



# Energiesysteem studie Noord-Brabant

**Provincie Noord-Brabant**

**Uw referentie nr.:**

**Document nr.:**

**Datum:** 2021-05-30

**Datum laatste revisie:** 2021-05-30



## Klantgegevens

---

Naam: Provincie Noord-Brabant  
Adres: Brabantlaan 1, 5200 MC, 's-Hertogenbosch  
Uw referentienummer:  
Contactpersoon: J.J. (Jan) Roggeband

## DNV GL bedrijfsgegevens

---

DNV GL entiteit: DNV GL Netherlands B.V.  
DNV GL unit: DNV GL - Energy  
DNV GL adres: Postbus 9035, 6800 ET Arnhem  
DNV GL contactpersoon: Martijn Duvoort  
DNV GL telefoon: +31 6 467 136 16

## Over dit rapport

---

DNV GL documentnummer: [DNV GL doc. No.]  
Offerte titel: Energiesysteem studie Noord-Brabant  
Datum: 2021-05-30  
Datum laatste revisie: 2021-05-30

Voor DNV GL Netherlands B.V.

---

Petra de Boer-Meulman  
Head of Department – Energy Markets &  
Technology

---

Copyright © 2020, DNV GL Netherlands B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie. Overdracht van de informatie aan derden zonder schriftelijke toestemming van DNV GL Netherlands B.V. is verboden. Hetzelfde geldt voor het kopiëren (elektronische kopieën inbegrepen) van het document of een gedeelte daarvan.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door DNV GL verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

DNV GL Netherlands B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, toekomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

---

SAMENVATTING.....	4
1 INTRODUCTIE, DOEL EN AANPAK .....	9
1.1 Achtergrond	9
1.2 Doelstelling systeemstudie	9
1.3 Werkwijze	9
2 ENERGIE AANBOD, VRAAG EN TRANSIT .....	12
2.1 Uitgangspunten	12
2.2 Toekomstverkenning Netbeheer Nederland: II3050	12
2.3 De Energievraag	14
2.4 Energie aanbod	16
2.5 Transit	18
3 HUIDIGE ENERGIE-INFRASTRUCTUUR IN BRABANT .....	26
3.1 — Huidige warmte-infrastructuur	26
3.2 Huidige elektriciteitsinfrastructuur	27
3.3 Huidige (energie)stoffen infrastructuur	30
4 ANALYSE ENERGIESYSTEEM 2050.....	32
4.1 Inleiding	32
4.2 Uitgangspunten	32
4.3 Beschrijving van de vier energiescenario's	35
4.4 Sterkte Zwakte analyse van de 4 energiemixen	39
4.5 Knelpunten en mogelijke oplossingen in het energiesysteem	50
4.6 Samenvatting van de consequenties per mix	52
4.7 Conclusies uit de analyse van de vier scenario's	54
5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN .....	56
BIJLAGEN .....	61
Bijlage A. Landschap en omgeving als oogstterrein	61
Bijlage B. Impressie van bronnen voor Brabant	63
Bijlage C. De vraag en aanbodprofielen	65
Bijlage D. Resultaten van de doorrekening	70
Bijlage E. Hot spots/energiehubs	79
Bijlage F. Termen, definities en eenheden	84
Bijlage G. Afkortingen en instanties	86
Bijlage H. Deelnemers infralabs	88
Bijlage I. Gebruikte literatuur	89

## SAMENVATTING

### Inleiding

Deze systeemstudie is uitgevoerd om inzicht te krijgen in wat de energietransitie betekent voor het energiesysteem in Brabant. De studie laat zien wat we nu kunnen zeggen – met nog een rijke schakering aan aannames en onzekerheden – over het toekomstige systeem voor het transporteren van energie in de vorm van stoffen o.a. (bio)gas, elektriciteit en warmte. Deze studie schetst een eerste beeld van hoe het energiesysteem van Brabant er in 2050 uit kan zien.

Het energiesysteem moet flexibeler gaan worden. Reden hiervan is dat het aanbod aan energie meer variabel wordt naarmate het aandeel aan hernieuwbare energiebronnen in de energiemix voor Brabant stijgt. Flexibiliteit kan onder andere worden gerealiseerd door op strategische plekken buffercapaciteit te bewerkstelligen. Ook het verbinden van de verschillende energienetten, met behulp van conversie, draagt bij aan de flexibiliteit en leveringszekerheid van de toekomstige energievoorziening. Dit vraagt om ontwikkeling van energie infrastructuur en infrastructuur is duur, vergt vele jaren om te realiseren en heeft potentieel een grote ruimtelijke impact.

De provincie heeft het onderwerp 'energiesysteem-transitie' opgenomen in haar Uitvoeringsagenda 2021-2023 Energie 'Haalbaar, betaalbaar en met draagvlak' om komende jaren een steeds duidelijker beeld te creëren van het energiesysteem van de toekomst. Deze rapportage betreft een eerste, grotendeels kwalitatieve, verkenning. De verkenning gaat helpen om in gesprek met elkaar te komen over voorsorteringen in de energie-infrastructuur.

### Opzet van deze studie

In deze eerste fase verkenning van het energiesysteem, dat na de energietransitie (in 2050) in Brabant aanwezig kan zijn, is het volgende gedaan:

#### **Infrastructuur nu – infrastructuur straks.**

In deze eerste fase is vooral gekeken of netten voor (o.a.) gassen, elektra en warmte een volledige nieuwe set aan (grotendeels) variabele bronnen aan kunnen. Voor deze fase zijn vier mixen van energiebronnen samengesteld om een eerste redenering op te zetten naar de eisen van de toekomstige energie infrastructuur. Hierbij is grotendeels gebruikt gemaakt van de concept getallen die begin 2020 (onder andere in RES context) beschikbaar waren. Deze energiemixen zijn besproken in enkele infralabs met onder andere RES'en het bedrijfsleven. Het totale energiegebruik is in lijn met de Energieagenda 2019-2030, gebaseerd op een innovatief toekomstbeeld waarin veel besparing wordt gerealiseerd. In deze Brabantse energiesysteemstudie is een eerste beeld gemaakt van hoe de variabele aard van meerdere bronnen die voor Brabant in het vizier zijn, uitpakt in relatie tot de huidige/benodigde infrastructuur. Deze verkenning is grofmazig, hiermee zijn nog geen keuzen te maken omtrent mixen of de ontwikkeling van netten. Hier is nadere gezamenlijke inspanning met meerdere partijen in de komende jaren voor nodig. De verkenning is primair bedoeld om een eerste zicht op stresspunten als gevolg van de variabele karakteristieken te krijgen, zodat daarop tijdig geanticipeerd kan worden.

#### **Transit.**

De energie infrastructuur in Brabant is ook van betekenis voor energie die door Brabant komt. De wensen met betrekking tot het verkrijgen van duurzame energie vanuit omliggende gebieden, betekenen mogelijk nieuwe verbindingen door Brabant. Lijnen of kabels voor transport van elektriciteit (bijvoorbeeld van wind op zee) en buizen voor het transporteren van duurzame gassen of vloeistoffen,

waaronder bijvoorbeeld waterstof dat als ongevaarlijke vloeistof (LOHC) en/of als gas door Brabant getransporteerd kan worden.

Bovenstaande studie geeft een eerste indicatie hoe vraag en aanbod (ook buiten Brabant) zijn weerslag kan krijgen op het energiesysteem (voor elektriciteit, warmte en energiestoffen zoals waterstof) in Brabant.

De vier mixen van energiebronnen, die we gebruikt hebben, kunnen als volgt gekarakteriseerd worden:

**Brabant Mix I Internationaal.** Deze energiemix wordt gekenmerkt door een grote importen van stoffen en elektriciteit van buiten Nederland en een laag aanbod van lokale warmte. Minder dan 30% van het energieaanbod wordt binnen Brabant geogst. Door het lage aanbod van lokale warmte is sprake van een hoge mate van elektrificatie van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving.

**Brabant Mix II Nationaal optimaal.** In deze energiemix is kernenergie (als elektriciteit) opgenomen die in Nederland wordt geproduceerd. Iets meer dan 50% van de energie (elektriciteit, stoffen, warmte) wordt lokaal geogst. Het aanbod van lokale warmte komt grotendeels uit geothermiebronnen en industriële restwarmte, die het hele jaar rond beschikbaar zijn,

**Brabant Mix III Lokaal tot de verplichting.** In deze energiemix wordt bijna 65% van de netto energievraag lokaal geproduceerd. De import van elektriciteit bestaat voor de helft uit import uit de rest van de Nederland en voor de helft uit import uit Europa.

**Brabant Mix IV Lokaal optimaal.** In deze energiemix wordt de meeste elektriciteit en alle warmte lokaal geogst. De import van stoffen is beperkt. Deze stoffen voorzien in de vraag naar hoge temperatuur warmte/stoom in de industrie en de energievraag voor mobiliteit.

Met een eenvoudig energiemodel zijn de consequenties van de bronnenmixen voor energieinfrastructuur doorgerekend. We hebben deze analyse gedaan op basis van een gemiddeld weerjaar en één techniek voor de opslag van elektriciteit (in de vorm van waterstof) en één techniek voor warmteopslag (buffervaten). Doorrekenen van extreme jaren (koude winter, meer of minder wind/zon) en andere opslagtechnieken zullen andere uitkomsten geven. Deze en andere gevoeligheidsanalyses zijn onderdeel van een vervolgstudie.

## Bevindingen

**Extra belasting elektriciteitsnet in alle scenario's.** Ondanks de positieve aannames omtrent grote besparingen in de energievraag voor alle sectoren is er bij alle mixen sprake van een grote extra belasting voor het elektriciteitsnet. Deze extra belasting van ongeveer 50% boven de huidige piekvraag wordt vooral veroorzaakt door de elektrificatie van bijvoorbeeld warmteprocessen in de industrie en door extra import van elektriciteit om te voldoen aan de bruto energievraag (compensatie van conversie, transport en opslag verliezen). Op lokaal niveau kan de extra belasting richting 2050 nog veel groter zijn. Knelpunten in het elektriciteitsnet als gevolg van het grote lokale aanbod van elektriciteit uit wind en zon-PV kunnen (bijna geheel) voorkomen worden door slimme locatiekeuzes, het afstemmen van het aanbod op de lokale vraag en/of door strategische koppelingen (op backbone niveau) tussen de drie netten voor gas, elektriciteit en warmte in te plannen.

**Bestaande gasinfrastructuur is meer dan voldoende om stoffen (vooral waterstof en groen gas) te distribueren en op te slaan.** In alle scenario's lijkt op dit punt sprake van een ruime overcapaciteit. Het aardgasnetwerk, inclusief de huidige mogelijkheden voor gasopslag (in het net), en de voorziene waterstof backbone zijn voldoende voor de behoefte van Noord-Brabant. Claims voor een

groter volume of anders soortige energie in combinatie met stoffen (ook voor feed stock van chemisch industrie) kunnen mogelijk wel maken dat extra infrastructuur nodig is.

**Opslag speelt een substantiële rol.** In alle vier scenario's levert de opslag van elektriciteit (in de vorm van waterstof) en warmte rond de 10% van de totale jaarlijks netto energievraag. Er is dus sprake van een aanzienlijke behoefte aan buffercapaciteit gedurende het jaar. Deze systemen vragen daarmee om een aanzienlijke investering in energieopslag en een goede strategische architectuurbenadering zodat op de juiste plaatsen de juiste hoeveelheden en juiste soorten energie beschikbaar kunnen zijn. De verwachting is dat een (groot) deel van de grootschalige (seizoens)opslag van waterstof buiten Brabant in bijvoorbeeld het waterstofnet of zoutcavernes plaats zal vinden. Behoeftes aan opslag voor warmte is sterk variërend afhankelijk van de keuze voor bronnen. Vooral in stedelijke gebieden kunnen problemen ontstaan wanneer teveel seizoensgebonden lokale warmtebronnen (zoals zonthermisch) worden ingezet. Hierdoor kan de vraag naar ondergronds gebruik voor warmte-koude opslag (WKO) groter worden dan de beschikbare ondergrondse capaciteit. Hoe (welke installaties), waarmee (welke energiesoorten) en op welk niveau (landelijk, provinciaal, regionaal, wijk/buurt) en opslag ingepland kan worden is een onderwerp voor nader onderzoek. Het is sterk afhankelijk van de aard van de bronnenmix waarop meerdere partijen, die betrokken zijn bij de (energetische, ruimtelijke en economische) toekomst van Brabant, in de komende tientallen jaren gaan voorsorteren.

**Belangrijke rol energie hubs.** Op punten waar de drie infrastructuursoorten reeds aanwezig zijn (zoals bedrijfsterrains en het Amerterrein) zijn er mogelijk installaties voor conversie en opslag van warmte en stoffen (ruimtelijk) in te plannen. Op het provincieniveau gaat het dan om mogelijke ruimtelijke reservering op backbone (c.q. hoofdnet) niveau. Dit kan bijvoorbeeld door omzetting van elektriciteit naar waterstof en/of ammoniak. Van dergelijke reserveringen kunnen andere ontwikkelingen meeprofiteren als daar voldoende integraal op wordt gestuurd. Zoals extra economische activiteiten die gebruik kunnen maken van de extra energie. Welke locaties in aanmerking komen om voor te sorteren als energiehub is onderwerp van nader onderzoek.

**Breed scala aan interventies om netverzwaring te voorkomen vraagt afstemming tussen diverse spelers op verschillende aspecten en niveaus.** De grootste impact heeft echter een integrale analyse en planning op RES- of provincieniveau van onder andere de zoekgebieden voor zon-PV en wind. Naast het in tijd en plaats afstemmen van energievraag en aanbod (inclusief demand response) en curtailment, zijn er diverse technische, juridische en organisatorische maatregelen mogelijk om het systeem efficiënter, flexibeler en robuuster te maken.

**Goede samenwerking en regie essentieel voor een geslaagde energietransitie.** Energietransitie, energie-efficiency- ruimtelijke impact en economisch impact (kosten/verdien mogelijkheden) kunnen elkaar dwarszitten. Integrale afwegingen zijn essentieel om goede keuzes te maken. Dit is van belang omdat het veranderen van het energiesysteem kostbaar is en het meerdere jaren duurt om te realiseren. Daarna is het nieuwe energiesysteem decennialang medebepalend voor de ruimtelijke inrichting en de ontwikkelkansen voor bedrijven en inwoners. Als gevolg van o.a. de rol van de provincie als 'gatekeeper' voor de ruimtelijke ontwikkeling heeft de provincie hier een belang om voldoende regie te (laten) voeren op integrale afwegingen omtrent de oplopende ruimtedruk. Mogelijk is deze rol van de provincie te verbinden met de regie op de ruimtelijke ontwikkeling voor woongebieden, bedrijfsterrains en zoekgebieden voor het grootschalig opslaan en/of produceren van duurzame energie.

**Als variabele lokale bronnen produceren, is het gewenst dit ook zoveel mogelijk ('achter de meter van de netbeheerder') lokaal en momentaan te gebruiken.** Door bijvoorbeeld zonnewarmte of zon-PV op daken van logistieke centra (vanuit het perspectief van de netbeheerders gezien) direct achter de meter te gebruiken is minder netverzwaring nodig. Dit is een matchingvraagstuk bij

gebiedsontwikkeling. Het is ook mogelijk achter de meter productie en vraag in tijd te verschuiven om zoveel mogelijk te gebruiken. Dit leidt echter wel tot (hogere) opslagkosten.

**Consequenties transit nog onduidelijk.** Rondom de transit voor stoffen is nog veel onduidelijk (wat, waar en hoeveel) zodat het lastig is om daar concreet op voor te sorteren en de kansen in te schatten. TenneT zal de transit voor elektriciteit, bijvoorbeeld naar Chemelot, via meerdere routes, deels buiten Brabant om, oplossen. De verwachting is dat een uitbreiding van de elektra voor Chemelot Brabant weinig koppelkansen oplevert.

**Doorrekenen van het energiesysteem in samenhang essentieel voor een goed zicht op consequenties.** Voor een beter zicht op de consequenties voor de samenhangende infrastructuur moeten de diverse netten en keuzes ten aanzien van opslag en conversie in samenhang doorgerekend worden. Uit onze analyse blijkt dat mixen (zoals mix III en IV) die in eerste instantie logisch en efficiënt leken bij nader inzien tot overschotten (van warmte) en tekorten aan elektriciteit en stoffen leiden. Ook bleek in alle mixen extra import van elektriciteit nodig om aan de bruto vraag te voldoen. Bij de huidige gemaakte aannames bleek dat, ten opzichte van de (netto) vraag, door systeemverliezen 10% en 20% extra energie nodig is. Dus voor een netto gebruik van 165 PJ per jaar is, afhankelijk van de systeemkeuzen, een bruto levering nodig van 181,5 tot 198 PJ per jaar. Dit is tot aan de Nederlandse grens geredeneerd. Als internationaal wordt geredeneerd kan dat systeemverlies oplopen tot tussen de 30% en 45%. Voorsorteren op een goede systeemintegraliteit is daarom energetisch gezien belangrijk.

#### **Een beter zicht op lokale consequentie vereist een verdere integrale doorrekening**

Als gevolg van elke mix van bronnen blijkt er een bepaald volume aan capaciteit nodig te zijn om 'tijd en plaats te overbruggen'. Hoe dit in de praktijk te zijner tijd is in te vullen langs de soorten infrastructuur (voor stoffen, elektriciteit en warmte) en/of op welk niveau van het energiesysteem (-internationaal, provinciaal en regionaal/lokaal) dit is in te richten, zal in latere fasen moeten volgen. Om beter zicht te krijgen op lokale (gemeentelijke) consequenties van de energietransities zullen de energiemixen die lokaal voor ogen zijn (bijvoorbeeld in het kader van de RES'en en CES'en) ook op lokaal niveau systematischer doorgerekend moeten worden met aanbodpatronen, die passen bij de lokale bronnen en vraagpatronen die afgestemd zijn op het gebied. Hierbij moet onder andere beter gekeken worden naar de optimale inzet van stoffen, verduurzaming van de routes van de diverse industrieën en de inzet van diverse opslagtechnologieën. Bij deze verdere verfijning moet ook expliciet rekening gehouden worden met specifieke kenmerken van de lokale vraag en aanbod voor specifieke gemeenten (of hot spots).

## Conclusies

Meerdere partijen in Brabant werken hard aan het verduurzamen van de energiemix voor Brabant, waaronder de Regionale Energie strategieën (RES'en) die meerdere zoekgebieden voor wind en zon-PV in ontwikkeling hebben. Deze toename van variabele bronnen en het eerste zicht op de lange termijn resulteren in een eerste set inzichten die bruikbaar zijn voor het nader ontwikkelen van het energiesysteem.

Als 'no-regrets' voor de provincie zijn aan te merken:

- Zorg dat (tijdelijke) af- en opschalingsafspraken en samenwerkingsafspraken over flexibiliteit in de netten nog beter kunnen worden gemaakt. Dit betreft bijvoorbeeld het planologisch goed laten verankeren van zoekgebieden en het aangeven wat daar aan installaties en aansluitcapaciteiten maximaal haalbaar zijn.
- Zorg dat er betere businessmodellen voor de Brabantse situatie komen. Om businessmodellen te laten ontwikkelen helpt het als de provincie, samen met andere partijen, duidelijk grenzen aangeeft waar, welke (aansluit)capaciteit op termijn mag worden verwacht.

- Zorg dat het op strategische plaatsen aanbrengen van fysieke koppelingen tussen de netten mogelijk is. Betere (ict) modellen voor ruimtelijke integratie tussen aanbod en vraag helpen hierbij. Het simuleren van de werking van het toekomstige energiesysteem om efficiency in het systeem zelf te bewerkstelligen, helpt ook.

De eerste principes voor ontwikkeling van (de architectuur van) het energiesysteem op de lange termijn zijn:

- Zorg dat de vraag en aanbod van energie (in plaats en de tijd) optimaal op elkaar afgestemd worden. Betere wisselwerking met maatschappelijke en economische wensen en een betere sturing op en inzicht in zoekgebieden in een gebied helpen hierbij.
- Maak analyses voor 2050 om goed inzicht te krijgen in de behoefte aan infrastructuur voor elektriciteit, gassen en warmte. Hiervoor is een vergelijking van de mogelijke opties voor de invulling van energievraag nodig. Hierbij wordt bijvoorbeeld gekeken naar de uitbreiding van het elektriciteitsnet, opslag van elektriciteit en het verbinden van de diverse netten met elkaar. Maak daarna de keuze voor de ontwikkeling naar 2050 zodat geen onnodige investeringen worden gedaan in de komende 10 jaar die later niet meer nodig zijn. Als bijvoorbeeld opslag en conversie in de vorm van PowertoGas (P2G) in 2050 naar de huidige verwachtingen bijna onontkoombaar is, neem dit dan mee in de mogelijke ontwikkeling voor de komende 10 jaar. Met andere verwachtingen en/of nog meer toegespitste mogelijke energiemixen voor Brabant en/of andere aannames omtrent het energiegebruik in de toekomst, is specifiek te bepalen in welke vormen de buffercapaciteit zijn vorm zal moeten krijgen. Hou hierbij expliciet rekening met claims voor energietransporten door Brabant. Mogelijk zijn hier economische en/of maatschappelijke koppelkansen te creëren. Denk bijvoorbeeld aan het verkrijgen van extra infrastructuur voor stoffen, die enerzijds kunnen dienen als grondstof voor de circulaire economie van de industrie en anderzijds ook in te zetten zijn voor (buffering in) de energiehuishouding van een gebied (zoals een bedrijfsterrein).

## Aanbevelingen

De ontwikkelingen met betrekking tot energiebronnen binnen en buiten Brabant zijn groot. Doordat de provincie Noord-Brabant, via de omgevingswet, een verantwoordelijkheid heeft met betrekking tot de ruimtelijke omgeving is hier een interessant en belanghebbend raakvlak. Het begrip over wisselwerking van deze (ruimtelijke) eindverantwoordelijkheid van de provincie wordt steeds groter. Dit begrip omvat dat de energietransitie niet alleen het vervangen is van een paar energiebronnen die aangesloten moeten worden op bestaande netten voor (o.a.) gassen, elektriciteit en warmte. De aard van deze bronnen maakt dat dit alle ruimtelijke componenten in de provincie raakt. Daarmee is het samen met partners voorsorteren op een passende mix en dito gevolgen voor Brabant, waaronder ruimtelijk, in samenhang met wensen omtrent andere ruimtelijke ontwikkelingen van Brabant, zeer aan te bevelen.

Deze eerste fase verkenning richting het krijgen van meer samenhang van de drie soorten netten voor (o.a.) gassen, elektriciteit en warmte moet dan ook als start worden gezien, enerzijds van het meer dialoog krijgen met partijen die betrokken zijn bij de keuzen omtrent de toekomstige energie infrastructuur en anderzijds om een tweede fase in te gaan waarmee meer kwantitatief en modelmatig naar de ontwikkeling van de infrastructuur wordt gekeken. De aanpak in deze eerste fase studie om energiebronnenmixen, hot spots en energie hubs met meerdere partijen te verkennen, kan daarmee verder uitgebouwd worden. Aanbevolen wordt om de tweede fase modelmatig met meerdere partijen op te pakken, grotere diversiteit aan energiemixen en opslagmethodieken door te rekenen en optimaal gebruik te maken van kwantitatieve gegevens die beschikbaar komen. Dit gaat onder andere om kwantitatieve informatie over zoekgebieden van de RES'en, beslissingen over aanlanding van wind op zee en Clusterstrategieën van Industrieën (CES'en), zowel in, als in de omgeving van Brabant.



## 1 INTRODUCTIE, DOEL EN AANPAK

### 1.1 Achtergrond

Nederland wil in lijn met doelstellingen van Parijs en de green deal van de Europese Unie de broeikasgasemissies voor 2050 reduceren met 95%. Tegelijkertijd willen Europa en Nederland voor hun energievoorziening minder afhankelijk worden van landen buiten de EU. Ook wil Nederland het gebruik van Groningse aardgas versneld terugdringen. De transitie naar andere duurzame energiebronnen is een enorme opgave die een grote impact heeft op de nationale en Brabantse energie infrastructuur.

In een energiesysteem gebaseerd op duurzame bronnen, die niet het hele jaar rond beschikbaar zijn (zoals zon, wind, warmte uit oppervlaktewater) moeten de netten voor Hernieuwbaar Gas (HG), Elektriciteit (E) en Warmte (W) steeds meer met elkaar verbonden worden om de nodige flexibiliteit van het energiesysteem te kunnen bieden. De koppelpunten hiervoor zullen sterk verschillen in verzorgingsgebied, energiesoorten (elektriciteit, warmte en stoffen) en te overbruggen tijdsperiode (minuten, dagen, seizoenen). Sommige koppelpunten, zoals bij aanlanding aan zee, hebben een (inter) nationale functie. Andere hebben een rol op provinciaal of lokaal niveau. De verwachting is dat een deel van de koppelpunten gecombineerd wordt met locaties met een grote vraag naar hernieuwbaar warmte, elektriciteit of gas (als energiebron of feed stock).

Om een eerste zicht te krijgen op de architectuur van de gekoppelde netten, de mogelijke koppelpunten en op de overbruggingscapaciteit, voert de provincie deze eerste fase systeemstudie uit.

### 1.2 Doelstelling systeemstudie

De studie moet inzicht geven in de impact, van mogelijke energiemixen (combinatie van bronnen) en de verwachte doorvoer van energie en feed stock door Brabant, op de energie-infrastructuur (voor warmte, elektriciteit en hernieuwbare gassen) in Brabant. In deze eerste fase wordt kwalitatief verkend wat de gevolgen zijn voor de hoofdstructuur/backbone. Ook geeft de studie een eerste zicht op wat voor soort koppelpunten tussen de netten nodig kunnen zijn. Tot slot geeft de studie inzicht in de samenhang en de gevolgen (energetisch, ruimtelijk, economisch) van de ontwikkelingen.

We onderzoeken hierbij meerdere bronnenmixen omdat de beschikbaarheid van veel duurzame bronnen in de tijd (op verschillende uren in het jaar) sterk verschillen en omdat het opvangen van pieken voor een energie-infrastructuur met veel duurzame bronnen lastiger is dan in het huidige energiesysteem. We onderzoeken in welke mate de drie energienetten (energiestoffen, elektriciteit en warmte), in samenhang, de energietransitie onder verschillende aannames over de toekomst aan kunnen en waar en in welke mate overbruggingscapaciteit nodig lijkt. Een tijdig inzicht is noodzakelijk omdat infrastructuraanpassingen duur zijn en meerdere jaren ontwikkeltijd vergen.

In het onderzoek is gekeken naar de energiedoorvoer (bijvoorbeeld van Rotterdam naar Antwerpen, Chemelot en het Ruhrgebied).

### 1.3 Werkwijze

Voor deze fase van de systeemstudie is een aanpak gekozen die uit de volgende stappen bestaat:

1. Bepalen van mogelijke bronnenmixen voor Brabant in 2050, om de redenering mee op te zetten.
2. Bepalen van kenmerken van hot spots, om de redenering mee op te zetten.
3. Doorrekenen en analyseren van de vier bronnenmixen voor de energievoorziening van Brabant.

4. Identificeren van knelpunten, kansen en koppelpunten tussen de netten en gevolgen (ruimte, energetisch, economisch).
5. Opstellen van de rapportage.

De stappen worden hieronder kort toegelicht.

### ***Bepalen mogelijke bronnenmixen voor 2050***

Vertrekkend vanuit de Integrale Infrastructuur verkenning 2030-2050 (II3050) van Netbeheer Nederland zijn vier voor de Brabantse situatie toegespitste onderscheidende energiemixen gedefinieerd. Alle vier de bronnenmixen zijn in lijn met het beleidsstreven van de provincie, waarin sterk wordt ingezet op besparing en verbetering van efficiëntie door innovatie. De provincie streeft daarbij naar een innovatief toekomstbeeld met een jaargebruik in 2050, exclusief verliezen, van 165 PJ. Bij het bepalen van de bronnenmixen is rekening gehouden met de resultaten van de RES'en en diverse onderzoeken van de provincie zoals het onderzoek 'Kansen voor verduurzaming bedrijventerreinen'. De mixen zijn in diverse iteraties met de stakeholders zoals vertegenwoordigers van RES'en, bedrijfsleven en netbeheerders tot stand gekomen. De mixen onderscheiden zich in:

- Aandeel van duurzame energie dat in Brabant wordt geoogst. Dit loopt van 30% tot circa 90% van de jaarlijkse energievraag.
- Karakter van de import. Die varieert in nadruk op duurzame elektriciteit (wind op zee), kernenergie of stoffen. In alle bronnenmixen is sprake van import van stoffen o.a. van vloeibare waterstof (Liquid Organic Hydrogen Carriers of LOHC) via Rotterdam. In Mix II wordt ook nog een aanzienlijke hoeveelheid kernenergie geïmporteerd. Een bron met een vlakke leveringskarakteristiek die goed moet worden ingepast tussen flexibel leverende bronnen.
- De mate waarin Brabant gebruik maakt van warmte uit lokale warmtebronnen. In mix II en IV is dat aanzienlijk meer dan in mix I.

### ***Bepalen hots pots voor aanbod, vraag en infrastructuur.***

Om een beter zicht te krijgen op mogelijke consequenties van de veranderingen van energie-aanbod en -vraag en om de potentiële lokale stresspunten in de netten en de lokale koppelkansen te bepalen, hebben we voor dit onderzoek een top vijf hotspot gemeenten geïdentificeerd. Voor het identificeren van koppelkansen hebben we gekeken naar aanwezige infrastructuur (elektriciteit onderstation, leidingen en (als gevolg van reeds bestaande investeringsplannen) en ideeën voor toekomstige leidingen en buizen voor stoffen/gassen).

### ***Doorrekenen van de vier bronnenmixen voor Brabant***

Om de effecten van met name de variëteit van de bronnen op de infrastructuur beter in samenhang te kunnen duiden is een model gebruikt. Het model geeft beter zicht op de capaciteit van de drie soorten netten en op de koppelpunten die nodig zijn om de in 2050 benodigde flexibiliteit te realiseren. Op basis een globaal energiemodel hebben we de consequenties van de vier bronnenmixen doorgerekend. De aanbodprofielen houden er rekening mee dat op sommige uren in het jaar de zon helemaal niet schijnt of slechts beperkter schijnt. Ook aan de vraagkant wordt rekening gehouden met de wisselende vraagprofielen, bijvoorbeeld voor de grote piekvraag naar warm douchewater in de ochtend.

In het model beschouwen we Brabant als een black box in die zin dat we geen rekening houden met de exacte locaties en capaciteiten en bezettingen van de diverse onderstations binnen Brabant.

De kern van de analyse bestaat uit het vergelijken van aanbod en vraag in 2050 op uurbasis. Uit de vergelijking volgt de behoefte aan infrastructuur waaronder de capaciteit van onderstations, de behoefte

aan opslag c.q. overbruggingscapaciteit (soort energie en volume). Hierbij ontstaat ook een beeld van benodigde koppelingen tussen de drie netten. We geven aan hoeveel elektriciteit tijdelijk omgezet wordt naar een gas (waterstof) en welke hoeveelheid stoffen (waaronder waterstof) wordt ingezet voor de productie van elektriciteit.

### ***Identificeren knelpunten, koppelpunten en kansen in de infrastructuur***

In deze stap analyseren we de mogelijke knelpunten, koppelpunten en kansen vanuit de infrastructuur in Brabant. We kijken hierbij naar 2050 en bepalen de benodigde infrastructuur voor dat jaar zonder te kijken wat de huidige infrastructuur is omdat openbare gegevens hieromtrent niet voldoende inzicht geven. De analyse resulteert in een sterke en zwakte analyse van elke mix. In de analyse besteden we aandacht aan:

- diverse netten (elektriciteit, warmte, stoffen), inclusief verschillen in energieverliezen,
- impressie van de ruimtelijke impact,
- impressie van de economische impact,
- raakvlakken met transit.

### ***Opstellen rapportage.***

De in deze systeemstudie verkregen inzichten resulteren in een eindrapportage met daarin een visie op het energiesysteem op de midden en lange termijn (5 tot 30 jaar), de rol van energieopslag hierin en een overzicht van (no regret) maatregelen om investeringen in netverzwaring waar mogelijk te beperken. Omdat sprake is van een eerste fase kwalitatief onderzoek hebben de meeste aanbevelingen betrekking op vervolgonderzoeken en -analyses.

## 2 ENERGIE AANBOD, VRAAG EN TRANSIT

### 2.1 Uitgangspunten

#### **Toekomstverkenning Netbeheer Nederland, gerapporteerd als II3050, als vertrekpunt.**

Door onzekerheden rond toekomstig (inter)nationaal overheidsbeleid, techniekontwikkelingen, kostenontwikkeling en rond maatschappelijke voorkeuren is het moeilijk om een voorspelling te doen welk toekomstscenario de boventoon zal voeren. Deze geven in vier extreme scenario's aan wat zij aan mogelijke ontwikkelingen in de energie-infrastructuur zien als er verschillende krachten meer of minder sturen naar veranderingen.

#### **Energiemixen 'passend bij de de Brabantse situatie.**

Op basis van de uitkomsten van de RES 1.0, beelden bij RES'en, diverse onderzoeken naar het potentieel van duurzame bronnen in de provincie, zijn mixen ontwikkeld die passen bij de Brabantse context. Daarnaast is ook rekening gehouden met bijzonderheden van de provincie zoals ten aanzien van kernenergie. De vertaling naar de Brabantse context zijn beschreven in paragraaf 2.2.

#### **Energievraag in Brabant van 165 PJ in 2050.**

In alle scenario's is in lijn met de ambities van de provincie uit gegaan van een totale energievrage in Noord-Brabant, exclusief verliezen, van 165 PJ in 2050. Voor alle energiemixscenario's is gebruik gemaakt van een innovatief toekomstbeeld dat ten grondslag ligt aan het beleidsstreven zoals vastgelegd in de Energieagenda 2019-2030. Hiervan is af te leiden dat provincie Noord-Brabant op veel innovatie rekent met aanzienlijke mogelijkheden om (her)ontwerp van wonen, werken en verplaatsen tot stand te brengen waardoor veel energie zal worden bespaard. Ook de verwachtingen ten aanzien van de graad van implementatie van duurzame bronnen en de toename van efficiëntie van de bronnen (meer opbrengsten per m<sup>2</sup>) zijn aanzienlijk. Een andere denkstroming is dat het huidige gebruik, aangevuld met economisch groei en gecompenseerd met efficiencyverbetering, uit kan komen op het huidige niveau (290 PJ). De consequenties daarvan zijn niet in deze fase niet verder onderzocht.

### 2.2 Toekomstverkenning Netbeheer Nederland: II3050

In de II3050 scenario's<sup>1</sup> schetsen de netbeheerders mogelijke ontwikkelingen in de energie-infrastructuur als er verschillende krachten meer of minder aan het stuur zitten. Ook schetsen ze mogelijke mixen van energiebronnen die bij deze scenario's nodig zijn. De scenario's van Netbeheer Nederland verschillen in de dominante wijze van sturing en in aannames over economische en bevolkingsgroei, mate van zelfvoorziening (eigen opwek), mate van efficiencyverbetering (bijvoorbeeld door isolatie, gebruik van energie-efficiënte apparaten) en elektrificatie (van warmte (in de gebouwde omgeving en industrie) en transport. Figuur 2-1 geeft een overzicht van de vier scenario's<sup>2</sup> met bijbehorende energiebronnenmix.

<sup>1</sup> Netbeheer Nederland 2017

<sup>2</sup> In een update van 2020 is de naamgeving aangepast naar respectievelijk: Internationale Sturing, Europese sturing, nationale sturing en regionale sturing (Berenschot & Kalavasta 2020)



**Figuur 2-1 II3050 scenario's van netbeheer Nederland**

In deze vier scenario's zijn ook vier verschillende energiebronnenmixen gedefinieerd. Deze zijn als startpunt voor de energiebronnenmixen voor Brabant gebruikt. Op basis van de uitkomsten van de RES 1.0 en diverse onderzoeken naar het potentieel aan duurzame bronnen in de provincie, zijn mixen ontwikkeld die passen bij de Brabantse context. Zowel in het onderzoek van de netbeheerders als in deze systeemstudie voor Brabant is expliciet gekeken naar een brede set van (zoveel mogelijk) onderscheidende maar voorstelbare mixen om mogelijke consequenties voor de infrastructuur in kaart te brengen. Om beter zicht te krijgen op mogelijke consequenties van diverse mixen voor de energie-infrastructuur, is gewerkt naar vier mixen die qua duurzame bronnen, binnen de bandbreedte van wat redelijk is te achten voor Brabant, zo sterk mogelijk van elkaar verschillen. De energiemixen verschillen in essentie in verwachtingen omtrent wat (en hoeveel) betaalbaar en haalbaar binnen het grondgebied Brabant aan energie te verkrijgen is. In deze Brabantse benadering is (nu) nog geen rekening gehouden met verschillen in groei van de bevolking en de economie. Door deze vraagfactoren constant te houden zijn alle verschillen te herleiden tot verschillen in de bronnenmix. Om het Brabantse karakter van de mixen te benadrukken hebben we ook de namen van de bronnenmixen aangepast. Figuur 2-2 geeft een samenvattende typering van de vier Brabantse bronnenmixscenario's. Zie Tabel 2-2 in paragraaf 2.4 en bijlage B hoe de vier energiebronnenmixen (afgeleid van II3050 en Brabantse ideeën) nu als redenatiemateriaal gelden.



Figuur 2-2 vertaling II3050 scenario's naar de Brabantse context

## 2.3 De Energievraag

Bij de bepaling van de energievraag in 2050 zijn we vertrokken vanuit de daadwerkelijke gemeten energievraag van de diverse sectoren in 2019, zoals opgegeven door de RES'en. De RES'en hebben hierbij onder andere gebruik gemaakt van de publicaties van de klimaatmonitor. Deze gegevens zijn gebaseerd op metingen van het CBS. Figuur 2-3 geeft de huidige energievraag in de provincie weer. De totaal-opgave is in lijn met de opgaven van de RES. De verdeling naar sectoren en energiedragers is een indicatieve schatting. Voor deze systeemstudie is er voor gekozen voor alle vier de energiemixen uit te gaan van dezelfde energievraag, om beter inzicht te krijgen in de gevolgen van verschillen in aanbod van energie.

<i>Totale 4 RES regio's in Brabant</i>	Wonen Gebouwde omgeving	Industrie	Mobiliteit	Landbouw (en overig)	TOTAAL (nodig)
warmte	41,5 PJ	52,0 PJ	- PJ	20,1 PJ	113,6 PJ
elektriciteit	37,0 PJ	41,7 PJ	10,0 PJ	16,0 PJ	104,7 PJ
energiestoffen	- PJ	- PJ	72,0 PJ	- PJ	72,0 PJ
Totaal gebruik	78,5 PJ	93,7 PJ	82,0 PJ	36,1 PJ	290,3 PJ

Figuur 2-3 Huidige Energiegebruik (indicatieve schatting provincie Noord-Brabant, 2020)

Vanuit de huidige energievraag is een indicatief beeld geschetst van de mogelijke verdeling over sectoren en soorten van de energievraag in 2050. Voor de energievraag in 2050 is voor alle energiemixen het innovatief toekomstbeeld gebruikt dat ten grondslag ligt aan het beleidsstreven, zoals vastgelegd in de Energieagenda 2019-2030. Dit streven betekent een totale energievraag in Noord-

Brabant, exclusief verliezen voor transport of omzetting, van 165 PJ in 2050. Figuur 2-4 geeft een indicatief beeld van de energievraag (totaal en per energiesoort) van de diverse sectoren in 2050. Uit het beleidstreven naar een energievraag van 165 PJ in 2050 valt af te leiden dat provincie Noord-Brabant op veel innovatie rekent met aanzienlijke mogelijkheden om (her)ontwerp van wonen, werken en verplaatsen te realiseren.

Voor deze eerste systeemstudie merken we ook op dat het beleidstreven is om robuuste (resilient) gebieden van dorpen, steden, regio's te laten ontstaan. Dat betekent dat warmte, elektriciteit en (brand)stoffen bij voorkeur zo dichtbij als mogelijk worden verkregen. Dit betekent dat in de energiestrategieën van inwoners, bedrijven en overheden, aspecten als besparen en het matchen van 'wat heb ik nodig' (wanneer, hoeveel van wat) met wat een bepaalde mix van bronnen kan leveren, steeds meer een aandachtspunt kan worden. In bijlage A staat meer informatie over de wisselwerking is tussen energie en andere veranderende functies.

