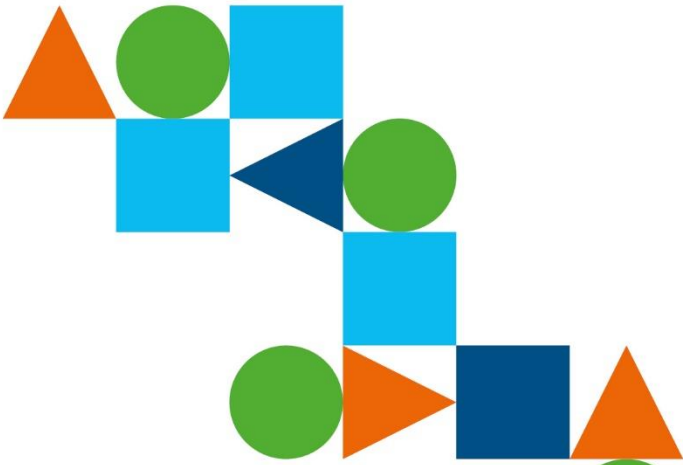
Merosch

Zet koers naar morgen!

Oplossingen voor netcongestie bij bedrijven

Praktijkvoorbeelden met toekomstig potentieel en kosten per oplossing



Datum	28 mei 2024
Projectnummer	3493
Status	Definitief
Auteurs Merosch	Derko Budding, Pim Munters, Robbert van Rijswijk
Auteurs CE Delft	Lucas van Capellen, Charley Bakker, Florian Hesselink

CE Delft

Inhoudsopgave

Samenvatting 4
Factsheets en praktijkvoorbeelden oplossingen 4
Potentieel van oplossingen 4
Kosten van oplossingen t.o.v. de maatschappelijke kostprijs netcongestie 5
1 Inleiding 6
1.1 Aanleiding 6
1.2 Doel van het onderzoek 6
1.3 Doelgroep 7
1.4 Leeswijzer 7
2 Onderzoeksopzet 8
2.1 Procesaanpak 8
2.2 Onderzoeksmethode 8
2.2.1 Methode voor selectie voorbeeldprojecten 8
2.2.2 Methode voor bepalen potentieel schaalbare oplossingen 9
2.2.3 Methode voor bepalen kosten en opbrengsten schaalbare oplossingen 9
2.3 Klankbordgroep 10
3 Interpretatie resultaten 11
3.1 Praktijkvoorbeelden met oplossingen voor netcongestie 11
3.1.1 Algemene bevindingen 11
3.1.2 Succesfactoren 11
3.1.3 Knelpunten 12
3.2 Categorisering van de voorbeelden 12
3.2.1 Individuele oplossingen 13
3.2.2 Collectieve oplossingen 14
3.2.3 Conclusie verdeling oplossingen 14
3.3 Potentieel oplossingen voor netcongestie 16
3.3.1 Overzicht potentie en relatie maatregelen 16
3.3.2 Sturing achter-de-meter 18
3.3.3 Elektriciteitsopslag 20
3.3.4 Elektriciteitsconversie 21
3.3.5 Cable pooling 22
3.3.6 Directe lijn 23
3.3.7 Capaciteitsbeperkingscontract 25
3.3.8 Energiehubs met groepscontracten 25
3.4 Kostenanalyse 26
3.4.1 Andere studie over maatschappelijke kostprijs netcongestie 27
3.4.2 Sturing achter-de-meter 29
3.4.3 Elektriciteitsopslag 31

3.4.4 Elektriciteitsconversie....32
3.4.5 Cable pooling....33
3.4.6 Directe lijn....34
3.4.7 Capaciteitsbeperkingscontract....35
3.4.8 Energiehubs met groepscontract....36
3.4.9 Conclusie kosten netcongestie en oplossingen....38
4 Aanbevelingen....40
4.1 Ondernemers....40
4.2 Overheden....40
Bijlages....42
Bijlage 1: Overzicht referentievoorbeelden....42
Bijlage 2: Diagrammen verdeling referentievoorbeelden....46
Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen....47
Sturing achter-de-meter....47
Elektriciteitsopslag....47
Elektriciteitsconversie....48
Cable pooling....48
Directe lijn....49
CBC....50
Energiehub en groepscontract....51
....52

Samenvatting

Op steeds meer plaatsen in Nederland is sprake van netcongestie. De netbeheerder moet hierdoor in veel gevallen aanvragen voor (de uitbreiding van) transportcapaciteit weigeren. Dit kan frustrerend zijn voor bedrijven. Toch zijn er ook voorbeelden waar een oplossing is gevonden, waardoor bijvoorbeeld wel extra verbruik of opwek gerealiseerd kon worden.

Dat is de aanleiding geweest voor Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) om aan Merosch en CE Delft te vragen deze recente succesvolle projecten in beeld te brengen. Deze projecten zijn in deze studie ingedeeld in zeven schaalbare oplossingen voor netcongestie. Daarnaast is voor elke oplossing bepaald hoeveel potentieel (in MW) er in 2030 is. De kosten van elke oplossing zijn vergeleken met de maatschappelijke kostprijs van netcongestie.

Factsheets en praktijkvoorbeelden oplossingen

Op basis van een praktijkonderzoek zijn 49 praktijkvoorbeelden opgehaald. Hieruit zijn in totaal 7 oplossingen gedestilleerd. Deze oplossingen zijn uitgewerkt in aparte factsheets voor ondernemers met praktische voorbeelden. Dit betreft een apart product naast dit rapport. De oplossingen zijn in twee categorieën in te delen:

1. Individueel: oplossingen die zelf achter de netaansluiting gerealiseerd kan worden
2. Collectief: oplossing waar netaansluiting gedeeld moet wordt, al dan niet in samenspraak met de netbeheerder

Individuele oplossingen

1. Energiesturing achter de meter: oplossing voor opwek- en afnamenetcongestie
2. Elektriciteitsopslag: oplossing voor opwek- en afnamenetcongestie
3. Elektriciteitsconversie: oplossing voor opweknetcongestie
4. Capaciteitsbeperkingscontract (CBC): oplossing voor opwek- en afnamenetcongestie

Wanneer een oplossing achter de eigen netaansluiting uitgevoerd is of niet haalbaar blijkt te zijn, kan een ondernemer op zoek gaan naar een oplossing met omliggende gebouwen of voorzieningen met een netaansluiting. Dit gaat om de volgende oplossingen:

Collectieve oplossingen

5. Cable pooling: oplossing voor opweknetcongestie
6. Directe lijn: oplossing voor opweknetcongestie
7. Groepscontracten: oplossing voor opwek- en afnamenetcongestie

Potentieel van oplossingen

Het kansrijke potentieel van de oplossingen omvat hoeveel vermogen er met deze oplossing in 2030 gerealiseerd kan worden. Dit potentieel is bepaald om vast te stellen welke oplossingen de grootste bijdrage kunnen leveren aan de netcongestieproblemen en waar ondernemers en overheden zich op kunnen richten. De technieken elektriciteitsopslag en elektriciteitsconversie hebben het potentieel om extra duurzame opwek direct te realiseren en te kunnen gebruiken.

Uit het onderzoek is gebleken dat er veel potentie zit in de individuele oplossingen. Met sturing-achter-de-meter kunnen bedrijven binnen hun bestaande aansluiting potentieel ontsluiten voor extra flexibel vermogen en netcongestieproblemen voorkomen. Met flexibel transportvermogen (bijvoorbeeld via het capaciteitsbeperkingscontract) kan er extra transportvermogen ontsloten worden door één bedrijf. Met een collectieve oplossing in de vorm van een groepscontract kan er nog extra potentieel in 2030 ontsloten worden. Echter, de actualiteit heeft laten zien dat dit potentieel mogelijk lager ligt, door beperkingen vanuit de netbeheerder. Deze veranderingen zijn nog niet meegenomen in deze studie. De oplossingen directe lijn en cable

pooling vallen qua potentieel ook binnen dit totaal, maar zijn alleen een oplossing voor opweknetcongestie en hebben daarom een kleiner potentieel.

Kosten van oplossingen t.o.v. de maatschappelijke kostprijs netcongestie

De kosten en baten van de oplossingen zijn in kaart gebracht, zoals investeringskosten en operationele kosten. Mogelijke voordelen door het benutten van subsidieregelingen, zoals de SDE++ of de EIA, zijn hier niet in meegenomen. De baten zijn bijvoorbeeld lagere kosten voor een netaansluiting of additionele inkomsten voor verkochte energie. Deze netto kosten voor de oplossingen zijn vergeleken met de maatschappelijke kostprijs van netcongestie uit een recente studie van Ecorys. Dit geeft weer wat de maatschappelijke kosten zijn van de toegevoegde waarde van het bedrijf als één MWh vanwege netcongestie niet gebruikt kan worden of één MWh duurzame elektriciteit niet ingevoed kan worden. Door deze twee resultaten te vergelijken wordt duidelijk of een oplossing goedkoper of duurder is dan de waarde die voor de maatschappij met de oplossing gecreëerd kan worden. De maatschappelijke kostprijs van netcongestie is opgehaald voor twee sectoren waar de oplossing toegepast kan worden.

De conclusie is dat de kosten van alle oplossingen over het algemeen lager zijn dan de kosten als gevolg van netcongestie voor de afname van elektriciteit. Dit hangt onder andere af van de sector waar de oplossing wordt toegepast. Bijvoorbeeld de oplossing batterijopslag in de logistieke sector zal in sommige gevallen duurder zijn dan de kostprijs van netcongestie. Naarmate logistieke bedrijven elektrificeren, zal de economische output afhankelijker worden van elektriciteit en stijgen de kosten van netcongestie. In dit geval kent de oplossing wel lagere kosten dan de maatschappelijke kostprijs en is de oplossing dus wenselijk vanuit maatschappelijk perspectief. In sectoren zoals IT en juridische dienstverlening is de toegevoegde waarde van één MWh elektriciteit veel groter, wat te zien is in de hoogte van de kosten van netcongestie in deze sectoren. Zowel voor de huidige als toekomstgerichte bedrijfsvoering in die sectoren geldt dat de kosten voor batterijopslag lager zijn dan de kosten die worden opgelopen door het niet gebruik kunnen maken van het elektriciteitsnet.

Voor oplossingen voor opweknetcongestie (invoeden van elektriciteit door zon en wind) is de maatschappelijke kostprijs veel lager dan voor afname. Dit is ook afhankelijk van hoeveel CO_2 er gereduceerd wordt met het invoeden van de elektriciteit. Cable pooling, warmteconversie en een directe lijn zijn mogelijk kosteneffectief. Elektriciteitsopslag en de productie van waterstof kent hogere kosten de maatschappelijke kostprijs van duurzame elektriciteitsproductie en zijn dus niet effectief.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Grote delen van Nederland hebben inmiddels te maken met een vol elektriciteitsnet. Dit heeft geen gevolgen voor bestaande en al aangesloten activiteiten, maar wel voor activiteiten die een nieuwe aansluiting nodig hebben of een verandering in activiteit waarvoor een grotere aansluiting nodig is. Dit betekent dat er voor nieuwe of grotere aansluitingen een file begint te ontstaan. Op sommige momenten dreigt er niet genoeg capaciteit te zijn om alle elektriciteit te transporteren. Soms is er op een bepaalde locatie in het net een piekvraag naar elektriciteit. Een andere keer is er op een locatie veel opwek en is er een piek in de opwek van elektriciteit. Dit is bijvoorbeeld het geval wanneer elektriciteit wordt geproduceerd door windturbines of zonnepanelen.

Daardoor bestaat er een risico dat op bepaalde momenten de capaciteit van het elektriciteitsnet onvoldoende is om alle elektriciteitstransport te verzorgen. Met als mogelijk gevolg dat delen van het net uitvallen. De netbeheerders willen dit ten alle tijden voorkomen en zijn zo genoodzaakt drastische maatregelen te treffen. De meest effectieve maatregel is het tijdelijk weren van nieuwe aanvragen voor transport via het elektriciteitsnet. Dit geldt op dit moment voor de gebieden waar code oranje en rood geldt volgens de capaciteitskaarten van de netbeheerders.

Om deze problemen op te lossen en verdere knelpunten op het elektriciteitsnet te voorkomen wordt door de verschillende netbeheerders hard gewerkt aan uitbreiding. Dit kost veel tijd en geld. In de tussentijd worden de netgebruikers zoals bedrijven en instellingen uitgedaagd efficiënter en bewuster om te gaan met de beschikbare capaciteit. De netcongestieproblemen zorgen er nu in sommige gevallen al voor dat verduurzamingsprojecten stil komen te liggen. Toch zijn er ook voorbeelden van gebouweigenaren die samen met de netbeheerder succesvol een oplossing hebben gevonden, waardoor bijvoorbeeld wel extra verbruik of opwek gerealiseerd kon worden. Dit kan cruciaal zijn voor de verduurzaming en/of uitbreiding van maatschappelijke en economische activiteiten.

Dat is de aanleiding geweest voor Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) om aan Merosch en CE Delft te vragen deze recente succesvolle projecten in beeld te brengen. Daarbij richt het onderzoek zich primair op de doelgroep van ondernemers die opzoek zijn naar concrete haalbare oplossingen. De wens vanuit RVO is om met dit onderzoek de mogelijk succes- en faalfactoren te achterhalen zodat overheden hier gerichter beleid op kunnen voeren.

1.2 Doel van het onderzoek

Het onderzoek biedt praktische handvatten aan bedrijven en instellingen met een grootverbruikersaansluiting die willen uitbreiden of verduurzamen en daarbij te maken hebben met netcongestieproblemen.

Dit vertaalt zich naar de volgende vier subdoelen:

1. In beeld brengen van oplossingen aan de hand van praktijkvoorbeelden
2. Het technisch potentieel van de oplossingen voor Nederland bepalen
3. De kosten en baten van de oplossingen inzichtelijk maken
4. Knelpunten achterhalen zodat overheden hier gerichter beleid op kunnen maken

De volgende hoofdvraag is gedefinieerd:

Wat is de potentie van beschikbare oplossingen die projecten mogelijk maken in netcongestiegebieden voor afname en invoeding?

Het beantwoorden van deze hoofdvraag wordt gedaan door de volgende 3 deelvragen te beantwoorden:

1. Wat zijn herhaalbare oplossingen die projecten mogelijk maken in netcongestiegebieden?
   Aan de hand van praktijkvoorbeelden worden oplossingen geïdentificeerd die op meerdere locaties en voor verschillende gebouweigenaren toegepast kunnen worden.
2. Wat is het effect van gestandaardiseerde oplossingen op het potentieel van de te realiseren projecten?
   Hier wordt onderzocht waar het potentieel zit per oplossing en onder wat voor omstandigheden het potentieel maximaal benut kan worden. Op basis van de praktijkvoorbeelden wordt gekeken onder welke condities de oplossing toepasbaar is.
3. Wat zijn de kosten per gestandaardiseerde oplossing en wat levert dit op?
   Om deze vraag te beantwoorden wordt op basis van de gevonden praktijkvoorbeelden en beschikbare kengetallen bij Merosch en CE Delft een kostenanalyse gemaakt. Hiermee kan een globale vergelijking worden uitgevoerd met een studie naar de maatschappelijke kostprijs van netcongestie.
4. Welke factoren en/of interventies hebben tot succesvolle realisatie geleid van oplossingen in netcongestiegebieden en welke beleidsmaatregelen zouden hieruit kunnen volgen?
   Hier wordt op basis van de praktijkvoorbeelden een inventarisatie gedaan naar de succesfactoren, maar ook naar de knelpunten in proces, uitvoering, of financiële middelen. Dit wordt vertaald naar een aantal beknopte kansen voor beleidsmaatregelen voor de (rijks)overheid.

1.3 Doelgroep

De doelgroep van het onderzoek bestaat uit de ondernemers en overheden. De onderzoeksgroep voor dit onderzoek betreft bedrijven of instellingen met een grootverbruikersaansluiting die te maken hebben beperkte transportcapaciteit. Binnen deze onderzoeksgroep zijn bewust grote zon- en windparken niet meegenomen. Hiervoor is gekozen in de veronderstelling dat deze groep van ontwikkelaars en ondernemers zelf al goed bekend zijn met de oplossingen om netcongestie te voorkomen.

De conclusies en aanbevelingen uit dit onderzoek zijn daarmee gericht aan ondernemers en overheden. Zij worden onder andere ondersteund door brancheverenigingen die dit onderzoek verder kunnen inzetten bij ondersteuning voor ondernemers in netcongestie situaties. Voor ondernemers zijn factsheets opgesteld met praktische oplossingen en inspiratievoorbeelden. Dit rapport dient als onderbouwing van het onderzoek. Het is gericht aan een ieder die meer wil weten over de opzet en de resultaten van het onderzoek.

1.4 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 wordt ten eerste het proces en de onderzoeksopzet toegelicht. Vervolgens worden in hoofdstuk 3 de resultaten weergegeven en toegelicht en wordt antwoord gegeven op de deelvragen. Tot slot worden in hoofdstuk 4 de aanbevelingen voor zowel ondernemers als overheden gegeven.

2 Onderzoeksopzet

2.1 Procesaanpak

Het projectteam voor dit onderzoek bestaat uit onderzoekers vanuit Merosch en CE Delft met ondersteuning vanuit RVO. In de voorbereiding op het project is een plan van aanpak opgesteld. Dit plan van aanpak bestaat uit 3 fases:

1. Inventariseren
2. Analyseren
3. Concluderen

Inventariseren
Als eerst is in overleg met RVO een klankbordgroep samengesteld met relevante personen uit de sector, waaronder de netbeheerder, brancheorganisaties, lokale overheden en beleidsmedewerkers vanuit Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK). Met de klankbordgroep is de scope van het onderzoek vastgesteld en zijn de eerste resultaten gedeeld met het onderzoeksteam. Het belangrijkste onderdeel in deze fase is het ophalen van voorbeeldprojecten, zie paragraaf 2.2 voor een toelichting op de wijze waarop dat gedaan is. Het eindresultaat van deze fase is een overzicht van schaalbare oplossingen met een categorisering.

Analyseren
In deze fase is verdieping gegeven aan de gevonden voorbeeldprojecten. Enerzijds is dit gedaan door een aantal verdiepende interviews uit te voeren bij voorbeeldprojecten. Deze selectie is tot stand gekomen in overleg met het onderzoeksteam en in afstemming met RVO. Doel van deze interviews was het ophalen van technische gegevens waaruit blijkt wat de oplossing heeft opgeleverd in termen van vermeden transportvermogen. Anderzijds is navraag gedaan wat de eenmalige kosten, periodieke kosten en financiële baten zijn geweest tijdens en na uitvoering van de oplossing. Belangrijk daarbij was het ophalen van succes- en faalfactoren van het project. Hierbij liep het onderzoeksteam aan tegen drukte door de dagelijkse activiteiten bij bedrijven en bleek het lastig om een interview in te plannen en de juiste informatie te verkrijgen. Daarnaast zijn soms tussen stakeholders afspraken gemaakt over de mate waarin gegevens over bijvoorbeeld contracten gedeeld mogen worden.

Concluderen
In de laatste fase ligt de focus op het realiseren van de eindproducten. Deze bestaan uit twee onderdelen, namelijk de eindrapportage en de samenvattende factsheets per oplossing. In de factsheets zijn de uitgewerkte casussen toegelicht en is een stappenplan gegeven voor realisatie van de oplossing. Dit vormt daarmee een belangrijk eindproduct richting ondernemers via koepel- en brancheverenigingen. Deze fase is afgesloten met een tweede klankbordgroep bijeenkomst waar met behulp van de beschikbare kennis en expertise feedback is gegeven op zowel het rapport dat hier voorligt als ook de factsheets voor ondernemers.

2.2 Onderzoeksmethode

De onderzoeksmethode bestaat uit drie stappen:

1. Methode voor selectie voorbeeldprojecten schaalbare oplossingen
2. Methode voor bepalen potentieel schaalbare oplossingen
3. Methode voor bepalen kosten en opbrengsten schaalbare oplossingen

2.2.1 Methode voor selectie voorbeeldprojecten

De eerste fase van het onderzoek stond in het teken van ophalen van referentievoorbeelden uit de praktijk. Hiervoor zijn de volgende bronnen gehanteerd:

- Beschikbare databronnen bij RVO, zoals SDE++;

- Ophalen voorbeelden via klankbordgroep;
- Deskresearch door onderzoekers;
- Inzet eigen netwerk door onderzoekers.

De eerste stap is het benaderen van subsidieaanvragers voor een zon-PV SDE++-subsidie, die gerealiseerd zijn terwijl er al congestie was afgeroepen op de projectlocatie. Vervolgens is hiervan een shortlist gemaakt en is via RVO een oproep gedaan tot medewerking aan het onderzoek.

Als tweede stap is een oproep gedaan bij de klankbordgroep waardoor nog meer referentievoorbeelden zijn opgehaald. De derde stap is via desktopresearch referentievoorbeelden via nieuwskanalen zoals Solar Magazine, FD, Energeia, etc. Tot slot is het eigen netwerk van Merosch en CE Delft ingezet met een oproep via LinkedIn en het direct benaderen van relevante connecties in dit netwerk.

2.2.2 Methode voor bepalen potentieel schaalbare oplossingen

De oplossingen zijn uitgewerkt aan de hand van casussen en reflecteren het potentieel van een oplossing binnen de sector van de casus, en waar mogelijk vertaald naar daarbuiten. Om te bepalen wat de belangrijkste oplossingen zijn is een potentieel vastgesteld. Daarbij gelden de volgende uitgangspunten:

- Het potentieel wordt bepaald tussen nu en 2030. We stellen vast hoeveel netbelasting/nieuwe aansluitingen er voorkomen kunnen worden en dus hoeveel er extra gerealiseerd kan worden ondanks netcongestie.
- Het potentieel bepalen we aan de hand van prognoses over de ontwikkeling van verschillende sectoren richting 2030. Dit is het totale mogelijke potentieel. Gebaseerd op analyses, interviews en inzichten uit eerdere studies bepalen we hoeveel hiervan met de oplossing gerealiseerd kan worden. Dit geeft inzicht in de schaalbaarheid van de oplossing.
- Het potentieel van verschillende oplossingen overlapt met elkaar. Als een bedrijf netcongestie ervaart kan het kiezen uit de verschillende hieronder gedefinieerde oplossingen. Daardoor overlapt het potentieel van oplossingen met elkaar. Dat betekent dus dat het vermogen van de losse oplossingen niet bij elkaar opgeteld kan worden.

Het potentieel voor netcongestiereductie is de mate waarin vraag- en afnamepieken kunnen worden teruggebracht. Om vermogensvraag op momenten te reduceren worden forse (maatschappelijke) kosten gemaakt, bijvoorbeeld een bedrijf dat niet meer kan produceren of een kantoor dat niet verwarmd kan worden. We beschouwen daarom alleen oplossingspotentieel waarvan we redelijkerwijs kunnen verwachten dat de kosten van de oplossing in verhouding staan met de baten die voortvloeien uit beschikbaarheid van elektrisch vermogen.

