



Wat is de toegevoegde waarde van energiehubs?

Mkba, businesscases en
belemmeringen voor 2025 tot 2035



Committed to the Environment

Wat is de toegevoegde waarde van energiehubs?

Mkba, businesscases en belemmeringen

Dit rapport is geschreven door:

Lucas van Cappellen, Michiel Bongaerts, Heleen Groenewegen, Ward van Santen en Joeri Vendrik

Delft, CE Delft, december 2024

Publicatienummer: 24.230257.176

Opdrachtgever: Alliander

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Lucas van Cappellen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Voorwoord Alliander	4
	Samenvatting	6
	Begrippenlijst	10
1	Inleiding	11
	1.1 Aanleiding	11
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	12
	1.3 Focus op energiehubs: complexere vorm van flexibiliteit	12
	1.4 Vergelijking: bedrijventerrein met en zonder energiehubs	13
	1.5 Afbakening studie	14
	1.6 Leeswijzer	15
2	Maatschappelijke waarde en eindgebruikerskosten	16
	2.1 Drijfveren en maatschappelijke waarde van energiehubs	16
	2.2 Uitwerking maatschappelijke waarde	16
	2.3 Eindgebruikerskosten	20
	2.4 Afbakening	22
3	Casussen: met en zonder energiehubs	23
	3.1 Casussen	23
	3.2 Voorbeeld: uitwerking Casus 1	25
4	Wat is de maatschappelijke waarde van energiehubs?	29
	4.1 Voorbeeld: Maatschappelijke waarde - Casus 1	29
	4.2 Conclusie per casus	32
	4.3 Conclusies maatschappelijke waarde	34
5	Wat is de businesscase van energiehubs?	42
	5.1 Voorbeeld: Financiële resultaten - Casus 1	42
	5.2 Conclusies jaarlijkse kosten en businesscase	43
6	Wat zijn de belemmeringen voor energiehubs?	46
	6.1 Belemmeringen en succesfactoren voor energiehubs	46
	6.2 Aanbevelingen voor belemmeringen en succesfactoren	48
7	Conclusies, waarde-kwadrant en zeven vinkjes voor energiehubs	50
	7.1 Vergelijking maatschappelijke waarde en businesscase	50
	7.2 De zeven vinkjes voor waardevolle energiehubs	53
	7.3 Aanbevelingen	54
	7.4 Reflectie op aannames studie	55



	Literatuurlijst	57
A	Resultaten casussen	58
	A.1 Casus 1: Gevoeligheidsanalyses	58
	A.2 Casus 2	61
	A.3 Casus 3	66
	A.4 Casus 4	71
	A.5 Casus 5	78
B	Methode	84
	B.1 Welvaartsanalyse	84
	B.2 Eindgebruikerskosten	93
	B.3 Uitsparing opwek uit gascentrales door extra invoeding zon-pv en wind	96
C	Investerings- en operationele kosten	98
	C.1 Batterijkosten	98
D	Kengetallen	99
	D.1 Waterstof	99
	D.2 Dieselaggregaat	99
	D.3 Ketenemissies van diverse energiesystemen	100



Voorwoord Alliander

De energietransitie is in volle gang. De vraag naar elektrische oplossingen stijgt snel, steeds meer energie produceren we decentraal met zon en wind en er komen steeds meer mogelijkheden bij om energie decentraal in balans te houden: energie gebruiken waar en wanneer het wordt opgewekt. Netcongestie is helaas een pittige werkelijkheid die vraagt om nieuwe oplossingen - zoals het vormen van energiehubs. Energiehubs kunnen bijdragen aan het verlichten van netcongestie, aan verduurzaming én aan het realiseren van een groot aantal regionale ambities. De verwachtingen van energiehubs zijn dus hooggespannen. Tegelijkertijd weten we ook dat het hard werken is om als een groep ondernemers een energiehub voor elkaar te krijgen. Op diverse terreinen moeten vragen beantwoord en barrières geslecht. Deze kunnen liggen in het domein van de techniek (waaronder, om mee te beginnen: is het vanuit de opbouw van het elektriciteitsnet überhaupt zinnig of mogelijk als bepaalde partijen met elkaar een energiehub zouden vormen?). Vragen liggen ook op het gebied van operatie en bedrijfsvoering (hoe houden we de netbelasting door de samenwerking binnen de toelaatbare grens?), samenwerking en organisatie (hoe verrekenen we onderling? Hoe benutten we extra netcapaciteit als/wanneer die beschikbaar komt?). En er zijn bedrijfsrisico's en economische vragen (hoe zorgen we dat het ook op lange termijn voordelig is voor alle deelnemende bedrijven? Kunnen we de initiële investering in de samenwerking ook gaan terugverdienen?).

Dit rapport gaat over dit soort vragen. Maar dit is ingestoken vanuit een overkoepelend vraagstuk: wat is nu eigenlijk de *toegevoegde waarde* van het realiseren van energiehubs? Wat leveren ze op voor de deelnemende ondernemers, en voor het Nederlandse energiesysteem, wat dragen ze bij aan maatschappelijke welvaart? En ook: als we nu kijken naar de verschillende vormen van energiehubs, is het dan ook mogelijk om te identificeren waar we als Alliander de meeste inspanning en prioriteit aan zouden moeten geven? Dit vanuit de drijfveren die Alliander als maatschappelijk bedrijf hanteert: zoveel mogelijk waarde willen bieden voor onze klanten en de maatschappij. Om hier inzicht in te verschaffen hebben we CE Delft gevraagd om dit onderzoek te doen.

Het is een rijk onderzoek, maar ook complex. Want de materie van energiehubs is complex. Deze studie geeft een aantal opvallende inzichten op basis van vijf echte casussen die in groot detail konden worden geanalyseerd. Opvallend: de energiehubs leveren niet altijd positieve maatschappelijke waarde. Maar energiehubs die vraag en aanbod in een goede balans brengen, die doen dat wel. En die leveren ook nog eens een goede business case, terwijl ze ook bijdragen aan de behoefte van de partijen - waaronder een oplossing voor netcongestie. Energiehubs die heel 'scheef' zijn in vraag/aanbod verhouding, die lijken juist minder op te leveren. In een poging om de complexiteit te beperken is het CE Delft gelukt om tot '7 vinkjes' te komen die een uiting geven aan kansrijke en waardevolle energiehubs.

Maar hiermee is het verhaal niet af, we zijn er nog niet! Realisatie van energiehubs vraagt stevige inspanningen door initiatiefnemers, maar ook door netbeheerders en overheden. We zien dat er belemmeringen zijn in het realiseren van energiehubs, ook als de maatschappelijke waarde er echt wel is. Ondersteuning - financieel of anderszins - kan wel nodig zijn. De energiebelasting is genoemd, maar ook de tariefsystematiek die netbeheerders hanteren.



Als netbeheerders zitten we niet stil: we werken hard aan de implementatie van het groepstransportrecht (codewijzigingsvoorstel is in Q4 2024 ingediend) en data-tooling, zoals de [Energie-Buurtscan](#). Om initiatiefnemers te helpen met succesvolle realisatie hebben Alliander, Enexis en Stedin het '[Stappenplan voor energiehubs](#)' ontwikkeld.

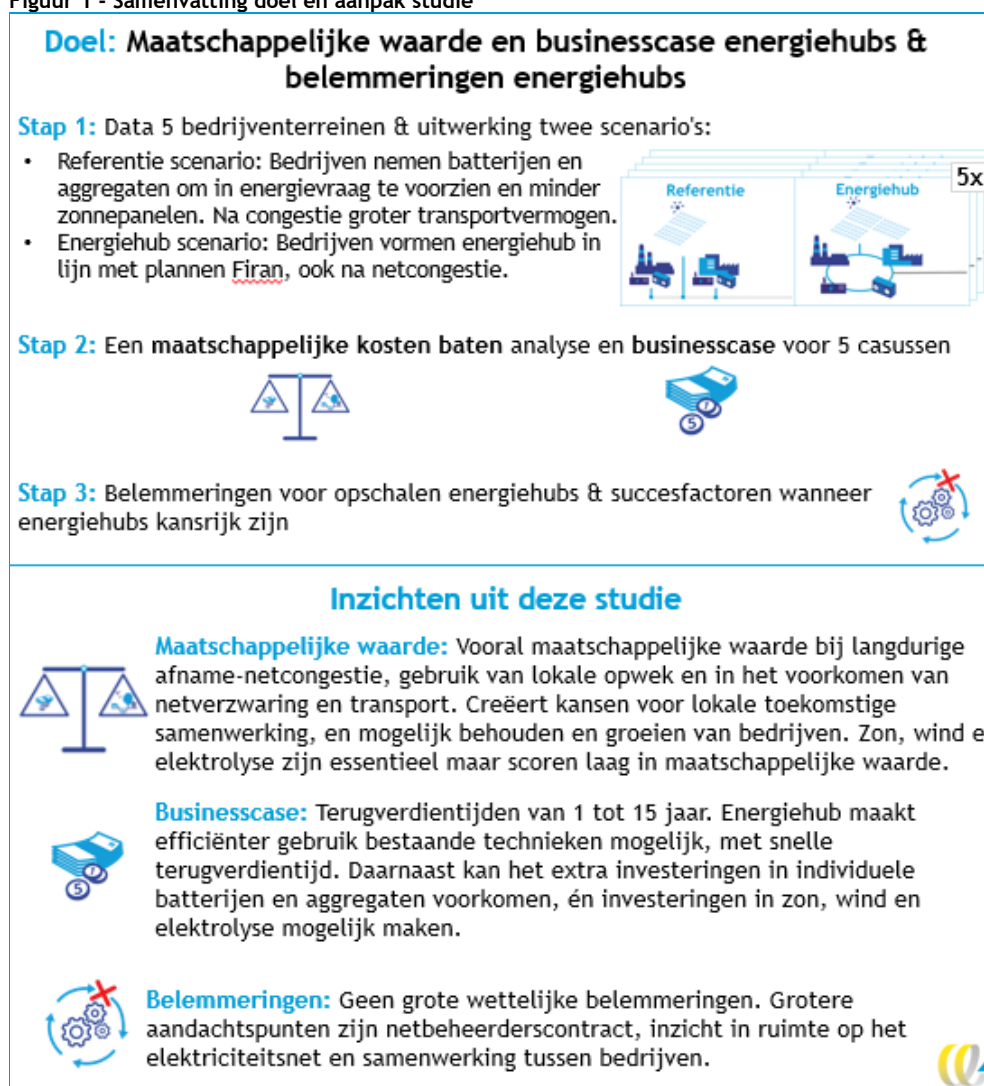
De transitie naar een duurzame energie toekomst, die maken we met elkaar, en met elkaar houden we ons energiesysteem betaalbaar en betrouwbaar.



Samenvatting

In deze studie is voor vijf energiehub op bedrijventerreinen de maatschappelijke waarden en businesscases beoordeeld tussen van 2025 tot 2034. De vijf energiehub hebben met elkaar gemeen dat ze tot 2031 last hebben van netcongestie voor afname en/of invoeding van elektriciteit. De aanpak heeft geleid tot een toetsingskader om een inschatting te maken of een energiehub maatschappelijke waarde en een goede terugverdientijd kent. Dit is vertaald naar de zeven vinkjes van waardevolle energiehub. Daarmee geeft de studie handvatten voor het lokaal toepassen en beoordelen van energiehub. Dit biedt eerste inzichten in waardevolle energiehub, waarna een detailbeoordeling wenselijk is. De uitkomsten leveren ook input voor de beleidsdiscussie over energiehub. De beleidsdiscussie gaat over zaken als een lokaal versus. een decentraal energiesysteem, de rol van energiehub bij netcongestie en voor het toekomstig elektriciteitssysteem.

Figuur 1 - Samenvatting doel en aanpak studie



Maatschappelijke waarde energiehubs

In deze studie is de potentie van energiehubs vergeleken met een referentiesituatie om de maatschappelijke waarde en businesscase te bepalen. In de referentiesituatie nemen we aan dat gedurende de periode van netcongestie (waarschijnlijk tot 2031) de bedrijven batterijen en aggregaten aanschaffen om in hun vraag te voorzien. En we nemen aan dat de energiehubs geen additionele zon en wind realiseren als invoeding niet mogelijk is vanwege netcongestie. Na netverzwaring nemen we in de referentie aan dat individuele bedrijven een groter transportvermogen contracteren bij de netbeheerder, maar dat de energiehubs blijft bestaan zoals ontworpen. Voor deze studie zijn data van Firan (zomer 2024) over bestaande bedrijventerreinen gebruikt. Er is in de praktijk ook een kans dat bedrijven zonder energiehubs geen individuele maatregelen nemen maar simpelweg niet groeien, elektrificeren, zich vestigen of zelfs vertrekken. In een gevoeligheidsanalyse is de maatschappelijke waarde hiervan onderzocht.

Vanuit maatschappelijk oogpunt leren we uit de vijf casussen dat de maatschappelijke waarde van een energiehubs sterk kan verschillen: van positief tot negatief. De belangrijkste bijdragen/factoren aan de maatschappelijke waarde zijn geordend gebaseerd op de totale impact op de maatschappelijke waarde:

1. Een energiehubs resulteert in een lagere noodzaak voor **batterijen en aggregaten** bij bedrijven indien er netcongestie is, door energie-uitwisseling tussen bedrijven en met lokale wind en zon mogelijk te maken. Dit resulteert in lagere energiekosten en CO₂-emissies en is daarmee een belangrijk welvaartseffect in onze analyses.
2. Een energiehubs maakt een **lagere netimpact** mogelijk en kan mogelijk resulteren in minder netverzwaring en het eerder oplossen van netcongestie. De gemonetariseerde welvaartswinst daarin is een klein deel van de totale welvaartseffecten.
3. Een energiehubs maakt **extra zon en wind** mogelijk als er invoedingsnetcongestie is. Vanuit maatschappelijk oogpunt en gerekend met een tijdshorizon van 10 jaar zijn de netto welvaartseffecten van extra zon en wind echter negatief, voornamelijk door lagere energieprijzen in de toekomst, met veel windmolens en zonnepanelen. We schatten dat over een periode van ongeveer 15 jaar voor wind en 20-25 jaar voor zon het welvaartseffect positief zal worden.
4. Energiehubs resulteren in **minder transport** van elektriciteit over het elektriciteitsnet, waardoor er minder netverlies en mogelijk minder onbalans is.
5. Het realiseren van **lokale samenwerking** kan een bijdrage zijn voor het toekomstig energiesysteem, voor bijvoorbeeld het realiseren van nieuwe initiatieven, maar het mogelijke effect hiervan is onzeker.
6. In de analyse nemen we aan dat bedrijven bij netcongestie zonder energiehubs zelf individuele maatregelen treffen. Als ze dat niet zouden doen, hebben we in een gevoeligheidsanalyse laten zien dat een energiehubs ook **productiviteitswinst** voor de bedrijven kan realiseren en **werkgelegenheid**; en daarmee mogelijk extra maatschappelijke waarde. Dit effect zal groter zijn als bedrijven anders zouden sluiten of vertrekken naar het buitenland.
7. Uit een gevoeligheidsanalyse van één casus volgt dat op de **langere termijn**, als er geen netcongestie meer is, de welvaartsanalyse van de energiehubs negatief is. Het is dan voordeliger als bedrijven een groter transportvermogen aanvragen. Additioneel onderzoek naar de langetermijneffecten is vereist.



Businesscase energiehubs

Voor de vijf casussen zijn de energiekosten (afschrijvingen, investeringen en jaarlijkse kosten) bepaald en vergeleken met de referentie. Daarnaast is onderzocht wat de terugverdiendtijd is van de investeringen in de energiehubs:

1. De kosten van het realiseren van een energiehubs als er netcongestie is, zijn relatief beperkt ten opzichte van de investeringen en jaarlijkse kosten van technieken, zoals zon, wind, aggregaten en batterijen. De meerkosten van het realiseren van een energiehubs kunnen dus ook snel terugverdiend worden.
2. Energiehubs waarbij geen of beperkte nieuwe investeringen in zon, wind, batterijen of aggregaten plaatsvinden kennen een zeer gunstige businesscase. De energiekosten zijn lager door gebruik van lokale elektriciteit, minder kosten voor de energieleverancier en een lager nettatarief.
3. Casussen met afname netcongestie kunnen een goede businesscase realiseren door minder investeringen in batterijen en aggregaten en minder dieselverbruik.
4. De terugverdiendtijd van zon-pv is positief en verbetert als er veel stroom achter de meter verbruikt kan worden. Als er vooral veel invoeding in het net plaatsvindt is de terugverdiendtijd zo'n 12 jaar. De terugverdiendtijd van wind is rendabel binnen 15 jaar.
5. Het realiseren van elektrolysers kent, met SDE++-subsidie, ook een positieve businesscase, met een terugverdiendtijd binnen 15 jaar.
6. De netkosten zijn in veel casussen lager dan zonder energiehubs. Het geschatte ontwerp houdt rekening met een 30% lagere piek in de energiehubs, maar de piekreductie is in sommige casussen groter waardoor de totale netkosten lager zijn. Daarnaast komen energiehubs in een hogere tariefcategorie waar de tarieven per kW lager zijn.
7. Naast economische argumenten zijn er voor bedrijven mogelijk nog andere drijfveren voor energiehubs, zoals verduurzaming, lokale samenwerking en meer onafhankelijkheid van netbeheerder/netverzwaring en energieleverancier.

Zeven vinkjes, belemmeringen en succesfactoren

In Nederland wordt nu hard gewerkt aan de oplossingen van drie grootste belemmeringen voor energiehubs:

- ontwikkeling van groepstransportovereenkomsten en contracten tussen energiehubsdeelnemers;
- standaardisatie bij ontwikkelaars, financiers en dienstverleners;
- ervaring en vertrouwen opdoen met energiehubs.

De belangrijkste belemmering voor de initiatiefnemers van een energiehubs is in onze ogen het gebrek aan inzicht in de ruimte in het net van de landelijke en regionale netbeheerders. De ruimte op het net bepaald immers in grote mate de potentie van energiehubs. Als er geen ruimte is in de netten, is het realiseren van extra elektriciteitsvraag en -invoeding binnen de energiehubs niet mogelijk. Dit inzicht ontbreekt nu op grote schaal en vaak is maatwerk vereist, waardoor ook het potentieel voor energiehubs onbekend is. De businesscases van energiehubs zijn vaak rendabel; er is daarmee geen directe noodzaak gevonden voor bijvoorbeeld aanpassingen in energiebelasting of hoogte van nettatarieven. Die maatregelen kunnen wel overwogen worden om de financiële aantrekkelijkheid te vergroten en energiehubs aan te jagen.

Deze studie geeft een toetsingskader om een inschatting te maken of een energiehubs maatschappelijke waarde en een goede terugverdiendtijd kent. Dit is vertaald naar de zeven vinkjes van waardevolle energiehubs, gesorteerd op de grootste toegevoegde waarde.

Figuur 2 - De zeven vinkjes voor maatschappelijk waardevolle energiehubs



De maatschappelijke waarde is groter bij langdurige netcongestie, zeker als er veel ongefaciliteerde elektriciteitsvraag is die mogelijk wordt met de energiehubs, bij lokaal gebruik van opwek en gebruik van bestaande assets. De potentie wordt vergroot met een toekomstvast ontwerp en het realiseren van (prijs)zekerheid binnen de energiehubs waaraan bedrijven deelnemen. Voor de succesfactoren geldt dat hoe meer er aanwezig zijn, hoe groter het potentieel en haalbaarheid is.

Naar de succesfactoren is met stakeholders in meer detail gekeken. Twee belangrijke locatiemerken zijn te beïnvloeden en zouden dus focuspunten kunnen zijn van beleid. Ten eerste lokale samenwerking tussen de bedrijven bestaande uit beschikbaarheid data, ontwikkelen van visie, organisatiegraad en bestuurscultuur en uiteindelijk contractuele zekerheden; en ten tweede financiering voor investeringen in collectieve assets.

Tekstkader 1 - De belangrijkste afbakening van deze studie

De belangrijkste afbakening van deze studie is:

- We vergelijken één referentie (met batterijen en aggregaten als individuele oplossingen) met de energiehubs, en niet met andere oplossingen en scenario's zoals congestiemanagement, alternatieve transportrechten of het vertrekken van bedrijven.
- We nemen aan dat bedrijven een groter transportvermogen kunnen contracteren nadat netverzwaring is opgelost. De netcongestiesituatie is gebaseerd op huidige investeringsplannen van de netbeheerders.
- We nemen de elektriciteitsvraag en de ontwerp-energiehub aan zoals bepaald door Firan (zomer 2024) en maken geen additionele inschattingen over verdere groei.
- We beschouwen de periode 2025-2034; daarna is er te veel onzekerheid. Conclusies over een langere of andere tijdsperiode kunnen verschillen.
- We onderzoeken slechts vijf casussen; andere en meer casussen kunnen leiden tot andere conclusies.

Begrippenlijst

Begrip	Toelichting
Welvaartseffect	Effect op de maatschappij bestaande uit directe, indirecte en externe effecten.
Referentiescenario	De situatie in periode van 2025 tot 2035 zonder realisatie van een energiehub. We nemen aan dat bedrijven individuele maatregelen nemen gedurende netcongestie (batterijen en aggregaten). Als de netcongestie is opgelost nemen we in het referentiescenario aan dat bedrijven een grotere aansluiting en transportvermogen afnemen.
Energiehubscenario	Het scenario waarin een energiehub gerealiseerd wordt op een bedrijventerrein; we nemen aan dat de energiehub blijft bestaan.
Groepstransportovereenkomst	Contract in ontwikkeling bij de netbeheerder waarbij meerdere bedrijven onder één aansluit- en transportovereenkomst vallen.
Eindgebruikerskosten	Totale kosten van een scenario inclusief daadwerkelijke kosten, belastingen en waardeoverdrachten.
Netimpact	De netimpact vertalen we naar de belasting op het lokale netstation; in het geval van deze bedrijventerreinen het lokale HS/MS-station.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Energiehubs krijgen in rap tempo meer aandacht als belangrijk onderdeel van de energietransitie. Er wordt in verschillende trajecten gewerkt aan de ontwikkeling van energiehubs, waaronder het Landelijk Actieplan Netcongestie waarin een Rijksbijdrage voor 60 to 70 energiehubs is opgenomen. Energiehubs kunnen ingezet worden voor verschillende doeleinden, waaronder het verlagen van de energiekosten en oplossen/voorkomen van netcongestie. Energiehubs maken het daarmee mogelijk extra verduurzaming of groei te realiseren ondanks de beperkte netcapaciteit. Maar er zijn ook nog belemmeringen voor de realisatie van energiehubs in onderlinge afhankelijkheden en contractvorming, praktische belemmeringen, wet- en regelgeving, nettarieven en energiebelasting. Recent is een belangrijke stap genomen door het [Voorstel codewijziging groepstransportovereenkomst](#) door Netbeheer Nederland bij de ACM (2024).

Tekstkader 2 - Wat is een energiehub

We definiëren een energiehub als een decentraal slim gestuurd energiesysteem waar energie vraag en aanbod worden afgestemd. We zien een energiehub als een samenwerking tussen verschillende partijen op in ieder geval energetisch gebied. Het is een plek waar energievraag en -aanbod samenkomen, mogelijk aangevuld met energieopslag, additionele mobiele vermogensvraag (laadvoorziening voor mobiliteit) en conversie tussen energiedragers. Voor dit onderzoek kijken we daarbij specifiek naar de interactie met het elektriciteitsnet en is daarmee een voorwaarde dat meerdere partijen met één collectieve (virtuele) netaansluiting delen. Deze netaansluiting is een virtueel koppelpunt waarbij partijen onderling verbonden zijn via het netwerk van de netbeheerder en een groepscontract sluiten om capaciteit te kunnen delen. De partijen stemmen hun energiegebruik af om energiekosten te verlagen en/of efficiënter het net te benutten zodat er meer elektriciteit geconsumeerd kan worden door nieuwe en bestaande bedrijven. De verschillende partijen kunnen ook gezamenlijk voorzieningen realiseren zoals energieopslag, energieconversie en elektriciteitsproductie.

De toegevoegde waarde van energiehubs voor het energiesysteem is nog maar beperkt onderbouwd. Er zijn geen kwantitatieve gegevens over de toegevoegde waarde voor netcongestie en voor energiebalancering/energiekosten. Mede daardoor is het ook onduidelijk welke energiehubs de meeste toegevoegde waarde hebben en daarom gefaciliteerd zouden moeten worden in de regelgeving, tariefstructuren, financiering, etc. Het is daarnaast nog onvoldoende duidelijk welke configuraties een rendabele businesscase bieden.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Deze studie onderscheidt zich in:

- Een eerste berekening van de maatschappelijke baten van enkele energiehubs, een verdieping op de businesscase van energiehubs en vergelijking tussen maatschappelijke en economische waarde. Dit is gebaseerd op een vergelijking tussen energiehubs en verwachte maatregelen die bedrijven zullen nemen als oplossing voor netcongestie.¹
- Verdieping op belemmeringen voor energiehubs die realiseren van het potentieel in weg staan en succesfactoren die potentieel kunnen vergroten.

De onderzoeksvragen van deze studie zijn:

- Waaruit bestaat de maatschappelijke waarde van verschillende energiehubs en hoe groot is deze maatschappelijke waarde? Welke elementen als onderdeel van een energiehubs dragen bij aan een positieve impact op het energiesysteem?
- Wat is de businesscase van deze energiehubs voor betrokken bedrijven en hoe vergelijken die met de maatschappelijke waarde?
- Welke belemmeringen zijn er nog voor de realisatie van energiehubs in onder andere regelgeving, organisatie en bestuursvorm, financiering, wetgeving, belasting?
- Welke belemmeringen kunnen weggenomen worden door aanpassingen in wet- en regelgeving en actieve sturing of deelname van stakeholders?

Er is gebruik gemaakt van energiehubs met daadwerkelijke data die nu in een concrete plan- of ontwikkelfase zijn. De aangeleverde data is een momentopname gebaseerd op de bekende plannen op dat moment (zomer 2024). We richten ons in deze studie specifiek op de familie ‘bedrijventerreinen energiehubs’; hiervoor zijn configuraties en data beschikbaar gebruikt die beschikbaar waren bij Firan.

1.3 Focus op energiehubs: complexere vorm van flexibiliteit

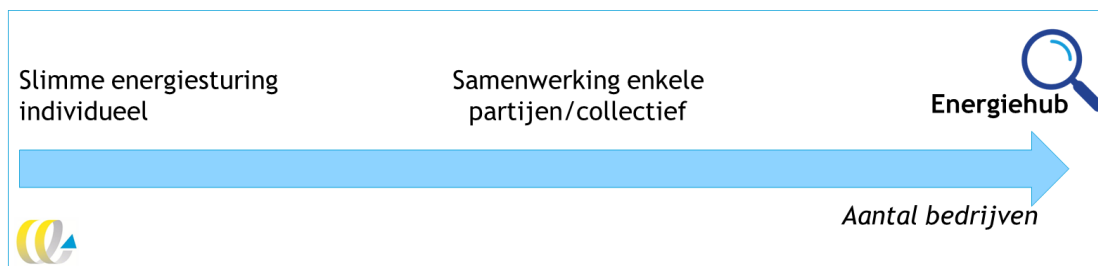
In deze studie richten we ons op energiehubs. Dit is een complexere vorm qua organisatie voor het ontsluiten van flexibiliteit, en dus niet altijd laag hangend fruit. Er zijn andere opties om flexibiliteit te ontsluiten, elektriciteitsvraag- en aanbod af te stemmen op lokale netcapaciteit. We onderscheiden drie niveaus:

1. **Individuele energiesturing:** Eén partij achter-de-meter met individuele technische maatregelen (zoals energieopslag) of flexibele netbeheerderscontracten zoals alternatieve transportrechten. Dit betekent geen samenwerking met andere partijen.
2. **Collectief van enkele bedrijven:** Samenwerking zoals directe lijn, collectief laadplein die energieverbruik en -aanbod op elkaar afstemmen.
3. **Energiehub:** De focus van deze studie. We zien een samenwerking als energiehubs voor deze studie als een combinatie van minstens vijf bedrijven die gezamenlijk hun energiehuishouding afstemmen en regelen. Dit kent een grotere complexiteit in afstemming, maar mogelijk ook additionele maatschappelijke waarde.

¹ In andere studies wordt vaak gerekend zonder individuele maatregelen, oftewel dat zonder energiehubs de elektriciteitsvraag niet wordt gefaciliteerd.



Figuur 3 - Visualisatie focus studie: energiehub als vorm van flexibiliteit met veel bedrijven

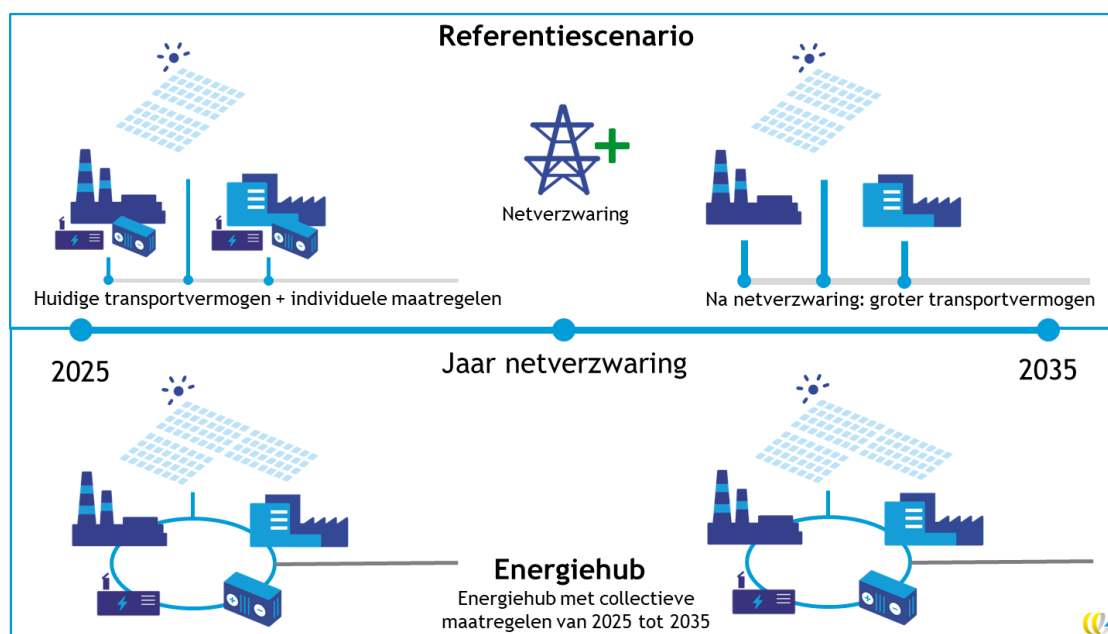


Dit onderzoek richt zich specifiek op vijf energiehub casussen met een groter aandeel bedrijven. Het ontwikkelen van laaghangend fruit, zoals tussen twee of een beperkt aantal partijen, kent mogelijk ook veel maatschappelijke waarde en andere (contractuele) oplossingen. De reden dat dit onderzoek zich richt op energiehub is omdat dit meer ondersteuning en facilitering vereist; de benodigde inzet van stakeholders is groter. Daarom is de noodzaak voor het bepalen welke energiehub maatschappelijke waarde vertegenwoordigen groter.

1.4 Vergelijking: bedrijventerrein met en zonder energiehub

Om de 'meerwaarde' van een energiehub te bepalen, vergelijken we een energiehub met het meest realistische alternatief; het zogenaamde referentiescenario waarin de energiehub niet gerealiseerd zou zijn. Dit is gevisualiseerd in Figuur 4.

Figuur 4 - Illustratie van het referentiescenario voor en na netverzwaring en het scenario met energiehub. Merk op, dat het jaar van netverzwaring afhankelijk is van de casus



Voor casussen met *afnamen* netcongestie nemen we aan dat:

- **Referentiescenario:** In het referentiescenario nemen bedrijven individuele maatregelen en zoeken we per casus uit wanneer netcongestie opgelost is door netverzwaring; waarna partijen een groter transportvermogen contracteren. Netcongestie is voor de casussen in 2030 of 2031 opgelost.
 - Situatie gedurende netcongestie: We nemen aan dat bedrijven individueel investeringen in batterijen en aggregaten doen om zodoende aan hun energievraag te kunnen voldoen. De bedrijvigheid van het bedrijf kan dus wel doorgaan. De capaciteit en vermogen van de batterij zijn per bedrijf geschat aan de hand van het gemiddelde dagelijkse energietekort en restcapaciteit. Resterende tekorten worden in het referentiescenario opgevangen door een dieselaggregaat.
 - Situatie na netverzwaring: De individuele bedrijven contracteren een groter aansluitvermogen om in hun eigen energieverbruik te faciliteren.
- **Energiehubscenario:** De vormgeving van de energiehub volgens de data van Firan. Dit omvat het groepscontract contractvermogen plus eventuele technische maatregelen. Het uitgangspunt is het beschikbare GTV voor het groepscontract op moment dat Firan de analyse uitvoerde; deze beschikbaarheid kan veranderd zijn.

Voor casussen met *invoedings* netcongestie nemen we aan dat:

- **Referentiescenario:** Er wordt minder zon-pv en/of wind gerealiseerd tot wat ingevoed kan worden via het individuele gecontracteerde vermogen. Daarboven achten we het niet realistisch dat er invoeding gerealiseerd wordt, omdat er geen duurzame opwek gerealiseerd worden.
- **Energiehubscenario:** De vormgeving van de energiehub volgens de data van Firan. Dit omvat het groepscontract contractvermogen plus eventuele technische maatregelen.

Voor het referentiescenario nemen we wel mee in welk jaar de netcongestieproblemen in de regio van het bedrijventerrein naar verwachting zijn opgelost. Hierop zijn de invoed- en afnamevolumes voor de referentie aangepast.

We hebben voor één bedrijventerrein extra analyses uitgevoerd, om twee extra onderzoeksvragen te beantwoorden:

- Wat als bedrijven geen individuele maatregelen nemen? De energiehub maakt het dan eerder mogelijk om te voorzien in de gewenste elektriciteitsvraag. In het referentiescenario wordt de energievraag pas na netverzwaring mogelijk.
- Wat is de potentie van energiehub na netverzwaring? Energiehub zijn nu vaak gedreven door netcongestie, maar kennen mogelijk ook bredere baten. Om dit te kwantificeren is een vergelijking nodig tussen een energiehub en de situatie van individuele bedrijven zonder energiehub. Hiervoor voeren we een gevoeligheidsanalyse uit waarbij we aannemen dat er geen netcongestie is en partijen direct een groter transportvermogen kunnen nemen.

1.5 Afbakening studie

De belangrijkste afbakening van deze studie is in totaal:

- We vergelijken één referentie (met batterijen en aggregaten als individuele oplossingen) met de energiehub, en niet andere oplossingen en scenario's zoals congestie-management, alternatieve transportrechten of het vertrekken van bedrijven.
- We nemen de elektriciteitsvraag van Firan, en maken niet additionele inschattingen over verdere groei.
- We nemen aan dat bedrijven een groter transportvermogen kunnen contracteren nadat netverzwaring is opgelost.



- We beschouwen alleen de periode 2025-2034; daarna is er te veel onzekerheid. Conclusies over een langere of andere periode kunnen verschillen.
- We beschouwen slechts vijf casussen; andere en meer casussen kunnen leiden tot andere conclusies.

1.6 Leeswijzer

Dit rapport omvat:

- Hoofdstuk 2 beschrijft de mogelijke maatschappelijke waarde en businesscase van energiehubs.
- Hoofdstuk 3 geeft een concretere invulling van de vijf casussen globaal en Casus 1 in meer detail.
- Hoofdstuk 4 geeft antwoord op de vraag ‘Wat is de maatschappelijke waarde van de energiehubs?’ gebaseerd op de vijf casussen.
- Hoofdstuk 5 geeft antwoord op de vraag ‘Wat is de businesscase van energiehubs?’.
- Hoofdstuk 6 beschrijft belemmeringen en succesfactoren voor energiehubs.
- Hoofdstuk 7 omvat de conclusies, aanbevelingen en reflecties.

