



Het net slimmer benut!

Beleidsmaatregelen voor efficiëntere benutting
van de elektriciteitsinfrastructuur



Voorwoord

Het Nederlandse elektriciteitsnet vormt de basis voor de verduurzaming en economische ontwikkeling van ons land, maar is de afgelopen periode steeds meer overbelast geraakt. De verduurzaming van onze stroom, auto's, huishoudens en bedrijven, vraagt om veel meer elektriciteit. Die elektriciteit moet allemaal over het elektriciteitsnet. Het is van het grootste belang - zowel in economisch opzicht als voor de verdere verduurzaming van onze energiehuishouding - om op korte termijn de grootste knelpunten op het elektriciteitsnet aan te pakken. Nederland investeert jaarlijks circa 3 miljard euro in het elektriciteitsnet; verzwaring is in volle gang, maar de energietransitie gaat sneller.

Daarom moeten we ook slimmer en efficiënter omgaan met het bestaande net waardoor meer afnemers worden aangesloten en er meer daadwerkelijke CO₂ kan worden bespaard.

Gelukkig zien netbeheerders veel kansen en ruimte om het net efficiënter te gaan gebruiken. Met slimme prikkels kunnen technieken zoals opslag worden gestimuleerd. Worden gebruikers geprikkeld om een *maatschappelijke* optimale afweging te maken van hun energieverbruik. En kunnen bedrijven gebruik maken van de *overcapaciteit* in het netwerk.

Het realiseren van die verslimming is nog niet zo makkelijk. Veel van de wetten en regels over het energiesysteem stammen nog uit een tijd waar fossiele energie de boventoon voerde. Zo worden gebruikers veelal niet gestimuleerd om hun energieverbruik af te stemmen op het energiesysteem en weten netbeheerders maar beperkt waar zij welke infrastructuur moeten bouwen.

Daarom hebben wij CE Delft gevraagd om beleidsmaatregelen uit te werken hoe we ons beleid kunnen aansluiten op het energiesysteem van de toekomst. Hiermee worden zowel netbeheerders, marktpartijen, medeoverheden én beleidsmakers uitgedaagd om dit mogelijk te maken.

De beleidsoplossingen in dit rapport vormen een goede basis om het gesprek met elkaar aan te gaan. Welke oplossingen kunnen snel worden ingevoerd, en op welke kunnen wij wachten? Zijn er ongewenste effecten die wij over het hoofd zien? Of zijn er maatregelen die juist ontbreken? Ik kijk er naar uit om dit gesprek te voeren. Ik wil benadrukken dat 2050 ver weg lijkt, maar voor netbeheerders in feite al volgende week is.

Hans-Peter Oskam
Directeur Energietransitie en Beleid
Netbeheer Nederland



Inhoudsopgave

Managementsamenvatting	4
1 Inleiding	8
2 Probleemanalyse energietransitie en infrastructuur	9
3 Onderzoekopzet	13
4 Acht beleidsmaatregelen	16
5 Conclusies en aanbevelingen	36
6 Bibliografie	39
Dankwoord	41
A Grootschalige zon-pv	43
B Wijk met zon op dak	48
C Grootschalige industriële boiler	53
D Publiek laden	59
E Elektrificatie huishouden	65
F Methodologie	70

De beleidsmaatregelen in Hoofdstuk 4 zijn:

1. Producententarief
2. Ongegarandeerde netcapaciteit
3. Subsidie op batterijen bij grootschalig zon-pv
4. Rangschikking zon-pv SDE++
5. Maximale aansluitwaarde kleinschalige zon
6. Subsidie op thuisbatterijen
7. Additionele eisen aanbestedingen laadpunten
8. Infrastructuur voor de warmtetransitie



Managementsamenvatting

De komende jaren is er meer noodzaak voor netverzwaring dan net-beheerders kunnen realiseren. In opdracht van Netbeheer Nederland heeft CE Delft een studie uitgevoerd naar beleidsmaatregelen die deze opgave kunnen verkleinen.

Aanleiding: Tekort elektriciteitsinfrastructuur als beperkende factor voor de energietransitie

Verskillende beleidsdoelstellingen resulteren in meer vraag naar elektriciteit en elektriciteitsinfrastructuur. Voorbeelden hiervan zijn woningbouw, economische groei en duurzame opwek en elektrificatie als gevolg van de energietransitie. De komende decennia moeten de netbeheerders daarom twee tot vier keer zoveel werkzaamheden uitvoeren als in het afgelopen decennium.

Door verschillende knelpunten kunnen netbeheerders echter niet alle werkzaamheden op het gewenste moment uitvoeren. Deze knelpunten zijn onder andere bepaalde processen en structuur van de organisatie, (technisch) personeel, ruimte, materiaal en doorlooptijden van procedures. Het is nodig dat de netbeheerders deze problemen zo snel mogelijk oplossen in samenwerking met overheden en de elektriciteitssector. Ook als deze knelpunten opgelost worden, blijft er in ieder geval op de korte termijn een tekort aan elektriciteitsinfrastructuur bestaan. Daardoor kunnen beleidsdoelstellingen, zoals de energietransitie, niet in het gewenste tempo worden behaald. Door het elektriciteitsnetwerk efficiënter te benutten, kan dit probleem verkleind worden.

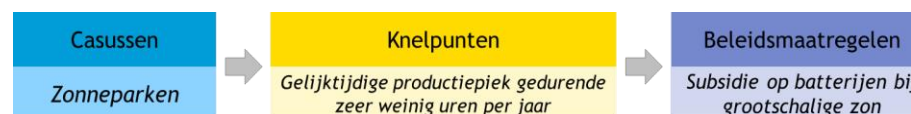
Onderzoeksvraag: Welke beleidsmaatregelen kunnen het tekort aan elektriciteitsinfrastructuur verkleinen door het netwerk efficiënter te gebruiken?

Doel: Beleidsmaatregelen om tekort te verkleinen

Het verkleinen van dit tekort met beleidsmaatregel is *additioneel* naast netverzwaring. Netverzwaring op maximaal tempo is vereist de komende jaren. Door de beleidsmaatregelen en efficiënter gebruik van het netwerk kan de opgave wel verkleind worden.

Figuur 1 geeft onze methode weer. Door middel van vijf casussen hebben we knelpunten geïdentificeerd waardoor het netwerk nu inefficiënt gebruikt wordt. Dit zijn knelpunten in tarieven, subsidie-mechanismes, beleid of technieken. We hebben beleidsmaatregelen in kaart gebracht om deze knelpunten op te lossen. Hiervan hebben we er acht geselecteerd omdat ze onder directe invloed zijn van de overheid of netbeheerders, potentieel hebben om het tekort aan infrastructuur terug te dringen en (bijna) niet geïmplementeerd zijn.

Figuur 1 - Onderzoeksmethode op hoofdlijnen met voorbeeldresultaat



Vier conclusies en acht beleidsmaatregelen

Uit de beleidsmaatregelen en analyses hebben we vier conclusies en aanbevelingen gedestilleerd. Figuur 2 toont deze vier conclusies en hun relatie met de acht beleidsmaatregelen.

1. Omvangrijk verzwaren is vereist

In 2050 hebben we een duurzaam energiesysteem met een veel grotere elektriciteitsvraag en -productie. Ook in een volledig efficiënt systeem is er daarom veel meer elektriciteitsinfrastructuur nodig. Op de korte termijn is de vraag naar elektriciteitsinfrastructuur groter dan de netbeheerder kan bijbenen met netverzwaring. Daardoor kan niet iedereen aangesloten worden en komen beleidsdoelen zoals de energietransitie in gevaar.

2. Nettarieven dienen kostenreflectief te zijn

De netwerktarieven zijn op dit moment niet kostenreflectief voor alle aangeslotenen. Huishoudens betalen bijvoorbeeld niet voor hun daadwerkelijke netgebruik, maar één vast bedrag. Grote bedrijven krijgen een hoge korting en producenten, zoals zonneparken, betalen maar een gedeelte van de daadwerkelijke kosten.

Hierdoor maken zij keuzes die resulteren in inefficiënt gebruik van het netwerk. Eindgebruikers, waaronder producenten, maken mogelijk onnodig veel gebruik van het elektriciteitsnetwerk. Daarnaast zijn er flexibele applicaties, zoals batterijen, die meer betalen dan de kosten die zij veroorzaken. Ook worden subsidies eerder aan zonneparken gegeven dan aan de industrie terwijl dit

mogelijk niet kosteneffectief is. Kostenreflectieve tarieven zijn eerlijk en zullen op de korte en lange termijn bijdragen aan een efficiënt energiesysteem.

Twee maatregelen dragen bij aan kostenreflectieve tarieven. U kunt hieronder klikken om naar de pagina te gaan.

Producententarief



Ongegarandeerde netcapaciteit



3. Extra beleidsmaatregelen om meer te kunnen aansluiten

Er zijn hoge maatschappelijke kosten als er partijen niet aangesloten kunnen worden op het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld kosten door minder CO₂-reductie uit duurzame opwek of latere oplevering van woonwijken. In zulke gevallen is het te verantwoorden om andere, duurdere maatregelen te nemen dan alleen netverzwaring. Dit moet er dan wel in resulteren dat meer partijen aangesloten kunnen worden. De overheid dient de beleidsmaatregelen af te wegen tegen 1) netverzwaring en 2) de maatschappelijke kosten als netverzwaring niet tijdig mogelijk is. Alle maatschappelijke kosten en baten moeten hierin meegenomen worden, niet alleen de impact op de elektriciteitsinfrastructuur.

Zes beleidsmaatregelen kunnen resulteren in extra aansluitingen door efficiënter netgebruik. U kunt hieronder klikken om naar de pagina te gaan.

Batterij zonneparken 	Max omvormer vermogen 	Aanbestedingen laadpalen 
Rangschikking zon SDE++ 	Subsidie thuisbatterij 	Infrastructuur warmtetransitie 

4. Efficiënte netverzwaring resulteert in laagste maatschappelijke kosten

De knelpunten om sneller te verzwaren moeten opgelost worden, aangezien er enorm veel verzwaring nodig is. De netbeheerder is daarvoor aan zet in samenwerking met overheden en de elektriciteitssector. Er is enorm veel netverzwaring nodig in de komende decennia. Efficiënt netgebruik kan de opgave verkleinen op de korte termijn, maar niet het tekort aan netinfrastructuur voorkomen. Verzwaren op maximaal tempo is nodig, ook als daarnaast beleidsmaatregelen geïmplementeerd worden. In een efficiënt energiesysteem is het verzwaren van de infrastructuur de oplossing met de laagste maatschappelijke kosten en daardoor maatschappelijk optimaal.

De hoofconclusies van dit rapport zijn visueel samengevat in Figuur 2.

HOOFDCONCLUSIE: Omvangrijk verzwaren is vereist, maar efficiënt netgebruik verkleint de opgave.

1. BELEIDSDOEL: Duurzaam en betaalbaar energiesysteem

Voor het toekomstige energiesysteem is er veel meer elektriciteitsinfrastructuur nodig. Omvangrijk verzwaren is in alle gevallen vereist. Het is van belang dat deze infrastructuur tijdig en efficiënt gerealiseerd kan worden.

⚠ **Korte termijn knelpunt:**
niet iedereen kan tijdig
aangesloten worden

⚠ **Lange termijn knelpunt:**
inefficiënt gebruik
infrastructuur

Toekomstig efficiënter
duurzaam energiesysteem

2. KOSTENREFLECTIEVE NETWERKTARIEVEN:

De huidige tarieven reflecteren niet voor alle eindgebruikers de werkelijke kosten. Daardoor worden op korte en lange termijn inefficiënte keuzes gemaakt door eindgebruikers en in subsidies. Tarieven dienen kostenreflectief te zijn.



Producententarief



Ongegarandeerde
aansluiting

3. EXTRA MAATREGELEN:

Hoge maatschappelijke kosten als gevolg van te late of inefficiënte netverzwaringen kunnen voorkomen worden door korte termijn maatregelen.



