij de gevonden knelpunten

Elektriciteitsnet

Veel van de knelpunten die voorzien worden in deze studie, hebben de netbeheerders al in het vizier. Met name richting 2030 worden veel van de knelpunten op het elektriciteitsnet uit deze studie ook al voorzien in de investeringsplannen van de netbeheerders en wordt hier dus reeds actie op ondernomen in de vorm van netverzwaring en -uitbreiding. De netbeheerders kijken uiteraard ook vooruit en anticiperen graag met investeringen op voorziene knelpunten in 2050. In Tabel 12 wordt toegelicht om welke knelpunten en oplossingen dit gaat.

Voor het **regionale hoogspanningsnet** denkt TenneT aan loadpockets. Zoals in de vorige paragraaf besproken, maken die het mogelijk om de regionale hoogspanningsnetten (150 kV-infrastructuur) in te delen in kleinere netten achter nieuw te bouwen koppelpunten met het landelijk hoogspanningsnet (380 kV-stations). Daarmee kan het regionale hoogspanningsnet worden ontlast. Ook wordt er netverzwaring voorgesteld op een aantal componenten van het net. De oplossingsrichtingen voor deze componenten worden beschreven in Tabel 10 en Tabel 11.

Tabel 10 - Oplossingen voorzien door TenneT voor de knelpunten op de verbindingen van het regionale hoogspanningsnet

Verbinding	Robuust knelpunt?	Oplossingsrichting
Utrecht - Lage Weide - Oudenrijn - Nieuwegein	Ja	150 kV-infrastructuur opwaarderen
Soest - Bunschoten - Zeewolde	Nee	150 kV-infrastructuur opwaarderen
Utrecht Lage Weide - Breukelen Kortrijk	Nee	150 kV-infrastructuur opwaarderen

Tabel 11 - Oplossingen voorzien door TenneT voor de knelpunten op de koppelpunten van het regionale met het landelijke hoogspanningsnet (380/150 kV-transformatoren)

Koppelstation	Robuust knelpunt?	Oplossingsrichting
Breukelen Kortrijk	Nee	150 kV-infrastructuur opwaarderen (om loadpockets mogelijk te maken)
Dodewaard (in Gelderland)	Ja	150 kV-infrastructuur opwaarderen (om loadpockets mogelijk te maken)

De transformator Breukelen Kortrijk kan mogelijk ook ontlast worden door de conversie van duurzaam opgewekte elektriciteit naar waterstof. Daarbij is het wel de randvoorwaarde dat er vraag naar waterstof is vanuit de provincie of het achterland en dat de benodigde waterstofinfrastructuur hiervoor (tijdig) aanwezig is. Voor Utrecht is uitbereiding van station Dodewaard in Gelderland nodig. Dit maakt heel concreet duidelijk dat de infrastructuur niet ophoudt bij de provinciegrenzen en dat Utrecht ook afhankelijk is van ontwikkelingen in andere provincies.

Stedin is in de provincie Utrecht bezig met een groot aantal masterplannen om de elektriciteitsinfrastructuur klaar te maken voor de grote toename in de netbelasting de komende decennia. De voorziene knelpunten op de koppelpunten met het regionale hoogspanningsnet in Oudenrijn, Utrecht Lage Weide en Driebergen komen ook voor in de interne doorrekeningen van Stedin; deze staan dus al op de radar in de investeringsplannen. Tabel 12 geeft een overzicht van de investeringen die reeds voorzien zijn in de masterplannen van Stedin; deze investeringen lossen ook de meeste voorziene knelpunten in deze studie op.

Tabel 12 - Specifieke oplossingen voorzien door Stedin voor koppelpunten met het hoogspanningsnet

Koppelpunt met voorzien capaciteitstekort	Oplossing	Voorzien in Masterplannen?
Oudenrijn	1. Upgrade naar 300 MVA 2. Aansluiten op N-1-veilig kan aanbodzijde ontlasten	Ja
Bunschoten	Upgrade naar 100 MVA	Ja
Veenendaal 1	Upgrade naar 180 MVA	Nee
Veenendaal 2	Upgrade naar 65 MVA	Ja
Driebergen	1. Verhoging naar 300 MVA al in gang gezet 2. Tweede 150 kV-station bijbouwen	Ja
Soest 2	Extra stations: 1. Amersfoort Noord 2. Baarn 150 kV	Ja
Breukelen	Capaciteitsuitbreiding	Nee
Nieuwegein	Ter oostelijke zijde mogelijk nieuw 150 kV-station voorzien	Nee
Utrecht Lage Weide	Extra bij te bouwen 150 kV-station	Ja

Veel van de capaciteitsproblematiek op de **distributienetten** van Stedin (de TS/MS-koppelstations) staat ook al op de radar bij Stedin. Veel knelpunten kunnen voor 2030 al opgelost zijn. De meesten zijn al opgenomen in de investeringsplannen van Stedin, zie Tabel 13. Uit de doorrekening in deze studie kwamen echter ook knelpunten naar voren die niet eerder voorzien werden in interne doorrekeningen van Stedin. Voor deze studie is een andere modellering aangehouden ten opzichte van de interne Stedin-studies. Door de automatische aanwijzing van buurten naar stations wordt veel grootschalige opwek anders aangesloten op stations dan hoe Stedin dat in werkelijkheid zou doen. Hierdoor lijken de knelpunten op het laagste niveau vrij groot maar zouden deze mogelijk voorkomen kunnen worden door de opwek anders aan te sluiten, waarbij de capaciteit van de koppelpunten optimaler benut wordt.

Tabel 13 - Specifieke oplossingen voorzien door Stedin voor koppelpunten met het tussenspanningsnet

Koppelpunt met voorzien capaciteitstekort	Oplossing	Voorzien in Masterplannen?
Amersfoort 2	1. Nieuw station Amersfoort noord, 2. Deels belasting naar Amersfoort Zuid en Amersfoort 1	Ja
Amersfoort 3	Nieuw station Amersfoort Zuid	Ja
Amersfoort 4	Station Soest 2 vergroten	Nee, ook niet haalbaar voor 2030
Amersfoort 5	Nieuw station Amersfoort noord nogmaals uitbreiden	Nee, ook niet haalbaar voor 2030
Baarn	Omgeving Soest/Baarn	Ja
Bilthoven	1. Velden zijn beschikbaar maar verouderd en moeten worden vervangen (voorzien in 2024) 2. Transformatoren verzwaren	Ja
Houten	Aansluiten op nieuw 50/21 kV-station Houten-Oost	Ja
Jutphaas	1. Verzwaring transformatoren (voorzien in 2026) 2. Aansluiten op Vreeswijk of HVS Nieuwegein	Ja
Leusden	Nieuw station in Amersfoort Zuid	Ja
Montfoort	1. Vervanging 10 kV-installatie, transformatoren en velden uitbreiden 2. Deel opwek aansluiten op Oudenrijk (waarschijnlijk 50 kV)	Ja
Oudenrijk 10 kV	Vervanging 10 kV-installaties, 3de transformator en velden uitbreiden. De 3de transformator is afhankelijk van TenneT (kritische planning).	Ja

Na 2030 kijkt Stedin met name door het maken van masterplannen vooruit om mogelijke capaciteitsproblematiek in een vroeg stadium te zien en hiervoor geschikte oplossingen te bieden. Voor de knelpunten die na 2030 resteren zijn nu nog geen concrete voorstellen.

Gas- en warmtenetten

Deze netten zijn niet doorgerekend. Daardoor zijn er geen specifieke knelpunten geïdentificeerd. Voor deze netten zijn dus de generieke oplossingsrichtingen van toepassing. De uitzondering hierop vormt het capaciteitsknelpunt bij de waterstofhoofdtransportleiding richting de elektriciteitscentrales Lage Weide en Merwedekanaal. Hiervoor hebben we in het vorige hoofdstuk al aangestipt dat er de transportcapaciteit uitgebreid moet worden door middel van nieuwe of grotere buisleiding.

7.3 Inventarisatie van belemmeringen

Oplossingsrichtingen kennen op hun beurt weer belemmeringen om ze te kunnen realiseren. In deze paragraaf inventariseren we de generieke belemmeringen. Een aantal specifieke belemmeringen zijn al eerder benoemd in dit hoofdstuk: opwek aansluiten met een lagere zekerheid is op dit moment wettelijk nog niet mogelijk, de markt voor flexibiliteit moet nog ontwikkeld worden en het is grotendeels wettelijk vastgelegd op welk netvlak bepaalde vermogens moeten worden aangesloten, daardoor is hiervan afwijken beperkt mogelijk.

- **Geen fysieke ruimte of milieuruimte beschikbaar:**
Netaanleg of netverzwaring (of een andere oplossing vanuit een andere energie-infrastructuur) is soms niet mogelijk wegens het ontbreken van fysieke ruimte of milieuruimte. Dat geldt zowel voor de bovengrond als de ondergrond. 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. In Hoofdstuk 8 gaan we nader in op de ruimtelijke impact.
- **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. Dit punt kan spelen bij alle infrastructuren.
- **Lange doorlooptijden voor netaanleg en netverzwaring:**
Het overgrote deel van de doorlooptijd van netaanleg en 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. In de volgende paragraaf gaan we nader in op de lange doorlooptijden.
- **Ouderdom van installaties:**
Soms is netuitbreiding niet meer mogelijk omdat de stationsinstallatie niet meer ondersteund wordt door de oorspronkelijke leverancier. Daardoor kan het nodig zijn om een nieuw (en groter) station te bouwen incl. 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. Voor marktpartijen is er geen businesscase, hoewel de 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.
- **Speculatief gedrag:**
Speculatief gedrag van marktpartijen kan voorkomen bij zowel grondverwerving (bij investeringen in de energie-infrastructuren (kan spelen bij alle 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.

7.4 Oplossingsrichtingen in tijdsperspectief

Op basis van alle knelpunten en oplossingsrichtingen kunnen we op hoofdlijnen een aantal algemene uitdagingen voor de energie-infrastructuren beschrijven en op welk moment in de tijd die zullen optreden. In Tabel 16 hebben we een overzicht opgenomen van deze uitdagingen, hun oorzaken, wanneer ze optreden en mogelijke oplossingen.

Op de korte termijn liggen de uitdagingen bij het oplossen van de voorziene knelpunten op het elektriciteitsnet en de realisatie/uitbereiding van nieuwe warmte-infrastructuur in de periode tot 2030. De netbeheerders van het elektriciteitsnet in Utrecht, TenneT en Stedin, hebben voor vrijwel alle voorziene knelpunten oplossingen voorgedragen die ze tot en met 2030 kunnen realiseren. Deze oplossingen hebben we in Paragraaf 7.2 al besproken. Uitdagingen voor gasnetten komen in de periode tussen 2030 en 2050 in beeld.

We hebben scenario's voor de tijdshorizon 2030 en 2050 doorgerekend en geanalyseerd. Op basis van deze twee punten in de tijd kun je niet precies aangeven wanneer een voorzien knelpunt voor het eerst optreedt. Zo kan bijvoorbeeld een knelpunt in 2050, dat nog niet in 2030 voorzien wordt, ergens in die tussenliggende periode voor het eerst optreden. De kans dat dit gebeurt is groter in het tweede deel van de tussenliggende decennia, dan in het eerste deel. De infrastructuur moet dus uiterlijk in de scenariojaren gereed zijn om de voorziene knelpunten niet te laten optreden. Voor het plannen van deze maatregelen is het van belang om rekening te houden met de lange doorlooptijden voor investeringen in nieuwe infrastructuur. De volgende paragraaf gaat hier verder op in.

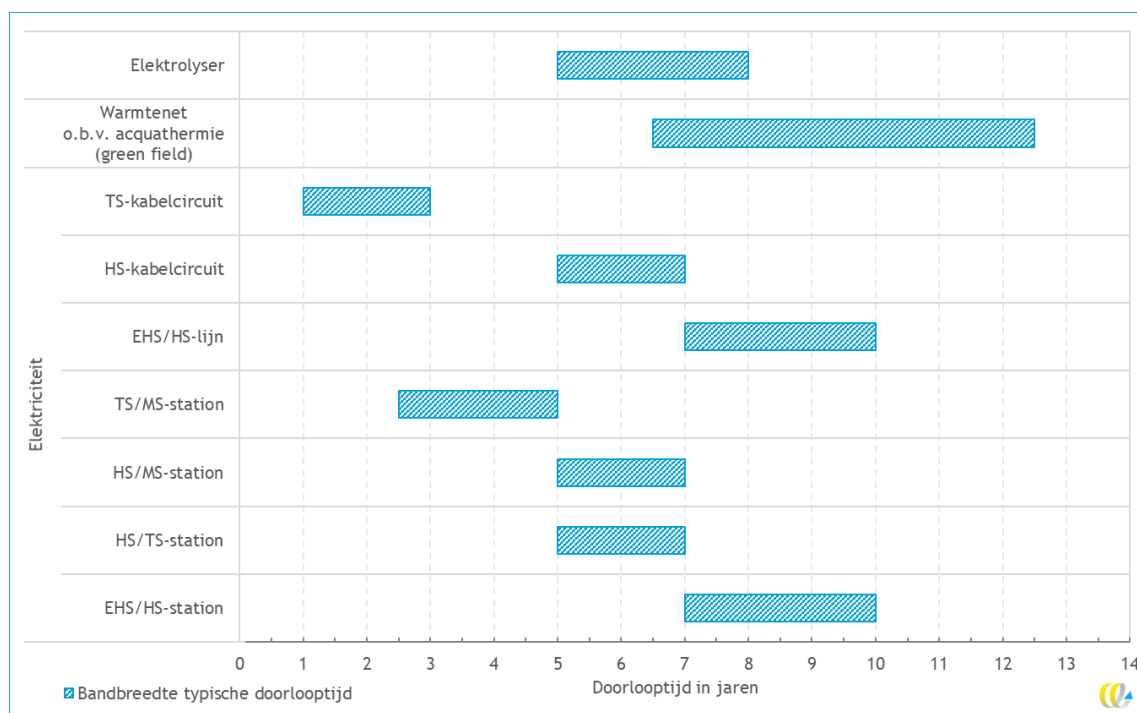
Tabel 14 - Uitdagingen ('knelpunten') en oplossingsrichtingen in de diverse energie-infrastructuren

Uitdagingen ('knelpunten')	Scenario's	Mogelijke oplossingsrichtingen										
Elektriciteit												
<p>Onvoldoende capaciteit op regionaal HS-net (150 kV) om hernieuwbare opwek af te voeren. <i>Treedt op richting 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Opknippen regionaal HS-net en verdelen in pockets. Verzwaren 150/380 kV-stations – Verzwaren regionaal HS-net – Realisatie van voldoende flexibiliteitsmiddelen
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								
<p>Onvoldoende capaciteit om aan de toenemende vraag in de gebouwde omgeving (woningen, utiliteiten, laadpalen) te voldoen. <i>Treedt vooral op na 2030. In enkele gevallen ook al voor 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Verzwaren elektriciteitsnet op alle niveaus – Voorkomen elektrificatie van warmtevraag door realiseren van o.a. warmtenetten – Beter koppeling tussen vraag en hernieuwbare opwek door middel van vraagsturing, nieuwe opwek nabij vraaglocaties positioneren en de aanleg slimme laadinfrastructuur
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								
<p>Onvoldoende capaciteit voor invoeding op het net van zonneparken en wind op land op regionale netten. <i>Treedt nu al op en zal ook in de toekomst een probleem blijven</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>_x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	_x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Verzwaren TS-, MS- en LS-netten – Aanleg nieuwe wind- en zonneparken op locaties met voldoende transportcapaciteit – Aansluiten met lagere zekerheid (N-0) – Nieuwe opwek nabij vraaglocaties positioneren – Aansluiten van zonneparken op 50-70% van opgesteld vermogen (overplanting) – Tijdelijk afschakelen zonneparken of windturbines (curtailment) – Inzet batterijen en power-to-gas
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	_x	x	x								
<p>Aanvullende maatregelen voor behouden systeembalans elektriciteit nodig. <i>Treedt vooral op na 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Bouwen batterijen en elektrolyzers – Bouwen regelbare CO₂-vrije centrales – Mogelijkheden voor vraagsturing (demand side response) realiseren – Organiseren dat er voor de inzet van flexibiliteitsmiddelen een stuursignaal komt dat rekening houdt met de (lokale) infrastructuurcapaciteit
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x	x	x								
Gasnetten												
<p>Gasnet is nog niet geschikt voor waterstof, en in transitiefase moeten meerdere gassen worden getransporteerd en gedistribueerd. <i>Treedt op na 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>(x)</td> <td>(x)</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		(x)	(x)	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Organiseer een gestructureerde ombouw met gastransitieplan per wijk, buurt of gasvoedingsgebied en met genoeg/passend aanbod vanuit regio of landelijk netwerk
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	(x)	(x)	x	x								
<p>Overbodige delen van het gasnet moeten geamoveerd worden. <i>Treedt op na 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td>(x)</td> <td>(x)</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x	(x)	(x)	<ul style="list-style-type: none"> – Verwijderen gasinfrastructuur indien een buurt afgesloten wordt van het gasnet
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x	(x)	(x)								
<p>Capaciteitsknelpunt bij waterstoftransportleiding richting de elektriciteitscentrales Lage Weide en Merwedekanaal. <i>Treedt op na 2030</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td></td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x		x	<ul style="list-style-type: none"> – Uitbreiden transportcapaciteit door middel van nieuwe of grotere buisleiding
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x		x								
Warmtenetten												
<p>Behoeft aan meer distributienetten voor warmtelevering gebouwde omgeving. <i>Treedt op richting 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Aanleg van nieuwe en uitbereiding van bestaande warmtedistributienetten
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								
<p>Behoeft aan meer duurzame warmtebronnen. <i>Treedt op richting 2030.</i></p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> – Realiseren nieuwe, duurzame warmtebronnen – Verduurzaming van bestaande warmte-installaties
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								

7.4.1 Doorlooptijd nieuwe infrastructuur

Het realiseren van nieuwe infrastructuur kost veel tijd, soms wel meer dan tien jaar. Hoe lang de doorlooptijd van planning tot realisatie is, hangt af van verschillende factoren. Allereerst verschilt de doorlooptijd per type netwerkcomponent. De gemiddelde doorlooptijd voor enkele verschillende infrastructuurcomponenten is per fase weergegeven in Figuur 47. De figuur is vooral bedoeld om een indicatie te geven van de typische doorlooptijden van de eerste planning tot en met realisatie. Op specifieke locaties kan de doorlooptijd anders zijn.