Casus 1 is als voorbeeld uitgewerkt in verschillende delen van het rapport. De beschrijving en energetische uitwerking is opgenomen in Paragraaf 3.2, de maatschappelijke welvaartsanalyse in Paragraaf 4.1 en de businesscase in Paragraaf 5.1. Casus 2 tot en met 5 zijn in detail uitgewerkt in Bijlage A.

2 Maatschappelijke waarde en eindgebruikerskosten

2.1 Drijfveren en maatschappelijke waarde van energiehubs

De belofte omvat lokaal energie uitwisselen om daarmee een positieve businesscase én maatschappelijke waarde te realiseren. Potentiële maatschappelijke waarden kunnen zijn het elektrificeren of groeien ondanks netcongestie, CO₂-reductie en uitstellen of voorkomen van netverzwaringen.

- op korte termijn worden energiehubs sterk gedreven door concrete problemen, welke nu vooral bestaan uit netcongestie op additionele afname en invoeding van elektriciteit;
- op langere termijn zijn de drijfveren van energiehubs vooral gericht op vormgeving van het toekomstige energiesysteem, met zoveel mogelijk lokale productie en verbruik, een focus op duurzaamheid en lagere impact op het totale energiesysteem.

Daaronder spelen voor bedrijven additionele drijfveren zoals onafhankelijkheid, lokale samenwerking, eigenaarschap, continuïteit en bijdragen aan een betere wereld. Niet al deze waarden zijn te kwantificeren en concretiseren. De welvaartsanalyse heeft als doel om de waarde met directe, indirecte en externe effecten zoveel mogelijk te kwantificeren. Een aantal drijfveren hebben geen effecten en zijn daarom niet gekwantificeerd. In de volgende paragraaf introduceren we wel een mogelijke waarde in het netwerk effect van een energiehubs; oftewel het realiseren van samenwerking.

2.2 Uitwerking maatschappelijke waarde

Een MKBA of welvaartsanalyse maakt onderscheid tussen de volgende effecten:

- **Directe effecten:** de voor- en nadelen van het projectalternatief (een energiehubs) ten opzichte van de referentie voor de exploitant (de bedrijven in de energiehubs). Het gaat hierbij met name om investeringskosten, exploitatiekosten en opbrengsten voor de bedrijven.
- **Indirecte effecten:** de effecten die voortvloeien uit de directe effecten van het projectalternatief en de referentie. In deze studie gaat het bijvoorbeeld om effecten op het elektriciteitsnet- en systeem (lokale netverzwaring, diepe netverzwaring, onbalans, vermeden netverlies), maar ook om de doorwerking op de arbeidsmarkt als gevolg van extra economische activiteiten. Hierbij moet de nuance worden geplaatst dat het pas welvaart oplevert als een werkloze aan een baan geholpen wordt en dat op lange termijn de effecten vaak beperkt zijn. Verder beschrijven we ook mogelijke netwerk-effecten, effecten die in het geval van energiehubs kunnen ontstaan doordat partijen met elkaar in contact komen, wat het mogelijk maakt in te spelen op toekomstige ontwikkelingen; ze ontwikkelen een netwerk.
- **Externe effecten:** dit betreffen de effecten (maatschappelijke kosten en baten) die onbeoogd zijn door de gebruiker en nog niet zijn geïnternaliseerd in de directe kosten. Deze zijn vaak moeilijk in geld uit te drukken omdat markten, en dus prijzen, ontbreken. Hieronder vallen effecten op milieu en ruimtelijke effecten voor de omwonenden.

Figuur 5 - Welvaartseffecten energiehubs

Welvaartseffecten energiehubs			
	Directe effecten	Indirecte effecten	Externe effecten
Kosten bedrijven	- Investeringskosten - Operationele kosten		
Baten bedrijven	- Productiviteitswinst - Extra invoeding op het net - Minder afname van het net		
Baten elektriciteitsnet en -systeem	- Netaansluitingen verzwaren	- Vermeden netimpact en netverzwaring - Vermeden netverlies - Verlagen onbalans - Netwerkeffecten	
Kosten en baten maatschappij		- Extra werkgelegenheid	- CO ₂ -emissies - Ruimtelijke effecten - Milieueffecten - Luchtkwaliteit

2.2.1 Directe effecten

Tabel 1 geeft een kort overzicht weer van de *directe* effecten die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de bedrijven uit de energiehubs. In Bijlage B.1 werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

Tabel 1 - Overzicht directe effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat de kost of baat neer?
Investerings- en operationele kosten infrastructuur	CAPEX en OPEX van nieuwe infrastructuur: opwek, opslag, (verzwaren) netaansluiting, etc.	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehub
Productiviteitswinst (<i>afnamecongestie</i>)	Productiviteitswinst voor bedrijven in de energiehub, benaderd door de voor de betreffende sector gemiddelde toegevoegde waarde (BBP) per eenheid elektriciteitsverbruik (MWh) te vermenigvuldigen met het door de energiehub mogelijk gemaakte additionele elektriciteitsverbruik. ²	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehub
Directe opbrengsten extra opwek (<i>invoedingscongestie</i>)	Directe opbrengsten van de opgewekte hernieuwbare energie (voor bedrijven uit de energiehub) door: <ul style="list-style-type: none"> – additionele (t.o.v. referentie) invoeding op het net – uitgespaarde kosten door verminderde afname van het net. 	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehub
Verzwaren netaansluiting	Extra of vermeden kosten voor verzwaren netaansluiting door realisatie energiehub	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehub

2.2.2 Indirecte effecten

Tabel 2 geeft een kort overzicht weer van de *indirecte* effecten die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de maatschappij: via de netbeheerder, als werkgelegenheidsbaat of als kost of baat voor het elektriciteitsnet en -systeem. In Bijlage B.1 werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

² Het eventueel vertrekken van bestaande bedrijvigheid vanwege netcongestie is niet meegenomen in deze studie, maar zou leiden tot een afname in productiviteit.

Tabel 2 - Overzicht indirecte effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat kost of baat neer?
Investerings- en operationele kosten netverzwaring	Lokale netverzwaring: extra of vermeden kosten t.a.v. van het netvlak waarop de bedrijven aangesloten zijn	Kwantitatief	Maatschappij (via netbeheerder)
	Diepe netverzwaring: extra of vermeden kosten t.a.v. van de hogere netvlakken	Kwalitatief	Maatschappij (via netbeheerder)
Additionele werkgelegenheid	Permanente directe arbeidsvraag door productiviteitswinst: welvaartswinst o.b.v. de voor de betreffende sector gemiddelde FTE per eenheid elektriciteitsverbruik (MWh) maal het door de energiehubs mogelijk gemaakte additionele elektriciteitsverbruik	Kwantitatief	Maatschappij
Netverlies	Minder 'externe' levering van elektriciteit en daardoor minder verliezen.	Kwantitatief	Maatschappij (elektriciteitsnet en -systeem)
Verlagen onbalans	Vergroten of verkleinen afhankelijk van operationalisering assets	Kwalitatief	Maatschappij (elektriciteitsnet en -systeem)
Netwerkeffecten	Door energiehubs komen partijen met elkaar in contact, wat het mogelijk maakt in te spelen op toekomstige ontwikkelingen; ze ontwikkelen een netwerk voor samenwerking waarmee ingespeeld kan worden op nieuwe ontwikkeling zoals hernieuwde netcongestie of aanleg warmtenet. Daarmee worden energiehubs een potentiële bouwsteen van het energiesysteem. Deze waarde wordt uitgewerkt in Paragraaf 4.3.6.	Kwalitatief	Maatschappij

2.2.3 Externe effecten

Tabel 3 geeft een kort overzicht weer van de *externe* effecten die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de maatschappij. In Bijlage B.1 werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

Tabel 3 - Overzicht externe effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat kost of baat neer?
CO ₂ -emissies	<p><i>Afnamecongestie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – vermeden netverlies (+, kwantitatief); – verandering afname elektriciteit van het net (+/-); – emissies nieuwe infra zoals aggregaat (-, kwantitatief); – meer elektrificatie (+, kwalitatief). <p><i>Invoedingscongestie:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – meer duurzame invoeding (+, kwantitatief). 	Kwantitatief en kwalitatief	Maatschappij
Ruimtelijke effecten	Visuele- of geluidshinder, bijvoorbeeld door bovengronds HS-tracés, HS-stations, zonneparken, windmolens, batterijen, aggregaten etc.	Kwantitatief en kwalitatief	Maatschappij
Ketenemissies	Gedurende maak- eindelevensfase van producten vinden ook emissies plaats	Kwantitatief en kwalitatief	Maatschappij
Milieueffecten	Effecten naar verwachting beperkt en daarom buiten scope.	Buiten scope	Maatschappij
Luchtkwaliteit	Effecten naar verwachting beperkt en daarom buiten scope.	Buiten scope	Maatschappij

2.3 Eindgebruikerskosten

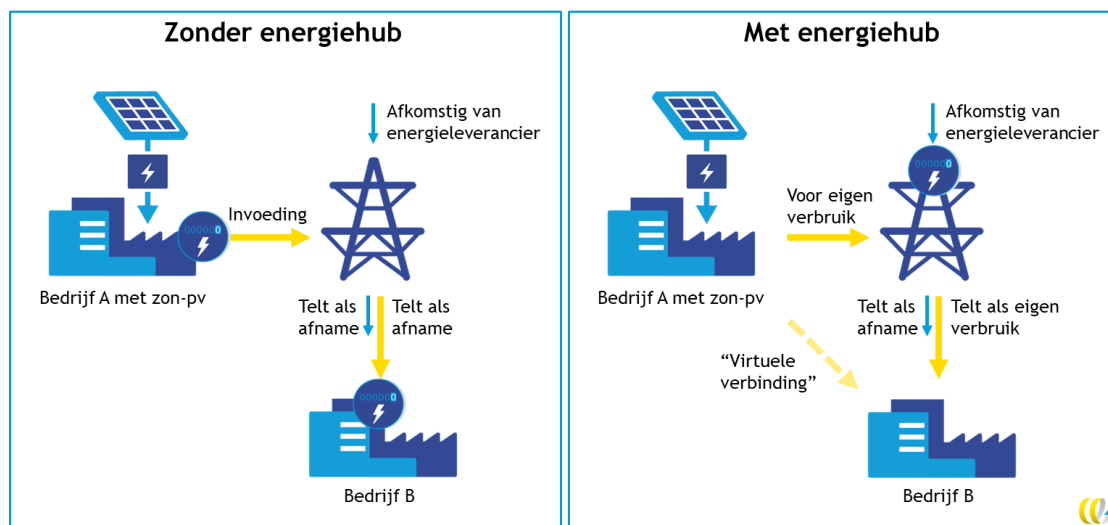
De eindgebruikerskosten voor de bedrijven die onderdeel zijn van de energiehub bestaan hoofdzakelijk uit drie kostenposten: de energiekosten, de netbeheerkosten en investeringen in additionele maatregelen zoals een batterij, windmolen of noodaggregaat. Daarnaast zijn kosten ingeschat voor de organisatorische component.

2.3.1 Energiekosten voor elektriciteit

De energiekosten- en opbrengsten bestaan uit de volgende componenten:

1. **De energiekosten voor afname:** deze kosten bestaan uit de marktwaarde van de stroom, een winstmarge en risicopremie voor de energieleverancier, en de btw die afgedragen moet worden.
2. **Energieopbrengsten voor teruglevering aan het net:** deze opbrengsten worden bepaald door de ‘kale marktprijs’ van de terug geleverde stroom.
3. **Energiebelasting over de afgenomen stroom:** deze wordt geheven op individueel bedrijfsniveau, en wordt bepaald aan de hand van het jaarlijkse kWh dat door ieder bedrijf is afgenomen. Er dient dus ook energiebelasting betaald te worden van stroom die afgenomen wordt van andere bedrijven (in de energiehub) of stroom die afkomstig is van een lokale batterij of andere lokale energievoorzieningen. Verder geldt ook dat grootverbruikers de energiebelasting niet kunnen salderen.

Figuur 6 - 'Afname' en 'eigen verbruik' zijn/kunnen administratief anders voor de situatie zonder, en met energiehub, terwijl er voor de fysieke energiestromen er geen verschil hoeft te zijn tussen de twee situaties (in dit voorbeeld). Merk op, dat dit niet geldt voor de energiebelasting.



2.3.2 Netbeheerkosten

De nettarieven zijn bepaald voor het transporttarief gebaseerd op prognoses zoals beschreven in Bijlage B.2.2.

Het tarief per kWmax, kWcontract en kWh voor energiehubbs wijkt af van het tarief voor individuele aangeslotenen. Het doel van het tariefontwerp voor energiehubbs is dat de netkosten gelijk blijven. De partijen hebben een lager contractvermogen dan de som van de individuele bedrijven. Naar verwachting zal het nettatarief voor energiehubbs hoger zijn per tariefdrager (kWmax, kWcontract en kWh). We rekenen met een hoger tarief van 121% ten opzichte van het tarief van reguliere individuele aangeslotenen, dit komt overeen met een geschat lager gecontracteerd vermogen van 21%. De uitwerking van de groepstransportovereenkomst is nu beschikbaar in de vorm van een codewijzigingsvoorstel (Netbeheer Nederland, 2024).

2.3.3 Businesscase en eindgebruikerskosten

Voor verschillende casussen kijken we naar de businesscase voor investeringen die gedaan worden voor de energiehub. Hierbij nemen we naar:

- investerings- en operationele kosten (CAPEX en OPEX) van de gerealiseerde infrastructuur;
- de energie- en netbeheerkosten (ten opzichte van de referentie), zoals beschreven in de vorige paragraaf;
- eventuele SDE++ voor zon, wind en elektrolyse.

In de doorgerekende businesscases zijn geen baten meegenomen die ontstaan doordat de productie van bedrijven toeneemt (hiervoor hebben we onvoldoende informatie beschikbaar); oftewel meer productie in een fabriek en verkoop van die producten. Daarnaast gaan we, evenals voor de welvaartsanalyse, uit van termijn van tien jaar (voor de economische levensduur van de investering, termijn van de lening en afschrijvingstermijn). Voor de overige aannames onder de businesscase sluiten we aan bij het Onrendabele-Top-model of OT-model voor de SDE++ (PBL, 2024).

2.4 Afbakening

Welvaartsanalyse

Voor de beoordeling van de welvaartseffecten sluiten we aan bij het instrument maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). Een kenmerk van een MKBA is dat naast financiële kosten en baten (voor gebruiker of producent) ook maatschappelijke kosten en baten (voor de gehele samenleving) worden meegenomen. Een MKBA maakt de effecten zoveel mogelijk meetbaar in geld, zodat alle effecten vergelijkbaar worden gemaakt onder één noemer. Gezien de omvang van het project en de hoeveelheid casussen waarvoor de maatschappelijke waarde bepaald moet worden, zullen we per casus geen complete MKBA uitvoeren, maar zal de analyse het karakter hebben van een ‘mini-MKBA’ (of ‘quickscan’). Dit hebben we recent op een soortgelijke manier uitgevoerd voor het Programma Energiehoofdstructuur (PEH), en zullen we binnenkort ook uitvoeren voor de Verkenning aanlanding wind op zee (VAWOZ).

Enkele belangrijke aannames en uitgangspunten ten aanzien van de afbakening:

- De looptijd van de analyse is tien jaar en beslaat de periode 2025-2034. In een MKBA of welvaartsanalyse wordt doorgaans naar een langere periode gekeken. Door de grote onzekerheid over meerdere factoren (energieprijzen, kosten, vraagontwikkelingen, etc.) hebben we echter gekozen voor een periode van tien jaar.
- De kosten en baten worden uitgedrukt in het prijspeil van 2024. De resultaten worden gepresenteerd in een contante waarde over de hele looptijd van de analyse. Alle kosten en baten worden verrekend met een discontovoet van 2,25%, conform aanbevelingen van de Werkgroep Discontovoet (Ministerie van Financiën, 2020).
- In de modellering zijn we ervan uit gegaan dat de elektriciteitsvraag voor een bedrijventerrein gelijk blijft over de gehele looptijd van de analyse (2025-2034). Gedurende deze periode veronderstellen we dat er geen ingroeipad is voor de toename in elektriciteitsverbruik en productie (voor en na 2025).

Geen Nederland-brede studie, maar casussen

Deze studie omvat vijf casussen die elk een energiehubs omvatten. Deze studie trekt daarom geen conclusies voor heel Nederland over de potentie van energiehubs maar geeft goed inzicht in verschillende type energiehubs en hun maatschappelijke waarde en eindgebruikerskosten. Daarmee wordt een representatief maar niet allesomvattend beeld geschetst.

Data Firan met momentopname (zomer 2024)

Deze studie is gebaseerd op aangeleverde data van Firan gedurende de zomer van 2024. De data omvat daadwerkelijke bedrijventerreinen met ontwerpen van energiehubs op dat moment. De ontwikkelingen volgen zich echter snel op, waardoor bij publicatie van het rapport sommige energiehubs al anders vormgegeven zullen worden. Veel van de energiehubs bevinden zich namelijk nog in een verkennende fase.



3 Casussen: met en zonder energiehub

In dit hoofdstuk lichten we de verschillende casussen globaal toe en in Paragraaf 3.2 wordt Casus 1 in detail uitgewerkt. De overige casussen zijn in detail uitgewerkt in Bijlage A.

3.1 Casussen

In deze studie zijn vijf casussen geanalyseerd op de maatschappelijke waarde en eindgebruikerskosten. Deze casussen zijn een spreiding van verschillende type energiehub die in Nederland ontwikkeld worden, ze zijn echter niet een representatieve doorsnede. De casussen zijn geselecteerd gebaseerd op beschikbaarheid van data van Firan. De typering en beschrijving is opgenomen in Tabel 4.

Tabel 4 - Typering en beschrijving energiehub

Casus	Typering	Beschrijving
Casus 1	Veel ongefaciliteerde elektriciteitsvraag energiehub	Een energiehub tussen zo'n 20 bedrijven uit verschillende branches, waarvan een deel van bedrijven geen transportvermogen voor invoeding kunnen krijgen en een aantal bedrijven geen transportvermogen voor afname.
Casus 2	Bestaande zon-pv energiehub	Een samenwerking tussen vier bedrijven waardoor meer invoeding van elektriciteit en lokale uitwisseling mogelijk wordt.
Casus 3	Beperkte ongefaciliteerde elektriciteitsvraag energiehub	Energiehub met zo'n 20 bedrijven, met zowel afname- als invoedingsnetcongestie. Daarnaast wordt gewerkt aan realisatie van laadpleinen voor vrachtwagens.
Casus 4	Nieuwe zon-pv energiehub	Casus van kleiner aantal bedrijven en daarnaast een zonnepark. Via de energiehub wordt additionele afname en zonnepark van zo'n 30 MW piek mogelijk.
Casus 5	Elektrolyser energiehub	Casus bestaande uit één groot bedrijf, met daarnaast realisatie van elektrolyser en lokale elektriciteitsproductie met zon-pv en wind op land.

Deze casussen omvatten twee energiehub (Casus 1 en 3) met veel bedrijven en enkele energiehub met een beperkt aantal van drie tot zes bedrijven. Casus 1 kent primair negatieve consequenties van afnamenetcongestie en Casus 2 primair invoedingsnetcongestie. Voor Casus 3 tot en met 5 geldt dat zowel de consequenties van invoeding- als afnamenetcongestie gevoeld worden.

Voor deze studie zijn de casussen in meer detail uitgewerkt. Hierbij is zowel een referentiesituatie ontwikkeld, wat wordt gezien als het meest waarschijnlijke alternatief als er geen energiehub gerealiseerd wordt, en een energiehubscenario. De eigenschappen zijn opgenomen in Tabel 5.

Tabel 5 - Overzicht van gezamenlijke contractvermogens, piekbelasting, en additionele assets per scenario

	Referentie tot netverzwaring (tot 2030/2031)	Referentie na netverzwaring (na 2030/2031)	Energiehubscenario (2025 tot 2035)
Casus 1	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 7,67 MW – Piekbelasting (afname): 5 MW – 5 batterijen met een totale capaciteit van 3,5 MWh – 10 aggregaten met een totaal vermogen van 4,8 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 8,2* MW – Piekbelasting (afname): 8,2 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 4,9 MW – Piekbelasting (afname): 4,9 MW – 1 batterij van 1,8 MWh – 1 aggregaat van 3,3 MW – Extra windturbine – Extra zon-pv
Casus 2	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (invoeding): 11,6 MW – Piekbelasting (invoeding): 8,9 MW – Curtailment: 5,5 GWh/jaar 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (invoeding): 12,8* MW – Piekbelasting (invoeding): 12,8 MW – Curtailment: 0 GWh/jaar 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (invoeding): 8,9 MW – Piekbelasting (invoeding): 8,9 MW – Curtailment: 1,3 GWh/jaar
Casus 3	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 8,7 MW – Piekbelasting (afname): 6,5 MW – 9 batterijen met een totale capaciteit van 3,1 MWh – 9 aggregaten met een totaal vermogen van 0,7 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 6,7* MW – Piekbelasting (afname): 6,7 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 5,2 MW – Piekbelasting (afname): 5,2 MW – 1 batterij van 5,7 MWh – 1 aggregaat van 0,6 MW
Casus 4	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 11,8 MW – Piekbelasting (invoeding): 20,6 MW – 4 batterijen met een totale capaciteit van 8,8 MWh – 4 aggregaten met een totaal vermogen van 2,2 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 6,3* MW – Piekbelasting (invoeding): 24,4 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 3,9 MW – Piekbelasting (invoeding): 23,1 MW – 1 batterij van 4,3 MWh – 1 aggregaat van 0,8 MW – Extra windturbine – Extra zon-pv
Casus 5	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 17,1 MW – Piekbelasting (afname): 14,3 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 14,3* MW – Piekbelasting (afname): 14,3 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – Totaal GTV (afname): 17,1 MW – Piekbelasting (afname): 10,4 MW – Extra windturbine – Extra zon-pv – Uitbreiding elektrolyser van 4 MW naar 8 MW

* We nemen aan dat de GTV na netverzwaring gelijk is aan de maximale piek voor afname en invoeding.

We zien dat curtailment wordt toegepast als er te weinig transportvermogen voor invoeding is bij bestaande zonnepanelen, daarnaast nemen we aan dat er geen additionele zon-pv wordt gerealiseerd als er geen additioneel transportvermogen voor invoeding is. In de referentie zonder netverzwaring zien we dat het totale GTV vaak groter is dan de piekbelasting; dit komt doordat sommige bedrijven GTV over hebben maar dit niet zo maar gebruikt kan worden door andere bedrijven. De bedrijven met extra GTV kunnen dat zelf wel verder gebruiken maar hebben daar blijkbaar geen noodzaak toe. De ongefaciliteerde vraag wordt voorzien door individuele batterijen en aggregaten; in Casus 1 bestaat de referentie uit het plaatsen van batterijen door vijf bedrijven en bij aggregaten bij tien bedrijven. Nadat netverzwaring gerealiseerd is nemen we aan dat bedrijven een groter GTV contracteren in de referentie gebaseerd op de individuele piekbelasting.

In de energiehub is het GTV lager dan de som van de individuele bedrijven. Vaak kan nog niet in de elektriciteitsvraag of -aanbod voorzien worden door puur het transportvermogen en worden extra maatregelen genomen. Dit zijn bijvoorbeeld additionele zon en wind, batterij, aggregaat en (lagere) curtailment van overschotten. Het ontwerp van de energiehub is een moment opname van een doorrekening van Firan van de relevante energiehub; maar dus wel een scenario wat daadwerkelijk voor het bedrijventerrein is ontwikkeld.



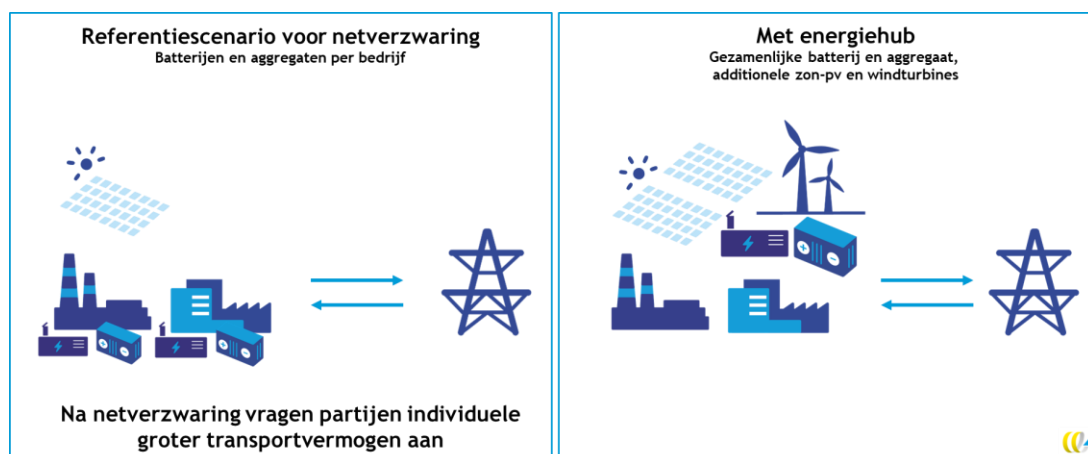
Deze casussen zijn een spreiding van verschillende type energiehubbs die in Nederland ontwikkeld worden, ze zijn echter niet een representatieve doorsnede. De casussen zijn geselecteerd gebaseerd op beschikbaarheid van data van Firan.

3.2 Voorbeeld: uitwerking Casus 1

De energiehub in Casus 1 heeft als doel om meer groei en bedrijvigheid mogelijk te maken op het bedrijventerrein. De energiehub bestaat momenteel uit zo'n 20 bedrijven met een grote diversiteit aan branches zoals Voedingsmiddelenindustrie, Chemische industrie, Rubber- en kunststofproductindustrie; Logistieke sector en meer.

Het groepscontract dat het collectief aangaat met de netbeheerder is niet voldoende om aan alle groeiende vraag te voldoen. Doordat de bedrijven geïnteresseerd zijn om met elkaar samen te werken, wordt een gezamenlijke investering in additionele maatregelen ook gemakkelijker. Voor deze energiehub is er voor gekozen om te investeren in een batterij, windturbine, en noodaggregaat, die het mogelijk moet maken aan alle vraag te kunnen voldoen (zie Figuur 7). Merk op dat we aannemen dat het vraagprofiel niet verandert door de komst van de energiehub. Voor het referentiescenario (zonder energiehub) nemen we aan dat bedrijven individueel investeren in batterijen en aggregaten om zodoende aan hun energievraag te voldoen.

Figuur 7 - Illustratie van het referentiescenario en de energiehub voor de Casus 1



De belangrijkste effecten en energetische gegevens van de energiehub en de referentie staan weergegeven in Tabel 6 en Tabel 7. Doordat de energiehub investeert in additionele opwek uit zon en wind, kan er jaarlijks 26,1 GWh aan hernieuwbare opwek (inclusief curtailment) worden gerealiseerd, terwijl dit maar 5,3 GWh is voor het referentiescenario. Door deze extra opwek neemt de energiehub ook 48% minder energie af van de energieleverancier ten opzichte van het referentiescenario na netverzwaring, en wordt er meer ingevoerd op het net. Opvallend is dat ondanks de groei van hernieuwbare opwek er minder curtailment nodig is.

In beide situaties is er energieproductie uit een aggregaat nodig om de energietekorten op te vangen. Voor het referentiescenario is deze productie een aanzienlijk deel van de totale energievraag, namelijk 14,8 GWh/jaar, terwijl dit voor de situatie met energiehub nog enkel 0,5 GWh/jaar bedraagt. Na netverzwaring is ook geen dieselverbruik meer.

Tabel 6 - Eigenschappen Casus 1

Eigenschap	Referentie	Met energiehub
Aantal bedrijven	21	
Additionele maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> – 5 batterijen met in totaal een capaciteit van 3,5 MWh – 10 aggregaten van in totaal een opgesteld vermogen van 4,8 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – 1 batterij van 1,8 MWh – 1 aggregaat van 3,3 MW – Extra windmolen – Extra zon-pv
Effect energiehub	<ul style="list-style-type: none"> – Energietekorten worden per bedrijf opgevangen door te investeren in batterijen en aggregaten 	<ul style="list-style-type: none"> – Aan alle vraag kan worden voorzien o.a. door de extra lokale opwek en gezamenlijke energieopslag
Transportvermogen gecontracteerd	Invoeding: individueel in totaal 4,46 MW, verdeeld over 8 bedrijven Afname: individueel in totaal 7,67 MW, verdeeld over 19 bedrijven, 2 bedrijven zonder transportvermogen	Invoeding: collectief 1,86 MW Afname: collectief 4,9 MW

Tabel 7 - Energetische eigenschappen voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 1. Percentages in de kolom 'Met energiehub' zijn ten opzichte van de referentie na netverzwaring

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Jaarlijkse energievraag	40,9	40,9	40,9 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse gefaciliteerde energievraag	40,9	40,9	40,9 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse afname afkomstig van de energieleverancier	21,7	35,8	18,5 (-48%)	GWh/jaar
Jaarlijkse invoeding die wordt teruggeleverd aan het net	-0,1	-0,2	-3,9 (+1866%)	GWh/jaar
Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie (incl. curtailment)	5,3	5,3	26,1 (+394%)	GWh/jaar
Jaarlijkse curtailment	0,6	0,0	0,3	GWh/jaar
Jaarlijkse productie uit dieselaggregaat	14,8	0,0	0,5	GWh/jaar

De energiehub heeft een vermogen beschikbaar van 4,9 MW; grofweg in lijn met de huidige afname piek. Als alle bedrijven na netverzwaring een grotere transportvermogen nemen is dit in totaal 8,2 MW. De energiehub resulteert dus in een veranderd transportvermogen.

Tabel 8 - Maximale belasting van het bedrijventerrein op onderstation voor Casus 1

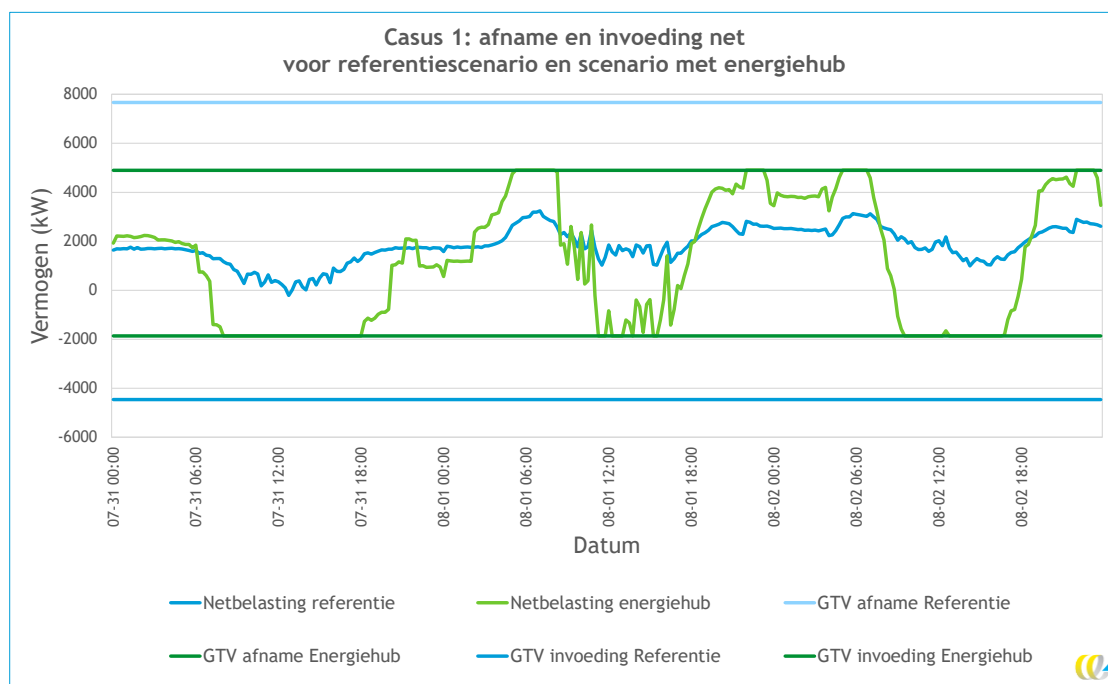
Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Maximale afnamepiek op onderstation	5,0	8,21	4,91 (-40%)	MW
Maximale invoedingspiek op onderstation	-0,97	-2,05	-1,86 (-9%)	MW

De netbelasting veranderd door de energiehub. Dit belastingprofiel is weergegeven in Figuur 8 voor de situatie voor netverzwaring. In de referentie is het beschikbare GTV 7,7 MW, maar wordt dit dus beperkt gebruikt. Dit komt ook duidelijk naar voren in de piekbelasting. Dit komt doordat individuele bedrijven hun GTV niet gebruiken in de prognose van Firan; dit blijft voor die bedrijven echter wel mogelijk. Met de energiehub kan de capaciteit veel veler benut worden en veranderd het profiel significant.



Een belangrijk verschil hierbij is dat in de referentie een belangrijk gedeelte van het elektriciteitsverbruik geleverd wordt door de aggregaten bij de bedrijven; in de energiehub wordt dus meer elektriciteit uitgewisseld met het net.

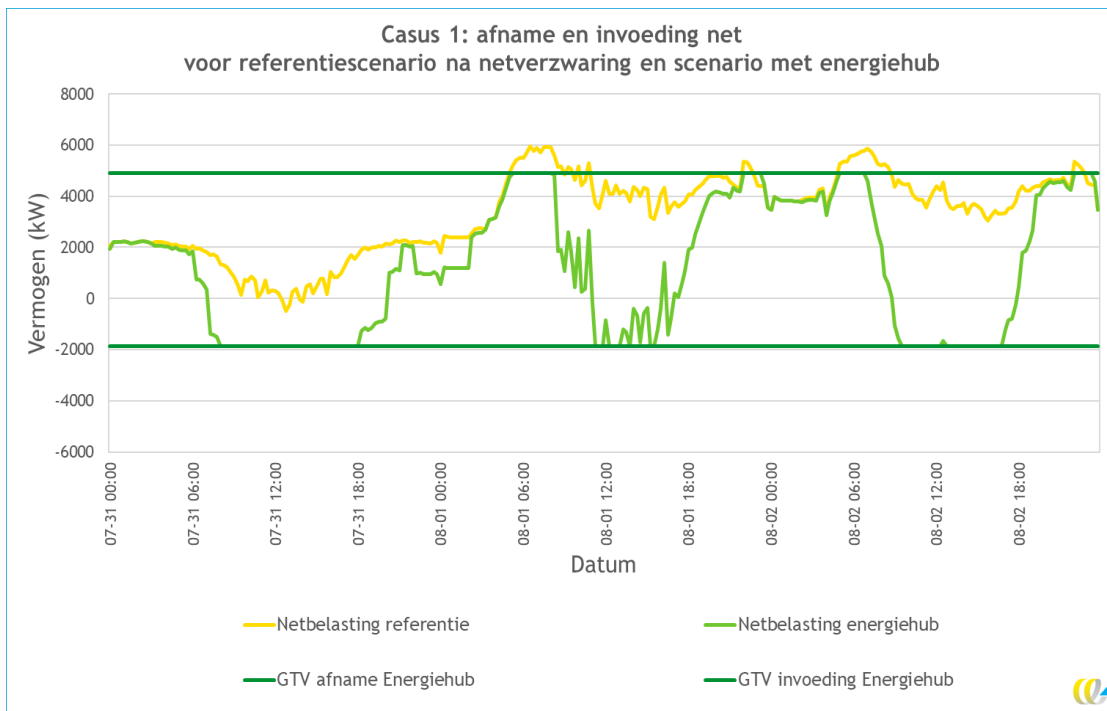
Figuur 8 - Belastingprofiel en GTV voor referentie (voor netverzwarende) en energiehub. De blauwe lijn is lager (minder elektriciteitsverbruik) doordat in een groot gedeelte van de elektriciteitsvraag wordt voorzien door een aggregaat. De blauwe lijn is dus puur de elektriciteit die met het elektriciteitsnet uitgewisseld wordt.