Totale in 2050	Wonen Gebouwde omgeving	Industrie	Mobiliteit	Landbouw (en overig)	TOTAAL (nodig)
warmte	32,3 PJ	29,0 PJ	- PJ	6,7 PJ	68,0 PJ
elektriciteit	28,7 PJ	16,0 PJ	24,5 PJ	4,3 PJ	73,5 PJ
energiestoffen	- PJ	- PJ	23,5 PJ	- PJ	23,5 PJ
Totaal gebruik	61,0 PJ	45,0 PJ	48,0 PJ	11,0 PJ	165,0 PJ

**Figuur 2-4 Impressie energiegebruik in 2050 op basis van een innovatief toekomstbeeld**

Uit de vergelijking van het energiegebruik in 2050 vergeleken met 2020 blijkt dat de woningen en dienstverlening (samen de gebouwde omgeving) in 2050 22% minder warmte en elektriciteit gebruiken dan in 2020. De industrie gebruikt in 2050 44% minder warmte en 38% minder elektriciteit dan in 2020. Landbouw gebruikt in 2050 67% minder warmte en 73% minder elektriciteit dan in 2020. Hieraan ten grondslag ligt het innovatieve toekomstbeeld dat elektrificeren een enorme efficiëntieverbetering geeft. Mobiliteit gebruikt in 2050 67% minder stoffen en 245% meer elektriciteit dan in 2020. Ook dit is een sector waar, door elektrificering in een innovatief toekomstbeeld, veel besparing wordt voorspeld.

Naast de omvang van de energievraag, verandert ook de vraag naar specifieke energiesoorten en dragers. Zo zullen in 2050 personenauto's en trucks op elektriciteit of waterstof (waarmee ook elektriciteit is te maken voor de voorstuwing) rijden. Hierdoor neemt de vraag naar elektriciteit toe. Omdat rijden op elektriciteit viermaal zo efficiënt is als het rijden op fossiele brandstoffen zal de totale (netto)vraag aan energie voor mobiliteit aanzienlijk afnemen. Ook voor de warmtevoorziening in woningen en voor de warmte en stoomvraag in grote industrieën zal sprake zijn van een grotere vraag naar elektriciteit. Zeker voor grote industrieën gaat dit gepaard met een behoefte aan buffers (opslag) om de ongelijkmatige aanvoer van duurzame elektriciteit (en/of gas) op te vangen. Tabel 2-1 Het (verwachte) gebruik van elektriciteit in de diverse sectoren geeft een overzicht voor de verschillen in mate van veronderstelde elektrificatie.<sup>3</sup> De verschillen worden grotendeels verklaard door de beschikbare bronnenmix. Zo leidt een beperkte aanspraak op lokale warmtebronnen tot het gebruik van andere bronnen, wat veelal elektrische bronnen zullen zijn.

<sup>3</sup> Omdat we vertrokken zijn van 4 specifieke energiemixen voor Brabant, verschillen de aandelen met de aandelen in de landelijke scenario's.



**Tabel 2-1 Het (verwachte) gebruik van elektriciteit in de diverse sectoren**

	Internationaal optimaal <sup>4</sup>	Nationaal optimaal	Lokaal tot verplichting	Lokaal optimaal
Elektrificatie Warmte wonen	<b>16.8</b>	<b>12.5</b>	<b>12.2</b>	<b>12.2</b>
Elektrificatie Warmte (o.a. stoom)	<b>3.6</b>	<b>3.6</b>	<b>3.6</b>	<b>3.6</b>
Elektrificatie Personenvervoer	<b>24.5</b>	<b>24.5</b>	<b>24.5</b>	<b>24.5</b>
Elektrificatie Goederenvervoer	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>

## 2.4 Energie aanbod

Voor het potentieel aanbod van de diverse bronnen is gekeken naar de resultaten van het RES (0.0 en 1.0) potentieel, onderzoeken voor Brabant, onderzoek van gemeenten in Brabant en, waar lokale onderzoeken niet beschikbaar zijn, naar landelijke onderzoeken. De resultaten van landelijke onderzoeken zijn vervolgens geschaald naar de Brabantse context. De resultaten van de onderzoeken zijn gebruikt om ervoor te zorgen dat voor elke bron in elk scenario sprake is van voorstelbare waarden. Er kan met andere woorden nooit méér geproduceerd worden dan (tot nu toe) bekend is uit potentieelinschattingen.

De potentieelschattingen zijn schattingen voor 2050. Bij het maken van de schattingen is rekening gehouden met technologische ontwikkelingen (efficiency factoren). Voor zon-PV is in lijn met de haalbaarheidsstudie van de TU/e uitgegaan dat richting 2050 het potentieel van zon op daken in een innovatief toekomstbeeld bijna 4 maal zo groot is als in 2020. Daarbij is aangenomen het beschikbare dakoppervlak stijgt naar 67% van het dakoppervlak en dat het rendement van de zonnepanelen groeit van ongeveer 11% naar 27%. Voor diepe geothermie is aangenomen dat de indicatieve schatting van een potentieel van 45,3 PJ<sup>5</sup> ongeveer 67% (30 PJ) in 2050 daadwerkelijk geëxploiteerd kan worden. Om een goed beeld te krijgen van de daadwerkelijke potentie van alle bronnen is echter nader onderzoek nodig.

De belangrijkste informatiebronnen voor het warmtepotentieel waren het warmtebronnenregister provincie Noord-Brabant en de RES 0.0 van maart 2020. Voor het potentieel aan wind en zon-PV zijn het haalbaarheidsonderzoek TU/e en het onderzoek 'Kansen voor verduurzaming bedrijventerreinen' in opdracht van de provincie Noord-Brabant<sup>6</sup> belangrijke informatiebronnen.

De vier Brabantse mixen onderscheiden zich in:

- Aandeel ter plaatse van Brabant te oogsten energie. Dat aandeel loopt van 29% tot 73% van de netto vraag en heeft impliciet vier varianten in zich hoe in 2050 aangekeken wordt tegen de ambivalentie van 'dichtbij oogsten en eigen verdienvermogen vergroten' versus 'internationaal zijn er mogelijk schaalvoordelen maar moeten anderen worden betaald'.
- Karakter van de import. Dit varieert van nadruk op duurzame elektriciteit (wind op zee), kernenergie of duurzaam verkregen stoffen. In alle scenario's is sprake van import van stoffen (o.a. vloeibare H<sub>2</sub>). In Mix II wordt ook nog een aanzienlijke hoeveelheid kernenergie, geïmporteerd van buiten Brabant, gebruikt.

<sup>4</sup> Eenheid: Elektriciteitsverbruik in PJ

<sup>5</sup> EBN 2020

<sup>6</sup> Andere belangrijke bronnen, die we gebruikt hebben zijn: STOWA 2020, Blueterra, CE Delft 2018, DNV GL 2017, PBL 2014.



- Specifieke bronnenmix. Zie ook Tabel 2-2.

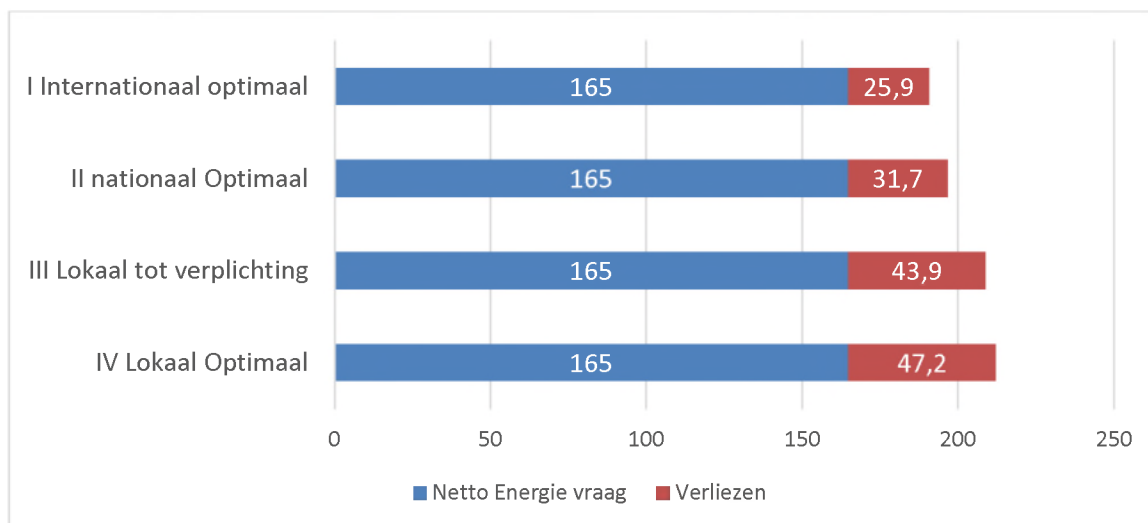
Omdat de duurzame en schone bronnen alle hun eigen leveringskarakteristiek hebben en veel bronnen niet het hele jaar door (evenveel) warmte of elektriciteit leveren, leiden verschillen in het aandeel van de bron ook tot verschillen in de omvang van de energieopslag die nodig is om fluctuaties op te vangen.

**Tabel 2-2 Vier energiebronnenmixen voor de energiebehoefte in Brabant in 2050**

Wat wordt de energiemix in 2050?			4 aanbodsscenario's 2050											
Energiebronnen (=aanbod)			Scenario I - Internationaal optimaal			Scenario II - Nationaal optimaal (incl. kernenergie)			Scenario III - Lokaal tot verplichting			Scenario IV - Lokale oriëntatie		
			70,7%	29,3%	100,0%	47,6%	52,4%	100,0%	35,4%	64,6%	100,0%	22,8%	75,8%	100,0%
			Buiten Brabant	Binnen Brabant	Totaal	Buiten Brabant	Binnen Brabant	Totaal	Buiten Brabant	Binnen Brabant	Totaal	Buiten Brabant	Binnen Brabant	Totaal
Warmte	1	Zon-warmte	-	2,0	2,0	-	5,0	5,0	-	11,5	11,5	-	20,0	20,0
	2	Geothermie incl terrathermie	-	2,0	2,0	-	21,0	21,0	-	23,5	23,5	-	25,0	25,0
	3	Lokale Bronnen Aquathermie	-	1,0	1,0	-	5,0	5,0	-	8,0	8,0	-	18,0	18,0
	4	Lokale Bronnen Restwarmte	-	5,0	5,0	-	17,0	17,0	-	25,0	25,0	-	5,0	5,0
Elektra	5	Wind	6,0	11,8	17,8	3,5	11,8	15,3	6,0	11,9	17,9	6,0	17,7	23,7
	6	Zon-pv	8,0	12,6	20,6	4,3	12,6	16,9	8,0	12,7	20,7	8,0	20,0	28,0
	7	Anders NL, (bijv. getijdencentrale)	4,5	0,7	5,2	-	0,7	0,7	3,8	0,7	4,5	2,7	1,3	4,0
	8	Import elektrika (europes net)	11,4	-	11,4	-	-	-	11,4	-	11,4	-	-	-
	9	Import kernenergie (o.a. elektrika naar H2)	-	-	-	22,1	-	22,1	-	-	-	-	-	-
Stoffen	10	Bio/RWZI gas	-	9,0	9,0	-	9,0	9,0	-	9,0	9,0	-	9,0	9,0
	11	Biomassa/hout	-	4,3	4,3	-	4,3	4,3	-	4,3	4,3	-	4,3	4,3
	12	Omzetting/opslag lokaal (elektra naar H2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,0	7,0
	13	Import stof (o.a. LOHC)	86,7	-	86,7	48,7	-	48,7	29,2	-	29,2	21,0	-	21,0
Totaal aanbod uit deze energiebronnen (in PJ)			116,6	48,4	165,0	78,6	86,4	165,0	58,4	106,6	165,0	40,4	127,3	165,0
Totaal warmte			-	10,0	10,0	-	48,0	48,0	-	68,0	68,0	-	65,7	68,0
Totaal Elektriciteit			29,9	25,1	55,0	29,9	25,1	55,0	29,16	25,3	54,5	16,7	39,0	55,7
Totaal Stoffen			86,7	13,3	100,0	48,7	13,3	62,0	29,2	13,3	42,5	21,0	20,3	41,3
(Sub)totaal			116,6	48,4	165,0	78,6	86,4	165,0	58,4	106,6	165,0	37,7	125,0	165,0

Overigens is bij de transitie van het energiesysteem een grote rol weggelegd voor bedrijventerreinen met een groot potentieel (ruimte) om op grote schaal energie op te wekken, op te slaan en te converteren. Uit het onderzoek Brabantse bedrijventerreinen en regionale energietransitie van BCI en het onderzoek kansen voor verduurzaming bedrijventerreinen van de provincie Noord-Brabant blijkt dat het potentieel van de bedrijventerreinen daarbij veel verder gaat dan het opwekken van energie via panelen op de daken. Een overzicht van de belangrijkste inzichten naar de rol van bedrijventerreinen als oogstterrein is opgenomen in bijlage E.

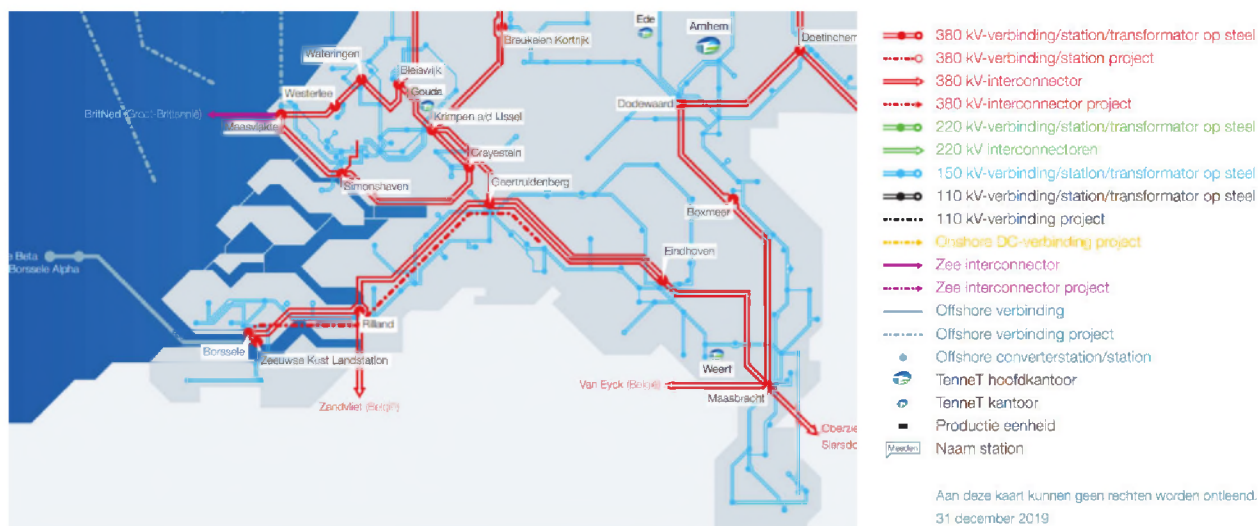
Bij het samenstellen van de mixen is uitgegaan van de (netto) vraag naar energie. Er is dus (nog) geen rekening gehouden met energieverliezen als gevolg van tijd en plaats overbruggingen (transport, conversie en opslag). De energieverliezen verschillen per mix. De bruto vraag naar energie (dus inclusief de verliezen) zal daarom hoger uitvallen als gevolg van de (gekozen) verschillen in de aard van de mixen. Dit komt doordat voor de levering vanuit diverse soorten bronnen, andere conversie, opslag en verwerkingsmethodieken/apparatuur nodig is met andere (verlies) eigenschappen. In Figuur 2-5 staat hoeveel extra energie moet worden geproduceerd om aan de netto vraag te kunnen voldoen (netto vraag plus verliezen). Het beeld wordt enigszins vertekend, doordat er geen rekening is gehouden met verliezen die optreden bij conversies (van elektriciteit naar stoffen), die buiten Nederland plaats vinden. Bijlage D geeft de resultaten van de doorrekening voor de berekening van de verliezen.



Figuur 2-5 netto energievraag en verliezen in de vier bronnemixen

## 2.5 Transit

Het energiesysteem in Noord-Brabant wordt, naast vraag en aanbod binnen Noord-Brabant, ook beïnvloed door energiestromen door Noord-Brabant, de zogenaamde doorvoer of transit. Deze is vooral gebaseerd op vraag en aanbod van energie buiten Noord-Brabant. Dit geeft naast ruimtebeslag ook mogelijkheden om het energiesysteem van de toekomst te ondersteunen. In het huidige energiesysteem, met name voor aardgas en elektriciteit, vindt nu al veel transit plaats. Import van elektriciteit, bijvoorbeeld, vanuit Duitsland of België wordt ook nu al via Noord-Brabant verzorgd (zie de 380kV verbindingen in Figuur 2-6).



Figuur 2-6 Hoogspanningsnet van Noord-Brabant (bron: TenneT)

Het toekomstige systeem heeft nieuwe energiedragers zoals waterstof (in gasvorm maar ook in vloeistofvorm). Het systeem zal, afhankelijk van de mix samenstelling, veel meer afhankelijk zijn van fluctuerend aanbod uit wind en zon, dat op veel momenten een overschot geeft t.o.v. de vraag en op andere momenten een tekort. Hierdoor is een verplaatsing nodig in de tijd wat door opslag kan worden gerealiseerd. Door koppelingen te maken tussen de verschillende energiestromen kan het fluctuerend

aanbod beter worden afgestemd op de vraag. Deze koppeling kan zijn met energiestromen binnen Noord-Brabant maar ook met de doorvoer van energie en stoffen door Noord-Brabant. Er kan bijvoorbeeld gekoppeld worden met een tracé waarlangs stoffen vanuit Rotterdam naar Chemelot in Limburg worden vervoerd, met name voor feedstock van de chemische industrie. In Noordwest-Europa wordt steeds verder nagedacht hoe de stromen van stoffen zoals (bio)propeen en butaan (samen LNG) zullen gaan lopen. Dergelijke tracés geven mogelijkheden om de Nederlandse of de Europese waterstofbackbone te versterken, waarbij op te merken valt dat de systeem/bufferstof voor het energiesysteem nog niet is uitgekristalliseerd. Dit kan maken dat in de toekomst waterstof (in gas of vloeistof <sup>7</sup>) door Noord-Brabant stroomt in een buisleiding van west naar oost.

Als waterstof in een transleiding komt, geeft dit een (extra) mogelijkheid dat deze energiedrager voor de industrie (voor de productie van warmte en/of elektriciteit) beschikbaar komt. Gesteld wordt dat dit een extra mogelijkheid is omdat het aardgasnet van de Gasunie tegen 2050 naar verwachting zal zijn opgesplitst in een (bio)methaan en een waterstofnet. Als dan een bedrijfsterrein reeds is aangesloten op het (aard)gasnet met voldoende capaciteit dan is (een aftapping van) deze transleiding niet specifiek van toegevoegde waarde. De transleiding kan ook een betekenis hebben voor tankpunten voor (heavy duty) mobiliteit. Voor de personenauto's wordt ervanuit gegaan dat deze grotendeels geëlektrificeerd zullen zijn met batterijen en daarvoor geen waterstoftankpunten nodig zijn. De behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije energiebronnen bij de Brabantse industrie is groot. Als, wat nu aardgasaanvoer is voor een bedrijfsterrein (voor een gedeelte) naar waterstof gaat, kan hiervan zowel warmte als elektriciteit gemaakt worden. Hiervoor moet (nieuwe) apparatuur voor bedrijven voor de komende tientallen jaren geschikt gemaakt worden voor aardgas en waterstof. Hierbij kan ook gebruik gemaakt worden van hybride oplossingen, die deels met waterstof en deels met elektriciteit (in E-boilers) produceren.

Afhankelijk van de voorsortering van Gasunie op een (bio)methaan- en waterstofnet, kan in principe ook deze nieuwe stof beschikbaar komen waar nu reeds (aard)gas wordt gebruikt. De nieuwe stof moet dan wel van de goede soort zijn en de aansluitingscapaciteit moet voldoende zijn. Een voorbeeld hiervoor is het voorsorteren van grootschalige flexopties/energiehubs (zoals het Amercentrale terrein). In het te verkennen tracé kan ook een CO<sub>2</sub> buis worden meegenomen. In Brabant zijn tuinbouw/kassen gebieden die mogelijk gebruik zouden kunnen maken van de CO<sub>2</sub> leiding. Ook locaties/installaties die (nog) fossiel materiaal nodig hebben voor bijvoorbeeld hun feedstock zouden tot in lengte van jaren (als ze op die locatie de CO<sub>2</sub> afvangen) profijt kunnen hebben van de CO<sub>2</sub> buis. Een andere denkwijze is het afsplitsen van koolstof of het afvangen van CO<sub>2</sub> dicht bij het beoogde opslagpunt (bijvoorbeeld Porthos Rotterdam). Dit zou dan een investering in een CO<sub>2</sub> buis schelen. Of dit een goed idee is moet nader bekeken worden, mede afhankelijk van het mogelijke hergebruik van de betreffende buis op de lange termijn als het CO<sub>2</sub> transport wellicht niet meer nodig is. In het genoemde tracé zou misschien ook een gelijkstroom hoogspanningskabel of HVDC (high voltage direct current) kabel meegenomen kunnen worden mocht dat in de toekomst opportuun worden. Het ligt niet voor de hand dat er dan met deze HVDC verbinding elektriciteit onderweg wordt uitgewisseld daar deze verbindingen hiervoor niet zijn bedoeld. De omzetting van gelijkstroom (DC) naar wisselstroom (AC) vergt flinke investeringen.

Het maken van koppelingen heeft vaak een volgend karakter. Dit leidt meestal niet tot de beste oplossing voor het energiesysteem. Het onderzoek in deze eerste fase laat zien dat het, voor een gebied zoals een provincie, van belang is de vinger aan de pols te houden bij ontwikkelingen van derden en dat sturing richting goed afgewogen alternatieven belangrijk is. Dit geldt temeer omdat de aanloop- en realisatietijden lang zijn en de impact op energie-efficiëntie, ruimte en maatschappelijke kosten mogelijk

---

<sup>7</sup> Waterstof kan in gasvorm en als vloeistof getransporteerd worden. Daar zijn twee vormen van, gekoeld en onder druk van 600 bar. Het kan ook worden vervoerd in een veel gemakkelijker te hanteren vloeistof als LOHC. Europa sorteert hierop voor met ombouw van tankers via het Blue Dolphin project.

groot. Het is daarom aan te bevelen om deel te nemen in afwegingstrajecten (zoals CES'en, PIDI en MIEK) om integrale alternatieven te (kunnen) laten ontwikkelen. Dit is dan een basis om het toekomstige energiesysteem in Noord-Brabant efficiënt in te richten onder de randvoorwaarde dat het de duurzame energieambities mogelijk maakt en de gewenste economische en ruimtelijke ontwikkeling van Brabant ondersteunt. In Brabant zijn het de belangrijke industrieclusters zoals die van Moerdijk, Bergen op Zoom, Roosendaal, Brainport en Veghel die er belang bij hebben om goed te weten welke infrasoorten voor energie voor hen, in de loop van de tijd, beschikbaar gaan komen om hier bij het maken van hun toekomstplannen dan gebruik van te maken.

Als voorbeelden van mogelijke vraag naar en aanbod van energie buiten Noord-Brabant worden genoemd:

- aanlandingen wind op zee,
- aanbod en vraag van Rotterdam, Chemelot, NRW/Ruhrgebied,
- vraag vanuit Limburg,
- vraag (en aanbod) vanuit CES Zeeland (Yara, Dow),
- vraag vanuit België/Antwerpen en
- elektriciteit uit kernenergie uit een potentiële bron in Zeeland, Maasvlakte of Eemshaven.

### **Aanlanding wind op zee**

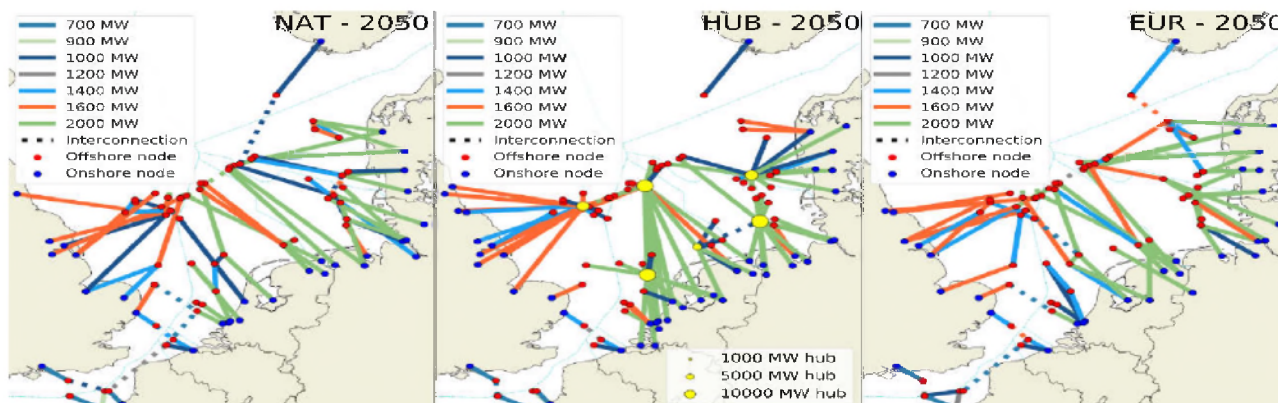
De plannen voor windenergie op de Noordzee staan nog niet vast. Het totaalvermogen van de Nederlandse windparken op zee in 2050 varieert in de verschillende scenario's<sup>8</sup> van 12 gigawatt (GW) tot 60 GW. Dit vermogen levert jaarlijks, met een fluctuerend patroon, grofweg 200 tot 1000 PJ<sup>9</sup>. Dit komt overeen met 4-20 keer de elektriciteitsvraag of 1-6 keer de totale energievraag van 165 PJ in Noord-Brabant in het toekomstbeeld van 2050. Er zijn echter, naast Noord-Brabant, ook andere provincies die hierop aanspraak maken. Waar en hoe deze elektriciteit aan land komt is ook nog niet beslist. De aanlandingen tot aan 2030 worden naar verwachting in september 2021 door de minister bekend gemaakt. Als het vermogen beperkt blijft zal dit waarschijnlijk als elektriciteit aan land komen en het bestaande hoogspanningsnet in gaan. Bij 60 GW is het denkbaar dat een deel in elektriciteit wordt doorgevoerd naar Duitsland via HVDC-verbindingen en ook een deel wordt omgezet in waterstof bij clusters van (industriële) activiteiten dicht bij de kust.

Voor Noord-Brabant zou het aanlanden van windenergie voordelen kunnen opleveren zoals economische ontwikkeling en het gebruik van warmte die vrijkomt bij conversie van elektriciteit naar waterstof. Vooral nog lijkt Noord-Brabant, vanuit visies voor het exporteren van windenergie vanaf de Noordzee, niet als eerste in het vizier te zijn voor aanlanding van offshore wind via HVDC-verbindingen. Een uitgebreid onderzoek naar de structuur van het toekomstige transmissienetwerk voor wind op zee laat zien dat aanlandingen eerder elders in Nederland worden verwacht<sup>10</sup>. Figuur 2-7 laat zien wat in het gerefereerde onderzoek voor drie scenario's de verwachte aanlandingspunten zijn in 2050.

<sup>8</sup> Bijvoorbeeld de scenario's van het Planbureau voor de Leefomgeving

<sup>9</sup> Ter vergelijking: Nederland gebruikt (netto) circa 2400 PJ (cijfers EBN).

<sup>10</sup> Bron: PROMOTiON - D12.4 - Final Deployment Plan - <https://www.promotion-offshore.net>



**Figuur 2-7 Mogelijke doorvoer van elektriciteitsproductie uit wind op zee in 2050**

Het onderzoek waaruit bovenstaande figuur is ontstaan gaat ervan uit dat alle energie van wind op zee via elektriciteit aan land wordt gebracht. Alternatief zou zijn dat een deel ter plekke wordt omgezet in waterstof en via een gasnet wordt getransporteerd. Waterstofproductie op zee heeft voordelen voor de transportmogelijkheden en -kosten. Nadeel is dat de warmte die bij conversie vrijkomt niet benut kan worden. Transport van de restwarmte is mogelijk maar lijkt in deze situatie te kostbaar.

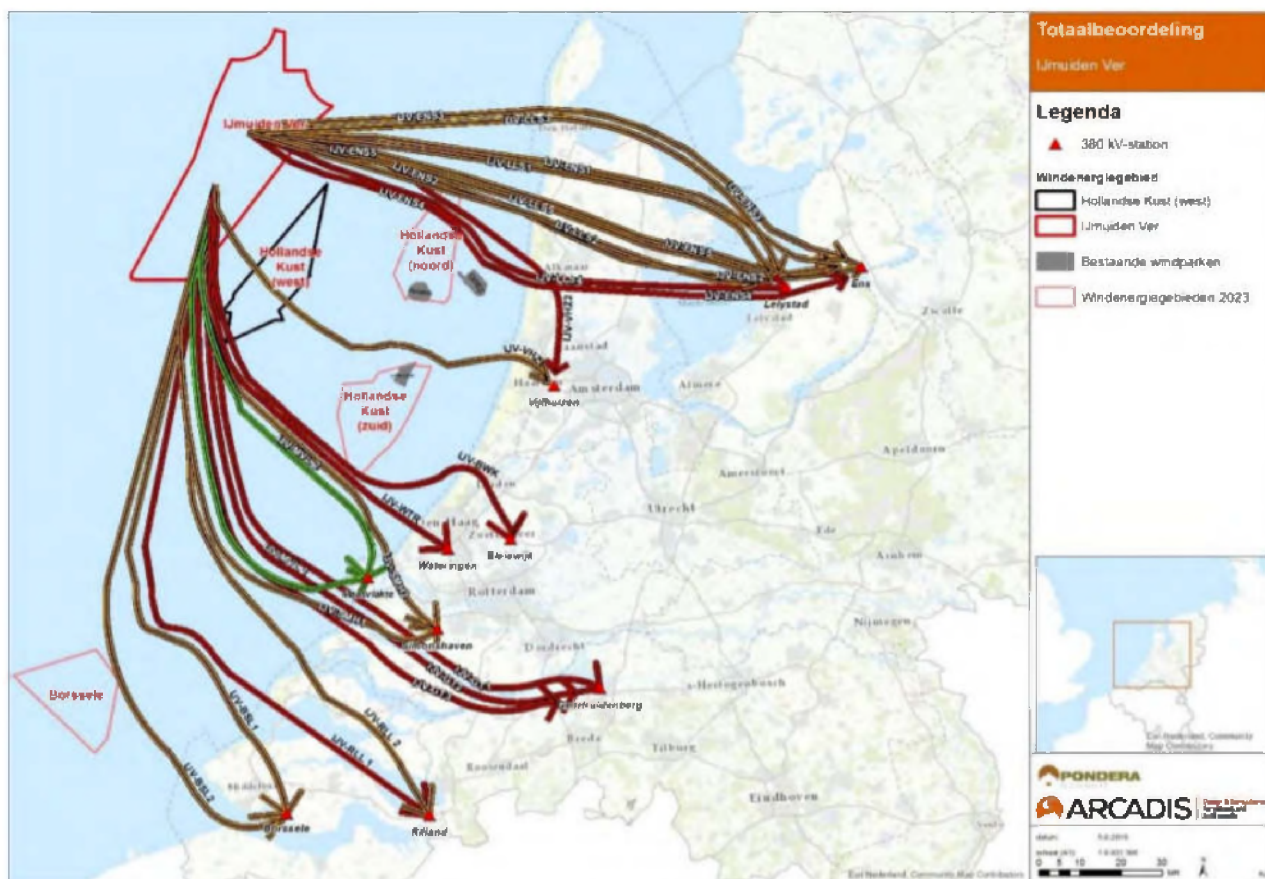
Eén van de opties, die in de discussies in Noord-Brabant worden genoemd is dat een deel van de wind op zee aanlandt op Geertruidenberg. Deze optie staat niet in bovenstaande figuur. Ook een onderzoek van Arcadis<sup>11</sup> laat zien (zie Figuur 2-8) dat Geertruidenberg niet de eerste optie is waaraan gedacht wordt bij aanlanding van wind op zee. Dit neemt niet weg dat deze optie bepaalde mogelijkheden biedt. Met name door de restwarmte van de conversie te gebruiken en de ruimtelijke/economische ontwikkeling daarmee te stimuleren.

Het Amergebied wordt gezien als mogelijke energiehub/flexpositie in de toekomst, waar verschillende netten voor elektriciteit, gas en warmte alsmede buisleidingen bij elkaar komen. Hier kunnen de verschillende soorten van energie worden omgevormd en waar nodig de netten aan elkaar gekoppeld worden. Bij aanlanding van wind op zee kan het deel van de elektriciteit die niet door het net kan worden opgenomen (of een deel dat alleen voor lage marktprijzen kan worden verkocht) worden omgezet in groene waterstof (P2G). De hierbij vrijkomende warmte kan worden gebruikt in het Amernet voor levering aan o.a. Tilburg en Breda. Door deze warmte op te slaan kan ook in de warmtevoorziening de ongelijktijdigheid van vraag en aanbod worden overbrugd. Met deze warmteopslag kan wellicht ook de business case van P2G worden verbeterd door een betere dimensionering van de P2G installatie zodat een gunstiger balans bereikt wordt tussen P2G capaciteit en de bedrijfstijd ervan. Afhankelijk van marktprijzen voor elektriciteit en waterstof is namelijk een minimale draaitijd nodig om een P2G installatie rendabel te maken<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Afwegingsnotitie VANOZ - <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/02/2019%20Afwegingsnotitie%20VANOZ%20incl%20bijlagen.pdf>

<sup>12</sup> Zie ook bijvoorbeeld de studies die in dit kader gedaan zijn voor noord Nederland binnen het TSO2020 project (<http://tso2020.eu/>)





**Figuur 2-8 Beoordeling van aanlandingspunten van wind op zee van locatie IJmuiden Ver (bron: Arcadis 2020 – groene pijlen zijn het gunstigs, donkerrode het minst gunstig)**

Indien de waterstofbackbone voldoende dicht langs of bij Geertruidenberg loopt, of als het bestaande gasnet van Gasunie dat voorgesorteerd is voor waterstof voldoende capaciteit heeft, kan de waterstofproductie uit de offshore wind hierin opgenomen worden en kan indirect gebruik gemaakt worden van nationale opslagfaciliteiten zodat lokaal geen waterstof hoeft te worden opgeslagen. In Nederland is veel (meer dan 350 PJ<sup>13</sup>) gasopslag mogelijk in cavernes en lege gasvelden. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat er voldoende transportcapaciteit in deze backbone aanwezig is. Bij het dimensioneren van de waterstofbackbone is het van belang niet alleen (de buffercapaciteit van) het energiesysteem te benoemen maar ook de hoeveelheid die hiervan als grondstof nodig is voor de basis/chemische industrie die op die route ligt.

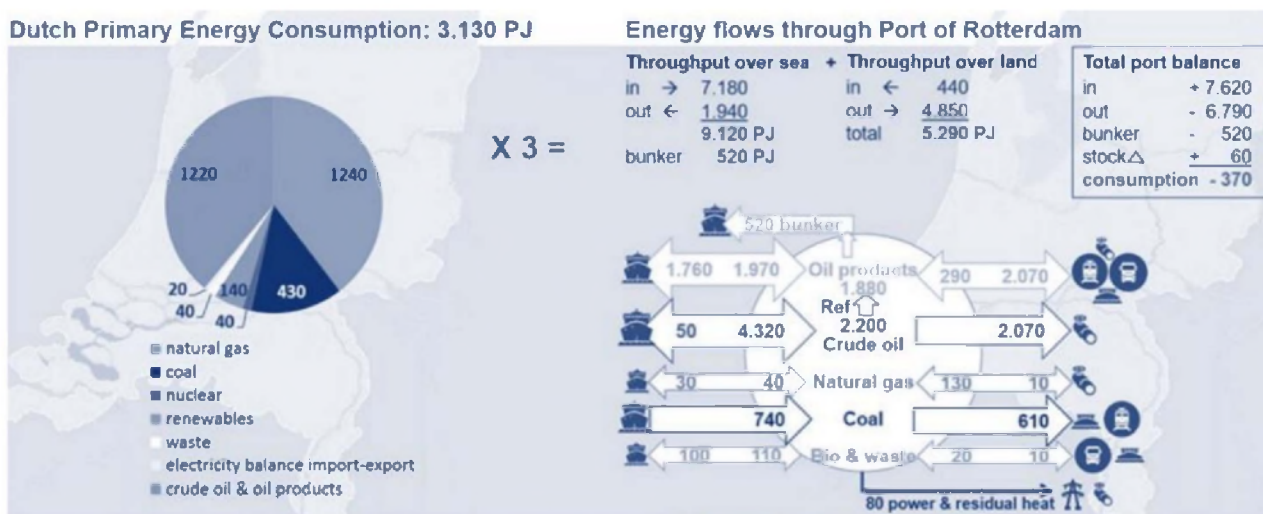
### **Aanbod en vraag van energie en stoffen in Rotterdam, Chemelot, Noordrijn-Westfalen/Ruhrgebied<sup>14</sup>**

Veel van de ontwikkelingen buiten Noord-Brabant zijn onzeker en er is een grote bandbreedte in de hoeveelheid vraag en aanbod van energie en de verdeling van het aanbod over de vorm en soort energiedragers zoals gas en elektriciteit (bijvoorbeeld in de vorm van gelijkstroom). Er zijn geen harde claims en zeker niet voor het jaar 2050. Wel zijn er indicaties en plannen. Hieruit kunnen indicatieve conclusies worden getrokken over de invloed die deze plannen zouden kunnen hebben voor de infrastructuur en welke koppelingen mogelijk zijn. Door de TIKI is reeds geconstateerd dat keuzen voor

<sup>13</sup> DNV GL, ECN: System Integration – Hybrid Energy Infrastructures, Dutch Ministry of Economic Affairs, Netherlands Enterprise Agency (RVO),  
<sup>14</sup> De getallen voor Chemelot en NRW komen uit het DNV GL rapport Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI)

bepaalde infra ook de voorsortering zijn op de toekomst ofwel, als er een eenmaal een infra ligt, dat dit bepaalde ontwikkelingen aantrekt maar ook andere kan afremmen. Daarom lijkt het goed dat de provincie actief meedenkt in de komende jaren omtrent welke claims voor haar grondgebied worden voorgesorteerd. Zij kan, zo nodig, alternatieven laten ontwikkelen/onderzoeken die de impact binnen de kaders houdt c.q. brengt, die de provincie acceptabel vindt (zie ook paragraaf 4.3 en 4.4 over energetische, economische en ruimtelijke impact). De verzoeken of claims op ruimte vanuit verschillende belanghebbende entiteiten kunnen groot zijn. Daarom is reflectie nodig en wellicht iteratie van doorrekening als op een bruto mix wordt voorgesorteerd.

In Rotterdam komen verschillende energie gerelateerde stoffen aan die worden doorgevoerd naar het achterland. In 2017 werd ongeveer 7.600 PJ geïmporteerd, waarvan ongeveer 6.800 PJ werd doorgevoerd en geëxporteerd<sup>15</sup> (zie ook Figuur 2-9).



**Figuur 2-9 Energie doorvoer in de haven van Rotterdam in 2017.**

Dit betreft voornamelijk olie en olieproducten, kolen en vloeibaar gas (LNG - liquified natural gas). In 2050 zal doorvoer van stoffen waarschijnlijk in de vorm van duurzame waterstof (LOHC), methanol, ammonia e.d. gebeuren. De doorvoer van deze LOHC en de andere stoffen kan deels door Noord-Brabant plaatsvinden. Dit kan bijvoorbeeld door gebruik te maken van de niet meer operationele olie-doorvoerleiding van Rotterdam naar vliegveld Eindhoven.

Daarnaast zijn er ideeën om Duitsland van waterstof te voorzien op basis van wind op zee<sup>16</sup>. Dit is weergegeven in onderstaande tabel uit de Visie van Havenbedrijf Rotterdam van 7 mei 2020. De 20 kton komt overeen met ongeveer 2400 PJ. De route, die deze waterstof zal volgen, zal waarschijnlijk niet via Noord-Brabant lopen.

<sup>15</sup> Wijk, van A., Rhee, van G., Reijerkerk, J., Hellinga, C. & Lucas, H., (2019). Naar een groene waterstofeconomie in Zuid-Holland: Een visie voor 2030. In opdracht van de provincie Zuid-Holland.

<sup>16</sup> Dit wordt deels ingegeven door de behoefte van met name het Ruhrgebied aan waterstof maar kan ook het Europese elektriciteitsnet ontlasten.