Figuur 47 - Typische doorlooptijd van enkele infrastructuurcomponenten



Bron: Figuur gebaseerd op een recent rapport van CE Delft, (2021) en Netbeheer Nederland, (2019).

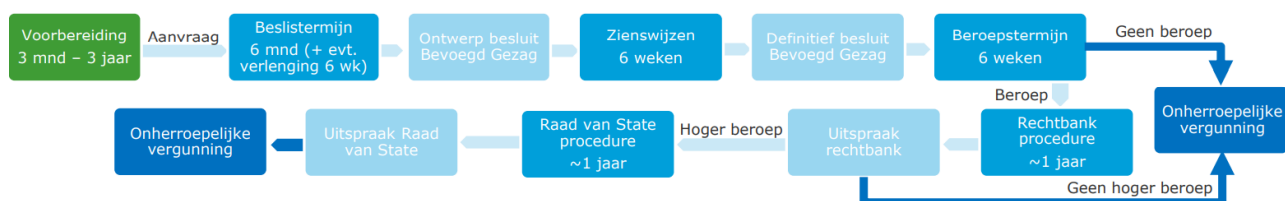
De meeste van de voorziene knelpunten vragen om investeringen in stations op het elektriciteitsnet. Voor TS/MS-stations betekent dit dat er 2,5 tot 5 jaar voordat het knelpunt optreedt gestart moet worden met het plannen van de aanpassingen, voor stations die koppelen aan het hoogspanningsnet (HS/MS en EHS/HS) is dat typisch zelfs 5 tot 10 jaar (Netbeheer Nederland, 2019). Dat betekent dat er nu al gestart moet worden voor knelpunten die in 2030 worden voorzien, gelukkig zijn de netbeheerders hier ook volop mee bezig. Voor knelpunten die in de 2050-scenario's worden voorzien moet dus uiterlijk in 2040 gestart worden, mits ze niet al in de tussentijd optreden. Flexibiliteitsmiddelen zoals elektrolyzers, die ook in 2050 noodzakelijk zullen zijn, kennen ook een doorlooptijd van 5 tot 8 jaar (CE Delft, 2021). Hiervoor moeten dus ook snel na 2040 concrete stappen gezet worden.



Het planningsvraagstuk en de doorlooptijd kunnen vertraagd of versneld worden door de samenloop met andere trajecten. Bij het aanleggen van nieuwe warmtenetten in wijken kan bijvoorbeeld gekozen worden voor een gebiedsaanpak die gecombineerd wordt met de vervanging van riolering. Mede door het gefaseerd uitrollen van een warmtenet duurt de volledige voltooiing een aantal jaar en is de totale doorlooptijd circa 7 tot circa 12 jaar (CE Delft, 2021). Uitgangspunt is hierbij een warmtenet op basis van aquathermie dat ter vervanging van een gasnet wordt uitgerold in een bestaand wijk, inclusief voorbereidingen. Het uitbreiden van bestaande warmtenetten kan veelal sneller verlopen.

Ongeveer 70% van de doorlooptijd wordt ingevuld met omgeving gerelateerde zaken, zoals de voorbereiding, ruimtelijke ordening en de grondverwerving voor de uitbereidingen. Het vergunning- en subsidietraject duurt vaak meerdere jaren. De doorlooptijd van infrastructuurprojecten neemt toe naar gelang de omvang van de aanpassing. Met name grote infrastructuurprojecten kunnen vertraagd worden doordat er bezwaar wordt aangetekend en gerechtelijke beroepen en procedures doorlopen worden. Het volgende diagram, afkomstig uit de TIKI-studie van DNV GL, (2020) geeft goed weer hoe complex en lang dit soort procedures kunnen zijn. De exacte procedure is afhankelijk van de situatie.

Figuur 48 - Tijdljn vergunningstraject infrastructuur (illustratief)



Bron: DNV GL, (2020).

8 Ruimtelijke impact en kosten

De energietransitie vraagt andere, nieuwe en/of uitgebreidere infrastructuren. Dat legt een claim op de ruimte en vraagt om investeringen. In deze studie is een eerste en nog onvolledige verkenning gedaan van de ruimtelijke impact en de investeringskosten van energie-infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen. De ruimtelijke impact en de investeringskosten verschillen per scenario. De resultaten bespreken we in dit hoofdstuk.

In de uitwerking van de energietransitie zal de ruimtelijke inpassing van de extra energie-infrastructuur een belangrijke rol spelen, zowel boven- als ondergronds. Dat geldt niet alleen de zonne- en windparken of de elektriciteitsstations, maar ook de warmtenetten, gasnetten, elektriciteitsverbindingen en de flexibiliteitsmiddelen.

8.1 Ruimtelijke impact

De ontwikkelingen tijdens de energietransitie vragen om veel ruimte. Om hernieuwbare energie op te wekken is ruimte nodig voor zonnepanelen en windturbines. Daarnaast is er ruimte nodig voor batterijen, elektrolyzers en elektriciteitscentrales die zijn nodig om het energiesysteem in balans te houden. En om alle energie te kunnen transporteren zijn nieuwe verbindingen, transformatoren, warmteleidingen en buisleidingen nodig.

Voor een tijdige en succesvolle energietransitie is het daarom belangrijk dat er voldoende ruimte beschikbaar gesteld wordt voor deze ontwikkelingen. Dit kan schuren met andere ambities binnen de provincie zoals de vele nieuwbouwplannen. Ruimte is immers schaars, zeker in een provincie met een hoge bevolkingsdichtheid als Utrecht. Daarom is het belangrijk om inzicht te krijgen in de ruimtelijke impact van de energietransitie in Utrecht.

Deze paragraaf bevat een analyse van de ruimte die nodig is voor het volbrengen van de energietransitie in Utrecht. Het doel van deze analyse is om een algemeen beeld te schetsen van de ruimtelijke opgave. Verder onderzoek en ruimtelijke procedures zijn noodzakelijk op het moment dat er concrete plannen zijn voor bijvoorbeeld investeringen in energie-infrastructuur. De huidige weergave is indicatief bedoeld om een indruk van de omvang te geven en onderlinge verhoudingen tussen verschillende infrastructuren te duiden.

Totale ruimtelijke impact

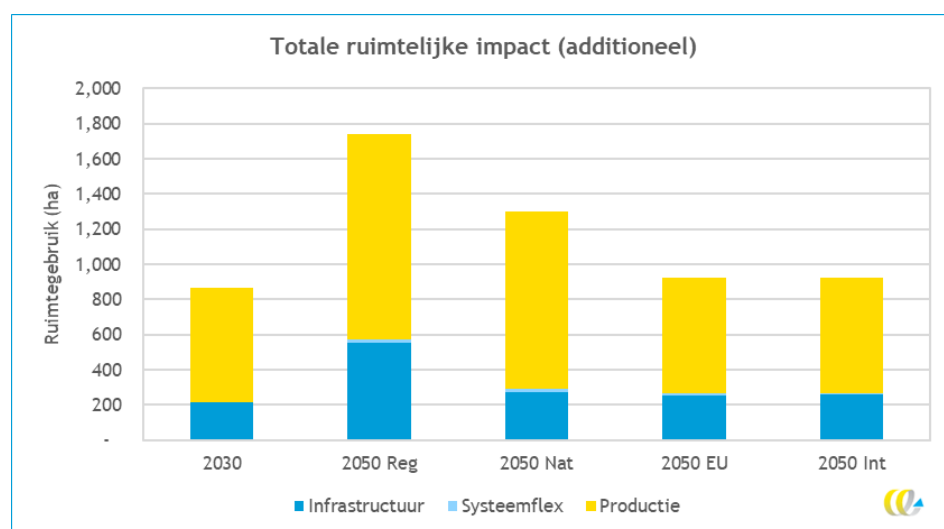
Figuur 49 geeft een overzicht van de extra ruimte die naar verwachting nodig is voor de invulling van de verschillende scenario's. Hierin zijn alle aspecten meegenomen die noodzakelijk zijn voor een functionerend energiesysteem: vraag, productie, flexibiliteit en energie-infrastructuur. In totaal is er tussen de 900 en 1.700 hectare extra ruimte nodig²³. We willen benadrukken dat dit gaat om een grove indicatie gebaseerd op kentallen en mogelijke oplossingsrichtingen.

²³ 1 hectare is ongeveer 1,5 voetbalveld.

De meeste ruimte is noodzakelijk voor de productie van energie, dus voor zonneparken en windturbines. Hiervoor is tussen de 650 en 1.150 hectare extra ruimte nodig. Dit is het directe ruimtegebruik, dus de ruimte die de productielocaties daadwerkelijk innemen²⁴. De benodigde ruimte voor zon op daken hebben we in deze analyse ook niet meegenomen, aangezien daarvoor sowieso sprake is van meervoudig ruimtegebruik en er geen additionele ruimte voor nodig is. Voor de overige additionele ruimte kan ook gezocht worden naar locaties waar meervoudig ruimtegebruik mogelijk is.

Voor flexibiliteitsmiddelen en energie-infrastructuur is minder ruimte nodig, al heb je hiervoor veel minder keuzevrijheid waar je deze ruimte invult.

Figuur 49 - Totale additionele ruimtelijke impact



Ruimtegebruik energie-infrastructuur en flexibiliteit

Figuur 50 geeft een overzicht van de ruimte die nodig is voor de oplossingen van de voorziene capaciteitsknelpunten, namelijk het aanleggen van nieuwe energie-infrastructuur en middelen voor systeemflexibiliteit (elektrolyzers, batterijen, energiecentrales). In 2050 is volgens onze analyse tussen de 250 en 550 hectare extra ruimte nodig. Bij de elektriciteitsinfrastructuur hebben we echter alleen gekeken naar uitbreidingen van het hoogspanningsnet en van grote stations van Stedin (koppelpunten met TenneT en tussenspannings- en middenspanningsstations). In de analyse van Stedin is niet gekeken naar de impact op kleinere transformatorhuisjes en verbindingen van Stedin. De werkelijke ruimtelijke impact van de elektriciteitsinfrastructuur ligt dus nog een stuk hoger. Bij warmtenetten zijn alle uitbreidingen van distributienetten en stations meegenomen²⁵ op basis van inschattingen. De resultaten van de ruimtelijke impact van warmte en elektriciteit zijn in deze figuur dus niet vergelijkbaar.

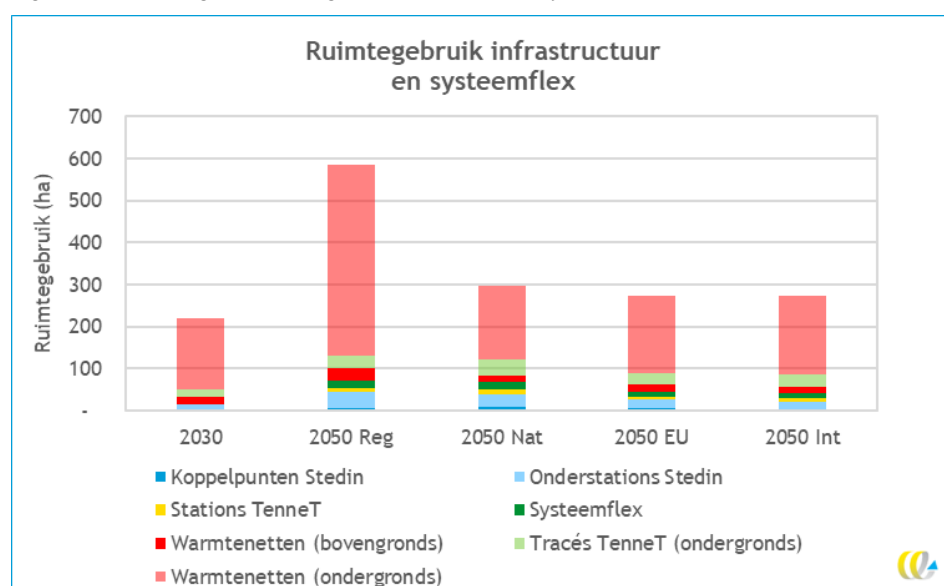
²⁴ Binnen het risicocontour van windturbines gelden beperkingen voor wat er mogelijk is in het gebied, dit indirecte ruimtebeslag is niet meegenomen.

²⁵ Het is moeilijk om een indicatie te geven van de omvang van warmtebuffers, warmtebronnen en de tracés van grote transportleidingen. Deze zijn daarom buiten beschouwing gelaten. De soorten en omvang hiervan is vrij divers.

Het grootste gedeelte van deze ruimte is nodig voor nieuwe energie-infrastructuur, zowel boven- als ondergronds en zowel voor warmte als voor elektriciteit. Er is weinig additionele ruimte nodig voor gasinfrastructuur, aangezien het huidige gasnet omgebouwd om het geschikt te maken voor waterstof of groengas. In de toekomst kan zelfs een deel van het gasnet geamoveerd (weggehaald) worden omdat het buiten gebruik raakt.

Uit de figuur blijkt ook dat er aanzienlijk meer ruimte ondergronds dan bovengronds nodig is. Zoals eerder besproken zijn de resultaten voor de elektriciteitsinfrastructuur niet volledig. Maar van de soorten infrastructuur die niet meegenomen zijn ligt ook het grootste gedeelte ondergronds, namelijk de verbindingen van Stedin. Daarom zal deze conclusie ook gelden als je alle energie-infrastructuur meeneemt.

Figuur 50 - Ruimtegebruik energie-infrastructuur en systeemflexibiliteit



Ruimtelijke impact per regio

De totale ruimtelijke impact voor energie-infrastructuur en systeemflexibiliteit is beperkt ten opzichte van de ruimte die nodig is voor de productie van hernieuwbare energie. Maar het probleem bij energie-infrastructuur is dat je niet helemaal vrij kan kiezen waar je de nieuwe stations en verbindingen plaatst. Dit is afhankelijk van waar je de energie nodig hebt. Zo is er veel nieuwe energie-infrastructuur nodig in steden, waar de beschikbare ruimte beperkt is. Daarom kan het alsnog lastig zijn om hier voldoende ruimte voor te vinden. De echte uitdaging zit dus niet in het totale oppervlak, maar in de beschikbare ruimte op de juiste locaties. In de regel is deze uitdaging in steden groter dan in het buitengebied.

We hebben een opsplitsing gemaakt van de indicatieve ruimtelijke impact per regio²⁶ om meer inzicht te geven in waar extra ruimte nodig is voor energie-infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen. Figuur 51 geeft een overzicht van de bandbreedte van deze indicatieve ruimtelijke impact in 2050 voor elektriciteitsinfrastructuur en flexibiliteitsmiddelen²⁷.

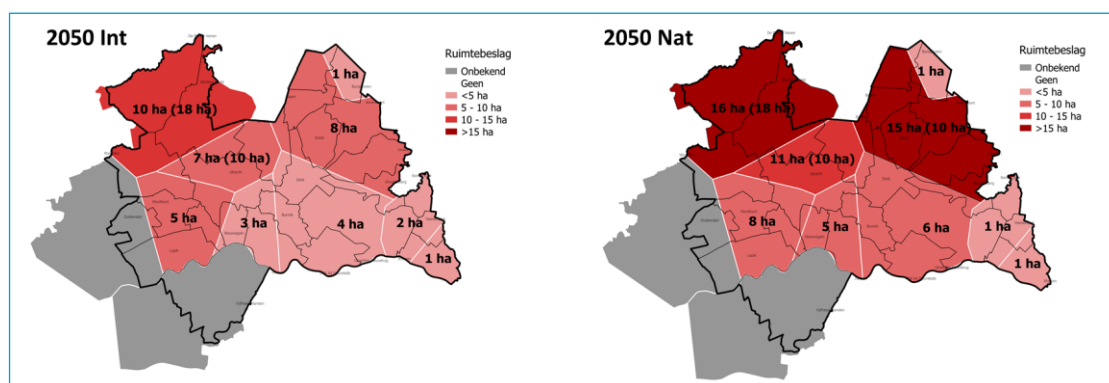
²⁶ Per voorzieningsgebied van een koppelpunt van het hoogspannings- en middenspanningsnet.

²⁷ Wederom, bij elektriciteitsinfrastructuur is de ruimte die nodig is voor verbindingen van Stedin en voor stations op lagere netvlakken (vanaf MS) niet meegenomen.

Daarbij staat links de inschatting voor het ruimtegebruik in het 2050-scenario met de laagste ruimtelijke impact (scenario Internationale Sturing) en rechts de inschatting voor het 2050-scenario met de grootste ruimtelijke impact (scenario Nationale Sturing).