Figuur 8 laat dus ook zien dat het belastingprofiel van de energiehub significant anders is dan dat van individuele bedrijven. Dit betekent dat ondanks dat de absolute piek niet veranderd, de netbelasting wel kan verschillen. De additionele netbelasting op sommige uren kan samenvallen met piekmomenten op het elektriciteitsnet van de regionale en landelijke netbeheerders; waardoor de collectieve energiehub wel bijdraagt aan de netcongestie.

Het profiel in de referentie verandert significant na netverzwarende en wanneer individuele bedrijven een groter transportvermogen contracteren. Een risico is dat ze extra vermogen contracteren om bijvoorbeeld energie te handelen met de aangeschafte batterij; dit is niet meegenomen in onze analyse. Die batterij kan immers ook anders ingezet worden, gehuurd zijn gedurende een periode of doorverkocht worden. Figuur 9 toont het belastingprofiel na netverzwarende en met de energiehub. In de energiehub wordt extra invoeding gerealiseerd om in de energievraag te voorzien. Daarnaast zien we een aantal uren waarin de elektriciteitsvraag in de referentie het GTV van de energiehub overschrijdt. In de energiehub wordt die stroomvraag voorzien met de batterij of aggregaat.

Figuur 9 - Belastingprofiel en GTV voor referentie (na netverzwaring) en energiehub



4 Wat is de maatschappelijke waarde van energiehubs?

In dit hoofdstuk beschrijven we de conclusies uit vijf casussen over de belangrijkste maatschappelijke kosten en baten.

- in Paragraaf 4.1 zijn de resultaten opgenomen in detail voor één casus ter illustratie en voor het begrip van de analyse;
- in Paragraaf 4.3 volgen zeven conclusies uit de gecombineerd inzichten van de casussen;
- in Paragraaf 4.2 zijn de conclusies per casus opgenomen.

De resultaten van de andere vier casussen zijn in detail opgenomen in Bijlage A.

4.1 Voorbeeld: Maatschappelijke waarde - Casus 1

In Tabel 9 staat een samenvatting van de welvaartsanalyse voor Casus 1. We zien dat de maatschappelijke waarde van de energiehubs ten opzichte van de referentie positief uitvalt. Het grootste welvaartseffect voor de energiehubs ontstaat door vermeden kosten van de (vermeden) inzet van een dieselaggregaat, die in de referentie door bedrijven wordt ingezet om te kunnen voorzien in de elektriciteitsvoorziening. Daarnaast ontstaat er een substantieel welvaartseffect door de extra opwek die de energiehubs realiseert, leidend tot extra invoeding en, met name, verminderde afname. De maatschappelijke waarde van de energiehubs neemt toe naarmate de netcongestie in de regio later wordt opgelost. De maatschappelijke waarde per jaar is namelijk groter in de periode met netcongestie; als netcongestie langer duurt dan zijn er dus meer jaren met een grotere maatschappelijke waarde.

In het vervolg van deze paragraaf gaan we dieper in op de geschatte directe, indirecte en externe effecten.

Tabel 9 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 1; effecten t.o.v. referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub vs referentie	Toelichting
Directe effecten		
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	-27,5	Energiehub omvat extra aanschaf zonnepanelen en wind; referentie niet want invoeding niet mogelijk vanwege transportbeperking
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	0,6	Lagere kosten doordat kosten voor kleinere batterijen hoger zijn en bij collectieve batterij is 50% minder vermogen vereist
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	21,6	Lager vermogen en gebruik aggregaat
– Verzwaren netaansluiting	0,0	Verzwaren netaansluiting in beide casussen uiteindelijk vereist
– Directe opbrengsten duurzame opwek	9,8	Lagere energiekosten door gebruik eigen zonnepanelen en levering aan net
– Bruto productiviteitswinst (bbp)	0,0	De hoeveelheid economische activiteit is gelijk in de energiehubs en referentie
Subtotaal	4,4	

	Energiehub vs referentie	Toelichting
Indirecte effecten		
– Lokale netverzwaring	0,2	
– Diepe netverzwaring	+ of 0	
– Werkgelegenheid	0,0	
– (Vermeden) kosten netverlies	0,1	Minder transport van elektriciteit en daardoor minder netverlies
– Verlagen onbalans	+	
Subtotaal	0,3	
Externe effecten		
– CO ₂ -emissies tijdens verbruik	12,2	Door additionele duurzame opwek en minder CO ₂ -emissies van aggregaat
– CO ₂ (eq.)-emissies in keten levenscyclus	-1,9	Emissies tijdens productie en end-of-life
– Ruimtelijke effecten	-1,1	Welvaartsverlies omwonenden door hinder windmolen
Subtotaal	9,1	
Totaal	13,8	

Directe effecten

De energiehub voorziet een **investering** in duurzame opwek (zon-pv en een windmolen), een aggregaat en opslag (een gezamenlijke batterij). In de referentie hebben we aangenomen dat de bedrijven geen duurzame opwek realiseren, maar wel een groter (vermogen aan) aggregaat. Naast de investeringskosten gelden er operationele kosten voor deze nieuwe infrastructuur. De realisatie van 6 MW aan zon-pv en een 6 MW windmolen zijn de grootste kostenposten (respectievelijk € 15 en 9 miljoen).

Het **verzwaren van de netaansluiting** is nodig in zowel de referentie als de energiehub. Voor het transporteren van elektriciteit naar het net is altijd een grotere aansluiting vereist, ook in de energiehub waar lokale uitwisseling wordt gefaciliteerd door het net van de netbeheerder. Daardoor is deze post € 0; er is geen verschil ten opzichte van de referentie.

De realisatie van **extra opwek** (wind en zon-pv) leidt tot een welvaartseffect door extra invoeding op het elektriciteitsnet en door extra eigen gebruik de opgewekte elektriciteit (leidend tot minder afname van het net). Het verschil in afname van het net door meer eigen verbruik levert de meeste welvaartswinst op. Dit effect versterkt vanaf 2031 onder de aanname dat de congestieproblemen in de regio opgelost zijn en bedrijven meer elektriciteit kunnen afnemen (en dit in de referentie ook doen, tot het niveau dat bedrijven evenveel elektriciteit verbruiken als in het energiehubscenario). De extra opbrengsten (of vermeden kosten) door additionele invoeding leveren ook baten op voor de energiehub, maar dit effect vlakt vanaf 2031 af wanneer de bedrijven in de referentie ook weer meer (zon-pv) kunnen invoeden.

Indirecte effecten

Lokale/diepe netverzwaring zijn de vereiste investeringen van de netbeheerder om elektriciteit te kunnen transporteren naar de aangeslotenen. Er is een vrijwel directe relatie tussen de piekvraag van de bedrijven gezamenlijk op het lokale netstation. In de referentie nemen we aan dat er grote transportvermogens worden aangevraagd en extra netbelasting wordt gerealiseerd na dat netverzwaring in 2031. Er zijn dan twee opties:

- Energiehub blijft bestaan na 2031. Er zijn dan geen netverzwaringen nodig in het scenario met energiehub waardoor er een maatschappelijk voordeel is ten opzichte van de referentie.
- Energiehub wordt opgeheven en partijen vragen individueel een groter transportvermogen aan na 2031. In dit geval is er geen kostenvoordeel aangezien dezelfde netverzwaring gerealiseerd moet worden na 2031.

Als de energiehub resulteert in minder netverzwaring, is dit verschil gelijk aan de afname in piekbelasting die 3,3 MW bedraagt (zie Tabel 8). De totale netinvestering voor een dergelijke verzwaring zijn circa € 0,5 miljoen. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 45 jaar voor deze netinvestering, zullen de totale lasten over 10 jaar naar verwachting ongeveer € 0,2 miljoen bedragen.

Doordat er met de energiehub minder elektriciteit van het net hoeft te worden afgenomen, treedt er minder **netverlies** van elektriciteit op. Het totale welvaartseffect hiervan is beperkt (minder dan € 100.000).

Een energiehub kan de **onbalans verlagen** in het systeem. Onbalans ontstaat door een plotselinge wijziging in het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik of -afname. Bijvoorbeeld doordat een bedrijf ineens meer stroom nodig heeft voor productie of dat er een wolk is voor de zon waardoor er minder zon-pv-productie plaatsvindt. Door meer lokale afstemming van energie dient onbalans niet meer centraal in het systeem opgelost te worden. De voorwaarde hiervoor is wel dat de lokale assets snel op elkaar reageren. Als bedrijven niet hun energieverbruik en -afname op elkaar aanpassen, dan wordt de onbalans niet veranderd ten opzichte van de referentie situatie. De toevoeging van een batterij in deze casus maakt de kans groter dat er ingespeeld kan worden op (lokale) onbalans.

Externe effecten

Tabel 10 geeft een overzicht van de vermeden en extra **CO₂-emissies** door realisatie van de energiehub. We zien dat vermeden inzet van aggregaten³ voor de grootste vermeden CO₂-emissies leidt. Deze baten nemen af vanaf het moment dat de lokale netcongestie oplost en er in de referentie meer elektriciteit afgenomen kan worden van het net.

Tabel 10 - Vermeden en extra emissies energiehub (ten opzichte van de referentie), 2025-2034

	CO ₂ -emissies (ton)	Welvaartseffect
Afname elektriciteit	-4.900	€ 1.130.000
Additionele invoeding (zon-pv)	-1.400	€ 320.000
Additionele invoeding (wind)	-2.200	€ 510.000
Netverlies	-50	€ 10.000
Aggregaat	-45.900	€ 10.210.000

³ We zijn hiervoor uitgegaan van de emissiefactor voor diesel. Als (op termijn) wordt gekozen voor bijvoorbeeld HVO100, zullen de emissies afnemen.



De effecten van **ketenmissies** bestaan voornamelijk uit externe kosten voor productie van zonnepanelen (€ 1,6 miljoen) en de windmolens (€ 0,3 miljoen).

De voornaamste externe kosten door **ruimtelijke effecten** ontstaan door de realisatie van een windmolen in de omgeving. Dit betreffen windmolens met een tiphoogte van 200 meter. Het aantal woningen binnen een straal van 2,5 kilometer is beperkt (maximaal 50 woningen). Conform de methodiek zoals beschreven in Bijlage B.1.3 bedragen de externe kosten van het ruimtelijke effect van een windmolen maximaal € 1,1 miljoen⁴.

De andere ruimtelijke effecten hebben we niet gemonetariseerd. Het ruimtegebruik is 100 m² voor de aggregaat en 220 m² voor batterijen in het referentiescenario. In de energiehub is er een beperkt lager ruimteverbruik van 650 m² voor de aggregaat en additionele ruimte voor additioneel batterijvermogen van totaal 360 m². Het directe ruimtegebruik van de windmolens is rond de 150 m². Alhoewel de exacte locatie van deze componenten niet bekend is, zullen deze op het bedrijventerrein worden geplaatst. Daarmee is de visuele- en geluidshinder voor omwonenden beperkt, en zal ook het biodiversiteitsverlies door ruimtegebruik beperkt zijn. Daarentegen staat het de ruimte die in beslag wordt genomen niet voor andere activiteiten benut kan worden; dit effect hebben we niet kunnen monetariseren.

4.2 Conclusie per casus

De resulterende totale welvaartseffecten zijn per casus weergegeven in Tabel 11. Een uitsplitsing per post is opgenomen in Bijlage A voor iedere casus. We zien een grote spreiding in de totale effecten per casus, die grotendeels worden bepaald door hoeveel investeringen gedaan worden in de energiehub in zon, wind, aggregaten, batterijen en elektrolyse. In Casus 2 en 3 wordt minder geïnvesteerd en vooral gebruik gemaakt van bestaande technieken waardoor de absolute effecten voor deze twee casussen minder groot zijn.

Tabel 11 - Resultaat welvaartanalyse; effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

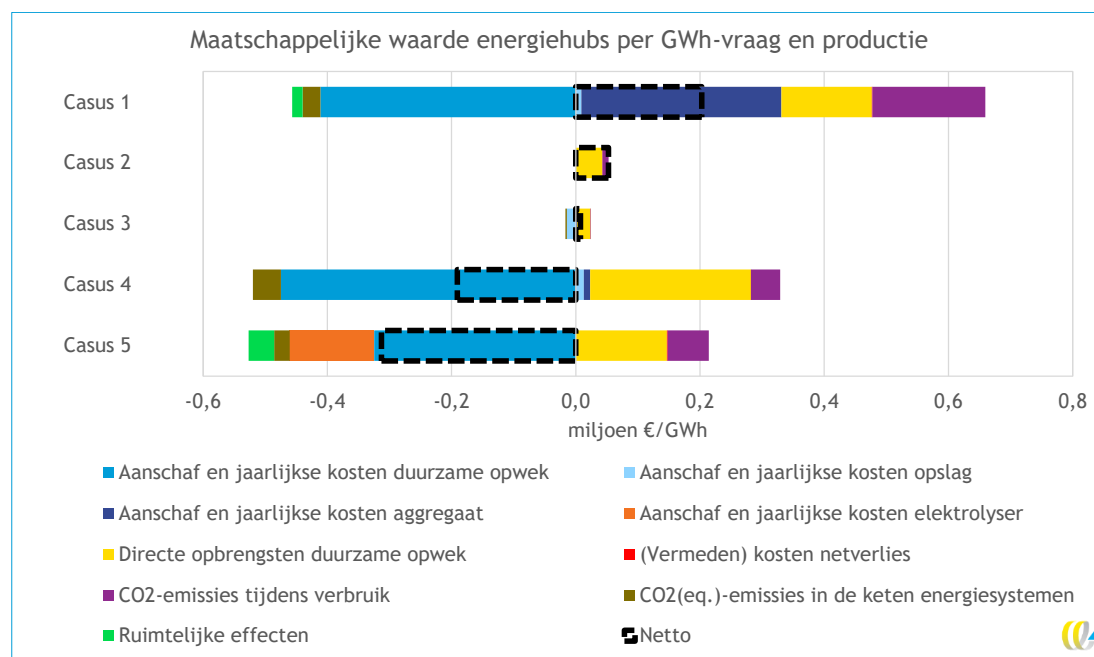
	Casus 1	Casus 2	Casus 3	Casus 4	Casus 5
Directe effecten	€ 4,4	€ 1,8	€ 0,3	€ -19,6	€ -30,0
Indirecte effecten	€ 0,3	€ 0,2	€ 0,1	€ 0,1	€ 0,3
Externe effecten	€ 9,1	€ 0,4	€ 0,0	€ 0,2	€ 0,0
Totaal	€ 13,8	€ 2,4	€ 0,4	€ -19,4	€ -29,7

De welvaartseffecten verschillen ook in absolute omvang vanwege het verschil in grootte van de energiehub: er wordt meer of minder energie geproduceerd of gebruikt. Casus 2 en 3 zijn relatief kleine energiehub's met een totale productie en afname van 35 en 40 GWh respectievelijk. Casus 1 kent 65 GWh, Casus 4 100 GWh en Casus 5 110 GWh. Voor een totale vergelijking is in Figuur 10 het resultaat per GWh opgenomen.

⁴ Onze inschatting is een bovengrens. Er kan beargumenteerd worden dat de windmolen in dit windpark ook zonder energiehub gerealiseerd zou worden. Daarnaast zijn de additionele externe kosten voor één extra windmolen naast andere windmolens relatief gezien lager dan één windmolen zonder andere windmolens in de buurt.

Casus 2 en 3 kennen per GWh een relatief laag, maar positief welvaartseffect, waarvoor beperkte additionele investeringen nodig zijn. Voor Casus 1, 4 en 5 geldt dat de relatieve welvaartseffecten veel groter zijn: voor Casus 1 zijn deze positief, maar voor Casus 4 en 5 negatief. Hieronder lichten we de effecten per casus verder toe.

Figuur 10 - Welvaartsanalyse per GWh vraag en productie; effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄



Per casus concluderen we:

- **Casus 1:** De baten in de welvaartsanalyse van additionele opwek (vooral zon-pv) zijn lager dan de besparing op energiekosten en CO₂-emissies. In deze casus zijn er veel bedrijven met een zeer laag gecontracteerd vermogen, en zelfs twee bedrijven zonder gecontracteerd vermogen. Vergeleken met de referentie resulteert het collectief in minder batterijen en aggregaten, waarbij de aggregaten zelfs 95% minder ingezet hoeven te worden. Dit levert de grootste welvaartswinst op, ondanks dat het netto resultaat van de zon- en windmolen zelf negatief is. Hierover in Paragraaf 4.3 meer toelichting.
- **Casus 2:** Bestaande zon-pv, dus geen extra kosten of CO₂-uitstoot door productie van zonnepanelen door energiehub. Door energiehub wel meer invoeding duurzame opwek en vermeden CO₂-emissies.
- **Casus 3:** De casus omvat kosten voor additionele opslag met daarbij CO₂-emissies. Het resultaat is positief door vermeden kosten door gebruik goedkopere zonne-energie in plaats van elektriciteit van het net en beperkt minder productie met aggregaat.
- **Casus 4:** Pure invoedingscasus, waarbij het totale welvaartseffect negatief is; hoge kosten voor investering in extra elektriciteitsproductie met zon wegen niet op tegen de directe baten.
- **Casus 5:** Het maatschappelijke saldo is negatief; de directe kosten voor opwek en elektrolyse zijn groter dan de directe baten en vermeden CO₂-emissies. Dit komt doordat de kosten van groene waterstofproductie veel hoger zijn dan de marktprijs van waterstof, die wordt bepaald door grijze waterstof.

Uit deze casussen trekken we vier conclusies. Deze onderbouwen het welvaartseffect in meer detail. Deze zeven conclusies volgen in de volgende paragraaf.

4.3 Conclusies maatschappelijke waarde

Uit de resultaten van de casussen destilleren we zeven conclusies over de maatschappelijke waarden. De belangrijkste drivers van de maatschappelijke waarde zijn geordend gebaseerd op de totale impact op de maatschappelijke waarde:

1. Een energiehub resulteert in een lagere noodzaak voor **batterijen en aggregaten** indien er netcongestie is, door energie-uitwisseling tussen bedrijven en met lokale wind en zon mogelijk te maken. Dit resulteert in lagere energiekosten en CO₂-emissies en is daarmee een belangrijk welvaartseffect in onze analyses.
2. Een energiehub maakt een **lagere netimpact** mogelijk en kan mogelijk resulteren in minder netverzwaring en het eerder oplossen van netcongestie. De gemonetariseerde welvaartswinst daarin is een klein deel van de totale welvaartseffecten.
3. Een energiehub maakt **extra zon en wind** mogelijk maar vanuit maatschappelijk oogpunt en gerekend met een tijdshorizon van 10 jaar zijn de netto welvaartseffecten negatief, voornamelijk door lagere energieprijzen in de toekomst met veel windmolens en zonnepanelen. We schatten in dat over een periode van ongeveer 15 jaar voor wind en 20-25 jaar voor zon het welvaartseffect positief zal worden.
4. Lokaal **balanceren van vraag en aanbod** resulteert in minder transport, minder netverlies en mogelijk minder onbalans.
5. Realiseren van **lokale samenwerking** kan een belangrijke hoeksteen zijn voor het toekomstig energiesysteem, maar het mogelijke effect hiervan is niet te kwantificeren.
6. Bedrijven zullen zonder energiehub individuele maatregelen treffen. Als ze dat niet zouden doen, kan een energiehub mogelijk ook **productiviteitswinst** realiseren en daarmee mogelijk extra maatschappelijke waarde.
7. Uit een gevoeligheidsanalyse van één casus volgt dat op de **langere termijn** als er geen netcongestie is de welvaartsanalyse van de energiehub negatief is. Het is dan voordeliger als bedrijven een groter transportvermogen aanvragen. Additioneel onderzoek naar de lange termijn effecten is vereist.

Tekstkader 3 - Wat is de potentie en het welvaartseffect van vraagsturing?

In de casussen van de energiehub was vraagsturing van de elektriciteitsvraag geen onderdeel. In het ontwerp van de energiehub door Firan en de bedrijven is die oplossing niet toegepast of gevonden. Wellicht omdat er weinig flexibiliteit was of dat bedrijven voorkeur hadden voor andere oplossingen zoals batterijen en aggregaten. Ook in de laadprofielen is voor de energiehub niet gekeken naar verschuiving in de tijd; omdat het niet door Firan als optie in de energiehub is meegenomen is het ook geen onderdeel van onze analyse. Daardoor is het welvaartseffect van vraagsturing in deze studie niet te bepalen. Het heeft mogelijk wel veel potentieel: er zijn grote geen investeringen vereist maar er zijn wel potentieel positieve welvaartseffecten in de vorm van lagere energiekosten, lagere netimpact en CO₂-reductie. Het verder onderzoeken van de potentie van vraagsturing kan het welvaartseffect van energiehub dus vergroten.

4.3.1 Vermeden netimpact door energiehub

Conclusie: Energiehub maakt een lagere netimpact mogelijk en kan mogelijk resulteren in minder netverzwaring en het eerder oplossen van netcongestie.

Voor de verschillende energiehubscenariëen zien we een afname in het benodigde transportvermogen met in totaal bijna 14 MW (vergelijking tussen individueel gevraagd transportvermogen na netverzwaring en energiehubscenario). Per energiehub is de afname in vereist transportvermogen tussen de 5 en 40%; er is dus een behoorlijk verschil tussen energiehubscenariëen hoeveel vermogensreductie er plaatsvindt. Een visualisatie van deze effecten is opgenomen in Figuur 11 aan het einde van deze paragraaf.

Tabel 12 - Resulterende netimpact in referentie en energiehubvariant

	Huidig GTV	Huidige piekbelasting	Piekbelasting en GTV na netverzwaring	Piekbelasting en GTV energiehub
Casus 1	7,67 MW (afname)	5 MW	8,2 MW	4,9 MW
Casus 2	11,6 MW (invoeding)	8,9 MW	12,8 MW	8,9 MW
Casus 3	8,7 MW	6,5 MW	6,7 MW	5,2 MW
Casus 4	11,8 MW (afname)		6,3 MW	3,9 MW
	20,6 MW (invoeding)		24,4 MW	23,1 MW
Casus 5	17,1 MW (afname)	14,3 MW	14,3 MW	10,4 MW

Het directe effect van de lagere netimpact is dat het net minder belast wordt. Daardoor blijft er meer capaciteit over voor nieuwe bedrijven in de toekomst of hoeft het netwerk later of niet verzwakt te worden. De lokale netverzwaring is gekwantificeerd met daarbij wel twee opmerkingen: dit gaat er vanuit dat de energiehub blijft bestaan en niet zelf alsnog later een individueel grotere netaansluiting zal nemen én dat er ook daadwerkelijk minder netinvestering vereist is. Dat tweede is onzeker doordat de netbeheerder grotere netinvesteringen doet van tientallen MW'en; het is daardoor onrealistisch dat één energiehub er toe zal leiden dat een netverzwaring niet nodig is.

De kosten voor netverzwaring hebben we wel berekend aan de hand van gemiddelde investeringen per MW in een HS/MS-station. Dit is de component die als eerste verzwakt zal moeten worden door extra transportvermogen op een bedrijventerrein. De investeringen en jaarlasten voor de casussen zijn weergegeven in Tabel 13. De jaarlasten zijn de jaarlijkse kosten van de netbeheerder voor de investering.

Tabel 13 - Potentieel vermeden lokale netinvesteringen en gekoppelde jaarlasten

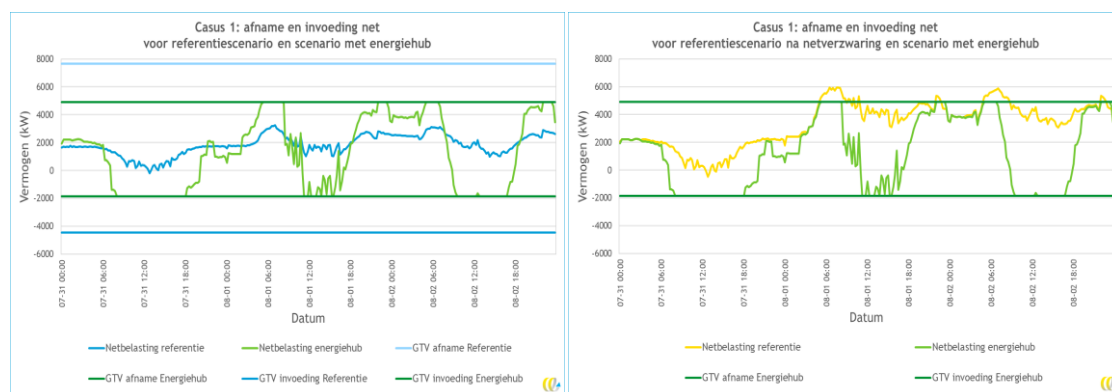
	Verlaging absolute piek	Vermeden lokale netinvestering*	Jaarlasten netinvestering voor netbeheerder	Jaarlasten over periode van 10 jaar
Casus 1	3,3	€ 530.000	€ 18.000	€ 180.000
Casus 2	3,9	€ 630.000	€ 21.000	€ 210.000
Casus 3	1,5	€ 240.000	€ 8.000	€ 80.000
Casus 4	1,3	€ 210.000	€ 7.000	€ 70.000
Casus 5	3,9	€ 620.000	€ 21.000	€ 210.000

* Uitgerekend gebaseerd op gemiddelde netinvestering per MW in een HS/MS-station. Besparing geldt als er ook daadwerkelijk een netinvestering voorkomt.

We zien daarnaast nog bredere maatschappelijke effecten van de vermeden netimpact van de energiehub:

- Het individuele GTV van bedrijven is significant groter dan de huidige piekbelasting, zie als voorbeeld Figuur 11. Dit betekent dat bedrijven het net verder zouden kunnen belasten binnen hun GTV, sterker dan we in deze studie aannemen. Bedrijven zullen daarnaast mogelijk met assets (zoals batterijen) het net verder belasten als een groter transportvermogen weer mogelijk is.
- Als er daadwerkelijk netverzwaring voorkomen kan worden, kan de netbeheerder op andere locaties het net eerder verzwaren. Daarmee wordt netcongestie eerder opgelost en kunnen er eerder meer afnemers en invoeders aangesloten worden. Doordat de totale netbeheerderskosten dan met meer partijen betaald worden zullen de net-tarieven ook dalen; naar verwachting is dit effect wel beperkt op de tarieven voor aangeslotenen.

Figuur 11 - Voorbeeld energiefiel casus 1 voor drie dagen met energiehub en voor referentie voor netverzwaring (blauw, links) en na netverzwaring (geel, rechts). Dit is de uitwisseling met het elektriciteitsnet. De blauwe lijn is lager vanwege levering van elektriciteit uit de aggregaten.



4.3.2 Minder aggregaten en batterijen

Conclusie: Een energiehub resulteert in een lagere noodzaak voor **batterijen en aggregaten** in verband met netcongestie, door elektrolyse mogelijk te maken en door lokale koppeling met wind en zon. Dit resulteert in lagere energiekosten en CO₂-emissies en is daarmee een belangrijk welvaartseffect in onze analyses.

Een groot welvaartseffect vindt plaats in de vermeden kosten voor aggregaten in de vorm van inkoop van fossiele brandstoffen en reductie van CO₂-reductie. In de referentie-scenario's zijn aggregaten nodig voor bedrijven zonder netaansluiting of waarbij een batterij onvoldoende extra ruimte biedt. In Casus 1 zien we dat er veel bedrijven zijn met een zeer laag gecontracteerd vermogen en zelfs twee bedrijven zonder gecontracteerd vermogen. In vergelijking met de referentie, resulteert het collectief in minder batterijen en aggregaten, waarbij de aggregaat zelfs 95% minder ingezet hoeft te worden.

4.3.3 Zon, wind en elektrolyse

Conclusie: Een energiehub maakt **extra zon en wind** mogelijk maar vanuit maatschappelijk oogpunt en gerekend met een tijdshorizon van 10 jaar zijn de netto welvaartseffecten negatief, voornamelijk door lagere energieprijzen in de toekomst met veel windmolens en zonnepanelen. We schatten in dat over een periode van ongeveer 15 jaar voor wind en 20-25 jaar voor zon het welvaartseffect positief zal worden.

In de welvaartsanalyse wordt gekeken naar welvaartseffecten voor de maatschappij als geheel. Uit de analyses blijkt dat het beter benutten (of überhaupt realiseren van transportvermogen) voor bestaande opwek een positief welvaartseffect heeft. Dit zien we terug in onder andere Casus 2.

Over een looptijd van 10 jaar (2025-2034) kent het realiseren van extra zon en wind echter nog een negatief welvaartseffect. In die periode zien we dat, vanuit maatschappelijk oogpunt, de directe baten (vermeden energiekosten en baten energieverkoop) niet opwegen tegen de directe kosten (CAPEX en OPEX). De belangrijkste reden hiervoor is dat er in de toekomst zoveel zon-pv en wind worden gerealiseerd dat de elektriciteitsprijzen laag zijn op momenten van zon en windproductie. In de welvaartsanalyse zijn geen energiebelasting (wat een financieel voordeel biedt als je productie achter de meter realiseert) of subsidies meegenomen. De pure businesscase van wind en zon is negatief over de zichtperiode van 10 jaar, wat een grote invloed heeft op de businesscase van de energiehub in totaal.

We schatten in dat het maatschappelijke saldo voor wind na zo'n 15 jaar en voor zon na zo'n 25 jaar positief is. Dat betekent dat de baten door lagere energiekosten en elektriciteitsverkoop gelijk zijn aan de investeringen en jaarlijkse kosten. Dit toont de complexe businesscase van zon en wind in een elektriciteitssysteem met heel veel opwek en vraag.

Voor elektrolyse geldt dat dit sterk afhankelijk is van de prijs van waterstof in de toekomst. Deze wordt nu nog bepaald door goedkope fossiele waterstof. Elektrolyse resulteert daarmee wel in een significante reductie van de CO₂-emissies door fossiele waterstof te vervangen.

Tabel 14 - Resultaten welvaartsanalyse van zon, wind en elektrolyse in casussen effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

		Casus 1 - nieuwe zon-pv en wind	Casus 2 - bestaande zon-pv	Casus 5 - nieuwe zon-pv en wind	Casus 5 - nieuwe elektrolyse
Directe effecten	CAPEX	€ -23,7	€ 0,0	€ -30,8	€ -12,2
	OPEX	€ -3,9	€ 0,0	€ -5,2	€ -2,9
	Energiekosten en baten energieverkoop	€ 9,8	€ 1,8	€ 21,1	€ 4,8
Externe effecten	Ketenemissies	€ -1,9	€ 0,0	€ -2,4	€ -0,3
	CO ₂ -reductie elektriciteitsmix	€ 2,0	€ 0,4	€ 3,8	€ 3,5
	Visueel hinder	€ 1,1	€ 0,0	€ -4,6	€ 0,0
Totaal		€ -18,9	€ 2,2	€ -18,1	€ -7,0

Uit Tabel 14 blijkt dat voor nieuwe zon-pv de ketenemissies (productie en recycling van zonnepanelen) ongeveer gelijk zijn aan de reductie van CO₂ in de elektriciteitsmix. We hebben aangenomen dat zon-pv een technische levensduur heeft van 25 jaar, waarvan deze analyse 10 jaar omvat en dus 10/25^{ste} deel van de ketenemissies zijn meegenomen.

Voor Casus 5 zien we het netto resultaat van zon-pv en wind waar de CO₂-reductie wel groter is; vooral gedreven doordat wind meer CO₂-reductie en lagere ketenemissies kent. We hebben zelf doorrekeningen gedaan van de CO₂-reductie van zon en wind gebaseerd op het scenario 'Nationale drijfveren' van de netbeheerders, zoals beschreven in Bijlage B.3. Dit scenario kent al extreem veel zon-pv (100 GW in 2035), in scenario's met minder zon-pv zal de relatieve CO₂-reductie van extra zon groter zijn. Dit wordt veroorzaakt door de grote groei in zon-pv waardoor het aantal momenten dat fossiele centrales worden vervangen sterk afnemen. Zon-pv is hard nodig voor de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening, maar onder de streep neemt het CO₂-reducerende effect natuurlijk sterk af met meer zon-pv. Voor wind geldt dat de ketenemissies per kW lager zijn en er meer CO₂-reductie plaatsvindt doordat er meer uren geproduceerd wordt en er vaker fossiele centrales vervangen worden.

Dit is een complexe conclusie waarbij we zien dat zon-pv vereist is om doelstellingen van CO₂-vrij in elektriciteit te realiseren. Een verdere verduurzaming van de keten kan er aan bijdragen dat de ketenemissies dalen. Omdat zon-pv vereist is voor de verduurzaming van vraagsectoren (en de potentie van wind op zee en wind op land beperkt is) is het een essentieel onderdeel van de verduurzaming van de elektriciteitssector. Zoals aangegeven is het belangrijkste welvaartseffect echter het gebrek aan inkomsten vanwege de dalende elektriciteitsprijzen op momenten van veel zon.

4.3.4 CO₂-reductie via energiehub

Conclusie: Energiehub resulteert in CO₂-reductie, bijvoorbeeld door verminderde noodzaak van de inzet van batterijen en aggregaten, het mogelijk maken van elektrolyse en lokale koppeling met wind. Voor zon-pv vinden we in deze welvaartsanalyse over 10 jaar een negatief CO₂-effect, maar kent mogelijk andere conclusies bij langere tijdshorizon.

De CO₂-balans per casus zijn opgenomen in Tabel 15. De toegekende ketenemissies baseren we op de totale levensduur en kennen vervolgens daar 10 jaar aan toe. Dus als de levensduur 20 jaar is, nemen we 10/20^{ste} van de ketenemissies mee in deze berekening. De volledige aannames zijn opgenomen in Bijlage B.1.

In Casus 1 geldt dat de CO₂-balans van zon-pv negatief (zie Paragraaf 4.3.3) is maar dat de vermeden emissies bij de aggregaat significant groter zijn. Daardoor is er netto CO₂-reductie en dus een positief welvaartseffect. In Casus 2 wordt bestaande zon extra gebruikt waardoor er minder CO₂-emissies plaatsvinden in de energiemix. Voor Casus 3 geldt dat er in de energiehub extra CO₂-emissies plaatsvinden door de realisatie van een batterij; deze emissies zijn groter dan de reductie in de elektriciteitssector. Deze casus resulteert dus in additionele CO₂-emissies en een negatief welvaartseffect. Voor Casus 4 zien we dat de totale ketenemissies voor vooral zon-pv een grote impact hebben; de emissiereductie in de elektriciteitssector over de 10 jaar is kleiner. In de laatste Casus 5 is de reductie in de elektriciteitssector 32 kton waarvan 16,7 kton door de invoeding van elektriciteit en 15,2 kton door de extra vervanging van grijze waterstof. Dit is groter dan de ketenemissies voor zon-pv, windturbine en elektrolyser.

Tabel 15 - CO₂-balans van energiehubs periode 2025-2034

	Casus 1	Casus 2	Casus 3	Casus 4	Casus 5
Totaal CO ₂ -effect	-45,6 kton	-1,7 kton	+0,3 kton	+0 kton	-18,9 kton
Energiemix	-8,5 kton	-21,7 kton	-0,1 kton	-20,2 kton	-31,9 kton
Netverlies	-0,1 kton	0,0 kton	0,0 kton	-0,0 kton	-0,0 kton
Aggregaat	-45,9 kton	0,0 kton	0,0 kton	-0,7 kton	-0,0 kton
Ketenemissies	9,0 kton	0,0 kton	0,4 kton	21,6 kton	12,9 kton
Welvaartseffect	€ +10,3 mln.	€ +0,4 mln.	€ -0,1 mln.	€ +0,2 mln.	€ +4,6 mln.