**Tabel 2-3 Toekomstige groene waterstof productie uit Visie van Havenbedrijf Rotterdam**

TABEL 5 GROENE WATERSTOF PRODUCTIE	benodigde offshore wind	capaciteit elektrolyzers	output waterstof
RefHyne: Shell Rheinland Raffinerie, Keulen, 2020		10 MW	1,3 kton
Conversiepark Maasvlakte 2: - Shell, 2023	0,2 GW	200 MW	20 kton *
- BP/Nouryon, 2025	0,5 GW	250 MW	45 kton **
Klimaatakkoord, elektrolyzers in NL in 2030	5-7 GW	<b>3- 4 GW</b>	540-720 kton **
Rotterdam NW Europese energiehaven in 2050	200 GW	110 GW	<b>20 Mton **</b>

\* elektrolyser draait op basis van offshore windaanbod (4.500 uur)

\*\* elektrolyser draait vollast (8.000 uur)

Het elektriciteitsverbruik van Chemelot in 2050 wordt in het TIKI rapport geschat op 25-75 PJ. Dit komt bij een bedrijfstijd van 7000 uur neer op 1-3 GW. Er wordt ervan uitgegaan dat dit vermogen via het koppelnet kan worden geleverd, eventueel na verzwaring. Of een verzwaring nodig is en welke gevolgen dit heeft voor de verbindingen die door Noord-Brabant lopen kan onderdeel zijn van de vervolgfase van dit onderzoek. Een benodigde verzwaring kan worden voorkomen door in de elektriciteitsbehoefte te voorzien door lokale elektriciteitsproductie op basis van waterstof. De ook aanwezige warmtebehoefte van Chemelot kan dan met WKK worden ingevuld of in een hybride vorm samen met E-boilers.

Het verbruik van groene waterstof van Chemelot wordt in het TIKI rapport geschat op 35 PJ in 2050. Dit verbruik kan worden geleverd via de voorziene waterstof backbone. Het verbruik van 35PJ is ongeveer vier keer de opslag die nodig is om de vraag naar en het verbruik van elektriciteit in Noord-Brabant te balanceren in 2050. In plaats van het opslaan van de waterstof in Noord-Brabant zou dan de waterstof kunnen worden doorgevoerd naar Chemelot indien de waterstof dichtbij de waterstofbackbone wordt geproduceerd. Ook levering van waterstof aan Noordrijn-Westfalen lijkt mogelijk maar dit zal waarschijnlijk ook gebeuren op basis van Duitse windstroom die via HVDC corridors in Noordrijn-Westfalen worden omgezet in waterstof. Een andere concurrent voor de afzet van waterstof uit Brabantse omzetting naar Noordrijn-Westfalen is Nederlandse offshore wind die met HVDC kabels direct wordt aangesloten op het Duitse net van Noordrijn-Westfalen.

Nu nog is in Noordrijn-Westfalen een overschot aan elektriciteitsproductie maar door de geplande sluiting van kolencentrales en toename van elektriciteitsvraag, is de verwachting dat dit zal omslaan naar een tekort in nabije toekomst. Hierdoor komt er ruimte voor elektriciteitslevering vanuit Nederland met name uit productie door wind op zee. Afhankelijk van de hoeveelheid zal hiervoor het bestaande hoogspanningsnet worden gebruikt of kan voor een directe HVDC verbinding gekozen worden .

### **Vraag vanuit Limburg**

Limburg verwacht dat de elektriciteit die wordt geproduceerd op de Noordzee ook voor Limburg beschikbaar komt. Dit kan grotendeels door de bestaande hoogspanningsinfrastructuur aangevuld met doorvoer door Duitsland. Uiteindelijk kan een deel van de elektriciteit uit offshore wind met HVDC kabels direct op het Duitse hoogspanningsnet worden aangesloten. Zie verder ook de tekst hierboven over Chemelot.

### **Vraag vanuit CES Zeeland (Yara, Dow)**

De plannen voor de toekomstige aanvoer van elektriciteit en stoffen voor Yara en Dow zijn nog niet beschikbaar. Deze plannen hebben mogelijk invloed op en kunnen gebruik maken van routes als LSNEED (Noord-Zuid verbinding van de buisleidingenstraat bestaat sinds de jaren 70). Er is een verkenning gaande naar wat deze routes mede voor de energietransitie aan betekenis kunnen hebben. Door bijvoorbeeld bij gassen met de druk te spelen kan meer of minder gas in de buisleiding worden opgeslagen.



### **Vraag vanuit België/Antwerpen**

Over de toekomstige energie- en stoffenvraag is weinig bekend. De aanvoer van stoffen via Antwerpen van de basis/chemische industrie voor zowel energie als feedstock is belangrijk voor de dimensionering van een goede ringleidingenset voor Noordwest-Europa. Dit is van belang voor de concurrentiepositie van de basis/chemische industrie die op een wereldmarkt circulair moet worden en concurrerend moet blijven.

### 3 HUIDIGE ENERGIE-INFRASTRUCTUUR IN BRABANT

Dit hoofdstuk geeft een korte beschrijving van de aanwezige energie-infrastructuur (verdeeld over drie soortennetten) in Brabant. Achtereenvolgens beschrijven we de infrastructuren voor warmte, elektriciteit, de gasnetten.

#### 3.1 Huidige warmte-infrastructuur

De meeste huishoudens en bedrijven in Noord Brabant gebruiken aardgas om aan de warmtevraag te voldoen. Daarnaast wordt een aantal huishoudens via warmtenetten van warmte voorzien. De warmte voor die warmtenetten komt grotendeels van aardgas en kolencentrales (met biomassa bijstook) die voor de elektriciteitsproductie bedoeld zijn. De piekvraag wordt opgevangen door aardgasgestookte hulpwarmteketels.

In Brabant zijn drie grote warmtenetten: het Amernet (warmtenet Tilburg-Breda), het warmtenet Eindhoven en warmtenet Helmond<sup>17</sup>. Ook zijn er drie lokale netten in Den Bosch en een lokaal net in Roosendaal.

Het Amernet (warmtenet Tilburg-Breda) levert warmte aan Tilburg, Breda en Oosterhout en aan het kassengebied in Made en Waspik. Het warmtenet heeft in totaal ruim 35.000 aansluitingen en levert in totaal 2,6 PJ warmte per jaar. Het Amernet is een van de grootste warmtenetten van Nederland. Ennatuurlijk verwacht dat in 2030 het aantal aansluitingen naar 45.000 groeit en de levering van warmte naar 2,8 PJ. Het net wordt oorspronkelijk gevoed vanuit een kolencentrale die geleidelijk over gaat op het stoken van biomassa. Ook wordt gekeken naar geothermie en restwarmte als bron.

Het warmtenet Helmond levert 0,2 PJ warmte aan 6400 aansluitingen in drie woonwijken en één bedrijventerrein in Helmond. De verwachting is dat het net groeit naar 12.000 aansluitingen en 0,5 PJ warmtelevering in 2030. De warmte wordt geproduceerd door gasgestookte stoom- en gasturbines, die worden vervangen door biomassacentrales.

In Eindhoven liggen drie losse netten, waaronder een net dat in eigendom van de gemeente is. Het oude net (Strijp) heeft 2400 aansluitingen en levert 0,2 PJ warmte per jaar. Het Nieuwe net in Meerhoven is qua aansluitingen vergelijkbaar en levert volgens Ennatuurlijk bijna 0,1 PJ warmte. Ennatuurlijk verwacht dat het oude net groeit naar 11.000 aansluitingen en een warmtelevering van 0,4 PJ.

In Den Bosch wordt een aantal woningen in de wijk Rietvelden door warmte uit een biomassacentrale verwarmd. Het bedrijventerrein Maaspoort wordt ook gedeeltelijk met warmte uit een biomassacentrale verwarmd.

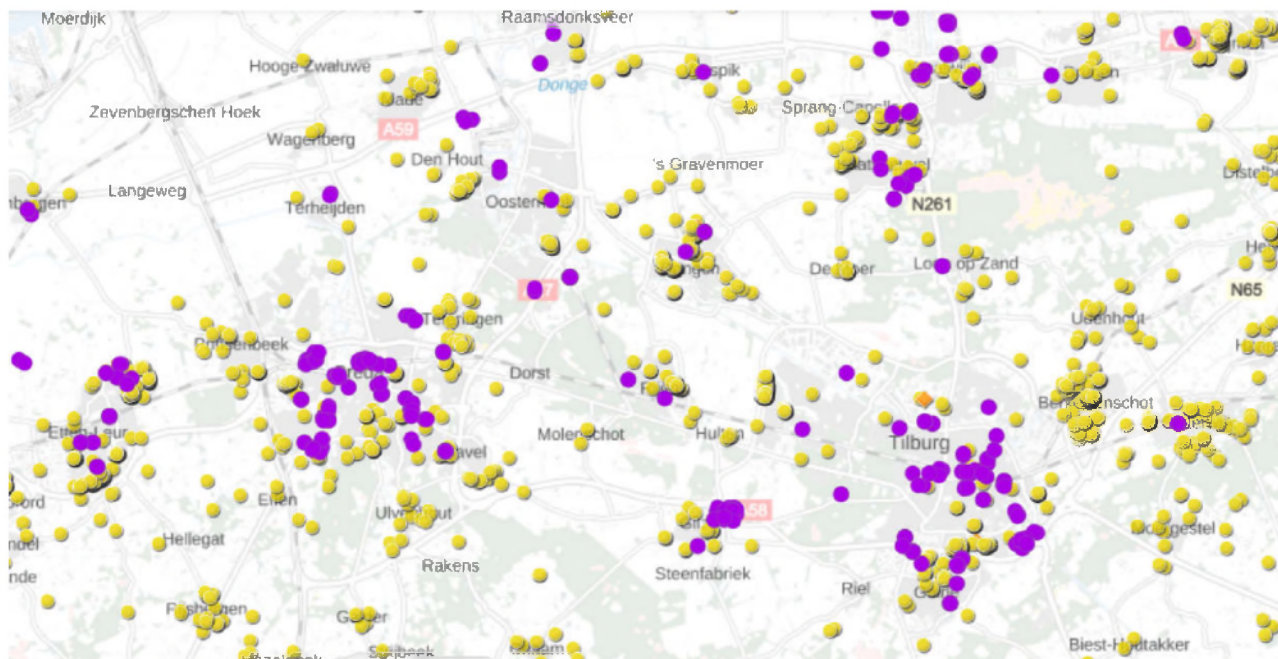
Op dit moment zien we in heel Nederland een trend waarbij bestaande grote warmtenetten geleidelijk plannen ontwikkelen om over te schakelen op duurzamere bronnen (zoals aquathermie en geothermie) en om van hoge naar een (midden) temperatuurregime over te schakelen dat beter past bij de beter geïsoleerde gebouwen. Het is nog onduidelijk in hoeverre de toekomstige marktregulering (warmtewet 2.0 en opvolgers) en de kostenontwikkelingen zullen uitwerken op de 'markt' voor grote stadsverwarmingsnetten of regionale warmtenetten enerzijds en lokale warmtenetten anderzijds.

Naast deze netten zijn er talloze kleine warmtenetten, (meestal) gebouw gebonden warmtenetten, waarbij vaak een WKO (Warmte-Koude Opslag) een appartementengebouw of kantorencomplex van warmte en koude voorziet. In Brabant gaat het hier om honderden netten. Naast deze gebouw gebonden, zogenaamde gesloten WKO systemen zijn ook open WKO systemen in opkomst. Een

---

<sup>17</sup> De kentallen van de 3 grote netten komen uit de Warmtemonitor 2019 van het CBS

voorbeeld is de open WKO van het voormalige bedrijventerrein Paleiskwartier in Den Bosch waarbij 1000 woningen en 8 bedrijven van warmte en koude worden voorzien<sup>18</sup>. Figuur 3-1 geeft een impressie van de open (geel) en gesloten (paars) WKO-systemen in de regio Tilburg-Breda.



**Figuur 3-1** Overzicht WKO's in de regio Tilburg -Breda (bron WKO-tool)

### 3.2 Huidige elektriciteitsinfrastructuur

Het elektriciteitsnet verbindt vraag en aanbod van elektriciteit. We onderscheiden in Nederland vier verschillende netlagen met verschillende spanningsniveaus. Deze netvlakken worden aangeduid met de afkortingen van de spanningsniveaus volgens onderstaand schema.

**Tabel 3-1** Verschillende netvlakken met hun spanningsniveaus (bron: Netbeheer Nederland)

Net	Afkorting	Spanning
Extra hoogspanningsnet	EHS-net	nominale spanning > 150 kV en ≤ 380 kV
Hoogspanningsnet	HS-net	nominale spanning ≥ 35 kV en ≤ 150 kV
Middenspanningsnet	MS-net	nominale spanning > 1 kV en < 35 kV
Laagspanningsnet	LS-net	nominale spanning ≤ 1 kV

<sup>18</sup> WKO bodem-energiesysteem benaderd maart 2021

De reden dat er verschillende netvlakken zijn is dat hoge vermogens het best (goedkoopst en met minste verliezen) op hoge spanning kunnen worden getransporteerd terwijl een lage spanning bij eindverbruikers nodig is om de veiligheid te waarborgen. De netvlakken zijn onderling op verschillende plaatsen met elkaar verbonden door transformatoren die de spanning omvormen van hoog naar laag en van laag naar hoog. Dit gebeurt in onderstations. Deze onderstations worden eveneens aangeduid met spanningsniveaus. Er zijn MS/LS onderstations, HS/MS en EHS/HS onderstations. De onderstations worden onderling verbonden door de verschillende netvlakken.

Het extra hoogspanningsnet of EHS-net wordt ook wel het koppel- of transmissienet genoemd. Dit net is de backbone van het elektriciteitsnet en is bedoeld om grote vermogens door Nederland te transporteren en het Nederlandse net met Europa te verbinden. De grotere elektriciteitscentrales met een vermogen vanaf ongeveer 500MW zijn op dit net aangesloten. Het EHS-net bestaat voornamelijk uit bovengrondse lijnverbindingen (ongeveer 2.800 km). Binnen Noord-Brabant verbindt het EHS net Geertruidenberg met Maasbracht via Tilburg en Eindhoven (zie ook Figuur 2-6 in paragraaf 2.5). Een andere verbinding die deels door Noord-Brabant loopt verbindt Dodewaard met Maasbracht via Boxmeer.

Het HS-net, ook wel transportnet genoemd, verbindt het EHS-net met de middenspannings- of distributienetten (MS-netten). Producenten en afnemers met vermogens van ongeveer 35 tot 500 MW zijn op dit net aangesloten. Het gaat dan om energie intensieve industrie, grote wind- en zonneparken en elektriciteitscentrales. Het hoogspanningsnet bestaat uit ongeveer 10.000km verbindingen waarvan grofweg 50% bovengrondse lijn en 50% ondergrondse kabel.

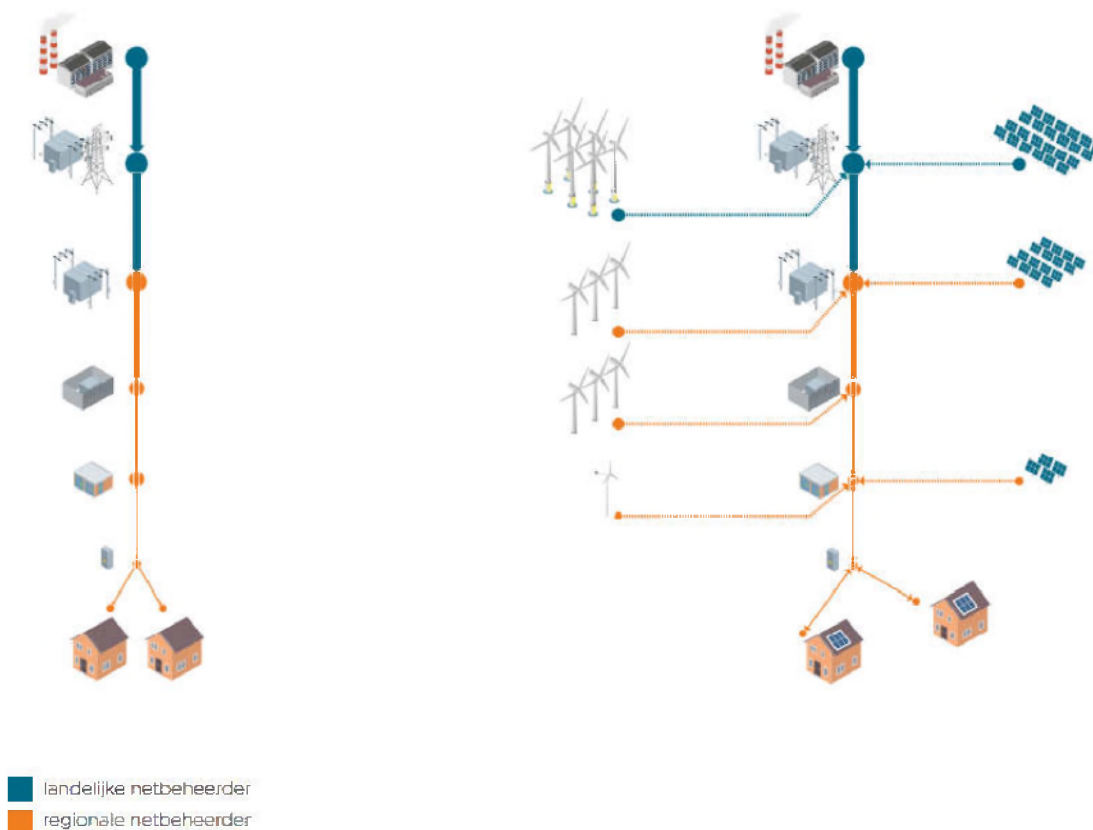
Het elektriciteitsnet in Nederland is ontworpen om elektriciteit van opwekking naar afname te transporteren maar wordt, door meer en meer decentrale opwekking uit zonnepanelen en windturbines, ook geacht geschikt te zijn om in de periferie elektriciteit op te nemen en naar elders te transporteren (zie ook Figuur 3-2 hieronder). Hierdoor ontstaan de laatste jaren bottlenecks in het systeem. Met name de capaciteit van de onderstations maar ook van het verbindende HS-net is niet voldoende om de duurzame opwek te faciliteren.



HS- (zwart/blauw) en EHS-net (groen/rood)

Centrale elektriciteitsproductie

Centrale en decentrale elektriciteitsproductie



**Figuur 3-2 Structuur voor centrale elektriciteitsproductie en voor centrale en decentrale elektriciteitsproductie. Bron: Netbeheer Nederland Basisinformatie over energie infrastructuur**

De huidige (2020) piekvraag in Brabant is ongeveer 3 GW. In het investeringsplan van Enexis staat een groei genoemd in het Enexisgebied van ruwweg 25-30% tussen 2020 en 2030. Ervan uitgaande dat dit ook voor Brabant geldt zal de piekvraag in 2030 volgens deze prognose uitkomen op iets minder dan 4 GW. Daarnaast wordt een stijging van opwekvermogen van wind en zon verwacht van ongeveer 200%. In het investeringsplan worden maatregelen besproken om de knelpunten op te lossen die door de stijgende vraag en het stijgende aanbod.

Het uitbreiden van de netten kost tijd, geld en ruimte. Een nieuw HS/MS onderstation bijvoorbeeld met een vermogen van 100-300MW vergt een doorlooptijd van 5 tot 7 jaar, kost minstens 25 miljoen Euro en neemt een ruimte in beslag van 1,5 tot 4 ha.

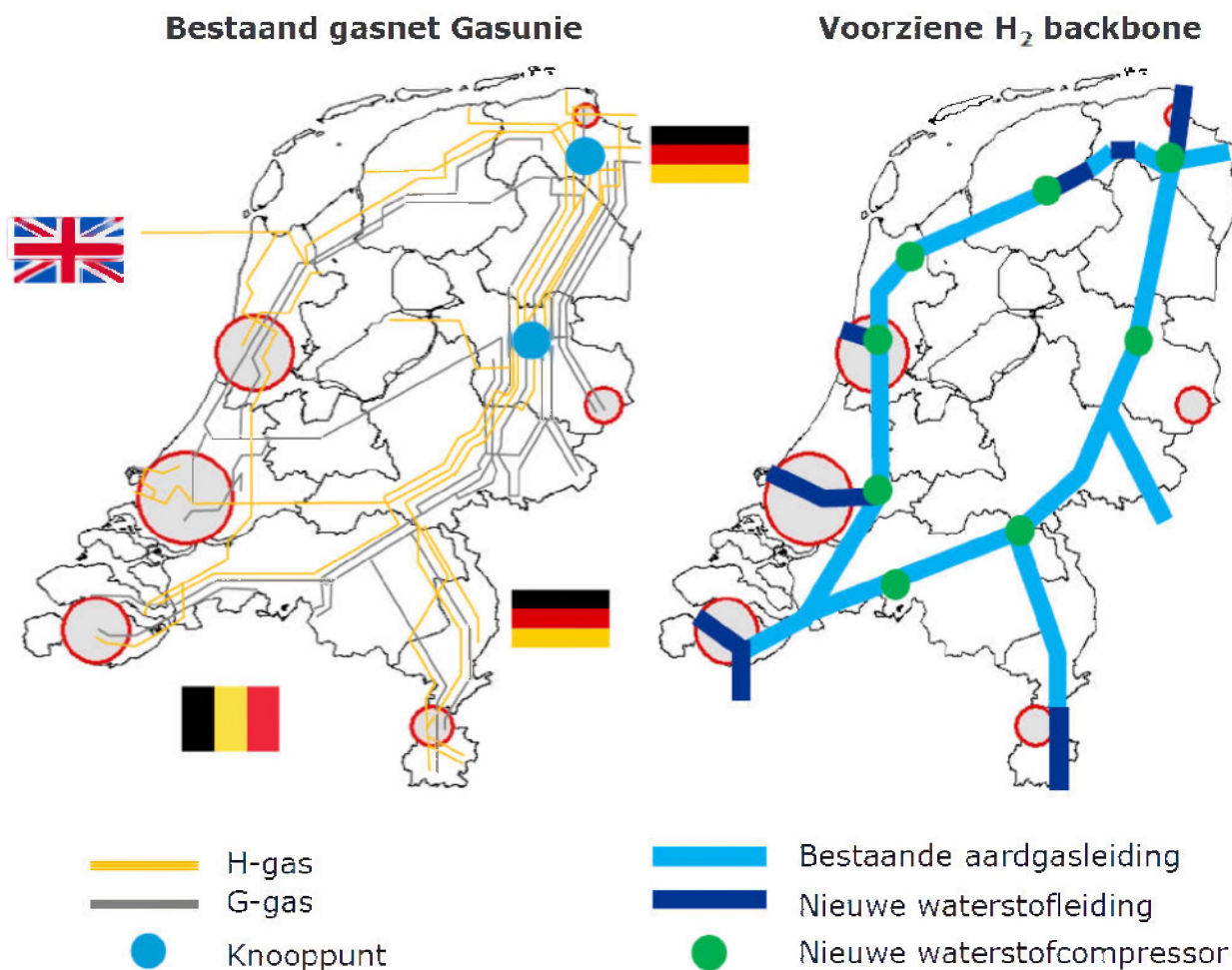
Naast het distributienet van Enexis is ook het transportnet van TenneT van belang om de verandering van vraag en aanbod in Brabant te kunnen volgen. TenneT is van plan de capaciteit van dit 150kV te vergroten door het opdelen in zogenaamde loadpockets waardoor geen parallelstromen meer optreden door het 150kV. Het hoogspanningsnet zou, na aanpassingen, voldoende capaciteit moeten hebben voor de komende ontwikkelingen. Ten slotte zal het koppelnet in Brabant doorvoer moeten verzorgen van en naar de buurprovincies en het buitenland.



### 3.3 Huidige (energie)stoffen infrastructuur

Onder stoffen worden in deze systeemstudie vooral aardgas, waterstof, LOHC en CO<sub>2</sub> verstaan waar, bij deze eerste drie, zowel energiedrager als basis voor grondstoffen kunnen zijn. Infrastructuur voor aardolie (vooral voor Defensie) en vaste stoffen wordt hier, vanwege het overzichtelijk benaderen van deze studie, buiten beschouwing gelaten. De huidige infrastructuur voor aardgas bestaat uit verschillende netten die onderscheiden worden door druk en gaskwaliteit. Opslag van gas gebeurt in de gasvelden Norg, Grijpskerk, Alkmaar en Bergermeer, en een cluster van vijf zoutcavernes bij Zuidwending. Daarnaast is er een bovengrondse opslag op de Maasvlakte.

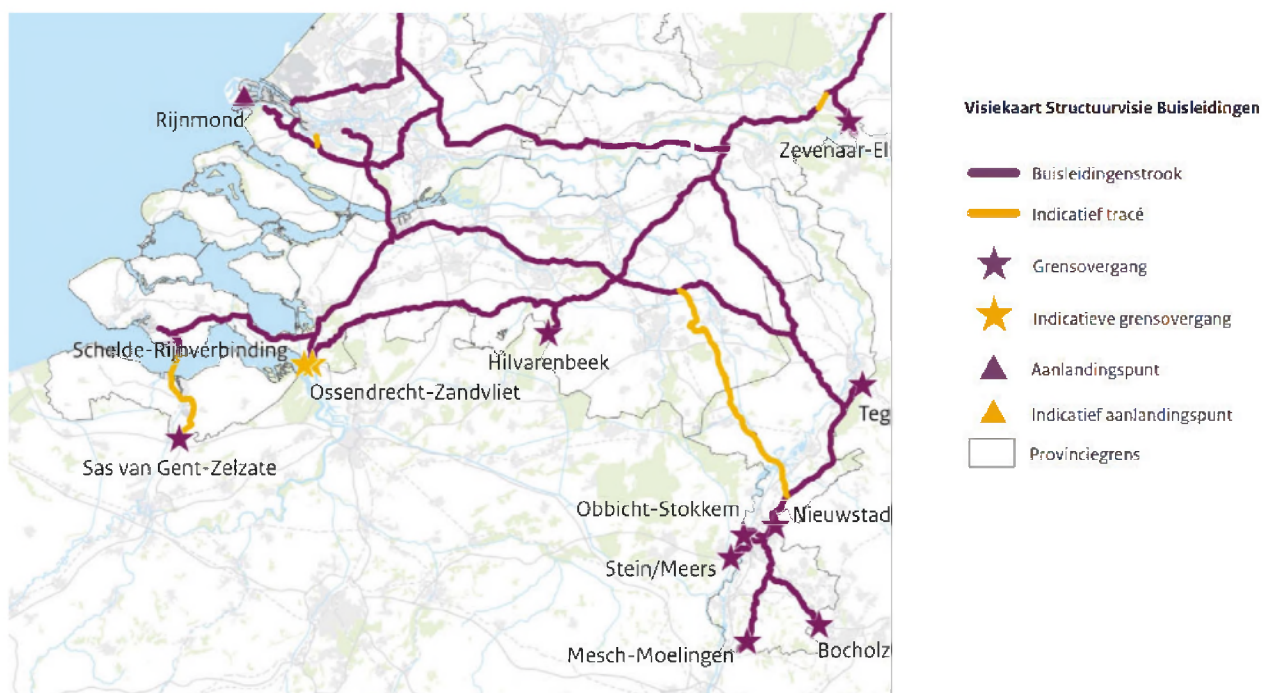
In de toekomst zal naar verwachting een deel van het aardgasnet gebruikt worden voor waterstof. In Figuur 3-3 worden naast elkaar de huidige hoofdstructuur van het aardgasnet (hogedrukdeel) en de voorziene backbone voor waterstof getoond. Het linker schema laat zowel het net voor H-gas (voor hoogcalorisch aardgas) als het net voor G-gas (voor laagcalorisch gas ook wel Groningengas genoemd) zien.



**Figuur 3-3 Hoofdstructuur van het bestaande gasnet van Gasunie en de voorziene waterstof backbone (bron: DNV 2020)**

In 2050 is het gebruik van aardgas niet meer aan de orde en zal zoveel mogelijk duurzaam geproduceerd gas, zoals biogas en waterstof, worden gebruikt. De waterstof backbone kan waterstof transporteren voor verbruik binnen Brabant maar ook voor doorvoer (transit) door Brabant bijvoorbeeld naar Chemelot (zie ook paragraaf 2.5). Ook kan binnen Brabant waterstof worden opgenomen dat door P2G wordt geproduceerd op momenten dat duurzame elektriciteit uit wind en/of zon niet (economisch) kan worden opgenomen in het elektriciteitssysteem.

Duurzaam geproduceerde vloeistoffen kunnen via bestaande buisleidingen worden getransporteerd. Figuur 3-4 toont het huidige tracés door Brabant die in de structuurvisie buisleidingen zijn voorzien. De verwachting is dat toekomstige beoogde kabels, leidingen en buizen vooral gaan via de paarse routes. De indicatieve route door Brabant is intussen reeds afgevallen als optie. Via deze routes kunnen de gassen en vloeistoffen voor gebruik binnen Brabant maar ook voor doorvoer door Brabant worden ingezet. Een verschuiving van industrieel gebruik van grondstoffen vergt aandacht voor uitbreiding en gebruik van buisleidingen. In enkele industriële pilots worden "nieuwe vloeistoffen" zoals ammoniak, mierenzuur en ethanol weliswaar genoemd, maar deze spelen nog geen rol in de clusterplannen van de industrieën in en rondom Brabant.



Figuur 3-4 Huidige buisleidingenstrook (bron: Structuurvisie buisleidingen<sup>19</sup>)

In deze buisleidingenstrook zou ook een CO<sub>2</sub> buis meegenomen kunnen worden. Binnen Brabant afgevangen CO<sub>2</sub> zou dan kunnen worden afgevoerd of CO<sub>2</sub> zou kunnen worden aangevoerd voor bijvoorbeeld glastuinbouw.

<sup>19</sup> <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2012/10/29/structuurvisie-buisleidingen-2012-2035>

## 4 ANALYSE ENERGIESYSTEEM 2050

### 4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk staat het in kaart brengen en analyseren van de gevolgen van de vier energiemixen voor het energiesysteem in Brabant centraal. Dit levert per mix een apart scenario op, waarbij als gevolg van de verschillen in de mixen, ook verschillen in aanbodpatronen en dus bijvoorbeeld vraag naar buffercapaciteit ontstaat. Bij het vergelijken van de gevolgen voor de vier mixen ligt de nadruk op:

- de bruto energie die nodig is om aan de netto energievraag van 165 PJ te voldoen,
- de energieverliezen als gevolg van conversie en transport,
- de vraagpatronen van warmte, elektriciteit en stoffen door het jaar heen,
- de aanbod patronen van warmte, elektriciteit en stoffen door het jaar heen,
- de vraag naar verschillende soorten opslag door het jaar heen,
- het ruimtebeslag van opslag en
- de economische kansen en kosten.

Voor het doorrekenen van het energiesysteem in Noord-Brabant in 2050 is daarom gebruik gemaakt van een, specifiek voor deze kwalitatieve fase ontwikkeld, model om deze energiestromen inzichtelijk te maken en inzicht te krijgen in de ordegrrootte van de belasting van de infrastructuur in de vier energiemixen. De resultaten van de doorrekening zijn opgenomen in bijlage A. Doel van deze eerste fase is enerzijds om meer inzicht te krijgen wat er als buffercapaciteit in Brabant is te organiseren om zoveel mogelijk van de beschikbare energie in de vier bronnenmixen te gebruiken en anderzijds om een eerste beeld te geven hoe zo'n energieopslag er dan in de architectuur van de samenhangende netten er uit moet gaan zien. Hierbij is zowel de vraag naar 24 uren opslag als de vraag naar seizoensopslag bekeken. In dit energiemodel is gekeken naar de totale vraag en het totale aanbod in Brabant. Er is in deze fase geen rekening gehouden met de specifieke vraag op het niveau van een energieregio, gemeente of het verzorgingsgebied van een onderstation in het elektriciteitsnet.

Hierna volgen in dit hoofdstuk achtereenvolgens een beschrijving van de uitgangspunten, die we gebruikt hebben bij het doorrekenen van de mixen, een beschrijving van de vier energiescenario's, een sterkte-zwakte analyse en een samenvattend overzicht met de belangrijkste knelpunten in de energie-infrastructuur.

### 4.2 Uitgangspunten

Bij het inrichten van het model en het doorrekenen van het energiesysteem zijn de onderstaande uitgangspunten gehanteerd.

#### **Netto energievraag in 2050 van 165 PJ**

De vraag naar elektriciteit, warmte en stoffen voor de sectoren wonen/gebouwde omgeving, mobiliteit, industrie en landbouw is overeenkomstig het beleidsstreven van de Provincie voor de periode 2019-2030. Dat streven gekwantificeerd geeft het beeld dat er in 2050 een totaal netto energiegebruik van 165PJ (zie tabel) kan zijn. Bij het bepalen van deze kwantificering is gebruik gemaakt van kentallen uit dit innovatieve toekomstbeeld en informatie van Energie Beheer Nederland (EBN). In alle scenario's nemen we aan dat de gebouwde omgeving en de industrie op grote schaal innovatieve en zeer efficiënte apparatuur inzetten.



### **Vraag en aanbod profielen op uurbasis**

Fluctuaties van vraag en aanbod zijn uitgedrukt in profielen die de vraag en het aanbod per uur weergeven. Voor de aanbod van windenergie is onderscheid gemaakt tussen wind op land en wind op zee. De vraagprofielen per vraagcategorie en de aanbodprofielen per bron zijn betrokken uit het Energie Transitie Model (ETM). Voor geothermie, aquathermie (met warmte koude opslag) en restwarmte is een vlak leveringsprofiel aangenomen. Door ongelijktijdigheid van vraag en aanbod is verschuiven van vraag en aanbod in de tijd nodig. Dit gebeurt door opslag van warmte (in ondergrondse watervaten) en elektriciteit (in stoffen zoals waterstof via Power to Gas). Er zijn ook organisatorische maatregelen om aanbod en vraag te dempen of juist op te voeren, zoals het verplaatsen van vraag en aanbod in de tijd door demand response.

### **Maximale benutting van de bronnen binnen Brabant**

Bij deze modellering is gestreefd naar maximale benutting van de bronnen die binnen een mix ter plaatse van Brabant staan en is gestreefd naar een minimale aanvulling van elektriciteit en stoffen van buiten Brabant. Tekorten aan energie (door conversie/opslag en transport) worden met elektriciteit van buiten Brabant aangevuld. Voor deze import van buiten Nederland zijn we uitgegaan van een vlak aanbodprofiel. Zie paragraaf 4.4 voor de duiding van het verschil tussen bruto en netto energiemix die nodig is voor de functies ter plaatse van Brabant.

### **Woningen**

Alle woningen en dienstverlening (samen de gebouwde omgeving) zijn voor deze modelmatige benadering in 2050 van het aardgas af. De woningen gebruiken in 2050 22% minder warmte en elektriciteit dan in 2020. Woningen zijn verdeeld in een deel met relatief hoge en een deel met relatief lage vraag. De hoge vraag wordt veroorzaakt door een klein deel (20%) woningen die relatief (toch) slecht geïsoleerd zijn en/of waar huishoudens wonen die zeer warmte minnend zijn (de thermostaat hoog zetten, lang en vaak douchen et cetera) en weinig energiebewust handelen. In zowel de woningen als de dienstverlenende sector worden hybride warmtepompen ingezet (op groen gas of waterstof) om in ruimteverwarming en warm tapwater te voorzien. Dit is een aanname die past bij het doel van deze studie maar in het vervolg zeker beter afgestemd moet worden op de daadwerkelijk verwachte ontwikkelingen.

### **Industrie**

We nemen aan dat de industrie in 2050 44% minder warmte en 38% minder elektriciteit gebruikt ten opzichte van de inschatting van de RES'en in 2020<sup>20</sup>. Dit grote verschil komt omdat er in het innovatieve toekomstbeeld hoge verwachtingen zijn omtrent toenemende efficiëntie (door herontwerp) van bedrijfs- en productieprocessen en door ander gedrag. We hebben aangenomen dat, uitgedrukt in PJ, de vraag naar warmte in de industrie 50-50 verdeeld is tussen lage en hoge temperatuur warmte. De scheidingslijn hiervoor ligt op circa 250° Celsius. De vraag naar hoge temperatuur wordt ingevuld via stoffen.

### **Landbouw**

We hebben aangenomen dat landbouw in 2050 67% minder warmte en 73% minder elektriciteit dan in 2020. De redenen hiervoor zijn gelijksoortig als genoemd bij de industrie.

### **Mobiliteit**

In de modelmatige benadering van deze studie wordt een grote elektrificatie van het vervoer door Brabant verwacht. Dit geldt zowel voor transport via personen en vrachtvoertuigen als ook via lucht,

---

<sup>20</sup> Het gaat hier om beleidsstreven, die in latere fasen nog aangescherpt wordt met werkelijke inschatting van de industriële clusters van de Cluster Energie Strategieën (CES'en) en individuele grote bedrijfsterreinen in Brabant. Bij het maken van de inschatting hebben we ons gebaseerd op de inschatting van de RES'en in 2020 en de gegevens van het CBS respectievelijk de klimaatmonitor.

water en spoor. Aangenomen wordt dat mobiliteit in 2050 67% minder stoffen en 145% meer elektriciteit gebruikt dan in 2020. Merk op dat het hier gaat om elektrificatie van de voorstuwing van een voertuig. Hoe de energie wordt meegenomen in het voertuig is iets anders. Dit kan zijn in de vorm van batterijen maar ook in de vorm van een stof. In het model is het aangenomen rendement voor elektrisch vervoer t.o.v. vervoer op basis van verbrandingsmotoren 400%. Dit is op basis van het verbruik en de energie-inhoud van een liter brandstof en een kWh elektriciteit<sup>21</sup>. Bij het doorrekenen van mobiliteit in het model hebben we aangenomen dat mobiliteit bestaat uit personen- en goederenvervoer over de weg hoewel de hoeveelheid PJ voor mobiliteit in het innovatieve toekomstbeeld ook vervoer via water en spoor omvat. In latere fasen zullen modelmatige benaderingen ook rekening moeten houden met de specifieke karakteristieken en de omvang van transport via lucht, water en spoor.

### **Warmte**

In alle mixen is sprake van een combinatie van bronnen die het hele jaar de klok rond kunnen leveren (geothermie, aquathermie) en bronnen zoals zonthermische velden, die een natuurlijk variërend patroon hebben. Het aandeel hiervan is in mix I 10%, in mix II en IV rond de 35% en in mix III bijna 50% van de warmte.

### **Warmteopslag in grote buffervaten met water**

Voor deze doorrekening is voor de warmteopslag uitgegaan van grote ondergrondse vaten met water. Warmte, die geoogst wordt op een moment dat er geen vraag is, wordt opgeslagen in grote ondergrondse buffervaten gevuld met water. Door het overschot aan duurzaam geproduceerde warmte en elektriciteit op te slaan en in te zetten in tijden van schaarste, wordt duurzame energie optimaal gebruikt. Het vat heeft 5% warmteverlies over zes maanden tijd en is volledig ondergronds. De ruimte boven het vat kan gebruikt worden voor openbaar groen, parkeren of een zonneveld. De op regelmatige basis aanwezige overschotten van elektriciteit kunnen door middel van een warmtepomp ook warmte aanleveren voor dit buffervat. Voor deze eerste modelmatige benadering is daar (nog) geen rekening mee gehouden. Voor opslag zijn, afhankelijk van de ondergrond en de aanbod en vraagprofielen, ook diverse andere opslagtechnieken beschikbaar.

### **Opslag elektriciteit in de vorm van waterstof**

In deze eerste modelmatige benadering wordt elektriciteit, die opgewekt wordt op momenten dat er geen vraag is, (alleen) omgezet en opgeslagen in waterstof. Deze opslag hoeft niet noodzakelijk lokaal binnen Brabant gerealiseerd te worden. Theoretisch kan het ook omgezet worden in warmte (zie vorig item). De omzetting naar waterstof en dan weer terug naar elektriciteit gebeurt met een aangenomen verlies van 55%<sup>22</sup>. In het model is (nog) geen rekening gehouden met de mogelijke oogst van de warmte die vrijkomt bij de omzetting. Bij grootschalige efficiënte productie kan naar verwachting 50% van de verlies teruggewonnen worden als warmte<sup>23</sup>. Voor seizoensopslag zijn ook nog andere opslagmethoden voorstelbaar zoals opslag in een zoutbatterij of in ijzeroxide. Voor 24 uur opslag is opslag in batterijen een goed alternatief.

### **Stoffen**

In deze verkenning zijn we, in lijn met de eerste versie van de RES'en, in alle energiemixen uitgegaan van 13 PJ aan energie uit lokale uit biomassa, hout of RWZI. Daarnaast is er import van stoffen (waterstof). De import van stoffen verschilt en loopt van 97 PJ in mix I tot bijna 30 PJ in mix III en IV. Aangenomen is dat stoffen voor het grootste deel worden opgeslagen in het net (waterstofnet). In werkelijkheid is natuurlijk ook lokale opslag mogelijk rond energieknoppunten (conversiepunten) of

<sup>21</sup> Aangenomen verbruik is voor elektrische auto's ongeveer 15-18kWh per 100km en voor auto's op benzine ongeveer 1 liter per 15km.