De meeste extra ruimte is nodig in de omgeving Amersfoort en rondom het 380-150 kV*-station Breukelen Kortrijk. Ondergronds is aanzienlijke ruimte nodig voor nieuwe 150 kV-tracés tussen Breukelen en Utrecht, tussen Utrecht en Nieuwegein en tussen Soest en Bunschoten.

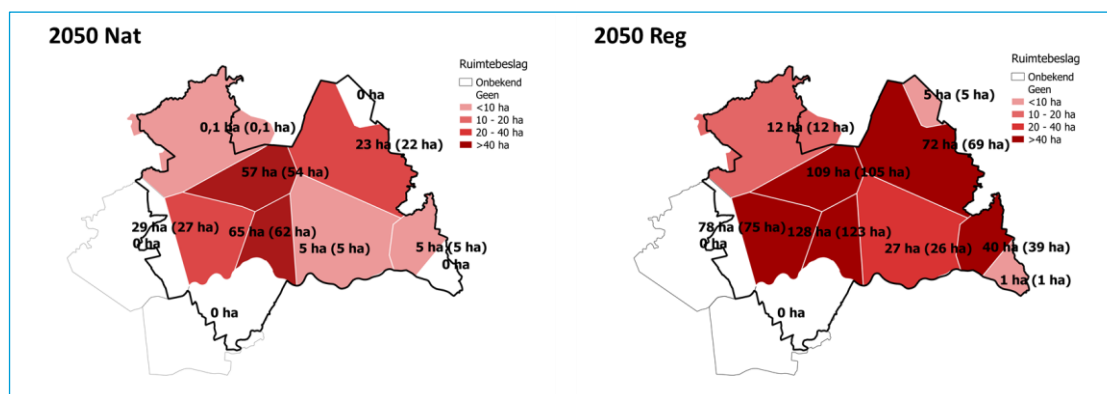
Figuur 51 - Indicatie van de ruimtelijke impact voor elektriciteitsinfrastructuur en systeemflexibiliteit, per regio (tussen haakjes benodigde ruimte ondergronds)



Toelichting: Ruimtebeslag elektriciteitsinfrastructuur (excl. verbindingen Stedin en kleinere transformatorstations) per voorzieningsgebied van een koppelpunt in scenario met laagste ruimtebeslag (Internationale Sturing) en grootste ruimtebeslag (Nationale Sturing). Waarde zonder haakjes geeft ruimtelijke impact bovengronds, waarde tussen haakjes geeft ruimtelijke impact ondergronds. Voor gebieden die gedeeltelijk in een andere provincie liggen was het niet mogelijk om de belasting op de elektriciteitsinfrastructuur en dus ook de ruimtelijke impact te bepalen, daarom zijn deze gebieden grijs.

Daarnaast is er ook voor warmtenetten ruimte in zowel de onder- als bovengrond nodig. Voor de ruimte in de ondergrond geldt overigens hetzelfde als voor de ruimte bovengronds: de beschikbare ruimte op de juiste locaties is schaars. Figuur 52 geeft een indicatief overzicht van de benodigde ruimte voor warmte-infrastructuur in 2050. Net als bij elektriciteit is er vooral veel ruimte nodig rondom de stad Utrecht en bij Amersfoort. Dit zijn gebieden waar ruimte juist erg schaars is. Er is vooral veel ruimte ondergronds nodig, voor de warmteleidingen. De bovengrondse ruimtelijke impact is beperkt.

Figuur 52 - Indicatie van de ruimtelijke impact voor warmte-infrastructuur, per regio (tussen haakjes benodigde ruimte ondergronds)



Toelichting: Ruimtebeslag elektriciteitsinfrastructuur per voorzieningsgebied van een elektriciteitskoppelpunt in scenario met laagste ruimtebeslag (Nationale Sturing) en grootste ruimtebeslag (Regionale Sturing). Voor gebieden die gedeeltelijk in een andere provincie liggen nemen we alleen warmte-infrastructuur binnen de provincie Utrecht mee.

8.2 Investeringskosten energie-infrastructuur

Voor de benodigde uitbreidingen van de energie-infrastructuur zijn forse investeringen nodig. Investeringskosten in nieuwe verbindingen, masten en transformatorstations voor het elektriciteitsnet. Investeringskosten om het huidige aardgasnet geschikt te maken voor het transport van waterstof en het amoveren (verwijderen) van overbodige gasnetten. Investeringskosten in nieuwe warmteleidingen, warmteoverdrachtstations en warmteonderstations. En tot slot investeringen in systeembatterijen, energiecentrales en elektrolyzers die nodig zijn voor systeembalanceringskosten.

Investeringskosten in gereguleerde energie-infrastructuur (elektriciteit en gas) worden gedaan door netbeheerders en worden grotendeels gesocialiseerd, wat betekent dat deze kosten verdeeld worden over iedereen met een aansluiting²⁸. Daarnaast wordt een deel van de investeringen direct doorbelast aan aanvragers van een nieuwe aansluiting. Warmtenetten vallen niet binnen het gereguleerde domein, wat betekent dat deze investeringen gedaan worden door commerciële partijen. Deze kosten zullen doorbelast worden aan de afnemers van warmte. Investeren in flexibiliteitsmiddelen is ook een commerciële activiteit onder de huidige regelgeving, wat betekent dat dit ook door marktpartijen opgepakt moet worden.

Tabel 15 geeft een indicatie van de investeringskosten voor energie-infrastructuur en flexibiliteitsmiddelen in alle scenario's. De investeringskosten voor de elektriciteitsinfrastructuur zijn gebaseerd op kentallen (Netbeheer Nederland, 2019). Voor de overige infrastructuur is een kwalitatieve inschatting gemaakt.

Het is echter belangrijk om te beseffen dat deze tabel geen inschatting geeft van de totale maatschappelijke kosten voor het toekomstige energiesysteem per scenario. Het transport van energie en flexibiliteitsmiddelen zijn slechts een onderdeel van het totale systeem. Het belangrijkste gedeelte van de kosten zit in het aanbod van energiedragers (productie en import) en aan de vraagzijde (bijvoorbeeld warmtepompen of elektrische voertuigen). Zo is er in het scenario Europese Sturing veel import van groengas, wat mogelijk duurder is dan

²⁸ Waterstofinfrastructuur is op dit moment nog niet gereguleerd, wat betekent dat dit nu nog in het commerciële domein valt. Het is nog niet duidelijk of dit in de toekomst ook gereguleerd gaat worden.

de lokaal opgewekte elektriciteit uit het scenario Regionale Sturing. Ook de mogelijke (regionale) baten zijn niet meegenomen. Deze tabel geeft dus alleen een indicatie van de impact op infrastructuurinvesteringkosten per scenario en daarmee voor 2050 een bandbreedte voor de mogelijke investeringkosten.

Tabel 15 - Indicatie investeringkosten energie-infrastructuur en systeemflexibiliteit

		2030	2050			
			Regionale Sturing	Nationale Sturing	Europese Sturing	Internationale Sturing
Elektriciteitsnet	Infrastructuur TenneT	200 M€	400 M€	550 M€	400 M€	400 M€
	Infrastructuur Stedin ²⁹	150 M€	450 M€	400 M€	250 M€	200 M€
Gasnet	Amoveren distributienet ³⁰	Nauwelijks	-60%	-70%	-30%	-30%
	Omschakelen waterstof	Nee	Alleen transportnet	Alleen transportnet	Transportnet en klein aandeel distributienet	Transportnet en groot aandeel distributienet
	Uitbreiding gastransportnet	Nee	Ja, 1 aanvoerleiding centrales	Ja, 1 aanvoerleiding centrales	Nee	Ja, 1 aanvoerleiding centrales
Warmtenet	Leidingen incl. pompen	1.100 km	2.400 km	1.200 km	1.200 km	1.200 km
	Warmteoverdrachtstations (WOS)	130 stations	260 stations	120 stations	130 stations	130 stations
	Warmteonderstations	1.600 stations	2.900 stations	1.700 stations	1.800 stations	1.800 stations
Systeem	Systeemflexibiliteit	0,5 GW	4,5 GW	4 GW	3 GW	2,5 GW

Toelichting: Globale inschatting investeringkosten energie-infrastructuur en systeemflexibiliteit. In veel gevallen is het lastig om een precieze inschatting te maken van deze investeringkosten. In die gevallen is een inschatting gemaakt van de infrastructurele opgave. Hoe donkerder blauw, hoe hoger de investeringkosten voor de infrastructuur. Deze tabel geeft alleen een indicatie van de impact op infrastructuurinvesteringkosten per scenario en daarmee voor 2050 een bandbreedte voor de mogelijke investeringkosten. De scenario's voor 2050 zijn geschikt om de impact van infrastructuur in beeld te brengen, maar niet als zelfstandig afwegingskader voor beleid.

Uit de tabel volgt dat de investeringkosten voor energie-infrastructuur bij het scenario Europese Sturing vermoedelijk het laagst zijn. Dit komt doordat er in dit scenario veel groengas (methaan) wordt gebruikt, waarvoor het huidige aardgasnet zonder veel aanpassingen gebruikt kan worden. In het scenario Regionale Sturing ligt de focus op lokale opwek van elektriciteit met zonnepanelen en windturbines, waardoor veel investeringen in het elektriciteitsnet nodig zijn. Daarnaast is er in dit scenario veel nieuwe warmte-infrastructuur nodig. Er wordt in dit scenario weinig gas gebruikt, waardoor een groot deel van het gasnet overbodig wordt en geamoveerd moet worden.

²⁹ Dit zijn alleen de kosten voor koppelpunten en TS/MS-stations. In werkelijkheid liggen de kosten een stuk hoger, aangezien de kosten van verbindingen en stations op lagere netvlakken niet meegenomen zijn.

³⁰ Op basis cijfers nationale systeemstudie II3050 (Netbeheer Nederland, 2021). Deze cijfers kunnen in Utrecht anders uitvallen, maar de verhouding tussen de scenario's is naar verwachting vergelijkbaar.

Zoals eerder gezegd gaat dit alleen over de investeringskosten voor de infrastructuur en is dit zeker geen volledig beeld, omdat dit slechts een klein gedeelte van de totale kosten zijn. Daarnaast is het ook belangrijk om te beseffen dat het niet mogelijk is om te kiezen voor één van de vier 2050-scenario's. Het zijn de uithoeken van het toekomstige energiesysteem en vermoedelijk zal de werkelijkheid in 2050 ergens in het midden van deze hoekpunten uitkomen. De scenario's voor 2050 zijn geschikt om de impact van infrastructuur in beeld te brengen, maar niet als keuzemenu of zelfstandig afwegingskader voor beleid. Het overzicht van deze paragraaf is dus alleen bedoeld om een indicatie te geven van de impact van elk scenario op de impact op de investeringskosten voor energie-infrastructuur.

9 Opvolging en governance

Hoe nu verder? En voor wie is een rol weggelegd? Dat is de kernvraag die we in dit hoofdstuk proberen te beantwoorden. Dit hoofdstuk is gebaseerd op de inzichten uit deze systeemstudie, de input uit de klankbordbijeenkomsten en onze kennis en ervaringen uit onder meer de systeemstudies voor andere provincies.

We gaan eerst in op de systeemuitdaging van de energietransitie: de context waarin deze systeemstudie gezien moet worden. Daarna gaan we in op de institutionele aspecten. Daarin schetsen we de plek van de systeemstudie en de rollen van regionale overheden in het energiesysteem en alle programma's die daaromtrent lopen. Daarna gaan we in op de handelingsperspectieven voor de provincie en gemeenten in Utrecht die volgen uit deze systeemstudie. Tot slot beschrijven we de mogelijke samenwerking en governance die ertoe zou moeten leiden dat Utrecht en haar energiesysteem tijdig gereed is en vanuit een optimaal systeemperspectief wordt ingericht.

9.1 De context

9.1.1 De systeemuitdaging van de energietransitie

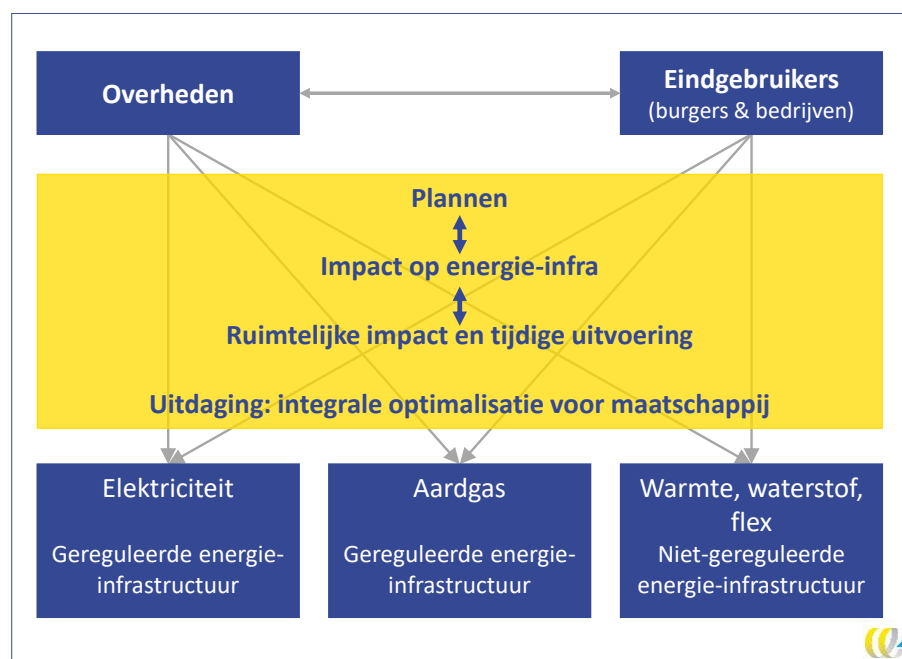
De (gereguleerde) netbeheerders³¹ volgen met hun infrastructuur de ontwikkelingen van de maatschappij. Gebruikers en producenten vragen aansluitingen aan voor vraag en aanbod van een energiedrager. Plannen die overheden maken voor bijvoorbeeld een nieuwbouwwijk, een laadplein voor elektrische voertuigen of een bedrijventerrein, zorgen uiteindelijk ook voor een vraag naar nieuwe aansluitingen. De netbeheerders vertalen die informatie naar wat dat betekent voor hun infrastructuur, en vervolgens naar een vraag naar ruimte en andere benodigdheden voor realisatie. Aspecten van die plannen voor realisatie zijn uitvoeringscapaciteit, benodigd investeringskapitaal, en voldoende borging van financiële risico's. Inzichten in ruimtebeslag en realisatiebenodigdheden kunnen leiden tot bijstelling van de overheidsplannen.

Het energiesysteem verandert in de periode tot 2050 ingrijpend vanwege het klimaatbeleid en de energietransitie. De energie-infrastructuren moeten mee veranderen. De uitdaging is om die verandering optimaal voor de maatschappij door te voeren, waarbij de optimalisatie integraal over de verschillende energie-infrastructuren heen wordt uitgevoerd. De snelheid waarmee de infrastructuur aangepast moeten worden is groter dan ooit, terwijl de uitvoeringscapaciteit beperkt is en doorlooptijden voor aanpassingen in de infrastructuur lang zijn. Waar netbeheerders van oudsher een meer reactieve rol hebben, zal voor een optimaal energiesysteem, én tijdige realisatie, meer onderlinge coördinatie en afstemming tussen stakeholders nodig zijn. Het aantal stakeholders is groot: er is geen sector in Nederland die niet als actor betrokken is, als producent en/of consument van energie. Het energiesysteem is een samenhangend geheel dat zowel op landelijk, provinciaal/regionaal als gemeentelijk/lokaal schaalniveau aanwezig is. Het speelveld in de energievoorziening is geschetst in Figuur 53.

³¹ Netbeheerders van gas- en elektriciteitsnetten zijn niet-commerciële nutsbedrijven in een gereguleerde markt, die enkel de wettelijke taak uitvoeren de netten te beheren. Ze hebben wettelijk de plicht om iedereen die daarom verzoekt aan te sluiten op hun netten. Voor netbeheerders van warmtenetten en waterstofnetten is er minder strikte regulering en aansluitplicht. Dit kunnen commerciële partijen zijn die naast het netbeheer ook de productie en levering van de energie over deze netten verzorgen.

De energietransitie vraagt dus ook om een transitie in de organisatie en coördinatie van de energievoorziening en -infrastructuur. De elektriciteitsvoorziening wordt steeds meer decentraal georganiseerd met inspraak van burgers en zeggenschap van decentrale overheden, zoals bij de RES'en. De infrastructuur voor aardgas en elektriciteit van gereguleerde netbeheerders worden aangevuld met warmte- en waterstofnetten van (momenteel) niet-gereguleerde netbeheerders. Kortom, er ontstaat een speelveld waarin meer stakeholders zijn dan voorheen en waar ook meer dan voorheen coördinatie nodig is.