4.3.5 Lokale balancerings van vraag en aanbod

Conclusie: Lokaal balanceren van vraag en aanbod resulteren in minder transport, minder netverlies en mogelijk minder onbalans.

De energiehubs resulteert in meer lokale afstemming waardoor transport over het elektriciteitsnetwerk minder nodig is. Naast dat dit mogelijk netverzwaring kan voorkomen resulteert er ook direct in dat er minder transport en dus minder netverlies is. In de welvaartsanalyse is dit een kleine kostencomponent van rond de € 0,1 miljoen over de periode 2025 tot 2034. Daarnaast kan een energiehubs in potentie bijdragen aan het verlagen van onbalans in het energiesysteem. Onbalans ontstaat door plotselinge veranderingen in vraag en aanbod na het sluiten van de day-aheadmarkt. Als een energiehubs ook op korte tijdschaal lokaal vraag en aanbod afstemt (bijvoorbeeld door een directe koppeling tussen zonnepv en vraag) zal de onbalans afnemen.

4.3.6 Netwerkeffect: bouwsteen voor toekomstig energiesysteem?

Conclusie: Realiseren van lokale samenwerking kan een belangrijke hoeksteen zijn voor een toekomstig energiesysteem, maar het mogelijke effect hiervan is niet te kwantificeren.

Energiehubs kennen nog effecten die vallen buiten het reguliere kader van een welvaartsanalyse: netwerkeffecten. In deze studie definiëren we dit als indirecte welvaartseffecten. Er worden samenwerkingsverbanden opgezet tussen bedrijven waarmee ingespeeld kan worden op toekomstige ontwikkelingen zoals hernieuwde netcongestie of ontwikkeling van een warmtenet. In zulke gevallen kunnen lokale samenwerkingen een grote toegevoegde waarde hebben. Tegelijk kunnen dit ook kosten vertegenwoordigen als blijkt dat de samenwerking niet vereist is en er wel kosten gemaakt worden. Een afweging bij een (beperkt) negatief welvaartseffect is daarom dan of de samenwerking in bredere toekomstig perspectief het waard kan maken om de energiehubs toch te realiseren.

4.3.7 Energiehubs ten opzichte van de referentie zonder individuele maatregelen

Conclusie: Bedrijven zullen zonder energiehubs individuele maatregelen treffen. Als ze dat niet zouden doen, kan een energiehubs mogelijk ook productiviteitswinst realiseren en daarmee mogelijk extra maatschappelijke waarde. Daarnaast resulteert dit in positieve welvaartseffecten door additionele werkgelegenheid.

In deze studie zijn we er vanuit gegaan dat bedrijven die niet kunnen voorzien worden in hun elektriciteitsvraag daar maatregelen voor nemen. Eén mogelijke optie is de energiehubs, maar in het referentiescenario nemen we aan dat de bedrijven individuele maatregelen nemen in de vorm van batterijen en aggregaten. Aangezien het elektriciteitsverbruik in de referentie en de energiehubs onder onze aannames gelijk is, betekent dat dat er dus geen productiviteitswinst gerealiseerd wordt door de energiehubs ten opzichte van de referentie.

In een gevoeligheidsanalyse hebben we voor Casus 1 onderzocht wat het effect is tussen een energiehubs en de situatie als bedrijven niks doen. Dit is gedaan door voor de sectoren van de betreffende bedrijven kengetallen te gebruiken van de bruto kostprijs van netcongestie uit een studie van Ecorys (Ecorys, 2024). Deze kengetallen omvatten twee waarden:

1. **Conventioneel:** de huidige energiemix waarin elektriciteit en fossiele brandstoffen samen voorzien in de energievraag. Aangezien een kleiner gedeelte van de energievraag getroffen wordt door netcongestie is het bedrag per MWh lager.
2. **Toekomstgericht:** De energievraag is verder geëlektrificeerd, waardoor de kosten van netcongestie per MWh hoger zijn.



Deze analyse hebben we in detail uitgewerkt in Bijlage A.1.1 en samengevat in Tabel 16. Het maatschappelijk saldo van de energiehub (exclusief productiviteitswinst) is negatief (-€ 20,4 miljoen). Deze kosten worden sterk gedreven door directe kosten van zon-pv, die netto € 16 miljoen zijn.

De **bruto productiviteitswinst** voor bedrijven, die mogelijk wordt gemaakt door de energiehub, heeft een waarde van € 6,5 miljoen met de kengetallen van ‘conventioneel’ en € 36,3 miljoen met de kengetallen ‘toekomstgericht’. Dit leidt netto tot een resultaat van -€13,9 tot +€15,9 miljoen. Er is geen exacte informatie beschikbaar over de bedrijven en hun niveau van elektrificatie; de kans is echter reëel dat bedrijven relatief conventionele bedrijfsprocessen hebben en die kengetallen dus van toepassing zijn.

De toegenomen **werkgelegenheid** vertegenwoordigt een waarde van € 3,4 miljoen, gekoppeld aan de additionele bedrijvigheid.

Er is ook een mogelijkheid dat bedrijven naar het buitenland vertrekken, waardoor een verlies in productiviteit kan ontstaan voor Nederland. Dit kan ook bestaan uit het vestigen op een andere locatie in Nederland, wat leidt tot een lokaal welvaartsverlies maar niet binnen Nederland. De kans op het vertrekken naar andere landen en het welvaartseffect daarvan is niet onderzocht.

Tekstkader 4 - Aandachtspunt productiviteitswinst

Merk op dat de **bruto productiviteitswinst** is gebaseerd op de gemiddelde toegevoegde waarde per eenheid elektriciteitsverbruik van de sector en dus niet één-op-één kan worden overgenomen als welvaartswinst in onze analyse. Niet voor elk bedrijf zal de mogelijkheid om extra elektriciteit te verbruiken (direct) leiden tot een toename van de productie. Niet voor elk type bedrijf is de beschikbaarheid van elektriciteit in deze mate beperkend voor de productiviteit: voor (elektrische) productieprocessen is dit bijvoorbeeld heel anders dan panden met een kantoorfunctie. Daarnaast kan een productietoename binnen de energiehub ervoor zorgen dat elders in het land minder zal worden geproduceerd of zou deze additionele productie mogelijk ook door andere bedrijven verzorgd kunnen worden. De netto productiviteitswinst zal dus in veel gevallen lager uitvallen.

Tabel 16 - Welvaartsanalyse energiehub Casus 1 voor normale referentie en gevoeligheidsanalyse (geen individuele maatregelen en daardoor additionele bedrijvigheid); effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub v.s. referentie; conventioneel	Energiehub v.s. referentie; toekomstgericht
Welvaartseffect energiehub totaal (exclusief post productiviteitswinst)	-20,4	-20,4
Bruto productiviteitswinst	6,5	36,3
Totaal	-13,9	+15,9

4.3.8 Potentie lange termijn: als netverzwaring wel mogelijk is

Conclusie: Het is nog onzeker wat de maatschappelijke waarde (en businesscase) is op de langere termijn als er geen netcongestie is en bedrijven eenvoudiger groter transportvermogen kunnen aanvragen.

Voor Casus 1 is een tweede gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor als een energiehub met een andere drijfveer wordt gerealiseerd. Huidige energiehub wordt gerealiseerd als oplossing voor netcongestie, op de langere termijn is de drijfveer meer het optimaliseren van het energiesysteem. Deze gevoeligheidsanalyse biedt een eerste doorkijk naar wat het welvaartseffect kan zijn als partijen wel direct een groter transportvermogen kunnen contracteren; is een energiehub dan maatschappelijk wenselijk?

De detailresultaten zijn opgenomen in Bijlage A en hierna samengevat. Daarbij is van belang dat we aannemen dat de energiehub wordt gerealiseerd of blijft bestaan zoals Firan het heeft ontworpen: oftewel, met een lager transportvermogen en batterij en aggregaat. Als er geen netcongestie is kan de energiehub ook een groter transportvermogen contracteren, waardoor er geen batterij en aggregaat vereist is maar dan vervalt ook de lagere net-impact.

Tabel 17 - Welvaartsanalyse energiehub Casus 1 voor normale referentie en gevoeligheidsanalyse (groter transportvermogen direct mogelijk); effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Reguliere analyse	Gevoeligheidsanalyse
	Energiehub vs. referentie met individuele maatregelen (aggregaat en batterij) en groter transportvermogen na 2031	Energiehub vs. direct groter transportvermogen
Directe effecten	4,4	-1,5
Indirecte effecten	0,3	0,2
Externe effecten	8,0	-1,9
Totaal	13,8	-3,2

Het grote verschil tussen de reguliere- en gevoeligheidsanalyse is dat in de situatie zonder energiehub er geen aggregaten en batterijen nodig zijn; er is alleen een groter transportvermogen nodig. De gekoppelde netverzwaring is beperkt, slechts € 0,2 miljoen. De kosten voor de batterij en aggregaat zijn significant groter met in totaal € 5,1 miljoen. De energiehub kent daardoor hogere kosten dan de situatie waarin elk bedrijf een individueel grotere netaansluiting verkrijgt in 2025.

Deze analyse is nu uitgevoerd voor de periode 2025 tot 2034. Voor een complete beoordeling van de toegevoegde waarde van energiehub is een langere zichtstermijn vereist, aangezien de prijzen in de toekomst veranderen en de effecten van de energiehub voor deze toepassing zeker langer doorwerken. Onze analyse toont wel aan dat de beoordeling van de maatschappelijke waarde van een energiehub complexer wordt als bedrijven ook kunnen kiezen voor een groter transportvermogen.



5 Wat is de businesscase van energiehubs?

In dit hoofdstuk beschrijven we de conclusies uit vijf casussen over de jaarlijkse kosten en totale businesscase. In Paragraaf 5.1 zijn de resultaten in detail opgenomen voor één casus ter illustratie en voor het begrip van de analyse. De resultaten van de andere vier casussen zijn in detail opgenomen in Bijlage A. In Paragraaf 5.2 volgen de conclusies van alle casussen over de jaarlijkse kosten en de businesscases.

5.1 Voorbeeld: Financiële resultaten - Casus 1

De eindgebruikerskosten omvatten de jaarlijkse totale kosten voor de energiehuishouding. Deze jaarlijkse kosten zijn berekend voor het energiehubs scenario en voor het referentiescenario. Daarnaast is de businesscase van de energiehubs als totaal vastgesteld; onafhankelijk van het referentiescenario.

5.1.1 Voorbeeld: Eindgebruikerskosten - Casus 1

Over de periode 2025 tot 2035 zijn de totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie met energiehubs circa 7% lager dan voor het referentiescenario waar er geen energiehubs wordt gevormd. Doordat er in deze casus significant wordt geïnvesteerd in hernieuwbare opwek uit zon en wind stijgen de afschrijf- en onderhoudskosten voor alle assets fors in vergelijking tot het referentiescenario. Daartegenover staan fors lagere kosten voor energieafname doordat de energiehubs gebruik maakt van haar eigen lokale opwek, en extra opbrengsten voor teruglevering.

Het valt op dat in de situatie met energiehubs meer wordt betaald aan energiebelasting, terwijl de totale energiekosten voor afname juist lager zijn. Dat is te verklaren doordat de energiebelasting wordt verrekend per bedrijf, en omdat er binnen de energiehubs meer energie wordt uitgewisseld neemt de totale energiebelasting toe.

De netbeheerkosten voor de situatie met de energiehubs dalen met 37% ten opzichte van het referentiescenario, ondanks de correctiefactor die de netbeheerder rekent voor de energiehubs (Tabel 57), waarmee in totaal zo'n € 5 miljoen wordt uitgespaard.

In het referentiescenario betalen de bedrijven fors aan diesel, circa € 28,2 miljoen, om aan hun energievraag te kunnen voldoen. In de situatie met energiehubs is dit € 1,7 miljoen.

Tabel 18 - Totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 1 voor de periode 2025-2034

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring vanaf 2031	Met energiehub	Vershil (%)
Energiehub realiseren	Afschrijfkosten energiehub realiseren	0	0,7	
Assets	Afschrijfkosten assets	2,3	34,2	1387%
	Onderhoudskosten assets	0,4	4,7	993%
	Kosten dieselverbruik	28,2	1,7	-94%
Energiekosten	Energiebelasting (incl. btw)*	13,3	17,5	31%
	Energiekosten voor afname (incl. btw)	34,4	22,3	-35%
	Marge energieleverancier (incl. btw)	7,1	4,5	-37%
	Opbrengsten door teruglevering (excl. btw)	-1,0	-2,0	105%
	SDE++	0	0	
	Totale energiekosten		53,9	42,3
Netbeheerkosten	Bestaande uit kWmax, kWcontract, kosten voor vastrecht en kWh-tarief (incl. btw)	13,2	8,3	-37%
Netverzwaring	Kosten voor netverzwaring	0,2	0	-100%
Totaal		98,2	91,2	-7%

* Merk op dat de energiebelasting op individueel bedrijfsniveau wordt berekend, ook voor de situatie met de energiehub.

5.1.2 Voorbeeld: Businesscase - Casus 1

Op basis van de energie- en netbeheerkosten uit de vorige paragraaf en de investeringskosten en operationele kosten voor de windmolen, de batterij en het aggregaat hebben we voor de energiehub als geheel de businesscase berekend. In de businesscase is de energiehub afgezet tegen de referentie. De resultaten hiervan staan gepresenteerd in Tabel 19.

Tabel 19 - Businesscase energiehub Casus 1

	Uitkomst
Terugverdientijd (TVT)	5 tot 6 jaar

5.2 Conclusies jaarlijkse kosten en businesscase

Voor de eindgebruikerskosten en businesscase concluderen we per casus:

- **Casus 1:** De energiehub resulteert in lagere energiekosten. Er wordt meer geïnvesteerd in assets zoals zon en wind, maar daardoor vindt een sterkere daling van de kosten van diesel en inkoop bij energieleverancier. In totaliteit dalen de jaarlijkse kosten. De terugverdientijd van de investering in de energiehub is 5 tot 6 jaar.



- **Casus 2:** De casus omvat geen investeringen behalve de organisatorische kosten voor het realiseren van de energiehubs. Doordat er extra zon-pv-invoeding mogelijk is vanwege de energiehubs dalen de energiekosten. Het nettatarief is ook lager waardoor de totale energiekosten sterk dalen. Aangezien er geen investeringen plaatsvinden is de energiehubs binnen één jaar terugverdiend.
- **Casus 3:** Lagere energiekosten doordat er minder stroom van de energieleverancier hoeft ingekocht te worden. Beperkte additionele investeringen in de energiehubs, maar worden terugverdiend door lokaal eigenverbruik en lagere nettarieven. De terugverdiëntijd van de investeringen in de energiehubs zijn 2 tot 3 jaar.
- **Casus 4:** De totale kosten nemen toe doordat er meer wordt geïnvesteerd in zon; zon-pv kent in de periode van 2025-2034 dus minder inkomsten uit de verkoop van elektriciteit dan de investering. De terugverdiëntijd is dus ook langer dan 10 jaar, namelijk 11 tot 12 jaar. In de energiehubs is dus extreem veel zon-pv, waardoor het transportvermogen voor afname significant lager is en de kosten voor het nettatarief 50% lager zijn dan in de referentie.
- **Casus 5:** In deze casus wordt veel geïnvesteerd in additionele zon, wind en elektrolyse. Er wordt 8 MW in plaats van 4 MW elektrolyse geïnstalleerd. De verkoop van waterstof wordt aangevuld met in totaal 26 miljoen SDE++-subsidie in de energiehubs, ten opzichte van € 13 miljoen in de referentiesituatie. Door gebruik van eigen zon en wind dalen de energiekosten en ook het nettatarief is lager dan in de referentie. In totaal kennen de kosten (investeringen en jaarlijkse kosten) ten opzichte van de referentie een positief saldo. De terugverdiëntijd van de investeringen in de energiehubs is 10 tot 11 jaar.

Tabel 20 - Resultaat per casus van businesscase, energiehubs ten opzichte van de referentie

	Niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten	Terugverdiëntijd energiehubs
Casus 1	-€ 6,9 mln. (-7%)	5 tot 6 jaar
Casus 2	-€ 2,7 mln. (-44%)	1 jaar
Casus 3	-€ 3,3 mln. (-5%)	2 tot 3 jaar
Casus 4	+€ 18,0 mln. (+111%)**	11 tot 12 jaar
Casus 5	+€ 2,7 mln. (+3%)	10 tot 11 jaar

* Totale energiekosten nemen toe door veel meer energievraag die gefaciliteerd wordt.

Uit de analyse van de eindgebruikerskosten concluderen we:

- De kosten van het realiseren van een energiehubs zijn relatief beperkt ten opzichte van de investeringen en jaarlijkse kosten van technieken zoals zon, wind, aggregaten en batterijen. De meerkosten kunnen naar verwachting dus ook snel terugverdiend worden.
- Energiehubs waarbij geen of beperkt nieuwe investeringen plaatsvinden kennen een zeer gunstige businesscase door verlagen van energiekosten door lokale uitwisseling en lager nettatarief.
- Casussen met afname-netcongestie kunnen een goede businesscase realiseren door minder investeringen in batterijen en aggregaten en minder dieselverbruik.
- De terugverdiëntijd van zon-pv is positiever als er veel lokale stroom verbruikt kan worden binnen de energiehubs. Als er vooral veel invoeding plaatsvindt is de terugverdiëntijd zo'n 12 jaar. Er is geen SDE++-subsidie vereist voor zon en wind; de directe inkomsten maken het project kostendekkend.
- Elektrolyzers realiseren kent, met SDE++-subsidie, ook een positieve businesscase met terugverdiëntijd binnen 15 jaar.
- De netkosten zijn in veel casussen lager dan de nettarieven zonder energiehubs. Het geschatte ontwerp houdt rekening met een lagere piek van zo'n 21% in de energiehubs, maar de piekreductie is in sommige casussen dus lager waardoor de totale nettarieven lager zijn. Daarnaast komen energiehubs in een hogere tariefcategorie waar de tarieven per kW lager zijn.

Naast de financiële argumenten, kunnen bedrijven kiezen voor een energiehub vanwege andere drijfveren. Dit omvat bijvoorbeeld een behoefte aan lokale samenwerking, verdere (lokale) verduurzaming, meer onafhankelijkheid van energieleverancier of netbeheerders/netverzwaring. Deze argumenten zijn niet gekwantificeerd in deze studie, maar kunnen wel belangrijke drijfveren zijn naast de economische argumenten.

Een ander belangrijk reflectiepunt is dat de businesscase is berekend voor het collectief. Dit betekent nog niet dat de businesscase rendabel is voor ieder individueel deelnemend bedrijf; als de businesscase voor losse deelnemers niet rendabel is kan het dus zijn dat niet ieder bedrijf zo maar wilt deelnemen. Het is wel te verwachten dat, als er een rendabel totale businesscase is, dat er door middel van waardeoverdracht ook een rendabele businesscase voor individuele partijen gerealiseerd kan worden.

5.2.1 Financiële risico's energiehub

Er bestaan verschillende risico's in energiehub. Deze bestaan uit het failliet gaan van deelnemende bedrijven, het verlaten van de energiehub door deelnemende bedrijven en/of dat de energiehub niet in stijgende energievraag kan voorzien. Mogelijk kan het collectief opgeheven worden nadat netcongestie na enkele jaren opgelost is. Dit kan er toe leiden dat er een snellere terugverdientijd wordt geëist door deelnemers, een hogere rente wordt gerekend of er een risicopremie wordt geheven door leveranciers. Daarmee kunnen de conclusies over de rentabiliteit van de energiehub veranderen.

Een ander belangrijk financieel risico wordt ervaren in de vorm van de aansprakelijkheidskosten die de netbeheerder in rekening kan brengen bij overschrijding van het gecontracteerd vermogen. Dit is explicieter opgenomen in het voorstel voor de groepsovereenkomst, maar bestaat ook voor individuele aangeslotenen. De kans dat deze kosten in rekening gebracht worden zijn zeer klein, omdat het nu ook zeer weinig gebeurt bij individuele aansluitingen.

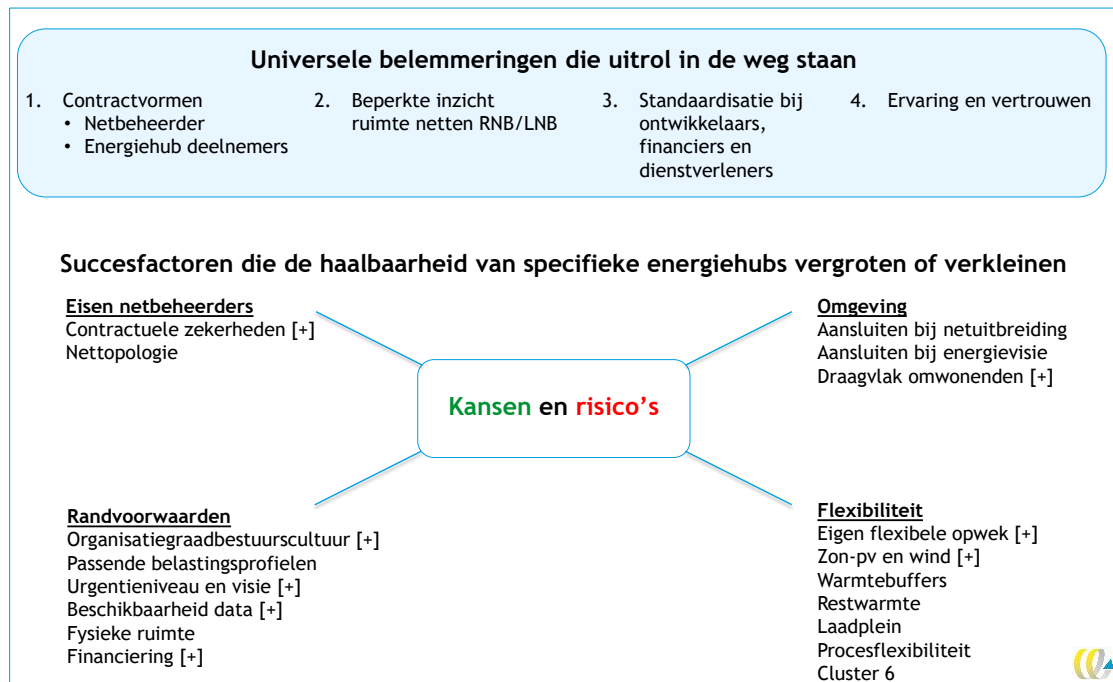
6 Wat zijn de belemmeringen voor energiehubs?

6.1 Belemmeringen en succesfactoren voor energiehubs

Voor de ontwikkeling van energiehubs gelden mogelijk algemene belemmeringen. Dingen die nog niet goed geregeld zijn in wet- en regelgeving, fiscaal, data of nettarieven, waardoor grootschalige uitrol onzeker is. Daarnaast zijn er succesfactoren: eigenschappen van energiehubs die een kans of risico bieden. Zowel een kans en risico voor het slagen van de realisatie van energiehubs als voor de totale waarde (maatschappelijk en voor de deelnemers).

In dit onderzoek zijn interviews uitgevoerd met Alliander, Firan, ministerie van KGG en bedrijven en literatuuronderzoek⁵ uitgevoerd naar deze belemmeringen en succesfactoren. Daarnaast hebben de analyses van energiehubs veel inzichten opgeleverd. Deze resultaten zijn samengevat in Figuur 12.

Figuur 12 - Overzicht belemmeringen en succesfactoren energiehubs. Een plusje betekent dat de succesfactor beïnvloed kan worden door beleid van overheden (nationaal/lokaal), netbeheerder of lokale bedrijven



⁵ Geanalyseerd literatuur is: (Royal HaskoningDHV, 2022) (*De Families van Energy Hubs in Nederland*, 2024) (Firan, 2023; RVO, 2024) (Ministerie van KGG et al., 2024; TKI Urban Energy, 2024)



We identificeren belangrijke belemmeringen die gelden voor alle energiehubs en weggenomen moeten worden voor een verdere uitrol. Deze zijn:

- Contractvormen: Er is nu nog geen groepscontract beschikbaar als netbeheerders-product. Daardoor is gestandaardiseerde uitrol nu nog niet mogelijk. Ook in de contracten tussen de verschillende partijen in een energiehubs is nog weinig standaardisatie.
- Inzicht in de ruimte op het net voor energiehubs is nog erg beperkt, onder andere vanwege de ongelijktijdigheid in beschikbare ruimte tussen de netten van de regionale en nationale netbeheerders.
- Standaardisatie: Energiehubs bestaan nu nog in pilots en er is nog geen standaardisatie bij ontwikkelaars van energiehubs, maar ook bij financiers en dienstverleners. Daardoor is de complexiteit groter en de doorlooptijd langer.
- Ervaring en vertrouwen: Bij deelnemende bedrijven is er nog (in wisselende mate) beperkt vertrouwen om voor hun energievoorziening afhankelijk te worden van een energiehubs en de samenwerking met de netbeheerder en gemeente voor het realiseren van de energiehubs. Een gebrek aan ervaring in de praktijk staat een verdere uitrol in de weg. In pilots wordt nu natuurlijk hard gewerkt deze ervaring op te doen en kennis te verspreiden.

Daarnaast hebben we ‘succesfactoren’ geïdentificeerd. Dit zijn ook wel kansen en risico’s als eigenschappen van de energiehubs die de potentie en slagingskans mede bepalen. Een gedeelte zijn randvoorwaarden om de energiehubs te realiseren en andere zijn kenmerken waarbij met beleid gezorgd kan worden dat een risico een kans wordt. De succesfactoren zijn:

Eisen netbeheerder:

- Nettopologie: Het ontwerp van het net bepaalt mede of en hoe bedrijven kunnen samenwerken in een energiehubs. Partijen moeten in ieder geval op één HS/MS-stations aangesloten zijn. Als partijen op verschillende MS-kabels aangesloten zijn dient hier ook in de inzet van de energiehubs rekening mee gehouden te worden zodat de capaciteit van de kabel niet wordt overschreden.
- Contractuele zekerheden: Voor goedkeuring van de netbeheerder voor een energiehubs zijn duidelijke afspraken over verantwoordelijkheden tussen aangesloten vereist, afspraken over capaciteitsmanagement, coöperatie opzetten en aansprakelijkheid en verzekeringen. Dit om de netveiligheid te garanderen maar ook bijvoorbeeld duidelijke afspraken te hebben voor als partijen de energiehubs willen verlaten.

Randvoorwaarden:

- Organisatiegraad en bestuurscultuur: Organisatie is vereist voor de uitrol van de energiehubs, als er al collectieve besturen zijn kan dit vereenvoudigd worden.
- Belastingprofielen: Wanneer welk bedrijf stroom wilt gebruiken bepaalt in grote mate de potentie van de samenwerking; als er veel spreiding is in deze momenten neemt de potentie toe.
- Data: Inzicht in de belastingprofielen en toekomstige ontwikkeling van de energievraag is vereist om potentieel van energiehubs te bepalen.
- Urgentieniveau: Voor een realisatie is een gedeelte verantwoordelijkheid essentieel, waarbij er een bepaald niveau van urgentie is bij alle betrokkenen. De belangrijkste drijfveer is daarbij de netcongestieproblematiek.
- Fysieke ruimte: Voor nieuwe assets (duurzame opwek, batterij, aggregaat) is ruimte nodig op een bedrijventerrein. Ook voor eventuele nieuwe bedrijven of elektriciteitsinfrastructuur is ruimte vereist.
- Investeringsvermogen: De ruimte voor bedrijven om (eventueel met leningen) te investeren in de voorzieningen voor een energiehubs.



Flexibiliteit:

- Voor energiehubs neemt de potentie snel toe als er flexibiliteit in elektriciteitsvraag en/of -aanbod is. Voorbeelden zijn verschuiving van de elektriciteitsvraag in productieprocessen bij de industrie, laadvraag van personenauto's, warmtebuffers, bestelbusjes en vrachtwagens en (bestaande) flexibele assets zoals wkk's. Eén of meerdere grote partijen maakt het eenvoudiger om flexibiliteit te ontsluiten, daarnaast kan deze partij de verbindende kartrekker zijn. Voorbeelden zijn flexibele opwek (zoals wkk of afvalcentrales), restwarmte, cluster 6 industrie, zon-pv en wind en laadpleinen.

Omgeving:

- Draagvlak omwonenden: Voor sommige energiehubs is er een duidelijk effect op de omwonenden, bijvoorbeeld in geval van windmolens.
- Aansluiten energievise: Of een energiehubs valt binnen waar de rijksoverheid, provincie en/of gemeente de ontwikkeling van het energiesysteem naartoe ziet gaan. Een voorbeeld is de locaties van duurzame opwek of energie-intensieve bedrijven.
- Aansluiten netuitbreiding: Energiehubs kunnen ontstaan op nieuwe knooppunten van energie-infrastructuur, omdat daar veel infrastructuur mogelijk is en dus koppeling van energievraag en -aanbod. Het urgentieniveau voor energiehubs kan echter ook juist groot zijn in gebieden waar beperkt of later infrastructuur gerealiseerd wordt, waarbij het langdurig ingezet wordt als alternatief voor netverzwaring.

6.2 Aanbevelingen voor belemmeringen en succesfactoren

Belemmeringen wegnemen: focus op inzicht in elektriciteitsnet data

In Figuur 12 is opgenomen welke universele belemmeringen en succesfactoren (kansen en risico's). Het wegnemen van de universele belemmeringen is essentieel voor een verdere uitrol van energiehubs; en hiervoor zijn al verschillende trajecten in ontwikkeling. Zo volgt in Q4-2024 een tariefvoorstel voor groepscontracten en wordt er gewerkt aan standaardcontracten. Pilots zijn essentieel in het ontwikkelen van ervaring over en vertrouwen in de energiehubs. Daarnaast wordt, binnen en buiten pilots, standaardisatie bij ontwikkelaars, financiers en dienstverleners ontwikkeld. Op de meeste belemmeringen worden dus heel concreet stappen ondernomen die de uitrol verder mogelijk maken.

Als grootste belemmering op korte termijn zien we daarom het gebrek aan inzicht in de ruimte op de netten van de regionale en landelijke netbeheerder. De netbeheerders zullen eisen dat de absolute piek gelijk blijft van de groep bedrijven; daarbij is de vraag of dit altijd voldoende is. Additioneel vermogen is echter vanwege congestie niet overal mogelijk. Meer onzeker is het effect van het veranderende belastingprofiel. Veel energiehubs zullen leiden tot een verandering in belastingprofiel; er wordt meer elektriciteit verbruikt en ook op andere momenten. Daardoor is het onzeker of de energiehubs niet op andere momenten tot congestie zal leiden. Het inzicht in de ruimte in het elektriciteitsnet voor energiehubs is gedurende de ontwikkeling van een energiehubs onbekend en onzeker. Vanwege de grote complexiteit is het lastig hier informatie over te vinden op de congestiekaart of snel data over op te vragen. Daardoor is ook het landelijk potentieel onzeker.

Succesfactoren: Lokale eigenschappen maken het verschil

De belangrijkste succesfactoren die niet te beïnvloeden zijn: nettopologie, passende belastingprofielen, aansluiting bij visie energiesysteem en beschikbaarheid van bestaande flexibiliteit in de vorm van lokale productie, warmtebuffers, restwarmte, laadvraag en procesflexibiliteit.

De belangrijkste succesfactoren die te beïnvloeden zijn:

- Lokale samenwerking bestaande uit beschikbaarheid data, ontwikkelen van visie, organisatiegraad en bestuurscultuur en uiteindelijk contractuele zekerheden. Hierbij zijn verschillende maatregelen mogelijk zoals stimuleringsprogramma's, lokale regisseurs/initiatiefnemers en programmatisch data ontsluiten.
- Financiering voor investeringen in centrale assets. Dit kan ondersteund worden via leningen of subsidies.
- Draagvlak omwonenden is belangrijk voor bepaalde technieken in energiehubs, zoals windmolens, zon-pv en back-upaggregaten.

Het realiseren van additionele flexibiliteit is mogelijk en kan de potentie en haalbaarheid van de energiehub vergroten. Dit zien we echter niet als een specifieke succesfactor. Voor het realiseren van additionele flexibiliteit (zon, wind, energieopslag, aggregaten) zijn immers voorgenoemde succesfactoren vereist en dan is het mogelijk om die extra assets te realiseren.

Additionele wettelijke stappen voor aanjagen energiehubs?

Er zijn in wet- en regelgeving nog additionele stappen mogelijk om energiehubs aan te jagen door ze financieel aantrekkelijker te maken. Dit zijn maatregelen die overwogen kunnen worden. Echter zien we dat de terugverdientijd in de vijf onderzochte cases al relatief laag lijkt te zijn; waardoor er geen additionele financiële ondersteuning nodig zou moeten zijn bovenop de reeds meegenomen subsidies. Meer ondersteuning kan natuurlijk de snelheid van uitrol wel vergroten. We zien daarbij enkele mogelijkheden:

- Aanpassing in nettarieven: Door de tariefssystematiek aan te passen voor energiehubs kan lokale uitwisseling voordeliger gemaakt worden, bijvoorbeeld via aanpassingen aan de kWh-tariefssystematiek.
- Energiebelasting: Energiebelasting wordt op individueel niveau bepaald; oftewel als twee partijen binnen een energiehub energie uitwisselen wordt hier energiebelasting over betaald. Er is daarmee geen onderscheid tussen geleverde elektriciteit vanuit de energieleverancier of mede-deelnemers uit de energiehub.
- Rol netbeheerders in fysieke componenten: De netbeheerder kan kiezen om een financiële rol spelen in het plaatsen van collectieve voorzieningen zoals batterijen en aggregaten in energiehubs. Dit kan nu via flextenders, maar bij een grootschalige uitrol en grotere slagkrachten is mogelijk een uitbreiding van de wettelijke bevoegdheden vereist.

7 Conclusies, waarde-kwadrant en zeven vinkjes voor energiehubs

7.1 Vergelijking maatschappelijke waarde en businesscase

De welvaarts- en businesscase-analyse beoordelen op verschillende wijzen de economische effecten van een energiehubs ten opzichte van de referentie: in de welvaartsanalyse doen we dit vanuit maatschappelijk perspectief, terwijl de businesscase-analyse de totale eindgebruikerskosten voor bedrijven in de energiehubs analyseert vanuit het perspectief van gevestigde bedrijven. De uitkomsten van beiden analyses zijn daarom niet één-op-één vergelijkbaar. Zo gebruiken we in beide analyses een andere discontovoet, neemt de businesscase geen indirecte effecten of externe kosten mee en zijn de energiebelasting, btw, winstmarges van energieleveranciers, nettarieven en subsidies geen onderdeel van de welvaartsanalyse (dit gaat immers om een waardeoverdracht tussen verschillende actoren in de maatschappij).

Zoals te zien in Tabel 21 vallen voor Casus 1 t/m 3 zowel het welvaartseffect als de businesscase positief uit. Echter, voor Casus 4 en 5 zien we dat de maatschappelijke waarde negatief is, terwijl de businesscase positief is. De belangrijkste verklaringen voor het feit dat voor Casus 4 en 5 het maatschappelijk saldo negatief is, terwijl de businesscase positief is, zijn als volgt:

- externe kosten zijn in de businesscase niet meegenomen;
- er wordt in de businesscase een hogere discontovoet gebruikt;
- SDE++-subsidie voor elektrolyse is onderdeel van de businesscase (Casus 5), terwijl dit in een welvaartsanalyse gezien wordt als een overdracht;
- energiebelasting, btw, winstmarge en nettarieven zijn in de businesscase wel opgenomen, maar niet in de welvaartsanalyse.