2.2.3 Methode voor bepalen kosten en opbrengsten schaalbare oplossingen

De kostenanalyse is gebaseerd op publieke bronnen en afgestemd op de informatie van de casussen. Voor iedere casus zijn de kosten bepaald in een laag en hoog scenario. Dit is gebaseerd op nationale en/of internationale prijsprognoses voor de komende jaren en afgestemd met marktpartijen. We hebben per oplossing een overzicht gemaakt van hoeveel uur het per jaar ingezet wordt, de investerings- en operationele kosten en de ordegrootte van het effect op de energiehuishouding van de oplossing. De aannames zijn opgenomen in

Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen. Dit resulteert in de totale kosten die de oplossing voor de ondernemer betekent. Mogelijk zijn er ook baten die gerealiseerd kunnen worden, zoals kostenvoordelen door samenwerking, en we bepalen daarom de netto kosten/baten van de oplossing. Dit is een getal per MWh voor de oplossing.

De kosten van de oplossing vergelijken we met de resultaten van een maatschappelijke kostprijs van netcongestie. Deze volgt uit een andere studie uitgevoerd door Ecorys welke onderscheidt maakt in verschillende sectoren en een range vaststelt van de maatschappelijke baten van netgebruik, oftewel de kostprijs van netcongestie. Dit is ook een getal per MWh. Dit getal geeft weer wat er met één MWh netgebruik gedaan kan worden en wat de totale maatschappelijke waarde daarvan is. Deze waarde van één MWh is gelijk aan wat een bedrijf kan doen met één MWh die mogelijk gemaakt wordt door de oplossingen zoals beschreven in deze studie. We vergelijken dus de kosten voor de ondernemer met de maatschappelijke waarde die met die oplossing gerealiseerd kan worden. Dit geeft inzicht in of de oplossing maatschappelijke baten oplevert in totaal en of het dus een wenselijke oplossing is. Ook maakt het objectief inzichtelijk of een oplossing goedkoop of duur is.

2.3 Klankbordgroep

Om de kwaliteit en bruikbaarheid van het onderzoek te verhogen is een klankbordgroep ingesteld. Deze heeft inhoudelijk feedback gegeven op de resultaten en belangrijke praktijkervaringen gedeeld met het onderzoeksteam. De volgende personen hebben deelgenomen aan de klankbordgroep overleggen:

- Senja Boom — Netcongestie specialist bij Stedin
- Joop Oude Lohuis — Directeur-bestuurder Publiek Ontwikkelbedrijf REKS (Hart van Brabant)
- Servaas van der Ven — Programmamanager Netcongestie bij VNO-NCW en MKB-Nederland
- Ellen van der Heijden — Strategisch beleidsadviseur energietransitie Provincie Noord-Holland
- Mieke van der Veerdonk — Adviseur duurzame energie bij RVO
- Karin Keijzer — Programmacoördinator zon-pv en lokale energie-initiatieven bij RVO
- Arja Even — Programma coördinator flexibiliteit, opslag en netcongestie bij RVO
- Marco Rot — Beleidsmedewerker directie energiemarkt bij Ministerie van EZK
- Micha Rots — Beleidsmedewerker energietransitie bij EZK

Tijdens het gehele onderzoek hebben twee bijeenkomsten plaats gevonden met de klankbordgroep. Tijdens het eerste overleg op 2 november 2023 is de aanpak toegelicht en zijn de eerste resultaten besproken. Op 13 maart 2024 zijn de resultaten gepresenteerd aan de klankbordgroep en is de laatste feedback opgehaald voor het eindresultaat.

3 Interpretatie resultaten

In dit hoofdstuk worden de deelvragen beantwoord. In de eerste paragraaf wordt een terugblik gegeven op de zoektocht naar de praktijkvoorbeelden met in de tweede paragraaf een categorisering en indeling ervan naar oplossing. In de navolgende paragrafen worden de resultaten van het potentieelonderzoek en de kostenanalyse toegelicht.

3.1 Praktijkvoorbeelden met oplossingen voor netcongestie

In totaal zijn 49 praktijkvoorbeelden gevonden waar één of meerdere oplossingen zijn toegepast in netcongestiegebied. In Bijlage 1: Overzicht referentievoorbeelden is een overzicht gegeven van alle gevonden referentievoorbeelden. In deze lijst zijn de volgende gegevens opgenomen: bedrijfsnaam, betrokken partnerbedrijven, locatie, sector, contactpersoon, netcongestie code en oplossing voor netcongestie. In de hierna volgende subparagrafen wordt verder toegelicht wat de algemene bevindingen, de succesfactoren en knelpunten zijn die uit het praktijkonderzoek zijn gevolgd.

3.1.1 Algemene bevindingen

Uit de inventarisatie onder zon-PV SDE++-projecten zijn twee reacties binnengekomen van zon-PV projecten waar sprake is van invoedingscongestie. Voor één van de betreffende bedrijven gold dat zij ook onderdeel uitmaken van een bedrijventerrein dat samen een verkenning uitvoert naar een groepsoplossing. In het andere geval was er sprake van curtailment. Daarvoor was geen directe toepassing van een oplossing.

Ook de EIA subsidieregeling kent relevante projecten. Van de opgehaalde praktijkvoorbeelden is niet bekend welke gebruik hebben gemaakt van de EIA regeling. In algemene zin is wel een forse toename te zien in het aantal aanvragen binnen de EIA gerelateerd aan flexibiliteit voor het elektriciteitsnet. Hier zouden in een vervolg voorbeelden kunnen worden opgehaald. Van de hier gedefinieerde oplossingsrichtingen kunnen zowel (onderdelen van) energiesturing, elektriciteitsopslag als elektriciteitsconversie aanspraak maken op de EIA-regeling. Wat betreft een capaciteitsbeperkend contract en groepstransportovereenkomst is het afhankelijk van de genomen maatregelen.

De inzet van de klankbordgroep heeft geleid tot een aantal nieuwe praktijkvoorbeelden, waaronder een aantal bedrijventerreinen. Deskresearch en het actief benaderen van eigen netwerk heeft tot de meeste praktijkvoorbeelden geleid. Hierdoor zijn bijvoorbeeld partijen en instituten benaderd die hier inzicht in hebben zoals TKI Urban Energy, Programma Verduurzaming Bedrijventerreinen (PVB Nederland). Daarnaast heeft contact leggen met regionale ontwikkelingsmaatschappijen (zoals ROM Utrecht en Oost NL) tot meerdere nieuwe voorbeelden geleid. Ook valt op dat veel bedrijven en stichtingen actief zijn op het gebied van dienstverlening voor bedrijventerreinen. Dit met als doel om te werken aan een organisatiestructuur waar gezamenlijk naar nieuwe oplossingen voor netcongestie gekeken kan worden.

De gevonden praktijkvoorbeelden geven een goed beeld van gerealiseerde projecten bij bedrijven in Nederland. Met dit onderzoek zullen niet alle projecten in beeld zijn. Met name kleine oplossingen achter de meter, zoals het installeren van een batterij of het implementeren van een energiemanagementsysteem dat verschillende apparaten aanstuurt. Uit het onderzoek is gebleken dat het lastig is om alle sectoren even goed in beeld te krijgen. Dit komt door het beperkte bereik dat met een onderzoek van deze omvang gerealiseerd kan worden.

3.1.2 Succesfactoren

De belangrijkste succesfactor ligt bij bereidwillige en standvastige ondernemers. Veel van de projecten waarbij een individuele oplossing is gevonden, hebben ondernemers pro-actief gehandeld. Mede door in een vroeg stadium de geschikte (markt)partijen te betrekken met kennis en expertise. In het geval van collectieve oplossingen is succes geboekt door een duidelijke regievoering vanuit de ondernemersvereniging. Bijvoorbeeld

vanuit een ondernemersvereniging, ontwikkelingsmaatschappij of andere projectmanager. Specifiek voor de collectieve oplossingen bleek dat samenwerking met publieke partijen als de gemeente, lokale netbeheerder en ACM doorslaggevend zijn. De goede samenwerking kenmerkt zich door het meedenken in kansen en mogelijkheden. In een aantal project heeft het betrekken van ACM bijvoorbeeld geleid tot toestemming voor experimenten met alternatieve transportrechten (zoals een capaciteitsbeperkend contract of groepscontract).

Een andere succesfactor is het beschikbaar hebben van voldoende financiële middelen bij gemeente, provincie of ondernemersverenigingen. Zo zijn er in het onderzoek voorbeelden gevonden waarbij de gemeente een Europese subsidie toegekend kreeg om energie innovatie op een bedrijventerrein mogelijk te maken. Hiermee konden de proceskosten grotendeels vergoed worden en worden de eenmalige kosten voor een oplossing verlaagd.

3.1.3 Knelpunten

Het eerste knelpunt dat bij zowel individuele als collectieve oplossingen speelt is tijd en organisatie. De voorbereiding om tot de optimale oplossing te komen neemt veel tijd in beslag. Dit levert vertraging op, bijvoorbeeld bij toestemming van de netbeheerder of de lange vergunningstrajecten. Daarnaast is bij collectieve oplossingen een belangrijk aandachtspunt de opstartkosten en projectmanagement. Het zijn lange projecten waarbij alle stakeholders op één lijn gebracht moeten worden. Dit levert extra complexiteit op wanneer er tegengestelde belangen zijn. Om het proces goed te laten verlopen wordt vaak een externe projectmanager ingehuurd. Er zijn ook praktische knelpunten, bijvoorbeeld met betrekking tot ruimtelijke inpassing en brandveiligheid bij toepassen van elektriciteitsopslag.

Een ander knelpunt dat gebleken is uit gesprekken met de klankbordgroep is dat ondernemers die wel ruimte hebben op de aansluiting dit niet zo snel teruggeven of beschikbaar stellen aan andere ondernemers. Dit is begrijpelijk wanneer bedrijfsgroei of verduurzaming nog gepland staat.

3.2 Categorisering van de voorbeelden

Uit analyse van de 49 praktijkvoorbeelden is opgemaakt dat er een aantal hoofdoplossingen zijn te onderscheiden. Hiervoor is gekeken naar de oplossingen die bij meerdere praktijkvoorbeelden voorkomen. In sommige gevallen was er in een project meer dan één hoofdoplossing toegepast. In totaal zijn 7 verschillende hoofdoplossingen bepaald. Deze worden hieronder apart toegelicht.

Voorafgaand aan het onderzoek was de verwachting vanuit RVO dat de praktijkvoorbeelden ook duidelijk in te delen zijn per sector. Dit met als doel om de sectoren aan te duiden waar weinig of juist veel praktijkvoorbeelden zijn met oplossingen voor netcongestie en waar kansen liggen voor een bepaalde oplossing. Het bleek in praktijk echter lastig om een sectoranalyse te doen. Enerzijds omdat een aantal sectoren sterk vertegenwoordigd zijn in de resultaten en andere helemaal niet. Daarnaast zijn er ook veel praktijkvoorbeelden waar sprake is van een groepsoplossing met meerdere bedrijven, waardoor meer dan één sector vertegenwoordigd is. Uit de klankbordgroep kwam ook het signaal dat de mate van toepasbaarheid sterk afhankelijk is van de lokale situatie en niet alleen van de betreffende sector.

In overleg met de klankbordgroep en RVO is daarom bepaald om de oplossingen in de volgende categorieën in te delen:

1) Individueel: oplossing die zelf achter de netaansluiting gerealiseerd kan worden
2) Collectief: oplossing waar netaansluiting gedeeld moet wordt, al dan niet in samenspraak met netbeheerder

Alle oplossingen beginnen met minder energie gebruiken. Dit geldt voor individuele en collectieve oplossingen. Bijvoorbeeld het isoleren van een gebouw of het efficiënter inrichten van een bedrijfsproces zorgt voor minder vraag naar elektriciteit. Dit kan in veel gevallen ook leiden tot lagere piekvraag naar elektriciteit. Het is hiervoor

van belang dat er inzicht verkregen wordt in het energiegebruik. Dit staat ook opgesomd in de Energiebesparende Maatregelenlijst (EML).[1]

3.2.1 Individuele oplossingen

Individuele oplossingen zijn oplossingen waarbij bedrijven/organisaties zelfstandig op zoek gaan naar een oplossing achter de bestaande netaansluiting. Hiervoor is eerst een nauwkeurig inzicht nodig in het daadwerkelijk gebruikte transportvermogen met bijbehorend energieprofiel. Wanneer heb ik hoeveel elektriciteit nodig? Dat bepaalt de oplossingsrichting die geschikt is voor de specifieke situatie. De volgende schaalbare oplossingen maken daar onderdeel vanuit:

- Energiesturing achter de meter
- Elektriciteitsopslag
- Elektriciteitsconversie
- Capaciteitsbeperkingscontract (CBC)

Onder energiesturing achter de meter wordt het tijdelijk op- of afregelen van elektrisch vermogen verstaan. Dit kan gaan om zowel het opwekvermogen (bij invoedingscongestie) of het afnamevermogen (bij afnamecongestie). Concreet bestaat deze oplossing uit hardware en software dat monitoring en sturing mogelijk maakt.

Elektriciteitsopslag in de vorm van een batterij kan zelfstandig ingezet worden door een gebouweigenaar voor zowel afname- als invoedingscongestie. Er komt uitgesteld vermogen beschikbaar door te laden op momenten dat elektriciteit beschikbaar is op de aansluiting. In geval van invoedingscongestie wordt opgewekte energie (uit wind of zon) tijdelijk opgeslagen en uitgesteld geleverd. In geval van afnamecongestie kan de batterij aanvullend vermogen bieden op piekmomenten naast het beschikbare transportvermogen.

Elektriciteitsconversie wordt gezien als oplossing waarbij er vraag is naar een andere energiedrager, zoals warmte, synthetisch gas of waterstofgas,. Bijvoorbeeld de conversie van elektriciteit naar warmte voor het verwarmen van het gebouw of voor gebruik in het bedrijfsproces. Hiervoor kan naar een alternatief gezocht worden om bij beschikbaar vermogen warmte of gas te produceren, dit tijdelijk op te slaan en op een ander moment te gebruiken. Hierbij kan gedacht worden aan e-boilers of elektrolytische cel (of “electrolyzer”) voor het produceren van waterstof. Dit zal niet in alle gevallen een oplossing zijn, maar wordt wel gezien als een schaalbare oplossing in Nederland.

Daarnaast zijn er capaciteitsbeperkende contracten die met de netbeheerder afgesloten kunnen worden. Dit is een oplossing voor netaansluitingen waarbij op voorspelbare momenten (piek)vraag is naar elektriciteit. Binnen capaciteitsbeperkende contracten kan een afspraak gemaakt worden over tijdsvensters waarbinnen elektriciteit afgenomen mag worden. Daarbuiten mag er minder of zelfs geen elektriciteit worden afgenomen. De vier grote netbeheerders werken hiervoor alternatieve transportrechten uit die medio 2024 beschikbaar moeten komen voor klanten waarbij dit tot een kansrijke oplossing behoort. Belangrijk aandachtspunt bij capaciteitsbeperkende contracten is dat de haalbaarheid sterk afhankelijk is van de lokale netcongestiesituatie. Bijvoorbeeld voor gebieden waar sprake is van congestie op hoogspanningsniveau (zoals in regio Utrecht) blijkt in veel gevallen een capaciteitsbeperkend contract geen oplossing te bieden.

Naast bovengenoemde oplossingen zijn er ook nog andere oplossingen die zelfstandig uitgevoerd kunnen worden, maar die niet als schaalbaar worden gezien. Als eerste gaat dit om verhuizen naar een andere locatie waar voldoende transportcapaciteit is om alle activiteiten uit te voeren. Aangezien dit een ingrijpende maatregel is en niet voor alle type bedrijfsvoering zomaar op korte termijn mogelijk is, wordt deze niet gezien als schaalbaar. Als tweede zijn er voorbeelden waar het (deels) bi-directioneel laden van elektrische voertuigen als oplossing wordt gezien voor netcongestie. Een ondernemer kan ervoor kiezen een dergelijk voertuig aan te schaffen, waarbij het gezien kan worden als een vorm van elektriciteitsopslag. Echter, deze oplossing is nog maar beperkt beschikbaar en daarnaast is men nog afhankelijk van de beschikbare technieken door de EV sector. Daarmee

[1] Voor meer informatie de infographic hierover op de website van RVO.

wordt het niet gezien als een oplossing die schaalbaar is voor alle bedrijfsvoeringen. Er wordt wel sterk aanbevolen om hier als RVO op de hoogte te blijven van de ontwikkelingen op dit gebied.

3.2.2 Collectieve oplossingen

Wanneer een of meerdere individuele oplossingen achter de eigen netaansluiting uitgevoerd zijn of niet haalbaar bleken te zijn, kan een ondernemer op zoek naar een oplossing met omliggende gebouwen of ondernemers met een netaansluiting. De volgende oplossing worden als schaalbaar gezien:

- Cable pooling
- Directe lijn
- Groepscontracten

De oplossing cable pooling betekent dat een bestaande netaansluiting wordt gedeeld met twee gebruikers van de netaansluiting. Hierbij gaat het meestal om twee of meer opwekkers. Er zijn ook nog opties waarbij sprake is van afname, bijvoorbeeld in de beschikbare oplossing met Meerdere Leveranciers Op Eén Aansluiting (MLOEA). Bij cable pooling is samenwerking nodig, omdat afspraken gemaakt moeten worden over de netaansluiting die gedeeld wordt. Een goed voorbeeld hiervan is een energiecoöperatie die een nieuw zon-PV project realiseert achter de netaansluiting van een school of supermarkt. In veel gevallen zijn bij de cable pooling oplossing extra overeenkomsten en afspraken nodig. Deze oplossing wordt op dit moment vooral veel toegepast op opweklocaties. Door de overheid wordt nu gewerkt aan de mogelijkheid om ook batterijen onderdeel te maken van cable pooling, op dit moment is dit volgens de elektriciteitswet nog niet mogelijk.[2]

De tweede collectieve oplossing is een directe lijn. Dit betreft een oplossing waarbij een koppeling wordt gemaakt tussen een opwekker en een afnemer. Het is een oplossing voor bijvoorbeeld invoedingsnetcongestie waarbij een nabijgelegen gebouw met netaansluiting beschikbaar is waar extra invoeding mogelijk is. Praktisch kan dit een oplossing bieden voor twee naast elkaar gelegen bedrijven en/of opweklocaties. Een directe lijn kan ervoor zorgen dat direct verbruik van opgewekte elektriciteit wordt verhoogd. Deze oplossing is met name relevant voor bedrijven die ruimte hebben voor extra opwek op eigen locatie, maar geen ruimte op de eigen netaansluiting.

Een andere vorm van alternatieve transportrechten zijn de groepscontracten. Dit zijn contracten met de netbeheerder waar gezamenlijk een transportvermogen is overeengekomen. Hierbij wordt het beschikbare vermogen gedeeld met de aangesloten afnemers en/of opwekkers. Op bedrijventerreinen biedt deze oplossing veel kansen. Uit de voorbeelden is gebleken dat er een complexe organisatie aan voorafgaat. Er zijn onder deze oplossing veel initiatieven gaande op bedrijventerreinen en andere locaties met grootverbruikers. De oplossing is in pilot vorm al een aantal keer succesvol tot stand gekomen, bijvoorbeeld bij Schiphol Trade Park die al ruim 2 jaar in werking is. De belangrijkste voorwaarde om deze oplossing toe te passen is een succesvolle samenwerking tussen bedrijven en organisaties.

Voor de collectieve oplossingen in de gevonden voorbeelden bleek de complexiteit een terugkomend knelpunt. Een project met andere bedrijven vraagt om duidelijke doelen en een gezamenlijk belang. Zo kan het zijn dat een ondernemer met voldoende transportcapaciteit niet direct zijn beschikbare capaciteit wil delen met andere bedrijven, wanneer er geen duidelijke afspraken zijn over vergoedingen daarvoor. Dit zorgt met name bij groepscontracten voor hoge proceskosten, omdat het maken van nieuwe afspraken tijdsintensief is.

3.2.3 Conclusie verdeling oplossingen

De bovenstaande zeven oplossingen zijn verdeeld over de twee hoofdcategorieën: individueel of collectief. In Figuur 0.1 en Figuur 0.2 in Bijlage 2: Diagrammen verdeling referentievoorbeelden is aangegeven hoe de in totaal 49 gevonden referentievoorbeelden verdeeld zijn, respectievelijk naar oplossing en naar sector.
Om de deelvragen in de tweede fase van het onderzoek te beantwoorden is per hoofdoplossing een referentievoorbeeld gekozen (hierna casus genoemd). Het overzicht van deze casussen is in onderstaande tabel

[2] Zie op de website van Rijksoverheid de Kamerbrief hierover, d.d. 14 februari 2024.

weergegeven en in visueel weergegeven waar het betreffende project in Nederland is gesitueerd. De selectie van de casussen is gedaan op basis van de volgende eigenschappen:

- Voldoende informatie beschikbaar waaruit oplossing blijkt;
- De aanwezigheid van een bereikbaar contactpersoon;
- Duidelijke toepassing van de hoofdoplossing.

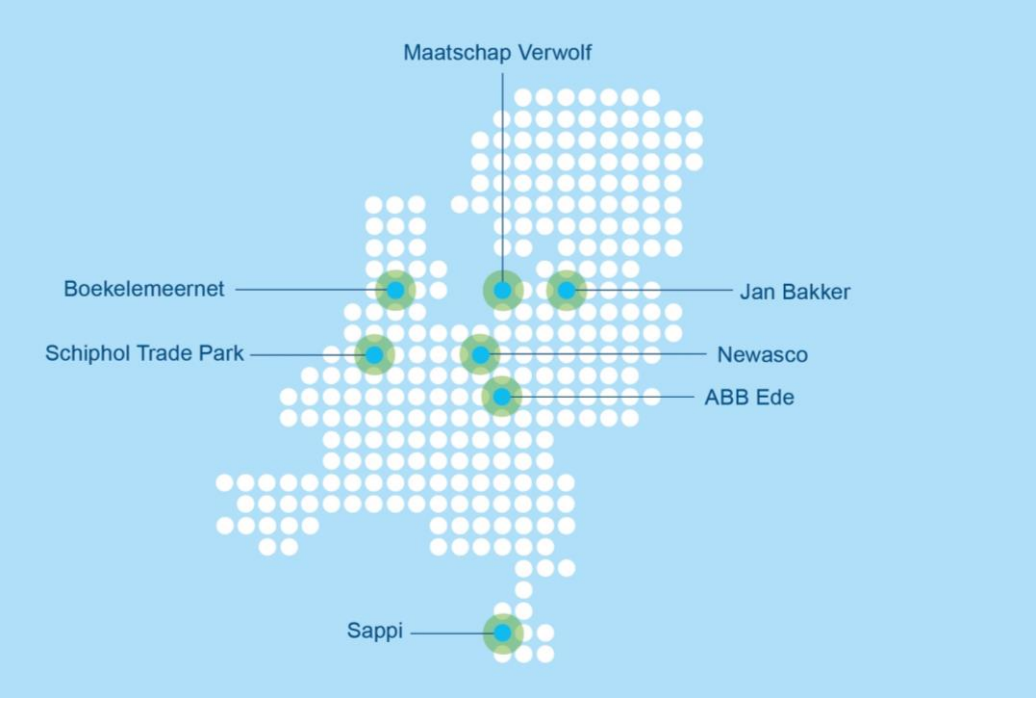
Er zijn aanvullende interviews afgenomen voor de betreffende casussen waaruit nieuwe technische en financiële informatie is opgehaald. Een overzicht hiervan is in Tabel 3.1 weergegeven. Deze informatie is gebruikt voor het bepalen van het technisch potentieel en de kosten per hoofdoplossing, zie volgende paragrafen. In niet alle gevallen was het mogelijk om volledige detailgegevens te krijgen over de casus. Zo zijn onder andere de exacte contractuele afspraken binnen een capaciteitsbeperkend contract of groepscontract niet openbaar gemaakt.