Figuur 53 - Schematische weergave van het speelveld in de energievoorziening



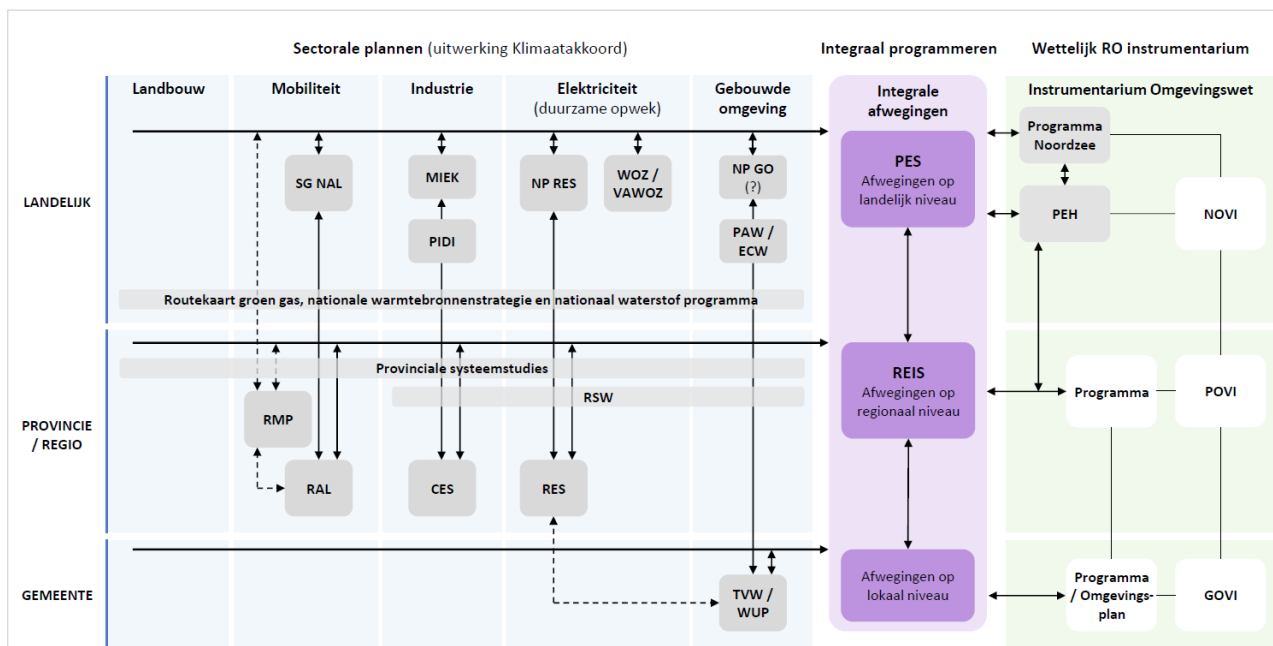
9.1.2 Institutionele aspecten van een systeemaanpak

Om tot een optimaal energiesysteem te komen kunnen we stellen dat er een integrale systeemaanpak nodig is waarbij de coördinatie goed is georganiseerd. Op dit moment lopen er nationaal, regionaal en lokaal verschillende bestuurlijke trajecten waarbij integratie beoogd wordt. Figuur 54 geeft een overzicht van de verschillende trajecten en programma's en hun onderlinge samenhang.

Landelijke, regionale en lokale programma's energietransitie

De energietransitie raakt het hele energiesysteem en alle economische sectoren. In de uitvoering van het Klimaatakkoord werkt elke sector zijn eigen afspraken uit, op de verschillende schaalniveaus. Dit heeft geleid tot een hele lijst aan sectorale programma's en aanpakken op verschillende schaalniveaus en onderlinge verbanden. In Figuur 54 staan die getoond aan de linkerkant van de figuur.

Figuur 54 - Overzicht landelijke, regionale en lokale programma's energietransitie (IPO, 2021)



Betekenis van de afkortingen:

Sectorale plannen

RMP	Regionaal Mobiliteitsprogramma
CES	Cluster Energie Strategie
ECW	Expertise Centrum Warmte
MIEK	Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
NP GO	Nationaal Programma Gebouwde Omgeving
NPRES	Nationaal Programma Regionale Energiestrategieën
PAW	Programma Aardgasvrije Wijken
PIDI	Programma Infrastructuur Duurzame Industrie
RAL	Regionale Aanpak Laadinfrastructuur
SG NAL	Stuurgroep Nationale Agenda Laadinfrastructuur
WOZ/VAWOZ	Verkenning Aanlanding Wind op Zee

RES	Regionale Energiestrategie
TVW	Transitievisie Warmte
RSW	Regionale Structuur Warmte
WUP	Wijkuitvoeringsplan

Integraal programmeren

PES	Programma Energiesysteem
REIS	Regionale Energie-infrastructuur

Wettelijk Ruimtelijke Ordening instrumentarium

PEG	Programma Energie Hoofdstructuur
GOVI	Gemeentelijke Omgevingsvisie
NOVI	Nationale Omgevingsvisie
POVI	Provinciale Omgevingsvisie

De keuze die elke sector of regio maakt heeft impact op het systeem als geheel en daarmee ook de andere sectoren en regio's. Een gezamenlijk ontwerp van het energiesysteem ontbreekt veelal nog. Als er integratie plaatsvindt, dan gebeurt dat vaak pas bij de uitvoering, met alle risico's op inefficiënties van dien, zoals transportschaarste of hogere kosten en/of ruimtebeslag. Die situatie leidt tot behoefte aan systeemintegratie en aan flexibiliteit, én tot een behoefte aan meer integrale afwegingen. Vanuit het ruimtelijk instrumentarium werd en wordt daaraan nu gewerkt, met de Omgevingsvisies op de verschillende schaalniveaus, en met het Programma Noordzee en het Programma Energie Hoofdinfrastructuur (PEH) (het rechterdeel van Figuur 54). Op Rijksniveau is gestart met een programma PES dat tot doel heeft om de aanleg van energie-infra te baseren op met partners afgestemde keuzes over integrale ontwikkeling van het energiesysteem. Vanuit de provincies wordt momenteel de invulling van een soortgelijke rol op regionaal niveau uitgewerkt (REIS).



Verantwoordelijkheden op verschillende bestuurlijke niveaus

De verantwoordelijkheid en de bevoegdheid voor de verschillende keuzes in de energietransitie liggen op verschillende bestuurlijke niveaus. Dat laat Figuur 54 ook heel duidelijk zien. Gemeenten gaan over de lokale warmtetransitie³² en de lokale ruimtelijke ordening zoals het vergunnen van zonneparken, leidingen in de ondergrond of ruimte voor elektriciteitsstations. De provincie voert een aantal coördinerende programma's op regionaal niveau en stelt in de Omgevingsverordening regels voor de leefomgeving die onder ander betrekking hebben op energieproductie, warmte uit de ondergrond en transformatorstations. De Rijksoverheid voert regie over de nationale infrastructuur en grootschalige energieproductie. De RES-regio's zijn in het leven geroepen om invulling te geven aan de regionale energiestrategieën. Binnen de RES-regio's werken verschillende overheden samen, maar de uitvoering en besluitvorming ligt bij elke partij afzonderlijk.

9.2 Handelingsperspectieven op basis van deze systeemstudie

De systeemstudie kijkt naar de toekomst en niet zozeer naar de actualiteit. De huidige situatie is echter wel het vertrekpunt voor handelingsperspectieven voor de provincie. In de periode tussen 2021-2029 is er in Utrecht op het elektriciteitsnet te weinig capaciteit om nieuwe productie-installaties te kunnen aansluiten. De ontwikkeling van nieuwe wind- en zonneparken gaat sneller dan de ontwikkeling van nieuwe infrastructuur. In afwachting van het gereedkomen van netverzwaringen kan congestiemanagement door de netbeheerders noodzakelijk zijn (zie volgend tekstkader). De netbeheerders baseren dit inzicht op de huidige aanvragen en niet zoals wij op basis van scenario's. Desalniettemin, zien wij ook in de resultaten van deze systeemstudie dat de capaciteit van het huidige elektriciteitsnet wringt met de behoefte aan capaciteit in 2030.

Onderzoek naar congestiemanagement in de provincie Utrecht

Recent heeft TenneT aangekondigd dat er een onderzoek is gestart naar de mogelijkheden voor congestiemanagement in de provincie Utrecht voor de periode 2021-2029 (TenneT, 2021b, TenneT, 2021c).

De aanleiding hiervoor is dat de voorziene uitbreiding van wind- en zonneparken in Utrecht sneller gaat dan het tempo waarop de infrastructuur kan worden uitgebreid. Hoewel de netbeheerders werken aan forse investeringen voor het elektriciteitsnet duurt dat lang, onder andere door lange procedures en een tekort aan gespecialiseerde technici. Daardoor kunnen er in de tussentijd capaciteitsknelpunten ontstaan en is er tijdelijk geen ruimte voor nieuwe aansluitingen (bovenop aanvragen voor de komende jaren die al gedaan zijn).

In de provincie Utrecht geldt dat alleen voor producenten (opwek). In dit geval wordt congestiemanagement toegepast op momenten van een tekort aan transportcapaciteit voor aanbod van elektriciteit. Via een speciale markt voor producenten wordt bepaald wiens elektriciteit niet getransporteerd zal worden. Voor de niet-getransporteerde elektriciteit krijgen de betreffende producenten een vergoeding.

De tijdshorizon van deze systeemstudie ligt verder weg en daardoor zijn er meer mogelijkheden om tijdig te anticiperen. Toch blijft het belangrijk om te zorgen dat ontwikkelingen van de infrastructuur in de pas blijven lopen met de ontwikkelingen in vermogensvraag voor zowel vraag als aanbod.

³² Gemeenten zijn nu volop bezig met de transitievisie warmte op en werken later de wijkuitvoeringsplannen voor de oplossingen per wijk uit.

Kijk vooruit, creëer meer zekerheid

Het is van belang dat plannen voor grootschalige aansluitingen tijdig worden gemaakt, zodat netbeheerders ook tijdig kunnen anticiperen en de zekerheid hebben dat hun investeringen doelmatig zijn. De doorlooptijd van nieuwe infrastructuur kan oplopen tot meer dan tien jaar, tijdig is dus ver vooruitkijken. Netbeheerders zijn vanuit de wetgeving verplicht om doelmatig te werken en hebben daardoor maar beperkt mogelijkheden om te anticiperen op trends³³. Met aanpassing van de regulering voor netbeheerders (van de Rijksoverheid en ACM) kunnen netbeheerders meer ruimte krijgen om te voorinvesteren met minder zekerheid, bijvoorbeeld op basis van gedegen verkenningen.

Voor netbeheerders is het dus van belang dat investeringen een hoge mate van zekerheid hebben. Hoe eerder die zekerheid geboden kan worden, hoe eerder netbeheerders kunnen starten met investeringen. Dat betekent dat zowel overheden als bedrijven met een vooruitziende blik energieplannen moeten maken en hierbij in een vroeg stadium netbeheerders moeten betrekken.

Op dit moment liggen nog veel opties open, waardoor de precieze omvang niet alleen van marktontwikkelingen afhangt, maar ook vooral van beleidsmatige keuzes. Wordt onze warmtevoorziening voornamelijk elektrisch of kiezen we voor warmtenetten? Waar vergunnen we de zonneparken uit de RES'en? Hoe ambitieus zijn onze doelstellingen? Deze onzekerheid hoort bij de energietransitie, maar kan ingeperkt worden door keuzes tijdig te maken en daaraan vast te houden of door niet alle opties open te houden. Ook studies als deze systeemstudie geven helderheid: in sommige gebieden zijn investeringen in het elektriciteitsnet in alle mogelijke scenario's noodzakelijk. Het is daarom van belang om systeemstudies, in samenwerking met netbeheerders, met enige regelmaat te herzien op basis van nieuwe ontwikkelingen en de meest actuele inzichten.

Bedrijven, bewoners, netbeheerders en overheden wachten soms op elkaar. Zo maakt de onzekerheid over de beschikbaarheid van waterstof en waterstofinfrastructuur op nationaal niveau het moeilijk voor lagere overheden en bedrijven om vanuit een systeemperspectief plannen te maken. Ook stakeholders die aanwezig waren tijdens de stakeholdermeetings bij deze systeemstudie geven aan dat er behoefte is aan een langetermijnvisie op energie-infrastructuur op zowel nationaal als regionaal niveau.

Stel gezamenlijk prioriteiten

De uitvoeringscapaciteit van netbeheerders is beperkt, niet alles kan tegelijk opgepakt worden. Opschalen is beperkt mogelijk door een gebrek aan technici en dat tekort aan technici blijft voorlopig nijpend gezien de verwachte omvang van alle infrastructuurontwikkelingen die uitgevoerd moeten worden. Dat betekent dat er keuzes moeten worden gemaakt en dat het nodig is om prioriteiten te stellen. Waar zijn investeringen in de infrastructuur het meest urgent en waar minder? Waar kunnen tijdelijke maatregelen oplossen bieden? In samenspraak met netbeheerders en plannenmakers kunnen nieuwe ontwikkelingen zo efficiënt mogelijk gepland worden. Voor de korte termijn gaat het in Utrecht vooral om het afstemmen van locaties en vergunningen voor nieuwe wind- en zonneparken op regionaal niveau. Op de langere termijn speelt dit ook voor grootschalige

³³ ACM houdt er toezicht op of netbeheerders doelmatig werken. Wanneer dat naar oordeel van de ACM niet het geval is, mogen niet alle kosten doorgerekend worden in de nettarieven. De financiering van de niet-doelmatige investeringen ontbreekt dan en komen voor rekening van eigen middelen van de netbeheerders. Als gevolg hiervan, versterkt door het tekort aan technici, sturen de netbeheerders op doelmatige investeringen. Het is ook denkbaar dat overheden financiële garanties geven voor investeringen, als de netbeheerder het risico loopt dat gewenste investeringen achteraf als niet-doelmatig worden aangemerkt door ACM.

toename van vermogens aan de vraagzijde, bijvoorbeeld als bedrijven of een groot aantal woningen overgaan van het gas naar elektrische warmtepompen. In de provincie Utrecht zien we dat met name de elektrificatie van de warmtevraag in gebouwde omgeving voor vraagknelpunten kan zorgen. Het is daarbij ook van belang dat de decentrale overheden op de hoogte zijn van elkaars plannen. Deze coördinatie zou bijvoorbeeld op provinciaal niveau kunnen plaatsvinden, al houdt de infrastructuur niet op bij de provinciegrens en zijn keuzes in andere provincies soms ook van invloed. Dit speelt in Utrecht in het bijzonder bij enkele gebieden aan de zuidwestkant van de provincie, waar de koppelstations met het hoogspanningsnet gedeeld worden met gebieden in Zuid-Holland. Ook voor de zuidoostelijke gebieden van de provincie is de capaciteit van station Dodewaard in Gelderland van belang. Netbeheerders zijn verplicht om in volgorde van aanvraag nieuwe aansluitingen af te handelen. Ze mogen daarbinnen geen prioriteiten aanbrenge of voorkeursbeleid voeren. Wanneer de capaciteit schaars is, kan dit leiden tot dilemma's. Prioriteren moeten dus in beleid en (volgorde van) vergunningprocedures gesteld worden of er moet, in navolging van het voorstel van Netbeheer Nederland³⁴, op landelijk niveau een afwegingskader voor prioritering komen (nieuwe wet- en regelgeving).

Integrale aanpak voor ruimtelijke ontwikkelingen

Ruimte is schaars en processen in de ruimtelijk ordening bepalen voor een groot deel de doorlooptijd van infrastructurele projecten. Soms kan het slimmer: trajecten kunnen samengevoegd worden, bijvoorbeeld bij het gelijktijdig uitvoeren van infrastructurele procedures en werkzaamheden in hetzelfde gebied. Dat geldt zowel voor de bovengrond (bijvoorbeeld transformatorstations) en de ondergrond (bijv. gelijktijdig uitvoeren van amoveren gasleidingen, het leggen van warmteleidingen en rioolwerkzaamheden, omleggingen van infrastructuur als gevolg van bijvoorbeeld aanpassingen aan wegen). Dat scheelt kosten, zorgt voor minder druk op uitvoeringscapaciteit, en beperkt de overlast voor gebruikers van de openbare ruimte.

Daarnaast kan er gekeken worden of vergunningprocedures sneller doorlopen kunnen worden. Voor een deel kan dit door vooruit te kijken door bij planvorming ook te kijken naar de impact op de infrastructuur en wat hier dan voor nodig is. In ruimtelijk plannen kan al rekening worden gehouden met mogelijke toekomstige uitbereidingen van de infrastructuur. Op nationaal niveau heeft het Programma Energiehoofdstructuur dat doel. Zeker in de stedelijke omgeving is het lastig om op de benodigde locaties ruimte te vinden. Een vooruitziende blik en het betrekken van netbeheerders bij ruimtelijke plannen kan ruimtelijke knelpunten in de toekomst voorkomen. Zorgen voor voldoende ambtelijke mankracht en juristen die vergunningsprocedures sneller kunnen afhandelen, helpt in het voorkomen van vertraging.³⁵

Tot slot geven stakeholders in Utrecht aan dat gemeenten meer regie moeten voeren op de ondergrond. Er moet een sterkere koppeling komen tussen de strategie in de energietransitie en het operationele beheer van de ondergrond. Een integrale aanpak is wenselijk.

³⁴ Netbeheerders hebben bij de landelijke politiek gepleit voor een afwegingskader om te kunnen prioriteren: "Ambities ten aanzien van verduurzaming, economische groei en versnelling van de woningbouw zijn groot en kunnen niet allemaal tegelijk gerealiseerd worden. Daarom is een afwegingskader nodig om te bepalen wat eerst en wat later wordt gerealiseerd met oog op netcapaciteit, systeembelang, kosten, realisatietijd en ruimtelijke impact. In het komen tot een afwegingskader werken de netbeheerders werken hierbij graag samen met overheden" (Netbeheer Nederland, 2021a).

³⁵ Netbeheer Nederland pleit zelfs voor een 'fast lane' voor infrastructurele procedures op zowel landelijk als decentraal niveau (Netbeheer Nederland, 2021a).