<sup>22</sup> Verlies 33% verlies voor zowel P2G als G2P geeft 67% rendement maal 67% = 45% over na conversie is dus een verlies van 55%

<sup>23</sup> De omvang van die factor is handmatig berekend en meegenomen in de analyse

grote industriële clusters met een grote vraag naar stoffen als energiebron of feedstock. Energieverliezen in de productie van stoffen buiten Brabant zijn in de doorrekening niet meegenomen.

## 4.3 Beschrijving van de vier energiescenario's

### 4.3.1 Introductie doorrekening en analyse

In deze paragraaf beschrijven we de impact van de vier bronnenmixen op het energiesysteem. Elke paragraaf start met een korte duiding van de context van het scenario en de karakteristieken van de mix. Daarna volgt de analyse van het energiesysteem met de specifieke gevolgen voor de drie energie-infrastructuren (warmte, elektriciteit en stoffen) en de karakteristieken van de buffercapaciteit (voor warmte, elektriciteit en stoffen). Tot slot geven we een duiding van de ruimtelijke impact.

### 4.3.2 Het energiesysteem in scenario I.

In scenario I wordt een groot deel van de benodigde energie van buiten Brabant geïmporteerd omdat volgens de aanname bij dit scenario door schaalvoordelen en gunstiger omstandigheden (bijvoorbeeld meer zon) energie uit het buitenland goedkoper is dan binnenlandse productie. De energie komt voor een groot deel uit Europa (bijvoorbeeld via het elektriciteitsnet) maar ook van buiten Europa (Stoffen). In dit scenario wordt 29% van de netto energievraag en 25% van de bruto energievraag lokaal geproduceerd. In deze mix blijft Noord Brabant voor de energievoorziening dus sterk afhankelijk van het buitenland (veelal van landen buiten Europa). Zie Figuur 4-1 voor de belangrijkste input karakteristieken.



**Figuur 4-1 Karakteristieken energiesysteem I: input**

Scenario I kent door de gekozen insteek een kleine oogst van lokale warmte en een grote import van stoffen van buiten Nederland. Hiermee volgt het enigszins het beeld van de waterstofvisie van provincie Zuid-Holland, dat Noordwest-Europa voor een aanzienlijk deel gebruik zou willen maken van waterstof dat elders (Zuid-Europa of elders) is gemaakt.

In scenario I wordt er lokaal 10 PJ aan warmte geogst. Deze 10 PJ wordt via collectieve warmtenetten getransporteerd om de gebouwde omgeving van ruimteverwarming en tapwater te voorzien. De collectieve systemen voorzien dan ongeveer 1/3 van de gebouwde omgeving met warmte. In de collectieve systemen worden collectieve warmtepompen ingezet om, waar nodig, de warmte uit de bron te verhogen naar de juiste temperatuur. Deze hogere temperatuur leidt ook tot een beter rendement en business case voor de warmteopslag. De warmtevoorziening voor de overige woningen wordt grotendeels ingevuld met individuele warmtepompen. Ook de warmtevoorziening in de industrie wordt, voor zover het warmte tot 250 °C betreft, geëlektrificeerd. Warmte met hogere temperaturen wordt grotendeels met stoffen gemaakt (biogas, waterstof of andere).

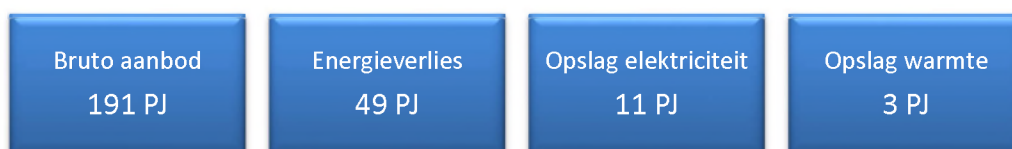
Dit scenario vraagt daardoor relatief kleine investeringen in collectieve warmtenetten, wel kunnen grote investeringen nodig zijn in de haarvaten van het elektriciteitsnet door de vergaande elektrificering van de warmtevraag in de gebouwde omgeving en door elektrificeren van de mobiliteit. Als we aannemen dat

50% van de EV-vraag via laden in de gebouwde omgeving plaats vindt<sup>24</sup> is in 2050 de vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving 60 PJ. In 2020 is dat 37 PJ.

De bruto vraag naar elektriciteit is in dit scenario ruim 106,8 PJ. 36% komt binnen via zon-PV, wind op land en wind op zee, 32% wordt geïmporteerd en 32% bestaat uit het omzetten van stoffen naar elektriciteit. Van het deel dat geïmporteerd wordt, wordt aangenomen dat die beschikbaar is als er vraag is. Aanbod van elektriciteit via zon en wind wordt, op momenten dat er geen vraag naar is, opgeslagen. De omvang van de elektriciteitslevering uit opslag is in dit scenario met 10 PJ gelijk aan scenario II en iets groter dan in scenario III (8,9 PJ) en iets kleiner dan in scenario IV (13,6 PJ).

In dit scenario wordt bijna 87 PJ aan stoffen (bijvoorbeeld waterstof) geïmporteerd. Daarnaast is ruim 13 PJ beschikbaar uit biomassa, hout of RWZI gas. Deze stoffen worden voor bijna 70% omgezet in elektriciteit. Het resterende deel wordt direct ingezet voor mobiliteit (bijvoorbeeld voor gebruik in een brandstofcel). Door de grote hoeveelheden stoffen die omgezet worden in elektriciteit is hier sprake van grote verliezen (49 PJ). We nemen aan dat 30,4 PJ aan stoffen die gebruikt wordt voor omzetting naar elektriciteit een geschikte warmtebron is. Bij een terugwinpotentieel van 50% levert dit een extra warmte opbrengst van ruim 15 PJ. Dit is 5 maal de productie van de Amercentrale. Als dit in het model meegenomen wordt, groeit de warmteproductie van 10 naar 25 PJ en kunnen veel meer woningen (totaal 67% van het woningbestand) aangesloten worden op collectieve warmtenetten. De vraag naar elektriciteit voor de warmtepompen daalt dan ook.

Met het grote aandeel van stoffen en import van elektriciteit in dit scenario is een relatief groot deel van de energie continue beschikbaar. Hierdoor is de vraag naar opslag kleiner. Daar staan de grote conversieverliezen voor de omzetting van stoffen (waterstof) naar elektriciteit tegenover. Figuur 4-2 geeft een overzicht van de belangrijkste output karakteristieken.



**Figuur 4-2 Karakteristieken energiesysteem I: resultaat**

### 4.3.3 Het energiesysteem in scenario II

In scenario II wordt ruim 50% van de netto energievraag (44% van de bruto energievraag) lokaal geproduceerd. De import van elektriciteit bestaat uit kernenergie. De reden dat ook expliciet kernenergie wordt meegenomen in de energiemix voor Brabant is, dat dit een schone (CO<sub>2</sub> vrije) energiebron is, met het jaar rond een vlak leveringsprofiel. De bron moet goed gedimensioneerd worden in de mix van bronnen met een variabel leveringsprofiel. De import van stoffen is 49 PJ en is daarmee een stuk lager dan in scenario I. Er wordt lokaal 48 PJ aan warmte gevangen, zie Figuur 4-3 voor de belangrijkste input karakteristieken.

<sup>24</sup> 50% is een aanname voor de redeneerlijn. Er is geen onderzoek naar laadgedrag gedaan het zou dus kunnen dat het aandeel laden in de gebouwde omgeving hoger is. De overige 50% bestaat uit laden van EV op mobiliteitsknooppunten zoals industriële complexen, (lucht)havens etc.



**Figuur 4-3 Karakteristieken energiesysteem II: input**

De 49 PJ warmteooft komt vooral uit de geothermiebronnen en industriële restwarmte. Geothermiebronnen en industriële restwarmte uit de grote industriële clusters zoals Moerdijk en Bergen op Zoom leveren per bron/clusters voldoende warmte voor 10.000 tot 20.000 woningen. In dit scenario zien we daarom in de grotere woonkernen (steden) relatief grote collectieve warmtenetten ontstaan die één stad of meer steden van warmte voorzien. Naast deze grote warmtenetten zien we nog een aantal kleine bronnetten. Een bronnet voorziet een paar honderd woningen van warmte. In de modelmatige benadering wordt 10% van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving via individuele warmtepompen verzorgd. De investeringen in collectieve warmte infrastructuur is in dit scenario erg groot.

De bruto vraag naar elektriciteit is ruim 100 PJ. Hiervan komt 32% binnen via zon-PV, wind op land en wind op zee. 52% wordt geïmporteerd en ruim 15% bestaat uit het omzetten van stoffen naar elektriciteit. Van het deel dat geïmporteerd wordt, nemen we aan dat sprake is van een vlak patroon. Aanbod van elektriciteit via zon en wind wordt, op momenten dat er geen vraag naar is, opgeslagen. Als 50% van de EV-vraag via laden in de gebouwde omgeving plaats vindt is in 2050 de vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving 60 PJ. De capaciteit van de elektriciteitsopslag is 9 PJ.

In dit scenario wordt 62 PJ aan stoffen geïmporteerd. Daarnaast is ruim 13 PJ beschikbaar uit biomassa, hout of RWZI gas. Deze stoffen worden voor bijna 50% omgezet in elektriciteit. Het resterende deel wordt direct ingezet voor mobiliteit, bijvoorbeeld voor gebruik in een brandstofcel. De omzet van stoffen naar elektriciteit gaat gepaard met 26 PJ aan verliezen waarvan ongeveer 15 PJ bij grootschalige efficiënte productie. Bij een terugwinpotentieel van 50% levert dit ruim 7 PJ extra warmte (die niet in het model is meegenomen). Figuur 4-4 geeft een overzicht van de belangrijkste output karakteristieken.



**Figuur 4-4 Karakteristieken energiesysteem II: resultaat**

#### 4.3.4 Het energiesysteem in scenario III

In scenario III wordt ruim 60% van de netto energievraag en ruim 50% van de bruto energievraag lokaal geproduceerd. De import van elektriciteit bestaat voor ongeveer de helft uit import uit de rest van de Nederland en voor de rest uit elektriciteit uit het Europese elektriciteitsnet. De import van stoffen is 29 PJ en is daarmee een stuk lager dan in scenario I. Er wordt lokaal 68 PJ aan warmte gevangen. Zie Figuur 4-3 voor de belangrijkste input karakteristieken.



**Figuur 4-5 Karakteristieken energiesysteem III: input**

In dit scenario wordt 68 PJ aan warmte geogst. Hiervan komt ruim 1/3 uit bronnen die niet het jaar rond beschikbaar zijn. De rest komt uit geothermiebronnen en industriële restwarmte die per bron/cluster voldoende warmte kunnen leveren voor 10.000 tot 20.000 woningen. In de grotere woonkernen (steden) zien we daarom relatief grote collectieve warmtenetten ontstaan die één of meer steden van warmte voorzien. Naast deze grote warmtenetten zien we nog een aantal kleine bronnetten die per net een paar honderd woningen van warmte voorzien. 10% van de warmte voorziening in de gebouwde omgeving wordt via individuele warmtepompen verzorgd. De investering in collectieve warmte infrastructuur is als gevolg van de keuzen voor bronnen in dit scenario erg groot. In dit scenario wordt 16,1 PJ van de beschikbare warmte niet gebruikt. Er is, door de inzet van de collectieve warmtepompen met een COP van gemiddeld 3.0 (zie bijlage F), sprake van een warmteoverschot.

De bruto vraag naar elektriciteit is in dit scenario ruim 100 PJ. 38% komt binnen via zon-PV, wind op land en wind op zee. 52% wordt geïmporteerd en ruim 5% bestaat uit het omzetten van stoffen naar elektriciteit. Van het deel dat geïmporteerd wordt, wordt aangenomen dat die een vlak patroon heeft. Aanbod van elektriciteit via zon en wind wordt, op momenten dat er geen vraag naar is, opgeslagen. Als we aannemen dat 50% van de EV-vraag via laden in de gebouwde omgeving plaats vindt, is in 2050 de vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving rond de 60 PJ. De omvang van de elektriciteitslevering uit de opslag is 10,4 PJ.

In dit scenario wordt 42,5 PJ aan stoffen geïmporteerd. Daarnaast is ruim 13 PJ beschikbaar uit biomassa, hout of RWZI gas. Deze stoffen worden voor bijna 11 PJ omgezet 5,5 PJ elektriciteit. 8 PJ wordt ingezet voor hoge temperatuur warmte voor de industrie. Het resterende deel wordt direct ingezet voor mobiliteit (bijvoorbeeld voor gebruik in een brandstofcel). De omzet van stoffen naar elektriciteit gaat gepaard met 19 PJ aan verliezen waarvan ongeveer 5,5 PJ bij grootschalige efficiënte productie. Bij een terugwinpotentieel van 50% levert dit bijna 3 PJ extra warmte (die niet in het model is meegenomen). Figuur 4-6 geeft een overzicht van de belangrijkste outputkarakteristieken.



**Figuur 4-6 Karakteristieken energiesysteem III: resultaat**

### 4.3.5 Het energiesysteem in scenario IV

In scenario IV is het streven om alles wat lokaal geogst kan worden, ook lokaal geogst wordt. In dit scenario wordt ruim 73% van de netto energievraag en 56% van de bruto energievraag lokaal geproduceerd. De import van stoffen is 41 PJ (vergelijkbaar met III). Er wordt lokaal, net als in scenario III, 68 PJ aan warmte gevangen, zie Figuur 4-7 voor de belangrijkste inputkarakteristieken.



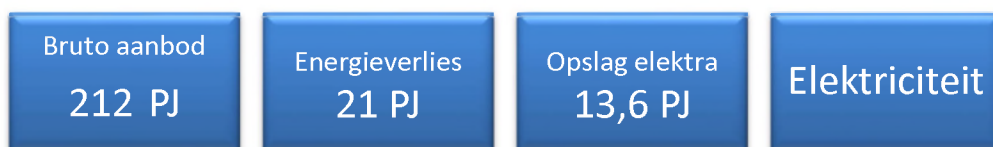
**Figuur 4-7 Karakteristieken energiesysteem IV: input**



In dit scenario wordt er 68 PJ aan warmte geogst. Vergeleken met de vorige scenario's is vooral het aandeel zon-warmte groot (bijna 1/3). Ruim 50% van de totale warmtevraag wordt geleverd door relatief kleine, lokale zonnewarmte- en aquathermie bronnen. Deze bronnen voorzien in het algemeen tot maximaal 1000 woningen of één kantorencomplex van warmte. Deze bronnen kunnen natuurlijk ook geïntegreerd worden tot grote gemeente-brede stadsverwarmingsnetten. In dit scenario verwachten we daarom, dat in de grotere woonkernen (steden) relatief grote collectieve warmtenetten ontstaan die één of meer steden van warmte voorzien. We verwachten dat de groei in warmtenetten via kleine lokale bronnetten zal verlopen. 10% van de warmte voorziening in de gebouwde omgeving wordt via individuele warmtepompen verzorgd. De investering in collectieve warmte infrastructuur is in dit scenario erg groot. In dit scenario wordt ruim 16 PJ van de beschikbare warmte niet gebruikt. Er is (door de inzet van de collectieve warmtepompen met een COP van gemiddeld 3.0) sprake van een warmteoverschot.

De bruto vraag naar elektriciteit is in dit scenario ruim 106 PJ. Bijna 50% komt binnen via lokale productie (zon-PV, wind) en wind op zee. 52% wordt geïmporteerd en ruim 5% bestaat uit het omzetten van stoffen naar elektriciteit. Van het deel dat geïmporteerd wordt, wordt aangenomen dat die beschikbaar is als er vraag is. Aanbod van elektriciteit via zon en wind wordt, op momenten dat er geen vraag naar is, opgeslagen. Als we aannemen dat 50% van de EV-vraag via laden in de gebouwde omgeving plaats vindt, is in 2050 de vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving 60 PJ. De omvang van de elektriciteitslevering uit de opslag is 13,6 PJ.

In dit scenario wordt 21 PJ aan stoffen geïmporteerd. Daarnaast is ruim 13 PJ beschikbaar uit biomassa, hout of RWZI gas. Bijna 10 PJ van de stoffen worden omgezet in elektriciteit. Het resterende deel wordt direct ingezet voor hoge temperatuur warmte in de industrie en mobiliteit (bijvoorbeeld voor gebruik in een brandstofcel). De omzet van stoffen naar elektriciteit gaat gepaard met 22 PJ aan verliezen waarvan ongeveer 5 PJ bij grootschalige efficiënte productie. Bij een terugwinpotentieel van 50% levert dit 2,5 PJ extra warmte (die niet in het model is meegenomen). Figuur 4-8 geeft een overzicht van de belangrijkste output karakteristieken.



**Figuur 4-8 Karakteristieken energiesysteem IV: resultaat**

#### 4.4 Sterkte Zwakte analyse van de 4 energiemixen

In deze paragraaf geven we een samenvattende vergelijking van impact van de vier bronnenmixen op het energiesysteem in tekst- en tabelvorm. We hebben daarbij gekeken naar 10 factoren (zie eerste kolom in Tabel 4-1). Op één na, geven alle factoren een indicatie van de prestatie van het systeem. Lokaal warmte vangen is geen gevolg maar een uitgangspunt bij het samenstellen van de mixen. Omdat die uitgangspunten verschillend en deels verrassend uitpakken hebben we deze factor toch opgenomen in de analyse. In de vervolgonderdelen van deze paragraaf worden resultaten van de analyse toegelicht.

Tabel 4-1 geeft de samenvatting van die vergelijking op basis van een stoplicht oordeel. Bij het interpreteren van stoplichten van de diverse onderdelen moet de lezer het volgende in het achterhoofd houden. Kleine verschillen tussen bruto en netto, lage verliezen, kleine opslag leiden tot een groen stoplicht, want dit zijn indicaties van een efficiënt en dus goed systeem. Een groen stoplicht voor de infrastructuur voor elektriciteit, stoffen en warmte betekent dat die mix goed scoort (ten opzichte van de

andere mixen). Economische kansen gaat over kansen voor de regionale economie. Een goede groene score betekent daarom meer kansen. Bij lokaal warmte vangen is beoordeeld of de oogst aan warmte past bij de vraag.

Tot slot dient de lezer bij het trekken van conclusies uit deze vergelijking voorzichtig te zijn. De scores zijn relatieve scores en liggen soms dicht bij elkaar. De analyse uitgevoerd vanuit de resultaten van een model dat naar Brabant in zijn totaliteit kijkt en geen rekening houdt met het feit dat de resultaten op lokaal (gemeentelijk) niveau sterk kunnen verschillen met deze analyse. Ook is geen rekening gehouden met conversie en transportverliezen van bronnen die van buiten komen, waardoor varianten met meer lokale bronnen er per definitie slechter uit komen. Diverse factoren zijn in deze analyse niet onderzocht (kosten van lokaal produceren ten opzichte van inkoop, de waardering van energie-onafhankelijkheid, maatschappelijk draagvlak voor de mixen). Tot slot is de uiteindelijke conclusie erg afhankelijk van het gewicht dat wordt toegekend aan de verschillende aspecten.

**Tabel 4-1 Samenvattende beoordeling scenario's**

	I Internationaal optimaal	II Nationaal optimaal	III Lokaal tot verplichting	IV Lokaal optimaal
<b>Bruto en netto gebruik</b>	●	●	●	●
<b>Energieverliezen</b>	●	●	●	●
<b>Omvang opslag warmte</b>	●	●	●	●
<b>Omvang opslag elektriciteit</b>	●	●	●	●
<b>Lokale warmte vangen</b>	●	●	●	●
<b>Elektriciteit infrastructuur</b>	●	●	●	●
<b>Infrastructuur gassen</b>	●	●	●	●
<b>Warmte infrastructuur</b>	●	●	●	●
<b>Economische kansen</b>	●	●	●	●
<b>Ruimtebeslag</b>	●	●	●	●

Legenda: ● = goed, ● = redelijk, ● = slecht, ● = nog niet beoordeeld

#### 4.4.1 Bruto energievraag en Energieverliezen

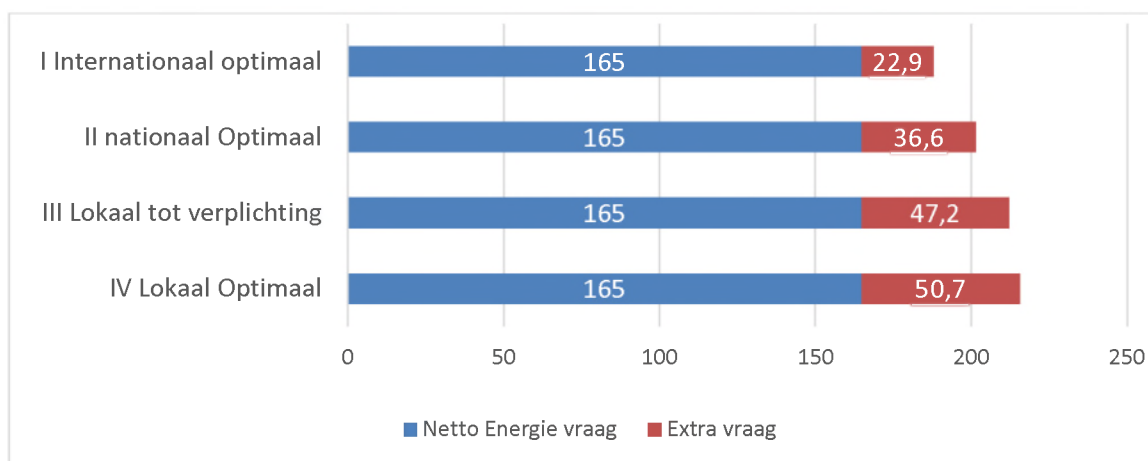
##### Bruto versus netto gebruik

De doorrekening van de vier mixen laat zien dat het verschil tussen netto gebruik en bruto gebruik (dat wat geproduceerd moet worden) om aan de finale vraag te kunnen voldoen, oploopt van 17,6 PJ in mix I tot 32,2 PJ in mix IV 4. Het bruto verbruik loopt dan van bijna 116% tot 129% van de netto vraag. De verschillen ontstaan doordat voor de levering vanuit diverse soorten bronnen, andere conversie, opslag



en verwerkingsmethodieken/apparatuur nodig zijn met andere karakteristieken. Figuur 4-9 toont het surplus dat nodig is om aan de vraag te voldoen.

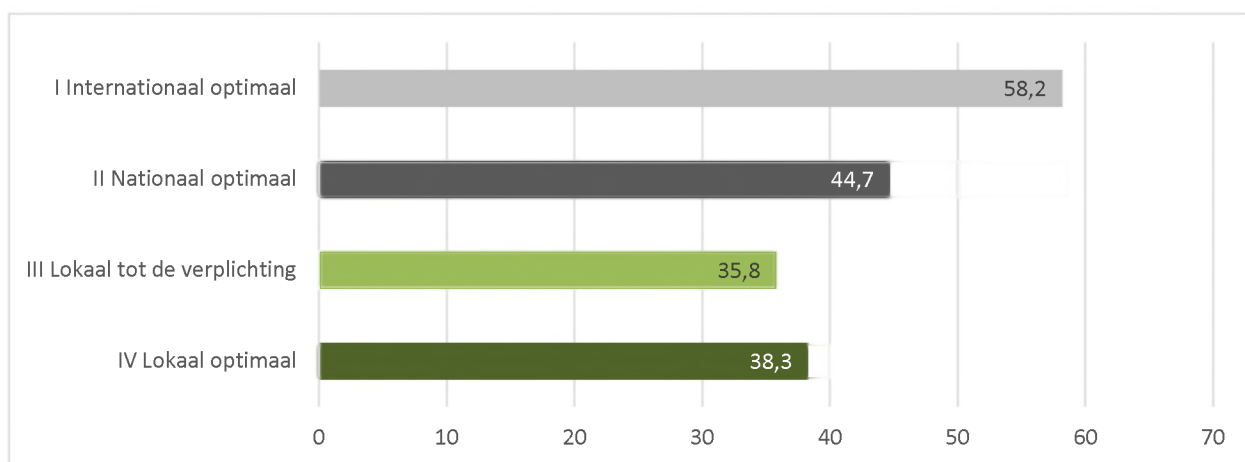
De extra benodigde hoeveelheid energie is in de scenario's III en IV duidelijk groter dan in scenario's I en II. Dit heeft een aantal oorzaken. Ten eerste wordt in zowel scenario III als IV een deel van de energie uit warmtebronnen (ongeveer 16 PJ of 10% van de bronnenmix) niet benut. Daarnaast zijn ook de warmteverliezen in deze scenario's ruwweg 10 PJ hoger. Een derde oorzaak, die vooral geldt voor scenario IV, zijn de grotere opslagverliezen voor elektriciteit.



**Figuur 4-9 Netto gebruik plus surplus om aan de vraag te voldoen in de vier mixen**

### Energieverliezen

Naast het verschil tussen netto en bruto laten de bronnen ook nog een verschil zien in de omvang van de conversie- en opslagverliezen. De verliezen lopen op van 21% van de netto energievraag tot ruim 29%. Figuur 4-10 toont de energieverliezen voor de mixen. De omvang van deze verliezen wordt zeer sterk bepaald door de hoeveelheid stoffen die omgezet moeten worden in elektriciteit. Hier is het verlies per eenheid energie het grootst (33%). Dit lijkt in tegenspraak met de vorige paragraaf die toont dat juist voor de bronnenmixen met relatief veel stoffen het verschil tussen bruto en netto het kleinst is. In de bronnenmixen met relatief weinig stoffen is de extra benodigde elektriciteit het grootst. De eventuele verliezen die met de opwekking van deze elektriciteit gepaard gaan vallen echter buiten de analyse terwijl voor deze omzetting van stoffen naar elektriciteit met 50% verlies is gerekend.

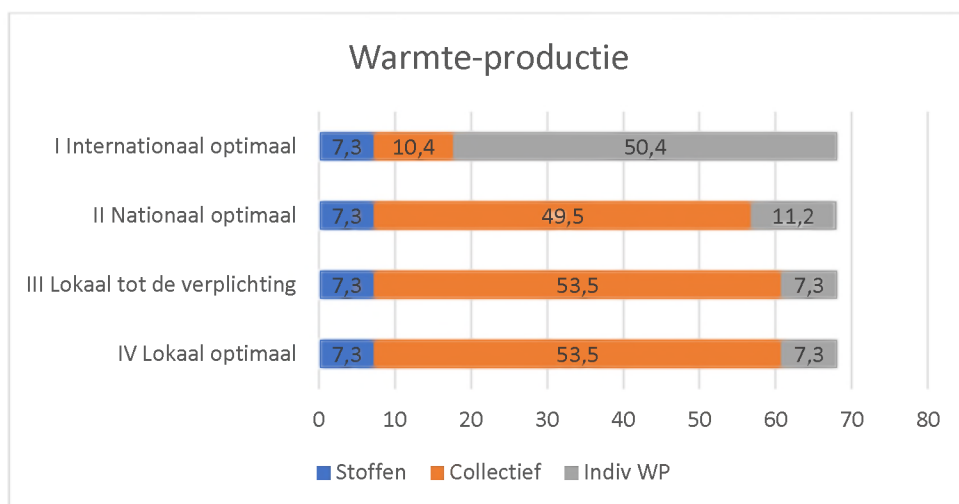


**Figuur 4-10 Verliezen in de vier mixen (in PJ)**

## 4.4.2 Warmte

### Warmteproductie

Figuur 4-11 geeft een overzicht van de warmteproductie in de vier scenario's. De basis warmtevraag is 68 PJ in alle mixen. Hiervan wordt 7,3 PJ ingevuld met een gas. Dit wordt ingezet voor hoge-temperatuur warmte en stoomvraag in de industrie.



**Figuur 4-11 warmteproductie in de 4 scenario's**

Het (lokaal) warmteaanbod varieert zeer sterk en loopt van 10 PJ in mix I tot 68 PJ in mix III en IV. Het warmtegebruik is 10 PJ in mix I en 41 PJ in andere mixen. Voor mix III en IV is dit lager dan het aanbod omdat een deel van de warmtevraag wordt geleverd door de warmte uit elektriciteit bij de inzet van de warmtepompen in de warmtenetten.

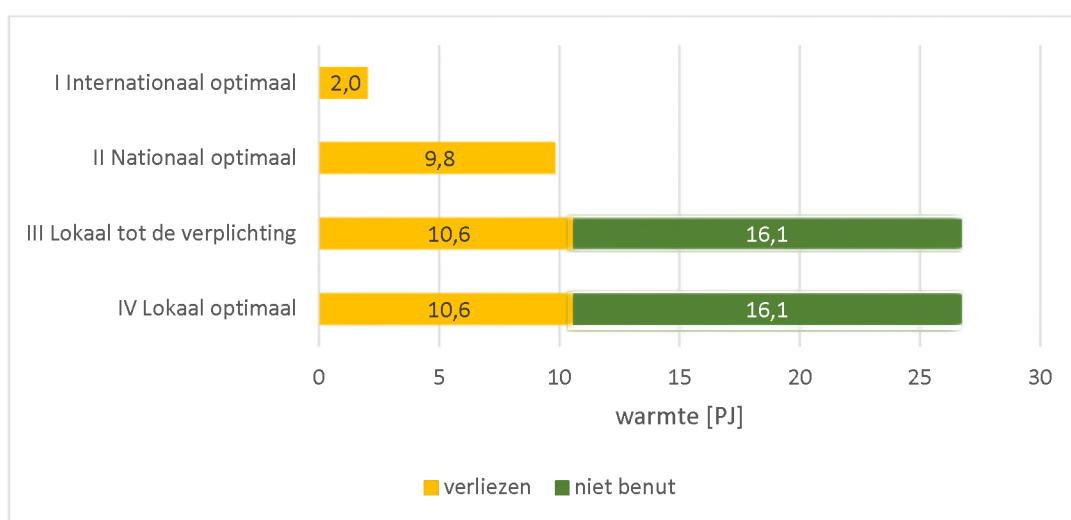
In mix III en IV blijft bijna 25% van het lokale warmteaanbod onbenut (16 PJ). Overwogen kan worden om lokaal minder warmte te produceren. Dit vereist dan wel een grotere opslag om de mismatch tussen vraag en aanbod op te vangen. Als we rekening houden met fluctuaties in vraag en aanbod op uur basis dan is er 5 tot 10% extra warmte nodig uit de opslag. Het gaat hier om 0,5 - 2,8 PJ aan finale vraag en dus (rekening houdend met verliezen) om 0,6 - 3,2 PJ warmte-aanbod.

### Warmte infrastructuur

In scenario I wordt slechts 19% van de woningen (gebouwde omgeving) van warmte voorzien uit warmtebronnen. Deze warmte wordt dan geleverd via een collectief warmtesysteem. Het andere deel wordt verwarmd met individuele elektrische warmtepompen. In de overige scenario's komt de warmte grotendeels uit collectieve warmtebronnen. Bij scenario III en IV gaat het dan om grootschalige bronnen als geothermie en grote industriële clusters. In scenario IV gaat het voor bijna de helft om warmte uit kleinere lokale bronnen zoals aquathermie en zonnewarmte. In dit scenario zijn de investeringen in collectieve warmte-infrastructuur daarom beperkt. Daar staat een grotere vraag naar elektriciteit tegenover. Door de verschillen in soort bron en omvang van de bronnen, zullen ook verschillende infrastructuren ontstaan. In scenario I zien we een, vergeleken met de andere scenario's, beperkte groei in collectieve warmtenetten. De nieuwe warmtenetten zullen gezien de gekozen bronnen in het algemeen echter groot zijn. Scenario II en III laten een sterke groei van stedelijke of zelfs regionale warmtenetten zien. Scenario IV geeft een mix van grote stedelijke en kleine warmtenetten voor een wijk en/of (kantoren)complex.

### Warmteverliezen

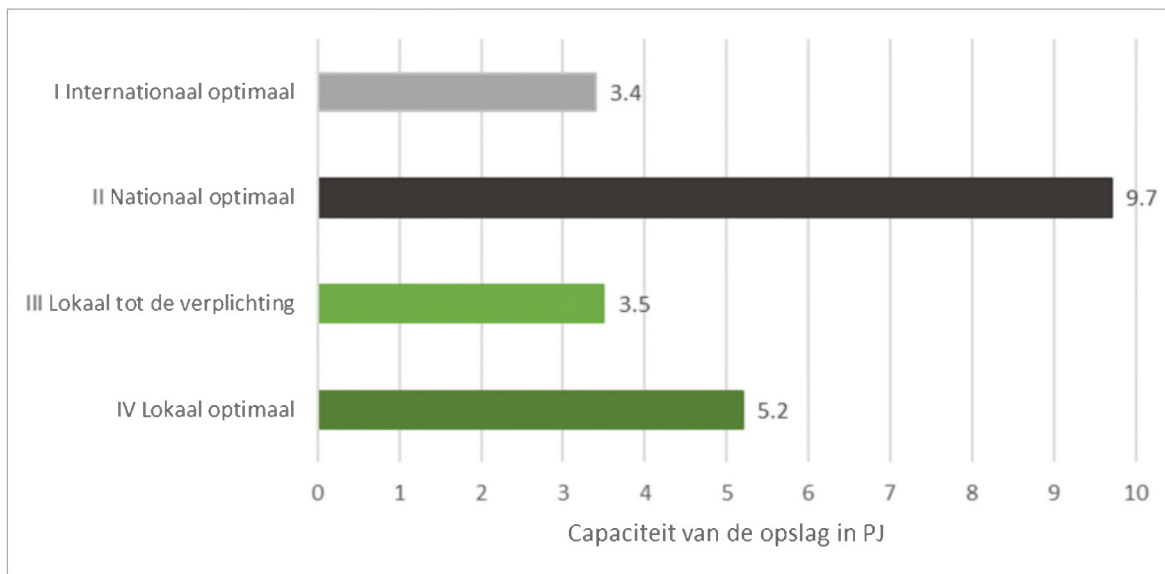
De verschillen in bronnen en bronnenkarakteristieken leiden ook tot verschillen in de vraag naar opslagcapaciteiten en verliezen. De verliezen aan warmte zijn het kleinst in scenario I. In de scenario's III en IV is, achteraf gezien, de vraag naar warmte te hoog ingeschat. Hier blijft rond de 13 PJ onbenut. Zie Figuur 4-12. Met deze aannamen omtrent in te zetten installaties ontstaan overschotten. Het systeem kan dus nog beter getuned worden, waarbij minder warmte wordt gevangen. Wellicht moet dan wel de opslag iets groter zijn om het hele jaar te kunnen leveren. Uit dit overzicht kan niet zonder meer geconcludeerd worden dat het scenario I het meest efficiënte warmtesysteem is. Door de hoge mate van elektrificatie vinden de verliezen in scenario I plaats bij het omzetten van stoffen in elektriciteit. Deze verliezen zijn in onze analyse meegenomen als onderdeel van de analyse van de elektriciteitsinfrastructuur.



**Figuur 4-12 Warmteverliezen en niet benutte warmte**

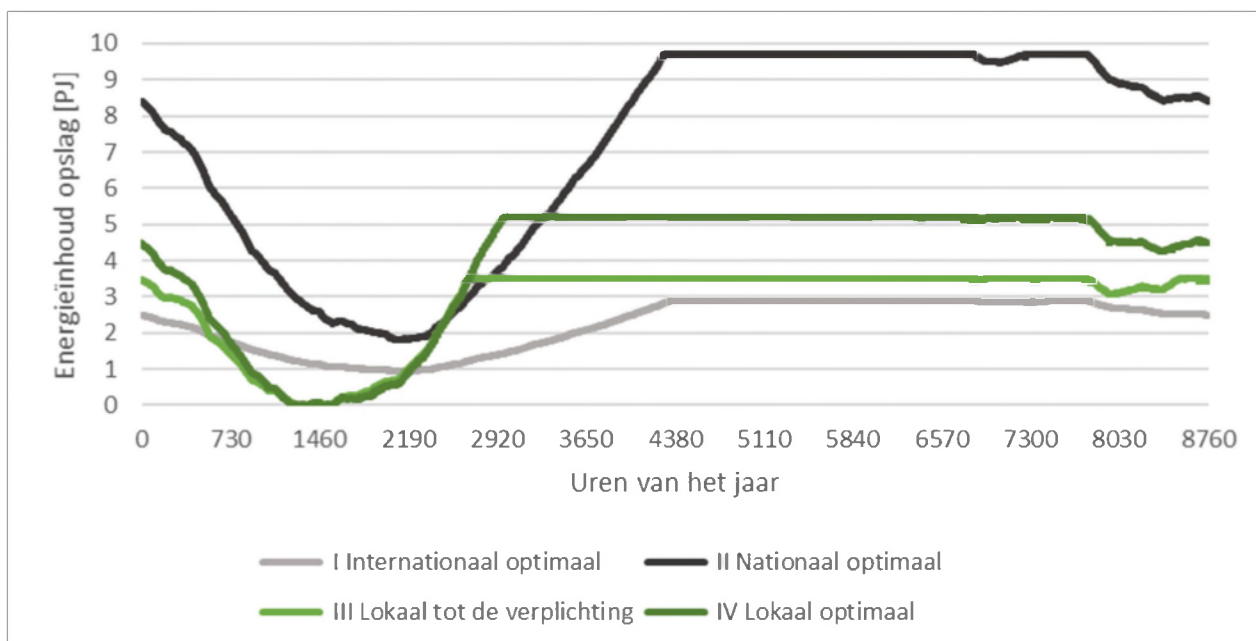
### Warmte opslag

De omvang van de warmteopslag is met 3,4 PJ het laagst in scenario I. In Mix scenario III is dat net iets groter (3,5 PJ) en in scenario IV nog wat groter met 5,2 PJ. Duidelijk het grootst is de opslag in scenario II (9,7 PJ). Zie Figuur 4-13. In scenario II is net voldoende aanbod om de warmtevraag collectief in te vullen. Een grote opslag is nodig om de overschotten van de zomer op te slaan voor de winter. In scenario III en IV) is het aanbod uit de bronnen ruim voldoende om de warmtevraag collectief in te vullen. Een veel kleinere opslag is voldoende om de overschotten van de zomer op te slaan voor de winter. De opslag is in scenario IV groter omdat het aandeel bronnen dat het hele jaar warmte levert (zoals geothermie) in mix III veel groter is. In scenario IV is het aandeel zonnewarmte relatief groot en die bron levert in de winter veel minder warmte.



**Figuur 4-13 Capaciteit van de warmteopslag**

De opslagcapaciteit wordt het meest intensief gebruikt in scenario I. De opslag levert ruim 3600 uur warmte af (in de scenario II tot en met IV zijn dat respectievelijk 3300, 2000 en 2400). Om voldoende warmte in de opslag te hebben moet de opslag in scenario I 4600 uur geladen worden. Voor scenario II zijn 3400 laaduren nodig en voor scenario III en IV zijn 1700 laaduren nodig. De lagere laaduren worden veroorzaakt dat het veel hogere potentieel aan bronnen waardoor er per uur meer geladen kan worden. Het gebruik van de opslag is daarmee in scenario I en II relatief goed/intensief. De investering in opslag zal relatief gunstig uitpakken. De energie-inhoud van de warmteopslag door het jaar heen is opgenomen in Figuur 4-14.



**Figuur 4-14 Energie-inhoud warmteopslag**

Deze gegeven hoeveelheid (in PJ) is dus 'de omvang' van die de buffercapaciteit in Brabant –gedurende het gehele jaar beschikbaar/standby moet staan- bij een betreffend scenario. Als we uitgaan van opslag in ondergrondse buffervaten gaat het om 200 (in scenario I) tot 550 (in scenario II) buffervaten. Voor de 384 wijken van Noord-Brabant gaat dit om 0,5 tot 1,5 buffervaten per wijk. Een andere vergelijking is dat de Amercentrale per jaar bijna 3 PJ per jaar aan warmte uitlevert. De totale opslag levert dan dus net zoveel warmte als 1 tot 3 Amercentrales.