Tabel 3.1 Geselecteerde inspiratievoorbeelden per oplossing

Type oplossing	Naam casus	Locatie
Energiesturing achter de meter	ABB	Ede
Elektriciteitsopslag	Jan Bakker	Hattemerbroek
Elektriciteitsconversie	Sappi	Maastricht
Capaciteitsbeperkend contract	Newasco	Amersfoort
Cable pooling	Maatschap Verwolf	Lelystad
Directe lijn	Boekelemeernet	Alkmaar
Energiehubs en groepscontract	Schiphol Trade Park	Hoofddorp

In onderstaand figuur is door middel van een kaart aangegeven waar de voorbeelden zich geografisch in Nederland bevinden.

Figuur 3.1 Overzicht van de locaties van de inspiratievoorbeelden



3.3 Potentieel oplossingen voor netcongestie

Het potentieel is bepaald voor de zeven oplossingen aan de hand van de casussen. Dit potentieel omvat hoeveel vermogen er met deze oplossing gerealiseerd kan worden in 2030 voor heel Nederland. Voor de meeste oplossingen is het potentieel voor alle sectoren bepaald, maar voor elektriciteitsopslag alleen in de sector van de casus. De methode is in meer detail toegelicht in Paragraaf 2.2. De getallen omvatten het volgende:

- Verwachte groei van elektrificatie in de sectoren. Dit is het totale technische potentieel. Hierbij hebben we het haalbare potentieel bepaald; datgene waarvan we inschatten gebaseerd op eerdere studies en interviews dat er richting 2030 gerealiseerd kan worden met deze oplossingen.
- We kijken puur naar grootverbruikers.
- Potentieel om met behulp van de oplossingen a) dit vermogen extra aan te sluiten achter bestaande aansluitingen en b) verlagen van vereist nieuw transportvermogen. Als er vanwege netcongestie helemaal geen nieuw transportvermogen mogelijk is, zal het potentieel dus lager uitvallen.
- Het potentieel is per oplossing in totaal bepaald. Het potentieel is dus niet bij elkaar op te tellen, aangezien er veel overlap is.
- Dit is een berekening van het nationale potentieel. Het regionale of bedrijfsspecifieke potentieel is afhankelijk van de lokale situatie en eigenschappen van bedrijf/bedrijven.
- Energiebesparing is een wenselijke maatregel vanuit duurzaamheid én kan bijdragen aan een oplossing voor netcongestie. Deze maatregel is wenselijk maar buiten scope van deze studie.

Recent is er nieuws naar buiten gekomen over een veel lager potentieel voor flexibiliteit in de provincies Gelderland, Flevoland en Utrecht[3]. Er is nog veel onzekerheid wat dit betekent voor energiehubs en andere oplossingen gebaseerd op de flexibiliteit van het elektriciteitsnet. De impact van dit nieuws voor de regio's en Nederland is echter nog onzeker. Vanwege dit feit en aangezien dit nieuws bekend werd gemaakt toen deze studie bijna afgerond was, is de impact van het nieuws nog niet meegenomen. Het potentieel voor een deel van deze oplossingen zal dus lager uitvallen.

3.3.1 Overzicht potentie en relatie maatregelen

Het potentieel van de geselecteerde maatregelen overlapt, zie Figuur 3.2. In het linker figuur is de verhouding tussen het potentieel van maatregelen binnen drie contractuele varianten weergegeven. De kleinste cirkel bevat maatregelen die gebruikers achter-de-meter kunnen treffen om binnen het gecontracteerde transportvermogen ruimte voor elektrificatie te creëren. Denk hierbij aan het toepassen van een energiemanagement systeem dat zonnepanelen en laadpalen op piekmomenten afschakelt.

De volgende cirkel is het vervangen van bestaand transportvermogen met flexibel transportvermogen van de netaansluiting, waardoor in het geval van een capaciteitsbeperkend contract er meer netcapaciteit beschikbaar komt. Al het vermogen dat een partij met maatregelen had kunnen vrijspelen binnen het bestaande transportvermogen, kan per definitie ook worden vrijgespeeld met flexibel vermogen. In het geval dat het flexibel transportvermogen additioneel is aan het bestaand vermogen dan kunnen vaak meer en goedkopere maatregelen worden gerealiseerd. Flexibel transportvermogen kan contractueel georganiseerd worden via een capaciteitsbeperkingscontract (CBC) binnen congestiemanagement of via nieuwe alternatieve transportrechten die nog in ontwikkeling zijn.

Ten slotte is er de cirkel van het groepscontract, waar het capaciteitsbeperkende contract en sturing achter-de-meter, onder andere, onderdeel van zijn. Door de optimalisatie van het netgebruik op basis van meerdere aansluitingen te doen kan er met meer vermogen worden geschoven dan bij een enkele aansluiting.

In het rechterfiguur hebben we de andere vier maatregelen die we onderzoeken (directe lijn, cable pooling, elektriciteitsopslag en elektriciteitsconversie) gerelateerd aan de maatregelen binnen de contractuele varianten. Technische oplossingen als conversie en opslag zijn interventies waarmee het potentieel binnen bestaand en nieuw transportvermogen kan worden gerealiseerd, en overlappen daarmee volledig met de drie contractuele

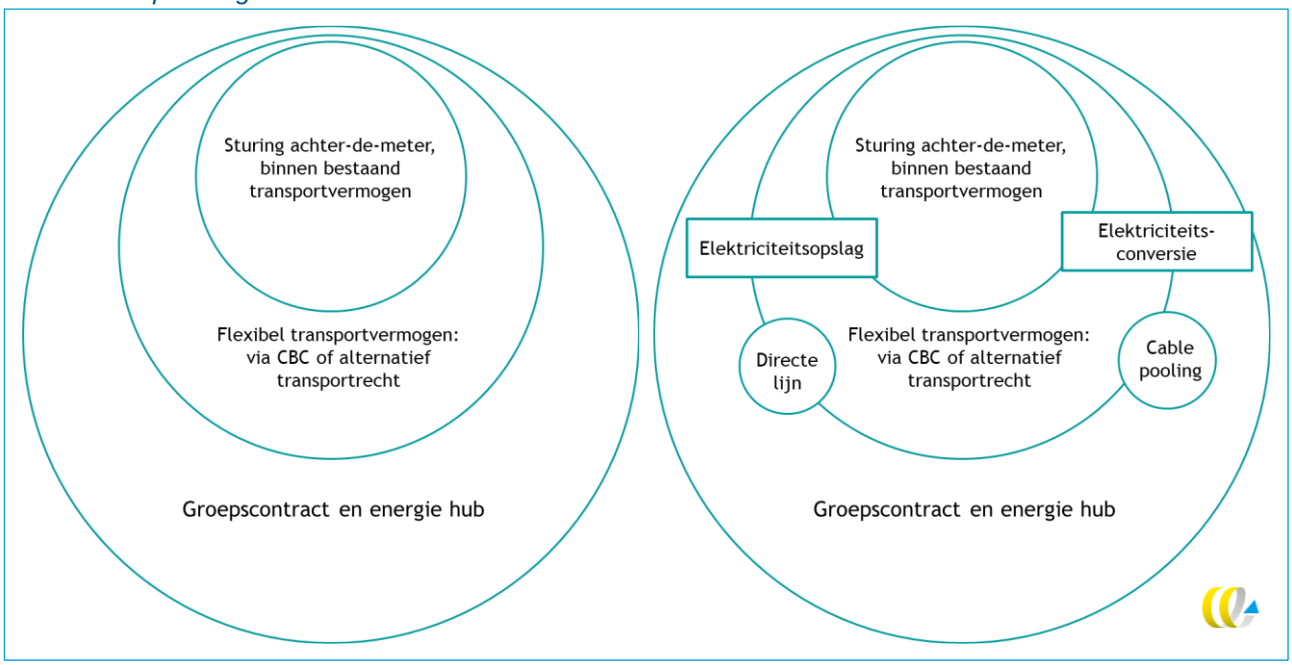
[3] Zie op de website van Liander het weekbericht van Liander d.d. 1 februari 2024.

varianten. Cable pooling en de directe lijn zijn oplossingen specifiek voor invoedingscongestie en plaatsen we in het niveau van de energie hub omdat vermogens worden gecombineerd.

Hieronder is samen gevat voor welk type netcongestie het een oplossing biedt en of dit individuele of collectieve oplossingen betreft:

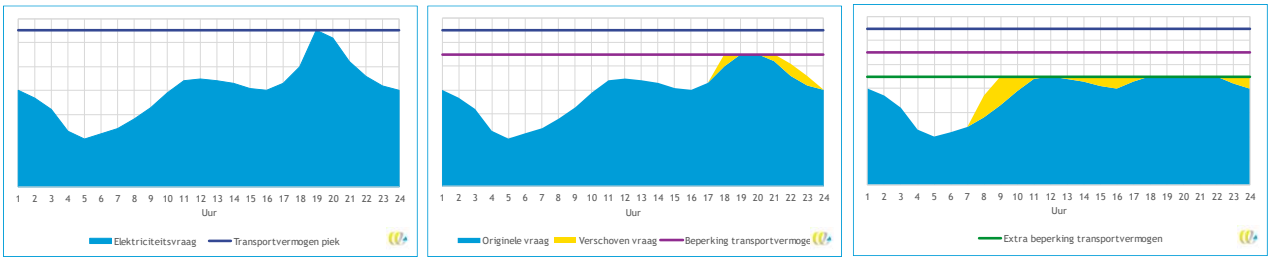
- Directe lijn: Oplossing voor invoedingsnetcongestie, samenwerking tussen twee partijen.
- Cable pooling: Oplossing voor invoedingsnetcongestie (met nieuwe wetgeving ook voor opslag), samenwerking tussen twee partijen.
- Sturing achter-de-meter: Oplossing voor invoedings- en afnemenetcongestie, individuele oplossing.
- Elektriciteitsconversie: Oplossing voor invoedingsnetcongestie, individuele oplossing.
- Elektriciteitsopslag: Oplossing voor invoedings- en afnamennetcongestie, individuele oplossing.
- Flexibel transportvermogen: Oplossing voor invoedings- en afnamennetcongestie, individuele oplossing met contract met netbeheerder.
- Groepscontract: Oplossing voor invoedings- en afnamennetcongestie, collectieve oplossing met meerdere bedrijven en contract met netbeheerder.

Figuur 3.2 Overlap potentie maatregelen, links: contractuele schaalniveaus, rechts: contractuele en geselecteerde technische oplossingen.



Figuur 3.3 illustreert een effect dat bepaalde netcongestie-oplossingen proberen te bereiken, namelijk het beperken van de pieken. Door de vraag te verschuiven in de tijd, kunnen de pieken worden gereduceerd en is er een minder grote netaansluiting nodig (capaciteitsbeperkend contract) of is er meer elektrificatie mogelijk (sturing achter-de-meter). Deze verschuiving van vraag kan worden bewerkstelligd door een batterij of door een gedragsverandering van de consument.

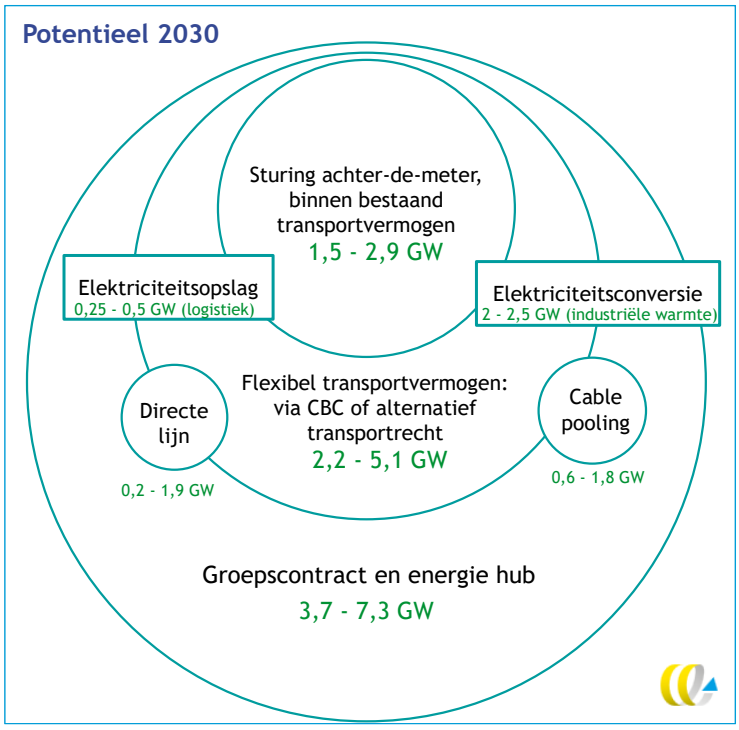
Figuur 3.3 Illustratie van het effect van beperking transportvermogen op de vraagverschuiving



Figuur 3.4 vat de resultaten van de potentie-inschatting voor 2030 samen. Dit zijn de verwachte haalbare potentiëlen met de aannames voor 2030. Deze potentiële overlappen veel en zijn dus niet optelbaar. De range geeft aan wat de range van het potentieel is met een snelle of langzame ontwikkeling.

De technieken elektriciteitsopslag en elektriciteitsconversie hebben het potentieel om extra duurzame opwek direct te realiseren en te kunnen gebruiken. Voor deze twee oplossingen is het potentieel alleen berekend voor de sector van de casus, omdat alleen daarover informatie is opgehaald. De oplossingen sturing-achter-de-meter, capaciteitsbeperkend contract en groepscontract zijn type oplossingen die overlappen. Een capaciteitsbeperkend contract kan extra potentieel creëren t.o.v. sturing achter de meter, maar ze overlappen verder ook. Een groepscontract creëert het meeste potentieel in 2030 naar verwachting. De oplossingen directe lijn en cable pooling vallen qua potentieel ook binnen dit totaal, zijn alleen een oplossing voor opweknetcongestie en hebben daarom een kleiner potentieel.

Figuur 3.4 Ingeschat potentieel netcongestie-oplossingen in 2030. Dit zijn totale per oplossing, maar onderling is er een sterke overlap. De potentiëlen zijn dus niet optelbaar.



3.3.2 Sturing achter-de-meter

Uitgangspunten

De technische potentie van sturen achter de meter is de mogelijkheid om rendabel te schuiven van elektriciteitsvraag- of opwek in de tijd of netvraag op een andere manier op te vullen gegeven het huidige contractvermogen. De potentie-inschatting voor 2030 is op basis van een analyse van specifieke maatregelen. Dit zijn maatregelen met de meeste potentie voor vraagsturing blijkend uit verschillende studies:

- Industriële vraagrespons tot 24 uur
- Industriële e-boilers naast gasketels
- Hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw
- Slim laden van logistieke voertuigen

Het potentieel van de oplossing is gedefinieerd op basis van afname. Hoewel invoedingscongestie ook kan worden gemitigeerd door middel van sturing achter-de-meter, gebeurt dit vaak ten dienste van afname. Met deze selectie van maatregelen ontbreekt een deel van het totale potentieel, zoals bijvoorbeeld het slim laden van zakelijk persoonsvervoer en de woningbouw. De woningbouw valt expliciet buiten de scope van dit onderzoek, de potentie van zakelijk persoonsvervoer en andere mogelijke maatregelen wordt relatief laag ingeschat.

Op basis van opgedane kennis uit eerdere onderzoeken is de aanname dat minimaal 20% en maximaal 40% van het in 2030 haalbare potentieel kan worden gerealiseerd door slim te sturen achter de meter.

Geschat potentieel 2030: 1,5 – 2,9 GW

Tabel 3.2 Potentieelinschatting sturing-achter-de-meter 2030

Maatregel	Minimaal potentieel (MW)	Maximaal potentieel (MW)	Sectoren
Industriële vraagrespons tot 24 uur	500	1.010	Chemie-, voeding-, metaal- en papiersectoren
Industriële e-boilers naast gasketels	620	1.250	Raffinaderijen, chemische industrie, voedsel industrie, papier industrie, polymeerindustrie, ammoniak productie
Hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw	220	440	Utiliteitsbouw
Slim laden logistieke voertuigen	120	240	Logistiek met e-trucks
Totaal	**1.500**	**2.900**	

Toelichting potentieel
De potentieelinschatting bestaat uit drie stappen:
1) Bepalen van het technisch potentieel aan elektrisch vermogen wat in 2030 ingezet kan worden.
2) Inschatten welk deel van het technisch potentieel beperkt wordt door netcongestie én gemitigeerd kan worden met maatregelen, het ‘oplosbare’ potentieel.
3) Bepalen welk deel van het oplosbare potentieel met deze maatregel opgelost kan worden. Voor sturing achter-de-meter is de schatting op basis van de gerefereerde rapporten, eerder eigen onderzoek[4] en analyse van casussen dat dit minimaal 20% en maximaal 40% is.

Industriële vraagrespons: Op basis van een studie van DNV GL[5] is de totale potentie van industriële vraagrespons tot 24 uur circa 2,5 GW. Deze vraagrespons kan worden ingevuld door de chemie-, voeding-, metaal- en papiersectoren.

Industriële e-boilers naast gasketels: Op basis van een inventarisatie van TNO[6] is de schatting dat er circa 20 GW aan gasketel vermogen staat opgesteld wat vervangen kan worden door een e-boiler. Dit betreft installaties die aan een warmtevraag moeten voldoen van minder dan 400 graden Celsius. In Figuur 3.5 staat een overzicht van industriële processen waar deze warmtevraag voorkomt. Een aantal industrieën waar deze warmtevraag heerst

[4] Laden voor logistiek, CE Delft, 2022, Aanpassingen SDE++ voor lagere netimpact, CE Delft, 2024, Het net slimmer benut, CE Delft, 2023
[5] De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespons aan leveringszekerheid, DNV GL, 2020
[6] Industrial process energy demand in the Netherlands, TNO, 2023

zijn raffinaderijen, destillatieprocessen in de chemische industrie, voedsel industrie, papier industrie, polymeerindustrie, ammoniak productie. Een aantal processen waar een e-boiler als alternatief kan dienen voor gasketels, zijn fossiel van aard en zullen dus afnemen naarmate fossiele brandstoffen worden uit gefaseerd. Echter kunnen er ook nieuwe hernieuwbare processen ontstaan waar ook een warmtevraag is die kan worden ingevuld door e-boilers. De netbeheerders schatten in II3050[7] dat het gerealiseerde e-boiler vermogen in de scenario's van 2030 circa 3 GW, circa 15% van het potentieel.

Hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw: Er is beperkt informatie beschikbaar over de verwachte hoeveelheid hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw 2030. Op basis van de scenariostudie in het trendrapport van de warmtepompsector[8] verwacht men in de woningbouw een aandeel van 5 tot 10% hybride warmtepompen in 2030. Op basis van het bekend gemiddeld vermogen van hybride warmtepompen in de utiliteitssector is het geïnstalleerd vermogen in 2030 dan circa 2.200 MW. Niet al dit vermogen kan in de praktijk op piekmomenten afschakelen, bijvoorbeeld omdat er geen voldoende prikkel of een energie managementsysteem is waarmee een organisatie dit kan doen. De aanname voor slimme activatie van het hybride vermogen is 50%.

Slim laden logistieke voertuigen: Gebaseerd op de werkwijze omschreven bij elektriciteitsopslag.

3.3.3 Elektriciteitsopslag

Uitgangspunten:
Deze casus gaat uit van batterijen bij logistieke bedrijven om laadinfrastructuur te faciliteren. De casus van Jan Bakker omvat 18 e-trucks met een batterijcapaciteit van 560 kWh, een batterij van 6 MWh, netaansluiting van 6 kVA en 1.800 kWpiek zonnepanelen. Voor de uitgangspunten zijn we uitgegaan van verschillende studies die uitgevoerd zijn voor logistieke partijen op dit onderwerp.[9] Dit is aangevuld met marktprognoses over de ontwikkeling van logistiek tot 2030 en inzichten uit studies van CE Delft.

Geschat potentieel 2030: 250 tot 500 MW

Toelichting potentieel:
Richting 2030 verwacht ElaadNL een vermogen van ongeveer 1.200 MW laadvraag[10]. Uit analyse van verschillende casussen, aangevuld met informatie uit de Jan Bakker casus, voorzien we een totaal potentieel van een batterij om 20% tot 40% van deze laadvraag te faciliteren ondanks netcongestie. Daarbij speelt mee:

- De batterij moet wel opgeladen kunnen worden binnen het transportvermogen. De batterij kan dus niet eindeloos opgeschaald worden maar wordt beperkt door het transportvermogen en mogelijk eigen lokale opwek.
- Batterij is vooral nuttig bij laadvraag die korter duurt, dan kan er een grotere vermogensreductie gerealiseerd worden. Als de hele nacht voertuigen opgeladen moeten worden, kan de batterij een kleinere vermogensreductie realiseren.

Daarmee komen we op een inschatting dat er met batterijopslag bij logistieke oplaadpunten zo'n 20% tot 40% van de vermogensvraag gereduceerd kan worden. Dit komt met een verwacht vermogen van 1.200 MW in 2030 overeen met 250 tot 500 MW.

Het potentieel bij andere bedrijven dan in de logistieke sector en hun processen kan ook erg groot zijn. Uit Tabel 3.2 blijkt er een flexibele vraag van de industrie van 1 tot 2 GW, welke kan worden ingevuld door elektriciteitsopslag. Naast flexibele vraag zou elektriciteitsopslag nog meer elektriciteitspiekvraag kunnen reduceren, waardoor er nog minder netaansluitingsvermogen benodigd is. De uitgevoerde berekeningen voor energiehubs geeft hiervoor een eerste indicatie maar er zijn geen berekeningen uitgevoerd hiervoor.