Breng vraag, aanbod en beschikbare netcapaciteit samen

Energie die direct bij locaties met gelijktijdige energievraag geproduceerd wordt, hoeft niet of nauwelijks getransporteerd te worden. Vanuit het systeemperspectief en de maatschappelijke kosten loont het om waar mogelijk vraag en aanbod ruimtelijk samen te brengen³⁶. Dat betekent zonnepanelen op gebouwen (maar niet per se meer dan de gelijktijdige energievraag in de nabije omgeving), wind- en zonneparken nabij de gebouwde omgeving en nieuwe woningen in de buurt van warmtebronnen. Uiteraard spelen ook andere afwegingen een rol in de ruimtelijke ordening, maar het is van belang om hierbij ook het systeemperspectief van de energievoorziening integraal mee te wegen.

Eenzijds is het wenselijk om zonneweiden daar te plaatsen waar er het meeste draagvlak voor is en waar de ruimtelijke inpassing optimaal is. Anderzijds kan dit betekenen dat deze plannen hoge maatschappelijke kosten met zich meebrengen en pas op termijn gerealiseerd kunnen worden omdat de infrastructuur er nog niet beschikbaar is. Bij het integraal meewegen van het systeemperspectief kan er wellicht een locatie gevonden worden die overall gezien geschikter is.

Aan de vraagkant geldt uiteraard ook dat energiebesparing ook één van de knoppen is waaraan gedraaid kan worden. Hoewel energiebesparing alleen niet voldoende zal zijn om de voorziene capaciteitsknelpunten te voorkomen, gaan de analyses in deze systeemstudie al wel uit van een beperkte mate van energiebesparing.

Inzetten voor flexibiliteitsmiddelen

Uit deze systeemstudie blijkt dat flexibiliteitsmiddelen grote impact kunnen hebben op de beschikbare netcapaciteit. Flexibiliteitsmiddelen zijn enerzijds noodzakelijk om vraag en aanbod in balans te brengen in een energiesysteem dat voornamelijk bestaat uit niet-regelbare elektriciteitsproductie zoals wind- en zonne-energie. Waar de productie van gascentrales afgestemd kan worden op de vraag naar elektriciteit, is dat niet het geval bij de weersafhankelijke productie van wind- en zonnestroom. Anderzijds zorgen voldoende flexibiliteitsmiddelen ervoor dat het energiesysteem niet uitgelegd hoeft te worden op de productiepieken die slechts enkele uren per jaar voorkomen. Er is nu nog onvoldoende zicht op hoe flexibiliteitsmiddelen zich ontwikkelen en hoe vanuit de energiemarkt hiervoor de juiste prikkels komen om tijdig voldoende flexibiliteitsmiddelen beschikbaar te hebben op de juiste locaties. Netbeheerders kunnen vanuit hun wettelijk rol geen flexibiliteitsmiddelen realiseren. Het is belangrijk dat de markt voor flexibiliteitsmiddelen de komende jaren goed ontwikkeld wordt en dat de wet- en regelgeving dit ook faciliteert.

Demonstratieprojecten kunnen helpen om meer inzicht te krijgen in de benodigde prikkels en de flexibiliteitsmarkt te ontwikkelen. Tegelijkertijd moet de Rijksoverheid de juiste kaders scheppen om met wet- en regelgeving flexibiliteitsmiddelen te ondersteunen. Vanuit de provincie en gemeenten kan hier via de lopende contacten en lobby bij de Rijksoverheid blijvend aandacht voor worden gevraagd.

³⁶ Daarbij moet wel de kanttekening geplaatst worden dat transport via infrastructuur in de toekomst alsnog noodzakelijk kan zijn, als er ooit, door omstandigheden, te veel vraag of aanbod wegvalt.

Blijvend gedeeld inzicht

Sturen is alleen mogelijk als je beschikt over actuele inzichten. Om die reden zullen Gasunie, TenneT en de regionale netbeheerders de nationale Integrale Infrastructuurverkenning (I13050) tweejaarlijks blijven actualiseren. Ook op regionale schaal is het wenselijk dat de systeemstudies up to date blijven.

Het zou in Utrecht onderdeel kunnen worden van een provinciaal samenwerkingsverband dat gericht is op gedeeld inzicht en meer coördinatie in de systeemaanpak van de energie-infrastructuur.

Up-to-date regionale systeemstudies zijn niet alleen van belang voor Utrecht, ze slaan ook een brug tussen de regionale inzichten en de nationale inzichten (en vice versa).

De energie-infrastructuur in Utrecht is namelijk integraal onderdeel van de nationale energie-infrastructuur met onderlinge wisselwerking. Ze dragen daarmee bij aan een blijvend gedeeld inzicht over de energie-infrastructuur in Nederland op nationaal en regionaal niveau.

9.3 Samenwerking en mogelijke governance

In het voorgaande is al het belang onderstreept van regionale samenwerking als het gaat om het energiesysteem. Een gezamenlijke agenda en periodiek overleg tussen gemeenten, provincie en netbeheerders moet ervoor zorgen dat de energietransitie op alle fronten goed verloopt, ook die van de energie-infrastructuur. Daarbij moet er ook aandacht zijn voor een integrale systeemaanpak. Doordat verantwoordelijkheden voor de energietransitie en het energiesysteem bij verschillende partijen belegd zijn, is er geen partij verantwoordelijk voor integrale systeemkeuzes. Onderlinge afstemming op regionaal niveau en landelijk niveau is noodzakelijk om tot een efficiënt energiesysteem te komen.

Om het concreet te maken kunnen we aansluiten bij de adviezen uit systeemstudies voor andere provincies: start een samenwerkingsplatform waarin samengewerkt wordt aan de tijdige realisatie van het integrale energiesysteem. Hierbij kan bijvoorbeeld aangesloten worden bij de bestaande overlegstructuren of de structuren die nu opgetuigd worden (zie Figuur 54). Op regionaal niveau gaat het dan om periodiek overleg in het kader van de Regionale Energie-infrastructuur (REIS) voor de **regionale systeemafstemming** tussen de provincie, gemeenten en netbeheerders. Op landelijk niveau kan het Programma Energiesysteem (PES) gebruikt worden voor de terugkoppeling van de REIS en de **systeemafstemming op nationaal niveau**. Op beide niveaus ligt er een rol voor de provincie, zowel op het niveau van het faciliteren van regie als op de inhoud. De provincie is namelijk zelf ook stakeholder in verschillende gedaantes, zoals haar rol in de ruimtelijke ordening.

Voor de regionale systeemafstemming tussen provincie, gemeenten en netbeheerder moet er aandacht zijn voor twee niveaus:

1. **Strategisch niveau:** afstemming en visievorming voor de lange termijn (2030 en daarna) en op de hoofdlijnen (ook tot 2030), met aandacht voor de integrale afweging en prioriteiten.
2. **Operationeel niveau:** afstemming over de keuzes, prioritering en invulling van het energiesysteem op de korte en middellange termijn (tot 2030), binnen de kaders die gesteld zijn op strategisch niveau.

Hierbinnen kan samengewerkt worden aan onder andere de volgende doelen en taken:

- het delen en samenbrengen van grote ontwikkelingen tussen en binnen verschillende gemeenten die bepalend zijn voor het energiesysteem, samen met een langetermijnvisie op het energiesysteem;
- werken aan de planning, prioritering en efficiënte inzet van schaarse middelen (tijd, geld, uitvoeringscapaciteit en ruimte), vanuit een duidelijke rolverdeling en bijbehorende bevoegdheden en verantwoordelijken;
- ruimtelijke en maatschappelijke factoren onderdeel maken van infrastructuurontwikkelingen en daar met vooruitziende blik op anticiperen;
- systeemkeuzes faciliteren en waarborgen met als doel de impact van de energietransitie op het energiesysteem te beperken en systeemefficiëntie onderdeel van de afwegingen te maken;
- met vooruitziende blik knelpunten identificeren en hiervoor oplossingen zoeken, het up-to-date houden van systeemstudies kunnen hiervoor een middel zijn;
- coördinatie en afstemming bij split incentives, waarbij infrastructuur in de ene gemeente nodig is om ontwikkelingen in andere gemeenten te faciliteren;
- samen optreden in de lobby voor helder en faciliterend beleid vanuit de Rijksoverheid en wet- en regelgeving die bijvoorbeeld flexibiliteitsmiddelen voldoende ondersteunt;
- aanspreekpunt en coördinatie met naburige regio's;
- terugkoppeling naar de systeemafstemming op nationaal niveau (PES).

De provincie kan als bovenregionaal instituut de handschoen oppakken om het initiatief tot deze samenwerking en met middelen en het inhuren van een (onafhankelijke) voorzitter de regie faciliteren.

10 Conclusies en aanbevelingen

Deze systeemstudie geeft inzicht in de effecten op de energie-infrastructuren van de toekomstbeelden voor 2030 en 2050 op basis van scenario's. Het uitgangspunt in deze systeemstudie is een transitie naar klimaatneutraal in 2050, met een tussenpunt in 2030. Voor 2050 zijn vier scenario's opgesteld die de hoeken van het realistisch voorstelbare speelveld opspannen.

De scenario's zijn een middel om te onderzoeken "wat als dit of dat gebeurt?".

Deze scenario's zijn niet bedoeld als blauwdrukken voor de toekomst of een keuzemenu voor beleid, maar juist als uiteenlopende beelden van hoe de toekomst eruit zou kunnen zien, elk met een eigen onderliggend wereldbeeld. Ze zijn bedoeld om de impact op de infrastructuur in beeld te brengen en sluiten aan bij de scenario's van de landelijke systeemstudie I13050. De inzichten die dit oplevert kunnen gebruikt worden om de infrastructuur klaar te maken voor de toekomst of om die beleidskeuzes te maken die zorgen dat onze energiebehoeften aansluiten bij de infrastructuur.

Voor deze scenario's bespreken we in dit hoofdstuk de belangrijkste conclusies omtrent de energievraag, het energieaanbod, de impact hiervan op de infrastructuur en wat dit betekent voor de provincie Utrecht. De studie toont knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen. Daarmee biedt de studie inzicht in de mogelijke veranderingen en de bijbehorende gevolgen op onder andere ruimte. Op basis van deze conclusies doen we enkele aanbevelingen.

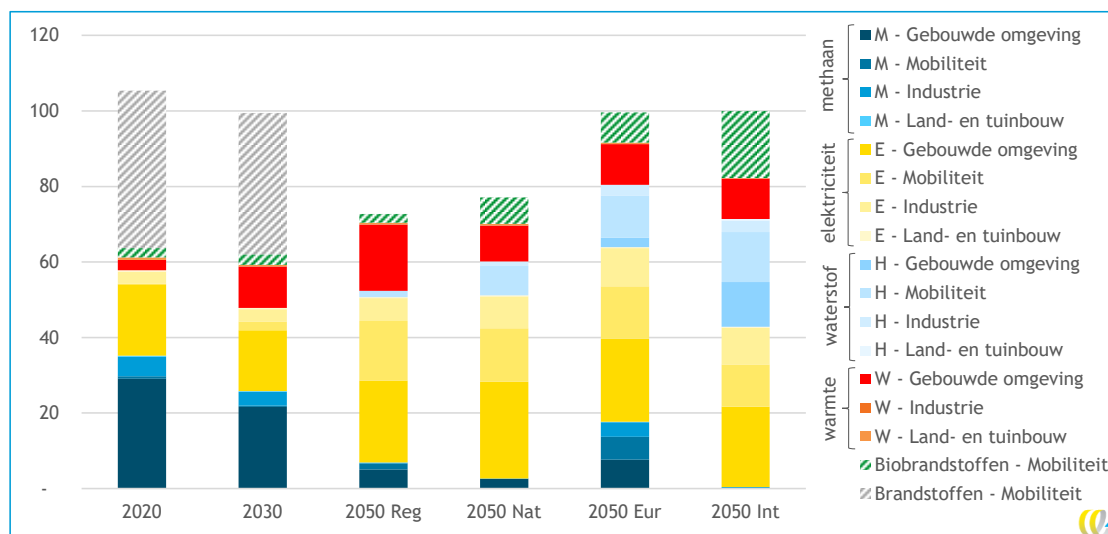
10.1 Conclusies

Energievraag

De totale energievraag neemt richting 2030 af ten opzichte van de huidige energievraag en deze trend zet zich door in alle 2050-scenario's, zie Figuur 55. Er treedt daarbij een verschuiving op tussen energiedragers: de elektriciteitsvraag neemt toe ten koste van de vraag naar methaan (aardgas, groengas, etc.). Dit komt door aannames voor energiebesparing en het gebruik van efficiëntere technieken zoals warmtepompen.

In de scenario's Regionale en Nationale Sturing is de afname het grootst omdat hier veel gebruik wordt gemaakt van efficiënte elektrische technieken. Bij de scenario's Europese en Nationale Sturing worden minder besparingen en soms groei van sectoren verondersteld (m.n. mobiliteit en industrie). Er wordt meer gebruikgemaakt van minder efficiënte technieken op groengas of waterstof, waardoor de energievraag hier slechts beperkt afneemt. Omdat deze laatste twee scenario's meer leunen op import van energie en grondstoffen dan op energie die lokaal is opgewekt (zoals de scenario's Regionale en National Sturing), is er ook vanuit het energiesysteem minder incentive om energie te besparen.

Figuur 55 - Finale energievraag per sector en per energiedrager (PJ/jaar)



Opmerking: Warmte betreft energie die aangevoerd wordt via warmtenetten. Warmte die onttrokken wordt van de omgeving of de bodem door een warmtepomp is in deze weergave niet meegenomen.

Het gebruik van fossiele brandstoffen, zoals aardgas en fossiele motorbrandstoffen, neemt af richting 2030 en is in alle 2050-scenario's gereduceerd tot nul. In alle 2050-scenario's neemt de vraag naar elektriciteit daardoor fors toe, ook in de scenario's waar veel gebruik wordt gemaakt van andere energiedragers als waterstof, groengas en biobrandstoffen. Ook neemt in alle scenario's het gebruik van warmte fors toe ten opzichte van de huidige situatie. In het scenario Regionale Sturing wordt het meeste gebruikgemaakt van warmtenetten.

Energieaanbod

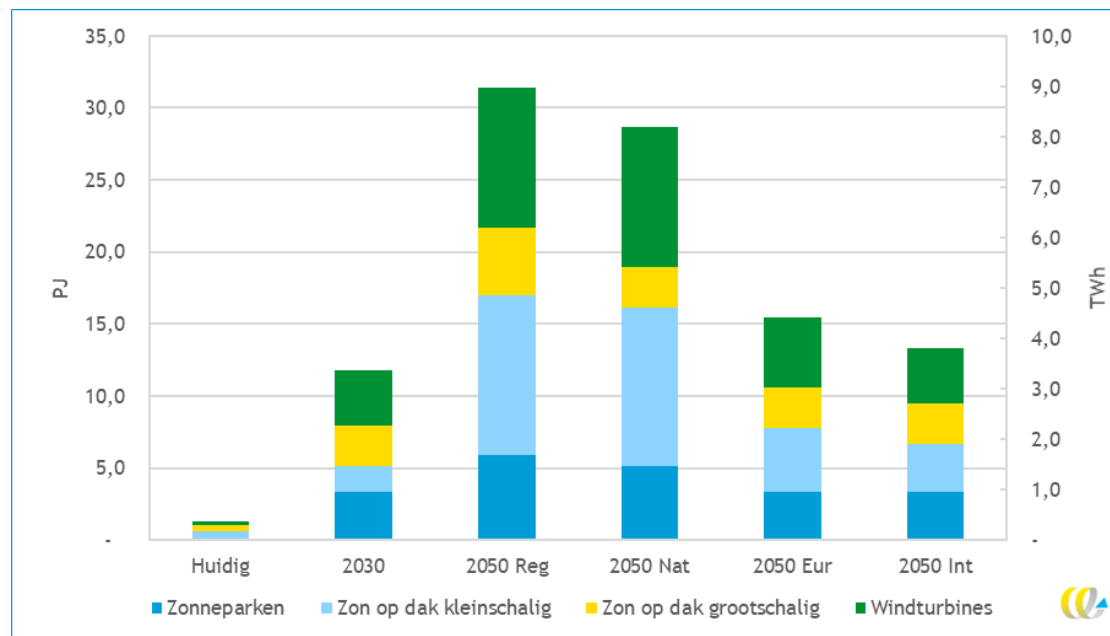
Op dit moment is Utrecht voornamelijk afhankelijk van import van energie van buiten de provincie. Het gebruikte aardgas en elektriciteit worden voor het grootste deel buiten de provincie geproduceerd. Elektriciteit wordt aangevoerd via het hoogspanningsnet en aardgas wordt aangevoerd via het gastransportnet.

De gascentrales Lage Weide en Merwedekanaal wekken in Utrecht warmte en elektriciteit op. Ook wordt er een beperkte hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit en groengas in de provincie geproduceerd. De nodige zonnepanelen en enkele windturbines zorgen voor duurzame elektriciteit. Enkele (duurzame) warmtebronnen voorzien in een deel van de warmtevraag.

Hoewel op dit moment het overgrote deel van de vraag wordt ingevuld met energie van buitenaf, zal in de toekomst de productie van (hernieuwbare) energie binnen de provincie fors toenemen. Richting 2030 zijn er vanuit de RES-regio's forse ambities voor hernieuwbare opwek met zonneparken, windturbines en zon op daken van bedrijven. Daarnaast komen er ook steeds meer zonnepanelen op woningen bij. In totaal leidt dit tot bijna 2.700 MW aan zonnepanelen en 350 MW aan windturbines in 2030. Richting 2050 neemt dit nog verder toe naar 3.100 tot 7.200 MW aan zonnepanelen en 350 tot 900 MW aan windturbines. Bij het scenario Regionale Sturing neemt de hernieuwbare opwek het meest toe. Het scenario Internationale Sturing heeft de minste hernieuwbare opwek in Utrecht, maar ook hier is er

nog sprake van groei na 2030. Wat dit betekent voor de lokale productie van hernieuwbare elektriciteit in elk scenario is weergegeven in Figuur 56.