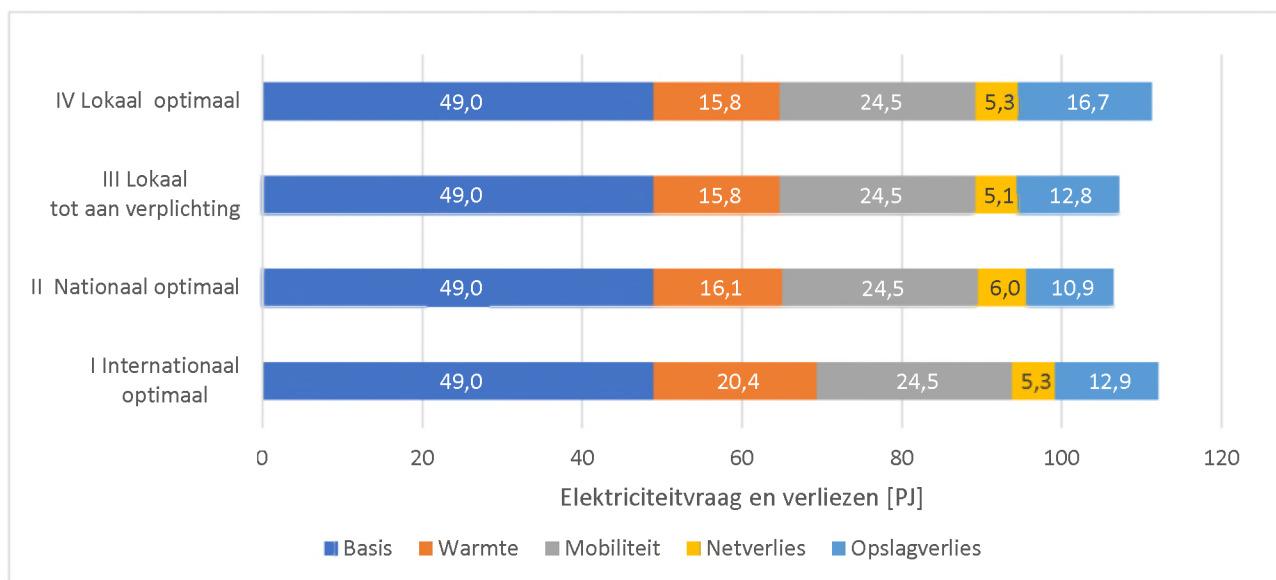
### 4.4.3 Elektriciteit

#### Elektriciteitsvraag

De totale basisvraag elektriciteit (voor licht en kracht voor gebouwen en woningen) is in alle mixen gelijk aan 49 PJ. De bruto elektriciteitsvraag is in alle scenario's vergelijkbaar en varieert van 110 PJ in scenario I tot bijna 107 PJ in scenario IV. Basisvraag van mobiliteit is in de vier scenario's 24,5 PJ. De elektriciteitsvraag voor warmte en de opslagverliezen van de omzetting van elektriciteit naar waterstof en later weer terug naar elektriciteit verschillen echter. De elektriciteitsvraag voor warmte loopt van 15,8 PJ in scenario III en IV naar 20,4 PJ in scenario I. De opslagverliezen lopen van 10,9 PJ in scenario II tot 16,7 PJ in scenario IV.

#### Elektriciteitsopwekking

Het aanbod vanuit stoffen en de extra import van elektriciteit verschilt sterk per scenario. Figuur 4-15 geeft het elektriciteitsaanbod. Deze figuur laat zien dat het aandeel extra benodigde elektriciteit oploopt van 22,9 PJ in scenario I tot 50,7 PJ in scenario IV. Dit wordt veroorzaakt door verschillen in de inzet van warmtepompen en de daarbij horende elektriciteitsvraag voor warmte en het verschil in aanbod van stoffen (waardoor meer of minder omgezet wordt naar elektriciteit) en door verschil in opslagverliezen (als gevolg van verschil in gelijktijdigheid tussen vraag en aanbod, fluctuaties op uurbasis).



Figuur 4-15 bruto elektriciteitsvraag in de vier scenario's

#### Elektriciteitsinfrastructuur

Door de verschillen in bronnen en de mate van import, verschillen ook de uitdagingen voor de elektriciteitsinfrastructuur. De totale importen lopen van 35 PJ in scenario I tot 58 PJ in scenario III. In

scenario I is daarnaast sprake van een aanzienlijke vergroting van de vraag van de gebouwde omgeving door de zeer grote elektriciteitsvraag van de individuele warmtepompen.

Door de enorme besparingen en efficiencyverbeteringen t.o.v. 2020 is de totale netto elektriciteitsvraag in 2050 gedaald van 104,7 naar 73,0 PJ. De bruto vraag naar elektriciteit, respectievelijk de hoeveelheid energie die door het net verwerkt moet worden blijft rond de 100 PJ liggen. De piekbelasting voor Noord-Brabant in 2020 is ongeveer 3 GW. Uit onze analyses voor de scenario's blijkt een piekbelasting in 2050, afhankelijk van bronnenmix, tussen 4,2 en 4,5 GW (ongeveer 50% hoger dan de 3 GW in 2020). Dit betekent dat er op het niveau Brabant met deze mixen vraagknelpunten in de elektriciteitsinfrastructuur kunnen zijn afhankelijk van de reserve die nu nog in het net aanwezig is. Lokaal kunnen grotere vraagknelpunten ontstaan omdat de elektrificatie niet overal gelijk uitpakt. Uit de analyse van de vraaghot spots blijkt dat bij vergaande elektrificatie van de industrie de vraag naar elektriciteit (zonder besparingen) kan verdubbelen. Daarnaast kan, met name in scenario I, sprake zijn van een enorme groei van de vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving. De vraag kan verdubbelen t.o.v. 2020 door de sterk groeiende vraag naar elektriciteit voor warmtepompen en voor elektrisch personenvervoer. Opgemerkt wordt dat in de analyse is uitgegaan van een gemiddeld klimaatjaar. Bij koude winters zal de piek in de elektriciteitsvraag sterker toenemen.

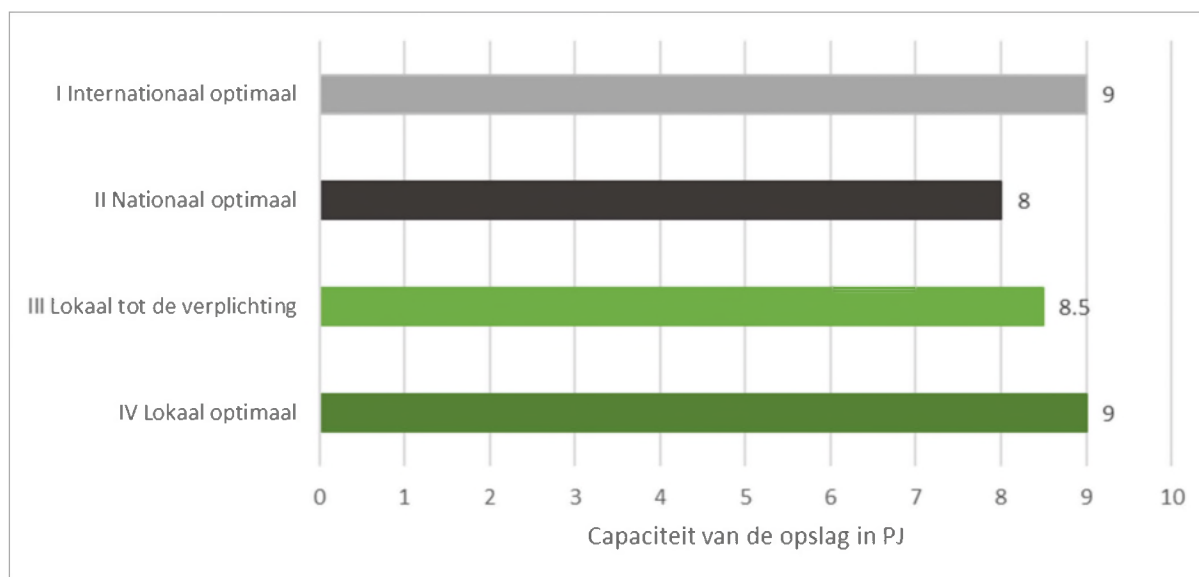
In de andere scenario's is de bruto vraag van de gebouwde omgeving een fractie lager. In scenario II en III gaat het, naast de elektriciteitsvraag voor mobiliteit, vooral om een extra vraag voor collectieve warmtepompen aan de rand van de wijk of de stad. De impact op de haarvaten van het elektriciteitsnet is in die scenario's kleiner.

Daarnaast kan er sprake zijn van grote aanbodknelpunten. De piekbelasting loopt van 3,9 GW in scenario III tot 4,8 GW in scenario IV. De piekbelasting is dus 30 tot 60% hoger dan in 2020. Aangezien de stroom niet gelijkmatig over de tijd verdeeld wordt, is de kans op knelpunten in vooral de lente- en zomerperiode erg groot. Naast knelpunten in de tijd, zullen er ook knelpunten ontstaan omdat de decentrale opwekking niet gelijkmatig over het gebied verspreid is. Bij grootschalige opwekking op punten ver van het hoofdnet zullen zeker grote uitbreidingen in de infrastructuur nodig zijn om het decentrale aanbod te kunnen verwerken.

### **Elektriciteitsopslag**

Naast elektriciteit uit zon en wind worden stoffen omgezet in elektriciteit om voldoende elektriciteit te kunnen leveren. Omdat er in de tijd sprake is van een mismatch tussen vraag en aanbod (dagen dat er veel vraag maar weinig zon/wind) moet er ook energie opgeslagen worden. Aangezien dat gepaard gaat met conversie, transport en/of opslagverliezen moet er extra elektriciteit geproduceerd worden om op het juiste moment aan de vraag te voldoen. De omvang van de opslag van elektriciteit ligt in de mixen tussen de 8 en 9 PJ en is dus, ondanks de verschillen in bronnen, qua orde grootte vergelijkbaar. Zie Figuur 4-15.

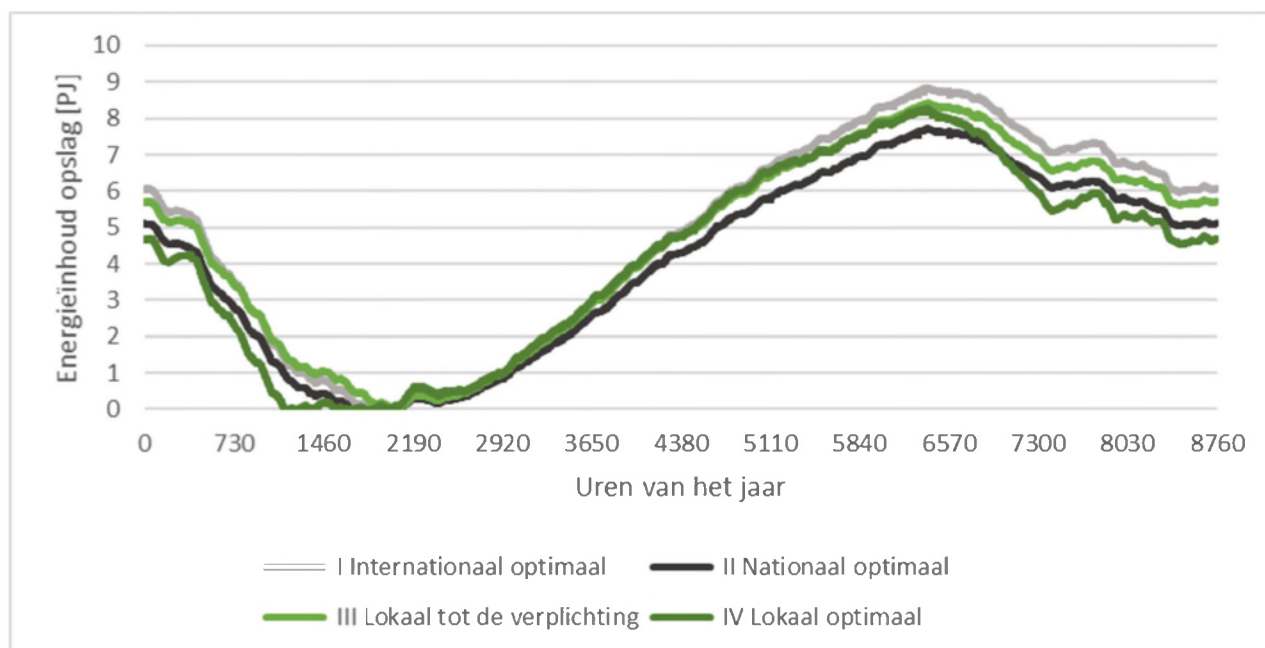




**Figuur 4-16 Capaciteit van de elektriciteitsopslag in de 4 scenario's**

Figuur 4-17 geeft de energie inhoud van de elektriciteitsopslag door het jaar heen weer. Voor alle bronnenmixen zijn er 4400 laaduren en 4100 ontladuren. De opslag begint in uur 0 op nieuwsjaarnacht met een inhoud van rond de 6 PJ. Omdat er lokaal (te) weinig elektriciteit wordt opgewekt, levert de opslag elektriciteit en loopt die langzaam leeg. In het voorjaar en de zomer is er meer zon en dus ook meer opwek dan vraag en groeit de inhoud van de opslag afhankelijk van het scenario tot 8, 8,5 of 9 PJ. Op sommige momenten in de winter moet vrijwel de gehele hoeveelheid benodigde energie op topvermogen (3,5 GW) uitgeleverd kunnen worden (zie figuur over aanbod van elektriciteit uit zon en wind gedurende het jaar). Deze hoeveelheid (in PJ) is dus 'de omvang' van de buffercapaciteit in Brabant –die gedurende het gehele jaar beschikbaar/stand by moet staan- bij een betreffend scenario. Het verloop van de energie-inhoud van de elektriciteitsopslag is opgenomen in Figuur 4-17.

De verklaring waarom deze opslag in het jaar bij alle mixen gelijksoortig verloopt is als volgt. Het verschil in elektriciteitsbehoefte die moet worden ingevuld door overschotten in het zomerseizoen is slechts ongeveer 15%. De analyse is gericht op Brabant als geheel, zonder rekening te houden met locaties specifieke verschillen. We zijn uitgegaan van zoveel mogelijk gebruik maken van lokale bronnen waardoor de keuze is gemaakt voor seizoensopslag. Hierdoor worden verschillen op een ander tijdsvlak dan seizoenen en voor verschillende locaties niet zichtbaar. De vraagkant is verschillend en ook de aanbodkant met verschillende profielen. Voor een deel van de opslag zouden ook batterijen gebruikt kunnen worden. Daarmee kan waarschijnlijk investering in de seizoensopslag worden vermeden en zal ook het bruto elektriciteitsverbruik afnemen omdat het rendement van batterijen groter is dan dat van opslag met P2G2P. Aanvullend en verdiepend onderzoek is hier gerechtvaardigd.



**Figuur 4-17 Energie-inhoud opslag door het jaar heen**

#### 4.4.4 Stoffen

##### Vraag en aanbod

In 2020 is de vraag en het aanbod van stoffen in Brabant ongeveer 180 PJ. De vraag bestaat voor ruim 110 PJ uit warmtevraag en voor 72 PJ uit brandstoffen voor mobiliteit. Het aanbod aan stoffen varieert in 2050 van 100 PJ in scenario I tot ruim 40 PJ in scenario IV. Ruim 13 PJ bestaat daarbij in alle vier de scenario's uit RWZI gas of biomassahout. De vraag naar stoffen valt daarmee in alle scenario's ruim binnen de grenzen van wat nu al gedistribueerd wordt.

##### Infrastructuur

De huidige leidinginfrastructuur lijkt zeer goed in staat om de stoffen voor eigen gebruik binnen Brabant te distribueren. Zeker als delen van het distributienet gebruikt gaan worden voor de distributie van waterstof naar de industrie en geselecteerde wijken. Ook kunnen lokale distributienetten voor groen gas ontstaan.

##### Opslag van stoffen

Voor de modelmatige doorrekening is uitgegaan van opslag van stoffen in het gasnet met de aanname dat een gedeelte hiervan geschikt is voor waterstof. De capaciteit in het bestaande gasnet en het een nieuw waterstofnet is ruim voldoende om gassen, afkomstig van P2G installaties, te transporteren naar een opslag (zoals Zuidwending). Vanuit de opslag kan het op een ander tijdstip op verschillende strategische locaties in Nederland, gebruikt worden voor elektriciteitsproductie (G2P). Waarschijnlijk zal een gedeelte van het huidige aardgasnet ook geschikt gemaakt worden voor groen gas uit lokale biomassa. Voorstelbaar is dat ook daarvoor opslag in de architectuur meegenomen zal worden. Mede doordat dit (bio) methaan meer gelijkenis heeft met aardgas zouden reeds bestaande (ook lokale) buffering zonder aanpassingen, en dus met beperkte kosten, gebruikt kunnen worden. Van belang is dat deze voorzieningen dan niet worden ontmanteld (onder het motto aardgasvrij worden) maar juist ook adequaat worden onderhouden. De verwachting is dat het op grote schaal omzetten van waterstof naar elektriciteit zal plaatsvinden op de bovengenoemde energiehub/industriële knooppunten. Hierdoor

kan op strategische plekken in Brabant waar deze netten bij elkaar komen op grote schaal gebruik gemaakt worden van conversiewarmte(restwarmte). Echter in de verfijning van de modellering van de architectuur van het energiesysteem van de toekomst zouden kleinere units ditzelfde kunnen doen maar dan meer decentraal. Hierbij is te denken aan vormen van WarmteKrachtkoppeling (WKK) en specifieke (energiezuinige) omzetting met brandstofcellen.

#### 4.4.5 Ruimtebeslag opslag

##### **Ruimtebeslag opslag.**

Voor het energiesysteem van de toekomst zijn er op meerdere plaatsen buffer/overbruggingsfaciliteiten te dimensioneren. Voor zo'n systeem moeten voor verschillende soorten netten (stoffen, elektriciteit en warmte) op verschillende levels/tijdschalen (minuten/uren, dagen/weeken en maanden/seizoenen) maatregelen worden genomen. Deze verkenning geeft aan dat bij de scenario I t/m IV de ruimtelijk impact als volgt van karakter kan verschillen.

In scenario I zijn veel broninstallaties buiten Brabant geplaatst. Er is veel infra nodig voor het transport. De vraag naar opslag van elektriciteit is relatief beperkt omdat in feite een (geïmporteerde) stof al een soort van lange termijn opslag is. Voor dit scenario geldt dat nog steeds op cruciale posities flexibiliteitsopties (regelbaar vermogen) nodig zijn om de fluctuaties op te vangen.

Scenario II heeft de bijzonderheid dat hierin een vlakke levering van een kerncentrale is meegenomen. Hierdoor blijft de vraag naar opslag van elektriciteit beperkt (in lijn met scenario I). Omdat er lokaal maar net genoeg warmte wordt geogst, is er in dit scenario wel een grote vraag naar warmteopslag. Bij gebruik van zeer efficiënte ondergrondse buffervaten gaat het dan om maximaal twee ondergrondse buffervaten per wijk.

Scenario III kent heel specifiek de verplichtingen die de Regio's willen aangaan om in zoekgebieden op grote schaal met zon en wind aan de slag te gaan. Veelal wordt dit in een 'jaarhoeveelheid' van energieuitgedrukt zoals TWh of PJ. Een zonnepark moet echter een 2,5 x zo groot vermogen hebben als een windpark om dezelfde hoeveelheid energie te leveren. Daarnaast is het ruimtebeslag van beide opties verschillend. Om 1 TWh (=3,6 PJ) per jaar te generen zijn 45 tot 70 windmolens nodig. Voor 1 TWh elektriciteit uit zonneparken is, afhankelijk van de opstelling, 1400 hectare (=2800 voetbalvelden) nodig. Het ruimtebeslag voor de warmteopslag in ondergrondse buffers is ruim 1/3 van scenario II en komt dan uit op 0,75 ondergronds buffervat per wijk.

Scenario IV gaat er vanuit dat wat na besparing nog nodig is aan warmte en elektriciteit zoveel mogelijk lokaal (dichtbij) wordt geogst. Het aanbod van de zomer (aan warmte en elektriciteit via zon-PV) wordt daarvoor consistent opgeslagen. Bij het stuk over warmteopslag is al een impressie gegeven hoeveel buffervaten met water dit betekent. Er zijn meerdere soorten opslag oplossingen beschikbaar. Naast grootschalige opslag van warmte wordt veel warmte ook zeer lokaal opgeslagen. Door het grote aandeel lokale warmtebronnen is hier sprake van iets meer dan één ondergronds buffervat per wijk. In bijlage B staat daar ook een impressie van. Elke soort opslag heeft zijn eigen (leverings)karakteristiek maar ook de specifieke ruimtelijke impact. Zowel Netbeheer Nederland als NPRES /BZK publiceren hier regelmatig over.

#### 4.4.6 Economische kansen

Transit zoals aanlanding van wind op zee leidt, zeker op plekken waar diverse energienetten bij elkaar komen zoals in de regionale schakelhubs (zie bijlage E), tot extra kansen voor het lokale bedrijfsleven. Bijvoorbeeld voor nieuwe diensten op het gebied van energieopslag en energielevering. Ook kunnen er

nieuwe activiteiten ontstaan van bedrijven die bijvoorbeeld waterstof of CO<sub>2</sub> als feed stock voor productieprocessen kunnen leveren.

In scenario III en IV wordt veel geïnvesteerd in lokale opwek van elektriciteit en warmte. Het ontwikkelen, bouwen en onderhouden van lokale energiebronnen en netwerken stimuleert de ontwikkeling van de lokale economie en geeft ook extra kansen voor het ontwikkelen, testen en in de markt zetten van innovaties. Overwegend lokaal energie uit eigen broninstallaties produceren draagt ook bij aan het eigen verdienvermogen.

#### 4.4.7 Mobiliteit

Tabel 4-2 Mobiliteit in de 4 mixen geeft de belangrijkste kengetallen voor de elektriciteitsvraag en het elektriciteitsaanbod in de vier energiemixen. De energievraag en invulling van vraag naar mobiliteit is gelijk in alle mixen. In de bronnenmixen is mobiliteit al grotendeels elektrisch ingevuld (24,5 PJ). De rest (23,5 PJ) is in de bronnenmixen ingevuld met stoffen. Door de elektrificatie is een grote besparing gerealiseerd uitgaande van een verhouding tussen energiegebruik bij elektrisch vervoer en bij verbrandingsmotoren van 1 op 4. Dit houdt in dat in feite ongeveer 80% van de mobiliteit al geëlektrificeerd is bij de aanname dat 24,5 PJ elektriciteit wordt gebruikt in mobiliteit. We hebben aangenomen dat het personenvervoer (50%) volledig elektrisch is (op batterijen). De andere voertuigen zullen voor een deel elektriciteit en voor een deel stoffen gebruiken.

In de analyse gaan we ervan uit dat de overige 20% (23,5 PJ) via stoffen wordt ingevuld. De stoffen kunnen direct als brandstof worden ingezet of via een brandstofcel in elektrisch vervoer. In de analyse is uitgegaan van direct gebruik in verbrandingsmotoren. Door het omzetten van stoffen in elektriciteit in de vervoersmiddelen met brandstofcellen is sprake van een reductie van het energiegebruik van 50% (een verlies van 50% in de elektriciteitsomzetting en rendement EV t.o.v. stoffen van 400%). Deze extra besparing is niet meegenomen in de analyse.

De transitie in mobiliteit vergt een enorme investering en inspanning om de laadinfrastructuur aan te passen. Bij elektriciteit gaat het daarbij om een laadinfrastructuur voor elektrisch wegvervoer (alle personenvervoer en wellicht ook een deel van het goederenvervoer) en walstroom voor schepen. Voor vervoersmodaliteiten die stoffen gebruiken zal het onder andere gaan om de voeding van brandstofcellen met waterstof en diverse andere biobrandstoffen.

**Tabel 4-2 Mobiliteit in de 4 mixen**

Mobiliteit	Mix I Internationaal optimaal	Mix II Nationaal optimaal	Mix III Lokaal tot aan verplichting	Mix IV Lokaal optimaal
Energievraag mobiliteit	48,0	48,0	48,0	48,0
Reeds geëlektrificeerd	24,5	24,5	24,5	24,5
Resterende vraag via stoffen	23,5	23,5	23,5	23,5

### 4.5 Knelpunten en mogelijke oplossingen in het energiesysteem

De kosten en het ruimtebeslag voor de energietransitie zijn aanzienlijk. Om de transitie qua kosten en ruimtegebruik zo efficiënt mogelijk te laten verlopen, stelt Netbeheer Nederland diverse maatregelen voor, voor RES-regio's, zon-wind initiatiefnemers en de netbeheerders zelf<sup>25</sup>. Naast besparen en de inzet van energie-efficiënte apparaten zijn er ook diverse maatregelen aan de gebruikerskant mogelijk. In de

<sup>25</sup> Fact sheet Netbeheer Nederland- systeemefficiëncy voor een betaalbare en uitvoerbare energietransitie

fact sheet 'systeemefficiëntie' stellen de netbeheerders dat deze maatregelen leiden tot een besparing tot 60% op de maatschappelijke kosten en het ruimtebeslag van de energietransitie.

Hieronder volgt een kort overzicht van mogelijke maatregelen.

#### **Locatiekeuze laten aansluiten bij bestaande netcapaciteit**

Door de (grootschalige) opwekking vooral te plannen waar veel ruimte op het net zit en/of er fysieke ruimte is om bijvoorbeeld de capaciteit van de onderstations uit te breiden kunnen de kosten van de transitie aanzienlijk beperkt worden. Ter beeldvorming: het ruimtebeslag van een nieuwe onderstation ligt tussen de 1,5 en 4 hectare. De kosten voor een nieuw onderstation (100-300 MVA) zijn minimaal 25 miljoen euro.

#### **Transport minimaliseren door het combineren van vraag en aanbod (demand response)**

Dit gaat om lokaal aanbod genereren dat zowel qua omvang als qua jaarpatroon aansluit bij de vraag. Aanbod genereren, dat ook qua patroon aansluit bij de vraag, is lastig. Bij het selecteren van bronnen kan beperkt rekening gehouden worden met specifieke vraagpatronen. De grootste aanpassingen zitten dan bij de vraag. Het gaat dan om demand response. Voor consumenten kan als voorbeeld dienen het wassen en drogen als de zon draait. Een voorbeeld bij de industrie is het extra hard koelen of invriezen als er een overschot aan elektriciteit is en het terugschakelen of uitzetten van de koeling als er te weinig aanbod is. Ook het gebruiken van de batterij van de elektrische auto als bron voor elektriciteitsproductie hoort hierbij. Het is met de huidige technologie al mogelijk om 'het energieverbruik van zakelijke klanten voor 70 tot 80 procent 'gelijktijdig' te krijgen' (dus vraag en aanbod in de tijd te matchen)<sup>26</sup>. Dat vereist wel bewustwording en andere keuzes over het inrichten van systemen en het gebruik van apparaten. Daarnaast is gebruiksvriendelijke (IT technologie) nodig waarbij apparaten met elkaar en het energiesysteem praten en het gebruik eenvoudig kan aangeven en aanpassen waar het flexibel kan zijn. De inzet van prijsmechanismen en marktwerking kunnen helpen om vraag en het aanbod te sturen. Dit vereist ook snelle afstemming tussen DSO en TSO, om te voorkomen dat het probleem verschoven wordt naar een ander gebied.

#### **Evenwichtiger verdelen van de opgesteld vermogen van wind en zon.**

Idealiter gaat het hier om een 50-50 verdeling. Bij deze verdeling ontstaat een relatief vlak aanbodpatroon waardoor de vraag naar flexibel vermogen of de investeringen die nodig zijn om aanbodpieken te voorkomen beperkt worden.

#### **Zon en wind waar mogelijke aansluiten op één aansluiting (cable pooling)**

De totale capaciteit van een aansluiting wordt bij zon- en windparken de meeste tijd maar beperkt benut, omdat het niet altijd waait en de zon niet constant schijnt. Bij cable pooling wordt op één aansluiting opwekking met zon en wind gecombineerd. Op piekmomenten is een mate van aftopping nodig (curtailment). De energie die daarbij verloren gaat is heel beperkt en het rendement van de aansluiting gaat sterk omhoog. Er zijn daardoor minder aansluitingen nodig. Volgens Netbeheer Nederland kan er op geschikte locaties tot twee keer zoveel opwekking aangesloten worden. Ontwikkelaars kunnen hierdoor sneller aan de slag en besparen op vastrecht- en aansluitkosten. Daarnaast beperken nieuwe business- en organiseermodellen de vraag naar extra capaciteit.

#### **Storingsreserve gebruiken voor transport van elektriciteit uit duurzame opwekking op land**

Het Nederlandse elektriciteitsnet is deels dubbel uitgevoerd om te voorkomen dat bij een storing (grote) gebieden zonder stroom komen te zitten. Door de zogenaamde storingsreserve te gebruiken voor opgewekte duurzame elektriciteit kan een deel van de netverzwaring voorkomen worden. Dit vereist wel

---

<sup>26</sup> Jeroen de Haas (ex Eneco) van het nieuwe energienetwerk Groendus in de online nieuwsbrief Chang Incl van 2 maart 2021

een aanpassing van de wet- en regelgeving waardoor (een tijdelijke) inzet van capaciteit voor de extra zon- en windprojecten mogelijk is. Bij storing en onderhoud wordt de installatie tijdelijk afgeschakeld zodat de leveringszekerheid voor andere netgebruikers onveranderd hoog blijft. Ook hier gaat maar een zeer klein deel van de energie verloren en profiteren de producenten doordat ze sneller parken kunnen aansluiten. Op dit moment wordt de oplossing middels een tijdelijke ontheffing al lokaal toegepast.

#### **Afspraken maken over het aftoppen (aansluiten op bijv. 70% van het productievermogen)**

Door afspraken te maken over het beperkt aftoppen van de piek (door bijvoorbeeld aan te sluiten op 70%, 80% of 90% van het productievermogen). Dit leidt tot een reductie van de energieopbrengst van slechts enkele procenten waarbij afhankelijk van de lokale situatie tot 30% meer opwekvermogen kan worden aangesloten in het distributienet. Enexis en Liander voeren hiermee proeven uit bij drie verschillende zonneparken. Ook wordt onderzocht of het aftoppen wettelijk geregeld kan worden.

#### **Prefab bouwen**

Het verzwaren van het elektriciteitsnet gaat helaas gepaard met lange doorlooptijden. Het vervangen van een MS-station duurt normaal zo'n twee jaar. Hierdoor moeten nieuwe zonneparken lang wachten tot ze aangesloten kunnen worden. Met een (tijdelijk) prefab middenspanningsstation creëren Enexis, Alliander en Tennet snel een tijdelijke oplossing.

## **4.6 Samenvatting van de consequenties per mix**

In deze paragraaf vatten we de consequenties van de vier bronnenmixen voor de energie-infrastructuur samen. We doen dit door per mix de belangrijkste kenmerken en consequenties te beschrijven.

### **I Internationaal Optimaal**

Deze energiemix wordt gekenmerkt door een grote import van stoffen en elektriciteit van buiten Brabant en een laag aanbod van lokale warmte. Er is sprake van relatief grote conversieverliezen bij het omzetten van stoffen in elektriciteit. In deze mix is het verschil tussen bruto en netto gebruik het kleinst van de vier mixen. Dit komt deels doordat conversie- en transportverliezen van de stoffen, die worden geïmporteerd in de modellering niet meegenomen zijn. Als we hiervoor compenseren, zal het verschil qua orde grootte vergelijkbaar zijn met de andere mixen. Doordat lokaal weinig warmte gevangen wordt zijn de investeringen in warmte-infrastructuren (leidingen en opslag) laag. Stoffen (zoals waterstof) worden via het gasnet gedistribueerd en indien nodig ook (grotendeels) centraal in het gasnet opgeslagen. Door de vergaande elektrificatie van de warmtevoorziening is de belasting op het elektriciteitsnet groot. Lokaal kan de vraag naar elektriciteit in 2050 ondanks de grote besparingen tweemaal zo groot zijn als de vraag in 2020. Het aandeel lokaal opgewekte duurzame elektriciteit is in lijn met mixen II en III. Bij deze mix passen relatief grote centrale opweklocaties. Hierdoor zijn er op minder locaties aanbodknelpunten te verwachten. Nabij de grootschalige opweklocaties kunnen grote knelpunten ontstaan. Er is sturing nodig (locatiekeuze, curtailment etc.) om de kosten van de transitie te beperken. Het lokale ruimtebeslag is relatief laag. Kansen liggen er vooral voor bedrijven, nabij de waterstof backbone, die gebruik maken van waterstof als energiedrager of feed stock.

### **II Nationaal optimaal**

Deze energiemix wordt gekenmerkt door een grote import van kernenergie (als elektriciteit). Het aanbod van lokale warmte komt grotendeels uit geothermiebronnen en industriële restwarmte, die het hele jaar rond beschikbaar zijn. De energieverliezen zijn redelijk groot met substantiële aandelen voor verliezen in warmtenet, elektriciteitsnet, lokale opslag van elektriciteit (als waterstof) en het omzetten van waterstof in elektriciteit. De warmtebronnen kunnen meerdere wijken van warmte voorzien. Het is de verwachting dat die bronnen relatief grote stadsverwarmingsnetten voeden. De investeringen in warmte infrastructuur (leidingen en opslag) zijn groot. Deze mix leidt tot de grootste behoefte aan warmteopslag



omdat het lokale aanbod warmte volledig kan worden gebruikt mits er maximaal verplaatst worden van perioden met overschot naar perioden met tekort. Opslag van elektriciteit is ook aanzienlijk maar minder dan in mix III en IV omdat in deze mixen meer elektriciteit nodig is in het stookseizoen (wat opgeslagen moet worden) doordat een groot deel van de warmte ingevuld moet worden met individuele (lucht-water) warmtepompen. Deze warmtepompen gebruiken meer elektriciteit dan de collectieve warmtepompen bij gebruik van lokale warmtebronnen zoals in deze mix II. Stoffen (zoals waterstof) worden grotendeels via het gasnet gedistribueerd en indien nodig ook (grotendeels) centraal in het gasnet opgeslagen. Het lokale ruimtebeslag hiervan is relatief laag. Kansen liggen er vooral voor bedrijven die nabij de waterstof backbone liggen en die gebruik maken van waterstof als energiedrager of feed stock.

### **III Lokaal tot verplichting**

In deze energiemix wordt ruim 50% van de bruto energievraag lokaal geproduceerd. De import van elektriciteit bestaat voor de helft uit import uit de rest van de Nederland en voor de helft uit import uit Europa. Het bruto verbruik is in deze mix groot, mede doordat een deel van de lokaal gewonnen warmte niet benut wordt. Als we die energie niet produceren daalt het bruto verbruik met 10% en komt dan op het niveau van scenario II. De warmte-infrastructuur bestaat naar verwachting uit een combinatie van grootschalige stadsnetten en kleine lokale netten. De investeringen in de warmte infrastructuur zijn hoog. De warmteopslag is relatief klein, omdat er meer warmte beschikbaar is dan nodig waardoor minder tekort is in het stookseizoen en dus minder hoeft worden opgeslagen. Stoffen (zoals waterstof) worden deels via het gasnet geïmporteerd maar ook lokaal geproduceerd en opgeslagen. Het ruimtebeslag van de is redelijk groot. Door het grote aandeel lokale voorzieningen liggen er kansen voor een breed pallet van bedrijven die (onderdelen van) energiesystemen bouwen en onderhouden.

### **IV Lokaal Optimaal**

In deze energiemix wordt de meeste elektriciteit en alle warmte lokaal geoogst. De import van stoffen is beperkt. Deze stoffen voorzien in de vraag naar hoge temperatuur warmte/stoom in de industrie en de energievraag voor mobiliteit. Door het grote lokale aandeel zon/wind in de bronnenmix wordt relatief veel elektriciteit tijdelijk (lokaal als waterstof) opgeslagen voor gebruik op momenten dat er te weinig aanbod is. Het bruto verbruik is in deze mix het grootst, mede doordat een deel van de lokaal gewonnen warmte niet benut wordt. Als we die energie niet produceren daalt het bruto verbruik met 10% en komt dan op het niveau van II. Ruim 50% van de totale warmtevraag wordt geleverd door kleine lokale zonnwarmte en aquathermie bronnen, die niet het hele jaar rond beschikbaar zijn. In deze mix zien we dus relatief veel kleine warmtenetten (voor een buurt, woon- of kantorencomplex) ontstaan. Deze kleine netten hebben ook een eigen warmteopslag. Dit kan bij de inzet van een WKO op diverse plaatsen tot ruimtegebrek in de ondergrond leiden. De verwachting is dat in deze mix relatief veel elektriciteit kleinschalig lokaal opgewekt wordt. Afstemming van het lokale aanbod op de lokale vraag van elektriciteit kan leiden tot een aanzienlijke daling van de investeringen in netverzwaring en dus de kosten voor de energietransitie. Stoffen (zoals waterstof) worden deels via het gasnet geïmporteerd maar ook lokaal geproduceerd en opgeslagen. Het ruimtebeslag van de energietransitie is in dit scenario het hoogst. Door het grote aandeel lokale voorzieningen liggen er kansen voor een breed pallet van bedrijven die (onderdelen van) energiesystemen bouwen en onderhouden.

Naast verschillen zien we ook een aantal overeenkomsten in de mixen/scenario's:

- Bij alle mixen lijkt een aanzienlijke uitbreiding van het elektriciteitsnet nodig als gevolg van de grote importen van elektriciteit.
- De mixen laten een vergelijkbare omvang van en levering uit elektriciteitsopslag zien.
- In alle mixen is de aanwezige gasinfrastructuur (leidingen, opslag) ruim voldoende.

## 4.7 Conclusies uit de analyse van de vier scenario's

Het energiesysteem in Brabant zal te zijner tijd flexibel moeten zijn door integratie van allerlei maatregelen, waaronder een goede voorsortering van een energiemix die wat betreft leveringskarakteristiek zo dichtbij en zo goed mogelijk aansluit bij het (toekomstig) energiegebruik. Maar ook organisatorische maatregelen zoals het op- en afschalen van het gebruik (demand response) en het afschakelen van een deel van de duurzame productie (curtailment) kunnen effectief zijn.

### Opslag speelt een substantiële rol

In alle vier scenario's levert de opslag van elektriciteit (in de vorm van waterstof) en warmte rond de 10% van de totale jaarlijks netto energievraag. Er is dus sprake van een aanzienlijke behoefte aan buffercapaciteit gedurende het jaar. Deze systemen vragen daarmee om een aanzienlijke investering in energieopslag en een goede strategische architectuurbenadering zodat op de juiste plaatsen de juiste hoeveelheden en juiste soorten energie beschikbaar kunnen zijn. De verwachting is dat een (groot) deel van de grootschalige (seizoens)opslag van waterstof buiten Brabant in bijvoorbeeld het waterstofnet of zoutcavernes plaats zal vinden. Figuur 5-1 laat zien hoe buffercapaciteit op verschillende niveaus in de architectuur van de netten van de toekomst is in te passen.

### Extra belasting elektriciteitsnet in alle scenario's

Ondanks de positieve aannamen omtrent grote besparingen in de energievraag voor alle sectoren te Brabant is er bij alle mixen sprake van een grote extra belasting voor het elektriciteitsnet. Deze extra belasting wordt vooral veroorzaakt door de toenemende (bruto) vraag naar elektriciteit en iets minder door het groeiende aanbod. Een korte analyse van de belangrijkste vraagknooppunten laat zien dat de vraag naar elektriciteit lokaal in 2050 ruim 2 maal zo groot kunnen zijn dan de huidige vraag. Dit wordt veroorzaakt door opslag- en netverliezen en extra verbruik ten gevolge van elektrificatie (inzet warmtepompen). De knelpunten aan vraagzijde zullen natuurlijk groter worden als door is een economische groei of door groei van de bevolking er (toch) of bij koude winters meer energie nodig is (dan die 165 PJ. Op lokaal (gemeente)niveau kunnen ook grote knelpunten door het aanbod ontstaan.

### Doorrekenen van het energiesysteem in samenhang essentieel voor een goed zicht op consequenties

Deze eerste verkenning geeft een beeld maar voor een beter zicht op de consequenties voor de samenhangende infrastructuur moeten de diverse netten en keuzes ten aanzien van opslag in samenhang doorgerekend worden. Uit deze eerste verkenning blijkt dat bij alle mixen verliezen optreden waardoor extra energie nodig is. Dit is uitgedrukt in het netto gebruik versus het bruto verbruik. Wanneer tot de grens van Brabant wordt gerekend is het verschil tussen de 10 en 20%. Als ook de internationale context wordt meegerekend is dit tussen de 30 en 45% bovenop het netto energiegebruik. Alle omzettingen en transport voor import (via Rotterdam bijvoorbeeld) zullen ook (systeem)verlies hebben. Dat hebben we voor deze eerste fase niet mee genomen.

### Een beter zicht op lokale consequentie vereist een iteratieve integrale doorrekening

Om beter zicht te krijgen op lokale (gemeentelijke) consequenties van de energietransities zullen de energiemixen die lokaal voor ogen zijn (bijv. in het kader van de RES'en en CES'en) ook op lokaal niveau systematischer doorgerekend moeten worden met aanbod patronen die passen bij de lokale bronnen en vraagpatronen die afgestemd zijn op het gebied.