[7] Integrale Energiesysteemverkenning 2030-2050, update 2023
[8] Warmtepomp trendrapport 2023
[9] Mitigerende maatregelen in de praktijk
[10] Dashboard bedrijventerreinen ElaadNL

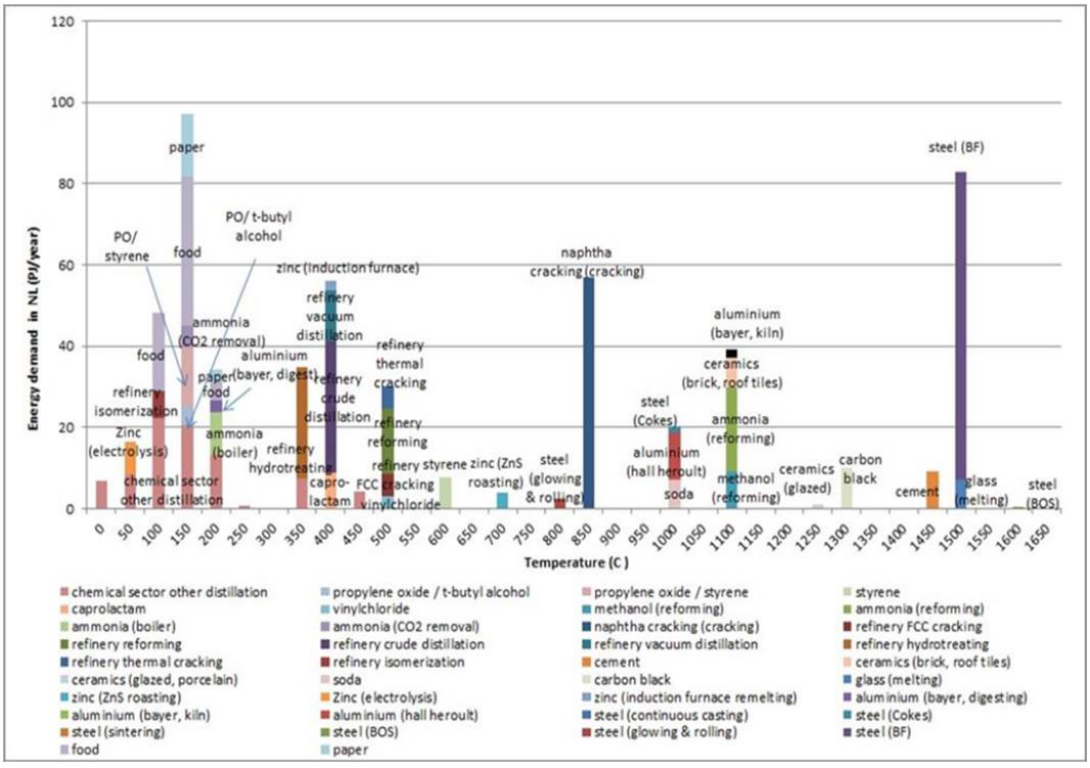
3.3.4 Elektriciteitsconversie

In plaats van elektriciteit direct te gebruiken of op te slaan kan ook worden omgezet in een andere vorm van energie. Wanneer de geconverteerde energie ook gebufferd kan worden om op een later moment te voldoen aan de vraag dan kan elektriciteitsconversie een rol spelen in het beperken van afnamecongestie. Indien opwek en afname bij elkaar staan kan ook invoedingscongestie worden beperkt. Er zijn verschillende conversiemogelijkheden, de belangrijkste daarvan zijn warmte (power-to-heat) en gas (power-to-gas, waaronder waterstof).

Uitgangspunten
In de potentie-inschatting baseren we ons op de casus Sappi, een papierfabriek waarbij e-boilers worden geplaatst. De scope van de inschatting beperken we daarmee op industriële warmte. Het totale technische potentieel van elektrificatie van de industrie wordt gedefinieerd aan de hand van de informatie uit Figuur 3.5. Huidige industriële warmtepompen hebben momenteel de capaciteit om temperaturen tot ongeveer 150 °C te bereiken. In 2030 zullen warmtepompen beschikbaar zijn op de markt die temperaturen van 200 °C kunnen bereiken. E-boilers kunnen zelfs hogere temperaturen bereiken, met de veronderstelling dat ze praktisch inzetbaar zijn tot 400 °C.

Beide technologieën kunnen flexibel worden ingezet in een industrieel productieproces. Bij de warmtepomp is het dan wel nodig dat er thermische buffering aanwezig is. Voor de e-boiler is dit meestal niet nodig, deze staat vaak opgesteld naast een bestaande gasketel en wordt in de praktijk aangezet op momenten dat de prijzen laag zijn.

Figuur 3.5 Warmtevraag Nederlandse industrie per procestemperatuur. Bron: presentatie TNO door Simon Spoelstra, 15 november 2023



Geschat potentieel 2030: 2- 2,5 GW

Toelichting potentieel
Het technisch potentieel wordt ingeschat op basis van de industriële warmtevraag in het figuur en gemiddelde vollasturen. Hieruit volgt een technisch potentieel van 3 tot 9 GW aan warmtepompen en 8 tot 20 GW e-boiler vermogen. In de praktijk zal naar verwachting in 2030 slechts een klein deel van dit vermogen gerealiseerd zijn. In oktober 2023 was ongeveer 1,2 GW in de SDE ingediend, voornamelijk voor e-boilers, waarvan een deel in warmtenetten zal worden ingezet. Volgens II3050 wordt het vermogen P2H in 2030 geschat tussen de 2,5 en 3,1

GW, wat ongeveer 10% van het industriële potentieel vertegenwoordigt. We gaan ervan uit dat ongeveer 80% hiervan wordt gerealiseerd in een opstelling die netcongestie vermijdt door buffering en/of hybride gebruik te benutten.

3.3.5 Cable pooling

Cable pooling betekent dat er twee opwekfaciliteiten gezamenlijk aangesloten worden op één aansluiting. Dit is een oplossing voor invoedingsnetcongestie omdat het vermogen van de cable pooling oplossing kleiner is dan het vermogen wanneer twee projecten onafhankelijk van elkaar worden aangesloten op het elektriciteitsnet. Hiermee speelt het potentieel vrij om additionele hernieuwbare opwek bij te plaatsen op een aansluiting die al aangelegd is.

De combinatie tussen zon-PV en windturbines is een uitermate geschikte combinatie, aangezien de opwekprofielen seizoensmatig complementair zijn en dus zorgen voor een vlakker opwekprofiel. Door de opwekfaciliteiten op dezelfde netaansluiting te koppelen aan het net met een lager vermogen dan het cumulatieve piekvermogen van de opwekfaciliteiten, wordt een hoger aantal vollasturen van de netaansluiting gerealiseerd. Zo wordt de netaansluiting dus beter benut. Over een jaar genomen haalt de netaansluiting van wind op land 30% vollasturen en zon ongeveer 10% (met een netaansluiting van 50 tot 70%) als ze apart worden aangesloten op het net. Met cable pooling kan dit percentage oplopen tot 35 – 42% benutting van de netaansluiting, als het aantal zonnepanelen wordt over gedimensioneerd t.o.v. de PV-inverter.[11] Op momenten dat de zon en wind piek samenvalt is er curtailment nodig, maar over het hele jaar is dit beperkt.

Uitgangspunten potentieelschatting:

- Voor de potentie inschatting van cable pooling wordt als basis de historisch gerealiseerde hoeveelheid wind op land projecten geëxtrapoleerd tot 2030. Dit op basis van de SDE++ projecten die bekend zijn bij RVO.[12]
- Voor de mogelijkheid van cable pooling is wind op land als basis genomen omdat verondersteld wordt dat extra zon-PV bij een bestaande windturbine eenvoudiger te realiseren is dan andersom. Daarnaast wordt er de komende jaren minder vermogen wind op land gerealiseerd dan zon-PV.
- Voor de verhouding van de vermogens van wind, zon en de netaansluiting is een laag en hoog scenario aangenomen, zoals staat vermeld in Tabel 3.3.
- Voor de vergelijking van netaansluiting zonder cable pooling, is uitgegaan van 100% netaansluiting bij wind en 50% netaansluiting bij zon.

Tabel 3.3 Vermogensverhoudingen wind, zon en netaansluiting bij cable pooling voor een laag en hoog scenario

Cable pooling combinatie	Waarde - laag	Waarde - hoog	Eenheid
Windturbine	0,9	1	-
Zon-PV	0,512	0,9	-
Netaansluiting zonder cable pooling	1,156	1,45	-
Netaansluiting met cable pooling	1	1	-

Geschat potentieel 2030: 0,5 tot 1,8 GW

Toelichting potentieel:
De inschatting voor het potentieel is opgedeeld in de mogelijkheid voor cable pooling bij bestaande en nog niet gerealiseerde wind op land projecten. In staat de potentie inschatting voor nog te realiseren projecten. De verwachte toename van wind op land is tussen de 450 en 750 MW. Met de in Tabel 3.3 vermelde verhouding tussen zon, wind en de netaansluiting, zou een besparing van de totale netaansluiting van 206 tot 675 MW kunnen worden gerealiseerd, ten opzichte van de situatie waarin de zon en wind onafhankelijk van elkaar op het

[11] Maximaal benutten van capaciteit Cable pooling (netbeheernederland.nl)
[12] Zie de projectenbeheer SDE++ op de website van RVO.

net worden aangesloten. Bij een realisatiegraad van 50 tot 100% voor respectievelijk laag en hoog scenario, wordt de ingeschatte potentie 103 tot 675 MW.

Tabel 3.4 Cable pooling potentie nieuwe wind op land.

Cable pooling – nieuw te bouwen wind op land	Waarde - Laag	Waarde - Hoog	Eenheid
Marktprognose WoL per jaar	75	125	MW
Realisatie 2025 - 2030	450	750	MW
Totaal aansluitvermogen zon-PV	256	675	MW
Totaal aansluitvermogen wind	450	750	MW
Aansluitvermogen zonder cable pooling	706	1425	MW
Aansluitvermogen met cable pooling	500	750	MW
Besparing netaansluiting	206	675	MW
Realisatiegraad	50%	100%	%
Totaal nieuwe wind + zon	**103**	**675**	**MW**

Ook is het potentieel ingeschat voor het bijplaatsen van zon bij bestaande wind op land, waar cable pooling mogelijk wordt geacht. Gerealiseerde wind op land projecten vanaf 2018 zijn als basis genomen voor deze inschatting, welke overeenkomt met een cumulatief vermogen van 3000 MW. Het potentieel voor besparing van netaansluiting is op basis van de aannames in Tabel 3.5, is ingeschat op 461 tot 1080 MW.

Tabel 3.5 Cable pooling potentie huidige wind op land

Cable pooling – potentie huidige wind op land	Waarde – Laag	Waarde – Hoog	Eenheid
WOL sinds 2018	3000	3000	MW
Zon bijplaatsen	1707	2700	MW
Netaansluiting zonder cable pooling	3853	4350	MW
Netaansluiting met cable pooling	2700	3000	MW
Realisatie projecten	40%	80%	MW
Range	461	1080	MW

Hiermee wordt de totale potentie voor cable pooling ingeschat op 564 tot 1755 MW, zoals is vermeld in Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Totale cable pooling potentie

Cable pooling	Waarde – Laag	Waarde - Hoog	Eenheid
Nieuwe wind + zon	103	675	MW
Zon bijplaatsen bij bestaande wind	461	1080	MW
Totaal	**564**	**1755**	**MW**

3.3.6 Directe lijn

Een directe lijn kan een oplossing bieden voor het verminderen van invoedingscongestie. Zon-PV-systemen worden direct aangesloten op een afnemer van de zonne-energie, waardoor een netaansluiting minder tot geheel niet nodig is. Nieuwe zon-PV projecten die SDE++ subsidie ontvangen worden aangesloten op 50% van de maximale capaciteit van het systeem, maar met een directe lijn kan tot 100% van de netaansluiting bespaard worden. Het is bij de directe lijn van belang dat de afnemer op momenten met zonne-energie ook daadwerkelijk de stroom kan verbruiken, en dus het net niet belast wordt.

Uitgangspunten potentieelinschatting:

- Voor de inschatting van directe lijn zijn nog te bouwen dak- en veld gebonden zonneparken groter dan 1 MW als basis genomen.
- Er is een marktprognose gemaakt op basis van de gemiddelde realisatie van zonneparken in de periode 2020 tot 2022, met een laag en hoog scenario van 75% tot 125% van het gemiddelde over de periode 2020 tot 2022.
- Voor zon op veld is uitgegaan van een realisatiegraad, het percentage waar directe lijn mogelijk zal zijn, van 5 tot 15% van nog te bouwen veldsystemen. Voor zon op dak is deze hoger ingeschat op 40 tot 80%, omdat het naar verwachting vaker voorkomt dat er een directe lijn getrokken kan worden naar een afnemer nabijgelegen het dakgebonden systeem dan het geval is bij veldsystemen.
- Voor de impact op de vermindering van de netaansluiting is bij zowel zon op veld als op dak ingeschat op 40 tot 100%. 100% betekent hier dat het volledige vermogen via de directe lijn aangesloten kan worden.

Geschat potentieel 2030: 0,2 tot 1,9 GW.

Toelichting potentieel:
De inschatting van het potentieel is opgesplitst in systemen op veld (Tabel 3.7) en op dak (Tabel 3.8). Het potentieel voor directe lijn bij dak systemen is groter dan bij veldsystemen, terwijl de prognose voor de bouw hiervan lager is. Dit komt omdat verondersteld wordt dat de potentie van een directe lijn bij dak systemen vele malen hoger ligt dan bij veldsystemen, doordat de opwek en de afnemer over het algemeen dichter bij elkaar gesitueerd zijn. In minimaal 40% van de gevallen waar zon op dak wordt geplaatst, wordt het mogelijk geacht dat directe lijn gerealiseerd kan worden. Ook wel de realisatiegraad directe lijn genoemd. De directe lijn resulteert in een vermindering van de netaansluiting tussen de 40 en 100% voor het Laag/Hoog scenario, voor zowel dak als veldsystemen. De grote bandbreedte impliceert grote afhankelijkheid van de twee cruciale factoren, namelijk de realisatiegraad directe lijn en impact op de netaansluiting. De besparing van netaansluitingsvermogen is berekend door de realisatiegraad van directe lijn en de impact op de netaansluiting, te vermenigvuldigen met de geprognosticeerde realisatie op 50% van het vermogen, omdat PV-systemen volgens de SDE++ regeling maar op 50% van het piekvermogen mogen aansluiten op het net.

Tabel 3.7 Potentie netaansluiting besparing directe lijn bij zon op veldsystemen.

Potentie zon op veld	Waarde - Laag	Waarde - Hoog	Eenheid
Prognose per jaar	732	1220	MW
Realisatie 2025 - 2030	4392	7320	MW
Netaansluiting zonder directe lijn	2196	3660	MW
Realisatiegraad	5%	15%	%
Impact netaansluiting	40%	100%	%
Netaansluiting met directe lijn	2152	3111	MW
Besparing netaansluiting land	44	549	MW

Tabel 3.8 Potentie netaansluiting besparing directe lijn bij zon op dak systemen.

Potentie zon op dak	Waarde - Laag	Waarde - Hoog	Eenheid
Prognose per jaar	331	551	MW
Realisatie 2025 - 2030	1983	3305	MW
Netaansluiting zonder directe lijn	992	1653	MW
Realisatiegraad	40%	80%	%
Impact netaansluiting	40%	100%	%
Netaansluiting met directe lijn	833	331	MW
Besparing netaansluiting dak	159	1322	MW

3.3.7 Capaciteitsbeperkingscontract

Met een CBC krijgt de netgebruiker een vergoeding voor het tijdelijk gereduceerd gebruik maken van hun gecontracteerd transportvermogen. Hierdoor wordt het vaste transportvermogen dus omgezet naar flexibel vermogen. Een non-firm ATO werkt contractueel anders (een goedkoper contract voor flexibel vermogen) maar vereist in essentie dezelfde gedragsaanpassingen van de netgebruiker. Net als voor sturing achter-de-meter geldt dat er voor flexibel transportvermogen andere aanpassingen nodig zijn op het netgebruik. Dit kan door middel van het uitstellen van vraag naar momenten waarop vermogen beschikbaar is en/of gebruik makend worden van opwek, conversie en/of opslag.

Uitgangspunten potentieelinschatting
De technische potentie van capaciteitsbeperking is de mogelijkheid om rendabel te schuiven van elektriciteitsvraag- of opwek in de tijd of netvraag op een andere manier op te vullen. Voor het capaciteitsbeperkend contract wordt in essentie dezelfde aanpak toegepast als bij het potentieel van sturing achter-de-meter.

Geschat potentieel 2030: 2,2 – 5,1 GW

Tabel 3.9 Potentieelinschatting flexibel vermogen (cbc/non-firm ATO) 2030

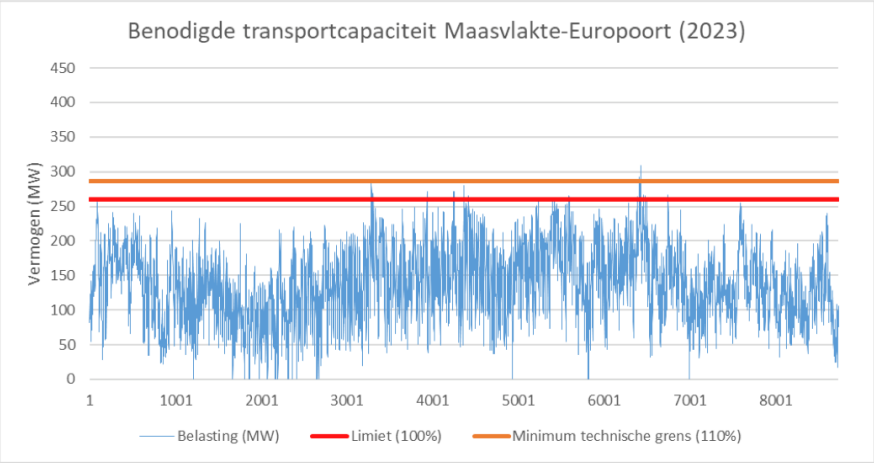
Maatregel	Minimaal potentieel (MW)	Maximaal potentieel (MW)	Sectoren
Industriële vraagrespons tot 24 uur	760	1.760	Chemie-, voeding-, metaal- en papiersectoren
Industriële e-boilers naast gasketels	930	2.180	Petrochemie, chemie, voedsel-, papier-, polymeerindustrie, ammonia productie
Hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw	330	770	Utiliteitsbouw
Slim laden logistieke voertuigen	180	420	Logistiek met e-trucks
Totaal	**2.200**	**5.100**	

Toelichting potentieel
Op basis van eerder onderzoek van CE Delft wordt aangenomen dat minimaal 30% en maximaal 70% van het in 2030 haalbare potentieel kan worden gerealiseerd door flexibel vermogen in te zetten.

3.3.8 Energiehubs met groepscontracten

Uitgangspunten:
Het technisch potentieel van energiehubs en groepscontracten is net als bij de CBC en sturing-achter-de-meter gelijk aan de mogelijkheid om vraag- en aanbod te sturen in de tijd of de netvraag op een andere manier op te vullen. Het additioneel vermogen wat in deze vorm aangesloten kan worden t.o.v. die oplossingen komt tot stand doordat men in groepsverband, gegeven meer aansluitingen, vraag, opwek, opslag en conversie, meer mogelijkheden heeft op economisch rendabele wijze te sturen op netvraag. De potentie is dan ook *niet* gelijk aan de ruimte die ontstaat wanneer bestaande gecontracteerde transportvermogens worden ‘opgeteld’. Dit komt doordat de netbeheerder op het niveau van het onderstation al een mate van gelijktijdigheid veronderstelt (zie Figuur 3.6, netruimte tussen de blauwe en rode lijn kan in potentie slimmer worden benut met een groepscontract).

Figuur 3.6 Voorbeeld belastingpatroon op station niveau. Energiehubs en/of groepscontracten kunnen ruimte voor elektrificatie vrijspelen door op dit niveau pieken te dempen. Bron: NBNL



Geschat potentieel 2030: 3,7- 7,3 GW

Tabel 3.10 Potentieelinschatting energiehubs en groeps-TO 2030

Maatregel	Minimaal potentieel (MW)	Maximaal potentieel (MW)
Industriële vraagrespons tot 24 uur	1.260	2.520
Industriële e-boilers naast gasketels	1.560	3.120
Hybride warmtepompen in de utiliteitsbouw	550	1.090
Slim laden logistieke voertuigen	300	600
Totaal	**3.700**	**7.300**

Toelichting potentieel
Voor energiehubs wordt in de kern dezelfde aanpak gebruikt als voor het potentieel van sturing achter de meter en het capaciteitsbeperkingscontract. Ook hier betekent dit dat met de geselecteerde maatregelen niet alle, maar wel de belangrijkste potentiëlen in beeld zijn. Met deze selectie van maatregelen ontbreekt een deel van het totale potentieel, zoals bijvoorbeeld het slim laden van zakelijk persoonsvervoer en de woningbouw. De woningbouw valt expliciet buiten de scope van dit onderzoek, de potentie van zakelijk persoonsvervoer en andere mogelijke maatregelen wordt relatief laag ingeschat. Op basis van opgedane kennis uit eerdere onderzoeken van CE Delft en onderzoek[13] van Royal HaskoningDHV voor OostNL wordt verondersteld dat minimaal 50% en maximaal 100% van het in 2030 haalbare potentieel kan worden gerealiseerd door energiehubs toe te passen.

3.4 Kostenanalyse

Deze kostenanalyse resulteert in de kosten van de zeven oplossingen voor netcongestie voor bedrijven. De aannames zijn opgenomen in Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen. Deze paragraaf vergelijkt twee parameters:

- **Kosten oplossing:** Dit omvat de totale netto kosten voor de ondermer met investeringen en jaarlijkse kosten. We vertalen dit naar een bedrag per MWh. Voor iedere oplossing wordt een range weergegeven. De kosten (of baten) van de oplossing worden bepaald aan de hand van een kosten/baten analyse. De aannames hiervoor zijn beschreven in de uitgangspunten onder ieder hoofdstuk en verder uitgewerkt in de bijlagen. De kosten zijn allen de daadwerkelijke kosten zonder subsidies zoals o.a. de SDE++ en EIA.

- **Maatschappelijke kostprijs netcongestie door gederfde toegevoegde waarde en gederfde hernieuwbare elektriciteitsopwekking:** Dit zijn de kosten van netcongestie als er geen elektriciteit

[13] Meerwaarde Smart Energy Hubs Oost NL, Royal HaskoningDHV, 2022

geleverd of ingevoed kan worden. Hiervoor gebruiken we data uit een andere studie (Ecorys, 2024), die in de paragraaf hieronder verder toegelicht wordt.

Dit is een hoog over kostenanalyse voor heel Nederland. Doel is om voor beleidsmedewerkers en brancheverenigingen in kaart te brengen wat de verhouding is tussen de kosten van een oplossing en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie. De hoofdvraag is: hoeveel levert het op als er met een oplossing één MWh extra elektriciteit gebruikt of ingevoed kan worden?