Figuur 56 - Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie in alle scenario's (PJ/jaar en TWh/jaar)



Infrastructuur integraal bezien

In totaal neemt de vraag naar energie in de toekomst af, maar we gaan wel gebruikmaken van andere energiedragers dan nu. Nu is aardgas nog dominant voor de invulling van de energievraag, maar in de toekomst wordt elektriciteit dominant. Daarnaast neemt de opwek van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in de toekomst fors toe. Deze ontwikkelingen hebben een forse impact op de infrastructuur die nodig is om de energie te transporteren. Hieronder bespreken we de belangrijkste conclusies met betrekking tot de infrastructuur voor elektriciteit, gas en warmte.

Elektriciteitsnetten

De vraag naar en de opwek van hernieuwbare elektriciteit nemen fors toe in de toekomst. Daarom zijn forse investeringen nodig om het elektriciteitsnet te verzwaren en uit te breiden. We maken onderscheid tussen de periode richting 2030 en die daarna richting 2050.

Voor de periode richting 2030:

- Er zijn uitbreidingen van het elektriciteitsnet noodzakelijk voor de uitrol van de RES'en en om de toename van het aantal laadpalen en warmtepompen te faciliteren.
- De capaciteitsknelpunten worden voornamelijk veroorzaakt door de toename in de opwek (aanbod) van elektriciteit. Er liggen al plannen voor netverzwaring bij de netbeheerders voor bijna alle capaciteitsstekorten die naar voren komen in deze studie. Dat kost wel veel tijd, mankracht en geld.
- Er is een nieuwe inrichting van het regionale hoogspanningsnet nodig om alle hernieuwbare opwek af te kunnen voeren. Het regionale hoogspanningsnet wordt opgeknipt in kleinere deelnetten die gekoppeld zijn aan één koppelstation met het landelijke

hoogspanningsnet. Zo krijg je een pocketstructuur. TenneT heeft al plannen voor de uitrol van een pocketstructuur in Utrecht.

- Waar mogelijk kunnen flexibiliteitsmiddelen zoals met name overplanting en curtailment van hernieuwbare opwek bijdragen aan een lagere netbelasting door aanbod.

Voor de periode richting 2050:

- Uit de scenario's voor 2050 blijkt dat de maatregelen die in 2030 nodig zijn, er niet zijn om een tijdelijk capaciteitsknelpunt op het elektriciteitsnet te lossen. Er is structureel behoefte aan meer netcapaciteit. Waar dat in 2030 nog vooral nodig is om het aanbod van hernieuwbare elektriciteit te faciliteren is dat in 2050 voornamelijk nodig om de toegenomen elektriciteitsvraag te faciliteren.
- Na de aanpassingen richting 2030 resteert er op het regionale hoogspanningsnet nog een aanvullende versterkingsopgave. Die wordt veroorzaakt door de toegenomen vraag naar elektriciteit.
- Alle scenario's voor 2050 (inclusief flexibiliteitsmiddelen) kennen een forse toename van de elektriciteitsvraag en tonen onvoldoende capaciteit op de verschillende niveaus van de elektriciteitsnetten om te voldoen aan de sterke toename van de vraag.
- De verschillen tussen de 2050-scenario's zijn beperkt. Als er meer gebruikgemaakt wordt van warmte, groengas en waterstof zijn er minder uitbreidingen in elektriciteitsnet nodig. Maar ook in de scenario's met een focus op gassen (Europese Sturing en Internationale Sturing) zijn er forse capaciteitsknelpunten op het elektriciteitsnet.
- Flexibiliteitsmiddelen (zoals curtailment, elektrolyse, batterijen) zorgen dat de belasting op het elektriciteitsnet door invoeding van wind en zon fors minder wordt. Maar in alle 2050-scenario's resteert een fors tekort aan capaciteit door toename van de elektriciteitsvraag. Dit betekent dat alsnog forse netverzwaring nodig blijkt. Wel kunnen flexibiliteitsmiddelen ervoor zorgen dat er minder netverzwaring noodzakelijk is.
- De capaciteitstekorten op het elektriciteitsnet worden in 2050 voornamelijk veroorzaakt door de toename van de vraag in de gebouwde omgeving. Met name door toename van het aantal warmtepompen en in mindere mate ook door de toename van elektrisch vervoer. Dit geldt voor zowel stedelijke als landelijke gebieden. Dieper in het net (TS/MS-koppelpunten) zijn in 2050 ook nog capaciteitstekorten als gevolg van opwek (aanbod) voorzien.

Gasnetten (nu aardgas, straks methaan en waterstof)

De vraag naar methaan en waterstof ligt in alle toekomstscenario's lager dan de huidige vraag naar aardgas. Dit betekent dat er geen forse uitbreidingen nodig zijn in het gasnet. Voor de gasnetten zijn er wel andere uitdagingen. De meeste van deze uitdagingen spelen voornamelijk in de periode richting 2050:

- Bij gasnetten ligt de uitdaging in de ombouw van het aardgasnetwerk naar een waterstof- en methaannetwerk en de organisatie daarvan in de tijd. In de overgangperiode tot 2050 wordt zowel aardgas (hoogcalorisch en laagcalorisch), waterstof als methaan gebruikt. Maar er kan maar één soort gas door een buisleiding getransporteerd worden. Er is een goede planning nodig om te voorkomen dat je tijdelijk extra buisleidingen nodig hebt.
- Bij de plannen voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving moet goed rekening gehouden worden met de bestaande gasinfrastructuur. Het is economisch niet rendabel om het gasnet in een buurt in stand te houden voor enkele woningen. Daarnaast kan maar één gassoort gebruikt worden achter elk gasonderstation. Dit betekent dat alle woningen achter een gasonderstation gebruik moeten maken van hetzelfde soort gas en dat ze in één keer over moeten stappen.

- Een groot gedeelte van het gasdistributienet wordt overbodig in alle 2050-scenario's. Deze buisleidingen moeten geamoveerd (verwijderd) worden. Voor het gastransportnet speelt dit minder.
- In 2050 vindt in drie van de scenario's een capaciteitsknelpunt plaats bij de bestaande gasleiding richting de elektriciteitscentrales Lage Weide en Merwedekanaal (gemeente Utrecht), die wordt ingezet als waterstofleiding. In die gevallen is uitbreiding van de transportcapaciteit noodzakelijk.

Warmtenetten

In 2030 en in alle 2050-scenario's neemt de vraag naar warmte vanuit de gebouwde omgeving toe ten opzichte van de huidige situatie. Dat geeft de volgende uitdaging voor de warmte-infrastructuur:

- Er moet nieuwe warmte-infrastructuur aangelegd worden om de toename van de vraag naar warmte te voldoen.
- Op dit moment wordt het grootste gedeelte van de geleverde warmte opgewekt met aardgas. Er zijn nieuwe, duurzame warmtebronnen nodig om de huidige warmtevraag te verduurzamen en om te voorzien in de groeiende warmtevraag. Mogelijke duurzame warmtebronnen zijn geothermie, aquathermie, biomassaketels, elektrische ketels, warmtepompen, restwarmte, waterstofketels en ketels op groengas (methaan).

Algemeen

Netverzwaring is duur en heeft een lange doorlooptijd. Het is daarom belangrijk om na te denken hoe zo efficiënt mogelijk van de infrastructuur gebruik kan worden gemaakt. Voor de korte termijn betekent dit voor het elektriciteitsnet kijken naar verstandige locaties voor hernieuwbare opwek en het slim combineren van vraag en aanbod. Op de lange termijn is conversie en flexibiliteit nodig voor de balancering van vraag en aanbod en om de leveringszekerheid te garanderen. Daarnaast kunnen deze flexibiliteitsmiddelen, en ook innovaties, ervoor zorgen dat minder netverzwaring van het elektriciteitsnet nodig is. Het is dus belangrijk dat deze flexibiliteitsmiddelen er komen, maar dit gebeurt niet vanzelf.

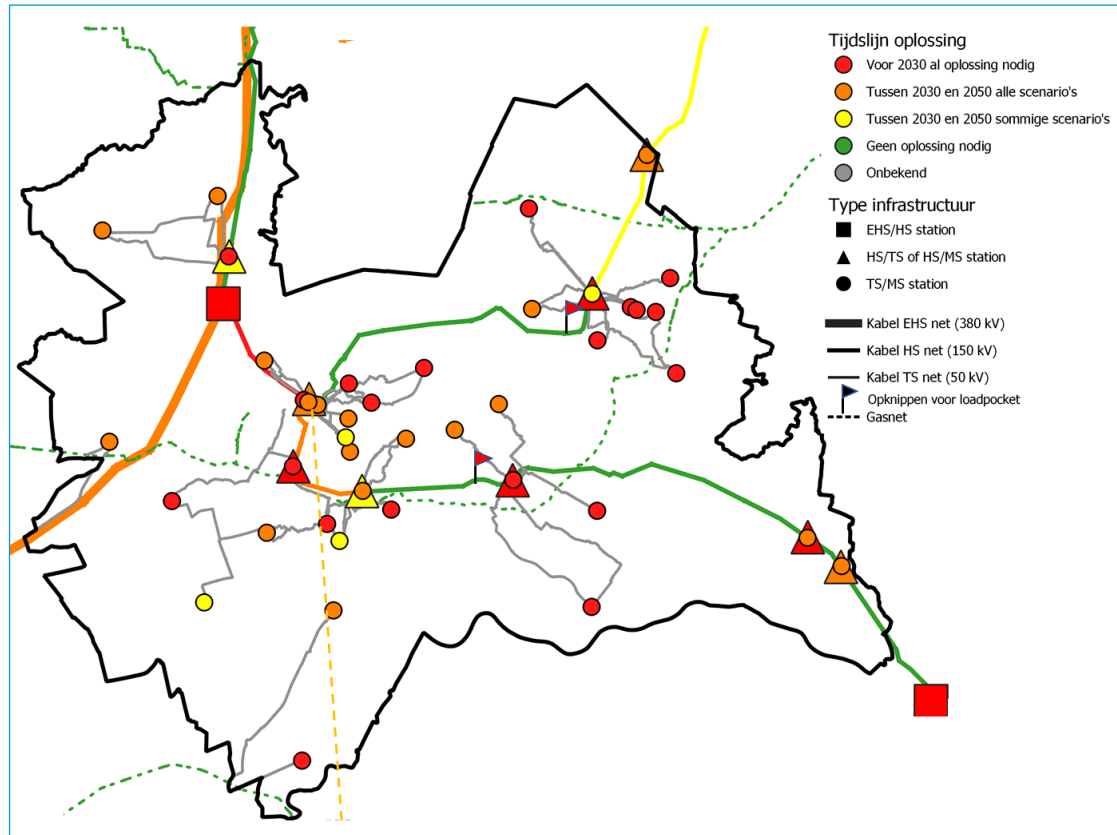
Figuur 57 toont voor de elektriciteitsnetten en het gastransportnet waar en wanneer er maatregelen nodig zijn om capaciteitsknelpunten op de infrastructuur te voorkomen. In de periode tot 2050 zal dat op veel locaties het geval zijn.

Voor het elektriciteitsnet zijn al op veel locaties maatregelen nodig in de periode tot 2030 (in rood weergegeven), zoals gezegd hebben de netbeheerders hier al volop plannen voor. Voor de periode tussen 2030 en 2050 moeten er in ieder geval ook oplossingen gevonden worden voor de robuuste capaciteitsknelpunten die in alle scenario's optreden (in oranje weergegeven).

Warmtenetten en gasdistributienetten zijn niet weergegeven in dit figuur, daarvoor geldt dat op lokaal niveau altijd infrastructurele maatregelen nodig zijn, wanneer buurten overgaan van aardgas naar warmte of waterstof.

Hoewel er voor 2050 gewerkt is met scenario's die sterk uiteenlopen, ontstaat er toch een eensgezind beeld in Figuur 57. Er zijn maar een beperkt aantal geelgekleurde infrastructuurelementen waarvan het wel of niet optreden van een capaciteitsknelpunt afhangt van het scenario. De omvang van de verschillende voorziene capaciteitsknelpunten kan per scenario in grootte verschillen, evenals de omvang van de lokale gastransitie en uitrol van warmtenetten. Desalniettemin laat dit figuur zien dat de infrastructuurelementen waar maatregelen nodig zijn, vrij robuust zijn over alle scenario's. Op hoofdlijnen vallen er dus geen andere conclusies te verwachten bij variaties op de gebruikte scenario's.

Figuur 57 - Voorziene knelpunten in de energie-infrastructuur en op welke termijn oplossingen nodig zijn



Opmerking: Warmtenetten en gasdistributienetten zijn niet weergegeven. De oplossingen die in 2030 nodig zijn, zijn ook nodig voor 2050. Voor de 2050-situatie in de figuur is verondersteld dat de 2030-capaciteitsknelpunten (in rood) zijn opgelost. De netbeheerders hebben al plannen om de voorziene knelpunten in 2030 op te lossen.

Oplossingen voor voorziene capaciteitsknelpunten infrastructuur

De generieke oplossingsrichtingen voor de uitdagingen van de energie-infrastructuur vallen grofweg uiteen in drie categorieën:

- **Aanpassingen in de infrastructuur.** De gangbare oplossing voor capaciteitstekorten in het energiesysteem is verzwaring en uitbreiding van de infrastructuur. Deze oplossing is duur, heeft lange doorlooptijden, vraagt veel ruimte en menskracht. We kunnen niet zonder verzwaringen en uitbreidingen, in ieder geval voor elektriciteits- en warmtenetten in Utrecht. Voor 2030 hebben de netbeheerders hier ook concrete plannen voor. De behoefte aan verzwaringen en uitbreidingen kan wel getemperd worden door combinatie met andere oplossingsrichtingen. Dat geldt met name voor capaciteitsknelpunten die primair door de opwek veroorzaakt worden (aanbod). Voor de vraagknelpunten op het elektriciteitsnet, van belang tussen 2030 en 2050 blijft er een fors tekort aan capaciteit, wat opgelost moet worden met netverzwaringen.
- **Aanpassingen in het energiesysteem.** Het energiesysteem kan aangepast worden door gebruik te maken van een andere energiedrager of meer flexibiliteitsmiddelen zoals grootschalige batterijen ('systeembatterijen'), elektrolyzers en curtailment (uitzetten van opwek bij hoge pieken). Deze flexibiliteitsmiddelen lossen echter vooral aanbodknelpunten op.

- **Aanpassingen in de ruimtelijke ordening.** De locaties van vraag, opwek en flexibiliteitsmiddelen kunnen bepalend zijn voor de hoeveelheid ruimte die nodig is voor de energie-infrastructuur die ze verbindt. Bijvoorbeeld, als nieuwe warmtebronnen in de buurt van warmteoverdrachtstations gevonden kunnen worden, hoeft de huidige transportleiding niet of nauwelijks aangepast te worden. Netverzwaring kan deels voorkomen worden als de windparken en zonneparken slimmer geplaatst worden vanuit netperspectief. Opwek nabij verbruikslocaties, hoeft niet of nauwelijks getransporteerd te worden en een goede mix van elektriciteitsproductie uit zon en wind levert minder gelijktijdige piekbelastingen op. Integraal ruimtelijke plannen maken kan dus tijd, geld, menskracht én ruimte besparen.

In Tabel 16 hebben we een overzicht opgenomen van alle voorziene uitdagingen (knelpunten op hoofdlijnen), hun oorzaken en mogelijke oplossingsrichtingen. In Hoofdstuk 7 van dit rapport zijn ook oplossingen besproken voor specifieke knelpunten. Op de korte termijn (tot 2030) liggen de uitdagingen bij het oplossen van de voorziene knelpunten op het elektriciteitsnet en de realisatie/uitbereiding van nieuwe warmte-infrastructuur. Uitdagingen voor gasnetten komen in de periode tussen 2030 en 2050 in beeld.