We zien in welvaarts- en businesscase analyses dat de voornaamste baten ontstaan door een besparing van de afname van elektriciteit van het net, en daarnaast verkoop van elektriciteit en waterstof aan derden. Hierbij moeten we opmerken dat deze directe baten worden gedrukt door, voor elektriciteit, de lage prijzen op momenten dat er veel duurzame elektriciteit is en voor waterstof de lage marktprijs ten opzichte van de productiekosten. Daarnaast wordt er met een energiehubs op momenten ook gebruik van aggregaten voorkomen met duur dieselverbruik en kan er een lager nettarieven gerealiseerd worden (directe effecten). Dit wordt veroorzaakt door zon-pv, wind en extra uitwisseling met het elektriciteitssysteem die met individuele contracten niet mogelijk is.

In de businesscase-analyses zien we extra baten door energiebelasting die voorkomen kan worden met eigen verbruik achter-de-meter. Daarnaast zijn de netkosten en totale doorgerekende winst van energieleveranciers lager in de energiehubs scenario's dan als alle partijen een individuele aansluiting hebben. In Casus 1 t/m 3 zien we een veel kortere terugverdientijd dan in Casus 4 en 5. In Casus 1 wordt ook veel zon-pv gerealiseerd, maar relatief meer terugverdiend door vermindering van verbruik van diesel; dit is de grootste kostenpost. Daarnaast is minder vermogen van batterijen en aggregaten vereist.

Tabel 21 - Resultaten welvaartsanalyse en businesscase, energiehub ten opzichte van de referentie

	Casusbeschrijving	Maatschappelijk saldo welvaartsanalyse*	Terugverdientijd investering energiehub
Casus 1	Veel ongefaciliteerde elektriciteitsvraag energiehub	€ 13,8 mln.	5 tot 6 jaar
Casus 2	Bestaande zon-pv energiehub	€ 2,4 mln.	1 jaar
Casus 3	Beperkte ongefaciliteerde elektriciteitsvraag energiehub	€ 0,4 mln.	2 tot 3 jaar
Casus 4	Extra zon-pv energiehub	€ -19,4 mln.	11 tot 12 jaar
Casus 5	Elektrolyser energiehub	€ -29,6 mln.	10 tot 11 jaar

* Gebaseerd op de periode 2025-2034.

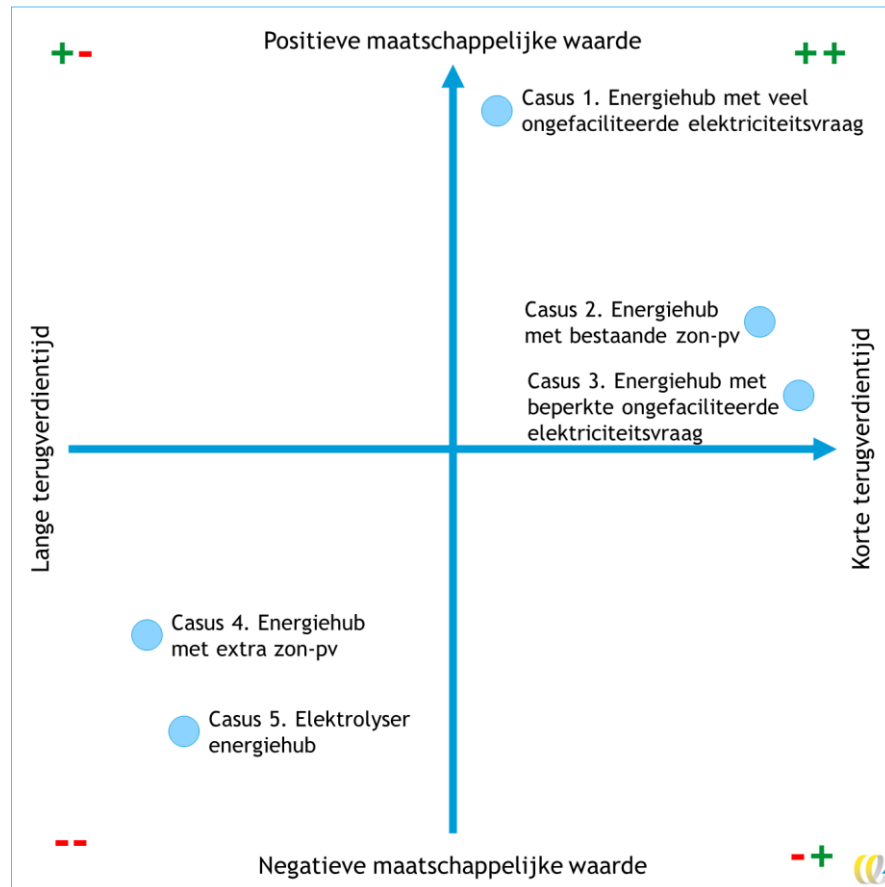
7.1.1 Energiehubs ingedeeld in vier waarde-kwadranten

Energiehubs zijn in te delen gebaseerd op maatschappelijke waarde en businesscase. Dit leidt tot twee assen en vier waarde-kwadranten, zoals weergegeven in Figuur 13. De vijf energiehubs uit deze studie zijn op deze manier ook in te tekenen. Daaruit zien we dat energiehub 1 de grootste maatschappelijke waarde kent, maar niet een zeer snelle terugverdientijd. Uit de casussen in deze studie zien we een duidelijk beeld waarbij zowel de maatschappelijke waarde en businesscase beide positief of negatief zijn. De vijf energiehubs zijn dus geplaatst in twee van de vier kwadranten, het is echter goed mogelijk dat andere energiehubs onderdeel zijn van andere kwadranten.

Het beleid voor energiehubs kan bepaald worden gebaseerd op in welk kwadrant een energiehub geplaatst is. Energiehubs met een positieve maatschappelijke waarde en een snelle terugverdientijd zijn gewenst, maar worden mogelijk ook autonoom al snel gerealiseerd. Energiehubs met veel maatschappelijke waarde maar een langere terugverdientijd verdienen wellicht extra ondersteuning. Energiehubs met negatieve maatschappelijke waarde en een lange terugverdientijd moeten door (lokale) stakeholders goed bekeken en beoordeeld worden. Wellicht is door middel van interventies het mogelijk beide te verbeteren. Daarbij denken we aan een ander ontwerp zoals lokale opwek meer in lijn brengen met eigen verbruik of andere techniekeuzes. Als een energiehub een snelle terugverdientijd heeft maar negatieve maatschappelijke waarde zal het naar verwachting voor de ontwikkelaars zelf aantrekkelijk zijn de energiehub te ontwikkelen.

Daarbij speelt nog één extra dimensie: de succesfactoren zoals geïdentificeerd in Hoofdstuk 6. Als een energiehub veel succesfactoren kent, maar een beperkte maatschappelijke waarde kan het nog steeds het ontwikkelen waard zijn. De energiehubs met een lage maatschappelijke waarde kunnen in sommige gevallen immers wel wenselijk zijn vanuit een breder maatschappelijk perspectief, zoals het realiseren van hernieuwbaar elektriciteitsaanbod op een eerder moment dan vraag om het kip/ei-probleem te doorbreken of het stimuleren van de waterstofeconomie. Deze specifieke waarden zijn in onze welvaartsanalyse niet gemonetariseerd, maar zijn mogelijk wel van belang voor het (toekomstige) energiesysteem.

Figuur 13 - Vier waarde-kwadranten voor energiehubbs met de vijf casussen uit deze studie



Over het algemeen concluderen we per kwadrant:

- Lange terugverdiertijd, negatieve maatschappelijke waarde: De casussen in dit kwadrant worden sterk gedomineerd door een lastige businesscase voor zon, wind en elektrolyse. Dit komt door lage elektriciteitsprijzen voor zon en wind, en lage concurrerende waterstofprijzen. Echter zijn dit wel essentiële technieken voor de energietransitie, en als de overheid deze wil is beleid vereist (zoals nu ook wordt gevoerd via onder andere subsidies en NPRES).
- Lange terugverdiertijd, positieve maatschappelijke waarde: Mogelijk worden deze energiehubbs minder snel gerealiseerd, omdat de terugverdiertijd langer is. Beleid kan zich richten om die businesscase te verbeteren, of in het algemeen, deze energiehubbs te ontwikkelen, aangezien ze wel grote maatschappelijke waarde vertegenwoordigen. Naast het wegnemen van belemmeringen (zoals beschreven in Hoofdstuk 6) is mogelijk verdergaand beleid vereist om deze initiatieven te ontplooiën. Aangezien geen van de casussen in dit kwadrant vallen, valt niet te duiden welke eigenschappen ze hebben en welk beleid dan vereist is.
- Korte terugverdiertijd en negatieve maatschappelijke waarde: Deze energiehubbs zijn wellicht niet direct van waarde voor de maatschappij, maar zouden wel snel ontwikkeld kunnen worden vanwege de snelle terugverdiertijd. Naar verwachting hoeven deze initiatieven niet tegen gehouden te worden, maar is faciliteren dus niet vereist en perse wenselijk. Geen van de casussen valt in dit kwadrant.

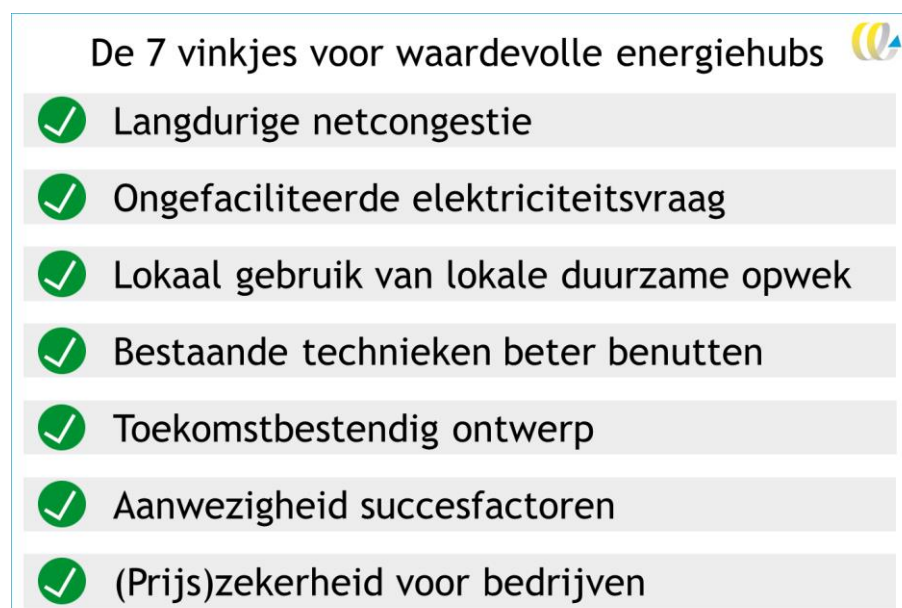
- Casussen met maatschappelijke waarde en een snelle terugverdientijd zijn naar verwachting zeer aantrekkelijk voor de bedrijven, maar mogelijk zijn er nog wel belemmeringen aanwezig; zoals een gebrek aan succesfactoren uit Hoofdstuk 6. Beleid dient zich dan te richten op het wegnemen van deze belemmeringen; voornamelijk in het inzichtelijk maken van informatie/data/netbelasting, samenwerking organiseren en mogelijk financiering van investeringen.

De specifieke conclusies over de welvaartsanalyse zijn opgenomen in Paragraaf 4.3 en voor de businesscases in Paragraaf 5.2.

7.2 De zeven vinkjes voor waardevolle energiehubs

De inzichten in deze studie zijn verwerkt naar een criterialijst van wanneer energiehubs waardevol en haalbaar zijn. Als aan deze voorwaarden voldaan wordt, is de kans groot dat de maatschappelijke waarde van een energiehubs positief is, er een rendabele businesscase is en/of de energiehubs een grote kans van slagen heeft. De ‘zeven vinkjes’ zijn weergegeven in Figuur 14. De vinkjes zijn geordend gebaseerd op wat de grootste maatschappelijke waarde resulteert volgens de bevindingen in deze studie. De bovenste draagt dus het meeste waarde bij in de welvaartsanalyse.

Figuur 14 - De zeven vinkjes voor waardevolle energiehubs



De zeven vinkjes omvatten:

1. **Langdurige netcongestie:** De waarde is het grootste ten tijde van (lokale) congestie, zowel maatschappelijk als voor de deelnemende bedrijven. De urgentie en waarde is groter als congestie langer duurt. Dit is een gegeven en niet te beïnvloeden door deelnemers in de energiehubs.
2. **Ongefaciliteerde elektriciteitsvraag:** De maatschappelijke waarde is groter als bedrijven veel ongefaciliteerde elektriciteitsvraag kennen en deze alleen kunnen invullen met de energiehubs. Met een energiehubs kunnen bepaalde individuele maatregelen (zoals extra batterijen en aggregaten) worden voorkomen en/of productiviteitswinst voor de bedrijven in de energiehubs worden gerealiseerd. Het eventuele bestaan van

ongefaciliteerde elektriciteitsvraag is een gegeven en niet te beïnvloeden door deelnemers in de energiehubs.

3. **Extra lokale duurzame opwek in verhouding met lokaal gebruik:** De maatschappelijke waarde van lokale opwek verbetert als er meer lokaal (binnen de energiehubs) verbruikt kan worden, waardoor energielasting, kosten van de energieleverancier en potentieel netkosten vermeden kunnen worden. Een goede verhouding en lokaal balanceren van vraag en aanbod verhoogt de maatschappelijke waarde. In het ontwerp van de energiehubs kan lokale opwek geoptimaliseerd worden.
4. **Bestaande assets zoals zon, wind en flexibiliteit beter benutten⁶:** De kosten voor deze technieken zijn een groot onderdeel van de totale effecten van de maatschappelijke waarde en businesscase van een energiehubs. Een energiehubs kan ervoor zorgen dat deze bestaande technieken effectiever gebruikt worden en dat een energiehubs tegen lagere kosten gerealiseerd kan worden.
5. **Toekomstbestendig ontwerp:** Een energiehubs kan in potentie zeer lang bestaan en een rol spelen in het energiesysteem in 2050. Daarvoor is het essentieel dat er een toekomstbestendig ontwerp is dat ook past met een groei in elektriciteitsvraag van de bedrijven en een situatie waarin netcongestie is opgelost. In het ontwerp van de energiehubs kan de toekomstige elektriciteitsvraag en ontwikkelingen goed meegenomen worden, mits bedrijven hier inzicht in kunnen geven.
6. **Aanwezigheid succesfactoren:** Succesfactoren omvatten eigenschappen zoals de gestelde eisen van de netbeheerders, randvoorwaarden, omgeving en bestaande flexibiliteit zoals uitgewerkt in Hoofdstuk 6. Deze succesfactoren vergroten de haalbaarheid en uitvoerbaarheid van de energiehubs. De succesfactoren die beïnvloed kunnen worden zijn: lokale samenwerking, data-beschikbaarheid en -uitwisseling, financiering en draagvlak omwonenden.
7. **(Prijs)zekerheid voor bedrijven:** Een belangrijk argument voor bedrijven om deel te nemen aan een energiehubs is het realiseren van (prijs)zekerheid in een energiehubs, door bijvoorbeeld het minimaliseren en vastleggen van inkoopkosten en nettarieven. Daarvoor geldt wel dat er een afhankelijkheid komt van de energiehubs en lokale bedrijven, die met onderlinge afspraken en contracten ondervangen moet worden.

Deze zeven vinkjes kunnen gezien worden als een aanvulling op huidige beoordelingskaders voor energiehubs, zoals wanneer het in aanmerking komt voor een subsidieregeling. Het toetst niet alleen op de haalbaarheid van een energiehubs maar geeft ook een eerste inzicht in of er een positieve businesscase en maatschappelijke waarde te verwachten is.

7.3 Aanbevelingen

Gebaseerd op deze studie komen we tot de volgende aanbevelingen:

- Toepassen van maatschappelijke waarde. Dit kan globaal aan de hand van deze studie (zoals de zeven vinkjes) of in meer detail via een mkba. Plus analyse voor het vergroten van de maatschappelijke waarde in lijn met aanbevelingen in Paragraaf 7.2.
- Het aanjagen van energiehubs zou zich kunnen richten op:
 - Locaties waar langdurig netcongestie is, aangezien de maatschappelijke waarde daar het langste aanwezig is en de drijfveren van de bedrijven het grootste zijn.
 - Groot gedeelte van de succesfactoren aanwezig zijn; specifiek de succesfactoren aanwezig zijn die niet te beïnvloeden zijn en dus met beleid niet weggenomen kunnen worden.

⁶ Flexibiliteit is bijvoorbeeld flexibele vraag in productieprocessen, elektrische voertuigen, wkk's of batterijen.



- Ondersteunen van ontwikkeling van energiehubs en dan specifiek de succesfactoren die de potentie en haalbaarheid vergroten. Dit is lokale samenwerking, data-beschikbaarheid, financiering en draagvlak omwonenden.
- Energiehubs die zich richten op het faciliteren van elektriciteitsvraag. Hiervan is de maatschappelijke waarde het grootste.
- Bestaande invoeding beter benutten kent ook een positief maatschappelijk effect en kan gezien worden als laaghangend fruit.
- Waar bedrijven langdurig van plan zijn energiehub te behouden; ook nadat netcongestie is opgelost. Hiermee wordt ook de toekomstige meerwaarde behouden in plaats van dat over enkele jaren alsnog het net verzwaard dient te worden en de maatschappelijke meerwaarde verdwijnt.
- Het aanpakken van de universele belemmeringen:
 - Contractvormen met netbeheerder (groepscontract) en energiehub deelnemers onderling.
 - Inzicht in ruimte op het net voor potentie energiehubs.
 - Standaardisatie van producten voor energiehubs bij ontwikkelaars, financiers en dienstverleners en ontwikkelen van ervaring en vertrouwen.
- Vervolgonderzoek naar de lange-termijnmaatschappelijke waarde van energiehubs, ook in de periode waarin netcongestie is opgelost. Daarnaast is een breder onderzoek naar de potentie op schaal van heel Nederland nuttig om kansen te identificeren.

7.4 Reflectie op aannames studie

In deze studie zijn verschillende aannames gemaakt die invloed hebben op de resultaten van deze studie. We reflecteren op de invloed van deze aannames en duiden de mogelijke verschillen bij andere scoping of aannames.

- Deze studie omvat de periode 2025 tot 2035. Na 2035 zijn er verschillende ontwikkelingen die de resultaten zullen veranderen van de businesscase en welvaartsanalyse. Dit zijn:
 - Andere prijzen voor (groene) waterstof, elektriciteit en CO₂. Daardoor krijgt verduurzaming een andere waarde; een hogere waarde als CO₂-reductie gerealiseerd wordt, hogere marktprijs voor waterstof maar ook een sterker fluctuerende elektriciteitsprijs.
 - Veranderende netcongestiesituatie waardoor er andere welvaartseffecten dominant worden.
- In deze studie nemen we aan dat het vraagprofiel constant is over de periode 2025 tot en met 2035. De informatie van de bedrijven omvat slechts een zichtperiode van vaak één jaar vooruit; toekomstige voorspellingen zijn met de beschikbare informatie niet te maken.
- In deze studie nemen we aan dat in het referentiescenario bedrijven individueel investeren in mitigerende maatregelen zoals batterijen en aggregaten. De technische eigenschappen van de batterijen en aggregaten voor het referentiescenario zijn ingeschat op basis van de gemiddelde overcapaciteit van de netaansluiting. We hebben geen technoeconomisch optimum bepaald voor ieder bedrijf om deze technische eigenschappen te bepalen. Daarnaast nemen we niet aan dat bedrijven vertrekken naar het buitenland; dit zou ook kunnen leiden tot andere resultaten.
- In de studie is in het referentiescenario niet gekeken naar andere individuele oplossingen voor netcongestie; zoals bijvoorbeeld alternatieve transportrechten. Dit is ook een manier waarop bedrijven wel extra elektriciteit kunnen invoeden of afnemen, met mogelijk lagere kosten dan batterijen en aggregaten.
- In de studie zijn slechts vijf casussen onderzocht, voornamelijk doordat er nog maar voor een beperkt aantal energiehubs concrete data bij Firan beschikbaar was.



Deze energiehubbs omvatten wel diverse type bedrijventerreinen, eigenschappen en netcongestieproblemen (afname, invoeding, beide). Hieruit kunnen we een breed scala aan bevindingen vaststellen, maar het is niet per se representatief voor heel Nederland.

- Slim laden en slimme energiesturing zijn geen onderdeel van het ontwerp van de energiehubbs door Firan. Er is vanuit gegaan om de gevraagde energievraag van de bedrijven altijd te kunnen voorzien. Daardoor is vraagverschuiving ook niet meegenomen in onze analyses. Dit kent echter wel potentieel om als kosteneffectieve maatregel de energiehub en het elektriciteitsnet efficiënter te gebruiken.



Literatuurlijst

- ACM. (2024). *Voorstel codewijziging groepstransportovereenkomst*. ACM. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/voorstel-codewijziging-groepstransportovereenkomst>
- CBS. (2024). *Statline: Arbeidskosten; structuur arbeidskosten, -duur, bedrijfstak SBI2008, 2020*. CBS. <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/85291NED/table>
- CE Delft. (2023). *Handboek Milieuprijzen 2023. Methodische onderbouwing van kengetallen gebruikt voor waardering van emissies en milieu-impacts*.
- CE Delft. (2024). *Analyse en doorrekening invoedingstarief*.
- CE Delft, & TNO. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof*.
- Cenian, K. (2019, May 8). *Calculate the costs of pollution in SimaPro with Environmental Prices*. SimaPro. <https://simapro.com/2019/calculate-the-costs-of-pollution-in-simapro-with-environmental-prices/>
- De Families van Energy Hubs in Nederland*. (2024).
- Dröes, M. I., & Koster, H. R. A. (2021). Wind turbines, solar farms, and house prices. *Energy Policy*, 155, 112327.
- Ecorys. (2024). *Maatschappelijke kostprijs van netcongestie*.
- Firan. (2023). *Stappenplan Energy hubs*.
- Ministerie van KGG, IPO, VNG, NBNL, & ROM's. (2024). *Handreiking provinciale stimuleringsprogramma energiehub 2024*.
- Ministerie van Financiën. (2020). *Advies werkgroep discontovoet 2020*.
- Netbeheer Nederland. (2024). *Codewijzigingsvoorstel groepstransportovereenkomst*.
- PBL. (2023). *Scenario's voor aardgas- en elektriciteitsprijzen voor kleinverbruikers in de periode 2025-2040*. PBL. https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.pbl.nl%2Fuploads%2Fdefault%2Fdownloads%2Fpbl-2023-scenarios-voor-aardgas-en-elektriciteitsprijzen-voor-kleinverbruikers-in-de-periode-2025-2040_0.ods&wdOrigin=BROWSELINK
- PBL. (2024). *OT-model Eindadvies SDE++ 2024 (Excelbestand)*. Planbureau voor de Leefomgeving. <https://www.pbl.nl/sde/datasets-sde-en-sce>
- Rijksoverheid. (2024). *Hoe wordt de hoogte van mijn bijstandsuitkering berekend?* Rijksoverheid. <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/bijstand/vraag-en-antwoord/hoe-hoog-is-mijn-bijstandsuitkering>
- Royal HaskoningDHV. (2022). *Meerwaarde Smart Energy Hubs voor Oost-Nederland*.
- RVO. (2024). *Samenwerken in energiehub: de nulmeting*.
- TKI Urban Energy. (2024). *Handelingsperspectief gemeenten voor initiatie van energiehub*.
- TNO. (2022). *De verwachte impact van windturbines op huizenprijzen in Nederland. Een ruimtelijke analyse voor de periode 2020-2030*.



A Resultaten casussen

Dit hoofdstuk omvat de analyse van vier energiehubs. De eerste casus is uitgewerkt als voorbeeld in Hoofdstuk 3 tot 5. Voor Casus 1 zijn wel twee gevoeligheidsanalyse uitgewerkt en weergegeven in de eerste paragraaf van deze bijlage.

Van elke energiehubs werken we uit:

- We beschrijven steeds eerst de casus: welke bedrijven zijn er gevestigd? Welk probleem wordt opgelost? En, hoe wordt de energiehub vormgegeven?
- De maatschappelijke waarde.
- De eindgebruikerskosten en businesscase.

A.1 Casus 1: Gevoeligheidsanalyses

Casus 1 is als voorbeeld uitgewerkt in verschillende delen van het rapport. De beschrijving en energetische uitwerking is opgenomen in Paragraaf 3.2, de maatschappelijke welvaartsanalyse in Paragraaf 4.1 en de businesscase in Paragraaf 5.1.

A.1.1 Casus 1 gevoeligheidsanalyse: Productiviteitswinst door energiehub

Voor Casus 1 is een additionele gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. In deze studie zijn we uitgegaan van een referentiescenario waarin bedrijven individuele oplossingen nemen tegen netcongestie. In deze studie is aangenomen dat deze bestaan uit het plaatsen van een batterij en aggregaat. Daardoor is er geen productiviteitswinst voor bedrijven in een energiehub ten opzichte van dezelfde bedrijven in het referentiescenario.

De mogelijke productiviteitswinst kan echter aanzienlijk zijn. Ecorys heeft ingeschat dat de maatschappelijke waarde van additionele invoeding tussen de 0 en 120 €/MWh is, afhankelijk van de CO₂-reductie die gerealiseerd wordt. De grootste maatschappelijke waarde zit in het realiseren van additioneel elektriciteitsgebruik. Er is een grote spreiding tussen sectoren en afhankelijk van het niveau van elektrificatie maar de maatschappelijke kostprijs wordt geschat tot 50.000 €/MWh voor additionele bedrijvigheid.

Als gevoeligheidsanalyse is voor Casus 1 bepaald wat het effect is met een andere referentie. We nemen in deze gevoeligheidsanalyse aan dat er in de referentie geen maatregelen worden genomen door bedrijven, waardoor er in de energiehub geen additionele elektriciteitsproductie en -afname plaatsvindt ten opzichte de referentie. Voor de individuele bedrijven is in deze casus de sector vastgesteld en daarbij de kostprijs van netcongestie voor twee configuraties: huidig elektriciteitsvraag of geëlektrificeerde elektriciteitsvraag.

De bruto productiviteitswinst is aanzienlijk: € 6,5 tot 36,3 miljoen. Dit is sterk afhankelijk van welke kengetallen van de Ecorys-studie worden gebruikt: conventioneel (€ 6,5 miljoen) of toekomstig (€ 36,3 miljoen) en aannames over de werkelijke (netto) productiviteitswinst zoals besproken in Bijlage B.1.1. De kengetallen van Ecorys verschillen in aannames over de ontwikkeling van het proces en niveau van elektrificatie. In deze gevoeligheidsanalyse moet er dus in extra energievraag voorzien worden wat ook kosten met zich meebrengt zoals het aggregaat en de batterij. Er is geen grote besparing meer in de aggregaatkosten zoals in de originele referentie plaatsvindt. Hierdoor is het totale maatschappelijke saldo vrij onzeker, afhankelijk van de daadwerkelijke productiviteitswinst.

Figuur 15 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 1 voor normale referentie en gevoeligheidsanalyse (geen individuele maatregelen en daardoor additionele bedrijvigheid); effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Referentie	Gevoeligheidsanalyse
	Energiehub vs. referentie met individuele maatregelen (aggregaat en batterij)	Energiehub vs. geen individuele maatregelen
Directe effecten		
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	-27,5	-27,5
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	0,6	-0,6
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	21,6	-2,8
– Verzwaren netaansluiting	0,0	0,0
– Directe opbrengsten duurzame opwek	9,8	9,5
– Productiviteitswinst (bbp)	0,0	6,5 tot 36,3
Subtotaal	4,4	-15,0 tot +14,8
Indirecte effecten		
– Lokale netverzwaring	0,2	0,2
– Diepe netverzwaring	+ of 0	+ of 0
– Werkgelegenheid	0,0	3,4
– (Vermeden) kosten netverlies	0,1	0,1
– Verlagen onbalans	+	+
Subtotaal	0,3	3,6
Externe effecten		
– CO ₂ -emissies tijdens verbruik	12,2	1,1
– CO ₂ (-eq.)-emissies in keten levenscyclus	-1,9	-2,5
– Ruimtelijke effecten	-1,1	-1,1
Subtotaal	8,0	-2,6
Totaal	13,8	-13,9 tot +15,9

A.1.2 Casus 1 gevoeligheidsanalyse: netverzwaring en GTV direct beschikbaar

Deze gevoeligheidsanalyse onderzoekt het maatschappelijke effect als er wel netcapaciteit beschikbaar is en voor bedrijven een hoger transportvermogen direct mogelijk is.

Daarmee vergelijken we:

- Referentiescenario: Bedrijven nemen geen individuele maatregelen meer zoals batterijen of aggregaten, en installeren wel zonnepanelen op hun daken tot het gewenste vermogen. Ze contracteren voor hun behoefte aan elektriciteitsvraag en -invoeding transportvermogen. Voor afname is 8,2 MW transportvermogen vereist. In zowel de referentie als energiehubs wordt de gewenste investering in zon en wind gedaan.
- Energiehubscenario: We nemen aan dat de energiehubs blijft bestaan zoals ontworpen. Dit betekent een lager transportvermogen aangevuld met maatregelen zoals een batterij en aggregaat. Er is een transportvermogen van 4,9 MW, een batterij van 1,8 MWh en een aggregaat met 3,3 MW vermogen.

De resulterende welvaartsanalyse is opgenomen in Tabel 22 voor zowel de referentie (normale analyse in deze studie) als de gevoeligheidsanalyse. In de situatie wordt evenveel duurzame opwek gerealiseerd. In de energiehubs geldt nog een lager transportvermogen waardoor investeringen in opslag en aggregaat nodig zijn. Hierdoor is het subtotaal voor directe effecten negatief.

De energiehubs kent nog steeds een lagere netimpact waardoor er minder lokale netverzwaring vereist is. In de externe effecten zien we dat er ketenemissies zijn voor de batterij en aggregaat en vooral emissies voor de inzet van de aggregaat.

Tabel 22 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 1 voor normale referentie en gevoeligheidsanalyse (groter transportvermogen direct mogelijk); effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Reguliere analyse	Gevoeligheidsanalyse
	Energiehub vs. referentie met individuele maatregelen (aggregaat en batterij) en groter transportvermogen na 2031	Energiehub vs. direct groter transportvermogen
Directe effecten		
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	-27,5	-
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	0,6	-0,6
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	21,6	-2,8
– Verzwaren netaansluiting	0,0	-
– Directe opbrengsten duurzame opwek	9,8	1,9
– Productiviteitswinst (bbp)	0,0	-
Subtotaal	4,4	-1,5
Indirecte effecten		
– Lokale netverzwaring	0,2	0,2
– Diepe netverzwaring	+ of 0	+ of 0
– Werkgelegenheid	0,0	-
– (Vermeden) kosten netverlies	0,1	0,0
– Verlagen onbalans	+	+
Subtotaal	0,3	0,2
Externe effecten		
– CO ₂ -emissies tijdens verbruik	8,7	-0,6
– CO ₂ (-eq.)-emissies in keten levenscyclus	-1,8	-0,1
– Ruimtelijke effecten	-1,1	-1,1
Subtotaal	5,6	-1,9
Totaal	10,3	-3,2

Als de energiehubs wordt gerealiseerd met een groter transportvermogen dan zijn de aggregaat en batterij niet meer nodig; hierdoor zal het welvaartseffect verminderen. De besparing op netinvestering zal dan echter ook afnemen. We leren hieruit dat het niet loont om te investeren in batterijen en aggregaten om met een lager transportvermogen uit de voeten te kunnen.

Er zijn nog andere mogelijke welvaartseffecten die niet gekwantificeerd zijn in deze analyse. Dit omvat bijvoorbeeld de netwerkeffecten: het opbouwen van lokale samenwerkingen waar binnen nieuwe initiatieven mogelijk zijn en ingespeeld kan worden op toekomstige ontwikkelingen. Ook de mogelijke tweede-orde-effecten van een lagere netimpact zijn niet meegenomen. Bijvoorbeeld dat er op andere locaties eerder verzwaaard kan worden.

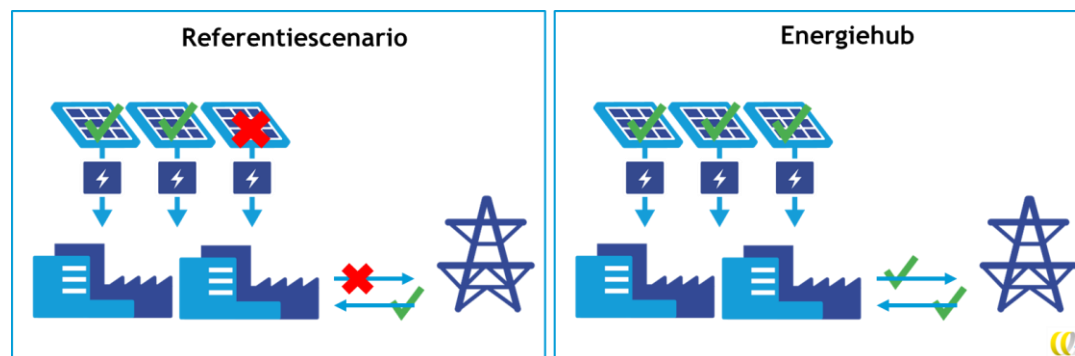
Deze analyse is niet alles omvattend en slechts uitgevoerd voor één casus. Het geeft echter wel aan dat het welvaartseffect significant minder kan zijn als bedrijven geen netcongestie ervaren en individueel een groter transportvermogen kunnen aanvragen.

A.2 Casus 2

A.2.1 Casusbeschrijving

De energiehub op het bedrijventerrein van Casus 2 bestaat uit een samenwerking van de netbeheerder met een zestal bedrijven. De energiehub is gericht op het oplossen van transportschaarste op het elektriciteitsnet voor invoeding. Door als collectief gebruik te maken van de beschikbare netcapaciteit wordt het mogelijk voor bedrijven om (meer) elektriciteit terug te leveren, ondanks de transportbeperkingen. Eventueel kunnen in een later stadium ook nog andere bedrijven zich aansluiten op de energiehub. Het groepscontract alleen is voldoende om alle invoeding te realiseren; er zijn geen andere maatregelen vereist.

Figuur 16 - Illustratie van het referentiescenario en de energiehub voor de casus Casus 2



De belangrijkste effecten en energetische gegevens van de energiehub zijn weergegeven in Tabel 23, Tabel 24 en Tabel 25. Door de energiehub is er meer invoeding mogelijk; in de situatie met energiehub kan er jaarlijks 13,9 GWh op het net worden ingevoerd, terwijl dit in de situatie vóór netverzwaring 9,6 GWh is. In de situatie na netverzwaring kan er wel meer worden ingevoerd, circa 15,1 GWh. De netbelasting voor afname op het (onder)station is hetzelfde voor de situatie zonder - en met energiehub, zie Tabel 25.

In de energiehub is de maximale invoedingspiek na netverzwaring gelijk aan de huidige situatie, als de partijen echter individueel een groter transportvermogen zouden aanvragen zou de invoedingspiek 2,8 MW hoger zijn.