Van belang is dat dit algemene getallen zijn voor hele sectoren. Voor specifieke bedrijven kunnen de getallen afwijken. Daarnaast is dit een maatschappelijke kostenvergelijking. De kosten voor een oplossing resulteren natuurlijk wel tot hogere kosten voor bedrijven, wat ook van belang is om mee te nemen en eventueel beleid op te voeren.

3.4.1 Andere studie over maatschappelijke kostprijs netcongestie

Afname netcongestie beperkt de uitbreiding van economische activiteiten van ondernemingen, doordat ze geen grotere of helemaal geen netaansluiting kunnen krijgen. Hierdoor kan potentiële toegevoegde waarde niet worden gerealiseerd. Onderzoeksbureau Ecorys heeft recent een studie uitgevoerd naar de kosten van netcongestie (Ecorys, 2024). In deze studie is per sector onderzocht wat de kostprijs is voor netcongestie. Door de kosten van de oplossingen, zoals onderzocht in de studie die voor u ligt door Merosch en CE Delft, te vergelijken met de maatschappelijke kostprijs voor verschillende sectoren geeft dit inzicht in de kosteneffectiviteit van de oplossingen.

In de studie van Ecorys, is de bruto kostprijs van netcongestie onderzocht, ook wel de gederfde inkomsten. Voor onze studie zijn twee waardes relevant die hieronder worden toegelicht.

- De bruto kostprijs voor niet geleverde elektrische energie aan bedrijven. Dit geeft dus weer welke maatschappelijke waarde een bedrijf kan realiseren vertaalt naar een bedrag per MWh. Ecorys definieert dit als: *“Door netcongestie is sprake van additionele toegevoegde waarde[14] die niet gerealiseerd kan worden door een gebrek aan netcapaciteit. Deze kostprijspost gaat dus over het niet kunnen groeien van het huidige productieniveau door netcongestie.”* (Ecorys, 2024)
- De bruto kostprijs voor duurzame elektriciteit die niet ingevoed kan worden. Ecorys definieert dit als: “*Invoedingscongestie stelt een limiet aan de hoeveelheid elektriciteit die in een gebied kan worden opgewekt. Bedrijven die elektriciteit opwekken en (gedeeltelijk) willen terugleveren, kunnen dat niet doordat er te weinig transportcapaciteit is. Hierdoor wordt er minder additionele hernieuwbare elektriciteit opgewekt dan er potentieel aanwezig is; hernieuwbare aanbod dat, in potentie, het fossiele aanbod van elektriciteit had kunnen verdringen.”* (Ecorys, 2024)

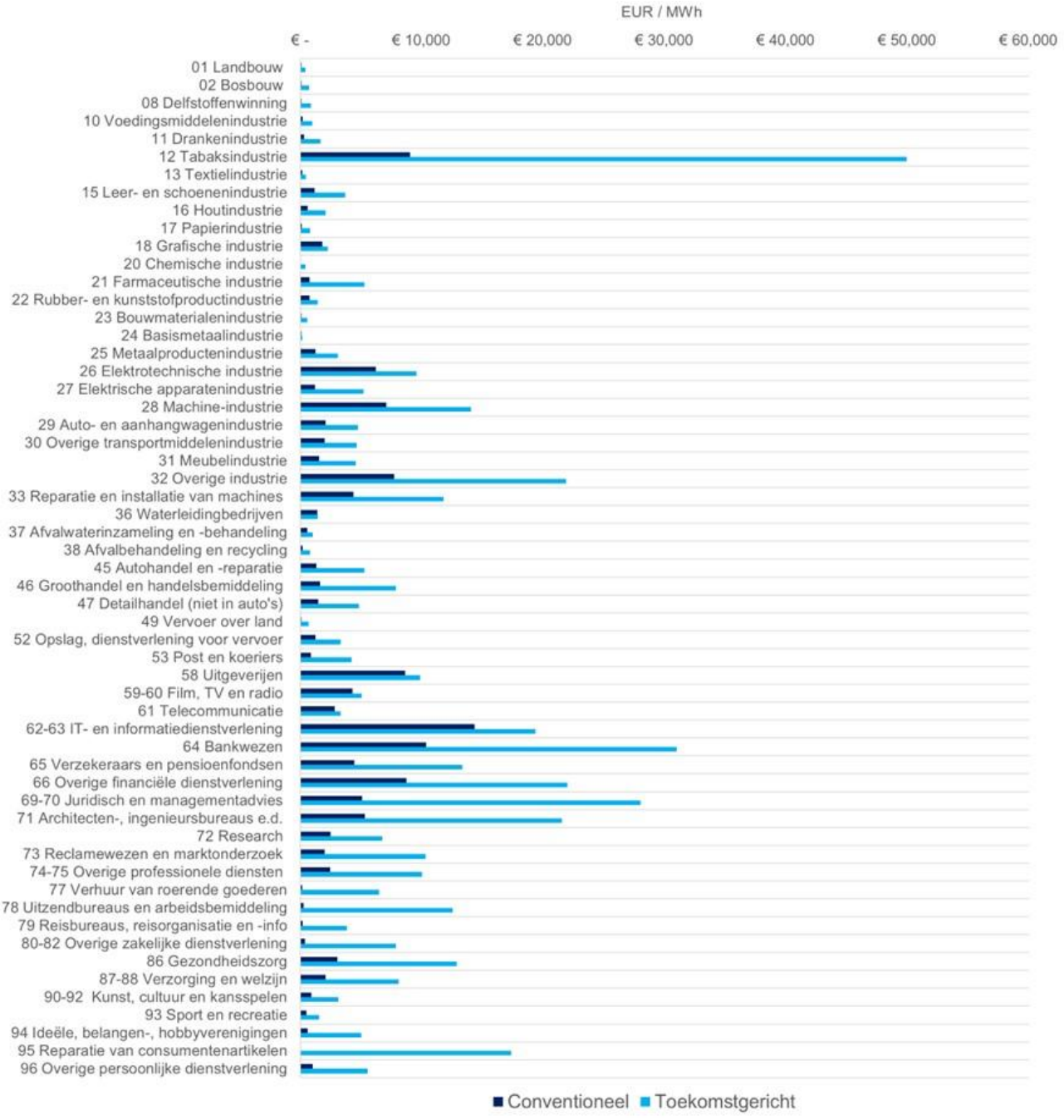
Bruto kostprijs voor niet geleverde elektrische energie aan bedrijven
Deze geeft aan wat 1 MWh aan niet geleverde/afgenomen elektrische energie tot gevolg heeft, zonder daarbij rekening te houden met substitutie of adaptatie van bedrijfsprocessen (vandaar bruto). Substitutie zou betekenen dat het proces wel doorgang vindt maar met een andere energiedrager, adaptatie dat het proces aangepast wordt om doorgang te vinden ondanks de niet geleverde elektriciteit. Deze bruto kostprijs voor netcongestie verschilt sterk per sector.

In Figuur 3.7 zijn de maatschappelijke kostprijzen voor netcongestie weergegeven per sector, zoals is berekend door adviesbureau Ecorys. Dit is gedaan voor zowel conventionele als toekomstgerichte bedrijfsvoering. Conventioneel geeft de kostprijs per MWh elektriciteit weer in de huidige situatie, waarbij de kosten toegekend zijn aan zowel elektriciteitsgebruik en fossiele energiebronnen. De toekomstgerichte bedrijfsvoering houdt

[14] *Bruto toegevoegde waarde is de totale waarde die een bedrijf of een economische sector aan goederen en diensten heeft toegevoegd tijdens het productieproces, gemeten door de verkoopwaarde van de geproduceerde goederen en diensten minus de kosten van ingekochte grondstoffen en diensten. Het geeft de economische bijdrage van een entiteit aan en wordt vaak gebruikt als een indicator van de productiviteit en het economisch rendement.*

rekening met in hoeverre elektrificatie mogelijk is per sector, om voor het toekomstgerichte scenario een inschatting te maken voor de kostprijs van netcongestie. Naarmate ondernemingen bedrijfsprocessen meer elektrificeren, wordt de afhankelijkheid van elektriciteit groter en daalt vaak de totale primaire energievraag vanwege de hogere efficiëntie van elektrificatie. Daardoor zijn de gederfde inkomsten per MWh groter als gevolg van netcongestie. Hierdoor ligt de kostprijs voor toekomstgerichte bedrijfsvoering hoger dan bij conventionele bedrijfsvoering. Bij conventionele bedrijfsvoering, waar veelal fossiele brandstoffen worden gebruikt, is deze afhankelijkheid van elektriciteit voor de bedrijfsvoering namelijk kleiner en resulteert dus in een lagere kostprijs voor netcongestie. Alle aannames, methode en detail resultaten zijn terug te vinden in de studie van Ecorys.

Figuur 3.7 De maatschappelijke bruto kostprijs voor netcongestie per sector voor conventionele bedrijfsvoering (met fossiele brandstoffen) en toekomstgericht (geëlektrificeerd). Dit figuur is overgenomen uit (Ecorys, 2024).



Bruto kostprijs voor niet-ingevoede duurzame elektriciteit

Naast de kostprijs voor afname netcongestie, leidt invoedingsnetcongestie van duurzaam opgewekte elektriciteit ook tot het mislopen van inkomsten of toegevoegde waarde, namelijk de emissiereductie die het teweeg kan brengen. Door een waarde toe te kennen aan de emissiereductie, kan worden benaderd wat de kosten zijn van het niet realiseren van de hernieuwbare elektriciteit en dus de emissiereductie. Ecorys komt uit op een

maatschappelijke bruto kostprijs van 0 – 121 euro per MWh voor het niet kunnen realiseren van de hernieuwbaar opgewerkte duurzame elektriciteit. Deze range wordt dus bepaald door of de duurzame energie resulteert in CO_2-reductie of niet, afhankelijk van het moment dat er ingevoed wordt op het net.

Indien de hernieuwbare elektriciteit ervoor zorgt dat er minder kolen of gas verstookt moet worden om elektriciteit op te wekken, leidt dit tot aanzienlijke emissiereductie en zal de kostprijs voor netcongestie in de buurt van de € 121 per MWh liggen. In een andere situatie waarbij de hernieuwbare opwek concurreert met andere hernieuwbare opwek, zal de marginale toevoeging van een MWh duurzame elektriciteit niet leiden tot verdere emissiereductie en zal de kostprijs voor het niet realiseren van duurzame elektriciteit rond de € 0 per MWh liggen. Deze kostprijs van netcongestie wordt vergeleken met de oplossingen elektriciteitsconversie, cable pooling en directe lijn.

Tabel 3.11 Statistische waarden van maatschappelijke kostprijzen voor netcongestie van niet-ingevoede elektriciteit uit studie Ecorys (Ecorys, 2024).

Maatschappelijke kostprijs	Min	Max	Gemiddelde	Mediaan	Eenheid
Niet-gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit	0	121	N.v.t.	N.v.t.	€ per MWh

3.4.2 Sturing achter-de-meter

Uitgangspunten
Sturing achter-de-meter kan bijdragen aan het verminderen van afnamenetcongestie, door het elektriciteitsverbruik op piekmomenten te verschuiven naar andere momenten. Om de kosten van sturing achter-de-meter te bepalen zijn we uitgegaan van meerkosten die ontstaan door de aankoop van een energiesturingssysteem bestaande uit software en hardware. Voor de kosteninschatting van dit soort systemen zijn verschillende marktpartijen benaderd. Bij sturing achter-de-meter gaan we uit van een verschuiving van het verbruik in de tijd, wat dus niet leidt tot energiebesparing. Daarom zijn er geen baten meegenomen in deze kostenanalyse. De kosten van netcongestie zijn gebaseerd op een onderzoek van Ecorys naar de maatschappelijke kostprijs van netcongestie (Ecorys, 2024).

De berekening voor de kosten van de oplossing is gebaseerd een laag en hoog kostenrange. Deze verschillen staan in onderstaande tabel.

Tabel 3.12 Aannames kosten sturing achter de meter.

Parameter	Waarde - Laag	Waarde - Hoog	Eenheid	Bron
Energieverbruik	300	50	kWh/m2/jaar	(CBS, 2019)
Kosten energiesturingssysteem	1	2	€/m2/jaar	Navraag marktpartijen

Het energieverbruik in het laag scenario is hoger dan in het hoog scenario, omdat dit leidt tot de laagste kosten per energieverbruik.

Mogelijke baten door sturing achter-de-meter
Energiesturing kan ook leiden tot energiebesparing, door processen slim te sturen. Zo kan bijvoorbeeld verlichting worden gekoppeld aan de hoeveelheid daglicht, zodat de verlichting tijdens uren met veel zon uitgeschakeld kan worden. Of een klimaatsysteem die in verschillende ruimtes automatisch aan- of uitschakelt op basis van de aanwezigheid van mensen. Bij de fabriek van ABB in Ede, een van de onderzochte casussen in dit onderzoek, heeft zo'n energiesturingssysteem geleid tot aanzienlijke besparing van stroom. Echter is in deze analyse ervan uitgegaan dat sturing-achter-de-meter slechts energieverbruik verschuift in de tijd, en dus geen opbrengsten geneert via energiebesparing.

Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie

De kosten per energieverbruik (€ per MWh) voor de oplossing sturing achter-de-meter zijn afhankelijk van het energieverbruik van de klant en de kosten van het energiesturing systeem. De kosten range voor sturing achter-de-meter ligt tussen 5 en 40 € per MWh voor het laag en hoog scenario. De maatschappelijke bruto kostprijs voor netcongestie liggen aanzienlijk hoger dan de kosten voor de oplossing.

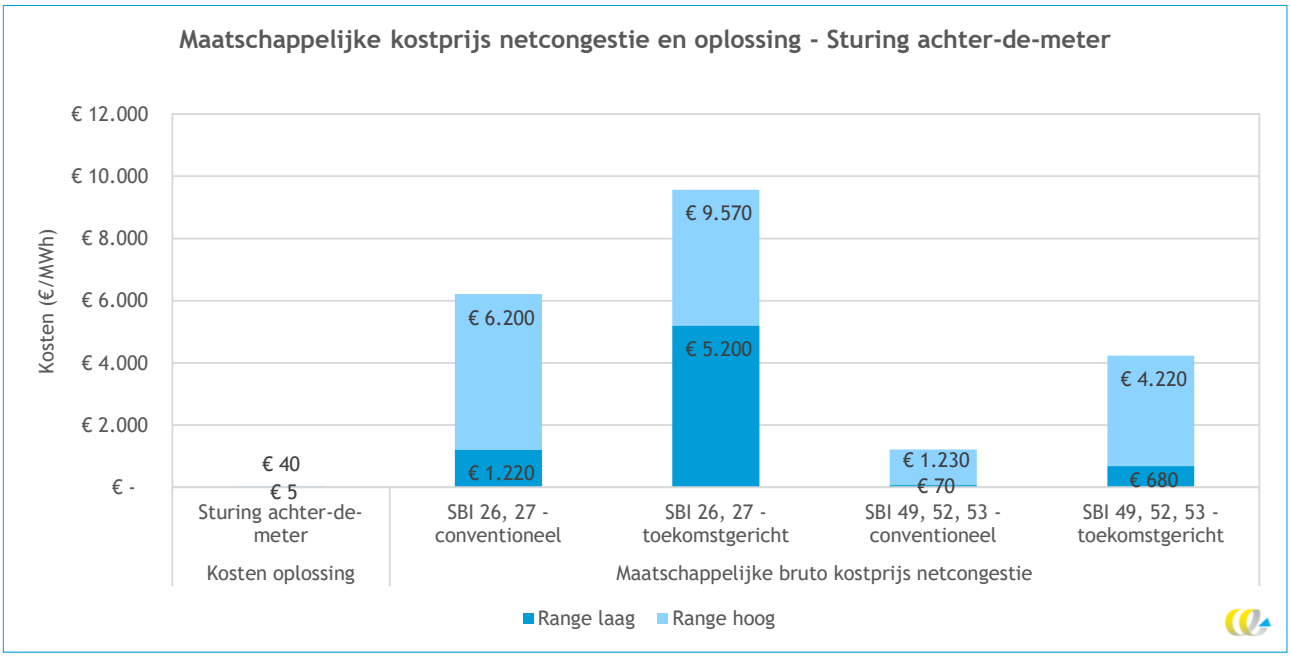
De casus voor sturing achter-de-meter was het bedrijf ABB Ede, welke elektrische apparatuur produceert (SBI code 2611). Ter vergelijking zijn SBI code 26 en 27 als groep genomen. Daarnaast is een andere groep SBI-codes geselecteerd waarvan we denken dat slimme energiesturing een potentievolle oplossing is. Dit zijn SBI-codes 49, 52, 53, oftewel logistiek waar slim laden een goede oplossing is. Slimme energiesturing kan in veel sectoren potentie hebben, dit zijn dus slechts twee voorbeelden van relevante sectoren.

In Tabel 3.13 staan de bedrijfscategorieën die bij de SBI codes horen. In potentie kan energiesturing worden toegepast in veel andere bedrijfscategorieën, dus de opgenomen SBI bedrijfscategorieën zijn puur ter vergelijking van de kosten van de oplossing en netgebruik. De toekomstgerichte kosten voor netcongestie voor de geselecteerde sectoren zijn het hoogst. Ook de maatschappelijke kosten voor netcongestie met conventionele bedrijfsvoering, liggen hoger dan de kosten van de oplossing van sturing achter-de-meter. Dit betekent dus dat slimme energiesturing een kosteneffectieve oplossing is voor netcongestie, mits dit voor een bedrijf ook daadwerkelijk een oplossing biedt.

Tabel 3.13 SBI code van de sectoren die zijn vergeleken met kosten voor oplossing sturing achter-de-meter.

SBI code	Sector
26	Elektrotechnische industrie
27	Elektrische apparaten
49	Vervoer over land
52	Opslag, dienstverlening voor vervoer
53	Post en koeriers

Figuur 3.8 Resultaten kosten oplossing van sturing achter-de-meter en de maatschappelijke kostprijs netcongestie voor conventionele en toekomstgerichte bedrijfsvoering. De SBI sectoren zijn geselecteerd op basis van de casus per oplossing in Tabel 3.1. Een overzicht van SBI sectoren in deze figuur is weergegeven in Tabel 3.13.



3.4.3 Elektriciteitsopslag

Uitgangspunten

De casus voor elektriciteitsopslag is een logistiek bedrijf dat te weinig transportvermogen heeft om in de laadvraag te voorzien. Er wordt een batterij geplaatst die oplaadt met goedkopere stroom overdag en levert op momenten met een tekort aan capaciteit. Het probleem dat deze batterij dus oplost is afnamenetcongestie, door het opladen van elektrische logistieke voertuigen. We gaan uit van kostenkengetallen gebaseerd op recente projecten en bekende studies. De berekening is gebaseerd op een batterij van 2 MW met een laag en hoog kostenrange. Deze verschillen in:

- Laag kostenrange: Projectie van lagere investeringskosten met investering in 2025 en inzet van de batterij voor levering van 4.000 MWh (2.000 vollasturen).
- Haag kostenrange: Projectie van hogere investeringskosten met investering in 2025 en inzet van de batterij voor levering van 800 MWh (400 vollasturen)

Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie

De kosten voor een batterij zijn relatief hoog ten opzichte van andere onderzochte oplossingen, vooral in de aanschafprijs. Daarnaast zijn er jaarlijkse operationele kosten en energieverliezen. Er is geen extra nettarief, aangezien juist het transportvermogen niet opgehoogd kan worden. De maatschappelijke kostprijs voor netcongestie uit de Ecorys studie zijn opgenomen ter vergelijking met de kosten van de oplossing in

Figuur ***3.9***. Hieruit blijkt overtuigend dat de kosten van een batterij zeer beperkt zijn ten opzichte van de maatschappelijke kostprijs voor netcongestie. De kosten voor de batterij schatten we in op 190 tot 600 euro per MWh gebaseerd op de aannames in bovenstaande paragraaf. De maatschappelijke kosten voor netcongestie variëren van € 70 tot 30.980 per MWh voor de geselecteerde sectoren.

De casus van elektriciteitsopslag betreft Jan Bakker uit Hattemerbroek (SBI code 49), welke een batterij heeft geplaatst voor het opladen van e-trucks. Voor de vergelijkbare SBI categorieën 49, 52, 53 (vervoer over land, opslag/dienstverlening voor vervoer, post en koeriers.) zijn de kosten netcongestie met conventionele bedrijfsvoering in orde grootte gelijk aan de kosten voor de batterij. Dit betekent dat de kostprijs van de batterij ongeveer gelijk is aan de kosten van geen netgebruik, de oplossing is dus te overwegen maar heeft niet noodzakelijkerwijs grote maatschappelijke baten.

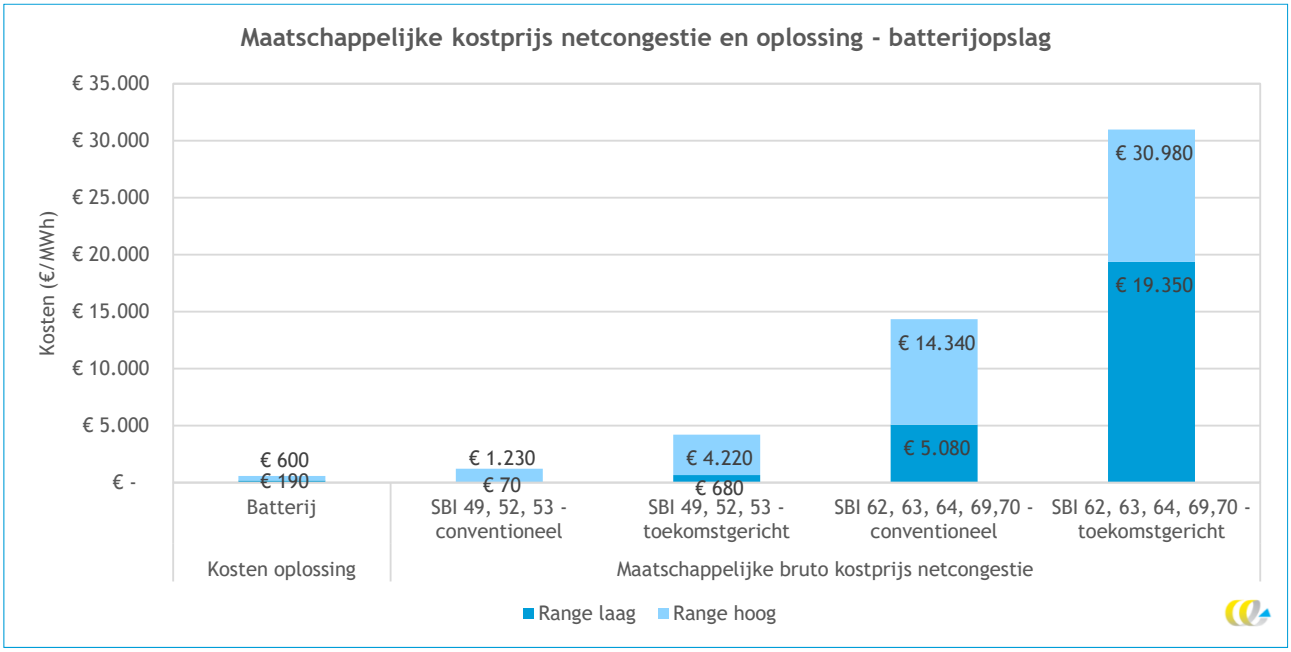
Deze casus kent dus een hoge mate van elektrificatie van het wagenpark en is in die zin zeer toekomstgericht. De maatschappelijke kosten voor netcongestie van toekomstgerichte bedrijfsvoering in de sectoren 49, 52 en 53 zijn hoger dan de kosten voor de batterij. Een batterij lijkt daarmee een wenselijke oplossing.