Rangschikking
zon SDE++



Max omvormer-
vermogen



Thuisbatterijen



Batterijen
zonneparken



Aanbesteding
laadpalen



Infrastructuur
warmtetransitie

4. VERZWAREN OP MAXIMAAL TEMPO KENT LAAGSTE KOSTEN

De maatregelen voorkomen inefficiënte netverzwaring. Op de korte en lange termijn moet de netbeheerder in maximaal tempo verzwaren, ook met de invoering van verschillende maatregelen. Efficiënte netverzwaring lost de problemen in het elektriciteitsnetwerk op tegen de laagste maatschappelijke kosten.

ENERGIETRANSITIE

Huidig
energiesysteem



Studie CE Delft:
8 beleidsmaatregelen
voor efficiënter
netgebruik

VERZWAREN

VERZWAREN

1 Inleiding

In opdracht van Netbeheer Nederland heeft CE Delft een studie uitgevoerd naar beleidsmaatregelen om een efficiënter gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur mogelijk te maken.

Aanleiding: Steeds meer partijen kunnen niet worden aangesloten

Door de energietransitie ervaren de netbeheerders een enorme groei van de vraag naar elektriciteitstransport. Op dit moment lopen de netwerken vol. Daarom moeten de netbeheerders steeds vaker ‘nee’ verkopen en kunnen partijen niet aangesloten worden op het elektriciteitsnetwerk.

Probleem: Tempo van netverzwaringen kan niet voldoende omhoog

De primaire oplossingsrichting is dan het verzwaren van het netwerk. Het tempo waarop netverzwaring nodig is, is echter hoger dan de netbeheerder kan realiseren. Dit komt door knelpunten op het gebied van organisatie, personeel, financiën, ruimte en materiaal.

Ten eerste moeten deze problemen opgelost worden zodat het tempo van netverzwaringen de komende jaren sterk omhoog kan. In deze studie richten we ons op een ondersteunende additionele oplossingsrichting.

Onderzoeksvraag: Welke beleidsmaatregelen kunnen het tekort aan elektriciteitsinfrastructuur verkleinen door het netwerk efficiënter te gebruiken?

Doel: Beleidsmaatregelen die vereiste netverzwaringen terugbrengen

In deze studie identificeren we beleidsmaatregelen die kunnen bijdragen aan een efficiënt gebruik van de infrastructuur. Daardoor kunnen in potentie de komende jaren meer partijen aangesloten worden op het elektriciteitsnetwerk. We werken acht potentievolle maatregelen uit in een handzaam format voor beleidsbepalers.

Afbakening van de studie

In de studie analyseren we niet hoe het tempo van netverzwaring verhoogd kan worden. Dit is een essentieel probleem in de energietransitie maar buiten de scope van het onderzoek. De studie heeft geresulteerd in acht beleidsmaatregelen. Deze representeren verschillende typen afnemers en zijn geselecteerd uit een groter aantal. Ze zijn echter niet alomvattend. Het doel is om de beleidsmaatregelen handzaam uit te werken. Daardoor zijn de belangrijkste effecten in kaart gebracht. Echter zijn er nog andere effecten die niet zijn opgenomen of gekwantificeerd.

Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 analyseren waarom de energietransitie resulteert in problemen in de elektriciteitsinfrastructuur. Hoofdstuk 3 beschrijft de onderzoeksopzet en methode. In Hoofdstuk 4 zijn de acht beleidsmaatregelen uitgewerkt. Deze studie heeft geresulteerd in vier hoofdboodschappen over de beleidsmaatregelen in de bredere context. Deze hoofdboodschappen zetten we uiteen in Hoofdstuk 5. In Bijlage A tot en met E zijn de casussen in detail uitgewerkt.

2 Probleemanalyse energietransitie en infrastructuur

In dit hoofdstuk lichten we de probleemanalyse stap voor stap toe. Uit de probleemanalyse voor deze studie blijkt:

De uitvoerbaarheid en haalbaarheid van de energietransitie komt in het geding doordat de vereiste infrastructuur niet op tijd kan worden aangelegd. Er zijn fundamentele problemen die momenteel het tempo van netverzwaring beperken. Deze fundamentele problemen moeten weggenomen worden, maar een (snelle) oplossing is niet altijd voorhanden. Een efficiëntere benutting van de infrastructuur kan eraan bijdragen dat het vereiste tempo van netverzwaringen lager wordt en de energietransitie beter uitvoerbaar is richting 2030.

Sterke groei in vraag naar elektriciteitsinfrastructuur

Onze maatschappij is in ontwikkeling en de economie groeit. Er zijn meer woningen nodig en de economische groei resulteert in meer bedrijvigheid. Daarmee groeit ook de vraag naar elektriciteit en naar elektriciteitsinfrastructuur. De energietransitie is een relatief recente ontwikkeling die een grote invloed heeft op hoeveel, waar en met welk patroon we elektriciteit gebruiken en produceren.

Nederland heeft ambitieuze doelstellingen voor 2030 en 2050 voor klimaat, woningen, ICT en bedrijvigheid. Een betrouwbare energievoorziening en infrastructuur zijn vereist om de doelen te behalen.

Op een aantal vlakken komt de energietransitie op gang: zon-pv is al jaren aan een grote opmars bezig, een steeds groter aandeel van de nieuw verkochte auto's is elektrisch en de industrie zet de eerste concrete stappen naar elektrificatie. Deze succesnummers van de energietransitie vormen tegelijkertijd een probleem voor de netbeheerders: zij moeten voldoen aan een sterk stijgende vraag naar meer capaciteit van de elektriciteitsinfrastructuur.

De elektriciteitsinfrastructuur moet faciliteren, maar vertraagt nu de transitie...

Op sommige locaties is de maximale capaciteit van de infrastructuur echter nu al bereikt en zijn verzwaringen vereist. Zonder netaansluiting loopt de transitie spaak: nieuwe hernieuwbare opwek kan niet worden aangesloten en de overstap van fossiele brandstoffen naar duurzame elektriciteit kan niet worden gefaciliteerd. De netbeheerders hebben als doel de energietransitie te faciliteren door iedereen aan te sluiten en de netwerkcapaciteit zo nodig uit te breiden. De uitvoerbaarheid van netverzwaring staat echter onder druk en daarmee de uitvoerbaarheid van de energietransitie als geheel.

...en het tempo kan niet genoeg omhoog

Het tempo waarmee de netbeheerders netverzwaring kunnen realiseren, komt niet overeen met het tempo van de energietransitie. Door de energietransitie stijgt de vraag naar extra netcapaciteit veel

sneller en sterker dan in het verleden. De toename in vraag is groter dan de netbeheerder kan realiseren. Daardoor komt het behalen van de beleidsdoelstellingen in gevaar.

Fundamentele knelpunten: Organisatie, personeel, financiering, doorlooptijd en ruimte

Voor het verhogen van het tempo van netuitbreiding zien we verschillende fundamentele knelpunten.

Ten eerste vereist de energietransitie ook een transitie van de netbeheerder. Er is een andere aanpak nodig voor de grootschalige en snelle uitbreiding van het net die de energietransitie nu vraagt. Historisch gezien vond de uitbreiding van de netten geleidelijk plaats en focuste de netbeheerder zich vooral op onderhoud, instandhouding en de betrouwbaarheid van het net. De aanpak en organisatie van toen, is niet zonder meer geschikt voor de problemen van nu. De netbeheerder heeft andere processen nodig om verzwaringen op een veel grotere schaal mogelijk te maken. De netbeheerders worden wendbaarder en kunnen sneller inspelen op de grote veranderingen in onze maatschappij. Dit vereist ook dat de wet- en regelgeving en tariefregulering die wendbaarheid mogelijk maakt. De veranderingen zijn ingezet, maar moeten de komende jaren verder doorgezet worden.

Het tweede fundamentele knelpunt is het tekort aan (technisch) personeel. Dit probleem kent naar verwachting de grootste doorlooptijd om op te lossen. Er zijn nu al ongeveer 80.000 vacatures in

sectoren gerelateerd aan de energietransitie (Rijksoverheid, 2021). Schattingen van hoeveel additionele werknemers er vereist zijn, variëren tussen de 23 tot 28 duizend (Ecorys, 2021) en 42 tot 76 duizend (TNO, 2019). Dit probleem speelt ook in andere technische sectoren die niet gerelateerd zijn aan de energietransitie, waardoor het totale tekort aan technisch personeel significant groter is.

Ten derde is de financiering een uitdaging. Er spelen hier twee verschillende facetten. De jaarlijkse inkomsten zijn gebaseerd op de tariefregulering en zijn voldoende om reeds gemaakte investeringen terug te kunnen verdienen. De jaarlijkse inkomsten zijn dus gebaseerd op het historische niveau van investeringen. Het niveau van investeren moet echter fors omhoog en wordt dus niet meer gedekt door rendement op vroegere investeringen. Daarnaast is het onzeker of de netbeheerders voldoende kapitaal kunnen verkrijgen. Normaliter gebeurt dit tegen gunstige voorwaarden via (groene) leningen. Anders kan het zijn dat aandeelhouders (gemeenten en provincies) of het Rijk moeten bijdragen.

Ten vierde is het verkorten en beter afstemmen van de doorlooptijd essentieel. De doorlooptijd van netverzwaring is vaak langer dan de doorlooptijd bij de eindgebruiker, zelfs als de netbeheerder wel capaciteit heeft om de verzwaring uit te voeren. Een belangrijk knelpunt hierin zijn de ruimtelijke procedures. Een mogelijke oplossingsrichting is om te verzwaren voordat problemen ontstaan, oftewel proactief investeren. De netbeheerder is echter niet (of relatief laat) op de hoogte van verduurzamingsmaatregelen,

waardoor (pro)actief handelen wordt bemoeilijkt. De netbeheerder kan door een gebrek aan informatie pas relatief laat acteren op elektrificatie van de industrie en heeft geen zicht op de verduurzamingsplannen van individuele huishoudens. De netbeheerders proberen al anticiperend te investeren. Ook proactief of anticiperend investeren vraagt uitvoeringscapaciteit en maakt dus gebruik van het schaarse personeel.

Een vijfde knelpunt is het gebrek aan ruimte in Nederland. Het verkrijgen van grond voor de realisatie van transformatorstations en boven- en ondergrondse kabels wordt een steeds grotere uitdaging voor netbeheerders. In extreme gevallen vereist het verkrijgen van de grond enkele jaren, waardoor de doorlooptijd significant toeneemt.

Fundamentele knelpunten voor energietransitie moeten opgelost worden

Door elektrificatie is een grotere aansluiting en/of netverzwaring in bijna alle gevallen vereist. In principe hoeft dat geen probleem te zijn voor de netbeheerder of de maatschappij. Het daadwerkelijke probleem zit in het tijdig realiseren van de juiste infrastructuur. Daarvoor moeten de fundamentele knelpunten weggenomen worden.

Het is essentieel dat de fundamentele problemen zo snel mogelijk worden opgelost. Personeel moet worden geworven en opgeleid, investeringskapitaal verkregen en de doorlooptijden moeten zoveel mogelijk verkort worden. De netbeheerders nemen op vele vlakken al

het initiatief om deze problemen aan te pakken, maar toch gaat het tempo niet snel genoeg omhoog.

Efficiënte benutting infrastructuur kan bijdragen aan de uitvoerbaarheid van de energietransitie

Eén alternatieve oplossingsrichting is om het vereiste tempo van netverzwaring te reduceren, oftewel de hoeveelheid aan te leggen infrastructuur te verminderen. Door het netwerk efficiënter te gebruiken kan er meer met de bestaande infrastructuur. Efficiënt netgebruik kan op meerdere manieren geïnterpreteerd worden. We definiëren in deze studie efficiënt netgebruik als ‘economisch efficiënt netgebruik’, wat we verder toelichten in het kader op de volgende pagina.

Infrastructuur hoeft pas later in de tijd verzwakt te worden en soms minder of wellicht zelfs helemaal niet. Het verduurzamingstempo kan verder omhoog, terwijl de fundamentele problemen verder worden opgelost. Daarnaast resulteert efficiënt netgebruik in lagere netkosten voor alle afnemers. De gevolgen van de fundamentele problemen worden zo kleiner en de uitvoerbaarheid van de energietransitie groter.