Tabel 16 - Uitdagingen ('knelpunten') en oplossingsrichtingen in de diverse energie-infrastructuren

Uitdagingen ('knelpunten')	Scenario's					Mogelijke oplossingsrichtingen
Elektriciteit						
<p>Onvoldoende capaciteit op regionaal HS-net (150 kV) om hernieuwbare opwek af te voeren. <i>Treedt op richting 2030.</i></p>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	<ul style="list-style-type: none"> – Opknippen regionaal HS-net en verdelen in pockets. Verzwaren 150/380 kV-stations – Verzwaren regionaal HS-net – Realisatie van voldoende flexibiliteitsmiddelen
	x	x	x	x	x	
<p>Onvoldoende capaciteit om aan de toenemende vraag in de gebouwde omgeving (woningen, utiliteiten, laadpalen) te voldoen. <i>Treedt vooral op na 2030. In enkele gevallen ook al voor 2030.</i></p>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	<ul style="list-style-type: none"> – Verzwaren elektriciteitsnet op alle niveaus – Voorkomen elektrificatie van warmtevraag door realiseren van o.a. warmtenetten – Beter koppeling tussen vraag en hernieuwbare opwek door middel van vraagsturing, nieuwe opwek nabij vraaglocaties positioneren en de aanleg slimme laadinfrastructuur
	x	x	x	x	x	
<p>Onvoldoende capaciteit voor invoeding op het net van zonneparken en wind op land op regionale netten. <i>Treedt nu al op en zal ook in de toekomst een probleem blijven</i></p>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	<ul style="list-style-type: none"> – Verzwaren TS-, MS- en LS-netten – Aanleg nieuwe wind- en zonneparken op locaties met voldoende transportcapaciteit – Aansluiten met lagere zekerheid (N-0) – Nieuwe opwek nabij vraaglocaties positioneren – Aansluiten van zonneparken op 50-70% van opgesteld vermogen (overplanting) – Tijdelijk afschakelen zonneparken of windturbines (curtailment) – Inzet batterijen en power-to-gas
	x	x	x	x	x	

Uitdagingen ('knelpunten)	Scenario's	Mogelijke oplossingsrichtingen										
Aanvullende maatregelen voor behouden systeembalans elektriciteit nodig. <i>Treedt vooral op na 2030.</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> Bouwen batterijen en elektrolyzers Bouwen regelbare CO₂-vrije centrales Mogelijkheden voor vraagsturing (demand side response) realiseren Organiseren dat er voor de inzet van flexibiliteitsmiddelen een stuursignaal komt dat rekening houdt met de (lokale) infrastructuurcapaciteit
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x	x	x								
Gasnetten												
Gasnet is nog niet geschikt voor waterstof, en in transitiefase moeten meerdere gassen worden getransporteerd en gedistribueerd. <i>Treedt op na 2030.</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>(x)</td> <td>(x)</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		(x)	(x)	x	x	<ul style="list-style-type: none"> Organiseer een gestructureerde ombouw met gastransitieplan per wijk, buurt of gasvoedingsgebied en met genoeg/passend aanbod vanuit regio of landelijk netwerk
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	(x)	(x)	x	x								
Overbodige delen van het gasnet moeten geamoveerd worden. <i>Treedt op na 2030.</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td>(x)</td> <td>(x)</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x	(x)	(x)	<ul style="list-style-type: none"> Verwijderen gasinfrastructuur indien een buurt afgesloten wordt van het gasnet
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x	(x)	(x)								
Capaciteitsknelpunt bij waterstoftransportleiding richting de elektriciteitscentrales Lage Weide en Merwedekanaal. <i>Treedt op na 2030</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>x</td> <td>x</td> <td></td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int		x	x		x	<ul style="list-style-type: none"> Uitbreiden transportcapaciteit door middel van nieuwe of grotere buisleiding
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
	x	x		x								
Warmtenetten												
Behoeft aan meer distributienetten voor warmtelevering gebouwde omgeving. <i>Treedt op richting 2030.</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> Aanleg van nieuwe en uitbereiding van bestaande warmtedistributienetten
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								
Behoeft aan meer duurzame warmtebronnen. <i>Treedt op richting 2030.</i>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>2030</th> <th>Reg</th> <th>Nat</th> <th>Eur</th> <th>Int</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> </tbody> </table>	2030	Reg	Nat	Eur	Int	x	x	x	x	x	<ul style="list-style-type: none"> Realiseren nieuwe, duurzame warmtebronnen Verduurzaming van bestaande warmteinstallaties
2030	Reg	Nat	Eur	Int								
x	x	x	x	x								

Impact op ruimte

De ontwikkelingen tijdens de energietransitie vragen om veel ruimte. Om hernieuwbare energie op te wekken is ruimte nodig voor zonnepanelen en windturbines. Daarnaast is er ruimte nodig voor batterijen, elektrolyzers en elektriciteitscentrales die zijn nodig om het energiesysteem in balans te houden. En om alle energie te kunnen transporteren zijn nieuwe verbindingen, transformatoren, warmteleidingen en buisleidingen nodig.

Voor een tijdige en succesvolle energietransitie is het daarom belangrijk dat er voldoende ruimte beschikbaar gesteld wordt voor deze ontwikkelingen. Dit kan schuren met andere ambities binnen de provincie zoals de vele nieuwbouwplannen. Ruimte is immers schaars, zeker in een provincie met een hoge bevolkingsdichtheid als Utrecht.

In deze studie is een eerste, onvolledige inschatting gemaakt van de ruimte die nodig is voor de energietransitie. De meeste ruimte is noodzakelijk voor de productie van energie, dus voor zonneparken en windturbines. Voor flexibiliteitsmiddelen en energie-infrastructuur is minder ruimte nodig, al heb je hiervoor veel minder keuzevrijheid waar je deze ruimte invult. Voor vraag is ten opzichte van de huidige situatie niet of nauwelijks extra ruimte nodig.

In de stedelijke omgeving bij Utrecht en Amersfoort is veel ruimte nodig voor energie-infrastructuur, aangezien daar zowel nieuwe elektriciteitsinfrastructuur als warmtenetten aangelegd moeten worden. Dit wordt grotendeels ondergronds aangelegd, maar ook daar is de beschikbare ruimte beperkt.

10.2 Aanbevelingen

Op basis van de inzichten uit deze en andere systeemstudies, en de input uit de klankbord-bijeenkomsten, kunnen we een aantal aanbevelingen formuleren om opvolging te geven aan deze systeemstudie.

De energietransitie is een complexe opgave waarin alle sectoren, burgers en overheden betrokken zijn. Deze complexiteit en hoeveelheid stakeholders betekent dat er veel meer dan voorheen behoefte is aan visie en coördinatie. Doordat verantwoordelijkheden voor de energietransitie en het energiesysteem bij verschillende partijen belegd zijn, is er geen partij verantwoordelijk voor integrale systeemkeuzes, terwijl er wel veel keuzes rondom het energiesysteem gemaakt moeten worden. Onderlinge afstemming op regionaal en landelijk niveau is noodzakelijk om tot een efficiënt energiesysteem te komen. Daarbij kan aangesloten worden bij bestaande overlegstructuren of de structuren die nu opgetuigd worden. Op regionaal niveau gaat het dan om periodiek overleg in het kader van de Regionale Energie-infrastructuur (REIS) voor de **regionale systeemafstemming** tussen de provincie, gemeenten en netbeheerders. Op landelijk niveau kan het Programma Energiesysteem (PES) gebruikt worden voor de terugkoppeling van de REIS en de **systeemafstemming op nationaal niveau**.

Op beide niveaus ligt er een rol voor de provincie, zowel op het niveau van het faciliteren van regie als op de inhoud. De provincie is namelijk zelf ook stakeholder in verschillende gedaantes, zoals haar rol in de ruimtelijke ordening. De provincie kan het initiatief nemen tot deze samenwerking op regionaal niveau en dit met middelen en het inhuren van een (onafhankelijke) voorzitter faciliteren. Op regionaal niveau moet het overleg zowel op strategisch en operationeel niveau plaatsvinden.

Tot slot, kunnen we een aantal concrete handelingsperspectieven en aanbevelingen formuleren. Ook hierin wordt het belang van regionale afstemming benadrukt:

- **Kijk vooruit, creëer meer zekerheid.** Op dit moment liggen nog veel opties open. Deze onzekerheid staat investeringen in de weg. Bedrijven, bewoners, netbeheerders en overheden wachten nog te veel op elkaar. De tijd dringt want aanpassingen aan de energie-infrastructuur hebben lange doorlooptijden, van tien jaar of meer. Overheden kunnen de impasse doorbreken door snel duidelijke beleidskeuzes te maken in de energietransitie. Ook bedrijven moeten verder vooruitkijken en hun aanvragen voor energie-aansluitingen tijdig doen. Dit geeft zekerheid aan de netbeheerders voor het doen van netinvesteringen.
- **Stel gezamenlijk prioriteiten.** Niet alles kan tegelijk aangepakt worden. De uitvoeringscapaciteit is beperkt. Zeker bij netbeheerders. Verder zijn partijen zoals bedrijven en decentrale overheden niet altijd op de hoogte van elkaars plannen. Overleg op provinciaal niveau en samen prioriteiten opstellen kan dit verhelpen. Netbeheerders zijn verplicht om in volgorde van aanvraag nieuwe aansluitingen af te handelen. Ze mogen daarbinnen geen prioriteiten aanbrengen of voorkeursbeleid voeren. Wanneer de capaciteit schaars is, kan dit leiden tot dilemma's. Prioriteren moeten dus in beleid en (volgorde van) vergunningprocedures gesteld worden of er moet op landelijk niveau een afwegingskader voor prioritering komen (nieuwe wet- en regelgeving).



- **Integrale aanpak voor ruimtelijke ontwikkelingen.** De energietransitie heeft een grote ruimtelijke impact, zeker op cruciale plekken in steden. De ruimte in de boven- en ondergrond is schaars en processen in de ruimtelijk ordening bepalen voor een groot deel de doorlooptijd van infrastructurele projecten. Soms kan het slimmer: trajecten kunnen samengevoegd worden. Ook kan er gekeken worden of vergunningprocedures sneller doorlopen kunnen worden, op zowel landelijk als regionaal niveau. Voor een deel kan dit door bij planvorming al te kijken naar de impact op de infrastructuur en wat hiervoor nodig is. In ruimtelijk plannen kan rekening worden gehouden met mogelijke toekomstige uitbereidingen van de infrastructuur. Een integrale aanpak is wenselijk. Voor een ander deel kan dit door te zorgen voor voldoende ambtenaren en juristen die vergunningsprocedures daardoor sneller kunnen afhandelen. Tot slot, kunnen gemeenten meer regie voeren op de ondergrond.
- **Breng vraag, aanbod en beschikbare netcapaciteit samen.** Energie die direct bij locaties met gelijktijdige energievraag geproduceerd wordt, hoeft niet of nauwelijks getransporteerd te worden. Vanuit het systeemperspectief en de maatschappelijke kosten loont het om waar mogelijk vraag en aanbod ruimtelijk samen te brengen. Geld, tijd, ruimte en menskracht efficiënt inzetten kan alleen door tegelijk rekening te houden met de drie-eenheid: vraag, aanbod én netcapaciteit. Overheden kunnen dit systeemperspectief bewaken en daarmee maatschappelijke kosten zo laag mogelijk houden.
- **Inzetten voor flexibiliteitsmiddelen.** Het toekomstig energiesysteem heeft flexibiliteitsmiddelen nodig. Het is belangrijk dat er wet- en regelgeving komt die dit faciliteert. De Rijksoverheid moet de juiste kaders scheppen. Dat geldt bijvoorbeeld ook voor het aansluiten van opwek met een lagere zekerheid (N-0). De provincie en gemeenten kunnen dit agenderen en er blijvend aandacht voor vragen bij het Rijk.
- **Blijvend gedeeld inzicht.** De energietransitie is een proces. Gedeelde, feitelijke inzichten in de actuele situatie zijn onontbeerlijk om bij te kunnen sturen. Up-to-date houden van data en inzichten uit deze systeemstudie kan een onderdeel zijn van een provinciaal samenwerkingsverband dat gericht is op gedeeld inzicht en coördinatie.

Literatuur

CE Delft, 2021. Doorlooptijden investeringen elektrificatie. Delft, CE Delft.

CE Delft & Quintel, 2019. Stysteemstudie energie-infrastructuur Groningen & Drenthe 2020-2050. Delft, CE Delft.

CE Delft, Quintel & TNO. 2020. *Systeemstudie energie-infrastructuur Limburg* [Online]. Available: www.chemelot.nl/duurzaamheid/cluster-energie-strategie-chemelot-2030-2050 [Accessed 2021].

CE Delft, Quintel & TNO, 2021. Stysteemstudie Energieinfrastructuur Zuid-Holland : Integrale systeemstudie gas, elektriciteit, CO2 en warmte 2020-2030-2050. Delft, CE Delft.

DNV GL. 2020. *Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI) Meerjarenprogramma Infrastructuur en Klimaat 0.1* [Online]. Arnhem: DNV GL Netherlands B.V. Available: www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2020/04/15/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie/bijlage-rapport-taskforce-infrastructuur-klimaatakkoord-industrie.pdf [Accessed].

Ecorys & TNO, 2020. Scenario's voor energievraag en energieaanbod en doelstellingen Ontwikkeling van de energietransitie in de provincie Utrecht. Rotterdam, Ecorys.

Eneco. 2020. *Routekaart verduurzaming warmtenet Utrecht en Nieuwegein november 2020* [Online]. Eneco. Available: <https://www.eneco.nl/grootzakelijk/-/media/content/pdf/warmte-etiket/routekaart-verduurzaming-warmtenet-utrecht-nieuwegein-2020.pdf?la=en/&hash=4E32617F42ECE3D11A0200DD290141FB> [Accessed].

Eneco. 2021. *Brief van Eneco aan de Gemeente Utrecht d.d. 05-03 -2021 : Zienswijze Ruimtelijke Strategie Utrecht 2040 (inspraakreactie)* [Online]. Rotterdam: Eneco. Available: <https://online.ibabs.eu/ibabsapi/publicdownload.aspx?site=Utrecht&id=251bf966-a002-498c-9d90-8cd96f86ce5c> [Accessed 2021].

Esri Nederland. 2021. *Risicokaart* [Online]. Available: <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=6852c41b2cf94e679795fe3ce0e8c024> [Accessed 2021].

Gemeente Woerden, 2021. Raadsinformatiebrief over Proces voor een verkenningsstudie naar de toekomst van de glastuinbouw in de Harmelerwaard. Woerden, Gemeente Woerden.

Klimaatmonitor. 2020. *Totaal gasverbruik Provincie Utrecht* [Online]. Available: <https://klimaatmonitor.databank.nl/jive> [Accessed].

Netbeheer Nederland. 2019. *Basisinformatie over energie-infrastructuur : Opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën* [Online]. Available:



https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf [Accessed 2021].

Netbeheer Nederland. 2021. *Het Energiesysteem van de Toekomst: Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050* [Online]. Netbeheer Nederland. Available: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Toekomstscenario's_64_9ab35ac320.pdf [Accessed September 2021].

PanTerra, 2021. Provincie Utrecht Geothermie Potentieel - Powerpoint Management Samenvatting. Leiderdorp, PanTerra Geoconsultants B.V.

PBL, 2019. Klimaat- en energieverkenning (KEV) 2019 Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL, 2020. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Rijksoverheid, 2019. Klimaatakkoord. Den Haag, Rijksoverheid.

RVO. lopend. *Warmteatlas* [Online]. Available: <https://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2> [Accessed 2021].

Stedin. 2021. *Liggingdata kabels en leidingen* [Online]. Stedin.net. Available: <https://www.stedin.net/zakelijk/open-data/liggingdata-kabels-en-leidingen> [Accessed 2021].

TenneT. 2021a. *Hoogspanningsnet Nederland - Asset gegevens TenneT TSO B.V.* [Online]. Available: <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=646a6dee22bf485587bc4daf98da1306> [Accessed 2021].

TenneT. 2021b. *Hoogspanningsnet Utrecht bereikt grens voor teruglevercapaciteit* [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/hoogspanningsnet-utrecht-bereikt-grens-voor-teruglevercapaciteit/> [Accessed 12 oktober 2021].

TenneT. 2021c. *TenneT verwacht structureel congestie, zoals bedoeld in artikel 9.5 van de Netcode elektriciteit, in het 150kV-net van Utrecht gedurende de periode 2021-2029.* [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/nieuws/tennet-verwacht-structureel-congestie-zoals-bedoeld-in-artikel-95-van-de-netcode-elektriciteit-in-2/> [Accessed 12 oktober 2021].

A Bijlagedocument uitgangspunten

In een apart document zijn alle uitgangspunten bij de modellering van de scenario's in de systeemstudie beschreven:

CE Delft & Quintel Intelligence (2021) Systeemstudie energie-infrastructuur provincie Utrecht - Bijlage scenario's, uitgangspunten en modelaanpak per sector.

B Begeleidingsgroep

Deze studie werd begeleid door een projectteam bestaande uit de opdrachtgevers van de provincie Utrecht, beleidsmedewerkers van de provincie van verschillende relevante beleidsterreinen en de verschillende netbeheerders. In Tabel 17 zijn de leden van het projectteam opgenomen.

Tabel 17 - Leden projectteam systeemstudie energie-infrastructuur Utrecht

Naam	Rol	Organisatie
Rudolf Buis	Opdrachtgever	Provincie Utrecht; Energie en Strategische Ruimtelijke Ontwikkeling
Oukje van Merle	Opdrachtgever, coördinator systeemstudie energie-infrastructuur Provincie Utrecht	Provincie Utrecht; coördinator systeemstudie
Eginhard Rot	Lid projectteam	Provincie Utrecht; Energietransitie, RES'en
Jeroen Daeij Ouwens	Lid projectteam	Provincie Utrecht; Energietransitie
Jacqueline Sellink	Lid projectteam	Provincie Utrecht; Wonen
Raymond Bijen	Lid projectteam	Provincie Utrecht; Strategische Ruimtelijke Ontwikkeling
Erik Brouwer	Lid projectteam, netbeheerder	TenneT
Jan de Jong	Lid projectteam, netbeheerder	TenneT
Arjan van Voorden	Lid projectteam, netbeheerder	Stedin
Martijn Douwes	Lid projectteam, netbeheerder	Gasunie

In drie bijeenkomsten met klankbordgroepen hebben we stakeholdersessies gehouden.

Per bijeenkomst verschilde de aanwezigheid van deelnemers. In Tabel 18 is weergegeven welke organisaties bij ten minste één van de klankbordgroepen vertegenwoordigd waren. Aanvullend zijn ook gesprekken geweest met Eneco over warmtenetten.