De andere sectoren betreft advies en dienstverlening, met SBI codes 62, 63, 64, 69 en 70. De kosten van geen netgebruik is in deze sectoren vele malen hoger dan voor de kosten van de batterij. Netgebruik in deze sectoren levert dus veel maatschappelijke waarde op. Deze sectoren zijn dus zeer afhankelijk van een betrouwbaar elektriciteitsnet. Dit komt omdat veel economische activiteit in deze sectoren afhankelijk is van IT systemen en netwerken, welke elektriciteit nodig hebben om te kunnen functioneren.

Tabel 3.14 SBI code sectoren vergeleken met kosten voor oplossing elektriciteitsopslag.

SBI code	Sector
49	Vervoer over land
52	Opslag/dienstverlening voor vervoer
53	Post en koeriers
62	IT dienstverlening
63	Informatiedienstverlening
64	Bankwezen
69	Juridisch advies
70	Management advies

Figuur 3.9 Resultaten kosten oplossing van batterijopslag en de maatschappelijke kostprijs netcongestie voor conventionele en toekomstgerichte bedrijfsvoering. De SBI sectoren zijn geselecteerd op basis van de casus in Tabel 3.1. Een overzicht van SBI sectoren in deze figuur is weergegeven in Tabel 3.14.



3.4.4 Elektriciteitsconversie

Uitgangspunten

Bij elektriciteitsconversie wordt opgewekte elektriciteit gebruikt in processen, zoals verwarming, koeling of waterstofproductie, in plaats van teruglevering aan het elektriciteitsnet. Hiermee wordt een oplossing geboden voor invoedingsnetcongestie. Tussen de afnemer en opwekker van de hernieuwbare elektriciteit, moet een kabel worden gelegd om de elektriciteit direct om te zetten in een andere energievorm, wat kan leiden tot extra kosten. Echter wordt er bespaard op de netaansluitingskosten. We gaan ervan uit dat deze twee elkaar opheffen. Wat resteert zijn de kosten voor elektriciteitsconversie, waarvoor een elektrische boiler, warmtepomp en elektrolytische cel als uitgangspunt zijn genomen voor de kosteninschatting, gebaseerd op data van SDE++. De berekening voor de kosten van de oplossing is gebaseerd op een Laag en Hoog kostenrange, waarbij het Laag scenario gelijk is aan de kosten volgens de SDE++ en het Hoog scenario 1,5 keer de Laag kosten zijn. Aangezien deze technieken in de SDE++ zijn opgenomen, wordt de onrendabele top vergoed en zijn er dus netto geen kosten en baten. Dit geldt wel alleen onder voorbehoud van het verkrijgen van subsidie vanuit de SDE++. De resultaten in Figuur 3.10 zijn weergegeven zonder subsidie. De maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit is gebaseerd op resultaten van de Ecorys studie (Ecorys, 2024).

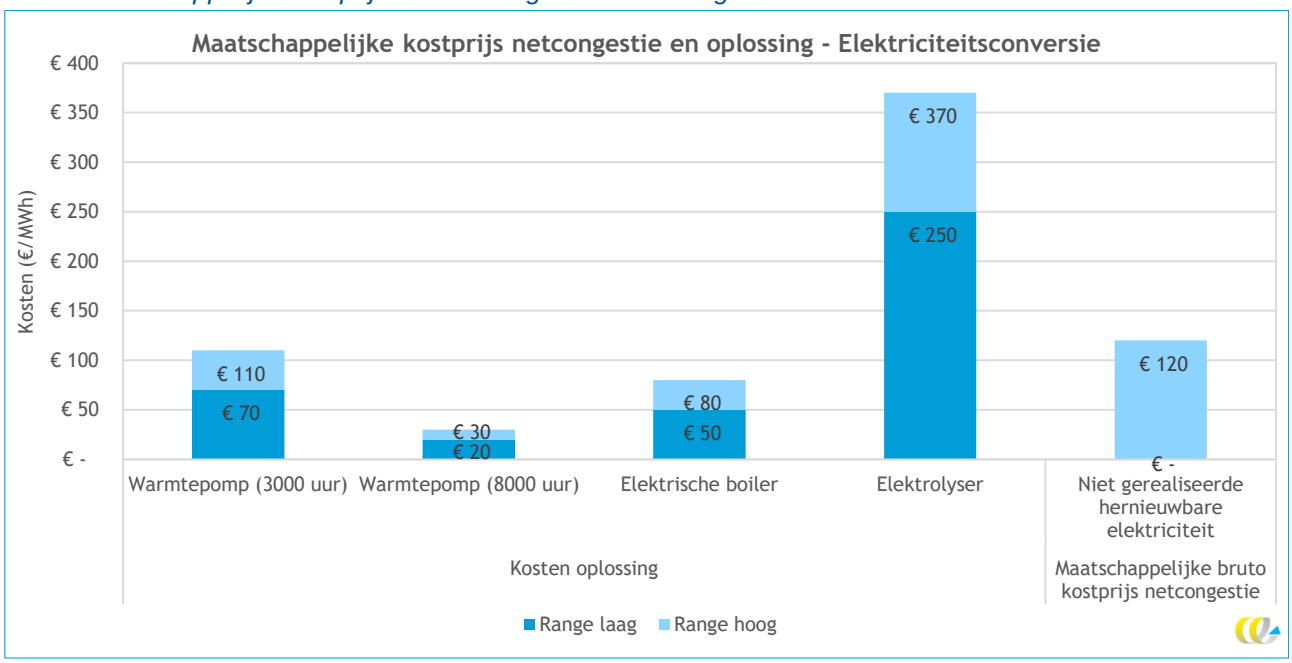
Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie

De kosten van de oplossingen worden vergeleken met de netcongestiekosten van niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit in Figuur 3.10. De maatschappelijke kostprijs voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit ligt tussen de € 0 en € 120 per MWh. Deze range is afhankelijk van of de ingevoede duurzame elektriciteit resulteert in CO2-reductie. Als elektriciteitsconversie goed wordt geregeld is de kans zeer groot dat daarmee CO2-reductie gerealiseerd wordt.

De oplossing van elektriciteitsconversie met een warmtepomp met 8000 vollasturen kent de laagste kosten, namelijk € 20 tot € 30 per MWh. De kosten voor de twee typen warmtepompen en de elektrische boiler liggen in range van de kosten van netcongestie. Hieruit kan worden geconcludeerd dat in sommige gevallen de warmtepomp of elektrische boiler kostentechnisch gunstiger is dan het niet realiseren van hernieuwbare elektriciteit. Dit hangt dus vooral af van de potentiële CO_2-reductie die gerealiseerd had kunnen worden met de niet-geleverde hernieuwbare elektriciteit, welke de range bepaald van deze kostprijs. Waterstofproductie met een elektrolytische cel heeft de hoogste kostenrange, namelijk € 250 tot 370 per MWh. Deze ligt in alle gevallen hoger

dan de maatschappelijke kosten van netcongestie, en het additioneel realiseren van elektrolyse als oplossing voor invoedingsnetcongestie is kostentechnisch dus niet een interessant alternatief.

Figuur 3.10 Resultaten kosten oplossing van warmtepomp, elektrische boiler en elektrolytische cel ("elektrolyzer") en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit.



3.4.5 Cable pooling

Uitgangspunten

Cable pooling houdt in dat de netaansluitingen van opwek faciliteiten (bijvoorbeeld wind- en zonnepark) worden gecombineerd tot een netaansluiting met een lager vermogen dan wanneer ze apart op het net worden aangesloten. Hiermee wordt de netaansluiting beter benut (oftewel met meer vollasturen gebruik van de netcapaciteit) en draagt het bij aan het verminderen van invoedingsnetcongestie. Voor de kostenberekening van cable pooling is de verwachte groei wind op land tot 2030 als uitgangspunt genomen. Dit houdt in dat bij nieuwe wind op land projecten, zon-PV bijgeplaatst wordt en aangesloten op dezelfde netaansluiting. Een kostenrange is bepaald voor twee scenario's, weergegeven in Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen.

Tabel 3.15 Uitgangspunten voor de kostenberekening van cable pooling. Deze verhoudingen tussen vermogen zon-PV, wind en de netaansluiting, leiden tot een verschil in gederfde opbrengsten.

Cable pooling combinatie	Waarde – Laag	Waarde – Hoog	Eenheid
Vermogen wind	1	1	MW
Vermogen zon-PV	0,5	1	MW
Netaansluiting zonder cable pooling (50% netaansluting zon-PV)	1,25	1,5	MW
Netaansluiting met cable pooling	1	1	MW
Besparing netaansluiting	25%	50%	%

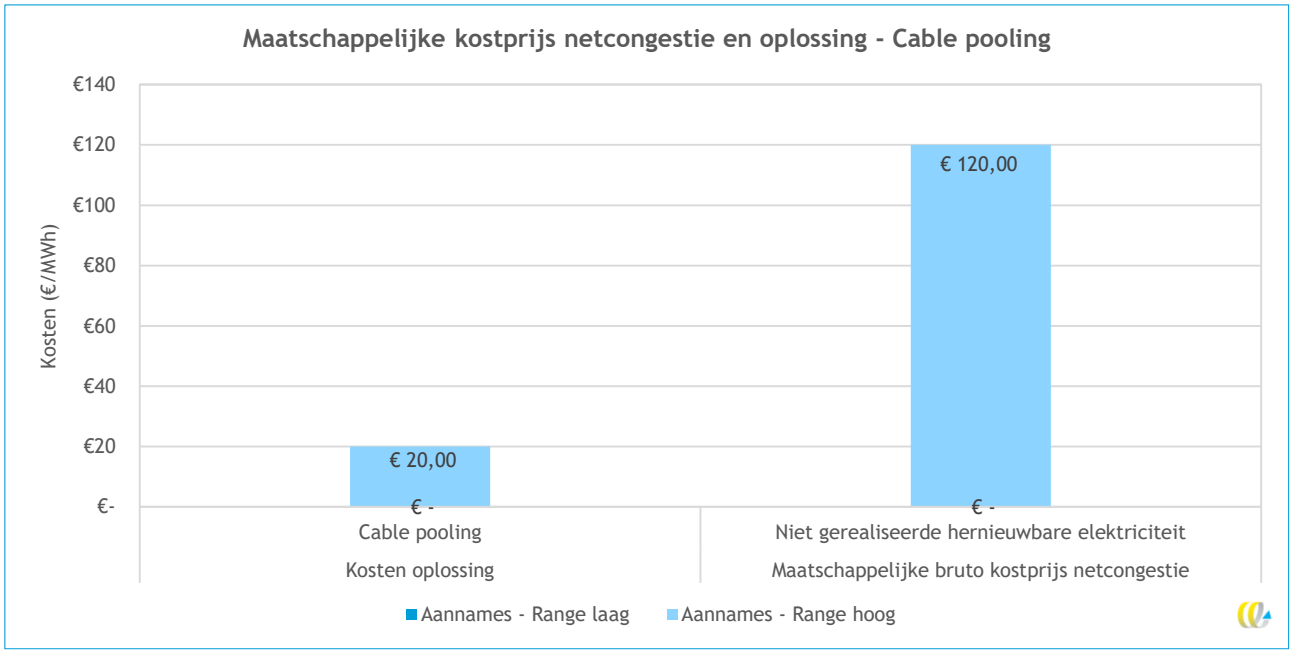
Daarnaast heeft cable pooling lagere kosten omdat er maar één kabel nodig is, in tegenstelling tot de situatie waarbij een windturbine en zon-PV twee losse netaansluitingen vereisen. Hiervoor is een kosteninschatting gemaakt op basis van openbaar beschikbare aansluittarieven van Liander[15] en een aanname voor afname van kabellengte bij cable pooling.

[15] Tarievenbesluit Liander elektriciteit 2024 | ACM.nl

Voor deze scenario's zijn de meerkosten en/of baten doorgerekend met aannames en kostenparameters die in de bijlage staan beschreven. De opbrengsten met en zonder cable pooling zijn berekend met wind en zon profielen uit openbare bronnen van TenneT. Voor kosten van de hernieuwbare opwek uit zon en wind is SDE++ data uit 2023 gehanteerd.

Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie
De kosten van cable pooling schatten we in op € 0 tot € 20 per MWh. Ten opzichte van de kosten van niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit ten gevolge van invoedingsnetcongestie, welke wordt ingeschat op € 0 tot € 120 per MWh, kunnen de kosten voor cable pooling dus hoger of lager zijn afhankelijk van de aannames. Hiervan is het dus afhankelijk of cable pooling kostentechnisch gunstiger is dan netcongestie.

Figuur 3.11 Resultaten kosten oplossing van cable pooling en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit.



3.4.6 Directe lijn

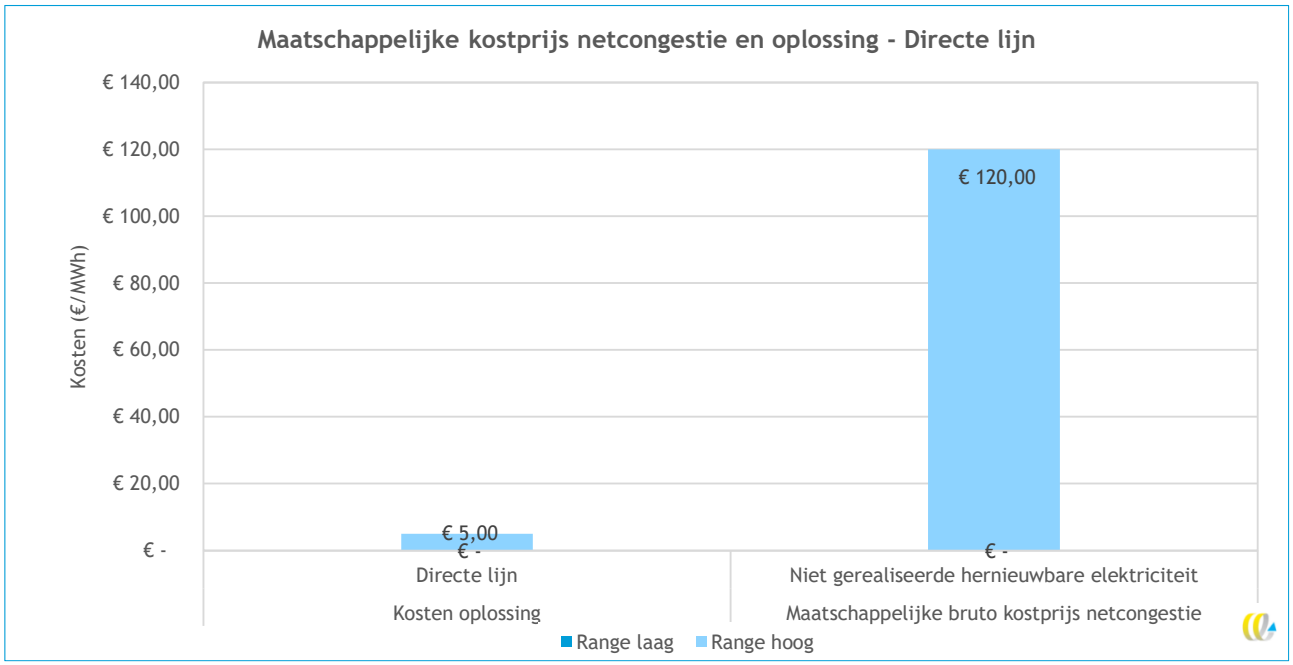
Uitgangspunten
Bij de directe lijn wordt de elektriciteitsproductie direct aangesloten op een afnemer, in plaats van op het elektriciteitsnet. Hiermee wordt het mogelijk om duurzame opwek wel aan te sluiten, ook als het niet mogelijk is om een netaansluiting op het net van de netbeheerder te verkrijgen. Hiermee kan er extra duurzame opwek gerealiseerd worden en extra elektriciteit verbruikt worden door de aangesloten afnemer. We nemen aan dat de besparing op netaansluitingskosten en de kosten van het aanleggen van de directe lijn elkaar opheffen. Er zijn kosten meegenomen voor het juridisch en contractueel opzetten van de directe lijn, waarvoor de aannames in de bijlage zijn toegelicht.

Naast de kosten wordt er verondersteld dat de levering van elektriciteit door de directe lijn extra baten oplevert. Deze baten hebben we benaderd door het verschil tussen de opbrengsten en de kosten van gebouwgebonden zon-PV in de SDE++ regeling als uitgangspunt te nemen. In de meeste gevallen zijn de (lange-termijn) opbrengsten hoger dan de kosten en leidt dus tot deze extra baten. Een kostenrange is bepaald voor twee scenario's:

- Laag: extra baten door directe lijn + kosten voor het juridische en contractueel organiseren.
- Hoog: geen extra baten door directe lijn + kosten voor het juridische en contractueel organiseren.

Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie
De kosten voor de directe lijn worden ingeschat op € 0 tot € 5 per MWh. Het hoog scenario is daarmee fors lager dan de maatschappelijke kosten van netcongestie, welke wordt ingeschat op € 0 tot € 120 per MWh. In veel gevallen zal de directe lijn dus goedkoper zijn dan de kosten als gevolg van netcongestie. Additioneel maakt een directe lijn extra gebruik mogelijk op momenten dat er duurzame elektriciteit wordt geproduceerd, mogelijk leidt dit dus tot extra maatschappelijke baten bij de afnemer.

Figuur 3.12 Resultaten kosten oplossing van de directe lijn en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit.



3.4.7 Capaciteitsbeperkingscontract

Uitgangspunten
Bij een capaciteitsbeperkend contract wordt het aansluitvermogen tijdelijk verlaagd, wat leidt tot minder netbelasting en daarmee dus een oplossing biedt voor afnamenetcongestie. Door de capaciteitsbeperking kan de afnemer hogere kosten hebben, enerzijds door verminderde productie en daarmee gemiste inkomsten en anderzijds vanwege extra kosten door op- en afschakelprocessen. Voor de kosteninschatting is een onderscheid gemaakt tussen twee voorbeeld casussen, namelijk logistiek en industrie. Hier is aangenomen dat logistiek minder kosten heeft (Laag scenario) van een capaciteitsbeperkend contract, dan de industrie (Hoog scenario). De kosteninschatting is gebaseerd op drie aannames:

- Het aantal uur dat een afnemer minder kan produceren.
- De probleemfactor door de beperking. Dit is de mate waarin het bedrijf kosten ondervindt van het beperken van het bedrijfsproces.
- De kosten vanwege het niet kunnen produceren vanwege netcongestie.

De kosten vanwege het minder kunnen produceren door de capaciteitsbeperking wordt ingeschat op 2/3 van de kosten van netcongestie + kosten voor een energiemanagementsysteem. De kosten voor netcongestie zijn gebaseerd op de studie van Ecorys (Ecorys, 2024), en de kosten voor het energiemanagementsysteem zijn toegelicht in

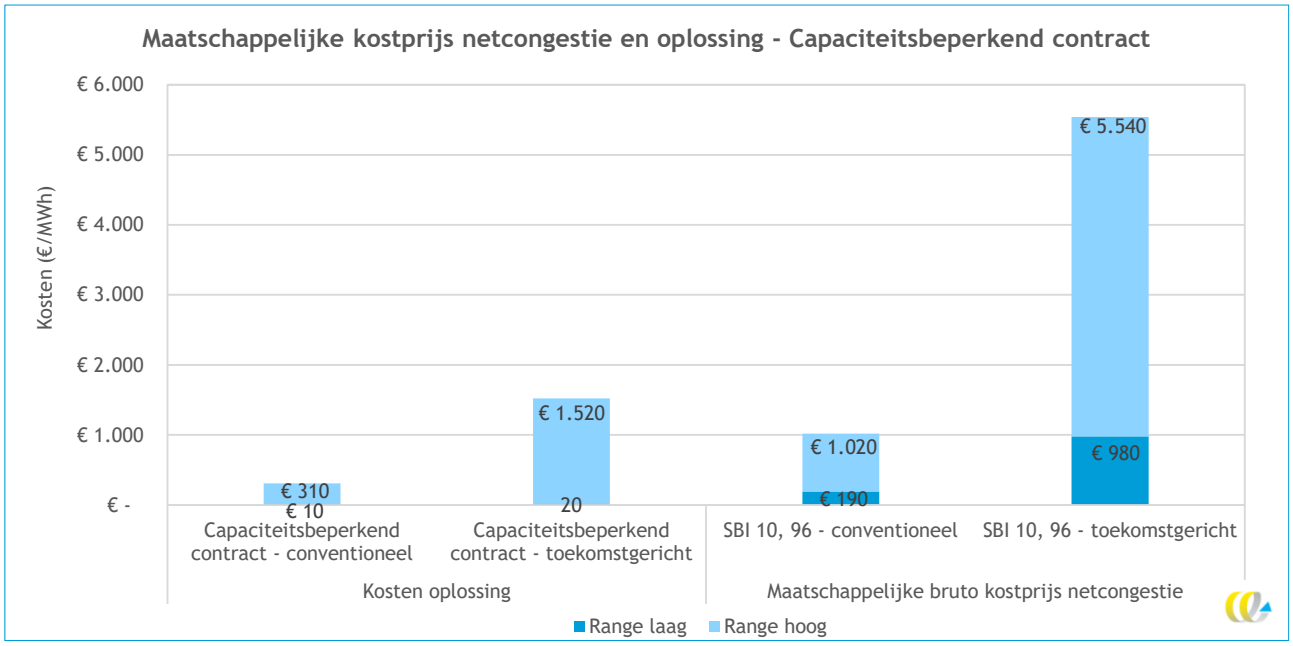
Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen.

Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie
De kosten voor het capaciteitsbeperkend contract liggen tussen de € 10 en € 300 per MWh. Ten opzichte van de kosten van netcongestie, waarvoor de sectoren met SBI code 10 en 96 als vergelijking zijn opgenomen in Figuur 3.13, is het capaciteitsbeperkend contract in de meeste gevallen goedkoper dan de kosten die door netcongestie worden opgelopen in de conventionele situatie. In het toekomstgerichte scenario zijn de kosten voor netcongestie aanzienlijk hoger dan de kosten om het capaciteitsbeperkend contract te realiseren. De casus voor het capaciteitsbeperkend contract is Newasco uit Amersfoort, welke een textiel wasserij betreft. Deze onderneming valt onder SBI categorie 96, welke is aangegeven met het Hoog scenario. Het Laag scenario betreft de voedingsmiddelenindustrie.