Deze studie richt zich op het identificeren van beleidsmaatregelen die de uitvoerbaarheid van de energietransitie kunnen verbeteren door een efficiëntere benutting van de infrastructuur.

Twee definities van efficiënt gebruik

Dit onderzoek richt zich op het efficiënt gebruik van het netwerk. 'Efficiënt' gebruik kan op meerdere manieren uitgelegd worden. In dit rapport kijken we zowel naar technisch efficiënt netgebruik als economisch efficiënt netgebruik. Economisch efficiënt netgebruik kan technisch gezien erg inefficiënt zijn en andersom.

Technisch efficiënt netgebruik

Het net wordt technisch gezien efficiënt gebruikt als de benutting van de infrastructuur een hoge bedrijfstijd kent. Een kabel die maar 10% van de tijd gebruikt wordt, doet 90% van de tijd niks en wordt technisch gezien dus niet efficiënt gebruikt.

In dit rapport bekijken we mogelijkheden om de ongebruikte capaciteit van het net beter te benutten en zo de technische efficiëntie te verhogen.

Economisch efficiënt netgebruik

Een andere manier om efficiëntie uit te drukken is economische efficiëntie.

Economisch gezien is netgebruik efficiënt als het goedkoper is om het netwerk te gebruiken dan om een alternatieve oplossing toe te passen. Een aansluiting op het elektriciteitsnet die als back-up dient, kan bijvoorbeeld maar één dag per jaar gebruikt worden. Toch is het mogelijk dat dat het goedkoopste alternatief is.

Netgebruik kan economisch inefficiënt zijn als het niet juist geprijsd is. Er wordt mogelijk te veel of juist te weinig netcapaciteit gebruikt als de eindgebruikerskosten voor het netgebruik de daadwerkelijke kosten niet reflecteren. Bij te lage kosten voor netgebruik is er misschien een goedkoper alternatief mogelijk, maar wordt dat niet ingezet.

Andersom wordt er bij te hoge kosten voor netgebruik mogelijk een alternatief ingezet dat duurder is dan de daadwerkelijke kosten van het net.

In dit rapport identificeren we een aantal oplossingen om de prijsprikkel richting de eindgebruiker te verbeteren.

3 Onderzoekopzet

In deze studie identificeren we verschillende beleidsmaatregelen die kunnen bijdragen aan een efficiënter gebruik van het elektriciteitsnetwerk of efficiëntere verzwaring van de infrastructuur. We richten ons niet op het oplossen van knelpunten die het verhogen van het tempo van netverzwaring in de weg staan.

Figuur 3 toont een overzicht van onze onderzoekopzet. In dit hoofdstuk vatten we de methodologie samen.

Vijf casussen uit de energietransitie

In de eerste stap van het onderzoek werken we vijf casussen uit. Deze casussen worden getypeerd doordat ze onderdeel zijn van de energietransitie, resulteren in significante netbelasting, beïnvloed worden door overheidsbeleid en er potentieel is voor flexibiliteit. De casussen zijn gebruikt als middel om tot de onderzoeksresultaten te komen, maar zijn zelf geen onderzoeksresultaat. De casussen zijn op hoofdlijnen:

1. **Grootschalige zon-pv:** Een zonnepark van meer dan 10 MW dat alle opgewerkte energie levert aan het netwerk. Het project ontvangt SDE++-subsidie, waarvoor een transportindicatie vereist is.
2. **Wijk met zon op dak:** Huishoudens met een gemiddeld verbruik en 4 kW aan zonnepanelen op het dak. Ongeveer 30% van de stroom wordt zelf gebruikt en de rest wordt terug geleverd aan het netwerk onder de salderingsregeling.

3. **Elektrische industriële boiler:** Een grootschalige boiler die warmte levert aan een industrie en flexibel aangestuurd kan worden. Er wordt SDE++ aangevraagd voor deze techniek.
4. **Publiek laden:** Publieke laadpalen waar elektrische auto's opgeladen kunnen worden in een woonwijk. De laadpalen worden aangelegd via aanbestedingen van gemeentes of provincies.
5. **Elektrificatie huishouden:** Elektrificatie van huishoudelijke energievraag met een warmtepomp en elektrische auto met een thuislaadpaal.

In Bijlage A tot E zijn de casussen met knelpunten en oplossingen in detail uitgewerkt.

Vier hoofdknelpunten voor efficiënt netwerk

Vervolgens is een knelpuntanalyse uitgevoerd voor alle casussen. Ook deze resultaten zijn opgenomen in de bijlage. Gebaseerd op de knelpuntenanalyse voor de vijf casussen komen we tot vier hoofdknelpunten:

1. **Gelijktijdige productiepiek gedurende zeer weinig uren per jaar:** Hernieuwbare opwek is nodig voor de klimaatdoelstellingen, maar verschilt fundamenteel van conventionele opwek. Het profiel is weersafhankelijk en vooral zon kent een zeer beperkt aantal uren met de maximale productie. Het netwerk moet echter wel gedimensioneerd worden op deze maximale piek.

2. **Hoge nettarieven voor flexibiliteit:** Flexibel aangestuurde technieken zijn belangrijk voor het energiesysteem en de energie-infrastructuur. De hoge nettarieven voor afname van elektriciteit zijn een belemmering voor de ontwikkeling van flexibiliteit aan de afnamekant.
3. **Prikkels voor efficiënt netgebruik ontbreken:** In een aantal gevallen worden de daadwerkelijke netkosten onvoldoende doorgerekend aan de gebruiker. Hierdoor is er geen of een te kleine prikkel voor efficiënt netgebruik, wat inefficiënt gebruik in de hand werkt. Daarnaast betalen niet alle eindgebruikers dan eerlijk mee aan de infrastructuur.
4. **Efficiënt verzwaren niet mogelijk vanwege onzekerheid:** De ontwikkelingen in de energietransitie zijn nog onzeker door overheidsbeleid, technologische ontwikkelingen en toekomstige prijzen. Daardoor is nog onzeker welke duurzame techniek eindgebruikers gaan gebruiken en wanneer ze de overstap zullen maken. Het is daarmee nog onzeker wanneer welke infrastructuur vereist is en in welke hoeveelheid, oftewel wat, wanneer en waar. Door de relatief lange doorlooptijd is het tijdig en efficiënt realiseren van de gewenste infrastructuur daardoor lastig.

Deze vier hoofdknelpunten zijn uitdagend om op te lossen en er bestaat geen ‘silver bullet’. We hebben verschillende oplossingsrichtingen geïdentificeerd om het netwerk efficiënter te gebruiken. Echter zullen er nog steeds significante netverzwaringen vereist zijn.

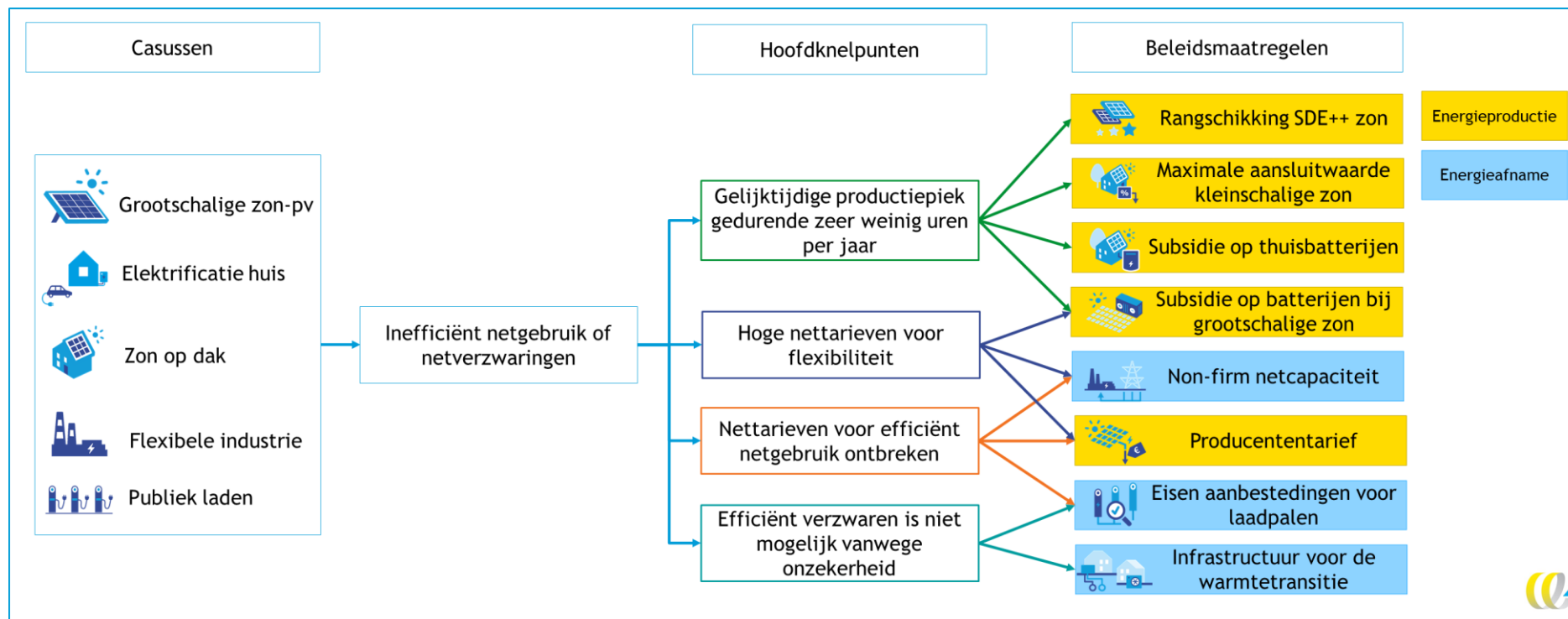
In Bijlage A tot E zijn alle beleidsopties opgenomen per casus. Er zijn acht beleidsmaatregelen geselecteerd die zijn uitgewerkt.

Acht beleidsmaatregelen voor efficiënt netgebruik

De acht beleidsmaatregelen zijn geselecteerd omdat ze voldoen aan een aantal criteria. We richten ons op maatregelen die een vernieuwend karakter hebben maar al wel onderwerp van gesprek zijn in de sector. Daarnaast moeten de maatregelen voldoende potentieel hebben om daadwerkelijk impact te hebben op het werkpakket van de netbeheerder. Tenslotte hebben we een zodanige selectie van maatregelen gemaakt dat ze de verschillende casussen en hoofdknelpunten voor efficiënt netgebruik reflecteren.

De beleidsmaatregelen zijn uitgewerkt aan de hand van een literatuurstudie, interviews met werknemers van netbeheerders, interviews met marktpartijen en CE Delft-collega's en berekeningen. De maatregelen komen voort uit verschillende hoofdknelpunten, weergegeven in Figuur 3. De gele en blauwe kleur geeft aan of het gaat om productie respectievelijk afname van energie.

Figuur 3 - Visualisatie onderzoeksopzet



4 Acht beleidsmaatregelen

In totaliteit zijn er in studie acht beleidsmaatregelen uitgewerkt. Dit is een selectie van de beleidsmaatregelen per casus zoals opgenomen in Bijlage A tot E.

De two-pagers zijn in dit hoofdstuk opgenomen en kunnen geselecteerd worden door op de link te klikken:

1. Producententarief
2. Ongegarandeerde netcapaciteit
3. Subsidie op batterijen bij grootschalig zon-pv
4. Rangschikking zon-pv SDE++
5. Maximale aansluitwaarde kleinschalige zon
6. Subsidie op thuisbatterijen
7. Additionele eisen aanbestedingen laadpunten
8. Infrastructuur voor de warmtetransitie



PRODUCENTENTARIEF

Afnemers betalen het transportafhankelijk tarief. Dat tarief dekt de kosten voor diepere netverzwaring die nodig is voor hun netaansluiting. Opwekkers betalen nu geen transportafhankelijk tarief. Met de invoering van een producententarief gaan opwekkers toch betalen voor de diepere netverzwaring. Hierdoor wordt het net efficiënter benut, waardoor er minder netverzwaring nodig is en de totale kosten voor het elektriciteitsnet dalen.