### Breed scala aan interventie om netverzwaring te voorkomen vraagt afstemming tussen diverse spelers van verschillende aspecten

Hierboven is al aangegeven dat er, naast het goed dimensioneren van een (lokale) energiemix en curtailment afspraken, meer mogelijkheden zijn om de hoeveelheid netverzwaring en opslag te

temperen en om het systeem flexibeler c.q. robuuster te maken. Het succesvol toepassen van die oplossingen vraagt het één en ander van alle spelers, waaronder gebruikers. Ook zijn er aanpassingen nodig in wet- en regelgeving, servicepakketten, werkrouines, marktplaats) om energetisch (en financieel) efficiënt te kunnen handelen (bij wonen, werken en verplaatsen). Diverse van deze aanbevelingen zullen de grootste impact hebben als op RES- of provincieniveau sprake is van een integrale analyse en planning waarbij duidelijke afspraken gemaakt worden over zoekgebieden voor onder andere zon-PV en wind. Dit kan bijvoorbeeld in de vorm van ruimtelijk energiebeleid. Dit zou in lijn kunnen komen met ruimtelijke inrichtingsplannen en verwachtingen omtrent wat aan energie wanneer beschikbaar kan komen.

## 5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Dit hoofdstuk geeft de belangrijkste inzichten en conclusies uit het uitgevoerde onderzoek. Daarbij dient direct opgemerkt te worden dat het doel van de studie was om vooral (kwalitatieve) inzichten op hoofdlijnen te genereren. De kwantitatieve onderbouwing is slechts ondersteunend aan de kwalitatieve inzichten.

### **Voldoende potentieel om 78% netto vraag in te vullen met energie uit bronnen in Brabant.**

Als we mix IV Lokaal Optimaal afzetten tegen het bronnenpotentieel in Brabant in 2050 is er op het niveau van Brabant voldoende bronnenpotentieel voor 78% lokale productie van zowel het netto gebruik als het bruto verbruik. Echter de analyse van bijvoorbeeld de vijf hot spots voor vraag en aanbod (zie bijlage E) heeft ook geleerd dat in sommige gemeenten problemen kunnen ontstaan om de gevraagde hoeveelheid warmte uit lokale warmtebronnen en elektriciteit uit lokale zon en wind te halen. Ook zien we dat, ondanks de absolute besparingen, de elektriciteitsvraag voor Brabant groeit. In sommige gemeenten zelfs met 400%. Hetzelfde fenomeen speelt bij warmte. Oost-Brabant heeft in tegenstelling tot West-Brabant relatief veel geothermie potentieel. Vooral in stedelijke gebieden kunnen problemen ontstaan doordat de vraag naar ondergronds gebruik voor warmte-koude opslag (WKO) groter is dan de beschikbare ondergrondse capaciteit.

### **Consequenties voor de warmte-infrastructuur**

Door de verschillen in soort bron en omvang van de bronnen, zullen ook verschillende netten ontstaan. De variatie loopt van een beperkte groei in grote collectieve warmtenetten tot een zeer sterke groei lokale warmtenetten. Die groei kan vooral zitten in grote stedelijke of zelfs regionale warmtenetten of in een combinatie van stedelijke warmtenetten en kleine lokale warmtenetten voor een wijk en/of (kantoren)complex.

### **Consequenties voor de elektriciteitsinfrastructuur**

Door de enorme besparingen en efficiencyverbeteringen t.o.v. 2020 (in het beleidsstreven) is de totale netto elektriciteitsvraag in de 2050 gedaald van 104,7 naar 73 PJ. De bruto vraag naar elektriciteit, respectievelijk de hoeveelheid energie die door het net verwerkt moet worden blijft echter rond de 100 PJ liggen. Uit de analyse van de vraag hot spots blijkt dat bij vergaande elektrificatie van de industrie de vraag naar elektriciteit (zonder besparingen) vaak meer dan verdubbelt. Daarnaast kan er sprake zijn van grote aanbodknelpunten. Die zijn het meest waarschijnlijk in scenario IV waar ruim 50 PJ aan lokaal opgewekte stroom aan het net aangeboden wordt. Aangezien de stroom niet gelijkmatig over de tijd verdeeld wordt is de kans op knelpunten in vooral de lente- en zomerperiode erg groot. Naast knelpunten in de tijd, zullen er ook knelpunten ontstaan omdat de decentrale opwekking niet gelijkmatig over het gebied verspreid is. Bij grootschalige opwekking op punten ver van het hoofdnet zullen grote uitbreidingen in de infrastructuur nodig zijn om het decentrale aanbod te kunnen verwerken. Dit wordt deels voorkomen door maatregelen in het ruimtelijk/energiebeleid op provincieniveau om hierop curtailment toe te passen, wat aanzienlijk maatschappelijke kosten voor de infrastructuur scheelt. In alle scenario's is een uitgebreide laadinfrastructuur nodig voor elektrisch personenvervoer.

### **Mogelijkheden om de uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur te beperken**

De kosten en het ruimtebeslag voor de energietransitie zijn aanzienlijk. Om de transitie qua kosten en ruimtegebruik zo efficiënt mogelijk te laten verlopen stelt Netbeheer Nederland diverse maatregelen voor. Netbeheer Nederland stelt dat slimme keuzes (zoals genoemd in paragraaf 4.6) kunnen leiden tot een besparing op de maatschappelijke kosten en het ruimtebeslag van de transitie van het energiesysteem van maximaal 60%. Belangrijke maatregelen zijn:

- Locatiekeuze laten aansluiten bij bestaande netcapaciteit

- Transport minimaliseren door het combineren van vraag en aanbod, dus lokaal aanbod genereren dat zowel qua omvang als qua jaarpatroon aansluit bij de vraag.
- Evenwichtiger verdelen van het opgesteld vermogen van wind en zon. Voor het aanspreken van de netcapaciteit) gaat het hier idealiter om een 50-50 verdeling.
- Aansluiten van wind en zon op één aansluiting (cable pooling).
- Afspraken maken over het aftoppen (aansluiten op bijv. 70% van het productievermogen). Zo kan waar nodig een maximum voor de aansluiting op het elektriciteitsnet (op die locatie) gesteld worden.

### Rol gebruikers en ontwikkelaars energieparken groot bij beperken belasting infrastructuur

Bij het minimaliseren van transport door het afstemmen van vraag en aanbod spelen ook gebruikers een rol. Door industriële symbiose en uitwisseling van energiestromen kan de vraag naar distributiec capaciteit van de industrie aanzienlijk afnemen. Afstemmen van de vraag op het aanbod (demand response) kan in gebouwde omgeving en bij de industrie aanzienlijke impact hebben, bijvoorbeeld door wasmachines en drogers aan te zetten als de zon draait. Voor de industrie gaat het bijvoorbeeld om een smelterij die zijn benodigde piek verplaatst naar een ander tijdstip van de dag.

### Breed pallet aan technologieën beschikbaar voor opslag en conversie

Het onderzoek heeft zich geconcentreerd op seizoensopslag (bulk opslag voor de provincie als totaal). Bij opslag- en conversieroutes is uitgegaan van opslag in stoffen (voor elektriciteit) en ondergrondse watervaten (voor warmte). In de analyse ligt de nadruk op seizoensopslag en wordt in de vraag naar 24-uurs opslag ook via de seizoensopslag voorzien. Dit betekent bijvoorbeeld dat 24-uurs opslag bijvoorbeeld in batterijen (voor elektriciteit) of in boilers (voor warmte van huishoudens) niet is meegenomen. Voor flexibiliteit kan gebruik gemaakt worden van waterstof. De waterstof wordt grotendeels opgeslagen in de waterstof backbone (oude gasnet en opslag). We nemen aan dat bedrijven(terreinen) die lokaal waterstof produceren en niet in de nabijheid van een waterstof backbone zitten over een eigen opslag beschikken. Bij de aanvoer van stoffen hebben we geen rekening gehouden met energieverliezen die ontstaan bij de productie van waterstof. In de vervolgfase zullen alternatieve opslagtechnologieën en ook de verliezen van import meegenomen worden. Zie ook Figuur 5-1.

<p>Niveau 1 WEKEN/MAANDEN</p>	<p>Stuwmeren/waterkracht (mechanisch) Stoffen –zoals waterstof, ammoniak, mierenzuur, methanol (chemisch) Warmte in vaten (natuurkundig-fase veranderend materiaal (water-ijs), scheikundig – gebonden in/aan bijv. korrels)</p>
<p>Niveau 2 UREN/DAGEN</p>	<p>Elektriciteit in batterijen (diverse verschijningsvormen-batterij pack zonnepark Weert) Blokkenpack (mechanisch)# Warmte in boilers/vaten (natuurkundig)</p>
<p>Niveau 3 MINUTEN/UREN</p>	<p>Elektriciteit in batterijen (diverse verschijningsvormen-tesla powerwall) Fly wheels, luchtdruk (mechanisch) Warmte in boilers</p>

Figuur 5-1 Opslag varianten

### **De omvang van elektriciteitsopslag voor de vier energiemixen vergelijkbaar**

Uit de analyse blijkt dat de elektriciteitsopslag voor de vier energiemixen vergelijkbaar is en met rond de 9 PJ ongeveer 9% van de energie. Doordat de doorrekening en analyse op provincie niveau is uitgevoerd worden lokale en regionale verschillen genivelleerd. Bij een modelmatige benadering in latere fasen moeten die verschillen verder in kaart gebracht worden.

### **De omvang van de warmteopslag varieert wel sterk per mix.**

De omvang van de warmteopslag varieert wel sterk per mix. Dit wordt veroorzaakt door de sterke verschillen in mix en karakteristieken van de warmtebronnen. De warmte-opslag levert, afhankelijk van de mix, tussen de 5 en 10% van de warmtevraag in Noord-Brabant. Deze warmtelevering staat gelijk aan drie Amernetten. Het ruimtebeslag van beide vormen is grotendeels ondergronds. De verwachting is dat alleen in waterwingebieden, historische stadskernen en op (stedelijke) knooppunten van meerdere energiesystemen ondergrondse opslag een groot probleem zal zijn. Ook kunnen problemen ontstaan als bijvoorbeeld kantoren of appartementencomplexen op grote schaal gebruik willen maken van warmte en koude uit ondergrondse bronnen en daarbij in elkaars vaarwater belanden. Er is nog geen rekening gehouden met innovaties voor (kleinschalige) warmte opslag in of nabij gebouwen met onder andere stoffen waarmee zowel natuurkundig als scheikundig warmte gebonden kunnen worden.

### **Transit**

De invloed van transit van elektriciteit is tweërlei. Aan de ene kant kan transit van elektriciteit in het hoogspanningsnet de ruimte voor intern transport in Noord-Brabant bemoeilijken. TenneT is van plan de structuur te veranderen van het 150 kV-net om dit zoveel mogelijk te voorkomen en daarmee de bruikbare capaciteit binnen Noord-Brabant te vergroten. Aan de andere kant kan transit koppelkansen geven. Transit d.m.v. gelijkstroomkabels, indien opportuun, zal weinig interactie hebben met het elektriciteitsnet van Noord-Brabant omdat het bedoeld is om teveel aan elektriciteitsproductie van offshore wind door te voeren naar Europa. Het maken van aftakkingen is bovendien duur waarmee deze transit als koppelkans voor Brabant minder geschikt is. Europa werkt sterk aan een goed verbonden elektriciteitsnetwerk waardoor in deze architectuur dit mogelijk een plek kan krijgen.

Transit van stoffen (vloeistoffen onder lage druk zoals LOHC of waterstof) kan plaatsvinden om te voldoen aan de vraag naar energie en basismateriaal voor productie (feedstock) voor de burens van Noord-Brabant (Rotterdam, Zeeland, Antwerpen, Chemelot, Duitsland). Transit van stoffen neemt ruimte in Noord-Brabant in maar kan ook voordelen opleveren en aftakkingen aan buisleidingen zijn relatief eenvoudig te maken.

Transit van waterstof via de waterstofbackbone kan gebruikt worden voor de uitwisseling van waterstof dat uit Power to gas (P2G) komt als gevolg van een tijdelijk overschot aan duurzame elektriciteit. Via een G2P installaties kan waterstof worden ingezet wanneer zich een tekort aan elektriciteit voordoet. Het is denkbaar dat dit in de toekomst van 2050 op alle niveaus (zie figuur van paragraaf 4.4.5) plaatsvindt. Denk bijvoorbeeld aan een WKK-installatie bij een tuinder die uit gas elektriciteit en warmte produceert.

Over de toekomstige energie- en vooral stoffenvraag van verschillende clusters (zoals Zeeland, Antwerpen en Chemelot) is nog weinig samenhangende informatie bekend. Naar verwachting komt in de komende maanden meer informatie beschikbaar. Deze informatie is belangrijk voor de dimensionering van een goede ringleidingenset voor Noordwest-Europa. De benodigde kennis en informatie kan onder andere verkregen worden via de CES'en.

Transit van CO<sub>2</sub> biedt de mogelijkheid om binnen Brabant CO<sub>2</sub> af te vangen bij bijvoorbeeld elektriciteitsproductie en dit af te voeren naar opslaglocaties of gebruikers van CO<sub>2</sub>. Eveneens zou CO<sub>2</sub> kunnen worden aangevoerd voor bijvoorbeeld glastuinbouw.



**Goede samenwerking en regie essentieel voor een geslaagde energietransitie.** Energietransitie, energie-efficiency, ruimtelijke impact en economisch impact (kosten/verdien mogelijkheden) kunnen elkaar dwarszitten. Integrale afwegingen zijn essentieel om goede keuzes te maken. Dit is van belang omdat het veranderen van het energiesysteem kostbaar is en het meerdere jaren duurt om te realiseren. Daarna is het nieuwe energiesysteem decennialang medebepalend voor de ruimtelijke inrichting. Als gevolg van o.a. de rol van de provincie als 'gatekeeper' voor de ruimtelijke ontwikkeling heeft de provincie hier een belang om voldoende regie te (laten) voeren op integrale afwegingen omtrent de oplopende ruimtedruk. Mogelijk is dat te verbinden met de regie op de ruimtelijke ontwikkeling voor woongebieden, bedrijfsterreinen en zoekgebieden voor het grootschalig opslaan en/of produceren van duurzame energie.

**Als variabele lokale bronnen produceren, is het gewenst dit zoveel mogelijk ('voor de meter van de netbeheerder') lokaal te gebruiken.** Door bijvoorbeeld zonnewarmte of zonne- elektriciteit op daken van logistieke centra direct voor de meter te gebruiken is minder netverzwaring nodig. Dit is een matchingvraagstuk bij gebiedsontwikkeling waarbij op het juiste schaalniveau naar gekoppelde eenheden is te streven.

#### **Control op matching van vraag en aanbod**

Naast opslag is het in tijd en plaats matchen van vraag en aanbod een belangrijk middel om netverzwaring te voorkomen. Dit vereist aanzienlijke ontwikkelingen in ICT oplossingen zoals kunstmatige intelligentie en blockchain. Hierbij kan onder andere rekening gehouden worden met verwachtingen van productie van installaties op basis van weersverwachtingen (tot 7 dagen vooruit). Hierdoor is met control- en beslisregels voor te sorteren om tegen die tijd het juiste evenwicht in het energiesysteem te bewerkstelligen. Elke gebruiker van het energiesysteem krijgt daardoor te maken met perioden van 'soms is er meer' en 'soms is er minder', wat maakt dat nieuwe soorten dienstverleningen zullen ontstaan om in het matchingspel actief deel te nemen of ontzorgd te worden.

#### **Systematisch doorrekenen keuzes voor meer inzicht in drie stappen**

In deze fase hebben we de analyse gebaseerd om een high level doorrekening op provincieniveau. Voor de volgende fase is een verdere kwantificering en modellering wenselijk. Hierbij kan ook steeds verder getuned worden op de gewenste energiemix. Het vervolg splitsen we bij voorkeur weer in drie fasen. In een eerste fase wordt met het eenvoudige model uit de afgeronde studie een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om beter en breder zicht te krijgen op de invloed van gedane keuze en aannames. In de tweede fase is een focus op het optimaliseren van de systeemintegratie in samenhang met indicatieve kosten. Het tweede deel is gericht op betere matching (minder investering, betere betrouwbaarheid) en dimensionering van opslag (volumes, soort, plaats). De derde fase bestaat dan uit de doorrekening op buurtniveau door de netbeheerders. Bij al deze doorrekeningen geldt dat ze vooral inzichten geven over mogelijke consequenties en no regret maatregelen voor het elektriciteitsnet en de mogelijkheden van betere ontwikkeling van de andere twee soorten netten van het energiesysteem. Gezien de grote onzekerheden in de ontwikkelingen in de energievraag en de daadwerkelijke zoekgebieden om elektriciteit te genereren en warmte te oogsten, blijft een exacte voorspelling erg lastig. In onderstaand tekstblok staat een overzicht van additionele verbeteringen in de modelbenadering voor een volgende fase. Verbeteringen zijn mede mogelijk omdat steeds meer geschikte info beschikbaar komt en gaat komen over zowel de samenstelling van het aanbod als de vraagzijde.

Voor de eerste doorrekening adviseren we aan de volgende aanvullende analyses:

**Heroverwegen of naast het 165 PJ** uitgangspunt de mixen ook doorgerekend moet worden met een vraag die rekening houdt met economische groei (meer economische activiteiten) en bevolkingsgroei). Een gemiddelde jaarlijkse economische groei van 1 % betekent dat tegen 2050 sprake is van een netto vraag van 222 PJ.

**Optimaliseren van de bestaande bronnenmix.** Hierbij moeten we in ieder geval aandacht besteden aan overschotten aan warmteaanbod in de mixen III en IV en de verhouding van het lokaal geïnstalleerd vermogen zon en wind. Bij het optimaliseren van de bronnenmixen moet ook rekening gehouden worden met het werkelijk geschatte aantal aansluitingen op collectieve warmtenetten zoals opgenomen in de startanalyse. Hierbij zou bijvoorbeeld de uitkomsten van de startanalyse (op wijkniveau) gebruikt kunnen worden.

**Meer variëren in de bronnenmix.** In de huidige bronnenmix zijn de verschillen in warmtebronnen in de mixen II, III en IV erg beperkt.

*Toetsen uitgangspunten* bij de doorrekening zoals, COP van diverse warmtepompen en efficiëntiewinst.

**Aanpassen en uitbreiden van het model** zodat beter rekening gehouden wordt met de jaarpatronen in vraag en aanbod. Gewenste aanpassingen zijn in ieder geval: meenemen koudevraag, verliezen en jaarprofielen van import uit zon en wind (verwachte patronen voor offshore wind in 2050), vraagpatronen voor industrie, mogelijke warmte-opbrengst van P2G G2P en jaarprofielen, Opslagvoorzieningen voor aquathermie.

**Variëren in opslagtechnieken:** bijvoorbeeld naast seizoensopslag in stoffen ook opslag in batterijen voor 24 uursopslag. Voor de warmteopslag kunnen naast collectieve warmtebuffers ook individuele boilers, WKO's en innovatieve technieken zoals ijzerpoeder, thermochemische warmtepompen en zoutbatterijen meegenomen worden.

**Doorrekenen hot spots.** Omdat de lokale potentie aan bronnen en ook de verhoudingen in energievraag lokaal zo sterk verschillen adviseren we om voor vier gemeenten of verzorgingsgebieden met specifieke onderscheidende profielen de consequenties van de ontwikkeling in de vraag en aanbod door te rekenen. Door het slim kiezen van gemeenten of wijken (met karakteristieken die vaak voorkomen) kan volstaan worden met een analyse en doorrekening van de gemeenten/ verzorgingsgebieden. We denken daarbij aan grote en kleine gemeente met veel en met weinig industrie. We adviseren om voor deze vier gemeenten alleen mix IV optimaal lokaal door te laten rekenen met twee varianten met betrekking tot de grootschalige elektriciteit opwek (veel of beperkt). Overigens kunnen de inzichten uit de analyse van de hot spots scherper zijn als we ook de beschikking krijgen over huidige en geplande capaciteit en de huidige bezetting van de relevante onderstations.

**Meer gevoeligheden doorrekenen en analyseren.** Breder doorrekenen en analyseren van gevoeligheden om beter zicht te krijgen wat de consequenties van veranderingen in bijvoorbeeld verschillende weerjaren (de huidige berekening is o.b.v. een standaardjaar), COP-waarden en rendement van conversies.

## BIJLAGEN

### Bijlage A. Landschap en omgeving als oogsterrein

Hoe Brabant er nu uitziet is de resultante van een interessante geschiedenis waarbij natuurlijke en menselijke afwegingsprocessen een belangrijke rol hebben gespeeld. Deze menselijke afwegingen zijn rationeel van aard en dergelijke processen zijn er in de loop van de tijd ook geweest in relatie tot de energievoorziening van zowel Brabant als aangrenzende provincies en landen. De geschiedenis hiervan is lang en complex genoeg om er boeken over vol te schrijven, dus de beknopte samenvatting hieronder is wellicht kort door de bocht. Maar waar het om gaat: door de geschiedenis heen is een wisselwerking herkenbaar tussen (het oogsten van) energie- en ruimtegebruik.

#### **Het pre-industriële en industrieel Brabant**

Tot ver in de 19e eeuw was Noord-Brabant een relatief arme, lokaal georiënteerde, agrarische economie. Tijdens het grootste deel van deze geschiedenis konden windkracht, zonne-energie en menselijke en dierlijke arbeid enkel bewegings (=kinetische) energie leveren. Dit was de energie die nodig was voor onder meer het vermalen van graan, het zagen van hout, het voortstuwen van schepen en het gebruik van paarden voor vervoer en akkerbouw. Houtverbranding werd voornamelijk gebruikt voor het koken van voedsel, maar ook voor het vruchtbaar maken van grond. Al tussen 1000 en 1200 begon men op kleine schaal met turfwinning. Enkele eeuwen later was de vraag naar brandstof zo groot dat grote gebieden, vooral in West- en Oost-Brabant, werden ontwaterd, uitgeveend en van transportkanalen voorzien. Deze ontginningen van turf waren relatief slecht schaalbaar, waardoor de samenlevingsvorm ook relatief kleinschalig bleef. Wel werd er gehandeld en behalve het strategisch-militaire belang, bood de ligging aan of bij het water mogelijkheden voor de handel en het ontstaan van steden zoals Bergen op Zoom, Breda of 's-Hertogenbosch. Hier kon men hoog en droog bouwen en daarnaast profiteren van de mogelijkheden die het water bood. Geen van de oorspronkelijke Brabantse steden lag op het zand.

Dat veranderde met de overgang naar fossiele brandstoffen. De meeste steden die daar nu wel liggen, zoals Tilburg (textiel) en Eindhoven (elektronica), zijn veel later ontstaan als conglomeraat van dorpen en markeren het begin van de industrialisatie in Brabant. Turf maakte als brandstof plaats voor steenkool. Eerst was er de uitvinding van de stoommachine in de zeventiende eeuw, die draaide op de verbranding van kolen. Later kwamen er doorbraken in de productie en opslag van elektriciteit (niet in de laatste plaats aangezwengeld door de gloeilamp van Thomas Edison), en deed het grootschalige gebruik van olie en gas zijn intrede. De uitvinding van de auto als massaproduct door Henry Ford deed de fossiele brandstofconsumptie aan het begin van de twintigste eeuw verder exploderen. Het bevolkingsaantal steeg in deze periode sterk en men trok naar de grotere plaatsen. Het Brabantse ruimtelijke beleid in die tijd, die haar oorsprong vindt in de overtuiging dat het voor de welvaart goed is dat het woon-werk verkeer beperkt kon blijven en de sociale verbanden sterk te houden, maakte dat werk dichtbij moest worden georganiseerd. Woonwijken rondom steden, en later ook dorpen, schoten de grond uit, maar ook de werkgelegenheid had ruimte nodig in de vorm van industrie- en bedrijventerreinen. De mobiliteit nam sterk toe, door het grotere aantal mensen, maar ook door veranderend gedrag ten opzichte van de woon-werk situatie. Het wegennet breidde sterk uit. De Brabantse samenleving heeft zich zo ontwikkeld van een regionaal en ruraal georiënteerde samenleving tot een stedelijke, geïndustrialiseerde en internationaal georiënteerde samenleving. Kolen, olie en gas maakten dit mogelijk.

#### **De toekomst: De omgevingsruimte in wisselwerking met gebruikswensen in de tijd**

Dat de leefomgeving verandert door het gebruiken van nieuwe energiebronnen is van alle tijden. Elke

keer wordt er een bladzijde toegevoegd. Veel van die gevolgen zijn positief geweest. Van groei in welvaart en kennis tot een explosie in mobiliteit. De keerzijde is de luchtvervuiling waaronder de toename van CO<sub>2</sub> die geldt als een indicator voor de klimaatverandering. Zo is de noodzaak gegroeid voor een nieuwe energierevolutie: van fossiel naar duurzaam. De provincie Noord-Brabant heeft geïnvesteerd in kennis over duurzame energie en zich tot doel gesteld deze kennis zo goed mogelijk te ontsluiten en te gebruiken bij het oplossen van problemen. Maar kennis alleen is niet voldoende. In de afgelopen 20 jaar is duidelijk geworden dat we problemen met energie alleen kunnen oplossen als er duidelijke keuzes worden gemaakt. Het energiesysteem dient en raakt immers vele belangen. Noord-Brabant is inmiddels een groot mozaïek van verschillende belangen. Het wordt passen en meten om de verschillende belangen zo goed mogelijk te bedienen. Tegelijkertijd moeten we ook nadenken over de rol van energie bij nieuwe ontwikkelingen.

Het maakt de uitdaging om in 2050 alle woon, werk en verplaatsactiviteiten fossielvrij te hebben en de daarvoor benodigde warmte, elektriciteit en energiestoffen (lees: brandstoffen) zoveel mogelijk in Brabant te oogsten en in het verdienvermogen van de lokale economie te houden een onderwerp die integraal moet worden benaderd. Het plaatsen van installaties (zoals zonneparken, windmolens) wordt daarom –in het licht van de omgevingsvisie die diep, breed en rond naar vraagstukken wil kijken – bij voorkeur gecombineerd met nieuwe en/of andere gewenste ontwikkelingen in het landschap of de stedelijke omgeving. Bij dit integraal denken is ook te beseffen dat alle ruimtelijke aspecten meetellen. Oftewel: zowel boven als ondergrond (drinkwater reserve, (grondwater)warmte) van een gebied bepalen mede wat de mogelijkheden en knelpunten zijn om nieuwe energie-installaties en infrastructuur aan te leggen.

Hoe meer we ons hiervan bewust zijn, hoe beter het ons zal lukken om onze leefomgeving op een slimme, integrale en aantrekkelijke manier in te zetten voor onze energiebehoefte. Het is belangrijk dat de verschillende functies (wonen, werken en verplaatsen) steeds tegen het licht worden gehouden om ze met een gericht (her)ontwerp steeds praktischer te maken met minder water, grondstoffen en energie gebruik.

De traditionele manier van lineair denken in oorzaak en gevolg vanuit de fossiele context is geneigd ruimtelijke vraagstukken als een uitwerkingskwestie te zien, terwijl ruimtelijke ontwerpers de energievoorziening doorgaans zien als een technische installatiekwestie die buiten hun eigenlijke ontwerp valt. Als deze perspectieven van energie en ruimte langs elkaar werken, worden kansen gemist om slim en mooi integraties tot stand te brengen. Deze systeemstudie is om hier een eerste fase houvast voor te bieden voor partijen die betrokken zijn bij de verbetering en (her)inrichting van Brabant op basis van deze nieuwe technologische leest (fossielvrije bronnen) en de sociaal culturele wens om de omgevingsruimte ook naar behoren te kunnen inzetten om energie voor een bepaald gedeelte van het eigen gebruikt te kunnen oogsten.

## Bijlage B. Impressie van bronnen voor Brabant

### Primaire bronnen

**Zonnewarmte.** Bij zonnewarmte worden zonnecollectoren gebruikt om water op te warmen. Collectoren kunnen op daken maar ook langs geluidschermen, gevels of zelfs in het asfalt verwerkt worden. Het warme water wordt lokaal ingezet en op momenten dat er geen vraag naar is opgeslagen bijvoorbeeld in een warmtebuffer. Huishoudens gebruiken zonnecollectoren meestal voor warm tapwater. De collectoren worden dan vaak gebruikt in combinatie met een warmwaterboiler.

**Geothermie.** Geothermie of aardwarmte ontstaat door de warmte-uitstraling uit het binnenste van de aarde. De temperatuur loopt op met de diepte: hoe dieper hoe warmer. Geothermie is aardwarmte die dieper dan 500 meter gewonnen wordt; bodemenergie is aardwarmte die minder dan 500 meter diep gewonnen wordt. Voor bodemenergie op grote diepte wordt de term diepe geothermie gebruikt.

**Aquathermie.** Dit is een groep oplossingen waar met een warmtewisselaar (vaak gecombineerd met een warmtepomp) warmte wordt onttrokken aan:

- Oppervlaktewater. Dit wordt ook wel Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO) genoemd.
- Afvalwater. Dit wordt ook wel Thermische Energie uit Afvalwater (TEA) genoemd.
- Drinkwater. Dit wordt ook wel Thermische Energie uit Drinkwater (TED) genoemd.
- Rioolwater. Dit wordt ook wel Riothermie (TED) genoemd.

**Wind op land en op zee.** Naast de bekende (deels zeer) grote windturbines op land en zee zijn er ook diverse ontwikkelingen in kleine stadsturbines, die op daken geplaatst kunnen worden

**Zon-pv = solar-pv = zonnepanelen – photovoltaic = panelen die (dag)licht vangen en omzetten in elektriciteit.** Deze panelen worden steeds meer geïntegreerd in allerlei soorten oppervlakken (daken, gevels, geluidswallen, asfaltwegen).

**Import van elektriciteit.** Duurzame elektriciteit kan zeker in de toekomst ook via het netwerk uit het buitenland geïmporteerd worden. Het kan dan gaan om energie die elders in de EU of buiten de EU opgewekt wordt.

**Kernenergie.** Kernenergie is een CO<sub>2</sub> schone bron. Kernenergie genereert energie uit kernsplijting (zoals de huidige reactoren- inclusief toekomstige zoals met Thorium), of uit kernfusie. O.a uit wereldwijde samenwerking/onderzoek in [www.iter.org](http://www.iter.org) verband.

**Biogas/RWZI gas.** Bij het vergisten van zuiveringsslib van de Rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI) komt biogas vrij. Veel waterschappen gebruiken het gas via een warmtekrachtkoppeling (WKK) om het om te zetten in warmte of elektriciteit die nodig is voor de eigen processen. Overschotten worden opgewerkt naar biogas of groen gas voor andere toepassingen (zoals brandstof voor vervoersmiddelen).

**Biomassa.** Biomassa bestaat onder andere uit hout en houtachtige producten maar ook organisch afval uit bijvoorbeeld de landbouw en de voedingsmiddelen industrie. Biomassa die niet voor andere toepassingen zoals diervoer gebruikt kan worden kan ingezet worden voor de productie van energie. We kunnen het verbranden vergisten of vergassen.

## Secundaire Bronnen (en opslag)

Import van stoffen. Hierover zijn er meerdere gedachtestromen zoals Rotterdam als Energie hub (conform waterstofvisie prov ZH/Rotterdam). Met onder andere import van waterstof of een andere energiesysteemstof.

**Opslag.** Op momenten dat er meer energie geproduceerd wordt dan nodig is (ofwel als het aanbod groter is dan de vraag) kan de energie voor korte of langere tijd worden opgeslagen. De opslag kan verschillende vormen aan nemen. In deze studie hebben we aangenomen dat een overschot aan elektriciteit wordt omgezet in waterstof. Overschot aan warmte wordt opgeslagen in warmtebuffers. Figuur 5-1 voor een overzicht van soorten opslag ingedeeld naar de tijdsduur van de opslag. Diverse vormen van opslag die we kunnen onderscheiden zijn onder andere:

- Batterijen in verschillende soorten en maten, om elektriciteit op te slaan als elektriciteit.
- Kinetische opslag (lucht druk of een vliegwiel) waar elektrische energie tijdelijk wordt omgezet in een beweging en later weer terug wordt geconverteerd naar elektriciteit.
- Koolwaterstoffen (synthetisch en biologisch) zoals waterstof, methanol en mierenzuur die worden gemaakt met een overschot van duurzame elektriciteit en later weer worden omgezet in elektriciteit. Bij deze omzetting komt ook restwarmte vrij die geogst kan worden.
- Metal fuels, ijzerpoeder dat verbrandt kan worden waarbij warmte vrijkomt. Eventueel om elektriciteit mee te maken. Het ijzeroxide kan met behulp van elektriciteit weer omgezet worden naar ijzerpoeder. Waardoor dit proces cyclisch is.
- Warmte opslag in materialen zoals beton, basalt en water.
- Warmte opslag in materialen die van fase veranderen zoals van vast naar vloeistof (ijs naar water) en materialen die chemisch veranderen zoals in zoutbatterijen.

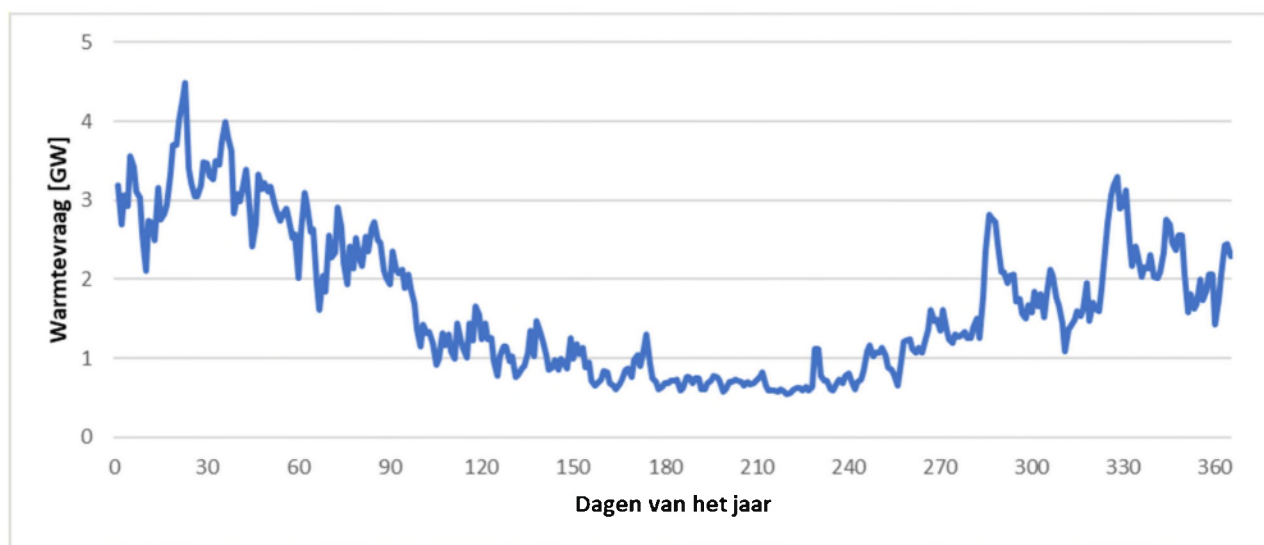


## Bijlage C. De vraag en aanbodprofielen

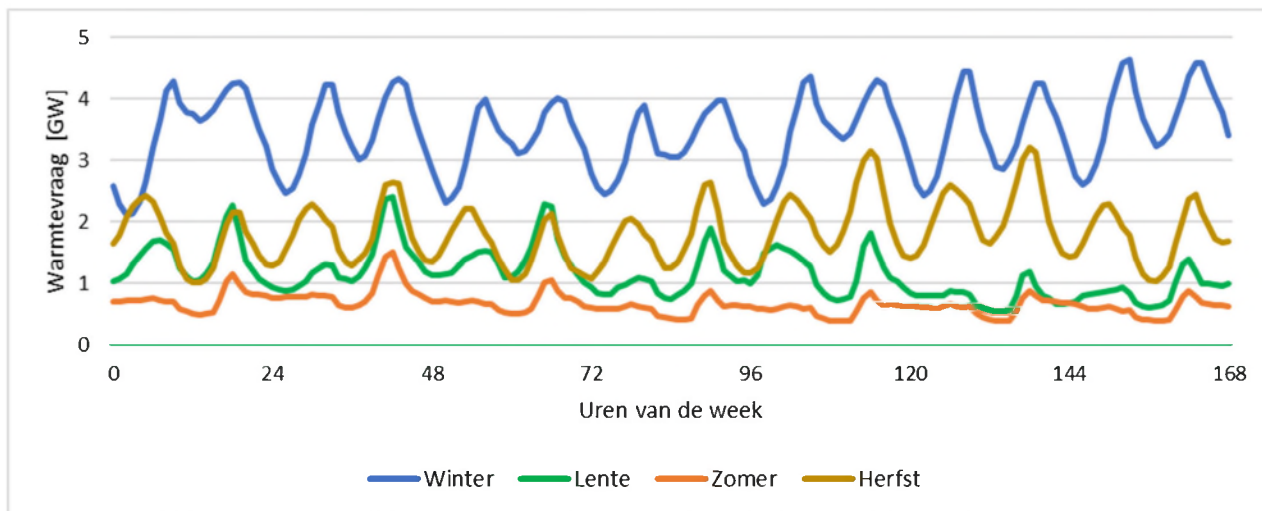
Deze paragraaf geeft een korte toelichting op de verschillende aanbod en vraag profielen die we als input voor deze studie gebruikt hebben. De profielen geven voor elk uur van een jaar aan hoe groot bijvoorbeeld het aanbod en de vraag is. Een profiel geeft bijvoorbeeld voor elke uur van het jaar aan hoe groot de opbrengst van een zonnepaneel is en hoe dit zich verhoudt tot de vraag naar elektriciteit en warmte van een huis(houden). De profielen zijn gebaseerd op historische gegevens.

Voor de vraag is gebruikt gemaakt van jaarprofielen (op uurbasis) die grotendeels gebaseerd zijn op profielen van de netbeheerders. Er zijn voor verschillende sectoren (woningen, dienstverlening, industrie en landbouw) aparte profielen voor elektriciteit en voor warmte. Voor de warmte onderscheidt men de vraag naar warm tapwater, ruimteverwarming en de warmte en stoomvraag voor de industrie. Daarnaast zijn er ook aparte profielen voor elektriciteit gebruik. Voor woningen en industrie maken we onderscheid tussen gebruik van diverse elektrische apparaten en de inzet van warmtepompen en airco's.

Figuur 0-1 geeft voor alle dagen in het jaar 2050 aan wat per dag de totale warmtevraag in Noord-Brabant is. De figuur laat zien op de koudste dag van het jaar is 4,5 GW aan vermogen nodig om te verwarmen. Dat is bijna zes keer zoveel dan op de dag met de minste vraag. Die heeft een vermogen nodig van 0,8 GW. In de zomer bestaat de vraag uit een constante vraag naar warm tapwater voor huishoudens en de warmte vraag voor de industrie. Dit is nog beter te zien in Figuur 0-2 die per seizoen de warmtevraag in een representatieve week geeft. Het profiel in zomer (week 31) is relatief vlak. In de winter en (iets minder) in de herfst zien we grote pieken (in de vraag naar warmte).