Tabel 3.16 SBI code van de sectoren die zijn vergeleken met kosten voor oplossing capaciteitsbeperkend contract.

SBI code	Sector
10	Voedingsmiddelenindustrie
96	Overige persoonlijke dienstverlening

Figuur 3.13 Resultaten kosten oplossing van capaciteitsbeperkend contract en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor niet gerealiseerde hernieuwbare elektriciteit. De SBI sectoren zijn geselecteerd op basis van de casus in Tabel 3.1. Een overzicht van SBI sectoren in deze figuur is weergegeven in Tabel 3.16.



3.4.8 Energiehubs met groepscontract

Uitgangspunten
De energiehub met groepscontract is een combinatie van meerdere bedrijven die gezamenlijk elektriciteit en transportvermogen delen. Een energiehub met groepscontract kan de netbelasting verminderen en daarmee een oplossing bieden voor afnamenetcongestie. Voor de kosteninschatting zijn er aannames gedaan voor het ontwikkelen en beheren van zo'n energiehub met een groeps-TO contract. Enerzijds is er organisatorische en juridische expertise nodig om zo'n energiehub op te zetten en alle contracten te regelen. Anderzijds zijn er operationele kosten voor het beheren van zo'n energiehub. De investeringskosten (opzetten van de energiehub) en de operationele kosten gezamenlijk, zijn de meerkosten van de energiehub.

Om te komen tot kosten per energieverbruik, zijn twee virtuele energiehubs verondersteld:

- Laag: het meest gunstige scenario. Deze heeft de grootste netaansluiting namelijk 20 MW, met 3000 vollasturen. Deze energiehub verbruikt dus 60.000 MWh elektriciteit per jaar.

- Hoog: het meest ongunstige scenario. Deze heeft een lagere netaansluiting, namelijk 5 MW, met ook 3000 vollasturen. Doordat het aantal vollasturen in beide scenario's gelijk aan elkaar zijn, zijn de relatieve kosten (€/MWh) lager bij de grotere netaansluiting dan bij de kleinere netaansluiting. Deze energiehub verbruikt dus 15.000 MWh elektriciteit per jaar.

De kosten voor het opzetten van de energiehub met een groepscontract, zijn gebaseerd op het inhuren van twee FTE's voor een periode van 3 jaar. De overige kosten worden even hoog ingeschat als de loonkosten. Een afschrijvingsperiode van 5 jaar is aangenomen. De operationele kosten zijn gebaseerd op de arbeidskosten van 0,5 FTE en wederom een gelijk bedrag aan overige kosten. De investerings-, operationele en overige kosten zijn het totaal aan kosten die wordt toegerekend aan de energiehub met groeps-TO oplossing.

Naast de kosten voor juridisch, organisatorisch en operationele gedeelte van de energiehub, zijn er ook additionele kosten die een aparte kostenrange zijn opgenomen. Dit betreft de energiehub en energiesturing, en de energiehub met energiesturing en batterijopslag. De aannames voor de kosten voor energiesturing en batterijopslag zijn toegelicht in Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen.

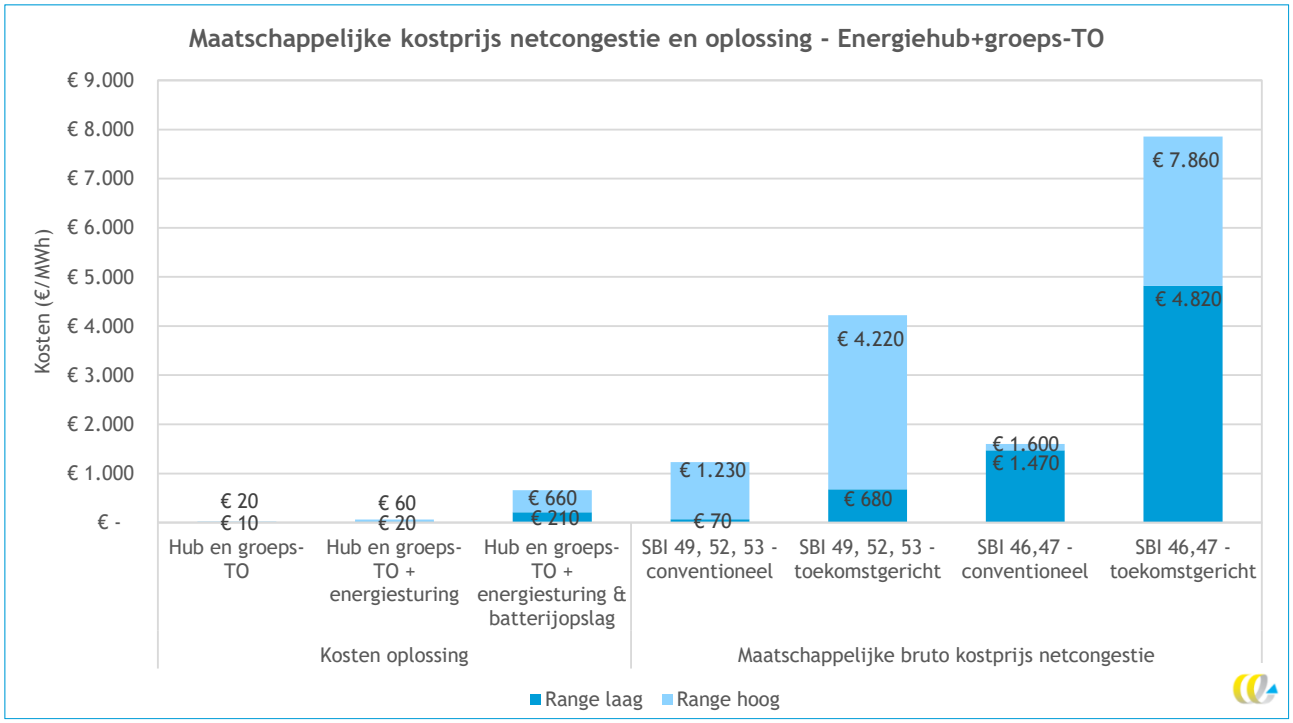
Kosten oplossing en maatschappelijke kostprijs netcongestie
In Figuur 3.14 zijn de resultaten weergegeven voor de kosten van de oplossing van de energiehub (+ additionele maatregelen) en de maatschappelijke kosten van netcongestie voor verschillende sectoren. Deze sectoren met bijbehorende SBI codes zijn weergegeven in Tabel 3.17. De kosten van netcongestie in deze sectoren variëren van € 70 tot € 7.860 per MWh. De maximale kostprijs van netcongestie is aanzienlijk hoger dan de maximale kosten voor de energiehub met energiesturing en batterijopslag. De laagst mogelijke kosten die door netcongestie worden veroorzaakt, € 70 per MWh, betreft de sector 'vervoer over land' voor conventionele bedrijfsvoering (veelal afhankelijk van fossiele brandstoffen). In de toekomstgerichte situatie is deze sector een stuk afhankelijker van elektriciteit, waardoor de kosten van netcongestie stijgen naar € 680 per MWh.

De kosten van de oplossing van de energiehub variëren van € 10 tot € 660 per MWh. De maximale kostprijs voor de energiehub is ongeveer gelijk aan de ondergrens van de kosten van netcongestie voor de sectoren 49, 52, 53 in het toekomstgerichte scenario. Dus voor alle sectoren weergegeven in Figuur 3.14, behalve sectoren met SBI codes 49, 52, 53 met conventionele bedrijfsvoering, ligt de spreiding van de kosten van netcongestie hoger dan voor de energiehub, zowel voor conventionele als toekomstgerichte bedrijfsvoering. Voor de sectoren met SBI codes 49, 52, 53 met conventionele bedrijfsvoering ligt de kostprijs van netcongestie tussen de € 70 en € 1.230 per MWh. Deze kostprijs van netcongestie in deze sectoren is hoger dan de kosten voor de energiehub met groepscontracten en energiesturing, maar de energiehub met groepscontracten, energiesturing en batterijopslag, ligt in de range van de kostprijs van netcongestie voor deze sectoren. Het hangt af van de aannames van de kosten voor de energiehub en de kostprijs van netcongestie in een van deze sectoren, of de energiehub kostentechnisch interessanter is voor deze sectoren.

Tabel 3.17 SBI code sectoren vergeleken met kosten voor oplossing energiehub met groeps-TO.

SBI code	Sector
46	Groothandel en handelsbemiddeling
47	Detailhandel (niet in auto's)
49	Vervoer over land
52	Opslag/dienstverlening voor vervoer
53	Post en koeriers

Figuur 3.14 Resultaten kosten oplossing van energiehub met groepscontract en de maatschappelijke kostprijs van netcongestie voor conventionele en toekomstgerichte bedrijfsvoering. De SBI sectoren zijn geselecteerd op basis van de casus in Tabel 3.1. Een overzicht van SBI sectoren is weergegeven in de bijlage in Tabel 0.1.



3.4.9 Conclusie kosten netcongestie en oplossingen

De kosten voor netcongestie zijn voor de meeste sectoren over het algemeen hoger dan voor het realiseren van de oplossingen die zijn aangedragen in dit rapport. Dit is het geval voor de meeste sectoren met conventionele bedrijfsvoering en in toenemende mate voor toekomstgerichte bedrijfsvoering, omdat elektriciteit steeds belangrijker wordt voor de economische activiteit van bedrijven in de toekomst.

In Tabel 3.18 is samengevat wat de kosten per oplossing zijn en met welke spreiding. De kosteneffectiviteit van een oplossing wordt enerzijds bepaald door de kostprijs van netcongestie en anderzijds door de kosten van de oplossing. De kostprijs van netcongestie in een bepaalde sector geeft de waarde aan die gecreëerd had kunnen worden als netgebruik wel mogelijk was geweest. De spreiding van de kosten van netcongestie in verschillende sectoren is zeer groot, zoals blijkt uit Figuur 3.7. Er moet dus per geval bekeken worden of een van de aandragen oplossingen voor netcongestie een kosteneffectieve oplossing is in de sector waar het wordt toegepast.

Tabel 3.18 Samenvattende tabel van de kosten van oplossingen voor netcongestie.

Type oplossing	Oplossing	Waarde - Laag	Waarde -Hoog	Eenheid
Energiesturing	Sturing achter-de-meter	5	40	€/MWh
Elektriciteitsopslag	Batterij	190	600	€/MWh
Elektriciteitsconversie	Warmtepomp (3000 uur)	70	110	€/MWh
	Warmtepomp (8000 uur)	20	30	€/MWh
	Elektrische boiler	50	80	€/MWh
	Elektrolyzer	250	370	€/MWh
Cable pooling	Cable pooling	0	20	€/MWh
Directe lijn	Directe lijn	0	5	€/MWh
Capaciteitsbeperkend contract	Capaciteitsbeperkend contract - conventioneel	10	310	€/MWh
	Capaciteitsbeperkend contract - toekomstgericht	20	1.520	€/MWh
Energiehub en groeps-TO	Energiehub en groeps-TO	10	20	€/MWh
	Energiehub en groeps-TO + energiesturing	20	60	€/MWh
	Energiehub en groeps-TO + energiesturing & batterijopslag	210	660	€/MWh

4 Aanbevelingen

Naar aanleiding van dit onderzoek worden een aantal aanbevelingen gedaan. Deze zijn toegespitst op de twee doelgroepen van dit onderzoek, namelijk:

- Ondernemers (waaronder bedrijven en initiatiefnemers)
- Overheden (gemeentes, provincies en de landelijke overheid)

4.1 Ondernemers

Het is als ondernemer goed om bewust te zijn van de actualiteit. De lokale en landelijke netbeheerders zetten vol in op uitbreiding van het elektriciteitsnet, maar dit probleem is voorlopig nog niet opgelost. De benodigde uitbreidingen brengen ook extra kosten met zich mee. De verwachting is daarom dat nettarieven de komende jaren blijven stijgen. In dit perspectief is het belangrijk om als ondernemer te kijken welke oplossingen er mogelijk zijn om efficiënter gebruik te maken van het elektriciteitsnet.

Om die reden is het belangrijk om te kijken naar wat wel kan. In dit onderzoek is daar invulling aan gegeven door middel van praktische factsheets met oplossingsrichtingen. Op basis van dit onderzoek worden de volgende conclusies getrokken en aanbevelingen gedaan:

- Het begint met zoveel mogelijk elektriciteit besparen. Dat bespaart energiekosten en vermindert pieken in de vraag naar elektriciteit. Dit is een terugkerend advies omdat alle elektriciteit die je niet gebruikt ook niet getransporteerd hoeft te worden over het elektriciteitsnet. Hier ligt een groot potentieel voor bedrijven.
- Het elektriciteitsverbruik voor primaire bedrijfsvoering in kaart brengen, nu en voor de komende jaren. Het is belangrijk om daarbij te kijken naar de momenten waarop de stroom verbruikt wordt (het verbruiksprofiel) en de mate van flexibiliteit in het stroomverbruik (is het mogelijk een deel op een ander moment te gebruiken).
- In alle gevallen zal de ondernemer de netbeheerder moeten inschakelen om na te gaan in wat voor netcongestie situatie hij zich bevindt. De beschikbaarheid van oplossingen zoals capaciteitsbeperkende contracten en groepscontracten hangen sterk af van de lokale situatie. Het is bijvoorbeeld belangrijk om na te gaan of er netcongestie is op het hoogspanningsnet bij de landelijke netbeheerder TenneT.
- In de zoektocht naar oplossingen kan de ondernemer het beste beginnen met individuele oplossingen die passen bij de bedrijfsvoering. Hier ligt een groot potentieel en als ondernemer ben je hierin vaak onafhankelijk van externe partijen zoals netbeheerders.
- Schakel bij collectieve oplossingen vroeg een ervaren procesmanager in. Dit versnelt het proces en geeft een beeld van de stappen die nodig zijn. Uiteindelijk verlaagt dit de complexiteit en neemt het opstartproblemen weg.
- Blijf op de hoogte van de collectieve oplossingen die netbeheerders aanbieden, zoals het capaciteitsbeperkende contract en groepscontracten. De ontwikkelingen op dit vlak gaan hard, maar de exacte toepasbaarheid en voorwaarden zijn nog niet volledig uitgewerkt. Daarom is het van belang deze ontwikkelingen te volgen en eventueel in te spelen op oplossingen zoals flexibele transportrechten.

4.2 Overheden

In deze paragraaf volgen de aanbevelingen voor overheden uit de opgehaalde praktijkvoorbeelden en sessies met de klankbordgroep. Daarnaast zijn er conclusies en aanbevelingen vanuit de potentieel- en kostenstudie.

Aanbevelingen vanuit praktijkonderzoek

Tijdens het onderzoek zijn in totaal 49 praktijkvoorbeelden gevonden met uiteenlopende oplossingen. Uit nadere analyse van deze praktijkvoorbeelden worden de volgende conclusies getrokken en aanbevelingen gedaan:

- Bij de start van dit onderzoek was er vanuit RVO ook interesse in een sectoranalyse van de oplossingen. Het bleek lastig om met de gevonden praktijkvoorbeelden een grondige sectoranalyse uit te voeren waaruit conclusies getrokken kunnen worden. Dit heeft te maken met de vaak overlappende sectoren bij

collectieve oplossingen. De aanbeveling is om verder te onderzoeken of er voor specifieke sectoren verdere stimulering en ondersteuning aangeboden kan worden.

- De belangrijkste ervaren knelpunten zijn de tijd en kosten die de projectvoorbereiding en implementatie van oplossingen met zich meebrengen. Om dit knelpunt weg te nemen, zijn er al verschillende financiële regelingen. In de meeste gevallen vanuit een aantal provincies. Dit gaat om regelingen die zich focussen op energie-innovatie voor zowel individuele ondernemers als ook stichtingen en organisaties die meerdere bedrijven vertegenwoordigen. De aanbeveling is landelijk hier op in te zetten met financiële en organisatorische ondersteuning. Daarnaast wordt een deel van de oplossingen al gesubsidieerd vanuit de rijksoverheid in regelingen zoals de EIA en de SDE++.
- Uit het onderzoek blijkt dat er vaak weinig handelingsperspectief is voor ondernemers. Dit komt door onduidelijkheid over welke oplossingen vanuit de netbeheerders wanneer beschikbaar zijn of komen. Daarnaast zijn er op dit moment weinig tot geen financiële prikkels om beschikbaar vermogen (op bepaalde momenten) ter beschikking te stellen. De aanbeveling is om als netbeheerders met overheden samen te werken om te werken aan dit perspectief. Hiervoor is onder andere een goede verhaallijn nodig vanuit netbeheerders zodat het perspectief duidelijk is voor ondernemers.

Aanbevelingen vanuit kostenanalyse en potentieelinschatting

Op basis van de kostenanalyse en potentieelinschatting worden de volgende conclusies getrokken en aanbevelingen gedaan:

- De maatschappelijke kostprijs voor netcongestie voor invoeding van duurzame energie is veel lager dan voor afname van elektriciteit. De kostprijs voor de afname van elektriciteit neemt verder toe met elektrificatie van de warmtevraag en processen. Dit betekent dat oplossingen voor afnamenetcongestie een grotere waarde hebben en focus zouden moeten zijn van beleid van RVO en (nationale en provinciale) overheden. Er zijn al verschillende subsidie-instrumenten voor deze oplossingen (zoals SDE++ en EIA), waardoor de kosten mogelijk lager uitvallen dan in deze studie zijn weergegeven. Daarnaast zijn de oplossingen dus naar verwachting kosteneffectief voor bedrijven. Een onderzoek naar de noodzaak van het type stimulering is dus nodig, voordat stimulering daadwerkelijk eventueel wordt ingevoerd.
- Er is nog veel onzekerheid over het potentieel van flexibele oplossingen van de netbeheerder, o.a. doordat de transportrechten nog niet geïmplementeerd zijn. Ook is er nog onduidelijkheid over de beschikbaarheid en haalbaarheid (onder andere door recente nieuws van Liander en TenneT over beperkte beschikbare capaciteit in Gelderland en Flevoland). Het is van belang hier zo snel mogelijk duidelijkheid in te creëren, door netbeheerders en overheid, voor ondernemers.
- Voor afnamenetcongestie geldt dat de maatschappelijke kostprijs altijd hoger is dan de oplossingen. Alle oplossingen zijn in dat perspectief dus wenselijk. Hiermee kan ook het maximale potentieel voor duurdere en/of meer complexere oplossingen gerealiseerd worden. Hiermee schatten we in dat er maximaal 3,7 tot 7.3 GW extra potentieel ontsloten kan worden, wat mogelijk vergroot kan worden door elektriciteitsopslag. De oplossingen met een hoger potentieel vereisen wel een stap in complexiteit of kosten om het totale technisch potentieel ook daadwerkelijk te ontsluiten.
- Voor opweknetcongestie varieert de maatschappelijke kostprijs afhankelijk van of, en hoeveel CO_2-reductie gerealiseerd wordt. Dit hangt voornamelijk af van het moment waarop ingevoed wordt en of er door middel van vraagsturing mogelijk vraag naar momenten met lagere CO_2-uitstoot plaatsvindt. Cable pooling en conversie naar warmte zijn kosteneffectief en zouden dus aangemoedigd moeten worden. Conversie naar waterstof en batterijopslag zijn niet kosteneffectieve oplossingen voor invoedingsnetcongestie; de kostprijs van de oplossing is groter dan de maatschappelijke kostprijs van extra invoeding. Batterijen en conversie zijn wel nodig in het energiesysteem, maar dus volgens deze analyses niet primair geschikt voor het gebruik en invoeden van extra elektriciteit.
- We zien grote verschillen in de kostprijs van netcongestie tussen bedrijfscategorieën en zeker ook in hoeverre ze zijn geëlektrificeerd. Daarnaast zijn er verschillen tussen hoe flexibel bedrijven om kunnen gaan met de kosten die daarmee gemoeid gaan. Sommige bedrijven kunnen goed schuiven in hun elektriciteitsvraag, bijvoorbeeld via de laadvraag van voertuigen en elektrische boilers. Sommige elektriciteitsvraag, zoals elektriciteit in processen of voor basisverbruik in kantoren, is veel minder flexibel en hier is vraagverschuiving dus veel duurder. Oplossingen voor netcongestie (zoals flexibel transportvermogen en energiehubs) dienen zich dus te richten op de sectoren met meer flexibiliteit en lagere kostprijs voor netcongestie.