Tabel 23 - Eigenschappen Casus 2

Eigenschap	Referentie	Met energiehubs
Aantal bedrijven	6 bedrijven	
Effect energiehubs	– Geen transportvermogen invoeding voor twee bedrijven	– Twee bedrijven kunnen zon-pv invoeden – Minder curtailment nodig van zon-pv
Transportvermogen	– Invoeding: individueel in totaal 11,6 MW, verdeeld over drie bedrijven – Afname: individueel in totaal 4,4 MW, verdeeld over zes bedrijven	– Invoeding: collectief 8,9 MW – Afname: collectief 1,7 MW

Tabel 24 - Energetische eigenschappen voor de situatie zonder - en met energiehubs voor Casus 2. Percentages in de kolom 'Met energiehubs' zijn ten opzichte van de referentie na netverzwaring

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehubs	Eenheid
Jaarlijkse energievraag	8,1	8,1	8,1 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse gefaciliteerde energievraag	8,1	8,1	8,1 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse afname afkomstig van de energieleverancier	4,2	4,2	4,2 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse invoeding die wordt teruggeleverd aan het net	-9,6	-15,1	-13,9 (-8%)	GWh/jaar
Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie (incl. curtailment)	19,0	19,0	19,0 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse curtailment	5,5	0,0	1,3	GWh/jaar
Jaarlijkse productie uit dieselaggregaat	-	-	-	GWh/jaar

Tabel 25 - Maximale belasting van het bedrijventerrein op onderstation voor Casus 2

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehubs	Eenheid
Maximale afnamepiek op onderstation	1,67	1,68	1,68 (0%)	MW
Maximale invoedingspiek op onderstation	-8,88	-12,79	-8,9 (-30%)	MW

A.2.2 Maatschappelijke waarde Casus 2

In Tabel 26 staat een samenvatting van de welvaartsanalyse voor Casus 2. We zien dat de maatschappelijke waarde van de energiehubs ten opzichte van de referentie positief uitvalt. De enige welvaartseffecten ontstaan door extra invoeding op en minder afname van het net. Deze effecten komen tot uitdrukking in vermeden kosten en vermeden CO₂-emissies. De maatschappelijke waarde van de energiehubs neemt toe naarmate netcongestie in de regio later wordt opgelost.

In het vervolg van deze paragraaf gaan we dieper in op de geschatte directe, indirecte en externe effecten.

Tabel 26 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 2; effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub vs. referentie
Directe effecten	
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	0,0
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	0,0
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	0,0
– Verzwaren netaansluiting	0,0
– Directe opbrengsten duurzame opwek	1,8
– Bruto productiviteitswinst (bbp)	0,0
Subtotaal	1,8
Indirecte effecten	
– Lokale netverzwaring	0,2
– Diepe netverzwaring	+
– Werkgelegenheid	0,0
– (Vermeden) kosten netverlies	0,0
– Verlagen onbalans	0,2
Subtotaal	
Externe effecten	
– CO ₂ -emissies verbruik	0,4
– CO ₂ -emissies keten	0,0
– Ruimtelijke effecten	0,0
Subtotaal	0,4
Totaal	2,4

Directe effecten

Ten opzichte van de referentie vallen de energiekosten voor bedrijven in de energiehubs lager uit doordat zij extra elektriciteit kunnen invoeden op het elektriciteitsnet. Daarnaast is het uitgangspunt voor het referentiescenario dat bedrijven de uurlijkse elektriciteitsprijs betalen, wat leidt tot hogere energiekosten in de referentie. Extra invoeding op het net levert de hoogste welvaartswinst op. Dit effect verdwijnt echter vanaf 2031 onder de aanname dat de congestieproblemen in de regio opgelost zijn en bedrijven ook in de referentie meer elektriciteit kunnen invoeden.

Het **verzwaren van de netaansluiting** is nodig in zowel de referentie als de energiehubs. Voor het transporteren van elektriciteit tussen het bedrijf en net is altijd een grotere aansluiting vereist, ook in de energiehubs waar lokale uitwisseling wordt gefaciliteerd door het net van de netbeheerder. Daardoor is deze post € 0; er is geen verschil ten opzichte van de referentie.

Indirecte effecten

Lokale/diepe netverzwaring zijn de vereiste investeringen van de netbeheerder om elektriciteit te kunnen transporteren naar de aangeslotenen. Er is een vrijwel directe relatie tussen de piekvraag van de bedrijven gezamenlijk op het lokale netstation. In de referentie nemen we aan dat er grote transportvermogen worden aangevraagd en extra netbelasting wordt gerealiseerd na dat netverzwaring in 2031. Er zijn dan twee opties:

1. Energiehub blijft bestaan na 2031. Er zijn dan geen netverzwaring nodig in het scenario met energiehub waardoor er een maatschappelijk voordeel is ten opzichte van de referentie.
2. Energiehub wordt opgeheven en partijen vragen individueel een groter transportvermogen aan na 2031. In dit geval is er geen kostenvoordeel aangezien dezelfde netverzwaring gerealiseerd moet worden na 2031.

Het verschil in netbelasting tussen de twee situaties bepaalt de uitgespaarde netverzwaring, welke 3,8 MW bedraagt (zie Tabel 25). De totale netinvestering voor een dergelijke verzwaring zijn circa € 0,6 miljoen. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 45 jaar voor deze netinvestering, zullen de totale lasten over 10 jaar naar verwachting ongeveer € 0,2 miljoen bedragen

Doordat er met de energiehub minder elektriciteit van het net hoeft te worden afgenomen, treedt er minder **netverlies** van elektriciteit op. De totale maatschappelijke waarde hiervan is in deze casus verwaarloosbaar.

Een energiehub kan de **onbalans verlagen** in het systeem. Onbalans ontstaat door een plotselinge wijziging in het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik of -afname. Bijvoorbeeld doordat een bedrijf ineens meer stroom nodig heeft, productie, of dat er een wolk is voor de zon waardoor er minder zon-pv productie plaatsvindt. Door meer lokale afstemming van energie dient onbalans niet meer centraal in het systeem opgelost te worden. De voorwaarde hiervoor is wel dat de lokale assets snel op elkaar reageren. Als bedrijven niet hun energieverbruik en -afname op elkaar aanpassen, dan wordt de onbalans niet veranderd ten opzichte van de referentie situatie. In deze casus lijkt de gedragsverandering niet erg waarschijnlijk, waardoor het effect op onbalans naar onze verwachting zeer beperkt is.

Externe effecten

Door de komst van de energiehub is meer zon-pv-invoeding mogelijk. Op sommige momenten zal deze extra invoeding ook leiden tot uitsparing van (extra) energieopwekking uit gascentrales. Afname van elektriciteit van het net (afkomstig van de energieleverancier) is gelijk voor de referentie en de energiehub en leidt dus niet tot CO₂-winst voor de energiehub. Tabel 27 geeft een overzicht van de vermeden **CO₂-emissies** door realisatie van de energiehub. Deze baten verdwijnen vanaf het moment dat de lokale netcongestie oplost en er in de referentie meer elektriciteit ingevoed kan worden.

Tabel 27 - Vermeden en extra emissies energiehub (t.o.v. referentie), 2025-2034

	CO ₂ -emissies (ton)	Welvaartseffect
Afname elektriciteit	0	€ 0
Additionele invoeding (zon-pv)	-1.900	+ € 400.000
Netverlies	0	€ 0

Er zijn in deze situatie geen additionele broeikasgasemissies gedurende de levenscyclus voor productie en end-of-life; het aantal zonnepanelen blijft namelijk gelijk.

A.2.3 Eindgebruikerskosten Casus 2

Over de periode 2025-2034 zijn de totale eindgebruikerskosten voor de situatie met energiehub ongeveer 44% lager dan het referentiescenario waar er geen energiehub wordt gevormd.

Deze daling is met name een gevolg van de extra opbrengsten voor teruglevering die met de energiehub gerealiseerd kunnen worden, welke 18% meer zijn dan het referentiescenario. Daarnaast nemen de totale energiekosten voor afname ook af, wat een gevolg is van de directe 'vereffening' van energie die wordt uitgewisseld binnen de energiehub. Merk op, dat de totale afname van het net gelijk blijkt (zie Tabel 24). Omdat de energiebelasting per bedrijf wordt geheven, zien we geen verschillen in de te betalen energiebelasting.

De netbeheerkosten zijn circa 22% lager voor de energiehub dan voor het referentiescenario, doordat de netbeheerkosten op energiehubniveau worden verrekend in plaats van een verrekening per bedrijf.

Tabel 28 - Totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 2 voor de periode 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring vanaf 2031	Met energiehub	Vershil (%)
Energiehub realiseren	Afschrijfkosten energiehub realiseren	0	0,7	
Assets	Afschrijfkosten assets	0	0	
	Onderhoudskosten assets	0	0	
	Kosten dieselverbruik	0	0	
Energiekosten	Energiebelasting (incl. btw)*	2,1	2,1	0%
	Energiekosten voor afname (incl. btw)	6,4	6	-6%
	Marge energieleverancier (incl. btw)	1,1	1	-9%
	Opbrengsten door teruglevering (excl. btw)	-6,9	-8,2	18%
	SDE++	0	0	
	Totale energiekosten	2,7	0,9	-67%
Netbeheerkosten	Bestaande uit kWmax, kWcontract, kosten voor vastrecht en kWh-tarief (incl. btw)	3,2	2,5	-22%
Netverzwaring	Kosten voor netverzwaring	0,2	0	-100%
Totaal		6,1	3,4	-44%

* Merk op dat de energiebelasting op individueel bedrijfsniveau wordt berekend, ook voor de situatie met de energiehub.

A.2.4 Businesscase

Voor Casus 2 hebben we geen businesscase doorgerekend, omdat er geen investering wordt gedaan. De geschatte kosten voor realisatie van de energiehub worden naar verwachting in één jaar terugverdiend.



A.3 Casus 3

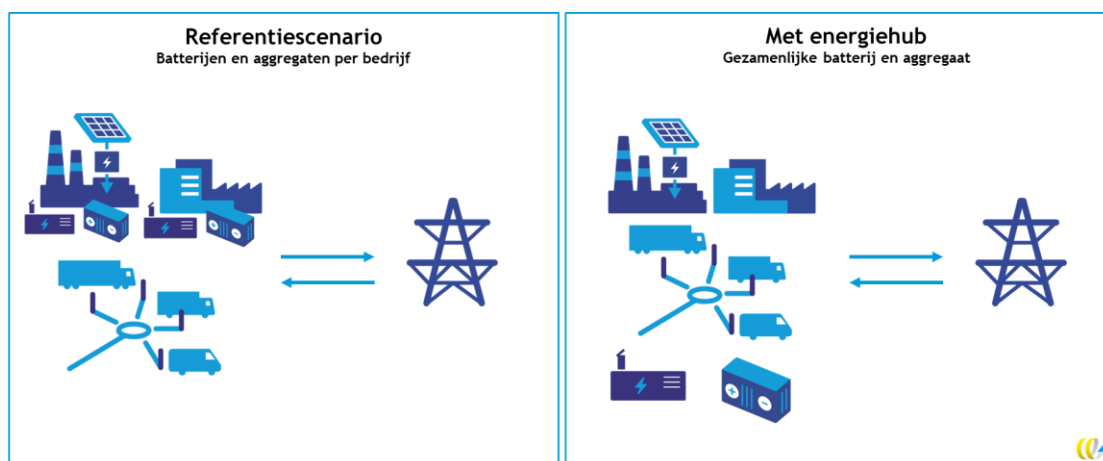
A.3.1 Casusbeschrijving

De energiehub op het bedrijventerrein van Casus 3 bestaat uit een samenwerking van negentien ondernemers die willen uitbreiden en/of verder willen elektrificeren. Door zowel afname- als invoedingscongestie op het hoogspanningsnet van TenneT en het middenspanningsnet van Liander, is de gewenste groei van het bedrijventerrein niet mogelijk.

Naar verwachting zullen twaalf van de negentien bedrijven over hun gecontracteerde vermogen voor afname heen gaan met de verwachte groei. Een energiehub biedt de mogelijkheid om beter gebruik te maken van lokale energieoverschotten en de restcapaciteit voor afname van het net, om zodoende meer afname en invoeding te faciliteren.

Daarnaast bestaat de wens om tien extra laadpleinen te realiseren op het bedrijventerrein, waar ieder laadplein zal worden voorzien van twee tot tien laadpalen (11-22 kW) en drie snelladers voor vrachtwagens. In deze studie nemen we aan dat deze laadinfrastructuur en laadvraag ook gerealiseerd zal worden als er geen energiehub gevormd wordt. De huidige plannen voor de energiehub voorzien geen investeringen in extra hernieuwbare energieopwekking.

Figuur 17 - Illustratie van het referentiescenario en de energiehub voor Casus 3



De belangrijkste effecten en energetische gegevens van de energiehub zijn weergegeven in Tabel 29, Tabel 30 en Tabel 31. In het referentiescenario is de totale capaciteit aan batterijen, circa 3,1 MWh, fors lager dan in de situatie met energiehub (5,7 MWh). Om deze reden wordt in het referentiescenario de aggregaat vaker ingezet, circa 8,9 MWh/jaar, om aan de energievraag te kunnen voldoen, terwijl dit 0,6 MWh/jaar is voor de situatie met energiehub. Merk op, dat op de totale energievraag dit maar een kleine deel is. Na netverzwaring wordt het aggregaat niet meer ingezet.

In de situatie met energiehub is ook meer invoeding mogelijk, welke +0,1 GWh/jaar bedraagt, terwijl dit voor de situatie na netverzwaring gelijk is, namelijk 0,4 GWh.

De energiehubs heeft een positief effect op de maximale belasting van het net. Alhoewel de invoedingspiek toeneemt ten opzichte van het referentiescenario, is de afnamepiek bepalend voor de grootste belasting. Ten opzichte van de referentie, is de afnamepiek 20% minder (zie Tabel 31). Ten opzichte van de situatie na netverzwaring (waarbij partijen individueel meer transportvermogen aanvragen) is het transportvermogen nog groter namelijk 1,5 MW.

Tabel 29 - Eigenschappen Casus 3

Eigenschap	Referentie	Met energiehubs
Aantal bedrijven	19 bedrijven	
Additionele maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> – 9 batterijen met in totaal een capaciteit van 3,1 MWh – 9 aggregaten van in totaal een opgesteld vermogen van 0,7 MW 	<ul style="list-style-type: none"> – 1 batterij van 5,7 MWh – 1 aggregaat van 0,6 MW
Effect energiehubs	<ul style="list-style-type: none"> – Energietekorten worden per bedrijf opgevangen door te investeren in batterijen en aggregaten 	<ul style="list-style-type: none"> – Er wordt gezamenlijk geïnvesteerd in een batterij en aggregaat – Er vindt minder curtailment plaats, en meer faciliteerde invoeding – Minder verbruik uit aggregaat
Transportvermogen	<ul style="list-style-type: none"> – Invoeding: individueel in totaal 3,3 MW, verdeeld over 10 bedrijven – Afname: individueel in totaal 8,7 MW, verdeeld over 19 bedrijven 	<ul style="list-style-type: none"> – Invoeding: collectief 3,3 MW – Afname: collectief 5,2 MW

Tabel 30 - Energetische eigenschappen voor de situatie zonder - en met energiehubs voor Casus 3. Percentages in de kolom 'Met energiehubs' zijn ten opzichte van de referentie na netverzwaring

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehubs	Eenheid
Jaarlijkse energievraag	29,6	29,6	29,6 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse gefaciliteerde energievraag	29,6	29,6	29,6 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse afname afkomstig van de energieleverancier	24,2	24,1	24,2 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse invoeding die wordt teruggeleverd aan het net	-0,3	-0,4	-0,4 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie (incl. curtailment)	5,9	5,9	5,9 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse curtailment	0,2	0,0	0,0 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse productie uit dieselaggregaat	8,9	0,0	0,6	MWh/jaar

Tabel 31 - Maximale belasting van het bedrijventerrein op onderstation voor Casus 3

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehubs	Eenheid
Maximale afnamepiek op onderstation	6,51	6,72	5,24 (-22%)	MW
Maximale invoedingspiek op onderstation	-2,54	-3,17	-3,17 (0%)	MW

A.3.2 Maatschappelijke waarde Casus 3

In Tabel 32 staat een samenvatting van de welvaartsanalyse voor Casus 3. We zien dat de maatschappelijke waarde van de energiehubs ten opzichte van de referentie positief uitvalt. Het voornaamste welvaartseffect ontstaat voor de energiehubs doordat er en meer elektriciteit wordt uitgewisseld tussen bedrijven en dus minder elektriciteit wordt afgenomen van het net (vermeden kosten).

In het vervolg van deze paragraaf gaan we dieper in op de geschatte directe, indirecte en externe effecten.

Tabel 32 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 3; effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub vs referentie
Directe effecten	
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	0,0
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	-0,5
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	0,1
– Verzwaren netaansluiting	0
– Directe opbrengsten duurzame opwek	0,8
– Bruto productiviteitswinst (bbp)	0,0
Subtotaal	0,3
Indirecte effecten	
– Lokale netverzwaring	0,1
– Diepe netverzwaring	+ of 0
– Werkgelegenheid	0,0
– (Vermeden) kosten netverlies	0,0
– Verlagen onbalans	+
Subtotaal	0,1
Externe effecten	
– CO ₂ -emissies verbruik	0,03
– CO ₂ -emissies keten	-0,08
– Ruimtelijke effecten	0,0
Subtotaal	-0,05
Totaal	0,4

Directe effecten

Zowel in de energiehubs als in de referentie voorzien de bedrijven een investering in een batterij en een aggregaat; in de energiehubs wordt meer geïnvesteerd in een groter batterijvermogen en -capaciteit, terwijl in de referentie er in totaal meer opgesteld vermogen aan aggregaten wordt aangeschaft. Dit heeft er mee te maken dat er individuele bedrijven zijn met een groot tekort aan transportvermogen waardoor een batterij onvoldoende oplossing biedt en dus aggregaat vereist is. De operationele kosten voor deze nieuwe infrastructuur zijn ook meegenomen in de kosten.

Het **verzwaren van de netaansluiting** is nodig in zowel de referentie als de energiehubs. Voor het transporteren van elektriciteit naar het net is altijd een grotere aansluiting vereist, ook in de energiehubs waar lokale uitwisseling wordt gefaciliteerd door het net van de netbeheerder. Daardoor is deze post € 0; er is geen verschil ten opzichte van de referentie.

De realisatie van **extra opwek** (zon-pv) kan leiden tot een welvaartseffect door extra invoeding op het elektriciteitsnet en door extra eigen gebruik de opgewekte elektriciteit (leidend tot minder afname van het net). In dit geval is de productie van zon-pv in de energiehubs en de referentie gelijk, maar wordt er in de energiehubs meer elektriciteit onderling tussen de bedrijven uitgewisseld (en dus minder afgenomen van het elektriciteitsnet), terwijl in de referentie meer elektriciteit wordt ingevoerd op het net. Ten opzichte van de referentie is het welvaartseffect van minder afname van het net groter (+€ 1,5 miljoen) dan het welvaartseffect van minder invoeding (-€ 0,7 miljoen).

Indirecte effecten

Lokale/diepe netverzwaring zijn de vereiste investeringen van de netbeheerder om elektriciteit te kunnen transporteren naar de aangeslotenen. Er is een vrijwel directe relatie tussen de piekvraag van de bedrijven gezamenlijk op het lokale netstation. In de referentie nemen we aan dat er grote transportvermogen worden aangevraagd en extra netbelasting wordt gerealiseerd na dat netverzwaring in 2031. Er zijn dan twee opties:

1. Energiehubs blijft bestaan na 2031. Er zijn dan geen netverzwaring nodig in het scenario met energiehubs waardoor er een maatschappelijk voordeel is ten opzichte van de referentie.
2. Energiehubs wordt opgeheven en partijen vragen individueel een groter transportvermogen aan na 2031. In dit geval is er geen kostenvoordeel aangezien dezelfde netverzwaring gerealiseerd moet worden na 2031.

Het verschil in netbelasting tussen de twee situaties bepaalt de uitgespaarde netverzwaring, welke 1,5 MW bedraagt (zie Tabel 25). De totale netinvestering voor een dergelijke verzwaring zijn circa € 0,24 miljoen. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 45 jaar voor deze netinvestering, zullen de totale lasten over 10 jaar naar verwachting ongeveer € 0,1 miljoen bedragen.

Een energiehubs kan de **onbalans verlagen** in het systeem. Onbalans ontstaat door een plotselinge wijziging in het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik of -afname. Bijvoorbeeld doordat een bedrijf ineens meer stroom nodig heeft productie of dat er een wolk is voor de zon waardoor er minder zon-pv-productie plaatsvindt. Door meer lokale afstemming van energie dient onbalans niet meer centraal in het systeem opgelost te worden. De voorwaarde hiervoor is wel dat de lokale assets snel op elkaar reageren. Als bedrijven niet hun energieverbruik en -afname op elkaar aanpassen, dan wordt de onbalans niet veranderd ten opzichte van de referentie situatie. De toevoeging van een batterij in deze casus maakt de kans groter dat er ingespeeld kan worden op (lokale) onbalans.

Externe effecten

Het effect op **CO₂-emissies** gedurende de 10 jaar van de energiehubs is beperkt in deze casus. Er is in de energiehubs iets meer invoeding en er wordt iets worden elektriciteit afgenomen dan in de referentie, maar het effect in termen van CO₂-emissies is beperkt (30 tot 50 ton CO₂).



De ketenemissies vinden plaats voor het maken van de aggregaat en batterij. De aggregaat is verantwoordelijk voor 5 ton aan ketenemissies en de batterij voor 55 ton.

De ruimtelijke effecten hebben we niet gemonetariseerd. Het ruimtegebruik is 150 m² voor de aggregaat en 230 m² in het referentiescenario. In de energiehub is er een beperkt lager ruimteverbruik van 120 m² voor de aggregaat en 190 m² voor de batterij. Alhoewel de exacte locatie van deze componenten niet bekend is, zullen deze op het bedrijventerrein worden geplaatst. Daarmee is de visuele- en geluidshinder voor omwonenden beperkt, en zal ook het biodiversiteitsverlies door ruimtegebruik beperkt zijn. Daarentegen staat het de ruimte die in beslag wordt genomen niet voor andere activiteiten benut kan worden; dit effect hebben we niet kunnen monetariseren.

A.3.3 Eindgebruikerskosten Casus 3

Over de periode 2025 tot 2035 zijn de totale eindgebruikerskosten voor de situatie met energiehub ongeveer 5% lager dan het referentiescenario waar er geen energiehub wordt gevormd.

Voor de energiehub dalen de opbrengsten voor teruglevering van stroom, omdat uitwisseling van energie binnen de energiehub ‘vereffend’ wordt, waardoor de energiehub als geheel ook minder energie hoeft in te kopen. Hierdoor betaalt de energiehub circa 6% minder voor energieafname. De energiebelasting die de energiehub betaalt blijft gelijk aan die van het referentiescenario.

Ook in deze casus zien we dat ondanks de correctiefactor die de netbeheerder rekent voor energiehub (Tabel 57) de totale netbeheerkosten voor de energiehub lager zijn, circa -27%, dan die voor het referentiescenario. Met name deze kostendaling (van ruim € 3 miljoen), en de verminderde kosten voor energieafname resultaten in een lagere totaalkosten voor de energiehub ten opzichte van het referentiescenario.

In zowel het referentiescenario als in de situatie met de energiehub wordt nog een klein deel van de energietekorten opgevangen door een dieselaggregaat.

Tabel 33 - Totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 3 voor de periode 2025-2034 , bedragen in mln. €₂₀₂₄

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring vanaf 2030	Met energiehub	Vershil (%)
Energiehub realiseren	Afschrijfkosten energiehub realiseren	0	0,7	
Assets	Afschrijfkosten assets	0,8	2,1	159%
	Onderhoudskosten assets	0,2	0,4	160%
	Kosten dieselverbruik	0,01	0	-100%
Energiekosten	Energiebelasting (incl. btw)*	11,8	11,9	1%
	Energiekosten voor afname (incl. btw)	31,6	29,7	-6%
	Marge energieleverancier (incl. btw)	6,2	5,8	-6%
	Opbrengsten door teruglevering (excl. btw)	-1,0	-0,2	-78%
	SDE++	0	0	
	Totale energiekosten		48,6	47,1

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring vanaf 2030	Met energiehubs	Vershil (%)
Netbeheerkosten	Bestaande uit kWmax, kWcontract, kosten voor vastrecht en kWh-tarief (incl. btw)	12,2	8,9	-27%
Netverzwaring	Kosten voor netverzwaring	0,1	0	-100%
Totaal		61,8	58,5	-5%

* Merk op dat de energiebelasting op individueel bedrijfsniveau wordt berekend, ook voor de situatie met de energiehubs.

A.3.4 Businesscase Casus 3

Op basis van de energie- en netbeheerkosten uit de vorige paragraaf en de investerings- en operationele kosten voor de batterij en het aggregaat hebben we voor de energiehubs als geheel de businesscase berekend. De resultaten hiervan staan gepresenteerd in Tabel 34.

Tabel 34 - Businesscase energiehubs Casus 3

	Uitkomst
Terugverdientijd (TVT)	2 tot 3 jaar

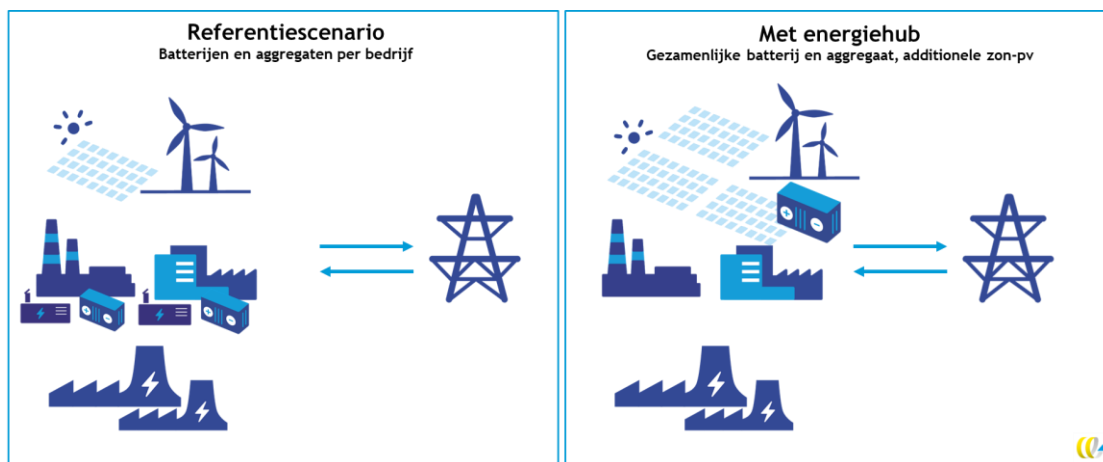
A.4 Casus 4

A.4.1 Casusbeschrijving

De energiehubs op het bedrijventerrein van Casus 4 bestaat uit vier bedrijven, twee afvalverwerkingsbedrijven, een windpark en een zonnepark. Bedrijven hebben de wens om uit te breiden en meer bedrijfsprocessen te elektrificeren. Ook voor dit bedrijventerrein geldt dat er voorlopig geen extra afname mogelijk is. Een energiehubs biedt de mogelijkheid om lokaal vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen, en gebruik te maken van restcapaciteit voor afname.

Door de energiehubs kunnen twee extra zonneparken gerealiseerd worden, met een totaal geïnstalleerd vermogen van 34 MW_p. Daarnaast wordt er geïnvesteerd in een gezamenlijke batterij van 4,4 MWh (en 1,7 MW) om zodoende lokale energieoverschotten op te slaan, en deze te gebruiken op momenten met tekorten.

Figuur 18 - Illustratie van het referentiescenario en de energiehub voor de Casus 4



De belangrijkste effecten en energetische gegevens van de energiehub zijn weergegeven in Tabel 35, Tabel 36 en Tabel 37. Door de komst van de energiehub wordt er fors geïnvesteerd in additionele zon-pv, waardoor de totale opwek en invoeding van hernieuwbare energie toeneemt. Ten opzichte van de situatie na netverzwaring bedraagt dit respectievelijk +56 en +58%. Het valt op dat ondanks deze toename de jaarlijkse curtailment afneemt, wat verklaard wordt doordat meer opgewekte energie direct wordt verbruikt door de energiehub en niet gecurtaild hoeft te worden door een tekort aan transportvermogen voor invoeding. Na netverzwaring kunnen alle lokale overschotten worden ingevoerd, waardoor er geen curtailment meer is. Door de extra opwek neemt de energiehub als geheel ook 18% minder elektriciteit af van het net (dat wil zeggen van de energieleverancier).

De extra invoeding in de situatie met energiehub leidt wel tot een hogere belasting op het net ten opzichte van het referentiescenario voor netverzwaring. In de situatie nadat de netverzwaring heeft plaatsgevonden is de invoedingspiek beperkt hoger ten opzichte van de situatie met energiehub. De afnamepiek neemt juist af, circa -38%.

Tabel 35 - Eigenschappen Casus 4

Eigenschap	Referentie	Met energiehub
Aantal bedrijven	4 bedrijven, 2 afvalverwerkingsbedrijven, 1 windpark, 1 zonnepark	
Additionele maatregelen	<ul style="list-style-type: none"> 4 batterijen met in totaal een capaciteit van 8,8 MWh 4 aggregaten van in totaal een opgesteld vermogen van 2,2 MW 	<ul style="list-style-type: none"> 1 batterij van 4,3 MWh 1 aggregaat van 0,8 MW
Effect energiehub	<ul style="list-style-type: none"> leder bedrijf investeert individueel in een batterij en aggregaat 	<ul style="list-style-type: none"> Extra opwek uit zon-pv Gezamenlijke investering in een batterij en aggregaat Meer invoeding op het net mogelijk. Meer direct verbruik van lokale opwek
Transportvermogen	<ul style="list-style-type: none"> Invoeding: individueel in totaal 33,2 MW, verdeeld over 5 bedrijven Afname: individueel in totaal 11,8 MW, verdeeld over 6 bedrijven 	<ul style="list-style-type: none"> Invoeding: collectief 23,1 MW Afname: collectief 3,9 MW

Tabel 36 - Energetische eigenschappen voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 4. Percentages in de kolom 'Met energiehub' zijn ten opzichte van de referentie na netverzwaring

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Jaarlijkse energievraag	32,8	32,8	32,8 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse gefaciliteerde energievraag	32,8	32,8	32,8 (0%)	GWh/jaar
Jaarlijkse afname afkomstig van de energieleverancier	8,6	6,2	5,0 (-18%)	GWh/jaar
Jaarlijkse invoeding die wordt teruggeleverd aan het net (alleen hernieuwbaar)	-32,0	-37,9	-60,0 (+58%)	GWh/jaar
Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie (incl. curtailment)	44,2	44,2	69,0 (+56%)	GWh/jaar
Jaarlijkse curtailment	8,4	0,0	1,5	GWh/jaar
Jaarlijkse productie uit dieselaggregaat	270,8	0,0	0,3	MWh/jaar

Tabel 37 - Maximale belasting van het bedrijventerrein op onderstation voor Casus 4.

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Maximale afnamepiek op onderstation	6,66	6,32	3,9 (-38%)	MW
Maximale invoedingspiek op onderstation	-20,62	-24,38	-23,1 (-5%)	MW

A.4.2 Maatschappelijke waarde Casus 4

In Tabel 38 staat een samenvatting van de welvaartsanalyse voor Casus 4. We zien dat de maatschappelijke waarde van de energiehub ten opzichte van de referentie negatief uitvalt. De voornaamste welvaartseffecten zijn de aanschaf van 34 MW_p aan zon-pv, wat significante baten oplevert door uitgespaarde kosten door meer invoeding op en minder afname van het net.

In het vervolg van deze paragraaf gaan we dieper in op de geschatte directe, indirecte en externe effecten.

Tabel 38 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 4; effecten t.o.v. referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub vs. referentie
Directe effecten	
– Kosten aanschaf en gebruik duurzame opwek	-48,3
– Kosten aanschaf en gebruik opslag	1,3
– Kosten aanschaf en gebruik aggregaat	1,0
– Verzwaren netaansluiting	0,0
– Directe opbrengsten duurzame opwek	26,3
– Bruto productiviteitswinst (bbp)	0,0
Subtotaal	-19,6
Indirecte effecten	
– Lokale netverzwaring	0,1
– Diepe netverzwaring	+ of 0
– Werkgelegenheid	0,0
– (Vermeden) kosten netverlies	0,0
– Verlagen onbalans	+
Subtotaal	0,1
Externe effecten	
– CO ₂ -emissies tijdens verbruik	€ 4,8
– CO ₂ (-eq.)-emissies in keten levenscyclus	-€ 4,6
– Ruimtelijke effecten	0,0
Subtotaal	0,2
Totaal	-19,4

Directe effecten

De energiehubs voorziet een **investering** in zon-pv, een batterij en een aggregaat. In de referentie investeren bedrijven ook in een batterij (groter vermogen dan de energiehubs) en een aggregaat (ook groter vermogen dan de energiehubs). De operationele kosten voor de infrastructuur zijn ook meegenomen in de kosten in Tabel 38. De realisatie van 34 MW_p aan zon-pv is veruit de grootste kostenpost.

Het **verzwaren van de netaansluiting** is nodig in zowel de referentie als de energiehubs. Voor het transporteren van elektriciteit naar het net is altijd een grotere aansluiting vereist, ook in de energiehubs waar lokale uitwisseling wordt gefaciliteerd door het net van de netbeheerder. Daardoor is deze post € 0; er is geen verschil ten opzichte van de referentie.

De realisatie van **extra opwek** (zon-pv) leidt tot significant welvaartseffecten door extra invoeding (€ 9 miljoen) en minder afname (€ 17 miljoen). Dit effect zwakt af vanaf 2030 onder de aanname dat de congestieproblemen in de regio opgelost zijn en bedrijven in de referentie meer elektriciteit kunnen afnemen en invoeden. We hebben daarom aangenomen dat het aggregaat vanaf dat moment niet meer wordt ingezet.

Indirecte effecten

Lokale/diepe netverzwaring zijn de vereiste investeringen van de netbeheerder om elektriciteit te kunnen transporteren naar de aangeslotenen. Er is een vrijwel directe relatie tussen de piekvraag van de bedrijven gezamenlijk op het lokale netstation. In de referentie nemen we aan dat er grote transportvermogen worden aangevraagd en extra netbelasting wordt gerealiseerd na dat netverzwaring in 2031. Er zijn dan twee opties:

1. Energiehub blijft bestaan na 2031. Er zijn dan geen netverzwaring nodig in het scenario met energiehub waardoor er een maatschappelijk voordeel is ten opzichte van de referentie.
2. Energiehub wordt opgeheven en partijen vragen individueel een groter transportvermogen aan na 2031. In dit geval is er geen kostenvoordeel aangezien dezelfde netverzwaring gerealiseerd moet worden na 2031.

Als we er van uitgaan dat de bespaarde netbelasting leidt tot uitgespaarde netverzwaring, is dit 1,3 MW (zie Tabel 37). De totale netinvestering voor een dergelijke verzwaring zijn circa € 0,2 miljoen. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 45 jaar voor deze netinvestering, zullen de totale lasten over 10 jaar naar verwachting ongeveer € 0,1 miljoen bedragen.

Een energiehub kan de **onbalans verlagen** in het systeem. Onbalans ontstaat door een plotselinge wijziging in het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik of -afname. Bijvoorbeeld doordat een bedrijf ineens meer stroom nodig heeft productie of dat er een wolk is voor de zon waardoor er minder zon-pv-productie plaatsvindt. Door meer lokale afstemming van energie dient onbalans niet meer centraal in het systeem opgelost te worden. De voorwaarde hiervoor is wel dat de lokale assets snel op elkaar reageren. Als bedrijven niet hun energieverbruik en -afname op elkaar aanpassen, dan wordt de onbalans niet veranderd ten opzichte van de referentie situatie. De toevoeging van een batterij in deze casus maakt de kans groter dat er ingespeeld kan worden op (lokale) onbalans.

Externe effecten

Tabel 39 geeft een overzicht van de vermeden **CO₂-emissies** door realisatie van de energiehub. We zien dat extra invoeding van zon-pv leidt tot de grootste CO₂-reductie. Deze baten nemen wat af vanaf het moment dat de lokale netcongestie oplost en er in de referentie meer kan worden ingevoerd door bedrijven.