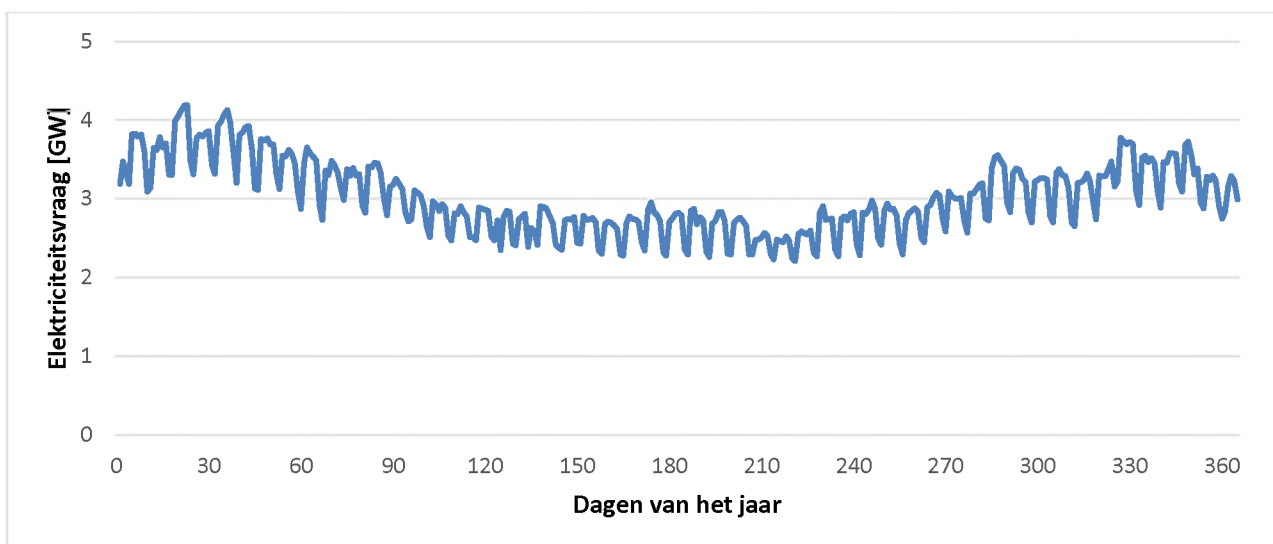


**Figuur 0-1 Jaarprofiel warmtevraag Brabant in 2050 (gemiddelde vraag per dag)**

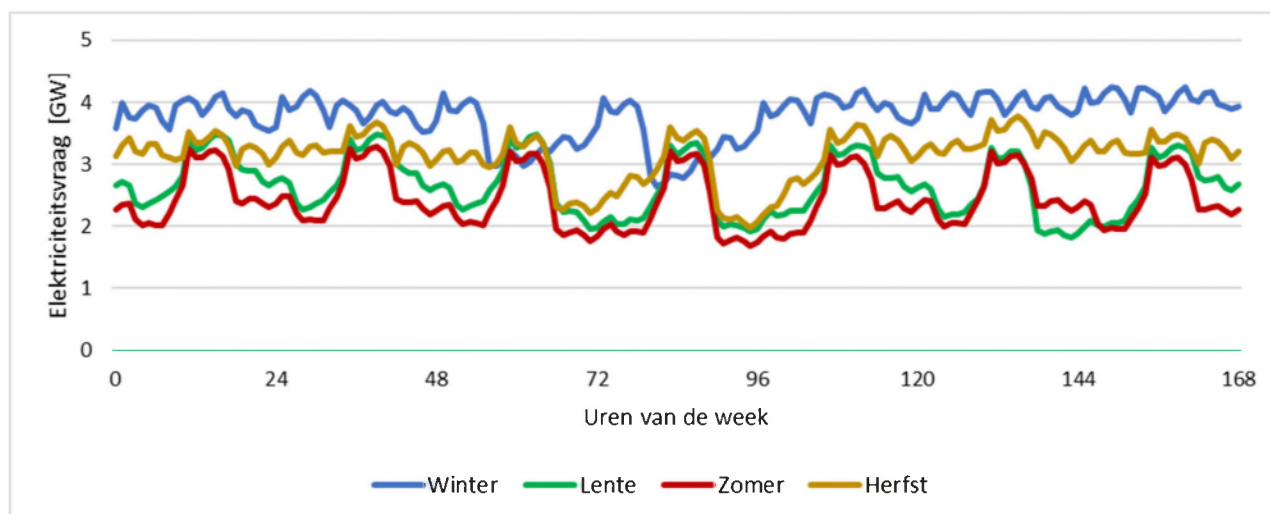


**Figuur 0-2 Warmtevraag in de seizoenen in 2050.**

Figuur 0-3 geeft voor alle dagen in het jaar 2050 aan wat per dag de totale elektriciteitsvraag in Noord-Brabant is. Uit de figuur blijkt dat de vraag in de winter hoger is dan in de zomer. Dit komt vooral door de hogere elektriciteitsvraag voor de warmtepompen die voor de warmtevoorziening nodig zijn. Hetzelfde is ook te zien in Figuur 0-2 die per seizoen de elektriciteitsvraag in een representatieve week in 2050 weergeeft. De figuur geeft vooral voor de zomer en lente weken relatief grillige patronen. Die worden vooral veroorzaakt door de interactie van de basisvraag en het laadpatroon voor elektrisch vervoer. Daarnaast valt op dat de vraagpatronen van lente en zomer zeer op elkaar lijken. De herfst wijkt hiervan af door de relatief hoge constante vraag in (de aanloop naar) het weekend (uren 100 tot 140). De extra vraag in de winter wordt veroorzaakt door de elektriciteitsvraag van warmtepompen.



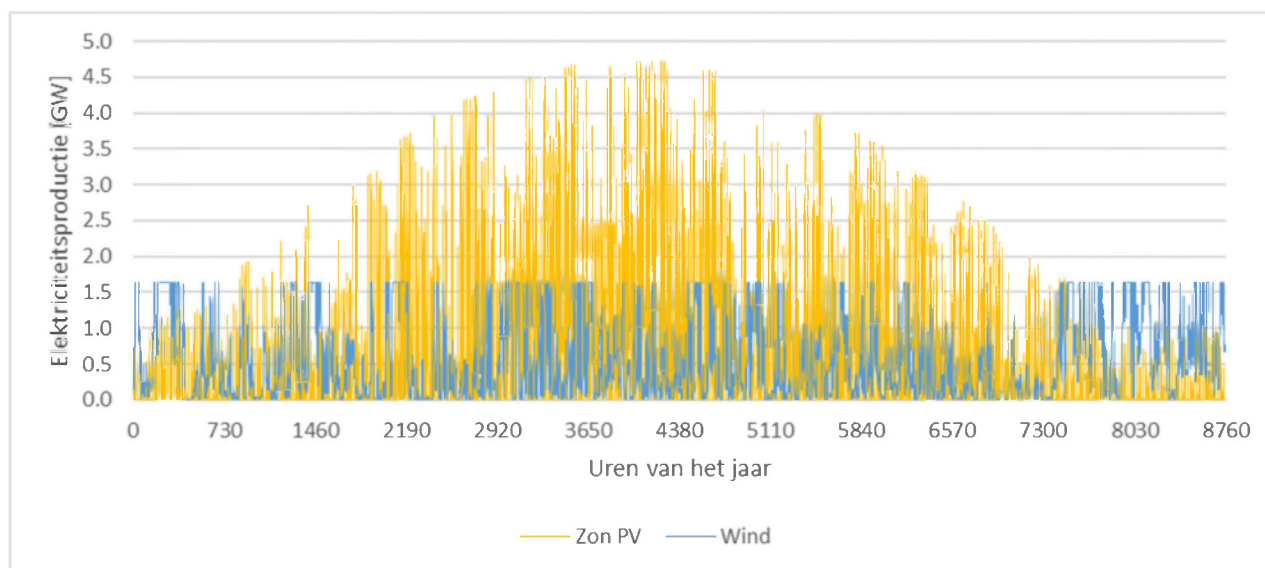
**Figuur 0-3 Jaarprofiel elektriciteitsvraag Brabant in 2050 (gemiddelde vraag per dag)**



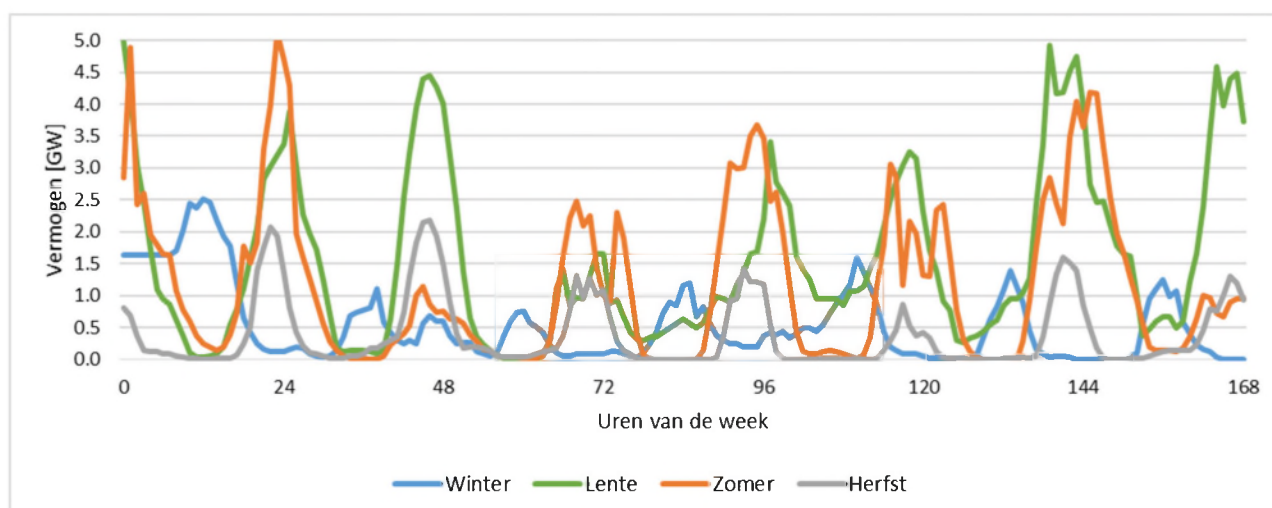
**Figuur 0-4 elektriciteitsvraag in de seizoenen in 2050**

Voor het aanbod zijn specifieke profielen gebruikt voor zon (PV), wind op land en wind op zee (zoals die nu voordoen). De energiemixen verschillen sterk qua aandeel van de diverse bronnen. Dit leidt ook tot verschillen in fluctuaties van uur tot uur aanbod vanuit dergelijke bronnen. De verschillende (totaal)karakteristieken van levering vanuit deze bronnenmixen staat in dit hoofdstuk beschreven. In deze paragraaf beperken we ons tot de typerende verschillen in energiemix IV lokaal optimaal. Energiemix IV is de mix met het grootste aandeel lokale productie. Voor overige bronnen zoals geothermie en aquathermie hebben we constante profielen gebruikt.

Figuur 0-5 geeft voor alle dagen per jaar voor energiebronnenmix IV het totale aanbod aan elektriciteit. De figuur laat zien dat in de wintermaanden de lage opbrengsten van zon in bijvoorbeeld de wintermaanden (dagen 0-30 en 300-360) het aandeel wind iets groter is dan het aandeel zon. In deze periode worden de relatief lage opbrengsten uit zon-PV, gecompenseerd door de relatief hoge opbrengsten uit wind. In de late lente en de zomer zien we dat het aandeel zon vaak 3 maal zo hoog is als het aandeel wind. De figuur geeft alleen het aanbod van zon en wind uit Noord-Brabant. Dit figuur laat zien dat vooral in de lente en zomer regelmatige grote uuropbrengsten leveren. In de herfst en winter zien we lagere pieken en ook dat de opbrengsten regelmatig nihil zijn (op de nagenoeg windstille langere nachten).

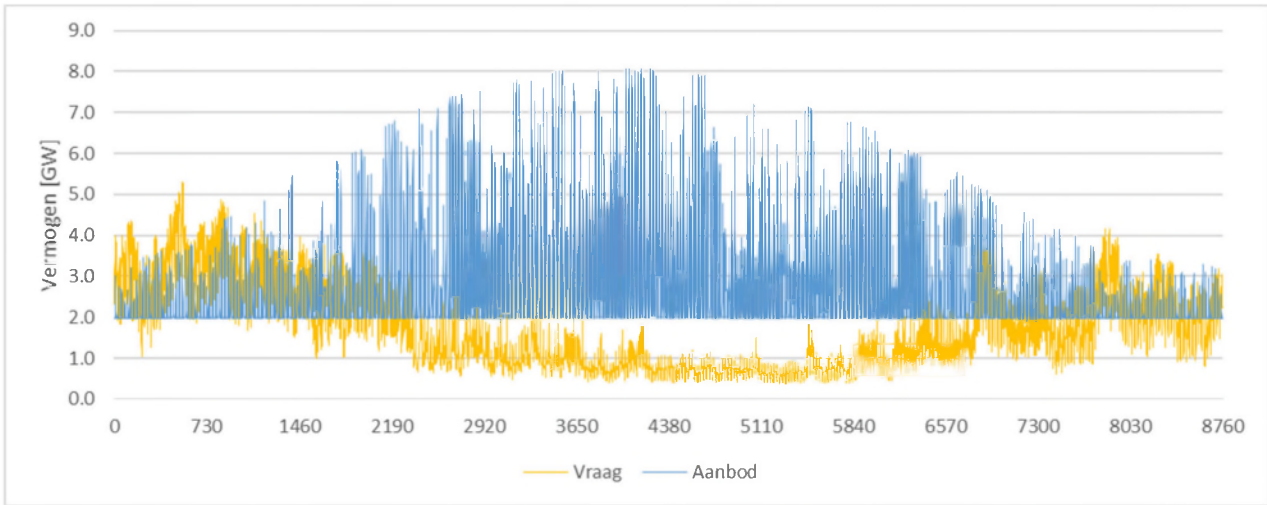


**Figuur 0-5 Jaarprofiel lokaal zon en wind aanbod Brabant in 2050 in mix IV lokaal optimaal**

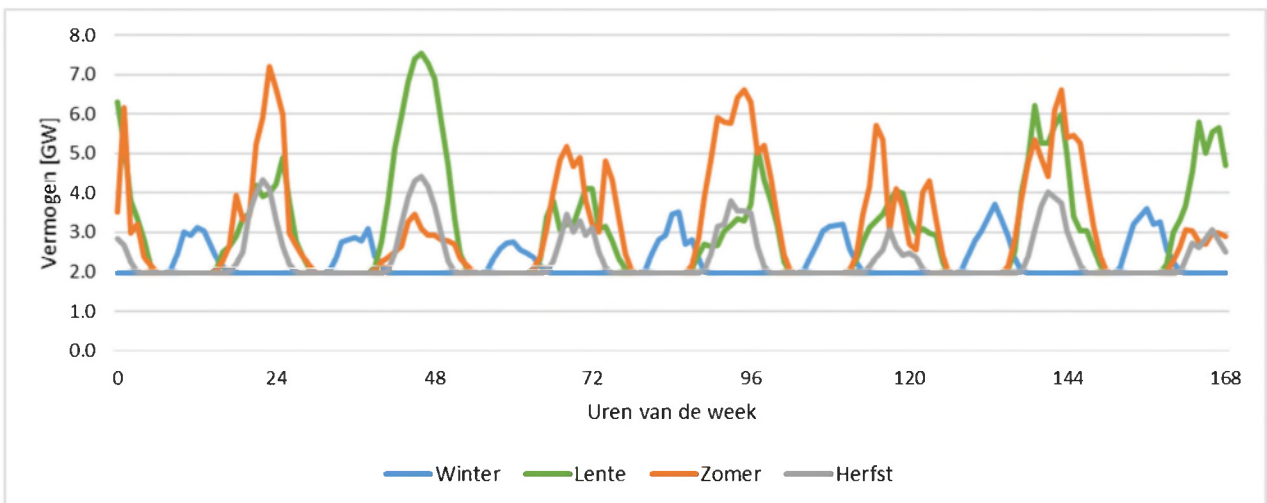


**Figuur 0-6 Aanbod zon en wind in de seizoenen in Brabant in 2050 in mix IV lokaal optimaal**

**Figuur 0-7** geeft jaarprofiel voor warmte vraag en aanbod voor Noord-Brabant in 2050 in de mix IV lokaal optimaal. Er is een constant aanbod (vlak profiel) het jaarrond van 2 GW uit geothermie, aquathermie en restwarmte van de industrie. Daarnaast is er nog een fluctuerend aanbod van zonnewarmte. De figuur laat duidelijk zien dat er in de zomer 5-7 GW aan warmte geogst kan worden en dat er maar een vraag van 1-2 GW is. Voor warmte hebben we aangenomen dat alle warmtebronnen behalve zonnewarmte een profiel hebben dat vlak is. De pieken in de weekprofielen in Figuur 0-7 worden veroorzaakt door het wisselende aanbod zonnewarmte. Figuur 0-8 geeft het aanbod van warmte uit bronnenmix IV Lokaal optimaal uitgedrukt in het gemiddeld (vermogens)aanbod per karakteristieke week van de vier seizoenen (winter, lente, zomer, herfst).



**Figuur 0-7 Jaarprofiel vraag en aanbod warmte in Brabant in 2050 in mix IV lokaal optimaal**



**Figuur 0-8 Aanbod warmte in de seizoenen in Brabant in 2050 in mix IV lokaal optimaal**

## Bijlage D. Resultaten van de doorrekening

### Scenario I Internationaal Optimaal

Figuur 0-9 geeft de energiebalans van scenario I.

#### Bruto en netto gebruik

In deze mix moet er 187,9 PJ energie ingezet/aangevoerd worden (A) om aan de netto vraag van 165 PJ te kunnen voldoen (B). De productie bestaat uit 10 PJ warmte, 72,6 PJ elektriciteit en 100 PJ stoffen (C).

#### Warmte

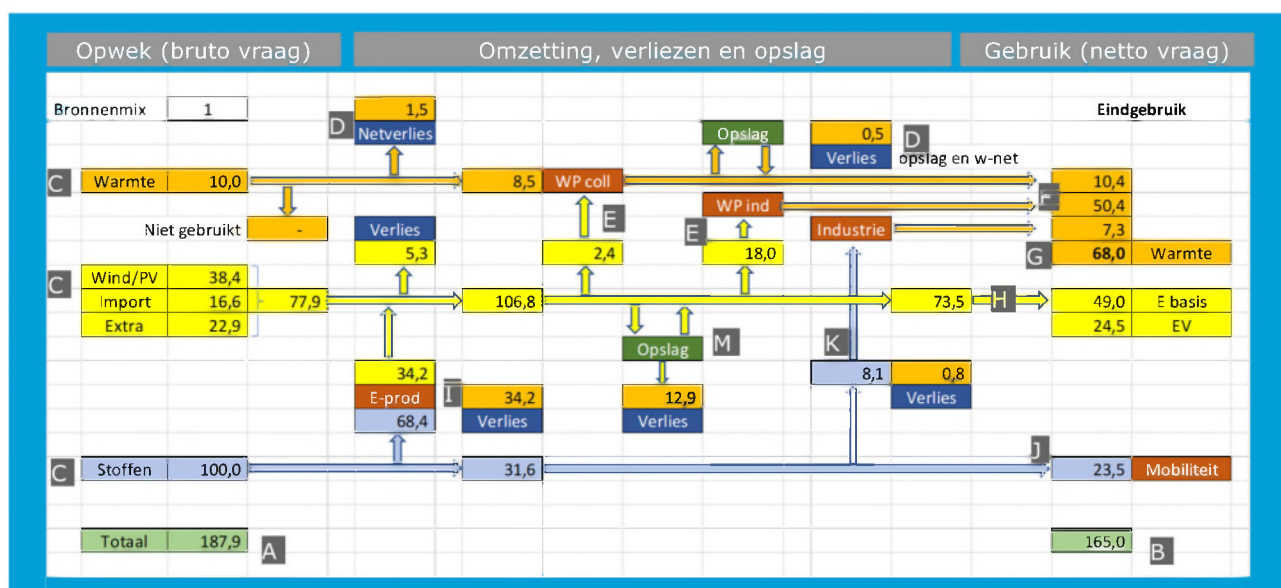
Van de opgewekte warmte (C) gaat 2 PJ verloren door transport en opslagverliezen (D). Voor de collectieve en individuele warmtepompen is 26,5 PJ elektriciteit (E) nodig. De warmtepompen en het inzetten van stoffen levert 60,8 PJ warmte op (F). Het totale eindgebruik wordt dan 68 PJ (G).

#### Elektriciteit

De totale bruto opwekking van elektriciteit bestaat uit de opwekking uit wind en zon-PV, import (vanuit Europa) van 55 PJ en uit een extra import van 22,9 PJ (C). De extra import is nodig om aan de totale elektriciteitsvraag te voldoen. Die vraag bestaat uit de basisvraag naar elektriciteit van 49 PJ (H), de vraag naar elektriciteit voor mobiliteit (H) en de vraag naar elektriciteit voor warmtepompen (E). Een deel van de lokaal opgewekte elektriciteit wordt tijdelijk opgeslagen in de vorm van waterstof (M). Deze waterstof wordt op momenten met veel vraag en weinig aanbod weer omgezet in elektriciteit. De hiermee gepaard gaande verliezen moeten ook gedekt worden door de bruto opwekking.

#### Stoffen

De productie (bruto vraag) van stoffen van 100 PJ (C) wordt voor een deel gebruikt om elektriciteit te produceren (I). Bij die omzetten naar elektriciteit treden verliezen op (I). De rest van de stoffen wordt gebruikt voor mobiliteit (J) en voor hoge temperatuur warmte en stoom productie voor de industrie. Ook hier treden verliezen op.



Figuur 0-9 visualisatie energiebalans mix I Internationaal optimaal



## Energiebalans Mix II Nationaal optimaal

Figuur 0-10 geeft de energiebalans van scenario II. Hieronder volgt een korte toelichting.

### Bruto en netto gebruik

In deze mix moet er 200,3 PJ energie ingezet/aangevoerd worden (A) om aan de netto vraag van 165 PJ te kunnen voldoen (B). De productie bestaat uit 48 PJ warmte, 90,3 PJ elektriciteit en 62 PJ stoffen (C).

### Warmte

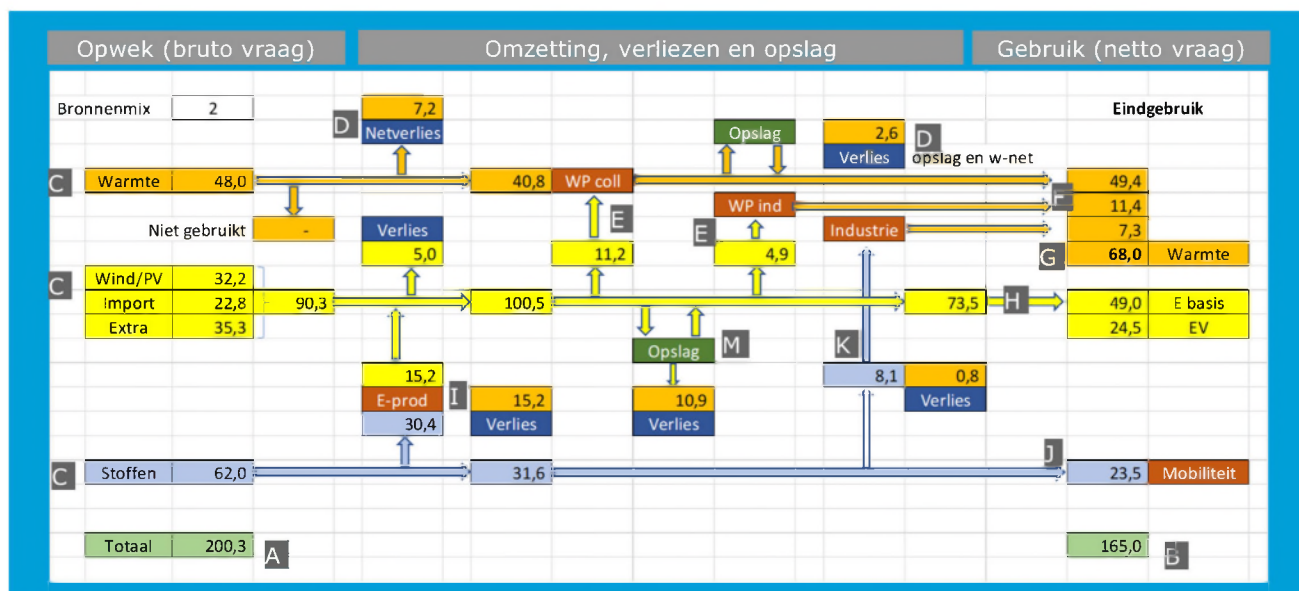
Van de geproduceerde warmte (C) gaat 9,8 PJ verloren door transport en opslagverliezen (D). Voor de collectieve en individuele warmtepompen is 16,1 PJ elektriciteit (E) nodig. De individuele warmtepompen en het inzetten van stoffen levert 18,7 PJ warmte op (F). Het totale eindgebruik wordt dan 68 PJ (G).

### Elektriciteit

De totale bruto opwekking van elektriciteit bestaat uit de opwekking uit wind en zon-PV, import (vanuit Europa) van samen 55 PJ en uit een extra import van 35,3 PJ (C). De extra import is nodig om aan de totale elektriciteitsvraag te voldoen. Die vraag bestaat uit de basisvraag naar elektriciteit van 49 PJ (H), de vraag naar elektriciteit voor mobiliteit (J) en de vraag naar elektriciteit voor warmtepompen (E). Een deel van de lokaal opgewekte elektriciteit wordt tijdelijk opgeslagen in de vorm van waterstof (M). Deze waterstof wordt op momenten met veel vraag en weinig aanbod weer omgezet in elektriciteit. De hiermee gepaard gaande verliezen moeten ook gedekt worden door de bruto opwekking.

### Stoffen

De productie (bruto vraag) van stoffen van 62 PJ (C) wordt voor een deel gebruikt om elektriciteit te produceren (I). Bij die omzetten naar elektriciteit treden verliezen op (I). De rest van de stoffen wordt gebruikt voor mobiliteit (J) en voor hoge temperatuur warmte en stoom productie voor de industrie. Ook hier treden verliezen op.



Figuur 0-10 Visualisatie energiebalans Mix II Nationaal optimaal

## Energiebalans mix III Lokaal tot aan de verplichting

Figuur 0-11 geeft de energiebalans van scenario III. Hieronder volgt een korte toelichting.

### Bruto en netto gebruik

In deze mix moet er 212,2 PJ energie ingezet/aangevoerd worden (A) om aan de netto vraag van 165 PJ te kunnen voldoen (B). De productie bestaat uit 68 PJ warmte, 101,7 PJ elektriciteit en 42,5 PJ stoffen (C).

### Warmte

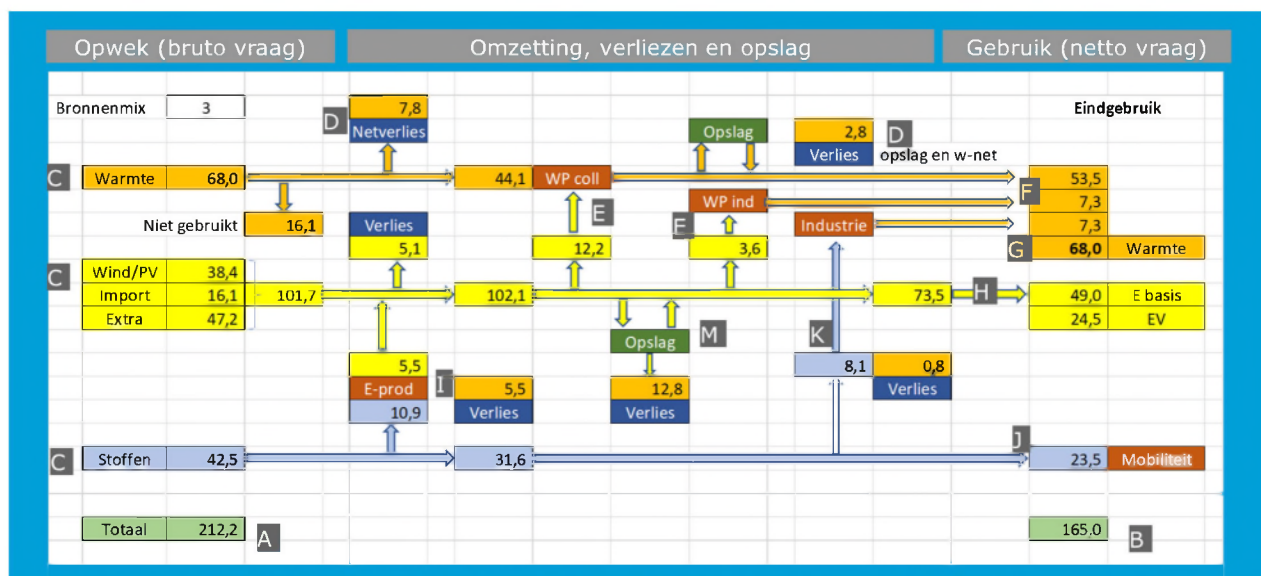
Van de geproduceerde warmte (C) gaat 10,6 PJ verloren door transport en opslagverliezen (D). 16,1 PJ wordt niet benut. Voor de collectieve en individuele warmtepompen is 15,8 PJ elektriciteit (E) nodig. De individuele warmtepompen en het inzetten van stoffen levert 14,6 PJ warmte op (F). Het totale eindgebruik wordt dan 68 PJ (G).

### Elektriciteit

De totale bruto opwekking van elektriciteit bestaat uit de opwekking uit wind en zon-PV, import (vanuit Europa) van samen 54,5 PJ en uit een extra import van 47,2 PJ (C). De extra import is nodig om aan de totale elektriciteitsvraag te voldoen. Die vraag bestaat uit de basisvraag naar elektriciteit van 49 PJ (H), de vraag naar elektriciteit voor mobiliteit (H) en de vraag naar elektriciteit voor warmtepompen (E). Een deel van de lokaal opgewekte elektriciteit wordt tijdelijk opgeslagen in de vorm van waterstof (M). Deze waterstof wordt op momenten met veel vraag en weinig aanbod weer omgezet in elektriciteit. De hiermee gepaard gaande verliezen moeten ook gedekt worden door de bruto opwekking.

### Stoffen

De productie (bruto vraag) van stoffen van 42,5 PJ (C) wordt voor een deel gebruikt om elektriciteit te produceren (I). Bij die omzetten naar elektriciteit treden verliezen op (I). De rest van de stoffen wordt gebruikt voor mobiliteit (J) en voor hoge temperatuur warmte en stoom productie voor de industrie. Ook hier treden verliezen op.



## Energiebalans Mix IV Lokaal Optimaal

Figuur 0-12 geeft de energiebalans van scenario IV Lokaal Optimaal. Hieronder volgt een korte toelichting.

### Bruto en netto gebruik

In mix IV lokaal optimaal moet er 215,6 PJ energie ingezet/aangevoerd worden (A) om aan de netto vraag van 165 PJ te kunnen voldoen (B). De totale productie bestaat uit 68,0 PJ aan warmte, 106,41 PJ elektriciteit en 41,3 PJ stoffen (C).

### Warmte

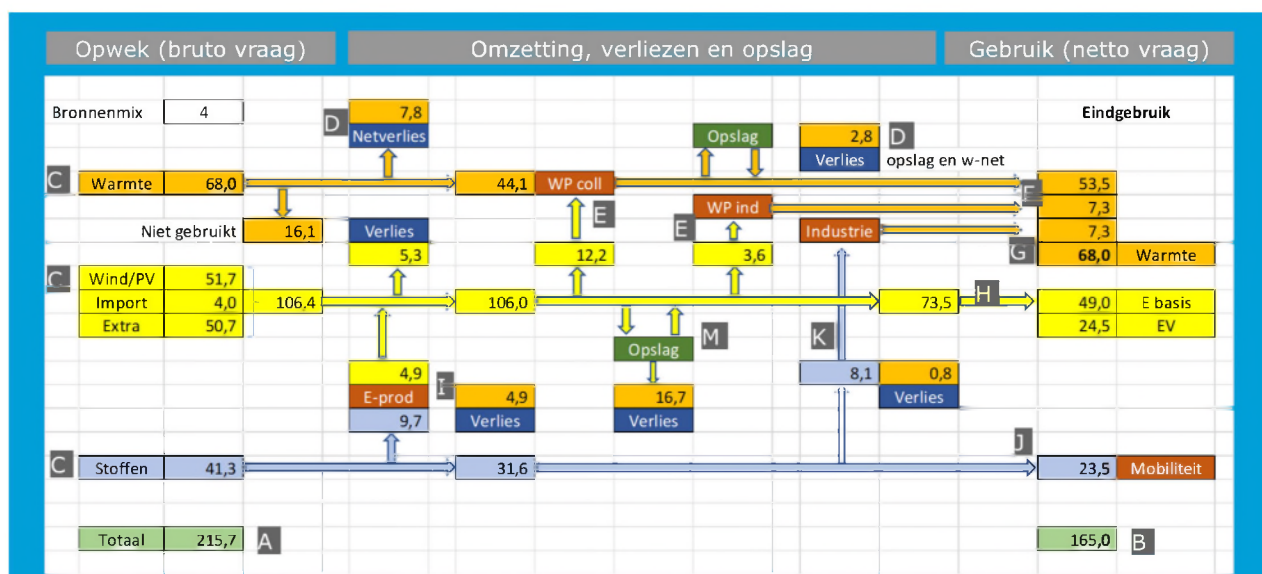
Van de geproduceerde warmte (C) blijft 16,1 PJ onbenut en 10,6 PJ gaat verloren door transport en opslagverliezen (D). Voor de warmtevoorziening worden collectieve en individuele warmtepompen ingezet. De warmtepompen gebruiken 15,8 PJ elektriciteit (E). De inzet van individuele warmtepompen en het inzetten van stoffen in de industrie levert nog tweemaal 7,3 PJ extra warmte op (F). Het totale eindgebruik aan warmte komt daarmee uit op 68 PJ (G).

### Elektriciteit

De totale bruto opwekking van elektriciteit bestaat uit de opwekking uit wind en zon-PV van 51,7 PJ import (vanuit Europa) van 4 PJ en uit een extra import van 50,7 PJ (C). De extra import is nodig om aan de totale elektriciteitsvraag te voldoen. Die vraag bestaat uit de basisvraag naar elektriciteit van 49 PJ (H), de vraag naar elektriciteit voor mobiliteit (H) en de vraag naar elektriciteit voor warmtepompen (E). Een deel van de lokaal opgewekte elektriciteit wordt tijdelijk opgeslagen in de vorm van waterstof (M). Deze waterstof wordt op momenten met veel vraag en weinig aanbod weer omgezet in elektriciteit. De hiermee gepaard gaande verliezen moeten ook gedekt worden door de bruto opwekking.

### Stoffen

De productie (bruto vraag) van stoffen van 41,3 PJ (C) wordt voor een deel gebruikt om elektriciteit te produceren (I). Bij die omzetten naar elektriciteit treden verliezen op (I). De rest van de stoffen wordt gebruikt voor mobiliteit (J) en voor hoge temperatuur warmte en stoom productie voor de industrie. Ook hier treden verliezen op.



Figuur 0-12 visualisatie energiebalans bronnenmix IV lokaal optimaal

## Warmte in de 4 scenario's

Tabel 0-1 vergelijkt de belangrijkste resultaten van doorrekeningen voor warmte

**Tabel 0-1 doorrekening warmte in de vier scenario's**

Warmte	Mix I Internationaal optimaal	Mix II Nationaal optimaal	Mix III Lokaal tot aan verplichting	Mix IV Lokaal optimaal
Warmtevraag basis	68,0	68,0	68,0	68,0
Invulling door gas (Ind HT)	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>
Rest warmtevraag	60,8	60,8	60,8	60,8
Warmteaanbod bronnen	10,0	48,0	68,0	68,0
Warmteverlies warmtenetten	1,5	7,2	10,2	10,2
Niet benut uit aanbod	0,0	0,0	13,7	13,7
Warmtegebruik bonnen	<b>8,5</b>	<b>40,8</b>	<b>44,1</b>	<b>44,1</b>
Elektriciteitsgebruik coll. WP	2,4	11,2	12,2	12,2
Warmteverlies opslag	0,5	2,6	2,8	2,8
Collectieve warmte incl. E	<b>10,4</b>	<b>49,5</b>	<b>53,5</b>	<b>53,5</b>
Warmte van individuele WP	<b>50,4</b>	<b>11,2</b>	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>
Elektriciteitsgebruik indiv. WP samenvatting	18,0	4,9	3,6	3,6
Warmte uit stoffen	7,3	7,3	7,3	7,3
Collectieve warmte	10,4	49,5	53,5	53,5
Warmte met individuele WP	50,4	11,2	7,3	7,3
Totaal warmtegebruik	68,0	68,0	68,0	68,0

Tabel 4-2 Mobiliteit in de 4 mixengeeft de belangrijkste kengetallen voor de opslag van warmte in de vier energiemixen. Hieruit blijkt het opslagvolume voor warmte mix II bijna 3 keer zo groot is als het volume in I en III en bijna 2 maal zo groot als in mix IV. De benutting van de opslag is vooral in Mix I en II redelijk groot met respectievelijk 4600 en 3400 van de 8760 uur per jaar levert de opslag in ruim 50 of bijna 40% van het jaar warmte. In mix III en IV moet de bron iets minder dan 20% van het jaar warmte leveren.

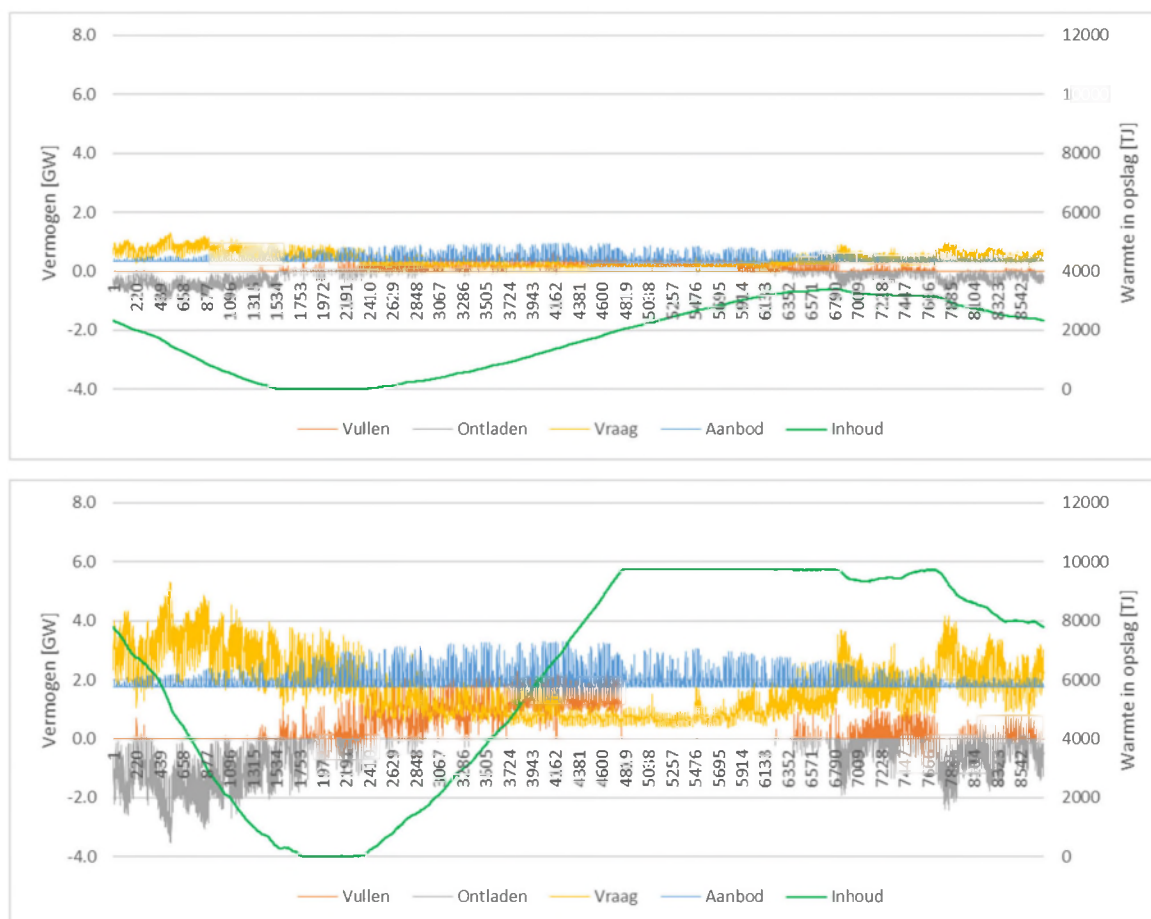
**Tabel 0-2 Warmte-opslag in de 4 mixen**

Warmte-opslag	Mix I Internationaal optimaal	Mix II Nationaal optimaal	Mix III Lokaal tot aan verplichting	Mix IV Lokaal optimaal
Opslagvolume warmte [PJ]	3,4	9,7	3,5	5,2
Ondergrondse buffervaten <sup>27</sup>	200	550	200	300
Laaduren	4.600	3.400	1.700	1.700
Ontlaaduren	3.600	3.300	2.000	2.400

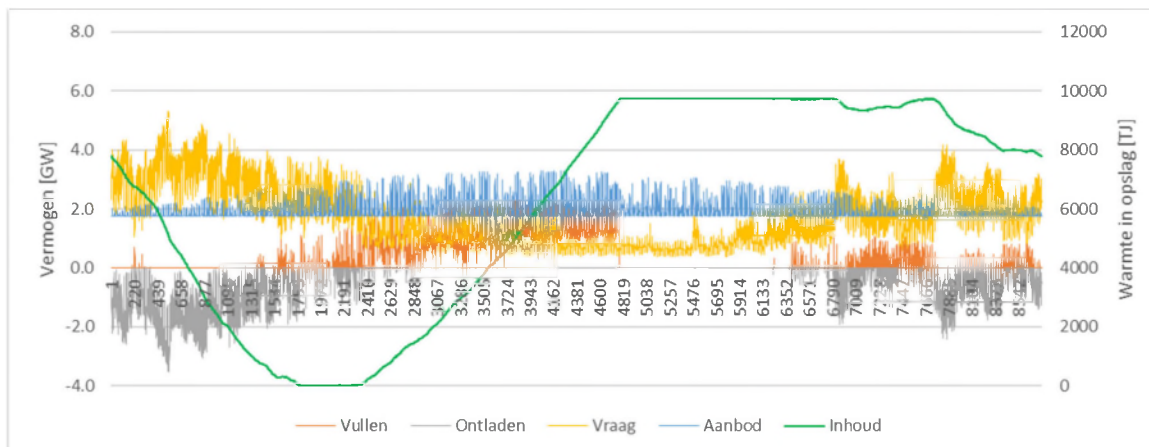
<sup>27</sup> Voor de opslag in ondergrondse buffervaten zijn we uitgegaan van de dimensionering en specificaties van het product Ecovat XXL.