Probleemanalyse: producenten betalen *niet* voor diepere netverzwaring

Opwekkers betalen via het aansluittarief alleen de kosten om hun installatie aan te sluiten op het dichtstbijzijnde onderstation. Netverzwaring verderop in het net is één van de kostenposten die worden gedekt door het transportafhankelijk tarief. Alleen verbruikers betalen het transportafhankelijk tarief, opwekkers zijn wettelijk vrijgesteld. De nettarieven die opwekkers afdragen zijn dus onvoldoende om de volledige netinvesteringen te vergoeden.

De prikkel om een kleinere netaansluiting te gebruiken is dus te laag voor opwekkers. Het is aannemelijk dat (een deel van de) opwekkers een kleinere aansluiting zou aanvragen als zij wél de volledige kosten van de netinvestering zouden dragen, zie ook het rekenvoorbeeld hiernaast.

Ten tweede is er voor flexibiliteit nu een ongelijk speelveld tussen opwek en verbruik: door het ontbreken van een transportafhankelijk tarief voor opwekkers kunnen zij veel goedkoper flexibiliteit leveren dan verbruikers. Verbruikers betalen flink als zij hun aansluiting (af en toe) extra belasten, terwijl dit voor opwekkers niks extra kost.

Oplossingsrichting: producenten betalen *mee* aan diepere netverzwaring

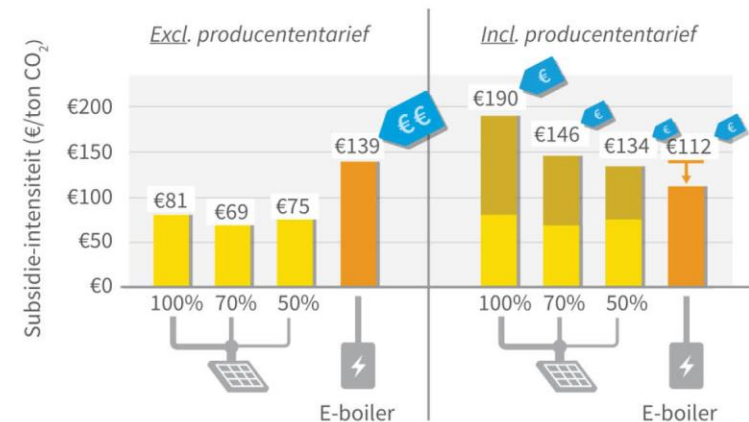
Het instellen van een producententarief kan ervoor zorgen dat de tarieven voor opwekkers de daadwerkelijke kosten beter reflecteren. Het heeft de voorkeur om een tarief per kW aansluitvermogen te hanteren omdat dit een prikkel geeft voor een efficiënt gebruik van de netaansluiting.

Rekenvoorbeeld:

extra opwek met zon-pv versus extra verbruik met elektrische boiler

We vergelijken de subsidie-intensiteit binnen de SDE++, met en zonder producententarief, voor een elektrische boiler en zonneparken die zijn aangesloten op 100%, 70% en 50% van de piekcapaciteit van de panelen. We gebruiken het onrendabele top model van PBL.

We stellen het transportafhankelijk tarief op 17,8 €/kW/j. Dit betekent in het voorbeeld gelijke transporttarieven voor afnemers en producenten.



Figuur 1 – Subsidie-intensiteit van zon-PV en elektrische boiler, zonder en met producententarief

Zonneparken hebben in de huidige situatie een lagere subsidie-intensiteit dan een elektrische boiler, onder andere door het hoge transportafhankelijk tarief. Met het producententarief stijgen de netkosten voor zon-pv, terwijl ze juist dalen voor de elektrische boiler. Het producententarief resulteert dus in een andere verdeling van de SDE++-subsidiegelden.

Voor producenten aangesloten op het (extra)hoogspanningsnet (EHS en HS) geldt volgens de Europese Verordening 838/2010 een maximum effectief tarief van 0,50 €/MWh, exclusief de kosten voor ondersteunende diensten en systeemverliezen. Andere landen kenden historisch wel een producententarief en kennen een hoger maximum tarief.

De tarieven voor producenten aangesloten op het distributienet zijn echter niet gemaximeerd. Er zijn dan ook grote verschillen tussen de landen in de EU in welke kosten aan producenten in rekening gebracht worden en de hoogte ervan¹. Doordat deze tarieven niet uniform op Europees niveau zijn vastgesteld, bestaat er ruimte voor Nederland om de eigen tariefstructuur vorm te geven.

De hoogte van het producententarief kan verschillen tussen een opwekker die op een lager netvlak is aangesloten en een opwekker die op het hoogspanningsnet is aangesloten. Toch is dit niet strijdig met het uitgangspunt dat tarieven non-discriminatoir moeten zijn: gelijke situaties moeten een gelijk tarief kennen. Elektriciteit die ingevoed wordt op verschillende netvlakken moet mogelijk door meer of minder niveaus in het netwerk voordat het de eindklant bereikt. Er zijn dus ook daadwerkelijk andere kosten gemoeid met invoeding op een ander niveau, wat een verschillend producententarief rechtvaardigt.

Evaluatie oplossingsrichting: eerlijkere lastenverdeling

De invoering van een producententarief zorgt voor een andere verdeling van de kosten over de aangeslotenen, maar de totale inkomsten van de netbeheerder veranderen slechts beperkt. De inkomsten voor invoeding zullen stijgen, maar de inkomsten voor afname zullen daarentegen dalen.

Doordat ook opwekkers gaan bijdragen aan het transportafhankelijk tarief, zal het tarief voor afnemers omlaaggaan. Daardoor wordt het goedkoper om flexibiliteit aan de gebruikerskant te ontsluiten. Andersom wordt invoeding duurder voor producenten, waardoor zij maatregelen gaan nemen om hun aansluiting beter te benutten. De hogere kosten voor invoeding worden waarschijnlijk via de elektriciteitsprijs doorberekend aan de afnemers, wat het effect voor de eindafnemer dempt.

De invoering van een producententarief creëert dus een gelijk spelveld tussen afnemers en opwekkers. Het vervangen van fossiele brandstoffen aan

de gebruikerskant is nu minder aantrekkelijk dan het vervangen van fossiele brandstoffen aan de opwekkant, omdat afnemers wel transportafhankelijk tarief betalen en opwekkers niet. In het rekenvoorbeeld op de vorige pagina komt deze verschuiving duidelijk naar voren.

Een producententarief is meer kostenreflectief dan de huidige tariefstructuur, maar is niet zaligmakend. Een vlak producententarief dat gelijk is voor iedere producent geeft namelijk geen prikkel om netcapaciteit te gebruiken op momenten of locaties dat het net het minst belast is. Een verdere verfijning is mogelijk, maar maakt de uitvoering lastiger en maakt de tarieven minder transparant en voorspelbaar.

Voor bestaande projecten met een SDE++ beschikking zal er gekeken moeten worden naar een overgangsregeling. De subsidie van deze projecten is immers gebaseerd op de kosten zonder producententarief, terwijl het producententarief bij nieuwe projecten in de subsidie verwerkt is.

Vervolgstappen: netbeheerders werken toe naar concreet voorstel

Als eerste stap is een analyse nodig van hoe hoog een nieuw tarief voor afnemers en producenten zou liggen op basis van het kostenveroorzakingsprincipe. Hierbij moet onderscheid gemaakt worden tussen producenten aangesloten op (E) HS-niveau en producenten aangesloten op het distributienet, waarbij er geen ongelijk speelveld tussen deze twee ontstaat.

Om het producententarief daadwerkelijk te implementeren, moet de Tarieven-code en de Elektriciteitswet worden aangepast. Afhankelijk van de hoogte van het producententarief voor producenten (E)HS-niveau kan het nodig zijn om de Europese Verordening 838/2010 aan te passen. Dit kan een ophoging van het maximumtarief betreffen voor alle landen, of een uitzonderingspositie voor Nederland, analoog aan de hogere maximumtarieven die nu al gelden voor een aantal landen. Hiervoor is lobby van netbeheerders, toezichthouder (ACM) en EZK nodig. Een aanpassing van de Europese Verordening kan pas vanaf begin jaren 2030 effect hebben, maar de voorbereidingen daarvoor moeten nu al in gang worden gezet.

De netbeheerders zullen samen met marktpartijen een concreet voorstel moeten maken dat gedragen wordt door alle partijen. Met dit voorstel kunnen zij een verzoek tot codewijziging indienen bij de ACM.

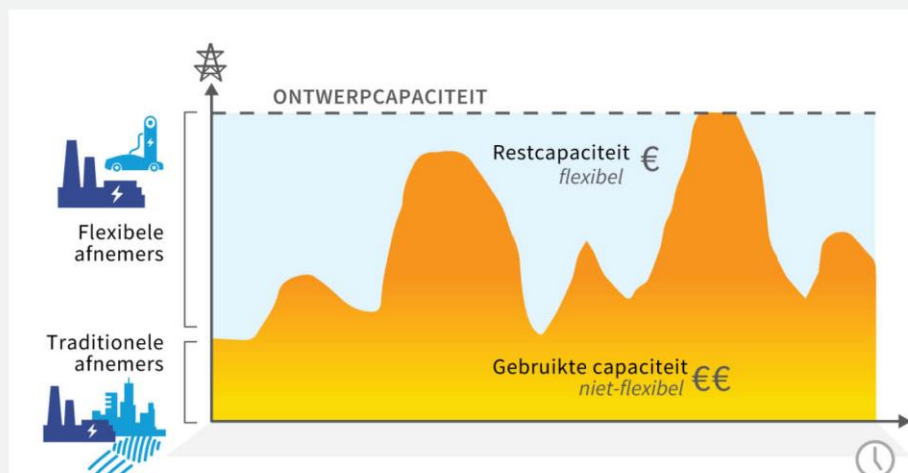


ONGEGARANDEERDE NETCAPACITEIT

Met de huidige regelgeving heeft een gebruiker de garantie dat hij te allen tijde kan beschikken over de volledige capaciteit van zijn netaansluiting. Bij een *ongegarandeerde* aansluiting kiest de klant voor een aansluiting met minder zekerheid. Daardoor kan de netbeheerder de capaciteit beperken wanneer dat nodig is. In ruil daarvoor ontvangt de klant een lager tarief. Een *ongegarandeerde* aansluiting kan een oplossing zijn om flexibele gebruikers sneller aan te sluiten, zodat ze toch een netaansluiting kunnen krijgen in gebieden met een tekort aan netcapaciteit.

Problemanalyse: restcapaciteit wordt niet benut

Flexibele toepassingen kunnen hun gebruik verschuiven in de tijd, bijvoorbeeld naar een moment met lage elektriciteitsprijzen of een moment dat er netcapaciteit beschikbaar is. Flexibele toepassingen hebben dus niet per se een aansluiting nodig die altijd beschikbaar is. Netbeheerders kunnen en mogen nu echter alleen gegarandeerde netaansluitingen aanbieden, waarbij de volledige capaciteit altijd beschikbaar is ('firm' in jargon). Voor flexibele toepassingen is een gegarandeerde beschikbaarheid niet altijd nodig. Toch moet óók de exploitant van een flexibele toepassing wachten totdat de netverzwaring voor een gegarandeerde aansluiting gereed is.



Figuur 1: De ongebruikte capaciteit in elektriciteitsnet kan gebruikt worden voor flexibele toepassingen, zonder dat daar netverzwaring voor nodig is. Dit verlaagt de totale kosten van het elektriciteitsnet.

Oplossingsrichting: nieuw product als keuze

Netbeheerders kunnen ongegarandeerde aansluitingen aanbieden aan klanten, als additionele optie naast een reguliere gegarandeerde aansluiting. De klant heeft altijd de mogelijkheid om een gegarandeerde aansluiting aan te vragen en kan zijn aansluiting ook achteraf altijd omzetten naar een gegarandeerde aansluiting, maar hij moet dan wel wachten tot de eventuele netverzwaring gereed is.

Bij een ongegarandeerde aansluiting kan (een deel van) de aansluiting enkel op aangeven van de netbeheerder gebruikt worden ('non-firm' in jargon). Elektriciteitsnetten zijn uitgelegd op een jaarlijks optredende piek in vraag of afname. De overige tijd is er restcapaciteit beschikbaar. Ongegarandeerde aansluitingen maken gebruik van deze restcapaciteit en maken het op deze manier mogelijk om extra aansluitingen te realiseren zonder het achterliggende net te verzwaren. De nieuwe aansluitingen kunnen dan enkel gebruikt worden op de momenten waarop er nog capaciteit over is op het net, zie *Figuur 1*.