Tabel 39 - Vermeden en extra emissies energiehub (t.o.v. referentie), 2025-2034

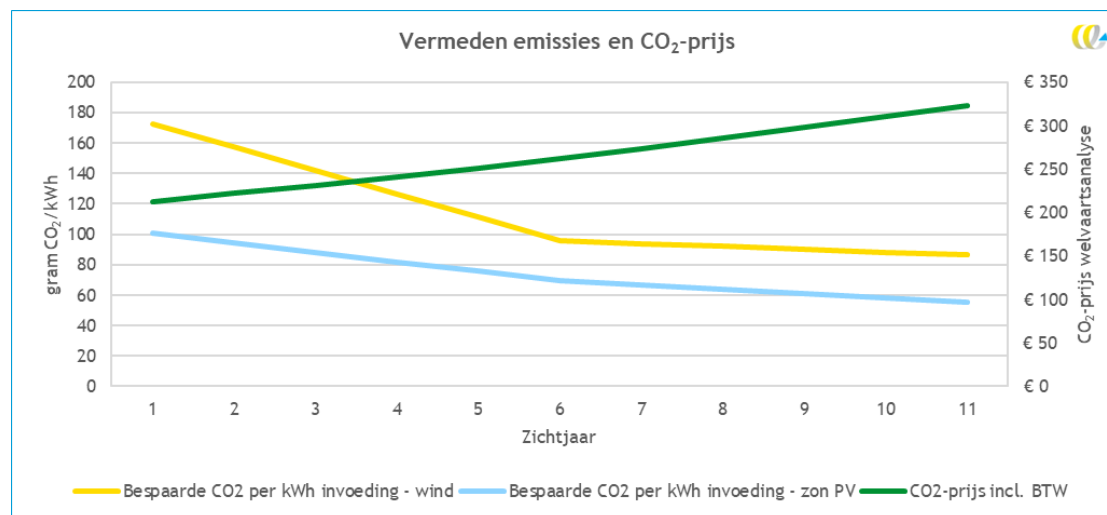
	CO ₂ -emissies (ton)	Welvaartseffect
Afname elektriciteit	-2.700	€ 610.000
Additionele invoeding (zon-pv)	-15.900	€ 3.650.000
Additionele invoeding (wind)	-1.600	€ 340.000
Netverlies	-100	€ 10.000
Aggregaat	-700	€ 160.000

Het CO₂-effect is in totaliteit dus vrij beperkt; slechts € 3 miljoen. Alle aannames hiervoor zijn opgenomen in Bijlage B.3 en weergegeven in Figuur 19. De emissies die vermeden worden met zon-pv nemen sterk af.



In het gehanteerde scenario ‘Nationale drijfveren’ van de netbeheerders vervangt in 2025 zon-pv 22% van de geproduceerde uren een gascentrale en in 2035 nog maar 12%. Daarmee nemen de vermeden emissies af; waardoor het CO₂-effect kleiner wordt.

Figuur 19 - Vermeden emissies en CO₂-prijs



De ruimtelijke effecten hebben we niet gemonetariseerd. Het ruimtegebruik is 450 m² voor de aggregaat en 350 m² voor batterijen in het referentiescenario. In de energiehub is er een beperkt lager ruimteverbruik van 150 m² voor de aggregaat en blijft de hoeveelheid vereiste ruimte voor de batterij gelijk. Alhoewel de exacte locatie van deze componenten niet bekend is, zullen deze op het bedrijventerrein worden geplaatst. Daarmee is de visuele- en geluidshinder voor omwonenden beperkt, en zal ook het biodiversiteitsverlies door ruimtegebruik beperkt zijn. Daarentegen staat het de ruimte die in beslag wordt genomen niet voor andere activiteiten benut kan worden; dit effect hebben we niet kunnen monetariseren.

A.4.3 Eindgebruikerskosten Casus 4

Over de periode 2025 tot 2035 zijn de totale eindgebruikerskosten voor de situatie met energiehub circa 111% hoger dan voor het referentiescenario waar er geen energiehub wordt gevormd.

Doordat er in deze casus fors wordt geïnvesteerd in hernieuwbare opwek uit zon stijgen de afschrijf- en onderhoudskosten voor alle assets fors in vergelijking tot het referentiescenario. Daartegenover staan extra opbrengsten voor teruglevering. Doordat de energiehub gebruik maakt van haar eigen lokale opwek zijn de energiekosten voor afname ook lager.

De totale netbeheerkosten voor de energiehub zijn fors lager, circa -54%, dan die voor het referentiescenario. Dit is grotendeels te verklaren doordat het totale gecontracteerde vermogen van de energiehub voor afname 67% lager is dan in het referentiescenario waardoor de netbeheerkosten voor de kWmax- en kW-contracttarieven ook fors afnemen. Doordat de energiehub in de afnemercategorie ‘Afnemers Trafo HS+TS/MS’ valt, hoeft de energiehub geen kWh-tarief te betalen, terwijl voor een aantal ondernemingen in het referentiescenario dit wel het geval is.



In het referentiescenario wordt er nog voor € 0,52 miljoen aan diesel verbruikt voor de periode 2025 tot 2035, terwijl dit voor de energiehub nihil is.

De hogere totaalkosten voor de energiehub worden met name bepaald door de hogere afschrijfkosten van de additionele zon-pv. Kijkend naar de periode 2025 tot 2035 dan zijn de inkomsten van zon-pv zijn dus minder hoog dan de kosten; terwijl de terugverdientijd van de investering rendabel blijft (zie Paragraaf A.4.4).

Tabel 40 - Totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie zonder en met energiehub voor Casus 4 voor de periode 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring vanaf 2031	Met energiehub	Vershil (%)
Energiehub realiseren	Afschrijfkosten energiehub realiseren	0	0,7	
Assets	Afschrijfkosten assets	2,4	61,1	2446%
	Onderhoudskosten assets	0,5	5	1011%
	Kosten dieselverbruik	0,5	0	-100%
Energiekosten	Energiebelasting (incl. btw)*	10,4	10,5	1%
	Energiekosten voor afname (incl. btw)	29,3	6,3	-78%
	Marge energieleverancier (incl. btw)	5,6	1,2	-79%
	Opbrengsten door teruglevering (excl. btw)	-46,6	-56,3	21%
	SDE++	0	0	
	Totale energiekosten		-1,2	-38,3
Netbeheerkosten	Bestaande uit kWmax, kWcontract, kosten voor vastrecht en kWh-tarief (indien van toepassing).	14,1	6,5	-54%
Netverzwaring	Kosten voor netverzwaring	0,1	0	-100%
Totaal		16,3	34,3	111%

* Merk op dat de energiebelasting op individueel bedrijfsniveau wordt berekend, ook voor de situatie met de energiehub.

A.4.4 Businesscase Casus 4

Op basis van de energie- en netbeheerkosten uit de vorige paragraaf en de investeringskosten en operationele kosten voor zon-pv, de batterij en het aggregaat hebben we voor de energiehub als geheel de businesscase berekend. De resultaten hiervan staan gepresenteerd in Tabel 41. De businesscase van de totale energiehub (inclusief investeringen in zon) worden terugverdiend in 11 tot 12 jaar. Dit is lager dan de basisberekening voor zon en wind in de SDE++; die is namelijk 15 tot 16 jaar.

Tabel 41 - Businesscase energiehub Casus 4

	Uitkomst
Terugverdientijd (TVT)	11 tot 12 jaar



A.5 Casus 5

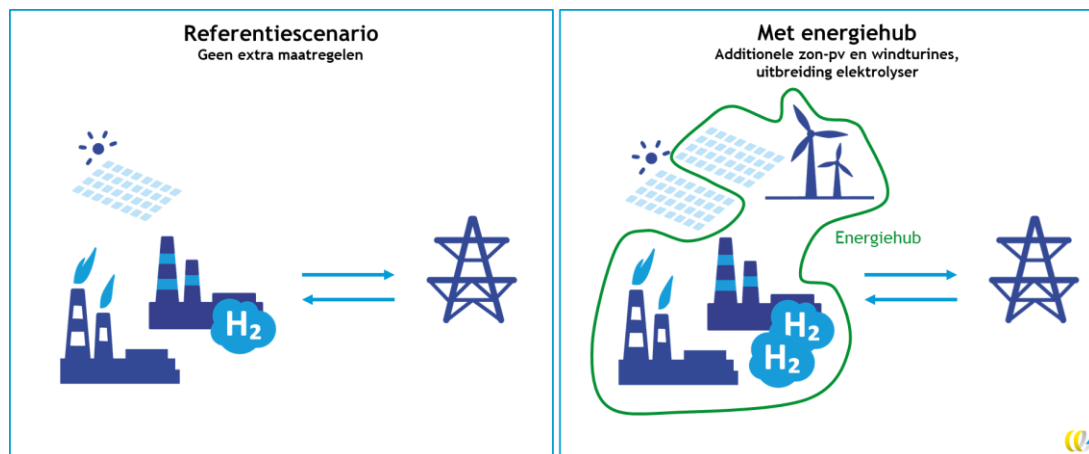
A.5.1 Casusbeschrijving

De energiehub op het bedrijventerrein van Casus 5 bestaat uit een samenwerking tussen twee grote energie-afnemers, twee zonneparken en een windmolenpark. Deze samenwerking biedt de mogelijkheid voor een uitbreiding van hernieuwbare opwek op deze parken, terwijl ook meer energie afgenomen kan worden onder andere door de productie van groene waterstof.

Met de energiehub kan er 15 MWp aan zon-pv (met een uitgangsspanning van 7,5 MWp door de omvormer) en 8,4 MWp aan wind worden bijgeplaatst. Deze investeringen worden door de energiehub gezamenlijk gedragen. Een van de grote afnemers is een waterstoffabriek die het voornemen heeft op te investeren in een 4 MW elektrolyser, waar de elektrolyser wordt gevoed door elektriciteit afkomstig uit het net (referentiescenario). Door de komst van de energiehub en investeringen in additionele zon-pv en wind, kan deze elektrolyser worden opgeschaald naar 8 MW. In deze analyse nemen we aan dat de additionele hernieuwbare opwek direct gebruikt kan worden voor de productie van waterstof en de overige energievraag, waarbij deze koppeling contractueel gemaakt wordt door een PPA. In zowel het referentiescenario als de situatie met energiehub is de inzet van de elektrolyser afgestemd op de productie op zon en wind, zodat enkel groene waterstof geproduceerd wordt. De vollasturen van de elektrolyser zijn voor beide situaties gelijk.

Merk op dat alleen de industriële afnemer, waterstoffabriek, en additionele opwek onderdeel zijn van de energiehub. We nemen aan dat het bestaande opgestelde vermogen voor de twee zonneparken en windpark geen onderdeel zijn van deze energiehub. Daarnaast heeft de energiehub ook geen gecontracteerd vermogen voor invoeding.

Figuur 20 - Illustratie van het referentiescenario en de energiehub voor de Casus 5. De bestaande zonneparken en windpark maken geen deel uit van de energiehub



Tabel 42 - Eigenschappen Casus 5. * Merk op, invoeding afkomstig uit de bestaande zonneparken en windpark niet is meegenomen in beide scenario's; ze maken geen onderdeel uit van de energiehub

Eigenschap	Referentie	Met energiehub
Aantal bedrijven	1 grote industriële afnemer, 1 waterstoffabriek, 2 zonneparken en 1 windpark	
Effect energiehub	<ul style="list-style-type: none"> – Geen additionele hernieuwbare opwek – Productie groene waterstof gelimiteerd door gecontracteerd vermogen voor afname 	<ul style="list-style-type: none"> – Door de energiehub wordt meer hernieuwbare opwek gerealiseerd – Twee keer zoveel groene waterstof kan worden geproduceerd
Transportvermogen	<ul style="list-style-type: none"> – Invoeding: individueel in totaal 0 MW* – Afname: individueel in totaal 17,1 MW, verdeeld over 2 bedrijven 	<ul style="list-style-type: none"> – Invoeding: collectief 0 MW* – Afname: collectief 17,1 MW

Door de vergroting van het vermogen van de elektrolyser van 4 MW naar 8 MW is de jaarlijkse energievraag van energiehub meer dan in het referentiescenario. Door de additionele hernieuwbare opwek hoeft, ondanks de grotere energievraag, de energiehub circa 30% minder energie in te kopen van de energieleverancier. Ondanks het feit dat de energiehub geen contracteerd vermogen heeft voor invoeding, kan het overgrote deel van de hernieuwbare opwek direct worden afgenomen door de energiehub, waardoor er weinig curtailment is.

De energiehub heeft een positief effect op de maximale netbelasting, welke circa 27% lager is dan het referentiescenario.

Tabel 43 - Energetische eigenschappen voor de situatie zonder - en met energiehub voor Casus 5. Percentages in de kolom 'Met energiehub' zijn ten opzichte van de referentie na netverzwaring.

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Jaarlijkse energievraag	61,4	61,4	76,9 (+25%)	GWh/jaar
Jaarlijkse gefaciliteerde energievraag	61,4	61,4	76,9 (+25%)	GWh/jaar
Jaarlijkse afname afkomstig van de energieleverancier	61,4	61,4	43,3 (-30%)	GWh/jaar
Jaarlijkse invoeding die wordt teruggeleverd aan het net	0,0	0,0	0,0	GWh/jaar
Jaarlijkse hernieuwbare elektriciteitsproductie (incl. curtailment)	0,0	0,0	33,9	GWh/jaar
Jaarlijkse curtailment	0,0	0,0	0,2	GWh/jaar

Tabel 44 - Maximale belasting van het bedrijventerrein op onderstation voor Casus 5. *De bestaande assets van de twee zonneparken en windpark zijn niet meegenomen in deze analyse

Kenmerk	Referentie	Referentie na netverzwaring	Met energiehub	Eenheid
Maximale afnamepiek op onderstation	14,28	14,28	10,41 (-27%)	MW
Maximale invoedingspiek op onderstation*	0,0	0,0	0,0	MW

A.5.2 Maatschappelijke waarde Casus 5

In Tabel 45 staat een samenvatting van de welvaartsanalyse voor Casus 5. We zien dat de maatschappelijke waarde van de energiehubs ten opzichte van de referentie negatief uitvalt. Het grootste welvaartseffect voor de energiehubs ontstaat door directe opbrengsten voor opwek en waterstof en de vermeden CO₂-emissies. De kosten voor de realisatie van duurzame opwek en elektrolyse zijn echter grotere kostenposten.

In de welvaartsanalyse heeft de elektrolyser specifieke effecten. De directe effecten van de elektrolyser zijn negatief: de CAPEX en OPEX kennen een directe kosten van € 15,1 miljoen en de directe opbrengsten zijn € 4,8 miljoen. Daarbij is gerekend met een marktprijs gelijk aan de kostprijs van grijze waterstof zonder CO₂-kosten, deze vallen onder de externe effecten.

De elektrolyse resulteert dus ook in lagere CO₂-emissies in verbruik (€ 2,5 miljoen) en ketenemissies gedurende productie van de elektrolyser (€ 1 miljoen).

In het vervolg van deze paragraaf gaan we dieper in op de geschatte directe, indirecte en externe effecten.

Tabel 45 - Welvaartsanalyse energiehubs Casus 5; effecten ten opzichte van de referentie, 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

	Energiehub vs. referentie
Directe effecten	
– Aanschaf en gebruik duurzame opwek	-36,0
– Aanschaf en gebruik opslag	0,0
– Aanschaf en gebruik aggregaat	0,0
– Aanschaf en gebruik elektrolyser	-15,1
– Verzwaren netaansluiting	0,0
– Directe opbrengsten duurzame opwek	16,3
– Directe opbrengsten waterstof	4,8
– Bruto productiviteitswinst (bbp)	0,0
Subtotaal	-30,0
Indirecte effecten	
– Lokale netverzwaring	0,2
– Diepe netverzwaring	+ of 0
– Werkgelegenheid	0,0
– (Vermeden) kosten netverlies	0,1
– Verlagen onbalans	+
Subtotaal	0,3
Externe effecten	
– CO ₂ -emissies verbruik	7,3
– CO ₂ -emissies keten	-2,8
– Ruimtelijke effecten	-4,6
Subtotaal	-0,0
Totaal	-29,6

Directe effecten

De energiehub voorziet een **investering** in duurzame opwek (zon-pv en een windmolen), een elektrolyser. In de referentie hebben we aangenomen dat de bedrijven een elektrolyser van 4 MW realiseren en in het energiehubscenario een totaal vermogen van 8 GW. Daarnaast wordt additionele zon en wind gerealiseerd. De totale kosten van de zon-pv is € 20 miljoen, wind € 15 miljoen en de elektrolyser € 15 miljoen.

Het **verzwaren van de netaansluiting** is nodig in zowel de referentie als de energiehub. Voor het transporteren van elektriciteit naar het net is altijd een grotere aansluiting vereist, ook in de energiehub waar lokale uitwisseling wordt gefaciliteerd door het net van de netbeheerder. Daardoor is deze post € 0; er is geen verschil ten opzichte van de referentie.

De realisatie van **extra opwek** (wind en zon-pv) tot een welvaartseffect door extra invoeding op het elektriciteitsnet en door extra eigen gebruik de opgewekte elektriciteit (leidend tot minder afname van het net). Het verschil in afname van het net door meer eigen verbruik levert de meeste welvaartswinst op. Dit effect versterkt vanaf 2031 onder de aanname dat de congestieproblemen in de regio opgelost zijn en bedrijven meer elektriciteit kunnen afnemen (en dit in de referentie ook doen, tot het niveau dat bedrijven evenveel elektriciteit verbruiken als in het energiehubscenario). De extra opbrengsten (of vermeden kosten) door additionele invoeding leveren ook baten op voor de energiehub, maar dit effect vlakt vanaf 2031 af wanneer de bedrijven in de referentie ook weer meer (zon-pv) kunnen invoeden. De totale baten zijn € 16 miljoen.

Daarnaast zijn er directe baten door de **verkoop van groene waterstof**. Hiervoor is gerekend met de verwachte kostprijs van grijze waterstof zonder de CO₂-kosten; deze zijn onderdeel van de externe effecten. De totale baten daarvan zijn € 4,8 miljoen.

Indirecte effecten

Lokale/diepe netverzwaring zijn de vereiste investeringen van de netbeheerder om elektriciteit te kunnen transporteren naar de aangeslotenen. Er is een vrijwel directe relatie tussen de piekvraag van de bedrijven gezamenlijk op het lokale netstation. In de referentie nemen we aan dat er grote transportvermogen worden aangevraagd en extra netbelasting wordt gerealiseerd na dat netverzwaring in 2031. Er zijn dan twee opties:

1. Energiehub blijft bestaan na 2031. Er zijn dan geen netverzwaring nodig in het scenario met energiehub waardoor er een maatschappelijk voordeel is ten opzichte van de referentie.
2. Energiehub wordt opgeheven en partijen vragen individueel een groter transportvermogen aan na 2031. In dit geval is er geen kostenvoordeel aangezien dezelfde netverzwaring gerealiseerd moet worden na 2031.

Het verschil in netbelasting tussen de twee situaties bepaalt de uitgespaarde netverzwaring, welke 3,9 MW bedraagt (zie Tabel 44). De totale netinvestering voor een dergelijke verzwaring zijn circa € 0,6 miljoen. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 45 jaar voor deze netinvestering, zullen de totale lasten over 10 jaar naar verwachting ongeveer € 0,2 miljoen bedragen.

Doordat er met de energiehub minder elektriciteit van het net hoeft te worden afgenomen, treedt er minder **netverlies** van elektriciteit op. Het totale welvaartseffect hiervan is beperkt (zo'n € 150.000).

Een energiehub kan de **onbalans verlagen** in het systeem. Onbalans ontstaat door een plotselinge wijziging in het geprognosticeerde elektriciteitsverbruik of -afname. Bijvoorbeeld doordat een bedrijf ineens meer stroom nodig heeft productie of dat er een wolk is voor de zon waardoor er minder zon-pv-productie plaatsvindt. Door meer lokale afstemming van energie dient onbalans niet meer centraal in het systeem opgelost te worden. De voorwaarde hiervoor is wel dat de lokale assets snel op elkaar reageren. Als bedrijven niet hun energieverbruik en -afname op elkaar aanpassen, dan wordt de onbalans niet veranderd ten opzichte van de referentie situatie.

Externe effecten

Tabel 46 geeft een overzicht van de vermeden en extra **CO₂-emissies** door realisatie van de energiehub.

Tabel 46 - Vermeden en extra emissies energiehub (t.o.v. referentie), 2025-2034

	CO ₂ -emissies (ton)	Welvaartseffect
Afname elektriciteit	-16.700	€ 3.750.000
Additionele invoeding (zon-pv)	- 0	€ 0
Additionele invoeding (wind)	- 0	€ 0
Netverlies	- 0	€ 0
Aggregaat	- 0	€ 0
Vervanging grijze waterstof	-15.800	€ 3.500.000

De ketenemissies bestaan uit de kosten voor de elektrolyzers van € 0,3 miljoen, zon-pv van € 1,9 miljoen en wind van € 0,5 miljoen.

De voornaamste externe kosten door **ruimtelijke effecten** ontstaan door de realisatie van een windmolen. Conform de methodiek zoals toegepast in Casus 1, bedragen de externe kosten van het ruimtelijke effect van een windmolen maximaal € 4,6 miljoen.

De ruimtelijke effecten hebben we niet gemonetariseerd. Het ruimtegebruik is 200 m² voor de windmolen en 200.000 m² voor het zonnepark. Alhoewel de exacte locatie van deze componenten niet bekend is, zullen deze op het bedrijventerrein worden geplaatst. Daarmee is de visuele- en geluidshinder voor omwonenden beperkt, en zal ook het biodiversiteitsverlies door ruimtegebruik beperkt zijn. Daarentegen staat het de ruimte die in beslag wordt genomen niet voor andere activiteiten benut kan worden; dit effect hebben we niet kunnen monetariseren.

A.5.3 Eindgebruikerskosten Casus 5

Over de periode 2025 tot 2035 zijn de totale eindgebruikerskosten voor de situatie met energiehub circa 3% hoger dan voor het referentiescenario waar er geen energiehub wordt gevormd.

Doordat er in deze casus fors wordt geïnvesteerd in hernieuwbare opwek uit zon en wind, en uitbreiding van de elektrolyser voor de productie van waterstof, stijgen de afschrijf- en onderhoudskosten voor alle assets fors in vergelijking tot het referentiescenario.

Daartegenover staan fors lagere kosten voor energieafname doordat de energiehub gebruik maakt van haar eigen lokale opwek, en twee keer hogere opbrengsten uit de verkoop van

groene waterstof. Voor de productie van groene waterstof ontvangt de producent ook SDE+-subsidie, welke ook twee maal hoger is voor de situatie met energiehub.

De totale netbeheerkosten voor de energiehub zijn circa 19% lager dan die voor het referentiescenario.

De hogere totaalkosten voor de energiehub worden met name bepaald door de hogere afschrijfkosten van de additionele zon-pv, windturbines en elektrolyser. Kijkend naar de periode 2025 tot 2035 dan zijn de inkomsten die hieruit worden gegenereerd dus minder hoog dan de kosten. Merk op, dat er wel een dat deze investering een terugverdientijd kent die lager is dan de technische levensduur (zie Paragraaf A.5.4).

Tabel 47 - Totale niet-verdisconteerde eindgebruikerskosten voor de situatie zonder en met energiehub voor Casus 5 voor de periode 2025-2034, bedragen in mln. €₂₀₂₄

Kostencategorie	Kostenpost	Referentie met netverzwaring in 2030	Met energiehub	Vershil (%)
Energiehub realiseren	Afschrijfkosten energiehub realiseren	0	0,7	
Assets	Afschrijfkosten assets	15,6	72,6	365%
	Onderhoudskosten assets	3,2	12,1	278%
	Opbrengsten verkoop groene waterstof	-8,9	-17,8	100%
	Kosten dieselverbruik	0	0	
Energiekosten	Energiebelasting (incl. btw)*	10,9	11,7	7%
	Energiekosten voor afname (incl. btw)	72,8	51,3	-30%
	Marge energieleverancier (incl. btw)	14,9	10,5	-30%
	Opbrengsten door teruglevering (excl. btw)	0	0	
	SDE++	-26,4	-52,9	100%
	Totale energiekosten	72,2	20,6	-71%
Netbeheerkosten	Bestaande uit kWmax, kWcontract, kosten voor vastrecht en kWh-tarief (incl. btw)	13,4	10,8	-19%
Netverzwaring	Kosten voor netverzwaring	0,2	0	-100%
Totaal		95,7	98,3	3%

* Merk op dat de energiebelasting op individueel bedrijfsniveau wordt berekend, ook voor de situatie met de energiehub.

A.5.4 Businesscase Casus 5

Op basis van de energie- en netbeheerkosten uit de vorige paragraaf en de investeringskosten en operationele kosten voor de windmolen, zon-pv en elektrolyzers hebben we voor de energiehub als geheel de businesscase berekend. De resultaten hiervan staan gepresenteerd in Tabel 48.

Tabel 48 - Businesscase energiehub Casus 5

	Uitkomst
Terugverdientijd (TVT)	10 tot 11 jaar



B Methode


B.1 Welvaartsanalyse

Een mkba of welvaartsanalyse maakt onderscheid tussen de volgende effecten:

- **Directe effecten:** de voor- en nadelen van het projectalternatief (een energiehub) ten opzichte van de referentie voor de exploitant (de bedrijven in de energiehub). Het gaat hierbij met name om investeringskosten, exploitatiekosten en opbrengsten voor de bedrijven.
- **Indirecte effecten:** de effecten die voortvloeien uit de directe effecten van het projectalternatief en de referentie. In deze studie gaat het bijvoorbeeld om effecten op het elektriciteitsnet- en systeem (lokale netverzwaring, diepe netverzwaring, onbalans, vermeden netverlies), maar ook om de doorwerking op de arbeidsmarkt als gevolg van extra economische activiteiten. Hierbij moet de nuance worden geplaatst dat het pas welvaart oplevert als een werkloze aan een baan geholpen wordt en dat op lange termijn de effecten vaak beperkt zijn.
- **Externe effecten:** dit betreffen de effecten (maatschappelijke kosten en baten) die onbedoeld zijn door de gebruiker en nog niet zijn geïnternaliseerd in de directe kosten. Deze zijn vaak moeilijk in geld uit te drukken omdat markten, en dus prijzen, ontbreken. Hieronder vallen effecten op milieu en ruimtelijke effecten voor de omwonenden.

De welvaartseffecten van energiehub zijn weergegeven in Figuur 21. Een deel van deze waarden zijn kosten en een deel zijn baten. Daarnaast is een gedeelte onderdeel van businesscases van bedrijven in de energiehub, netbeheerder of energieleverancier, terwijl een ander gedeelte (zoals ruimtelijke en milieu effecten) niet is geïnternaliseerd in deze kosten. Deze studie richt zich op het analyseren van deze welvaartseffecten om de maatschappelijke waarde van energiehub te bepalen. In de volgende paragrafen lichten we deze welvaartseffecten verder toe.

Figuur 21 - Welvaartseffecten van een energiehub

Welvaartseffecten energiehub 			
	Directe effecten	Indirecte effecten	Externe effecten
Kosten bedrijven	- Investeringskosten - Operationele kosten		
Baten bedrijven	- Extra bedrijvigheid - Extra invoeding op het net - Minder afname van het net		
Baten elektriciteitsnet en -systeem	- Netaansluitingen verzwaren	- Vermeden netverzwaring (lokaal en/of diep) - Vermeden netverlies - Verlagen onbalans	
Kosten en baten maatschappij		- Extra werkgelegenheid	- CO ₂ -emissies - Ruimtelijke effecten - Milieueffecten - Luchtkwaliteit



Enkele belangrijke aannames en uitgangspunten ten aanzien van de afbakening:

- De looptijd van de analyse is 10 jaar en beslaat de periode 2025-2034. In een mkba of welvaartsanalyse wordt doorgaans naar een langere periode gekeken. Door de grote onzekerheid over meerdere factoren (energieprijzen, kosten, vraagontwikkelingen, etc.) hebben we echter gekozen voor een periode van 10 jaar.
- De kosten en baten worden uitgedrukt in het prijspeil van 2024. De resultaten worden gepresenteerd in een contante waarde over de hele looptijd van de analyse. Alle kosten en baten worden verrekend met een discontovoet van 2,25%, conform aanbevelingen van de Werkgroep Discontovoet (Ministerie van Financiën, 2020).
- In de modellering zijn we ervan uit gegaan dat de elektriciteitsvraag voor een bedrijventerrein gelijk blijft over de gehele looptijd van de analyse (2025-2034). Gedurende deze periode veronderstellen we dat er geen ingroeipad is voor de toename in elektriciteitsverbruik en productie (voor en na 2025).

B.1.1 Directe effecten

Tabel 49 geeft een kort overzicht weer van de *directe* effecten die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de bedrijven uit de energiehubs. In het vervolg van deze paragraaf werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

Tabel 49 - Overzicht directe effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat de kost of baat neer?
Investerings- en operationele kosten infrastructuur	CAPEX en OPEX van nieuwe infrastructuur: opwek, opslag, (verzwaren) netaansluiting, etc.	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehubs
Productiviteitswinst (<i>afnamecongestie</i>)	Productiviteitswinst voor bedrijven in de energiehubs, benaderd door de voor de betreffende sector gemiddelde toegevoegde waarde (BBP) per eenheid elektriciteitsverbruik (MWh) te vermenigvuldigen met het door de energiehubs mogelijk gemaakte additionele elektriciteitsverbruik.	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehubs
Directe opbrengsten extra opwek (<i>invoedingscongestie</i>)	Directe opbrengsten van de opgewekte hernieuwbare energie (voor bedrijven uit de energiehubs) door: <ul style="list-style-type: none"> – additionele (t.o.v. referentie) invoeding op het net – uitgespaarde kosten door verminderde afname van het net 	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehubs
Verzwaren netaansluiting	Extra of vermeden kosten voor verzwaren netaansluiting door realisatie energiehubs	Kwantitatief	Bedrijven/ energiehubs

Investerings- en operationele kosten infrastructuur

Als er bij een energiehubs nieuwe infrastructuur gerealiseerd wordt, nemen we als welvaartseffect de investeringskosten (CAPEX) en operationele kosten (OPEX) hiervan mee. Dit omvat bijvoorbeeld de kosten voor het realiseren van extra opwek (zon, wind, aggregaten), energieopslag en technieken voor energiesturing en de (jaarlijkse) operationele kosten voor het in stand houden en inzetten van deze technieken. De kosteninschattingen zijn aangeleverd door de energiehubs.

Productiviteitswinst

Een van de beoogde effecten van een energiehub is dat het ervoor kan zorgen dat bedrijven meer elektriciteit kunnen gebruiken dan zonder energiehub mogelijk zou zijn. Dit kan leiden tot een productiviteitswinst voor (bedrijven in) de energiehub, doordat bestaande bedrijven hun productieproces kunnen uitbreiden of nieuwe bedrijven zich hier kunnen vestigen. Een manier om de maatschappelijke waarde van deze productiviteitswinst te moneteriseren is door te kijken naar de gemiddelde economische toegevoegde (het bruto binnenlands product of BBP) per eenheid elektriciteitsverbruik (MWh) per sector (Ecorys, 2024). Het bruto welvaartseffect kan vervolgens bepaald worden door dit te vermenigvuldigen met het extra elektriciteitsverbruik dat mogelijk wordt gemaakt door de energiehub:

$$\text{Bruto productiviteitswinst} = \text{BBP per MWh} \times \text{add. elektriciteitsverbruik}$$

waar

$$\text{BBP per MWh} = \frac{\text{BBP sector}}{\text{Elektriciteitsconsumptie sector}}$$

Het BBP per MWh hebben we op basis van gegevens van het CBS bepaald⁷ voor sectoren op 2^e digit SBI-niveau. Een overzicht is opgenomen in de Ecorys studie (Ecorys, 2024)e . Gegevens over het additionele (of ‘niet voorziene’) elektriciteitsverbruik is aangeleverd door de energiehub.

Merk op dat de **bruto productiviteitswinst** is gebaseerd op de gemiddelde toegevoegde waarde per eenheid elektriciteitsverbruik van de sector en dus niet één-op-één kan worden overgenomen als welvaartswinst in onze analyse. Niet voor elk bedrijf zal de mogelijkheid om extra elektriciteit te verbruiken leiden (direct) tot een toename van de productie. Niet voor elk type bedrijf is de beschikbaarheid van elektriciteit in deze mate beperkend voor de productiviteit: voor (elektrische) productieprocessen is dit bijvoorbeeld heel anders dan panden met een kantoorfunctie. Daarnaast kan een productietoename binnen de energiehub ervoor zorgen dat elders in het land minder zal worden geproduceerd of zou deze additionele productie mogelijk ook door andere bedrijven verzorgd kunnen worden. De **netto productiviteitswinst** zal dus in veel gevallen lager uitvallen.

Idealiter zouden we daarom per bedrijf in de energiehub uitzoeken *in welke mate en op welke termijn* de mogelijkheid tot extra elektriciteitsverbruik leidt tot een toename van de productie. Een uitgebreide analyse hiervan valt echter buiten de scope van onze studie. In deze studie maken we daarom onderscheid tussen verschillende typen bedrijven (of scenario's):

1. **Elektriciteitsverbruik en productie blijft gelijk.** Het bedrijf gaat geen extra elektriciteit verbruiken en productie blijft gelijk (deelname aan de energiehub kan bijvoorbeeld gedreven zijn door het vooruitzicht van lagere energiekosten of zekerheid op langere termijn).
2. **Elektriciteitsverbruik en productie neemt *direct* toe.** Het bedrijf gaat direct meer elektriciteit gaan verbruiken en kan dit direct inzetten in het productieproces.
3. **Elektriciteitsverbruik neemt *op termijn* toe door elektrificatie.** Het bedrijf moet (of wil) verduurzamen door het elektrificeren van het productieproces, maar kan dit pas op termijn realiseren.

⁷ CBS: [Aanbod en gebruik energie; energiedragers, huish/bedrijven \(NR\) 2000-2020](#), [Energiebalans; aanbod en verbruik, sector](#), [Productie- en inkomenscomponenten bbp; bedrijfstak; nationale rekeningen](#)



Deze (niet-uitputtende lijst van) scenario's stellen ons in staat om in de welvaartsanalyse een bandbreedte te creëren voor de mate waarin (de mogelijkheid tot) extra elektriciteitsverbruik werkelijk kan leiden tot welvaarswinst.

Verzwaren netaansluiting

In bepaalde gevallen kan het voorkomen dat een netaansluiting (van het bedrijventerrein op het elektriciteitsnet) in de referentie en/of de energiehub verzwaard moet worden. Dit kan leiden tot extra of vermeden kosten. De kosten, die afhankelijk zijn van de grootte van de benodigde aansluiting, kunnen bijvoorbeeld worden gesocialiseerd over alle aangeslotenen of alleen over de aangeslotenen die extra elektriciteit zullen afnemen.

Directe opbrengsten extra opwek

Een energiehub kan het in sommige casussen mogelijk maken om extra hernieuwbare elektriciteit in te voeden op het net en/of meer zelf opgewekte energie te benutten voor eigen gebruik (en dus minder te hoeven afnemen). De welvaartseffecten hiervan bepalen we als volgt (CO₂-effecten vallen onder externe effecten, Paragraaf B.1.3)

- **Extra invoeding op het elektriciteitsnet.** Door extra groene elektriciteit in te voeden op het net, kunnen bedrijven kosten uitsparen. Het welvaartseffect hiervan bepalen we door de uitgespaarde kosten (op basis van de kale marktprijs, of groothandelsprijs, voor elektriciteit, zie Paragraaf B.2.1) voor de energiehub tegen die van de referentie af te zetten.
- **Minder afname van elektriciteitsnet.** Ook door meer van de opgewekte elektriciteit zelf te gebruiken en minder elektriciteit van het net af te nemen, kunnen bedrijven directe besparingen op de elektriciteitskosten realiseren. Het verschil in afname van het net tussen de energiehub en de referentie bepaalt het welvaartseffect, wederom via de groothandelsprijs.