De warmteopslag kan bijvoorbeeld via een buffervat geleverd worden. Voor de benodigde volumes zijn 200 tot 550 buffervaten nodig. Uitgaande van 384 wijken van Noord-Brabant gaat dit om 0,5 tot 1,5 buffervaten per wijk.

Figuur 0-13 geeft de inhoud van de warmteopslag in TJ voor drie mixen weer (groene lijn). Bij een stijgende lijn wordt de opslag geladen. Bij een dalende lijn is sprake van ontlading oftewel levering van warmte. In deze mix is het aanbod van warmte ongeveer 15% van de vraag op jaarbasis. Een relatief kleine opslag is voldoende om de overschotten van de zomer op te slaan voor de winter. In deze mix is net voldoende aanbod om de warmtevraag collectief in te vullen. Een grote opslag is nodig om de overschotten van de zomer op te slaan voor de winter. In mix IV (en ook mix III) is het aanbod uit de bronnen ruim voldoende om de warmtevraag collectief in te vullen. Een veel kleinere opslag is voldoende om de overschotten van de zomer op te slaan voor de winter.







**Figuur 0-13** Jaarprofielen warmte opslag voor mix I (boven), II (midden) en IV (onder)  
Elektriciteit in de vier scenario's

Tabel 0-3 vergelijkt de resultaten voor de doorrekening van elektriciteit in de vier scenario's

**Tabel 0-3** doorrekening elektriciteit in de vier scenario's

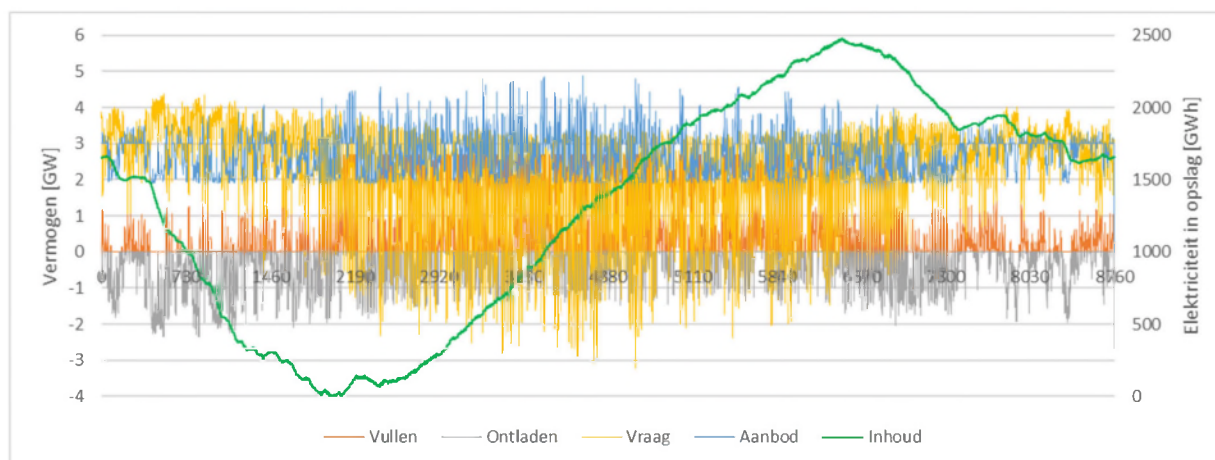
Elektriciteit	Mix I Internationaal optimaal	Mix II Nationaal optimaal	Mix III Lokaal tot aan verplichting	Mix IV Lokaal optimaal
Elektriciteitsvraag basis	49,0	49,0	49,0	49,0
Elektriciteitsvraag warmte	20,4	16,1	15,8	15,8
Elektriciteitsvraag mobiliteit	24,5	24,5	24,5	24,5
Opslagverliezen P2G2P	12,9	10,9	12,8	16,7
Netverliezen	5,3	6,0	5,1	5,3
<b>Elektriciteitsvraag totaal</b>	<b>112,1</b>	<b>106,5</b>	<b>107,2</b>	<b>111,3</b>
Elektriciteitsaanbod basis	55,0	55,0	54,5	55,7
Elektriciteit uit stoffen	34,2	15,2	5,5	4,9
<b>Extra benodigde elektriciteit</b>	<b>22,9</b>	<b>36,3</b>	<b>47,2</b>	<b>50,7</b>

Tabel 0-4 Elektriciteitsopslag in de 4 mixen geeft belangrijkste kengetallen voor de opslag van elektriciteit in de vier energiemixen. Hieruit blijkt dat het opslagvolume en de laad en ontladuren in de diverse mixen gelijk zijn. De opslag levert 4100 van de 8760 uur elektriciteit. Dat is bijna 50% van de uren in het jaar. De jaarprofielen van de opslag in de diverse mixen lopen bijna gelijk. Figuur 0-14 geeft het profiel voor mix IV lokaal optimaal.

**Tabel 0-4** Elektriciteitsopslag in de 4 mixen

Elektriciteitsopslag	Mix I Internationaal optimaal	Mix II Nationaal optimaal	Mix III Lokaal tot aan verplichting	Mix IV Lokaal optimaal
Opslagvolume elektriciteit [PJ]	9,0	8,0	8,5	9,0
Laad-/ontlaadvermogen [GW]	4,0	4,0	4,0	4,0
Laaduren	4.400	4.400	4.400	4.400
Ontlaaduren	4.100	4.100	4.100	4.100





**Figuur 0-14 Jaarprofielen opslag elektriciteit**

## Aannames en uitgangspunten voor de analyse

Het doel van de analyse is inzicht te krijgen in het energiesysteem dat kan ontstaan voor de vier bronnenmixen en het doen van kwalitatieve uitspraken hierover.

Voor de energievraag in 2050 is uitgegaan van de eerder genoemde TU/e studie (165 PJ voor elektriciteit, warmte en mobiliteit). Voor het aanbod is uitgegaan van de vier bronnenmixen.

Voor de analyse is een aantal keuzes gemaakt:

- De analyse is gedaan voor Noord-Brabant als geheel zonder te kijken naar locaties binnen Brabant
- De patronen van vraag van elektriciteit en warmte zijn overgenomen uit het ETM (Nationale scenario)
- Energievraag voor koeling is niet meegenomen
- De hoge temperatuur warmtevraag voor industrie wordt ingevuld met stoffen (geen elektrificatie)
- Energiezuinige woningen worden verwarmd met individuele lucht-water warmtepompen
- Alleen bij dienstverlening worden hybride warmtepompen toegepast – het gasverbruik voor de koude dagen is niet meegenomen in de analyse. Dit is een versimpeling met zeer kleine invloed op de resultaten
- Warmtebuffering gebeurt met zeer goed geïsoleerde watervaten
- Elektriciteitsopslag gebeurt door elektrolyse (P2G) waarbij omgekeerd elektriciteit uit de opslag wordt geproduceerd (G2P) met brandstofcellen
- Omzetting van stoffen (buiten de P2G2P opslag om) wordt gedaan in centrale en decentrale eenheden. Eventuele warmte uit WKK is niet in het model meegenomen

Verder zijn de volgende aannames gemaakt:

- Netverliezen:
  - Voor elektriciteit: 5%
  - Voor warmte: 15%
  - Voor stoffen: niet meegenomen
- Opslagverliezen:
  - Voor elektriciteit (P2G2P): 55%
  - Voor warmte: 5%
  - Voor stoffen: niet meegenomen

- Omzetverlies van stoffen naar elektriciteit: 50% (dit is een gemiddelde van centrale en decentrale eenheden).
- Gemiddelde COP voor verwarming op basis van warmtebronnen is bepaald afhankelijk van de verwachte gemiddelde temperatuur van de warmtebronnen (de gemiddelde COP ligt bij de vier mixen tussen 4.3 en 4.4)
- Voor warmtevraag en opbrengst uit wind en zon is een standaard referentiejaar gebruikt (als in het ETM)
- Aanvullende elektriciteit uit import heeft een vlak patroon

## Bijlage E. Hot spots/energiehubs

### Inleiding

In paragraaf 1.2 (Doelstelling systeemstudie) staat dat we onder verschillende aannamen over toekomstige ontwikkelingen (zowel aan de aanbod- als de vraagzijde) een eerste beeld willen krijgen waar stresspunten tussen aanbod en vraag kan gaan optreden. Om daar een eerste inzicht in te krijgen hebben de vraag en aanbod hot spots bepaald en enkele aanvullende analyses uitgevoerd op de geïdentificeerd hot spots.

Hot spots zijn plaatsen (locaties) waar nu en in de toekomst: een grote vraag naar energie, een groot aanbod van energie of een combinatie van diverse infrastructuren samen komen. Hot spots kunnen zowel op het niveau van een gemeente of (van een combinatie van aaneengesloten) bedrijventerrein(en) gedefinieerd worden. Hot spots waar fysiek gezien eenvoudig koppeling tussen de netten zijn te maken en om posities van flexibel vermogen op het hoofdelektriciteitsnet aan te duiden, worden in het Programma Energie hoofdstructuur (PEH) energiehubs genoemd. Uitgaand van dit denken over flexibel vermogen betrekken we dit echter niet alleen op het elektriciteitsnet maar ook op de (koppeling met de) andere 2 netten. We hebben met andere woorden naar vraag, aanbod en infrastructuur hot spots gekeken.

Om de potentiële stresspunten en koppelkansen in het toekomstige energiesysteem te bepalen hebben we de diverse typen hot spots in kaart gebracht. De resultaten van de inventarisatie zijn opgenomen in deze bijlage.

Een volledige analyse van de hot spots viel buiten de scope van deze opdracht. We adviseren om als onderdeel van het vervolg een meer diepgaande analyse voor de belangrijkste hot spots uit te voeren.

### Vraag hot spots

Om de vraag hot spots te bepalen zijn de volgende criteria gebruikt:

- Wat is de totale (huidige) energievraag. Bronnen: RES tabellen en klimaatmonitor.
- Wat verandert er in de energievraag van de industrie (bedrijventerrein) door het elektrificeren van processen. Het elektrificeren van processen leidt tot grote veranderingen /stress punten verwacht worden. Bron: CBS analyse bedrijventerreinen Brabant 2018.
- Toename e-factor. De e-factor geeft de potentiële groei van de elektriciteitsvraag in de gemeente aan als warmtevoorziening geëlektrificeerd zou worden.

Bij het bepalen van de vraag hot spots is uitgegaan van het huidige energieverbruik (elektriciteit en gas) in een gemeente dan wel van bedrijventerreinen. Uit de exercitie blijkt achteraf dat de ranking in de top 5 gemeenten op basis van het totale energieverbruik exact hetzelfde is als de top 5 gemeenten o.b.v. van verbruik van bedrijventerreinen. Wel verschilt het aandeel van de industrie in die top 5 sterk van ruim 90% in Moerdijk tot bijna 45% in Tilburg.

In tabel 0-5 staat welke gemeenten als vraag hot spot in Brabant zijn aan te merken. De laatste kolom van Tabel 0-5 Vraag hot spots geeft de e-factor aan. De e-factor geeft aan hoe sterk de elektriciteitsvraag in 2050 zal groeien ten opzichte van 2020 als de gasvraag in de sectoren wordt omgezet in een elektriciteitsvraag. Deze factor wordt gebruikt om te bepalen waar sprake kan zijn van de grootste toename van de elektriciteitsvraag en daarmee een 'mogelijk worst case scenario' voor deze analyse. Uit e-factoren blijkt dat in de meeste hot spots de vraag naar elektriciteit met minstens 60 %

groeit. Voor Moerdijk is zelfs sprake van meer dan een verviervoudiging. Als we rekening houden met de efficiency verbeteringen richting 2050 van 45% dan is bij een (gemiddelde) e-factor van 1,8 de verwachte elektriciteitsvraag in 2050 gelijk aan de vraag in 2020. Dit betekent dat er vanuit de jaarvraag geredeneerd in veel gemeenten geen grote knelpunten verwacht worden.

**Tabel 0-5 Vraag hot spots**

Gemeenten	Ranking op vraag #	Vraag bedrijven terrein PJ	Vraag Gemeente PJ	e-factor
EINDHOVEN	4	7,2	17,1	1,8
TILBURG	5	6,5	14,5	1,6
BREDA	8	4,4	12,1	1,8
OSS	10	3,6	7	2,1
MOERDIJK	1	25,6	28,2	4,1
<b>Bergen op Zoom</b>	2	12,6	16,1	2,8
<b>Steenbergen<sup>28</sup></b>	3	8,8	15,1	1,4
<b>Helmond</b>	7	4,7	8,1	1,3
<b>Geertruidenberg</b>	13	2,4	3,3	1,7

## Aanbod hot spots

- Bij de hot spots hebben we ook gekeken naar het aanbod en de mogelijkheden tot groei hiervan. Hierbij is gelet op: Potentiële locaties voor grootschalige zon of windparken. Bronnen: RES1.0 en het haalbaarheidsonderzoek TUE. In de genoemde publicaties is veelal sprake van indicatie van zoekgebieden op kaarten. Tijdens de inventarisatie was er te weinig kwantitatieve informatie beschikbaar over de omvang, geschiktheid en potentie van individuele zoekgebieden. De inschatting van de potentie is daarmee subjectief maar voldoet wel nog als selectiecriteria voor het bepalen van de hot spots.
- Bedrijventerreinen met potentie om op die locatie stoffen, elektriciteit en/of warmte op netten in te voeden. Deze zouden dan als (eventueel regionale) Energie hub kunnen gaan dienen. Zie hierboven voor een verdere uitleg van de diverse soorten hubs die naar verwachting in het toekomstige energiesysteem nodig zijn. Dat bedrijfsterreinen bij voorbaat geschikt kunnen zijn als Energie hub is gebaseerd op het onderzoek Brabantse bedrijventerreinen en regionale energietransitie dat in opdracht van de provincie Noord-Brabant is uitgevoerd. Zie [Kaarten verduurzamen Brabantse bedrijventerreinen](#) voor de belangrijkste resultaten.
- Huidige en potentiële locaties waar grootschalig energieomzetting plaatsvindt en daarmee vaak veel lokale warmte- en stoomproductie beschikbaar is. Deze informatie is afkomstig uit het [Warmtebronnen register Noord-Brabant](#).

In het onderzoek Brabantse bedrijventerreinen groener en duurzamer (december 2020) is benoemd wat de verschillende karakteristieken van bedrijfsterreinen zijn in relatie tot verduurzaming. Er zijn hierbij 9 karakteristieken van bedrijventerrein onderscheiden. Vijf karakteristieken hebben een directe relatie met het op grote schaal kunnen oogsten van energie en/of het spelen van een belangrijke rol in de energietransitie voor zichzelf als de (regionale) omgeving. Dit zijn de vijf karakteristieken (enigszins bewerkt ten behoeve van de voorliggende studie):

<sup>28</sup> Uit diverse databestanden blijkt dat gegevens van Steenbergen niet compleet zijn. Daarom is er ook enige onzekerheid over bij genoemde getallen. Dit is mede aanleiding geweest om Steenbergen niet te selecteren

- *Regionale schakel hub*. Dit zijn grote terreinen met strategische ligging t.o.v. (boven) regionale energieknopen en (milieu)ruimte voor grootschalige energietoepassingen zoals productie, opslag en uitwisseling van stromen. Het zijn locaties waar een vrij grote capaciteit van energie-infra (stoffen, elektriciteit en warmte) aanwezig is en/of (op basis van ruimtelijke toekomstplannen) zal komen.
- *Energie hub*. Dit zijn grote terreinen met veel fysieke (milieu)ontwikkelruimte, strategische ligging en bedrijvigheid uit het duurzaamheidscluster. Hier is ruimte voor grootschalige productie en uitrol van nieuwe technologieën. Dit betreft zowel de heen-conversie (van overschot elektriciteit naar stoffen als de terug-conversie naar elektriciteit. De restwarmte is dan bruikbaar in de warmte infra ter plaatse.
- *Procescomplex*. Groot terrein met hoog energieverbruik door aanwezigheid procesindustrie.
- *Greenfield complex*. Veel ontwikkelruimte voor een duurzaam integraal energieconcept.
- *Logistiek complex*. Veel dakoppervlak voor grootschalige opwekking van elektriciteit uit zonne-energie. Als ook een onderstation voor elektriciteit aanwezig is, is ook afzet mogelijk.

In onze inventarisatie voor de hot spots hebben we ons beperkt tot de schakel en -energiehubs. uit deze verkenning naar verduurzaming. In een latere fase zal ook gekeken kunnen worden naar terreinen voor 1 bedrijf (zoals Bavaria en Nyrstar te Budel) die buiten de scope van dit onderzoek vielen.

Uit de analyse van bovenstaand onderzoek blijkt dat Eindhoven en Tilburg over 5 en 9 schakel en/of energiehubs beschikken. Daarnaast hebben ook Breda en Oss met vier en drie schakel- en energiehubs veel ruimte. Tien gemeenten uit de top 19 hebben geen of slechts één bedrijventerrein geclassificeerd als schakel- of energiehub. Overigens ook hier geldt dat deze aantallen niet alles zeggen. Een qua m<sup>2</sup> zeer groot terrein kan net zoveel oogst potentie hebben als 3 minder grote terreinen in samen.

Uit de indicatieve inschattingen vanuit de RES lijkt er voorlopig in de onderzochte gemeenten alleen in Oss potentieel voor grootschalige productie met zon en wind. Daarmee is er een beeld te geven van wat extra aanbod kan worden ter plaatse van deze hot spots mogelijk is. Zie hiervoor Tabel 0-6.

**Tabel 0-6 Aanbod hot spots**

Gemeenten	Ranking	Schakel hubs (#)	Energie hubs (#)	Potentieel zon	Potentieel wind
<b>EINDHOVEN</b>	2	3	2	?	?
<b>TILBURG</b>	1	5	4	?	?
<b>BREDA</b>	3	3	1	●	●
<b>OSS</b>	4	1	2	●	●
<b>MOERDIJK</b>	8	0	1	●	●
<b>Bergen op Zoom</b>	7	0	1	●	●
<b>Steenbergen</b>	9	0	0	●	●
<b>Helmond</b>	5	0	2	?	?
<b>Geertruidenberg</b>	6	1	1	●	●

Legenda: ● = groot, ● = redelijk, ● = beperkt/nihil

## Infrastructuur Hot spots

Voor de Infrastructuur hot spots hebben we gekeken naar de

- Aanwezigheid van onderstations (bestaand of nieuw) en karakteristieken van die stations. Hierbij hebben we ook gekeken naar het aantal onderstations. Bron: Enexis investeringsplan
- Verloop van kabels, leidingen en buizen (bestaand en nieuw). Hiervoor hebben we diverse bronnen gebruikt. Zie hoofdstuk 3 transit.

Bij het ranken van de infrastructuur hot spots is onder andere gekeken naar het aantal bestaande en geplande onderstations en 380 KV stations, de ligging nabij bestaande gasleidingen bestaande warmteleidingen en mogelijke tracés voor nieuwe (buis)leidingen voor gassen (inclusief waterstof en CO<sub>2</sub>). Bij gasleidingen maken we onderscheid tussen Hoog calorisch gas (HG) en gas uit Groningen dat laag calorisch is (G-gas), Zie Tabel 0-7 voor een overzicht van de scores.

De hoofdinfrastructuur voor het warmtenet is in deze exercitie beperkt tot het Amernet. De andere (plannen voor) warmtenetten betreffen lokale plannen en zijn dus van een ander niveau. Voor de nieuwe (buis)leidingen voor waterstof en gassen gaat het veelal over alternatieve ideeën voor mogelijke routes en soms voor gereserveerde stroken grond. In de meeste gevallen is er nog geen besluit genomen over de leiding laat staan het exacte tracé.

Tabel 0-7 geeft de aanwezigheid van 3 soorten infra en geeft daarmee ook een indicatie in welke mate zij mogelijk op deze locaties aan elkaar te koppelen kunnen zijn voor het verkrijgen van meer flexibiliteit in het toekomstige energiesysteem.

Uit de scores voor de infrastructuur blijkt dat er vooral kansen liggen in Eindhoven en Tilburg en Moerdijk om als Energie hub te kunnen gaan dienen in het toekomstige energiesysteem (van 2050). Nochtans zijn er meerdere bedrijventerreinen die als schakel- of energiehub worden aangemerkt in de rapportage over verduurzaming van bedrijfsterreinen. In een vervolgonderzoek zou kunnen worden nagegaan welke flexibiliteitsposities zij zouden kunnen gaan vervullen.

**Tabel 0-7 Infrastructuur hot spots**

Gemeenten	Ranking op infra	onder stations #	380 KV #	H2 leidingen	Leiding straat & Gas	Warmte leiding
<b>EINDHOVEN</b>	1	4	2	/●/●	●	
<b>TILBURG</b>	2	3	2	●	●	●
<b>BREDA</b>	6	2	0	●	●	●
<b>OSS</b>	4	1	0	●	●	
<b>MOERDIJK</b>	3	1	1	●	●	
<b>Bergen op Zoom</b>	7	1	1	●	●	
<b>Steenbergen</b>		0	-	-	-	
<b>Helmond</b>	5	2	1	●/●	●	
<b>Geertruidenberg</b>	-	1	-	●	-	●

Legenda: ● = aanliggend, ● = redelijk nabij, ● = op afstand

Tabel 0-8 geeft gesorteerd naar RES de belangrijkste regionale schakel- en energiehub zoals geïdentificeerd in het onderzoek Brabantse bedrijventerreinen en regionale energietransitie. In deze tabel is met een asterisk (\*) aangegeven welke hubs ook een greenfield terrein zijn. Dit zijn terreinen waar nog nieuwe bedrijventerreinen gebouwd gaan worden. Op deze terreinen kan dus de inrichting



optimaal afgestemd worden aan de eisen en wensen van de energiefunctie (productie, opslag etc) van het terrein. Deze hubs zullen minimaal in beschouwing genomen moeten worden in het vervolgonderzoek. Opvallend is dat in het onderzoek Geertruidenberg met het Amercentrale terrein niet als energie hub is aangemerkt. Deze locatie lijkt erg geschikt als energie hub.

**Tabel 0-8 Regionale schakelhubs en energie hubs in Noord-Brabant**

	Regionale Schakelhub	Energiehub
Eindhoven	Park Forum (Reg)* GDC Eindhoven Acht* (Reg) Brainport Innovatie Campus*	De Hurk GDC Eindhoven Acht
Tilburg	Vossenberrg* Vossenberrg West I* Vossenberrg West II* Katsbogten* Wijkevoort*	Vossenberrg Vossenberrg West I Katsbogten Wijkevoort
Moerdijk		Moerdijk*
Breda	Hoogend* Emer Zuid Krogten Zuid	Krogten Zuid
Oss	Vorstengrafdonk*	Molenend Dalenhoef
Helmond		Hoogend BZOB terrein
Geertruidenberg	Plan Gasthuiswaard*	

Op een locatie van het Amercentrale terrein is een zwaar uitgevoerd elektriciteitsnet aanwezig (hoofdnet 380 kV) en een warmtenet, Overschotten van elektriciteit kunnen via een omzettingsinstallatie (van enkele hectares groot) naar een molecuul worden gebracht (zoals waterstof). Via een gasnet kan dit getransporteerd worden naar een locatie waar de lange termijn opslag plaatsvindt ook is opslag op locatie mogelijk. Het meest aannemelijke is echter dat deze hoeveelheden zo groot zijn dat dit beter –via een gasbuis- naar een caverne zoals Zuidwending (Noord-Nederland)) kan worden vervoerd. Bij deze omzetting naar elektriciteit wordt warmte geproduceerd die aangeleverd kan worden voor het warmtenet. Ook is op locatie een warmtebuffering mogelijk. Met de huidige technieken zou dit een Warmte Koude opslag (WKO) kunnen zijn (met een ruimtebeslag van enkele hectares) of een klein ondergronds buffervat.

## Bijlage F. Termen, definities en eenheden

**Aquathermie.** Dit is een groep oplossingen waar met een warmtewisselaar (vaak gecombineerd met een warmtepomp) warmte wordt onttrokken aan oppervlaktewater, afvalwater of drinkwater.

**COP van een warmtepomp.** De Coëfficiënt of Performance geeft de verhouding tussen de afgegeven hoeveelheid warmte tegenover het elektriciteitsverbruik (opgenomen vermogen) van de warmtepomp. Als van alle energie die een warmtepomp levert, vier delen energie uit een bron (lucht of water) en één deel van elektriciteit komt, dan is de COP van de pomp 5.

**Demand response.** Demand response wordt ook wel vraagsturing genoemd. Door onder andere financiële prikkels maar ook door slimme informatiediensten en aansturing wordt daarbij gestreefd om vooral energie te gebruiken als er veel aanbod van duurzame bronnen is. Een goed voorbeeld zijn wasmachines die je kunt programmeren om te draaien in een periode dat je zonnepanelen veel opbrengsten genereren.

**Energiehuishouding.** Het totaal van alle voorzieningen en maatregelen om de energiemix in te zetten voor gebruik voor de functies (wonen, werken verplaatsen) in een gebied. Dit betreft dan alle bronneninstallaties en de andere technische voorzieningen om de energie in te zetten voor gebruik. Oftewel de energienetten en overige logistieke voorzieningen (zoals schepen, tankauto's) om alle energiedragers (inclusief zoals poeders en korrels) te distribueren naar de plaatsen/functies waar de energie wordt gebruikt. Naast deze harde technische aspecten worden ook de zachtere aspecten tot de energiehuishouding van een gebied gerekend. Dit betreft dan de opvattingen omtrent 'wat is goed en fout' (de waarden) en 'hoe doen wij dat hier (in samenspel)' (de normen) waaronder de wet- en regelgeving. Definitie uit context document van Noord-Brabant.

**Energie-infrastructuur.** We onderscheiden 3 energie infrastructuren: elektriciteit, warmte en stoffen. Bij stoffen gaat het om vaste en vloeibare stoffen en gassen die als brandstof gebruikt kunnen worden. De infrastructuur bestaat uit een combinatie van energiebronnen, opslag, infrastructuur (leidingen, pijpen, buizen).

**Energiemix.** De energiemix bestaat uit een combinatie van warmtebronnen, bronnen voor elektriciteit en stoffen (zoals biogas, waterstof) waarmee aan de energievraag in Brabant voldaan kan worden.

**Energienetten.** Energienetten omvatten de energie-infrastructuur en de control systemen om het systeem goed te laten functioneren.

**ETM- Energietransitiemodel.** Een open source softwaremodel voor het doorrekenen van energiesystemen. Wordt door veel RES'en provinciale systeemstudies en door de netbeheerders gebruikt.

**Feedstock.** Feed stock is grondstof die gebruikt wordt in de industrie. In ons onderzoek hebben we alleen gekeken naar feed stock die ook gebruikt kan worden als energiebron. Zo gebruiken we in Nederland momenteel aardolie als feed stock voor de chemische industrie om plastic mee te maken en als bron voor brandstof bijvoorbeeld om benzine of diesel te maken.

**Gebouwde Omgeving.** De gebouwde omgeving bestaat uit woningen en gebouwen voor winkels, kantoren, scholen sporthalen en hotels (zogenaamde utiliteiten of dienstverlening).

**Hernieuwbaar gas (HG).** Alle soorten gas die worden geproduceerd uit hernieuwbare bronnen. Dit betekent dat de grondstoffen van het gas snel te 'vernieuwen' zijn, zoals GFT, houtsnippers of mest. In het context document van de provincie Noord-Brabant staat hierover het volgende: Hernieuwbaar Gas (HG) staat voor alle gassen en vloeistoffen die op een herwinbare wijze zijn verkregen ten behoeve van

de energiehuishouding. Alternatieve aanduidingen kunnen zijn/worden: HF (Hernieuwbare Fuels) of RF (Renewable Fuels). Deze terminologie is nodig om kort aan te kunnen duiden wat wordt bedoeld ten opzichte van andere afbakeningen van stoffen die gerelateerd kunnen worden aan de energietransitie en/of stoffen voor de chemische industrie. Waarbij onder de term Herwinbaar Gas kan worden gedacht aan allerlei soorten gassen. Bijvoorbeeld uit de koolwaterstofcontext: waterstof en methaan. Een bijzonderheid is CO<sub>2</sub>. Dit is wel een gas maar draagt geen energie in zich. Het is daarom geen energiedrager in het energiesysteem. Het is wel een gas dat mogelijk in de context van de energietransitie aandacht krijgt. Het kan zowel per schip als per buis worden vervoerd.

**Jaarprofielen.** Jaarprofielen geven de ontwikkeling van een energievraag (van een apparaat, huishouden, wijk, stad et cetera) of het aanbod van een energiebron door het jaar heen weer. Daarnaast gebruiken we jaarprofielen om aan te geven hoe vol een energieopslag is. Jaarprofielen in deze studie zijn profielen die vraag en aanbod op uurbasis weergeven voor een normaal weer jaar. Naast jaarprofielen op uur basis gebruiken netbeheerders ook jaarprofielen op minuten basis. Naast profielen voor een normaal weer jaar zijn er aparte profielen voor bijvoorbeeld strenge winters.

**Mobiliteit.** Verplaatsingen van personen, goederen (niet aan energie gerelateerd) zoals via personenauto's, bussen, trucks, schepen en vliegtuigen.

**Reductiefactor (van energie-installaties).** Het aanbod van veel duurzame energiebronnen varieert in de loop van een jaar. Bij veel duurzame bronnen is sprake van een natuurlijke cycli waardoor de leveringskarakteristiek varieert: van soms meer/soms minder wind en idem voor licht als gevolg van dag/nacht en zomer/winter ritmes. *Ter vergelijking: een brandspuitpomp die gedurende jaar vol aan staat vult een y aantal zwembaden. Echter wanneer het aanbod van de brandspuitpomp fluctueert zal op dit totaal van een jaar een reductiefactor moeten worden toegepast. Enkele belangrijke reductiefactoren zijn wind op zee 0,5, wind op land 0,25 zonnepanelen (zon-PV) 0,1 (bron TUE 2019).*

**Smart Delta Resources.** Het industriële clusters Zeeland en Oost-Vlaanderen. Een van de zes industriële clusters in Nederland die een energiestrategie opstellen.

**Transit.** Dit betreft energie(stoffen) die via kabels, buizen maar ook via goederentransport via de provincie Noord-Brabant naar andere delen van Nederland en aangrenzende landen getransporteerd worden.

**Transport.** In deze rapportage geldt dat de term transport ALLEEN wordt gebruikt voor het verplaatsen van energie (via kabels, leidingen, buizen en eventueel in units (zoals tankwagens, trucks). Het is dus – in dit rapport- niet te verwarren met de term mobiliteit.

**Vermogen (van energie-installaties).** Het vermogen van verschillende energie-installaties is de hoeveelheid energie die (door een bron(installatie) geleverd wordt per seconde. *Een voorbeeld van een vermogen: een brandspuitpomp levert x liter water per seconde.* Het vermogen van een bijvoorbeeld een windturbine wordt uitgedrukt in MegaWatt (MW). 1000 Mw = 1 GW.

**Zon-PV** = solar-pv = zonnepanelen – photovoltaic = panelen die (dag)licht vangen en omzetten in elektriciteit. Deze panelen worden steeds meer geïntegreerd in allerlei soorten oppervlakken (daken, gevels, geluidswallen, asfaltwegen).

**Zonthermisch** = solar-thermisch – (dag)licht geeft ook warmte. Dit vangen gebeurt soms in combinatie (tevens koeling van zon-PV panelen). Zonthermische installaties worden gecombineerd met oppervlakken (zoals daken en gevels) en/of in oppervlakken geïntegreerd (zoals wegen en/of pleinen met een asfalt laag).

## Bijlage G. Afkortingen en instanties

<b>Blue Dolphin</b>	Europees subsidieprogramma om (olie) tankers om te bouwen voor vervoer van LOHC.
<b>BZK</b>	Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelatie
<b>CES</b>	Cluster Energie Strategie. Dit betreft de energiestrategieën voor 6 industriële clusters in Nederland. in Nederland: Rotterdam-Rijnmond, Noordzeekanaalgebied, Chemelot, Noord Nederland, SMART Delta Resources (Zeeland en Oost Vlaanderen) en het zesde industriële cluster 'overige industrie'.
<b>Circular Bio based Delta</b>	Stichting die zich sterk maakt voor de groei van de biobased economie in de Delta regio. Met name de provincies Zuid-Holland, Zeeland en Noord-Brabant zijn belangrijke stakeholders van de stichting.
<b>COP</b>	<b>COP van een warmtepomp.</b> De Coefficient of Performance geeft de verhouding tussen de afgegeven hoeveelheid warmte tegenover het elektriciteitsverbruik (opgenomen vermogen) van de warmtepomp, Zie verder bijlage F.
<b>EZK</b>	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
<b>ETM</b>	Energie Transitie Model. Een model voor het doorrekenen van energiesystemen in combinatie met een beeld op de gewenst energiehuishouding van een gebied. Wordt door veel door RES'en , adviesbureaus en door de netbeheerders gebruikt. Omdat diverse provincies (net als de II3050) ook verschillende extremen op het gebied de toekomstige vraag gebruiken is in die context ook het ETM gebruikt. Het ETM kent geen ruimtelijke weergave van de keuzen.
<b>I&amp;W</b>	Ministerie van Infra & Waterstaat
<b>JTF</b>	Just Transition Fund
<b>LOHC</b>	Liquid Organic Hydrogen Carrier. Ongevaarlijke vloeistof waarin waterstof met een hoge(re) energiedichtheid wordt vervoerd.
<b>MIEK</b>	Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
<b>NAL</b>	Nationale Aanpak Laadinfra
<b>NPRES</b>	Nationaal Programma Regionale Energie Strategie <a href="http://www.npres.nl">www.npres.nl</a>
<b>P2G</b>	Power to Gas. Een verzameling van technologieën om elektriciteit (power) wordt om te zetten in een gas, omdat gas makkelijker voor lange tijd en in bulk kan worden opgeslagen dan elektriciteit. Meestal gaat het om opslag in de vorm van waterstof maar het kan ook om andere gassen gaan.
<b>PES</b>	Programma Energie Systeem (in oprichting)

<b>PEH</b>	Programma Energie Hoofdstructuur
<b>PIDI</b>	(Nationaal) Programma Infrastructuur Duurzame Industrie
<b>RAL</b>	Regionale Aanpak Laadinfra
<b>RES</b>	Regionale Energie Strategie
<b>TIKI</b>	Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie
<b>Zonne scan Brabant</b>	<a href="http://www.zonnescanbrabant.nl">www.zonnescanbrabant.nl</a>

## Bijlage H. Deelnemers infralabs

Tijdens deze studie is onder andere tijdens 2 infralabs afstemming gezocht met diverse stakeholders. Hieronder volgt een overzicht van de deelnemers aan de infralabs.

### NETBEHEERDERS

Robert Aerts	Strategie netten – Enexis
Ton Schuurmans	Enexis
Raoul Bernards	Enexis
Alexander Savelkoul	Vernieuwing infra - Enpuls
Ton Goossens	Warmtenetten-Ennatuurlijk
Gert van der Lee	Tennet

### MOERDIJK

Manon Baartmans	Programmering activiteiten
Annemiek Govaarts	Milieu programmering
Edgar van Leest	Alliantie manager

### REGIO's

Victor van den Berg	West
Eric Spies	Noord-Oost
Ronald Kraus	ZO/MRE
Paul van Dijk	Hart van Brabant

### BOM

Raoul Oomen	Business Development Industrie
Linda van Hilten	Development Renewable Energy

### BRABANTSE ENERGY LEADERS (BEL GROEP)

Dirk Wenting	Bavaria- duurzaamheidscoördinatie
Tom van Wandelen	Bavaria - energiemanager
Jef Verboven	Fuji film - duurzaamheidscoördinatie
Jos Peeters	Coca Cola- duurzaamheidscoördinatie
Rene van Deursen	MSD Animal Health- idem

### PROVINCIE

Jan Roggeband	Energiesysteemstudie eerste fase
Amber Lafeber	RES'en - o.a. secretaris stuurgroep
Simon van de Beek	BEL groep –secretaris- infragroep
Yvonne Boerakker	Industrie strategie
Waldo Maaskant	Circulaire economie/Moerdijk
N. van Nuland	Bedrijventerreinen en energie



## Bijlage I. Gebruikte literatuur

Arcadis en Pondera consult (2020) – NED MER Net op zee IJmuiden Ver Beta

Berenschot, Kalavasta (2020) – Klimaatneutrale energiescenario's 2050, scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050

Blueterra (2019) - Verduurzaming Brabantse industrie, een verkennend onderzoek naar energiegebruik en besparingspotentieel van de middelgrote en grote industrie in Noord-Brabant

Buck Consultants International (2019)- Brabantse bedrijventerreinen en regionale energietransitie: onlosmakelijk verbonden in de route naar een duurzame toekomst

CBS (2016)- Fact sheet Nord Brabant

CBS (2019) – Levering aardgas en elektriciteit via het openbare net aan bedrijventerreinen in Noord-Brabant.

CBS (2020) – Warmtemonitor 2019.

CE Delft (2018), Contouren instrumenten routekaart groen gas

CE Delft (2020) – Stroomstudie Limburg

Chemelot-tafel (2020) Regioplan cluster Chemelot 2030

DNV GL (2017) Biomassapotentieel in Nederland: verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland

DNV GL (2020) Task Force Infrastructuur klimaatakkoord Industrie, TIKI Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1

EBN Energiebeheer Nederland, (2020) Warm, waarde van aardwarmte en regionale mogelijkheden. Een studie naar de potentie van aardwarmte als duurzame warmtebron voor de gebouwde omgeving, glastuinbouw en industrie.

Gasunie en TENNET (2019) Infrastructure outlook 2050

Klimaattafel Haven en industrie Rotterdam-Moerdijk (2020) Clusterplan industriecluster Rotterdam-Moerdijk

Metropool regio Eindhoven (2020) Concept Regionale Energie Strategie: energiek en innovatief

Netbeheer Nederland (2017) – Net voor de toekomst

Netbeheer Nederland (2020) – Fact sheet opschalbare oplossingen voor transport schaarste

PBL (2014) Biomass, wishes and limitations

PBL (2019), Klimaatakkoord

Provincie Limburg (2020) – Stroomstudie Energie-infrastructuur Limburg; integrale systeemstudie gas, elektriciteit, CO<sub>2</sub> en warmte

Provincie Noord-Brabant (2018) – De kwaliteit van Brabant, visie op de Brabantse leefomgeving

Provincie Noord-Brabant (2018) – Energieagenda 2019-2030

Provincie Noord-Brabant - Kansen voor verduurzaming bedrijventerreinen

Provincie Noord-Brabant – Warmtebronnen register Noord Brabant (december 2020)

Provincie Noord Brabant- Dataportaal (december 2020) . Op het dataportaal van de Provincie Noord-Brabant worden informatieve visualisaties beschikbaar gesteld over verschillende thema's zoals energie. Met behulp van indicatoren wordt meer inzicht gegeven wat de provinciale organisatie op dit thema verricht.

Provincie Noord-Brabant- Brabantse bedrijventerreinen groener en duurzamer (december 2020)  
<https://www.brabant.nl/onderwerpen/energie/energie-en-gebouwde-omgeving/warmtebronnen-in-brabant>.

Provincie Zuid-Holland – Waterstofvisie en strategie, de rol van waterstof in de energie en grondstoffen transitie in Zuid-Holland 2030 (-2050)

Regio Hart van Brabant (2020) Regionale Energie en Klimaatstrategie REKS bod concept

Regio Noord Oost Brabant (2020) Concept RES Regio Noord Oost Brabant

Regio West-Brabant (2020) RES West Brabant concept, onze nieuwe energie in 2030

RVO-WKO bodemenergietool. wkotool.nl

Smart delta resource (2020) Regioplan 2030-2050

STOWA (2017) - Potentieel energie uit afvalwater

TUe (2018) Brabant op 100% wind, water en zon, Haalbaarheidsonderzoek t.b.v. de Energieagenda 2019-2030