Een ongegarandeerde aansluiting heeft beperktere mogelijkheden dan een reguliere, gegarandeerde aansluiting. Om dit type aansluiting toch aantrekkelijk te maken, kan de netbeheerder deze aanbieden tegen gereduceerd tarief. De netbeheerder kan voor ongegarandeerde aansluitingen het transportafhankelijk nettatarief (kWcontract en kWmax) vervangen door een tarief per MWh gebruikte netcapaciteit.



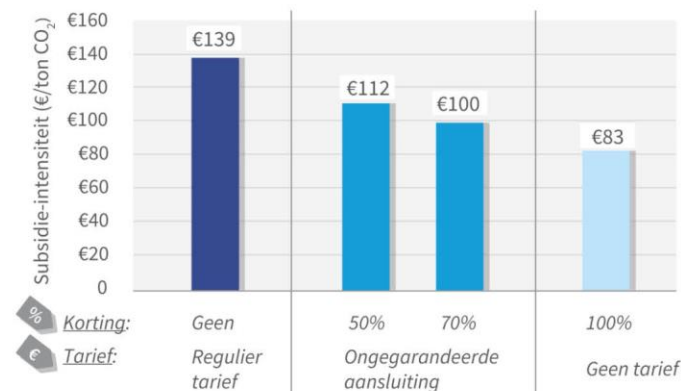
Evaluatie oplossingsrichting: goedkoper en sneller

De ongegarandeerde aansluiting kan enkel gebruikt worden op aangeven van de netbeheerder. Of dit een werkbare oplossing is voor een klant, hangt af van onder andere:

- De toepassing van de aangeslotene. Alleen toepassingen die flexibel ingezet of afgeschakeld kunnen worden, kunnen overweg met een ongegarandeerde aansluiting. Dit zijn bijvoorbeeld batterijen, elektrolyzers of grotere ev-laadpleinen.
- Hoe lang van tevoren de netbeheerder communiceert wanneer de aansluiting beschikbaar is.
- De zekerheid en voorspelbaarheid waarmee de aansluiting beschikbaar is.
- Het tariefvoordeel tegenover de gemiste inkomsten/bespaarde kosten door een beperktere aansluiting.
- De garantie die de netbeheerder heeft dat partijen niet tóch meer gaan afnemen dan afgesproken.

Ongegarandeerde aansluitingen leveren een grote kostenbesparing op voor de netbeheerder ten opzichte van reguliere aansluitingen omdat het net niet verzaamd hoeft te worden voor het extra verbruik/opwek. Dat voordeel kan de netbeheerder doorberekenen aan de klant, zodat een ongegarandeerde aansluiting ook een forse besparing op kan leveren voor de klant (zie kader).

Rekenvoorbeeld: ongegarandeerde aansluiting bij elektrische boiler



Bij een elektrische boiler is het transportafhankelijk nettatarief goed voor ongeveer 1/3 van de totale kosten. De exploitant betaalt het volle tarief voor een aansluiting, die hij maar 3.000 uur per jaar gebruikt. Dit komt neer op zo'n 12 €/MWh. Het figuur geeft het effect van 50% en 70% korting op het tarief weer. Deze kortingen resulteren in een tarief van 6 €/MWh, respectievelijk 3,50 €/MWh. Ter referentie: een klant die de aansluiting 8000 uur per jaar gebruikt, bedraagt dit zo'n 4,5 €/MWh (excl. Grootverbruikerskorting). Volledige kwijtschelding van het transportafhankelijk tarief is geen reële optie, maar enkel weergegeven om het effect van de tarieven duidelijk te maken.

Met een ongegarandeerde aansluiting heeft een elektrische boiler dus fors minder subsidie nodig. Projecten met een lagere subsidie-intensiteit krijgen eerder subsidie in de SDE++. De kans dat de elektrische boiler subsidie krijgt is dus veel groter met een ongegarandeerde aansluiting.



Effecten oplossingsrichting: congestie voorkomen door flexibiliteit

Ongegarandeerde aansluitingen kunnen netproblemen voorkomen, maar niet oplossen. Het proactief voorkomen van netproblemen met een ongegarandeerde aansluiting is soms mogelijk goedkoper dan de problemen reactief oplossen door congestiemanagement toe te passen. Bij congestie-management moet de netbeheerder partijen schadeloosstellen als zij hun netaansluiting niet ten volle kunnen benutten. Bij ongegarandeerde aansluitingen is het andersom: de aangeslotene heeft geen recht op transport en hoeft dus ook niet schadeloos gesteld te worden.

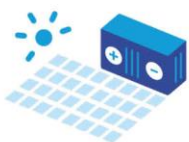
Ongegarandeerde aansluitingen zijn niet voor alle toepassingen een optie. De kosten om het verbruik/de opwek te verplaatsen in de tijd moeten lager liggen dan de besparing door een goedkopere netaansluiting. Daardoor is een ongegarandeerde aansluiting bijvoorbeeld in het algemeen niet geschikt voor zonneparken in congestiegebied. Zij kunnen hun opwek enkel in tijd verplaatsen met een kostbaar opslagsysteem, dat veel duurder is dan de kosten van een reguliere aansluiting met transportgarantie.

Vervolgstappen:

netbeheerders maken voorstel voor codewijziging

De netbeheerders experimenteren momenteel onder ontheffing van de ACM met de eerste ongegarandeerde aansluitingen. Het concept van de ongegarandeerde aansluiting wordt door deze praktijkproeven verder uitgewerkt, wat antwoord moet geven over de onduidelijkheden rond het tarief, de garanties over de beschikbaarheid van de aansluiting en de behoefte van marktpartijen.

Als de netbeheerders gezamenlijk een succesvol tariefproduct ontwikkeld hebben, kunnen zij een verzoek tot codewijziging indienen bij de ACM zodat de ongegarandeerde aansluiting als standaard product kan worden aangeboden. Dit zal vrijwillig zijn, als alternatief voor de reguliere gegarandeerde aansluiting. De netbeheerders moeten dit concept dus de komende periode gezamenlijk verder ontwikkelen, samen met de marktpartijen.



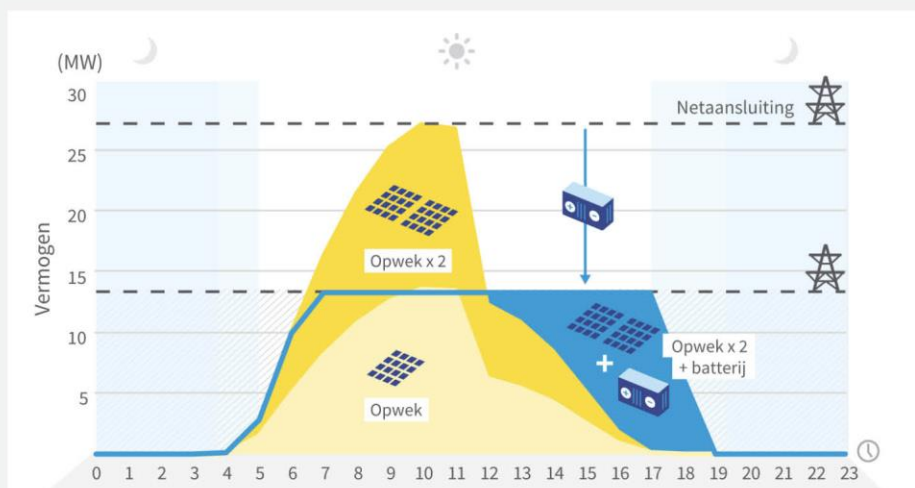
SUBSIDIE OP BATTERIJEN BIJ GROOTSCHALIG ZON-PV

Zonne-installaties op daken en op land genereren een hoge netbelasting omdat iedere installatie op hetzelfde moment zijn piekproductie levert. Met een gerichte subsidie voor batterijopslag wordt de netbelasting rond het middaguur verlaagd en wordt grotendeels fossiele stroom in de avond vervangen. Het stellen van strikte voorwaarden voor de subsidie op batterijen is wel van belang.

Problemanalyse: zon-pv heeft hoog piekvermogen

De realisatie van zon op land en op dak loopt vertraging op omdat het elektriciteitsnet op veel plaatsen vol zit. Er wordt langer dan nodig meer CO₂ uitgestoten dan nodig doordat de uitbouw van zon vertraagd is.

Zon-pv heeft een relatief groot netbeslag omdat alle zonne-installaties op hetzelfde moment hun elektriciteit leveren, namelijk rond de middag op zonnige dagen. Netbeheerders dimensioneren het net op de levering tijdens dit piekmoment, terwijl er op andere momenten nog genoeg capaciteit is in het net.



Figuur 1: Opwekprofiel van een enkele zonne-installatie, twee zonne-installaties op dezelfde aansluiting en twee zonne-installaties op dezelfde aansluiting met opslagsysteem. Met het opslagsysteem is een kleinere aansluiting nodig en wordt de elektriciteit geleverd in de avond.

Oplossingsrichting: batterij bij zonneparken

Een batterij bij een zonne-installatie kan elektriciteit opslaan die rond de middag geproduceerd wordt en deze elektriciteit 's avonds aan het net leveren.

Met een batterij kan er meer zon aangesloten worden bij een gelijke netbelasting, dus meer zon zonder netverzwaring. In *Figuur 1* is een voorbeeld weergegeven waar een tweede zonne-installatie geplaatst wordt op de netaansluiting van een bestaande zonne-installatie. De opslag resulteert in lagere netbelasting in de middag en levert ook energie in de avond.

Batterijen bij zonne-installaties zorgen op meerdere manieren voor een versnelling van de CO₂-reductie:

1. Er kan toch extra zon aangesloten worden zonder netverzwaring (of andersom: meer zon met dezelfde hoeveelheid netverzwaring).
2. De extra elektriciteit wordt geleverd in de avond. 's Avonds draaien er vaak extra, inefficiëntere piekcentrales om aan de vraag te voldoen, terwijl rond de middag alleen de meest efficiënte centrales draaien. Met levering in de avond wordt dus meer CO₂-emissie vermeden omdat elektriciteit met een hoge CO₂-uitstoot wordt vervangen.
3. Grootschalige curtailment wordt voorkomen. Het zal de komende jaren steeds vaker voorkomen dat de opwek van zon-PV meer is dan de totale elektriciteitsvraag. Zonder opslag, conversie of flexibele vraag moet er dan elektriciteit weggegooid worden, die later weer met een gascentrale moet worden opgewekt.

Het effect van de subsidie is erg afhankelijk van de exacte inrichting van de maatregel. Het doel van de maatregel is om versneld CO₂ te reduceren doordat er meer zon aangesloten kan worden op het netwerk en de elektriciteit in de avond teruggeleverd kan worden. Een algemene regeling die alle batterijen stimuleert, leidt niet tot het gewenste resultaat.

Er zijn twee belangrijke voorwaarden om de regeling effectief te maken:

1. De batterij wordt bij een zonnestelsel geplaatst. Daardoor kan er meer zon aangesloten worden. Zonder deze eis zullen batterijen vooral losstaand gerealiseerd worden, wat niet leidt tot de invoeding van meer zonnestroom of het voorkomen van netverzwaring. Plaatsing bij een bestaande zonne-installatie is alleen doeltreffend als de capaciteit van de aansluiting ook verlaagd wordt.
2. De batterij moet daadwerkelijk worden ingezet voor uitgestelde levering. Het is voor de batterijexploitant lucratiever om de batterij alleen in te zetten voor netbalanceren, maar dit leidt niet direct tot CO₂-reductie.

Een investeringssubsidie met de genoemde voorwaarden is eenvoudig op te zetten. Via een marktconsultatie zou EZK kunnen bepalen welk subsidiebedrag nodig is om ontwikkelaars batterijen te laten plaatsen.