De realisatie van een energiehub kan tot lagere energiekosten en/of doorgerekende nettarieven leiden voor de bedrijven in de energiehub. Het is belangrijk om te benadrukken dat de lagere energiekosten en lagere nettarieven vanuit maatschappelijk oogpunt *niet* tot welvaarswinst leiden. Lagere energiekosten voor afname komen tot stand door lagere winstmarges die door de energieleverancier worden doorberekend. Het netto welvaartseffect hiervan is nul: de absolute omvang van de delta is een even grote baat voor het bedrijf als een kost voor de energieleverancier. Doordat nettarieven worden gesocialiseerd is (onder de aanname dat de totale netkosten ongewijzigd blijven) ook het netto-maatschappelijke effect van een verlaging van de aan de energiehub doorberekende nettarieven nul; de delta wordt immers over de overige aangeslotenen verdeeld, voor wie de kosten dus stijgen.

Tabel 50 - Breakdown welvaartseffecten elektriciteitskosten

Kostencomponent	Welvaartseffect
Groothandelsprijs	Prijs in €/kWh
Energiebelasting	0 (waardeoverdracht bedrijf - overheid)
Btw	0 (waardeoverdracht bedrijf - overheid)
Winstmarge energieleverancier	0 (waardeoverdracht bedrijf - energieleverancier)
Nettarief	0 (waardeoverdracht bedrijf - netbeheerder)

B.1.2 Indirecte effecten

Tabel 51 geeft een kort overzicht weer van de *indirecte* effecten die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de maatschappij: via de netbeheerder, als werkgelegenheidsbaat of als kost of baat voor het elektriciteitsnet en -systeem. In het vervolg van deze paragraaf werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

Tabel 51 - Overzicht indirecte effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat kost of baat neer?
Investerings- en operationele kosten netverzwaring	Lokale netverzwaring: extra of vermeden kosten t.a.v. van het netvlak waarop de bedrijven aangesloten zijn	Kwalitatief	Maatschappij (via netbeheerder)
	Diepe netverzwaring: extra of vermeden kosten t.a.v. van de hogere netvlakken	Kwalitatief	Maatschappij (via netbeheerder)
Additionele werkgelegenheid	Permanente directe arbeidsvraag door productiviteitswinst: welvaartswinst o.b.v. de voor de betreffende sector gemiddelde FTE per eenheid elektriciteitsverbruik (MWh) maal het door de energiehub mogelijk gemaakte additionele elektriciteitsverbruik	Kwantitatief	Maatschappij
Netverlies	Minder 'externe' levering van elektriciteit en daardoor minder verliezen	Kwantitatief	Maatschappij (electriciteitsnet en -systeem)
Verlagen onbalans	Vergroten of verkleinen afhankelijk van operationalisering assets	Kwalitatief	Maatschappij (electriciteitsnet en -systeem)

Lokale en diepe netverzwaring

In theorie kan een energiehub de belasting op het elektriciteitsnet verlichten. Ten opzichte van de referentie kan dit leiden tot uitgespaarde of vermeden kosten voor lokale netverzwaring (op het netvlak waarop de bedrijven aangesloten zijn) of diepe netverzwaring (in de hogere netvlakken die vereist zijn om elektriciteit te transporten van of naar de bedrijven). Het kwantificeren van het effect van één energiehub op lokale en diepe netverzwaring is erg lastig; daarom zullen we het effect kwalitatief beoordelen en beschrijven.

Additionele werkgelegenheid

Door productiviteitswinst op een bedrijventerrein kan ook de structurele directe vraag naar arbeid binnen de energiehub stijgen. In lijn met methode voor welvaartseffect van de productiviteitswinst, hebben we ook de fte per MWh voor verschillende sectoren bepaald. Een volledig overzicht hiervan is te vinden in de Ecorys studie (Ecorys, 2024)

We kunnen de werkgelegenheid in een mkba of welvaartanalyse echter niet één-op-één als welvaartseffect zien. Bij een beperkte omvang van de beroepsbevolking (arbeidsaanbod) zal baancreatie op de ene plek vaak banenverlies op een andere plek betekenen: er vindt verdringing op de arbeidsmarkt plaats. Tekstkader 5 beschrijft de welvaartseffecten die een rol spelen bij het bepalen van de netto welvaartswinst. De geschatte welvaartswinst komt neer op de extra belastingafdrachten en een besparing op uitkeringen⁸. Dit geldt in beide gevallen alleen voor personen die vanuit een werkloosheidsituatie aan het werk gaan (oftewel er geen verdringing plaatsvindt met andere banen).

In onze analyse gaan we ervan uit dat de helft van de arbeidsvraag wordt gevuld door personen vanuit de werkloosheid. De besparing op uitkeringen bepalen we op basis van de huidige bijstandsuitkering van een alleenstaande: € 1.284 (Rijksoverheid, 2024). Voor de loonkosten per persoon maken we gebruik van de (over alle sectoren) gemiddelde bruto loonkosten per fte: € 63.100 (CBS, 2024). Uitgaande van een goed functionerende arbeidsmarkt, waarin er op de korte termijn frictiewerkloosheid kan bestaan, maar waar op de lange termijn een nieuw evenwicht ontstaat, kunnen we veronderstellen dat het additionele welvaartseffect op termijn wegebt. Vanuit de ‘Werkwijzer voor kosten-batenanalyse in het sociale domein’ wordt hiervoor geen harde tijdsperiode voorgeschreven. In onze analyse gaan we ervan uit dat het effect drie jaar aanhoudt.

Tekstkader 5 - Welvaartseffecten werkgelegenheid

De welvaartswinst door een verhoogde productie of investeringsimpuls kan worden berekend als de werkgelegenheidsverandering maal de arbeidskosten ervan, plus de verandering van arbeidskosten voor de bestaande werkgelegenheid. Deze welvaartswinst wordt gedeeltelijk tenietgedaan doordat het extra arbeidsaanbod ten koste gaat van vrije tijd en een eventuele uitkering. Het verlies aan vrije tijd dient van de productietoename te worden afgetrokken. Wat overblijft is de welvaartswinst door extra belastingafdrachten en een besparing op uitkeringen. Deze kunnen worden gewaardeerd tegen geldende belastingtarieven en uitkeringsniveaus. Wanneer onduidelijk is wat voor type uitkeringsgerechtigden door de extra werkgelegenheid aan de slag gaan, kan het beste uit worden gegaan van een bijstandsuitkering voor een alleenstaande.

Bron: [Werkwijzer voor kosten-batenanalyse in het sociale domein](#)

Netverlies

Door energiehubs kan de afname van elektriciteit van het net ten opzichte van de referentie afnemen. Een deel van het netverlies dat normaal gesproken optreedt (verlies van elektriciteit vanwege verliezen in componenten in het elektriciteitsnet, gemiddeld 1%) wordt daarmee vermeden. De vermeden kosten (op basis van de kale groothandelsprijs) bepalen de welvaartswinst. De gerelateerde welvaartswinst van het CO₂-effect valt onder externe effecten, welke we in de volgende paragraaf bespreken.

⁸ Dit zijn baten voor de overheid (en daarmee baten voor de maatschappij). De manier waarop de overheid dit geld besteedt (consumptief of productief), bepaalt vervolgens de hoogte van de baat voor economie. Het grootste deel van de overheidsoverheidsuitgaven zijn consumptief, waardoor het productiviteitseffect van dit werkgelegenheidseffect beperkt is.



Verlagen onbalans

De energiehubs heeft mogelijk effect op de onbalans in het elektriciteitssysteem, oftewel het feit dat de elektriciteitsvraag en -aanbod in het volledige Nederlandse elektriciteits-systeem in balans moet zijn. Dit effect beschouwen we kwalitatief.

B.1.3 Externe effecten

Tabel 52 geeft een kort overzicht weer van de *externe effecten* die we meenemen in de welvaartsanalyse. Dit betreffen kosten en baten die neerslaan op de maatschappij. In het vervolg van deze paragraaf werken we de methode die we gebruiken voor het bepalen van de effecten nader uit.

Tabel 52 - Overzicht externe effecten

Kosten en baten	Effect / methode	Beoordeling	Op wie slaat kost of baat neer?
CO ₂ -emissies	<i>Afnamecongestie:</i> - vermeden netverlies (+, kwantitatief) - verandering afname elektriciteit van het net (+/-) - emissies nieuwe infra zoals aggregaat (-, kwantitatief) - meer elektrificatie (+, kwalitatief) <i>Invoedingscongestie:</i> - meer duurzame invoeding (+, kwantitatief)	Kwantitatief + kwalitatief	Maatschappij
Ruimtelijke effecten	Visuele- of geluidshinder, bijvoorbeeld door bovengronds HS-tracés, HS-stations, zonneparken, windmolens, batterijen, aggregaten, etc.	Kwantitatief + kwalitatief	Maatschappij
Ketenemissies	Gedurende maak- eindelevensfase van producten vinden ook emissies plaats	Kwantitatief + kwalitatief	Maatschappij
Milieueffecten	Effecten naar verwachting beperkt en daarom buiten scope	Buiten scope	Maatschappij
Luchtkwaliteit	Effecten naar verwachting beperkt en daarom buiten scope	Buiten scope	Maatschappij

CO₂-reductie

Een energiehubs kan op verschillende manier leiden tot minder of meer CO₂-emissies.

De volgende onderdelen nemen we mee in onze analyse:

- **Extra invoeding op het elektriciteitsnet.** In het geval invoedingscongestie kan een energiehubs meer duurzame invoeding op het net mogelijk maken, zodat er elders minder elektriciteit opgewekt hoeft te worden. Een deel van de opwek door windmolens of zon-pv vindt plaats op momenten dat er veel wind en zon is en gascentrales minder worden ingezet. Hier hebben we rekening mee gehouden door de bespaarde CO₂ per kWh-invoeding te bepalen op basis van het gemiddelde aandeel van de ingevoede elektriciteit dat door gascentrales opgewekte elektriciteit vervangt. In Bijlage B.3 zijn de kengetallen te zien die uit onze analyse volgen.
- **Minder afname van elektriciteitsnet.** Wanneer er bij een energiehubs elektriciteit wordt opgewekt die zelf wordt gebruikt, hoeft er elders eveneens minder elektriciteit opgewekt hoeft te worden. De uitgespaarde CO₂-emissies bepalen we op basis van de gemiddelde emissiefactor van de elektriciteitsmix.

- **Vermeden netverlies.** Doordat er minder elektriciteit van het net hoeft te worden afgenomen, wordt daar bovenop netverlies vermeden (1% van de hiervoor beschreven afname). De extra uitgespaarde CO₂-emissies bepalen we op basis van de gemiddelde emissiefactor van de elektriciteitsmix.
- **Emissies door inzet aggregaat.** Om, bij eigen opwek op het bedrijventerrein, in tijden van weinig zon en wind aan de elektriciteitsvraag te kunnen blijven voldoen, kan een energiehub ervoor kiezen een noodaggregaat te plaatsen. De inzet hiervan leiden tot meer of minder emissies.
- **Ketenemissies van energiesystemen:** Een energiehub biedt een sterkere (financiële) prikkel om samen te investeren in het energiesysteem. Dit kan tot gevolg hebben dat de ketenemissies van het energiesysteem hoger of lager uitvallen dan de situatie waarin bedrijven afzonderlijk in hun energievoorziening investeren (zie Bijlage D.3).
- **Elektrificatie.** Door de elektrificatie van productieprocessen, waarbij fossiele brandstoffen worden vervangen door elektriciteit, kunnen de CO₂-emissies van een bedrijf dalen. Om per energiehub tot een goede schatting te komen van de potentiële CO₂-reductie door elektrificatie, is een analyse op bedrijfsniveau nodig. Dit valt buiten de scope van dit onderzoek. Daarom zullen we dit effect kwalitatief beschrijven.

Alle kosten worden gemonetariseerd aan de hand van de CO₂-prijzen uit het Handboek Milieuprijzen (CE Delft, 2023). De toelichting hierop staat uitgewerkt in Tekstkader 6.

Tabel 53 - CO₂-prijzen (CE Delft, 2023)

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2032	2033	2034
CO ₂ -prijs incl. btw	€ ₂₀₂₄ /ton	204	213	222	231	240	250	261	274	286	298	310	322

Tekstkader 6 - Toelichting gehanteerde CO₂-prijzen

In 2015 hebben het Centraal Planbureau (CPB) en Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) de Welvaart en Leefomgeving Scenario's (WLO-scenario's) opgesteld. Dit betreft twee intern consistente scenario's die uitgaan van verschillende economische groeivoeten, maar ook van verschillend klimaatbeleid. In het WLO-Laag-scenario wordt verondersteld dat internationale coördinatie op klimaatvlak maar beperkt van de grond komt, en de mondiale opwarming van de aarde in 2100 uitkomt tussen de 3,5 en 4 °C. In WLO-Hoog wordt een sterkere economische groei verondersteld, die mede leidt tot meer steun voor een strenger klimaatbeleid. In dit scenario blijft de opwarming van de aarde beperkt tot een range van 2,5 tot 3 °C in 2100.

In 2016 hebben het CPB en PBL efficiënte CO₂-prijzen bepaald die passen bij de twee WLO-scenario's. De efficiënte CO₂-prijs kan gezien worden als de minimale mondiaal geldende CO₂-belasting die nodig is om de opwarming van de aarde te beperken tot ±3,75 of ±2,75 °C in respectievelijk WLO-Laag en -Hoog. In WLO-Laag is de efficiënte CO₂-prijs aanzienlijk lager dan in WLO-Hoog omdat er minder dure klimaatmaatregelen nodig zijn om de opwarming te beperken tot het veronderstelde maximum.

Sinds het verschijnen van de WLO-scenario's in 2015 heeft het Nederlandse en Europese klimaatbeleid een vlucht genomen. Nederland kent een klimaatwet met een doelstelling die geijkt is op beperking van de opwarming van de aarde tot 1,5 °C, en ook binnen de Europese Unie wordt klimaatbeleid gebaseerd op veel ambitieuzere doelstellingen dan het CPB en PBL in 2016 hebben aangenomen. In 2025 zullen CPB en PBL nieuwe WLO-scenario's publiceren waarin het veronderstelde klimaatbeleid naar verwachting flink zal worden aangescherpt. Dit zal tevens leiden tot hogere efficiënte CO₂-prijzen.



In mkba-richtlijnen worden opstellers van mkba's aanbevolen om bij beprijzing van klimaateffecten de CO₂-prijzen van PBL en CPB uit 2016 te gebruiken. Om te voorkomen dat onze welvaartsanalyse een jaar na verschijnen verouderd is vanwege gedateerde CO₂-prijzen, hebben we besloten in dit onderzoek af te wijken van deze aanbeveling en laten we de welvaartseffecten zien op basis van hogere, en in onze ogen, realistischere CO₂-prijzen: de middenwaarde in het Handboek Milieuprijzen, gebaseerd op 1,5 °C-compatibele prijspaden van de IPCC (CE Delft, 2023). Omdat de milieuprijzen voor andere stoffen (meestal) gebaseerd zijn op betalingsbereidheid, en de betalingsbereidheid inclusief btw wordt gemeten, wordt voor de CO₂-waardering in mkba's aangeraden te rekenen met een gemiddeld btw-tarief van 18%. Dit hebben toegepast in de gehanteerde CO₂-prijzen in dit onderzoek.

Ruimtelijke effecten

Door nieuwe infrastructuur die juist wel of juist niet nodig is voor de energiehubs (bovengronds HS-kabels, HS-stations, zonneparken, windmolens, batterijen, aggregaten, etc.) kunnen er ruimtelijke effecten ontstaan, bijvoorbeeld in de vorm van geluid- of visuele hinder. Voor visuele hinder bestaan er verschillende kengetallen uit literatuur, bijvoorbeeld in de vorm van de waardedaling van huizen door aanwezigheid HS-kabels, windmolens en zonneparken. Ook voor geluidshinder bestaan er verschillende kengetallen voor de externe kosten in het Handboek Milieuprijzen (CE Delft, 2023).

Tekstkader 7 - Externe kosten windmolens

In de literatuur zijn er verschillende studies beschikbaar waarin onderzoek is gedaan naar de externe kosten van windmolens op land. Zo is er een waardedaling zichtbaar voor woningen in Nederland tot 2,5 kilometer van een windmolen (Dröes & Koster, 2021). Deze daling is groter naarmate een windturbine dichterbij een woning staat en naarmate de windturbine hoger is. Voor windmolens met een minimale tiphoogte van 150 meter is binnen een straal van 2 kilometer een waardedaling van 5,4% te zien. Daarnaast wordt aangetoond dat met name de eerste turbine in de buurt van een woning effect heeft op de woningwaarde. De orde van grootte van deze effecten wordt bevestigd in ander onderzoek naar de invloed van windmolens op woningprijzen in Nederland (TNO, 2022). Er wordt aangetoond dat windmolens met een tiphoogte van meer dan 150 meter binnen een straal van 1 kilometer een gemiddelde waardedaling van 8% teweegbrengen, terwijl dat binnen 1 tot 2,5 kilometer 4,5% bedraagt.

Als bandbreedte voor onze analyses kiezen we daarom voor een minimum van 5,4% binnen een straal van 2 kilometer en een maximum van 5,9% binnen een straal van 2,5 kilometer.

Milieueffecten

Dit betreffen de milieueffecten van de technieken in de energiehubs op onder- en bovengrond. Het effect hiervan is naar verwachting beperkt en hebben we daarom buiten scope gelaten.

Luchtkwaliteit

De luchtkwaliteit kan veranderen, bijvoorbeeld door de productietoename of vervanging van fossiele brandstoffen. Het effect hiervan is naar verwachting beperkt en hebben we daarom buiten scope gelaten.

B.2 Eindgebruikerskosten

De tarieven en prijzen voor 2025 en 2030, die we in de studie hebben gehanteerd, zijn gebaseerd op KEV-data. Een groepscontract/energiehub heeft invloed op de energiekosten doordat de elektriciteitsafname en -invoeding (in kWh) op groepsniveau anders is dan de som op individueel bedrijfsniveau. Dat komt door twee mechanismen:

1. Een groepscontract maakt het mogelijk om energie uit te wisselen tussen bedrijven. Het is daarmee mogelijk lokale opwek uit te wisselen, wat in totaliteit een kostenvoordeel kan leveren als de prijs van de lokale opwek lager is dan de inkooprijzen bij de energieleverancier.
2. De contractvermogens voor afname en invoeding voor het groepscontract zijn anders dan op de contractvermogens voor afname en invoeding op individueel bedrijfsniveau. Het gecontracteerd vermogen van de energiehub wordt meestal bepaald op de gemeten piek van de individuele bedrijven, soms gebaseerd op een additionele analyse van de netbeheerders. Dit is lager dan de som van het individuele contractvermogen van de bedrijven; vaak zo'n 30% lager. Hierdoor is het gefaciliteerde transport (voor afname en invoeding) anders dan voor de situatie dat ieder bedrijf een individueel contractvermogen heeft en kan uitnutten.

B.2.1 Energiekosten

De energiekosten en -opbrengsten voor een bedrijf of energiehub bestaan uit verschillende kostenposten:

1. **De energiekosten voor afname:** deze kosten bestaan uit de marktwaarde van stroom, een winstmarge en risicopremie voor de energieleverancier, en de btw die afgedragen moet worden.
2. **Energieopbrengsten voor teruglevering aan het net:** deze opbrengsten worden bepaald door de 'kale marktprijs' van de teruggeleverde stroom.
3. **Energiebelasting over de afgenomen stroom:** deze wordt geheven op individueel bedrijfsniveau, en wordt bepaald aan de hand van het jaarlijkse kWh dat door ieder bedrijf is afgenomen. Er dient dus ook energiebelasting betaald te worden van stroom die afgenomen wordt van andere bedrijven (in de energiehub), of stroom die afkomstig is van een lokale batterij of andere lokale energievoorzieningen. Verder geldt ook dat grootverbruikers de energiebelasting niet kunnen salderen.

Tabel 54 - Energiebelastingen voor 2025 t/m 2030

Schijf	Deel	Ondergrens	Bovengrens	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Eenheid
1	0-2.900 kWh	0	2.900	0,1	0,088	0,082	0,078	0,073	0,074	€/kWh (excl. btw)
2	2.900-10.000 kWh	2.900	10.000	0,1	0,088	0,082	0,078	0,074	0,074	€/kWh (excl. btw)
3	10.000-50.000 kWh	10.000	50.000	0,069	0,064	0,063	0,064	0,067	0,07	€/kWh (excl. btw)
4	50.000-10 mln. kWh	50.000	10.000.000	0,038	0,036	0,035	0,035	0,037	0,037	€/kWh (excl. btw)
5	> 10 mln. kWh	10.000.000		0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	€/kWh (excl. btw)



Tabel 55 - Aangenomen winstmarge voor energieleveranciers voor de periode 2025 tot 2035.

Jaar	Marge bovenop totale kosten elektriciteit	eenheid	Bron
2025	24,2	€/MWh (incl. btw)	(PBL, 2023)
2030	24,2	€/MWh (incl. btw)	(PBL, 2023)

B.2.2 Netbeheerkosten

Ook de netbeheerkosten bestaan uit de meerdere componenten, en waarvan de tariefhoogte afhankelijk is van de afnemerscategorie waar een afnemer onder valt (dat wil zeggen LS-, MS-, HS+TS/MS-, HS- of EHS-afnemer). Deze netbeheerkosten bestaan uit:

- kosten voor vastrecht;
- kosten voor het gecontracteerde vermogen voor afname (kWcontract);
- een kWmax-tarief voor de maximale afnamepiek (in kW) per maand;
- voor LS- en MS-afnemers, een kWh-tarief voor de afgenomen elektriciteit.

De tarieven voor deze componenten voor de jaren 2025 en 2030 zijn te vinden in Tabel 56 en gebaseerd op de huidige inzichten voor nettarieven voor energiehubs. De totale netbeheerkosten op energiehubniveau zijn anders dan in de situatie waar deze kosten van alle individuele bedrijven opgeteld zouden worden. Dat komt voornamelijk door deze twee verschillen:

1. Het contractvermogen voor afname (en invoeding) is anders voor de energiehubs dan voor de individuele bedrijven samen. Het contractvermogen van de energiehubs is lager dan de som van het contractvermogen van alle energiehubs samen. Het kan zijn dat de energiehubs in een andere tariefcategorie terecht komt (bijvoorbeeld 6-10 MVA) ten opzichte van de individuele aansluiting.
2. Door de energiehubs mogen bedrijven onderling energie uitwisselen waardoor het afnameprofiel op energiehubniveau anders is dan de situatie waarbij je naar het afnameprofiel van ieder bedrijf afzonderlijk zou kijken. Dat heeft twee consequenties:
 1. De maandelijkse afnamepiek(en) zijn anders tussen de situatie met en zonder energiehubs, waardoor ook de totale kosten voor het kWmax-tarief anders zijn.
 2. Door meer uitwisseling van energie tussen de bedrijven (achter-de-meter), is het directe eigenverbruik van lokale opwek groter voor de situatie met energiehubs waardoor de totale (administratieve) elektriciteitsafname minder is. Dit heeft ook gevolgen voor de kostencomponent met het kWh-tarief.

Doordat de netbeheerkosten voor een energiehubs worden gebaseerd op de totale afname/ teruglevering van alle bedrijven samen, worden de totale netbeheerkosten voor deze situatie lager dan als deze kosten per bedrijf verrekend zouden worden. Om te corrigeren voor deze gedeelde inkomsten rekenen netbeheerders een opslag voor energiehubs, waar voor de verschillende tariefdragers verschillende correctiefactoren worden gerekend. Deze correctiefactoren staan weergegeven in Tabel 57.

Tabel 56 - Netbeheerkosten voor 2025 en 2030.

	Transporttarief componenten	Afne- mers LS	Afne- mers MS	Afne- mers Trafo HS+TS/MS	Afne- mers HS tot 80MW	Afne- mers HS tot 200MW	Afne- mers EHS	Eenheid	Bron
	Vermogen	Tot 50 kW	50 kW tot 1 MW	1 tot 10 MW	10 tot 80 MW	80 tot 200 MW	> 200 MW		
2024 (/2025)	Vastrecht	18	441	2760	2760	2760	12479	€/jaar	
	kW gecontracteerd per jaar	16	27	44	22	74	61	€/kW/jaar	
	kW max per maand	0	3	5	2	8	7	€/kW/maand	
	kWh tarief normaal	0,0677	0,0195	0	0	0	0	€/kWh	
2030	Vastrecht	27	655	4098	4098	3736	16891	€/jaar	(CE Delft, 2024)
	kW gecontracteerd per jaar	24	40	65	33	100	82	€/kW/jaar	
	kW max per maand	0	5	8	3	10	9	€/kW/maand	
	kWh tarief normaal	0,1005	0,0290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	€/kWh	

Tabel 57 - Correctiefactoren voor de verschillende tariefdragers voor energiehubs

Parameter	Factor
Correctiefactor voor kW gecontracteerd	1,21
Correctiefactor voor kW max	1,21
Correctiefactor voor kWh-tarief	1

B.2.3 SDE++

Voor drie categorieën in deze studie kan SDE++ aangevraagd worden: zon-pv, wind op land en elektrolyse. De aangenomen categorieën met basisbedrag zijn weergegeven in Tabel 58. De categorie zon is geselecteerd gebaseerd op gemiddelde vermogen van de zonnepanelen op de bedrijven en de wind categorie gebaseerd op de windsnelheid in de regio's van de energiehubs.

Tabel 58 - Categorieën SDE++ en basisbedragen

	Aangenomen categorie	Basisbedrag (kosten per kWh voor realisatie project)
Zon	Fotovoltaïsche zonnepanelen, > 1 MWp, gebouwgebonden met lichte dakaanpassing	0,0772
Wind	Wind op land, < 6,75 m/s	0,0715
Waterstof elektrolyse	Elektrolyse met directe lijn met zon en wind	0,2482

De subsidie wordt bepaald door het verschil in het correctiebedrag (de geschatte inkomsten door PBL per jaar) en het basisbedrag (de kosten). De correctiebedragen in de toekomst zijn gebaseerd op het huidige correctiebedrag, geëxtrapoleerd met de ontwikkeling van de gemiddelde verkoopprijs gebaseerd op de uurlijkse gemodelleerde prijzen. Er is aangenomen dat 40% van de zonne-energie zelf wordt gebruikt en 60% aan het net wordt geleverd, gebaseerd op de resultaten van de doorgerekende energiehubs.



Tabel 59 - Geschatte correctiebedragen SDE++

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Windenergie	€ 0,103	€ 0,097	€ 0,091	€ 0,084	€ 0,078	€ 0,078	€ 0,078	€ 0,078	€ 0,103
Zonne-energie - netlevering	€ 0,116	€ 0,109	€ 0,101	€ 0,094	€ 0,087	€ 0,087	€ 0,087	€ 0,087	€ 0,116
Zonne-energie - niet-netlevering	€ 0,166	€ 0,156	€ 0,145	€ 0,135	€ 0,125	€ 0,125	€ 0,125	€ 0,125	€ 0,166
Zonne-energie gemiddeld	€ 0,136	€ 0,127	€ 0,119	€ 0,111	€ 0,102	€ 0,102	€ 0,102	€ 0,102	€ 0,136
Waterstof uit elektrolyse	€ 0,091	€ 0,086	€ 0,080	€ 0,075	€ 0,069	€ 0,069	€ 0,069	€ 0,069	€ 0,091

Dit resulteert erin dat er naar verwachting geen SDE++-subsidie verstrekt hoeft te worden aan zon en wind; het correctiebedrag (inkomsten) is hoger dan het basisbedrag (kosten). Voor waterstofproductie uit elektrolyse wordt er wel subsidie verstrekt per kWh.

Tabel 60 - Geschatte SDE++-subsidie per kWh

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Windenergie	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Zonne-energie gemiddeld	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
Waterstof uit elektrolyse	€ 0,151	€ 0,157	€ 0,162	€ 0,168	€ 0,174	€ 0,179	€ 0,179	€ 0,179	€ 0,179

B.3 Uitsparing opwek uit gascentrales door extra invoeding zon-pv en wind

Door extra energie afkomstig uit zon-pv of wind in te voeden op het net kan de productie van elektriciteit afkomstig uit gascentrales uitgespaard worden. Merk op dat dit wel sterk afhankelijk is van de momenten waarop deze extra energie wordt ingevoerd, omdat deze uitsparing alleen gerealiseerd kan worden op momenten van energie tekorten, waardoor er dus behoefte is aan (extra) inzet van de gascentrale. Als er namelijk voldoende opwek is, uit onder andere zon en wind, dan zal de gascentrale geen elektriciteit opwekken om aan de vraag te voldoen, waardoor extra invoeding van zon-pv dus geen uitsparing betekent van een gascentrale.

Wat we willen weten is dus; hoe vaak komt het voor dat de gascentrale aanstaat terwijl we ook extra energie, afkomstig uit zon-pv of wind, invoeden op het net. We nemen aan dat deze extra opgewekte energie één-op-één de opwek uit de gascentrale vervangt op die momenten. We hebben gebruik gemaakt van de gemodelleerde data afkomstig uit het Energie Transitie Model (ETM) met de 'Nationale Drijfveer'-scenario's. Per uur hebben we bepaald of er opwekking is uit zon-pv of wind, en of de gascentrales aanstaan om te voorzien aan de totale vraag (plus export). We nemen aan dat op de momenten dat er meer hernieuwbare energieopwekking is dan conventionele opwekking, er geen uitsparing mogelijk is van opwekking uit gascentrale en vice versa. De resultaten van deze analyse zijn weergegeven in Tabel 61. De emissiefactor voor een gascentrale is te vinden in Tabel 62. Merk op dat we dezelfde emissiefactor aannemen voor de hele periode van 2025-2035.

Tabel 61 - Resultaten uitsparing opwek uit gascentrale door extra invoeding afkomstig uit zon-pv of wind

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Zon	Deel vervanging gascentrale	22%	21%	19%	18%	16%	15%	14%	14%	13%	13%	12%	
	Bespaarde CO ₂ per kWh invoeding	83	78	73	68	63	57	55	53	50	48	46	g CO ₂ /kWh
Wind	Deel vervanging gascentrale	38%	34%	31%	28%	24%	21%	20%	20%	20%	19%	19%	
	Bespaarde CO ₂ per kWh invoeding	143	130	117	105	92	79	78	76	75	73	71	g CO ₂ /kWh

Tabel 62 - Emissiefactor voor gascentrale

	Waarde	Eenheid	Bron
Emissiefactor gascentrale	380	g CO ₂ /kWh	Kennisbank CE Delft, alleen directe emissies. Geen ketenemissies want centrale is al gebouwd.

C Investerings- en operationele kosten

We nemen aan dat het vermogen na de omvormer 50% bedraagt van het vermogen van het zonnepaneel, wat van invloed is op de totale investeringskosten voor zonnepanelen.

Tabel 63 - Investerings- en operationele kosten voor verschillende assets

Asset	Investeringskosten	Operationele kosten	Operationele kosten op basis van investering	Afschrijf-termijn	WACC	Capital recovery factor
Eenheid	€/kW	€/kW/jaar	%/jaar	Jaren	%	%
Batterij	Zie formule bij Paragraaf C.1	-	2,5%	10	5,80%	13,46%
Windturbine	1.450	44,52	-	10	5,80%	13,46%
Aggregaat	400	10	-	10	5,80%	13,46%
Zon-pv	1.240	13,26	-	10	5,80%	13,46%
Elektrolyser	3.050	-	2,6%	15	9,50%	12,77%

C.1 Batterijkosten

De afgelopen jaren zijn prijzen voor batterijen fors gedaald⁹. Om deze reden heeft CE Delft op basis van 85 online batterijprijzen een analyse uitgevoerd om de kosten voor een batterijsysteem in te schatten. De batterijcapaciteiten in deze dataset variëren van kleine batterijsystemen van 8,3 kWh tot grootte batterijsystemen tot 39,2 MWh. Kosten variëren van € 5.470 (incl. btw) tot € 10.930.000 (incl. btw). Het overgrote deel van de batterijprijzen zijn afkomstig van Europese leveranciers.

De prijs voor een batterijsysteem hebben we bepaald aan de hand van een regressie-analyse met MWh als variabele. Omdat kleinere batterijsysteem per kWh duurder zijn dan grote batterijsystemen (schaalvoordeel) is een simpel lineair model niet geschikt. Om deze reden hebben we met een niet-lineaire regressiemodel gefit die een betere schatting geeft van de batterijprijs, welke gegeven is door de volgende formule:

$$\text{Batterijprijs (incl. btw) in Dollar} = (865,72 + (\text{MWh} * 600)^{0,475} * 354,18)^{1/0,475} / 600$$

⁹ [Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \\$139/kWh | BloombergNEF \(bnef.com\)](#)



D Kengetallen

D.1 Waterstof

De geschatte kostprijs voor grijze waterstof is door CE Delft in een eerdere studie bepaald voor de periode 2025 t/m 2035, en is weergegeven in Tabel 64. In deze studie gaan we uit van een gemiddeld prijsscenario (B). op, dat de kostprijs van grijze waterstof sterk afhankelijk is van de marktprijs van aardgas, welke sterk kan variëren onder andere door geopolitieke spanningen, etc.

Tabel 64 - Geschatte kostprijzen voor grijze waterstof voor de periode 2025 t/m 2035 (CE Delft & TNO, 2023)

Parameter	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Eenheid
Kostprijs grijze waterstof	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	€/kg

Voor deze studie hanteren we een waarde van 56 kWh/kg voor de elektriciteitsconsumptie van een elektrolyser per kg geproduceerde waterstof.

Tabel 65 - Kengetallen voor waterstof

Kengetal	Waarde	Eenheid
Elektriciteitsconsumptie productie waterstof	56	kWh _e /kg

D.2 Dieselaggregaat

Een aantal kengetallen met betrekking tot een dieselaggregaat zien weergegeven in Tabel 66.

Tabel 66 - Kengetallen voor dieselaggregaat

Kengetal	Waarde	Eenheid
Dichtheid diesel	0,84	kg/liter diesel
LHV diesel	42,8	MJ/kg
Energiedichtheid in MJ	35,952	MJ/liter diesel
Energiedichtheid in kWh	9,99	kWh/liter diesel
liter per kWh	0,10	liter diesel/kWh
Efficiëntie dieselaggregaat	40%	
CO ₂ /liter	3,3	kg/liter diesel
Dieselprijs (incl. btw)	1,91	EUR/L

D.3 Ketenemissies van diverse energiesystemen

Aan de hand van software SimaPro zijn de ketenemissies voor diverse energiesystemen berekend (Cenian, 2019), en zijn weergegeven in Tabel 67.

Tabel 67 - Ketenemissies in CO₂-equivalent voor verschillende energiesystemen exclusief emissies tijdens de gebruiksfase

Type	Klimaatimpact	Vermogen/capaciteit	Energieproductie gedurende levensduur
Eenheid	gram CO ₂ -eq./kWh	MW _p (kWh)	kWh
Zon-pv	64,53	0,116	2.737.169
Wind, offshore	16,84	2	105.263.158
Wind, onshore	16,15	2	82.512.422
Dieselgenerator (excl. dieselproductie)	1,29	10	1.501.501.502
Batterij (Li-ion LiMn2O4 car battery)	122,53	32 (kWh)	21.267
Elektrolyser (chlor-alkali)	20,13	10 MW*	750.000.000*

* Inschatting van CE Delft