Tabel 18 - Organisaties vertegenwoordigd bij één of meerdere klankbordgroepen

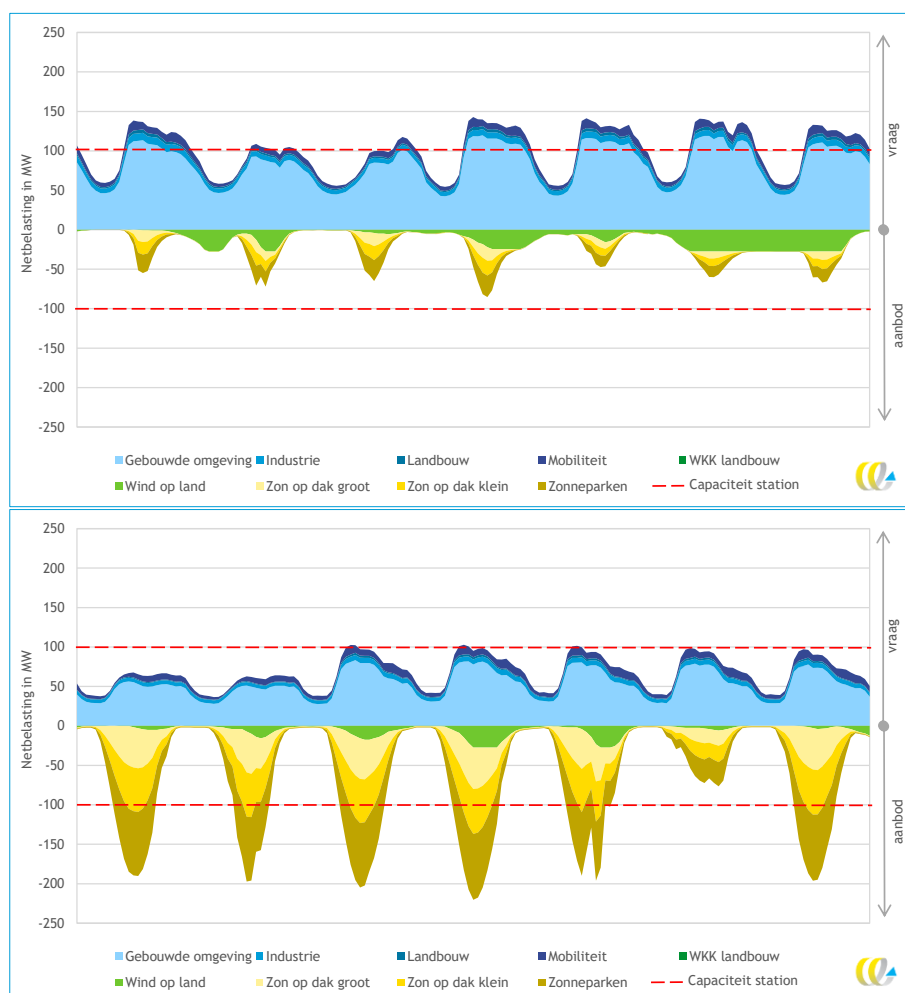
Gemeente Montfoort/Lopik	Energie van Utrecht, Energiesamen	Utrecht-West
Gemeente Utrecht	Pure Energie	MRA-E
Gemeente Vijfheerenlanden	Warmtebedrijf Amersfoort	VNO-NCW
Gemeente Houten	Hoogheemraadschap De Stichtse Rijnlanden	Metaalunie
Gemeente Renswoude	Waterschap HDSR	Berenschot
Provincie Utrecht, mobiliteit	KWR Water	Hermandegroot
Universiteit Utrecht	Waterschap Vallei en Veluwe	

C Piekbelasting en impact flexibiliteit

C.1 Opbouw piekbelasting

In Paragraaf 6.3 hebben we beschreven hoe de vraagprofielen eruit zien en dat deze in 2050 bepalend zijn voor de belasting op de koppelstations. Ook in 2030 zie je dat de stationscapaciteit niet volledig volstaat om op elk moment aan de vraag te kunnen voldoen. Toch zorgt in 2030 het aanbod op station Driebergen voor de grootste overschrijding van de stationscapaciteit en is daarom bepalend voor de mate van uitbereiding van de stationscapaciteit, volgende figuren illustreren dat. Daarbij kun je ook goed zien dat de pieken door opwek veel scherper zijn en gedomineerd worden door de opwek uit zon. Overdag overstijgt soms het aanbod de vraag, terwijl er 's nachts nauwelijks aanbod beschikbaar is om aan de vraag te voldoen.

Figuur 58 - Piekbelasting tijdens de week waarin de piekvraag voorkomt (boven) en een week met het piekaanbod (onder) op station Driebergen (scenario 2030)



Toelichting figuur: Voor dit station is de uurlijkse belasting weergegeven voor zowel de week waarin de piekvraag plaatsvindt als de week waarin het aanbod de piek bereikt. Met de rode lijnen wordt de capaciteit van het station weergegeven. Als de belasting de rode lijn van de capaciteit overschrijdt, is er sprake van een capaciteitsknelpunt.

C.2 Impact van flexibiliteitsmiddelen

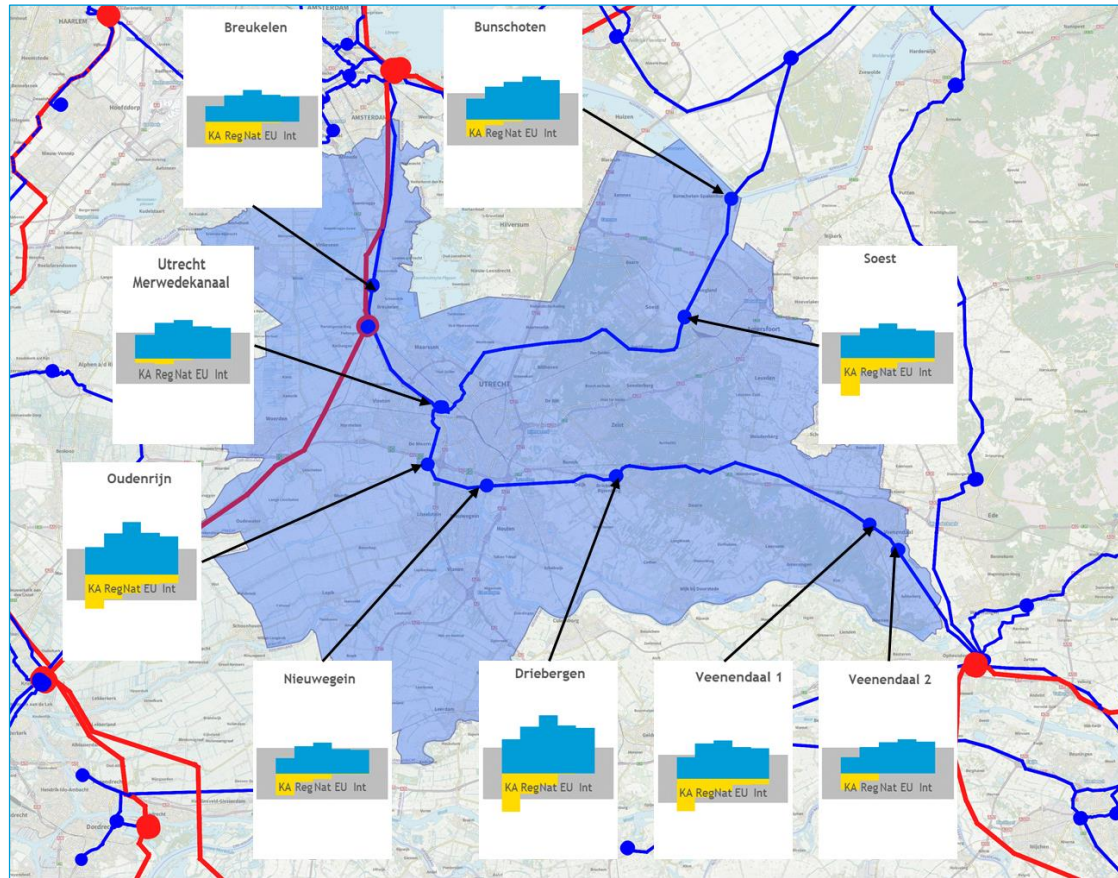
In Paragraaf 7.1.2 (Figuur) laten we zien dat de inzet flexibiliteitsmiddelen in het 2050-scenario Regionale Sturing zorgt voor vermindering van de ernst van de capaciteitsknelpunten op HS/MS- en HS/TS-koppelpunten. Tegelijkertijd laten we zien dat de inzet van flexibiliteitsmiddelen er niet voor zorgt dat knelpunten voorkomen worden. De capaciteitsknelpunten door aanbod worden opgelost door de inzet van flexibiliteitsmiddelen. Maar bij alle stations vinden ook capaciteitsknelpunten plaats door toename van de vraag, waardoor alsnog netverzwaring noodzakelijk is.

De onderstaande figuren (zie Paragraaf 6.3 voor toelichting figuur) geven een overzicht van de belasting op de koppelpunten voor alle scenario's met (Figuur 59) en zonder flexibiliteitsmiddelen (Figuur 60). De figuren laten zien dat het bovenstaande verhaal ook geldt voor het scenario Nationale Sturing. Ook hier wordt de omvang van de capaciteitsknelpunten lager en verandert de belangrijkste oorzaak, maar is voor alle stations alsnog uitbreiding noodzakelijk.

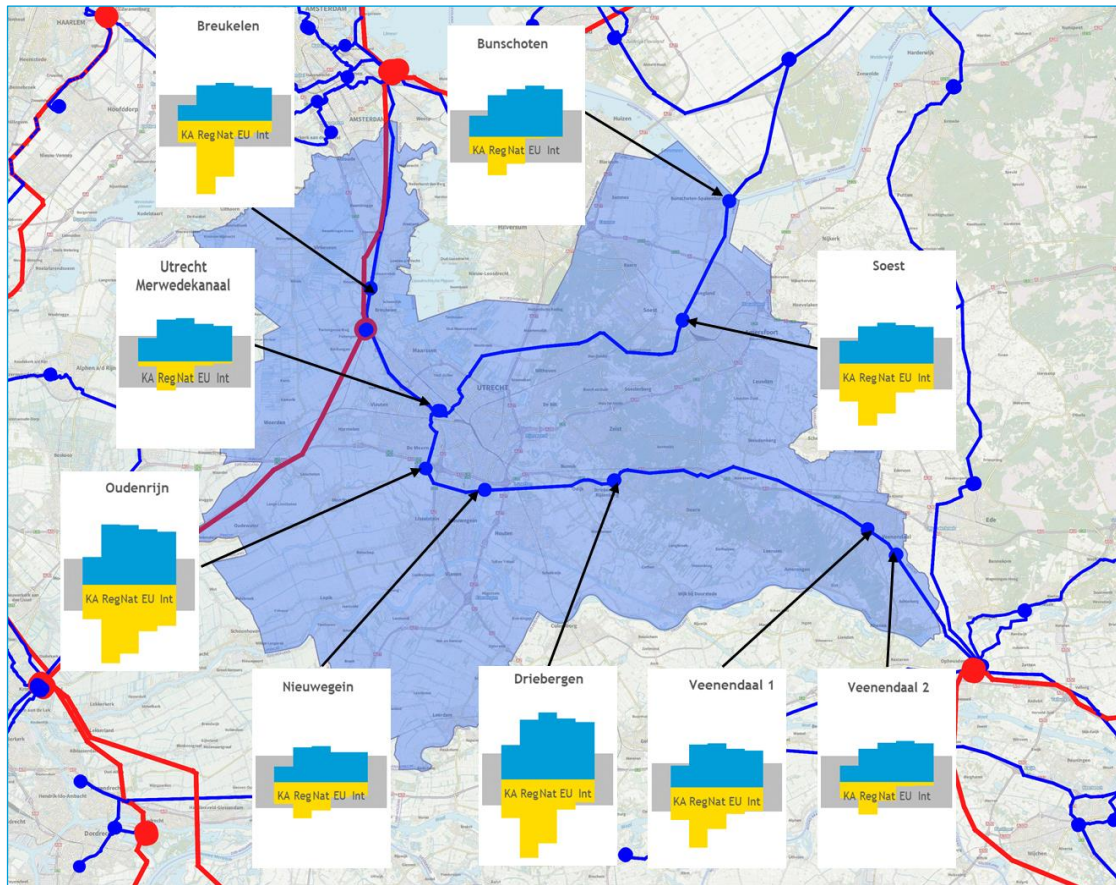
Bij de scenario's Europese Sturing en Nationale Sturing zijn er ook zonder flexibiliteitsmiddelen voornamelijk capaciteitsknelpunten veroorzaakt door toename van de vraag. Flexibiliteitsmiddelen dragen vooral bij aan het verlagen van de belasting door hernieuwbaar aanbod (met curtailment, elektrolyse en batterijen). Bij vraagknelpunten wordt de belasting beperkt verlaagd door batterijen en vraagsturing. De piekbelasting ligt door de inzet van flexibiliteitsmiddelen tussen de 10 en 20% lager. Bij deze scenario's is er dus maar een beperkte afname van de belasting op de stations. Bij het scenario Europese Sturing lost de inzet van flexibiliteitsmiddelen een capaciteitsknelpunt bij één station op, bij het scenario Internationale Sturing capaciteitsknelpunten bij twee stations.

Voor het 2030-scenario is geen inzet van extra flexibiliteitsmiddelen meegenomen. Daarom zijn de resultaten met en zonder flexibiliteitsmiddelen gelijk.

Figuur 59 - Belasting op de koppelpunten tussen het regionale en hoogspanningsnet per scenario (met flexibiliteitsmiddelen)



Figuur 60 - Belasting op de koppelpunten tussen het regionale en hoogspanningsnet per scenario (zonder flexibiliteitsmiddelen)



D Kanttekeningen bij de profielen en de impact op de uitkomsten

Om het energieverbruik en -productie per jaar om te rekenen naar netbelasting, wordt gebruikt gemaakt van uurprofielen. Deze profielen zijn onder andere afkomstig uit het ETM of de profielendataset van CE Delft. De profielen zijn gebaseerd op het klimaatjaar 2015. Dat is hetzelfde jaar als is gebruikt voor de I13050-scenario's en is een vrij gemiddeld klimaatjaar voor Nederland.

De profielen bepalen de capaciteitsvraag per toepassing, bijvoorbeeld de opwek uit zon of de vraag van warmtepompen. De precieze vorm van de profielen heeft daarmee invloed op de precieze netimpact, maar minder op de locaties van de te verwachten impact. Voor een aantal profielen die veel impact hebben, hebben we het effect nader bekeken: het profiel voor zon-pv en het warmtevraagprofiel. Het beeld dat hieruit komt is dat ze wel invloed hebben op de precieze capaciteitsomvang van de voorziene knelpunten, maar niet of nauwelijks op het aantal voorziene knelpunten en daarmee op de conclusies van deze studie. Hieronder gaan we in op de kanttekeningen bij deze twee profielen.

(On)gelijktijdigheid in de profielen voor de elektriciteitsproductie uit zon

De zon schijnt niet altijd overal in Nederland op hetzelfde moment. Het kan op één locatie bewolkt zijn terwijl op een andere locatie de zon vol schijnt. Daarnaast hebben niet alle zonnepanelen dezelfde oriëntatie (oost-west, zuid). Daarom produceren niet alle zonnepanelen op hetzelfde moment op vol vermogen, hier zit een ongelijktijdigheid in. We nemen in deze studie aan dat de gelijktijdigheid bij de piekproductie 70% is, wat betekent dat de productiepiek in het jaar op 70% van het opgestelde vermogen ligt. Dit getal is gebaseerd op nationale cijfers. In de provincie Utrecht ligt dit getal vermoedelijk hoger, aangezien het om een kleiner oppervlak gaat en het weer daardoor minder verschilt. Dit betekent dat we de piekbelasting door invoeding van zonnestroom licht onderschatten. De omvang van de knelpunten door aanbod in 2030 worden daardoor ook licht onderschat. Voor 2050 heeft dit weinig impact aangezien de knelpunten daar voornamelijk veroorzaakt worden door toename van de vraag naar elektriciteit.

Warmtevraagprofielen

Het warmtevraagprofiel is gebaseerd op het profiel van een gasgestookte ketel. Binnen de energiemodelengemeenschap is nog geen consensus over hoe de profielen voor andere warmtetechnologieën (zoals warmtenetten en warmtepompen) eruitzien. Daarom is voor al deze technologieën hetzelfde profiel aangehouden in deze studie. Gezien het bufferende karakter van warmtenetten en warmtepompen, is dit profiel vermoedelijk te piekerig. Naar verwachting zal dit profiel in werkelijkheid vlakker zijn. Samen met Stedin en Eneco is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd naar de impact van de vorm van dit profiel. Voor deze studie was de uitkomst dat een vlakker profiel geen impact had op het aantal knelpunten. De vorm van het profiel heeft echter wel invloed op de omvang van de knelpunten. In een vervolgstudie naar de knelpunten en oplossingsrichtingen is het goed om daar nader onderzoek naar te doen.

E Overzicht gebruikte eenheden

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	<i>Billion cubic meters</i> : 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
GW	Gigawatt: 10^9 Watt aan vermogen
MWe, GWe	Megawatt of gigawatt vermogen aan de elektrische zijde van een installatie, bijvoorbeeld het outputvermogen van een centrale of het inputvermogen van een elektrolyser

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

Overig	
Weq	Woningequivalent: 1 weq is gedefinieerd als 1 woning of veelal 150 m ² utiliteitsbouw.