De subsidie zou ook uitgevoerd kunnen worden binnen SDE++. Door de veilingssystematiek van de SDE++ wordt de kosteneffectiviteit van batterijopslag automatisch gewogen ten opzichte van andere maatregelen om de CO₂-uitstoot te reduceren. Batterijopslag krijgt op die manier geen toegang tot middelen die voor andere technieken niet toegankelijk zijn.

Voor beide subsidiemethodes zijn er twee aandachtspunten. Ten eerste is het belangrijk om vorm te geven aan de controle achteraf. Er moet gecontroleerd worden dat de batterij juist ingezet is en er moeten consequenties volgen als dat niet zo is. Ten tweede is het moet oversubsidiëring voorkomen worden. Een batterij is niet rendabel als deze alleen wordt ingezet voor uitgestelde invoeding. De batterij moet ook andere diensten aanbieden, zoals netbalanceren. Het is bewerkelijk om per batterijsysteem de inkomsten uit overige verdiensten vast te stellen, maar dit is wel nodig om zeker te weten dat de subsidie niet meer dan de onrendabele top vergoedt.



Evaluatie oplossingsrichting: fors potentieel, aandacht voor uitvoerbaarheid

Uit eerder onderzoek van CE Delft¹ blijkt dat er met 5,5 GW aan batterijen bij zonnepanelen 7,5 GWp extra zonnepanelen aangesloten kan worden zonder netverzwaring. Dit is goed voor 5 TWh/j additionele hernieuwbare elektriciteit en 1,6-2,2 Mton/j CO₂-besparing. Dit betekent dat iedere kWh geleverde elektriciteit gemiddeld 320-440 g CO₂ reduceert. Dat is aanzienlijk meer dan de 216 g CO₂/kWh waar het PBL mee rekent voor een zonnepark zonder uitgestelde invoeding².

De subsidieregeling kan lastig uitvoerbaar blijken. Het batterijsysteem wordt maar een deel van de tijd gebruikt voor uitgestelde levering. In de overige uren kan de exploitant de batterij gebruiken voor het leveren van andere diensten. Het is van belang dat de inkomsten uit deze diensten met redelijke zekerheid bepaald kunnen worden om oversubsidiëring te voorkomen.

De plaatsing van een batterij kan leiden tot nieuwe congestieproblemen bij het opladen van de batterij, al is dit sterk afhankelijk van de lokale netsituatie en het gedrag van de batterij.

1 CE Delft (2021) — Omslagpunt grootschalige batterijopslag

2 PBL (2021) — Onrendabele top model eindadvies basisbedragen SDE++

Vervolgstappen: EZK ontwerpt concrete regeling

We adviseren EZK om toe te werken naar een concrete regeling voor de ondersteuning van batterijopslag bij zonneparken, met oog voor de wenselijkheid en kosteneffectiviteit. Directe stimulering van batterijopslag moet worden gewogen tegenover andere alternatieven, zoals congestiemanagement. Een eventuele regeling om batterijopslag te ondersteunen moet voldoen aan de genoemde voorwaarden, zodat de ondersteuning ook daadwerkelijk resulteert in CO₂-reductie door additionele opwek.



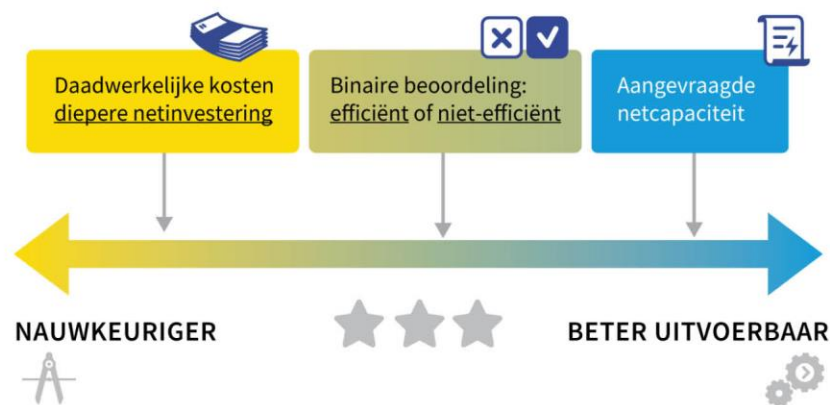
RANGSCHIKKING ZON-PV SDE++



Problemanalyse:

zon-pv betaalt niet meer aan diepere netkosten

In de huidige systematiek van de SDE++ worden projecten gerangschikt op hun subsidie-intensiteit (euro subsidie per ton vermeden CO₂). Projecten krijgen subsidie op volgorde van oplopende subsidie-intensiteit, totdat het budget op is. In de afgelopen jaren zijn veel zon-PV projecten gebouwd, waardoor het elektriciteitsnetwerk op veel plekken vol is en daar geen nieuwe opwek aangesloten kan worden.



Figuur 1: Mogelijke grondslagen om een rangschikking van zon-pv projecten in de SDE++ op te baseren: een balans tussen nauwkeurigheid en uitvoerbaarheid.

Zonne-installaties hebben een aanzienlijk netbeslag door een hoge piek in de opwek. Ze betalen echter niet mee aan de resulterende netinvesteringen. Door een aanpassing van de SDE++-regeling krijgen zonne-installaties alsnog een prikkel om hun netimpact te beperken. Door de rangschikking krijgen projecten eerder subsidie als ze het netwerk efficiënt gebruiken.

Projecten voor opwek van hernieuwbare elektriciteit (grootschalige zonneparken en wind op land) krijgen nu vaak subsidie, maar dit resulteert in een maatschappelijk inefficiënte verdeling van de subsidiegelden. De kosten in de berekende subsidie-intensiteit zijn namelijk de eindgebruikerskosten. De netkosten zitten hier onvoldoende in doorberekend. Opwekker betalen namelijk niet mee aan de kosten voor netverzwaring dieper in het net. Die kosten worden betaald uit het transportafhankelijk tarief, waar opwekkers van zijn vrijgesteld. Zij betalen alleen betalen de kosten voor de netaansluiting naar de dichtstbijzijnde transformator of onderstation via het aansluittarief. De prikkel om de netbelasting te beperken reflecteert niet de daadwerkelijke kosten. Dit zou eigenlijk opgelost moeten worden door de tarievenstructuur aan te passen, maar een correctie in de SDE++ kan een snellere en meer pragmatische oplossing zijn.

Oplossingsrichting: weeg netimpact mee in SDE++

We stellen voor om een prioritering toe te voegen in de SDE++, waarbij efficiënt systeemgebruik beloond wordt. Deze prioritering moet een prikkel geven om de netbelasting te beperken ten opzichte van de totale geproduceerde energie. Aanvragers kunnen hun beoordeling verbeteren door:

- meer energie lokaal te gebruiken; of
- energie op te slaan; of
- opwekmethodes (zon én wind) te combineren; of
- achter de meter aansluiten op een locatie met een grote afname.

De regeling kan op verschillende manieren worden vormgegeven, waarbij er een verschillende grondslag is voor de rangschikking, zoals weergegeven in *Figuur 1*. We zien de volgende opties, die verschillen in mate van nauwkeurigheid en uitvoerbaarheid:

- Doorberekenen van de daadwerkelijke kosten van de diepere netinvestering. Deze optie is het meest nauwkeurig maar niet uitvoerbaar voor netbeheerders.
- Binaire beoordeling of het netgebruik wel efficiënt of niet efficiënt is. De netbeheerder kan tegelijkertijd met de transportindicatie beoordelen of het netgebruik efficiënt is of niet. De indicatie “efficiënt” kan bijvoorbeeld afgegeven worden als het project aan één van de vooraf vastgestelde criteria voldoet, bijvoorbeeld aansluiten op maximaal 50%, de aanwezigheid van een opslagsysteem of nog andere criteria.
- Aangevraagde netcapaciteit (zie kader voor rekenvoorbeeld).

Een nauwkeurigere vaststelling van de daadwerkelijke kosten zorgt voor een meer nauwkeurigere prikkel. De minst nauwkeurige vaststelling is echter ook al beter dan het huidige mechanisme, waarbij zonne-installaties helemaal niet betalen voor de diepere netinvesteringen.

De diepe aansluitkosten voor netgebruik van zon-pv kunnen in de SDE++ meegewogen worden door een vast bedrag voor het netgebruik op te tellen bij de totale projectkosten. In het kader werken we een voorbeeld uit.

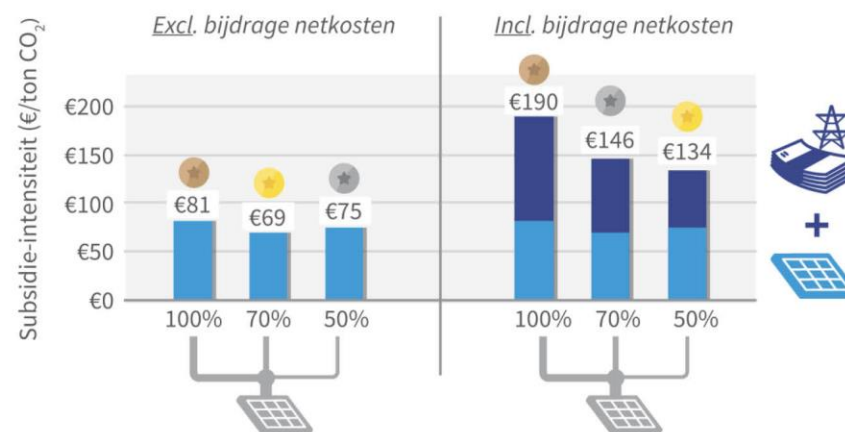
Deze additionele kosten kunnen ook bij andere SDE++-categorieën toegevoegd worden, zodat er een gelijk speelveld ontstaat tussen de opties. Het is ook mogelijk om alleen extra kosten mee te nemen voor zon-pv. Dan ontstaat er alleen een nieuwe rangschikking ontstaat tussen de projecten voor zon-pv onderling. Hierdoor gaat er in totaal dezelfde hoeveelheid subsidie naar zon-pv, maar wel naar de projecten die qua netgebruik het meest efficiënt zijn.

Voorbeeld: zon-PV met kleinere netaansluiting

Een zon-pv-project kent een subsidie-intensiteit van 81 €/ton CO₂ met een basisbedrag van 0,0548 €/kWh, volgens het PBL-advies voor 2022. We vergelijken een zonnepark van 10 MW, aangesloten op 100% respectievelijk 70% en 50% van het piekvermogen.

Het rekenbedrag stellen we voor deze voorbeeldberekening vast op 17,8 €/kW/j, 50% van het transportafhankelijk tarief dat alleen afnemers betalen. Het transportafhankelijk tarief dekt de kosten voor diepere netinvesteringen. Het tarief kan omlaag als opwekkers dit tarief ook zouden betalen, vandaar de 50% korting als aanname.

Zonder correctie voor de netkosten is de subsidie-intensiteit voor de aansluiting op 50% hoger dan die van 70%. Met correctie scoort het park aangesloten op 50% duidelijk beter.



Figuur 2: Effect van bijdrage netkosten op subsidie-intensiteit voor zon-pv

Evaluatie oplossingsrichting: snel uitvoerbaar, parken met kleinere aansluiting meer rendabel

Deze maatregel is bij een juiste inrichting snel in te voeren en goed uitvoerbaar. De aanvraag en afhandeling van de SDE++ wordt complexer, maar dat kan beperkt zijn bij een goede inrichting van de regeling.

Een nadeel van deze maatregel is dat de SDE++-regeling oneigenlijk gebruikt wordt om een tekortkoming in de nettarieven te corrigeren. Het probleem is dat de netaansluiting voor zonneparken te goedkoop is. De voor de hand liggende oplossing is dan om de nettarieven te verhogen zodat deze de werkelijke kosten beter reflecteren. Dat kan bijvoorbeeld door het invoeren van een producententarief. Een correctie in de SDE++ is eigenlijk niet het goede mechanisme, maar is wel een pragmatische oplossing die op korte termijn effect kan hebben. Na 2025 wordt er geen SDE++-subsidie meer verstrekt voor hernieuwbare opwek, dus het is sowieso nodig dat er tegen die tijd een ander mechanisme in werking treedt.