Bijlages

Bijlage 1: Overzicht referentievoorbeelden

Nr.	Projectnaam	Bedrijf betrokken	Locatie	Type sector/werkveld	Type net-congestie	Hoofdoplossing
1	Hessing Supervers	Groendus	Venlo	Voedselverwerking	Afname en invoeding	1. Energiesturing achter de meter
2	Laden trucks E. van Wijk	Iwell, Zonnegilde	Giessen	Transport	Afname	2. Elektriciteitsopslag
3	Hippisch centrum Exloo	Iwell	Exloo	Paardencentrum	Invoeding	2. Elektriciteitsopslag
4	Hartman Expeditie	Scholt Energy, HMB	Veenoord	Distributiecentrum	Invoeding	2. Elektriciteitsopslag
5	Jan Bakker	Scholt Energy, HMB	Hattemerbroek	Transport	Afname	2. Elektriciteitsopslag
6	Oegema Transport	Iwell, Zonnegilde, ABB	Dedemsvaart	Transport	Afname	2. Elektriciteitsopslag
7	Tholen	REC Tholen	Tholen	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
8	Schiphol Trade Park	SADC, Spectral	Amsterdam	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
9	CLIC	Liander, Essent, In to space	Amsterdam	Logistiek	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
10	Eneco Farmsum	Eneco	Farsum	Wind	Invoeding	1. Energiesturing achter de meter
11	MFA Schepersweg	Niet bekend	Utrecht	Zon-pv	Invoeding	1. Energiesturing achter de meter
12	Waterstof Rijnstate	Ziekenhuis Rijstate Elst	Elst	Ziekenhuis	Invoeding	3. Elektriciteitsconversie
13	Lage Weide - ECUB	Friday Energy, Berenschot	Utrecht	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
14	Case study RWZI bedrijventerrein Lorentz	Stowa	Harderwijk	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	3. Elektriciteitsconversie
15	Smart Energy Hub Zwolle Noord	Enexis	Zwolle	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	3. Elektriciteitsconversie

16	XL Businesspark Almelo	Enexis	Almelo	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
17	A1 Bedrijvenpark Deventer	Provincie Overijssel en Firan	Deventer	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
18	Broeklanden-Hardenberg	Enexis	Hardenberg	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
19	InnoFase Duiven	InnoFase, Liander, Waterschap Rijn & IJssel, Oost NL, Kiemt, gemeente Duiven	Duiven	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
20	De Mars Zutphen	Firan	Zutphen	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
21	Energiehaven Apeldoorn	Gemeente Apeldoorn, HVE en Firan	Apeldoorn-Noord	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
22	Brick Valley	Oost NL, provincie Gelderland	Zevenaar, Lingewaard	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	3. Elektriciteitsconversie
23	TNP West Nijmegen	Gemeente Nijmegen en Beuningen, provincie Gelderland	Nijmegen	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
24	Harselaar - Barneveld	Stevin Technology Consultants	Barneveld	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
25	Hotel The Florian Hoofddorp	Eaton	Hoofddorp	Horeca	Invoeding	2. Elektriciteitsopslag

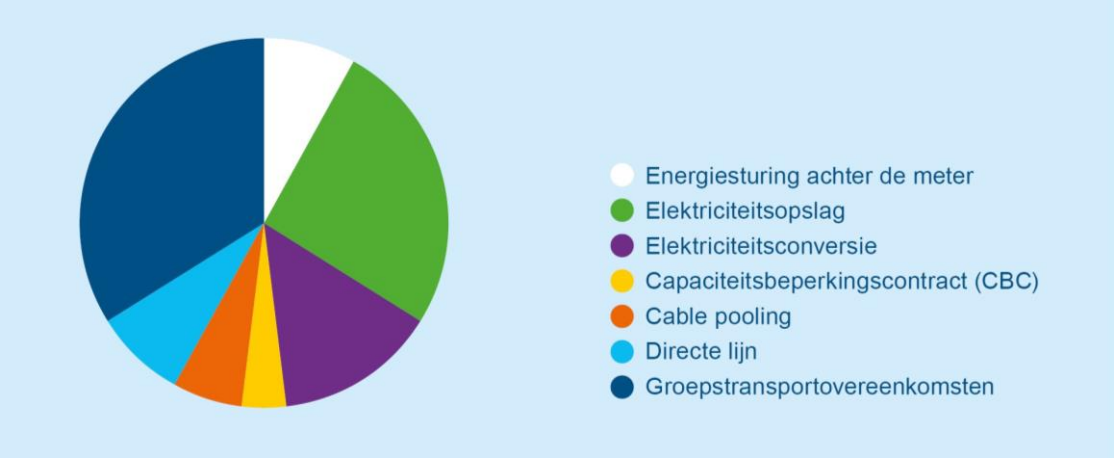
26	VV Nieuw Buinen	Powerfield	Nieuw Buinen	Vereniging / Sport	Invoeding	2. Elektriciteitsopslag
27	Waterwin-locatie Hoogeveen (WMD)	Waterleidingmaatschappij Drenthe (WDM)	Hoogeveen	Drinkwater-voorziening	Invoeding	6. Directe lijn
28	Green Planet Pesse	Drenenergie BV	Pesse	Tankstation	Afname en invoeding	6. Directe lijn
29	De Amstelvogel	Emmet Green	Ouderkerk aan de Amstel	Wind	Invoeding	5. Cable pooling
30	Zonnepark Wannepervee n	Powerfield	Wanneperve en	Zon	Invoeding	4. Capaciteitsbeperke nd contract
31	Oranjewind	RWE	Eemshaven	Energieopw ekking	Invoeding	2. Elektriciteitsopslag
32	Batterij 1 (Pure Energie kantoorgebou w)	Pure Energie	Enschede	Utiliteit	Afname en invoeding	2. Elektriciteitsopslag
33	Bedrijvenpark Pannenweg II	Lyv Energy Management	Nederweert	Bedrijventer rein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
34	Hoogweg Paprikakweker ijen	Hoogweg Paprikakwekerijen	Luttelgeest	Kwekerij	Afname en invoeding	3. Elektriciteitsconvers ie
35	Thialf ijsstadion	Enduso	Heerenveen	Ijsstadion	Afname en invoeding	2. Elektriciteitsopslag
36	Vermilion Energy	Bennex smart energy storage	Nieuwehorn e	Gasleveran cier	Afname en invoeding	2. Elektriciteitsopslag
37	Schouwburg Middelburg	Bennex smart energy storage	Middelburg	Schouwburg	Afname en invoeding	2. Elektriciteitsopslag
38	Newasco	Newasco, Stedin	Amersfoort	Dienstverlen er	Afname en invoeding	4. Capaciteitsbeperke nd contract
39	Hemos Machinebouw	Friday Energy	Meppel	Producent	Afname en invoeding	2. Elektriciteitsopslag
40	Cable pooling Verwolf Lelystad	Pure Energie	Lelystad	Agrarisch	Invoeding	5. Cable pooling
41	GDS Avermieden	Emmett Green	Avermieden	Bedrijventer rein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten

42	Energiehub Boekelemeernet	Emmett Green	Alkmaar	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten
43	Nagelerweg Emmeloord	Suplacon	Emmeloord	Metaal	Invoeding	7. Groepscontracten
44	ABB Ede	ABB	Ede	Producent	Afname en invoeding	1. Energiesturing achter de meter
45	Weststra Franeker	Liander	Franeker	Agrarisch	Invoeding	5. Cable pooling
46	Pfixx Azewijn	Firan	Montferland	Zon	Invoeding	6. Directe lijn
47	Zinkfabriek Nyrstar en zonnepark	Stattkraft, Nyrstar	Budel	Producent	Afname en invoeding	6. Directe lijn
48	Sappi Maastricht	Enexis, Sappi	Maastricht	Producent	Afname en invoeding	3. Elektriciteitsconversie
49	POM Veghel	Scholt Energy, Kuijpers	Veghel	Bedrijventerrein	Afname en invoeding	7. Groepscontracten

Bijlage 2: Diagrammen verdeling referentievoorbeelden

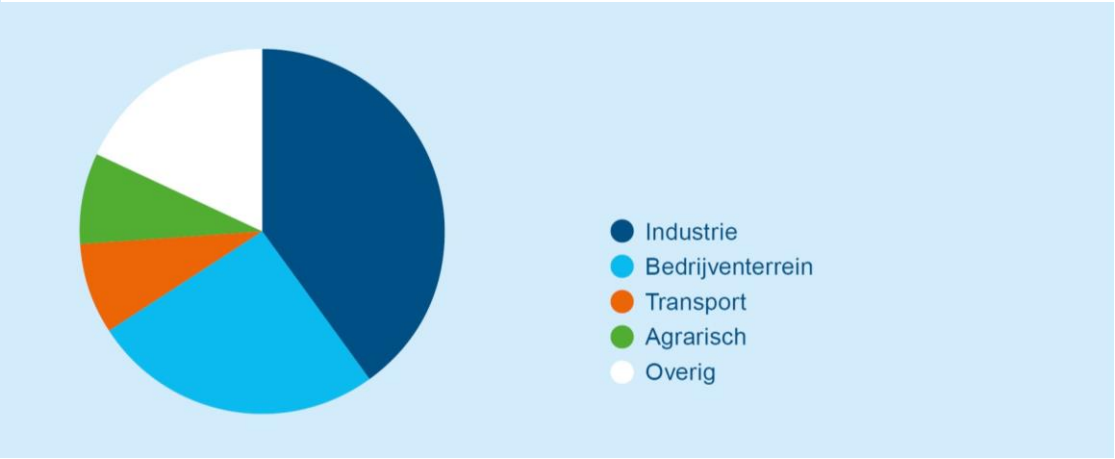
In onderstaande figuur zijn de referentievoorbeelden gepresenteerd verdeeld naar type oplossing. Het geeft inzicht in de resultaten voor dit onderzoek maar geeft geen volledig representatieve verdeling voor alle gerealiseerde projecten in Nederland. Wel kan geconstateerd worden dat van de individueel oplossingen, elektriciteitsopslag de meest voorkomende oplossing is. Daarnaast valt op dat de meest voorkomende collectieve oplossing de groepscontracten is.

Figuur 0.1 Verdeling oplossingen in gevonden referentievoorbeelden



In onderstaand figuur zijn de 49 voorbeelden ingedeeld naar sector. Bedrijventerreinen is als aparte sector genomen, aangezien in geval van een groepsoplossing vaak complete bedrijventerreinen betrokken zijn. Bedrijventerreinen vertegenwoordigen vaak meerdere sectoren. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat de meeste gevonden oplossingen in de industriesector zijn. Hierbij zijn alle deelsectoren zoals chemie, metaal, levensmiddelen en overige kleine industrie als één sector beschouwd. Door de hoge elektriciteitsvraag van veel industriële bedrijven is het te verklaren dat hiervoor meerdere succesvolle projecten gevonden zijn.

Figuur 0.2 Verdeling referentievoorbeelden naar sector



Bijlage 3: Aannames kosten oplossingen

Voor het vaststellen van de jaarlasten gaan we uit van een WACC (weighted average cost of capital) van 10%.

SBI codes en sectoren

Tabel 0.1 SBI codes met bijbehorende sectoren en oplossingen netcongestie. De maatschappelijke bruto kostprijs voor netcongestie voor deze sectoren vanuit de Ecorys studie (Ecorys, 2024) is gebruikt om te vergelijken met de kosten van de oplossingen zoals aangedragen in deze studie. De geselecteerde sectoren zijn gebaseerd op de casussen per type oplossing in Tabel 3.1.

SBI code	Sector	Oplossing netcongestie
10	Voedingmiddelenindustrie	CBC
26	Elektrotechnische industrie	Energiesturing
27	Elektrische apparaten	Energiesturing
46	Groothandel en handelsbemiddeling	Energiehub- en groeps-TO
47	Detailhandel	Energiehub- en groeps-TO
49	Vervoer over land	Energiesturing, elektriciteitsopslag, energiehub- en groeps-TO
52	Opslag, dienstverlening voor vervoer	Energiesturing, elektriciteitsopslag, energiehub- en groeps-TO
53	Post en koeriers	Energiesturing, elektriciteitsopslag, energiehub- en groeps-TO
62	IT dienstverlening	Elektriciteitsopslag
63	Informatiedienstverlening	Elektriciteitsopslag
64	Bankwezen	Elektriciteitsopslag
69	Juridisch advies	Elektriciteitsopslag
70	Management advies	Elektriciteitsopslag

Sturing achter-de-meter

De kosten voor energiesturing achter-de-meter zijn in deze analyse zijn bepaald aan de hand van een marktuitvraag. Verschillende aanbieders van sturing achter-de-meter systemen zijn benaderd voor kosteninschattingen. De kosten zijn afhankelijk van vele factoren en leidt vaak dus tot maatwerk. Uit de communicatie met de marktpartijen blijkt een kosteninschatting van 1,00 €/m^2/jaar aannemelijk, welke voor het laag scenario (het meest gunstige scenario) is gehanteerd. Voor het hoog scenario worden de kosten twee maal zo hoog ingeschat.

Om tot kosten per energieverbruik te komen, zijn laag en hoog waarden bepaald voor elektriciteitsverbruik van bedrijven die in deze analyse tot het potentieel behoren voor sturing achter-de-meter (CBS, 2019). Dit verbruik varieert van 50 tot 300 kWh/m^2/jaar.

De kosten (€/m^2/jaar) gedeeld door het energieverbruik (kWh/m^2/jaar) leidt tot de kosten per energieverbruik.

Elektriciteitsopslag

De uitgangspunten zijn gebaseerd op een studie van de NREL, welke zijn gebruikt voor verschillende studies over batterijen van CE Delft en zijn gevalideerd door Nederlandse batterijontwikkelaars. We gaan uit van een 2 MW/8MWh batterij met een investering van 2,5 tot 4,0 miljoen euro uitgaande van een investering in 2025. De operationele kosten zijn 2,5% van de investeringskosten. We nemen een levensduur van 10 jaar aan.

We gaan uit van een round-trip efficiency van 85% en energiekosten tijdens momenten van opladen van 25 €/MWh. We gaan er niet vanuit dat de batterij nog extra inkomsten kan realiseren op de energiemarkten maar dat

de batterij puur voor achter-de-meter oplossing voor netcongestie wordt ingezet. Dit is dus een conservatieve aanname, aangezien eventuele extra inkomsten niet worden meegenomen.

We gaan er vanuit dat de batterij dus 4 uur kan laden of ontladen achter elkaar. In het hoog scenario gaan we ervanuit dat de batterij 500 laadcycli maakt, oftewel 2.000 uur levert. Voor het laag scenario gaan we uit van 100 laadcycli, oftewel 400 uur levering. Dit zou overeenkomen met dat de batterij 100 dagen per jaar volledig moet laden en ontladen om in de stroomvraag te kunnen voorzien.

Elektriciteitsconversie

Voor elektriciteitsconversie is data van de SDE++ regeling 2023 als uitgangspunt genomen. Hiervoor zijn voor de warmtepomp de categorieën ‘Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (3000 uur)’ en ‘Grootschalige warmtepomp open systeem (3000 uur)’ gekozen, waarbij het gemiddelde van deze twee de kostprijs bepalen voor dit rapport. Van alle warmtepomp categorieën in de SDE++ komen deze het meest overeen met de voorziene toepassing van elektriciteitsconversie met hernieuwbare opwek. De SDE++ regeling vergoed het verschil tussen de kosten en de opbrengsten, dus zolang de kosten van de techniek hoger zijn dan de opbrengsten, wordt subsidie verstrekt. De kostprijs van de techniek is als basis genomen voor de vergelijking met de kosten van netcongestie, waar dus nog wel subsidie bijkomt waardoor de kosten lager uitvallen.

Voor de elektrische boiler is de SDE++ categorie ‘Grootschalige elektrische boilers’ als uitgangspunt genomen. Voor waterstofproductie is het gemiddelde van de vier waterstof categorieën als uitgangspunt genomen.

De kostprijzen van de technieken staan in de onderstaande tabel.

Tabel 0.2 Kosten techniekcategorieën in de SDE++ 2023.

Kosten techniek	Waarde	Eenheid
Grootschalige elektrische boilers	95,40	€/MWh
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (8000 uur)	53,00	€/MWh
Grootschalige warmtepomp gesloten systeem (3000 uur)	97,00	€/MWh
Grootschalige warmtepomp open systeem (8000 uur)	52,50	€/MWh
Grootschalige warmtepomp open systeem (3000 uur)	117,60	€/MWh
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met windpark, 25% vermogensverhouding	269,60	€/MWh
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met zonnepark, 10% vermogensverhouding	435,80	€/MWh
Waterstofproductie via elektrolyse, directe lijn met wind- + zonnepark met cabelpooling, 50% vermogensverhouding	244,50	€/MWh
Waterstofproductie via elektrolyse, netgekoppeld	299,70	€/MWh

Cable pooling

De uitgangspunten zijn gebaseerd op openbare data van Tennet, Liander en de subsidie-regeling SDE++. De Tennet data is gebruikt om profielen van zon en wind te verkrijgen, welke nodig zijn voor de berekening van de gemiste opbrengsten door een kleinere netaansluiting. Door de kleinere netaansluiting vindt er meer curtailment plaats, die ten koste gaat van de opbrengsten.

Tabel 0.3 Parameters met en zonder cable pooling.

Cable pooling combinatie	Waarde - laag	Waarde - hoog	Eenheid
windturbine	1,00	1,00	MW
zon-PV	0,50	1,00	MW

netaansluiting zonder cable pooling	1,25	1,50	MW
netaansluiting met cable pooling	1,00	1,00	MW
Invoeding zonder cable pooling	3464,17	5872,00	MWh
Invoeding met cable pooling	3379,86	4131,54	MWh
Misgelopen MWh	84,32	1740,46	MWh
Kosten	5761,39	123405,92	€/jaar
Kosten per MWh	1,70	29,87	€/MWh

De kostprijs voor zon en wind is gebaseerd op data van de SDE++. Hiervoor zijn de gemiddelden genomen van 'zon grondgebonden' en 'wind op land' (zie onderstaande tabel). De gewogen gemiddelden van de kostprijzen voor zon en wind zijn gebruikt voor de berekening van de kosten van curtailment.

Tabel 0.4 Kostprijzen zon-PV en wind op land uit SDE++. Berekende waarden voor gewogen gemiddelden van Laag en Hoog scenario voor cable pooling.

Kosten parameters	Waarde	Eenheid
Kostprijs zon-PV grondgebonden	74,61	€/MWh
Kostprijs wind op land	67,20	€/MWh
Gewogen gemiddelde laag scenario	68,46	€/MWh
Gewogen gemiddelde hoog scenario	70,71	€/MWh

Met cable pooling wordt verwacht dat er lagere kosten zijn voor de netaansluiting, doordat er minder kabel benodigd is. De in Tabel 0.3 vermelde verhoudingen tussen zon-PV, windturbine en de netaansluiting zijn als uitgangspunt genomen voor de inschatting van vermindering in kabellengte bij cable pooling. In *Tabel **0.5*** staan de aannames voor besparing van kabellengte door cable pooling vermeld. De kosten zijn gebaseerd op openbare data van Liander.

Tabel 0.5 Kostenparameters voor besparing op kabellengte bij cable pooling. Een afschrijvingsperiode van 30 jaar is gehanteerd.

Parameters besparing kosten kabel	Waarde – Laag	Waarde - Hoog	Eenheid
Afstand kabel bespaard door cable pooling	0,50	5,00	km
Kosten kabel	167,00	276,00	€/meter
Kostenbesparing totaal	83.500	1.380.000	€
Kostenbesparing per jaar	2783,33	46000,00	€/jaar
Kostenbesparing per MWh	0,89	11,38	€/MWh

Directe lijn

Voor de directe lijn is aangenomen dat de netaansluitkosten gelijk zijn aan de kosten voor het aanleggen van de directe lijn. Dit leidt dus niet tot meerkosten. De kosten bij de directe lijn zitten in het juridisch en contractueel organiseren tussen de twee partijen. Hiervoor zijn de volgende aannames gemaakt:

Tabel 0.6 Kosten voor het juridische en contractueel organiseren van de directe lijn.

Directe lijn opstartkosten	Waarde	Eenheid
Voorbeeld zon-PV park	0,5	MW
Jaarlijkse productie	528	MWh/jaar
Personeel	0,5	FTE
Aantal jaren	0,25	jaar
Salaris	5000	€/maand bruto
Loonkosten bovenop salaris	50%	%

Totale kosten eenmalig opzet personeel	12.188	€
Overige kosten (contracten, notaris, etc)	12.188	€
Totaal investering	24.375	€
Kosten investering per jaar (TVT 15 jaar)	1.625	€/jaar

De baten van de directe lijn zijn benaderd door het verschil in kostprijs en lange-termijn opbrengsten van gebouw-gebonden zon-PV te nemen, waarvoor SDE++ 2023 data is geraadpleegd. Deze baten komen uit op 10 €/MWh. Hiervan wordt aangenomen dat 50% meetelt in de baten voor de directe lijn, wat dus neerkomt op 5 €/MWh.

CBC

De kosten voor het capaciteitsbeperkend contract zijn bepaald voor een Laag en Hoog scenario. Hierin is het laag scenario de meest gunstige situatie, hoog scenario is het meest ongunstig. De kosten zitten in het stilleggen van processen door CBC en een energiemanagement systeem om de stroomafname van de aangepaste netaansluiting te verschuiven in de tijd. De kosten voor het stilleggen van processen zijn afhankelijk van drie parameters:

- Het **aantal uren** dat de afnemer niet kan acteren door CBC. Dit percentage geeft dus aan welk deel van de tijd zo'n beperking optreedt. Op basis van informatie van het Landelijke Actieprogramma Netcongestie is op jaarbasis zo'n 5-10% van de tijd een capaciteitsbeperking, of juist een oproep om meer elektriciteit af te nemen, van toepassing. Aangezien er meer elektrificatie richting 2030 zal zijn, hebben we het Hoog scenario op 20% gesteld.[16]
- **Probleemfactor** die ontstaat door de beperking van CBC. Dit wordt in een percentage uitgedrukt en geeft aan hoeveel hinder de processen (en kosten) ondervinden van de capaciteitsbeperking. Het aantal uur dat de afnemer minder kan produceren vermenigvuldigd met de probleem factor geeft de een percentage voor de totale beperking (%).
- De kosten voor beperking in capaciteit. De kosten voor beperking in capaciteit wordt gekoppeld aan 2/3 van de kosten voor netcongestie.

De totale beperking (%) wordt vermenigvuldigd met de kosten voor netcongestie van een conventionele bedrijfsuitbreiding.

Tabel 0.7 Kostenparameters voor capaciteitsbeperkend contract (CBC).

Parameters CBC	Waarde – Laag (logistiek)	Waarde – Hoog (industrie)	Eenheid
Aantal uren niet acteren CBC	5%	20%	-
Probleemfactor door beperking	50%	200%	-
Totale beperking	3%	40%	-
Kosten energiemanagment systeem	10,00	40,00	€/MWh
Kosten netcongestie	19,00	153.057,00	€/MWh
Kosten CBC	10	40.855	€/MWh

[16] Slim en flexibel omgaan met elektriciteit - slimmetstroom.com

Energiehub en groepscontract

De kosten voor de energiehub met groepscontract bestaan uit organisatorische en operationele kosten. Hiervoor zijn de volgende aannames gemaakt:

Tabel 0.8 Parameters voor het berekenen van de organisatorische kosten.

Organisatorische kosten	Waarde	Eenheid
Aantal FTE	2	FTE
Aantal jaren	3	jaar
Salaris	5000	€/maand bruto
Loonkosten bovenop salaris	50%	%
Totale kosten eenmalig opzet personeel	585.000	€
Overige kosten (contracten, notaris etc)	585.000	€
Totaal investering	1.170.000	€
Kosten investering per jaar (TVT 5 jaar)	234.000	€/jaar

Tabel 0.9 Parameters voor het berekenen van de operationele kosten.

Operationele kosten	Waarde	Eenheid
Aantal FTE	0,5	FTE
Jaarlijkse kosten personeel	48.750	€/jaar
Overige kosten (contracten, notaris etc)	48.750	€/jaar
Totaal operationele kosten	97.500	€/jaar
Totaal jaarlijkse kosten	331.500	€/jaar

Voor het energieverbruik zijn twee virtuele energiehubs verondersteld, waarvoor de aannames in de onderstaande tabel staan vermeld:

Tabel 0.10 Parameters virtuele energiehubs.

Parameters energiehub	Waarde - laag	Waarde - hoog	Eenheid
Vermogen	20	5	MW
Uren actief	3000	3000	Vollasturen per jaar
Totale energie	60000	15000	MWh
Energiesturingskosten	3,33	40,00	€/MWh
Jaarlijkse kosten per MWh	5,5	22,1	€/MWh

Merosch

Zet koers naar morgen!

Merosch B.V.

Eendrachtsweg 3
2411 VL Bodegraven
0172 65 12 64

Monnikenpad 5
3817 VK Amersfoort
033 30 38 909

T 0172 65 12 64
E info@merosch.nl
I merosch.nl

KVK 27311612
BTW NL8224.23.066.B01
IBAN NL80 TRIO 0197 8235 99