Het mechanisme treedt alleen in werking als er schaarste is van subsidiegelden, oftewel als de SDE++ wordt overvraagd. Als er geen concurrentie is, worden immers alle projecten gehonoreerd. Met een eventuele introductie van schotten in de SDE++ neemt de kans op schaarste voor zon-pv-projecten toe. Het is van tevoren echter niet bekend of de regeling overvraagd is of niet en daarmee of ontwikkelaars vaker inzetten op maatregelen om de netbelasting te beperken.

Netverzwaring is relatief goedkoop ten opzichte van maatregelen om de netimpact te beperken. Duurdere maatregelen zoals opslag of conversie zijn dus ook met de rangschikking waarschijnlijk niet rendabel voor zonnepark ontwikkelaars. Aansluiten op 50% kan wel economisch worden, wat al een grote winst zou zijn.

Het toepassen van de rangschikking heeft geen invloed op de overheidsuitgaven. De subsidiebedragen en het budget zijn immers ongewijzigd. Dit heeft wel invloed op de rentabiliteit van de parken. Om kans te maken op subsidie moet de exploitant wel kosten maken om minder netcapaciteit te gebruiken, terwijl hij daarvoor geen vergoeding via de SDE++ ontvangt.

Vervolgstappen: concretisering door PBL

Het PBL kan op verzoek van EZK deze maatregel verder uitwerken. Aandachtspunten zijn de uitvoerbaarheid, de concurrentiepositie van zon-pv ten opzichte van andere CO₂-reducerende maatregelen en de rentabiliteit van zonprojecten. Bij een succesvolle implementatie kan de regeling worden uitgebreid naar andere categorieën van de SDE++.



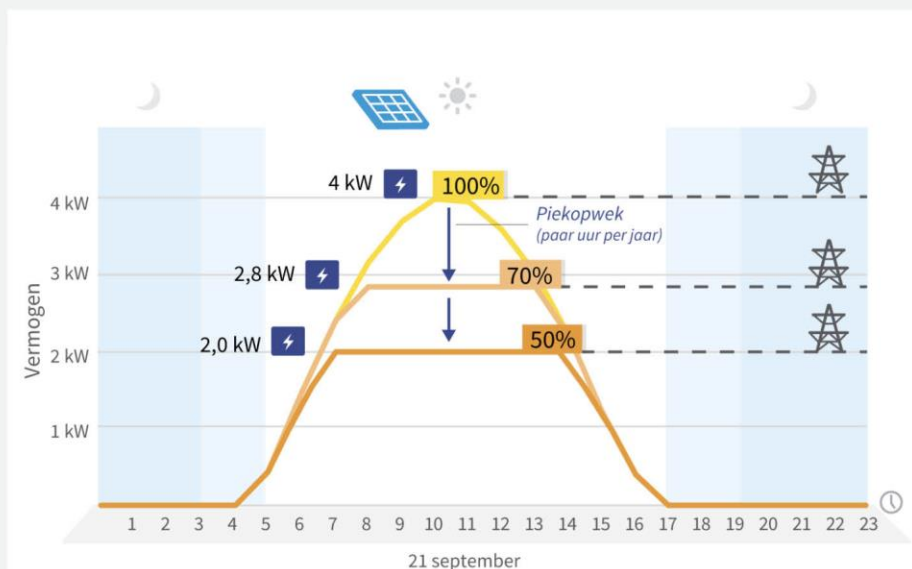
MAXIMALE AANSLUITWAARDE KLEINSCHALIGE ZON

Zonnepanelen resulteren in hoge pieken op het elektriciteitsnetwerk. We stellen een nieuwe standaard voor om zonnepanelen aan te sluiten bij kleinverbruikers. Het omvormervermogen moet kleiner zijn dan het piekvermogen van de zonnepanelen, bijvoorbeeld 70% of 50% van het piekvermogen. Daarmee neemt de piekbelasting op het netwerk af en ontstaan er minder spanningsklachten en netcongestie. De verliezen door ‘weggegooid’ duurzame energie zijn slechts beperkt.



Probleemanalyse: slechts een paar uur piekopwek

Zonnepanelen op daken van woningen hebben een hoge vermogenspiek. Dit komt doordat de opwek grotendeels niet samenvalt met lokale vraag. De pieken hebben daarnaast een zeer hoge gelijktijdigheid omdat ieder paneel op hetzelfde moment zonneschijn ontvangt. Op dit moment schakelen omvormers zelfs al regelmatig af als er te veel energie wordt opgewekt.



Figuur 1: Opwek profiel zonnepanelen met 100%, 70% en 50% omvormer. Met een kleinere omvormer produceren de zonnepanelen minder energie gedurende een beperkt aantal uur per jaar.

Oplossingsrichting: kleinere omvormer bij zonnepanelen

De piekbelasting op het net wordt beperkt door een omvormer te kiezen met minder vermogen dan het totale piekvermogen van de zonnepanelen. Figuur 1 geeft dit effect weer. De opbrengst van de panelen wordt dan afgetopt op het moment dat de panelen meer vermogen opbrengen dan het vermogen van de omvormer. We zien verschillende vormen voor ons om het omvormervermogen te beperken:

- Een verplichting, bijvoorbeeld in het Bouwbesluit of andere (lokale) regelgeving. De haalbaarheid van deze verplichting in regelgeving moet verder onderzocht worden.
- Er kunnen additionele eisen worden opgenomen aan steunmaatregelen, zoals de btw-teruggave op zonnepanelen.
- Er kan een convenant gevormd worden met installateurs of belangenorganisaties, vergelijkbaar met het bestaande convenant voor zonneparken.
- Er kan een informatiecampagne worden opgezet om bewustzijn bij organisaties en consumenten te vergroten over de wenselijkheid van een lager omvormervermogen. Nu raden veel websites een omvormervermogen aan van 90%.

Effecten oplossingsrichting: grote reductie piek, weinig energieverlies

De maatregel kan gerealiseerd worden met beperkte negatieve consequenties, dat lichten we hierna toe. Volgens de huidige prognoses van de netbeheerders zal in een zeer groot deel van de wijken spannings- of congestieproblemen ontstaan door zonnepanelen. Daarom lijkt een algemene en nationale maatregel zoals deze te verantwoorden.

Tabel 1 toont het effect van een kleinere omvormer ten opzichte van het vermogen van de zonnepanelen voor een voorbeeldhuishouden met 4 kW-zonnepanelen en een gemiddeld weerjaar.

Vermogen omvormer t.o.v. panelen	Totale opwek (kWh/jaar)	Effect lager omvormer vermogen		
		Opwek t.o.v. 100%	Gemiste baten bij kale leveringstarief	Gemiste baten bij salderingsregeling
100%	4.525	100,0%	€ -	€ -
90%	4.531	100,0%	€ 0,0	€ 0,0
80%	4.510	99,5%	€ 1,0	€ 3,5
70%	4.442	98,0%	€ 4,5	€ 19,5
60%	4.294	95,0%	€ 12,5	€ 53,5
50%	4.040	89,0%	€ 26,0	€ 112,5

Tabel 1 — Effect van lager omvormervermogen bij 4 kWpiek zonnepanelen

De tabel laat zien dat de opbrengsten maximaal 2% dalen als de omvormer verkleind wordt tot 70% van het paneelvermogen. Onder de salderingsregeling dalen de inkomsten daarmee ook 2%. De inkomsten dalen met maximaal 0,5% als er geen salderingsregeling is en er teruggeleverd wordt tegen het leveringstarief. Bij een terugverdiensdij van zeven jaar neemt de terugverdiensdij onder de salderingsregeling toe met twee maanden. Zonder salderingsregeling neemt de terugverdiensdij slecht twee weken toe. Bij een omvormervermogen van 50% wordt de energieopwek ongeveer 10% lager.

Om de doelstelling in het Klimaatakkoord te halen is nog 2,7 TWh opwek uit kleinschalige zon vereist. Tabel 2 toont hoeveel vermogen aan zonnepanelen er vereist is om deze doelstelling te behalen en wat de maximale netbelasting daarvan is. De netbelasting door kleinschalige zon-pv daalt met maximaal 29% als alle zonnepanelen op een relatief omvormervermogen van 70% worden aangesloten. Ten opzichte van 90% omvormervermogen bedraagt de afname van de netbelasting 25%. De netbelasting kan nog verder gereduceerd worden door op 50% aan te sluiten.

Relatief omvormervermogen	Vereist additioneel zon-opwek voor doel Klimaatakkoord (GW)	Maximale netbelasting door zon (GW)	Reductie netbelasting (%)
100%	2,45	2,4	0%
90%	2,45	2,1	-10%
70%	2,5	1,7	-29%
50%	2,75	1,3	-43%

Tabel 2 — Resulterende netbelasting van doelstelling kleinschalig zon uit Klimaatakkoord

Behalve een tekort aan netcapaciteit kunnen te veel zonnepanelen lokaal ook voor spanningsproblemen zorgen. Deze problemen zijn echter zeer lokaal en hangen af van de precieze configuratie van het lokale net. Het effect van de maatregel op de spanningsproblemen kon daarom in deze analyse niet worden gekwantificeerd.

Vervolgstappen: Realiseer de maatregel

Er is een gesprek nodig tussen de netbeheerder en de sector over hoe deze maatregel geïmplementeerd kan worden. Een verplichting zal het meeste effect sorteren, maar het is onzeker of dit mogelijk is. Er zijn in deze analyse verschillende type maatregelen geïdentificeerd die anders ingevoerd kunnen worden.

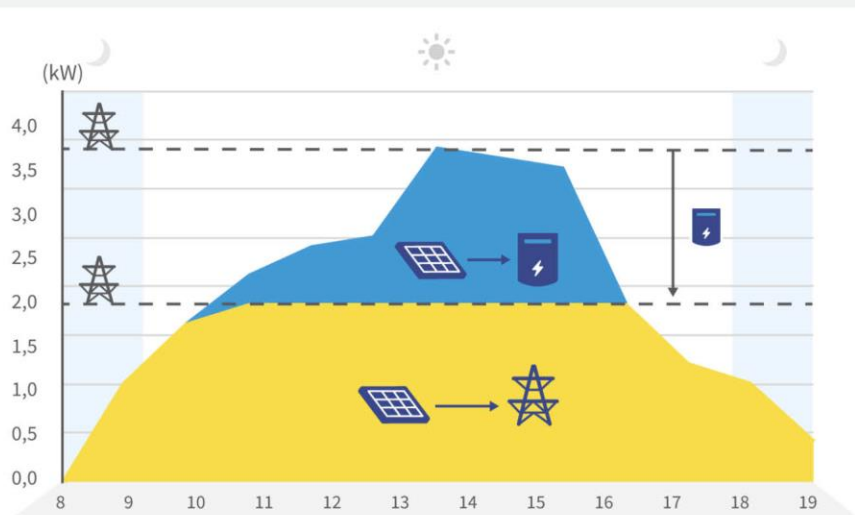
Het is van belang om het effect op de terugverdiensdij van zonnepanelen verder te onderzoeken. Daarnaast dient bij invoering een duidelijke communicatiestrategie opgezet te worden om begrip te creëren onder toekomstige zonnepaneeleigenaren.



SUBSIDIE OP THUIBATTERIJEN

Problemanalyse: hoge productie als er weinig vraag is

Zonnepanelen resulteren in een grote gelijktijdige piek in het laagspanningsnetwerk, juist op momenten dat er zeer weinig vraag is. Hierdoor ontstaan spanningsklachten en capaciteitsproblemen. De salderingsregeling heeft geresulteerd in een sterke uitbouw van zonnepanelen op daken van huishoudens, maar neemt de prikkel weg om zoveel mogelijk energie achter de meter zelf te gebruiken of de netbelasting te beperken.



Figuur 1: Energiestromen van zonnepanelen: levering aan netwerk en opslag piekproductie in thuisbatterijen. De opgeslagen energie in de batterij kan later door het huishouden worden gebruikt.

De salderingsregeling wordt de komende jaren afgebouwd, volgens het huidige voorstel¹. Om de netproblematiek rond lokale zon-pv nog sneller op te lossen, kan aanvullend een subsidie voor thuisbatterijen overwogen worden. Met deze batterij kunnen huishoudens energie opslaan zodat zonnepanelen minder netproblemen veroorzaken. De wenselijkheid van deze subsidie moet nog wel goed afgewogen worden. *Figuur 1* toont de opslag van energie in de thuisbatterij.

Oplossingsrichting: batterijen en afbouw saldering

Met het afbouwpad van de salderingsregeling in het huidige wetsvoorstel blijven zonnepanelen een aantrekkelijke investering voor huishoudens, maar ontstaat tegelijkertijd een financiële prikkel om zoveel mogelijk energie zelf te gebruiken.

Met een batterij kunnen huishoudens energie opslaan om later zelf te gebruiken. Stroom terugleveren aan het netwerk is nog steeds mogelijk, maar levert slechts 80% van het leveringstarief op. In 2025 schatten we dit op zo'n 5 €/kWh. Energie inkopen kost dan geschat ongeveer 21 €/kWh door energiebelasting (EB), opslag duurzame energie (ODE) en btw. Het opslaan van zelf opgewerkt stroom kent dus een financieel voordeel voor de consument.

Tabel 1 toont de terugverdientijd voor batterijen en de vereiste subsidie om thuisbatterijen economisch rendabel te maken voor een 6 kW batterij. De berekening zijn gebaseerd op een rekenmodel van Alliander (Netbeheer Nederland & Energy Storage NL, 2021). We gaan uit van het afbouwpad van de salderingsregeling zoals opgenomen in het wetsvoorstel.

In onze analyse onderzoeken we twee verschillende terugverdientijden: zeven en vijftien jaar. Bij een nog langere terugverdientijd zullen er weinig thuisbatterijen komen en daardoor wordt er veel minder netcongestie voorkomen. De hoogte van het subsidiebedrag is dus een afweging tussen kosteneffectiviteit en een snel resultaat. Een subsidie van € 700 tot € 2.000 is vereist om batterijen financieel aantrekkelijk te maken voor huishoudens.

1 Wetsvoorstel 2020: <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2020/10/08/>

Aankoop batterij in jaar:	2023	2025
Terugverdientijd, incl. afbouw salderingsregeling	25 jaar	22 jaar
Subsidie terugverdientijd 15 jaar	€900 - 35%	€700 - 30%
Subsidie terugverdientijd 7 jaar	€2.300 - 70%	€2.000 - 65%

Tabel 1: Vereiste subsidie voor thuisbatterijen van 6 kW

Effecten oplossingsrichting: toegevoegde waarde onzeker

Batterijen kunnen in theorie veel netproblemen oplossen. Een subsidie om piekbelasting van zonnepanelen te voorkomen, dient echter goed afgewogen te worden.

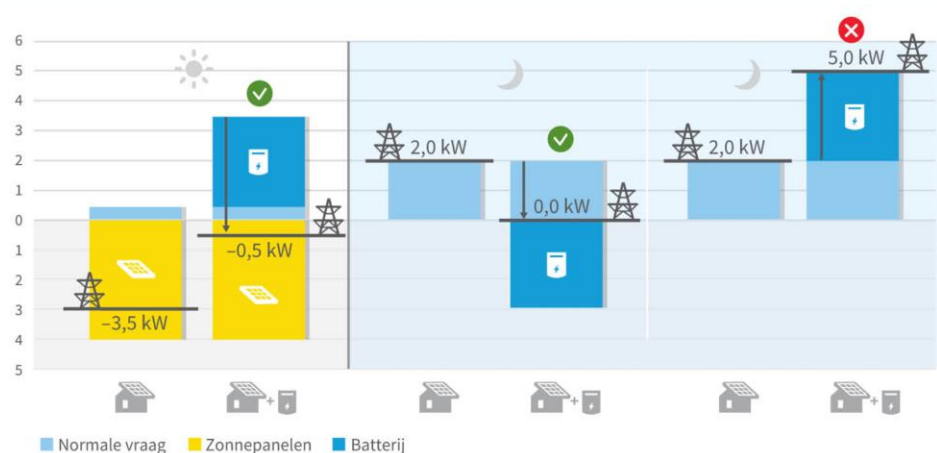
Ten eerste is het onzeker of de batterijen tot minder netcongestie gaan leiden:

- De inzet van de batterij is bepalend voor de netbelasting. De batterij kan bijvoorbeeld ingezet worden en om te handelen op energiemarkten. Het laden van de batterij kan dan juist resulteren in meer netbelasting. Dit is als mogelijke negatieve situatie weergegeven in *Figuur 2*.
- Batterijen kunnen niet alle pieken voorkomen. Tijdens zonnige periodes zullen batterijen vol raken, waardoor de zonne-energie moet worden weggegooid of alsnog zou kunnen resulteren in netwerkproblemen.

Daarom zijn voorwaarden bij de subsidie van essentieel belang. Subsidie op thuisbatterijen mag alleen gegeven worden in combinatie met zonnepanelen. Om te garanderen dat de batterijen resulteren in een lagere netbelasting kan een additionele eis worden opgenomen. Bijvoorbeeld dat zonnepanelen worden aangesloten op maximaal 50% van het vermogen.

Ten tweede is het de vraag of de inzet van batterijen zo'n groot probleem oplost dat subsidie gewenst is. Subsidies resulteren logischerwijs in overheidsuitgaven. Daarnaast resulteert het erin dat huishoudens met een thuisbatterij minder betalen aan energie-belasting, opslag duurzame energie en btw. Dit resulteert in een lastenverschuiving naar huishoudens zonder batterijen.

Ten derde is het evident dat batterijen een belangrijk onderdeel zijn van een toekomstig energiesysteem. Thuisbatterijen kunnen een aanvulling zijn op grootschalige systemen, maar zijn naar verwachting niet de meest kosteneffectieve vorm. Grote batterijen zijn goedkoper en kunnen efficiënter ingezet worden op de elektriciteitsmarkten of bij zonneparken. De overheid moet goed afwegen welke technieken worden gesubsidieerd voor welk doeleinde.



Figuur 2: Voorbeeld inzet batterij. De opgeslagen zonne-energie kan in de avond gebruikt worden voor de huishoudelijke vraag. Deze wordt niet geleverd door het netwerk, dus is de belasting 0,0 kW. De batterij kan echter ook ongewenst handelen op de energiemarkt en daardoor zelfs hogere pieken creëren in de avond, zoals hier bijvoorbeeld 5 kW.

Vervolgstappen: zijn thuisbatterijen gewenst?

De afbouw van de salderingsregeling is wenselijk voor de netbelasting. De wenselijkheid van subsidie op thuisbatterijen en specifiek de inzet voor de netbeheerder dient verder onderzocht te worden. Daarvoor is het nodig dat de netbeheerders de toegevoegde waarde van een subsidie beter aantonen. Dit kan door inzichtelijk te maken in hoeveel wijken batterijen daadwerkelijk de problemen oplossen. Tegelijk kan er gezocht worden naar manieren om de batterijen vooral te realiseren in gebieden waar problemen zijn.

Het is zeker dat batterijen een rol gaan spelen in de energietransitie. Of thuisbatterijen het meest geschikt zijn, of andere type batterijen, is nog onzeker. Als thuisbatterijen gewenst zijn, zijn in deze two-pager verschillende aandachtspunten geïdentificeerd voor de vormgeving van zo'n maatregel.

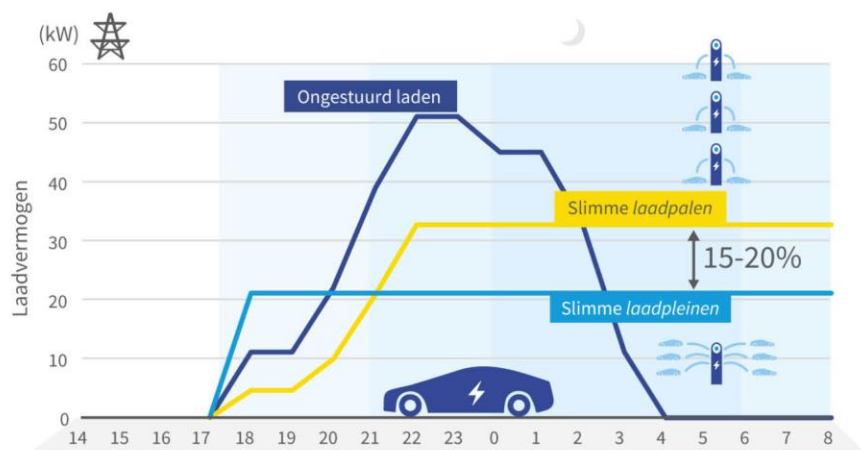


ADDITIONELE EISEN AANBESTEDINGEN LAADPUNTEN

(Semi)publieke laadpalen worden aangelegd via aanbestedingen van gemeentes en provincies. Het elektriciteitsnet kan efficiënter gebruikt worden door het opnemen van meer eisen in alle aanbestedingen. Daarnaast kan de netbeheerder de netverzwaring efficiënt en gepland uitvoeren als dit nodig is door de laadpunten.

Probleemanalyse: **uitrol laadpalen kost veel capaciteit netbeheerder**

Op dit moment worden laadpunten nog te veel aangelegd als losse laadpalen na een aanvraag van een consument. Daardoor worden netaansluitingen nog veel op verschillende momenten in de tijd en ongecontroleerd aangevraagd. De netbeheerder heeft ook beperkt inzicht op de toekomstige ontwikkeling van laadpalen. Voor netbeheerders is het van belang om te weten wat, waar en wanneer wordt gerealiseerd qua laadinfrastructuur. Dan kan de gewenste infrastructuur tijdig en efficiënt aangelegd worden.



Figuur 1: Netbelasting door zes laadpunten op een illustratieve dag met 6 laadpunten. De resultaten zijn afkomstig van eigen simulaties gebaseerd op algemene laadgegevens van Elaad. Het weergegeven profiel is één willekeurige illustratieve dag.

Het is voor ontwikkelaars van laadpunten financieel niet interessant om meerdere laadpunten achter één aansluiting te plaatsen. De netwerktarieven zijn gebaseerd op vast bedrag per kW en een rekencapaciteit per aansluiting. Een 3 x 25A-aansluiting heeft een rekencapaciteit van 4 kW. Dat is veel lager is dan het maximale vermogen van de aansluiting, dat 17 kW bedraagt. Laadpalen gebruiken vaak veel meer vermogen dan de 4 kW rekencapaciteit. Door de rekencapaciteit van 4 kW is een 3 x 25A-aansluiting goedkoop. De prijs van grotere aansluitingen is ongeveer vier keer zo hoog per kW netcapaciteit.

Oplossingsrichting: **laadpleinen, proactief aanleggen en slim laden**

We raden gemeenten en provincies aan om standaard een aantal additionele eisen opnemen in al hun aanbestedingen. *Figuur 1* toont het positieve effect van deze eisen op het netwerk.

Ten eerste moet een sterke voorkeur voor kleine laadpleinen ten opzichte van losse laadpunten opgenomen worden. Laadpleinen hebben een beperkte ruimtelijk impact, vereisen slechts één aansluiting bij de netbeheerder voor een aantal laadpunten en maken het slim laden van elektrische auto's effectiever. Centraliseren van laadpunten achter één aansluiting hoeft echter niet altijd te leiden tot minder werk. Als er kabels aangelegd dienen te worden na de aansluiting, neemt de hoeveelheid werk voor technisch personeel niet af.

Ten tweede moeten de laadpunten meer planmatig, oftewel proactief, uitgerold te worden. Het werk van de netbeheerder en ontwikkelaar is makkelijker in te plannen als laadpunten proactief in plaats van reactief geplaatst worden.

Ten derde moeten er concrete eisen opgenomen worden voor slim laden. Laadpalen moeten minimaal geschikt zijn voor slim laden en op afstand afschakelbaar zijn. Er kan ook concreet invulling aan smart charging gegeven worden, bijvoorbeeld door eisen op te nemen voor een lager vermogen tijdens piekuren of een maximale belasting per aangesloten auto. Het heeft echter de voorkeur om de prikkels voor smart charging te geven via de tarieven van de netbeheerder of via energiemarkten. In aanbestedingen is het belangrijkste dat de hardware en software geschikt is.

Effecten oplossingsrichting: lagere netbelasting

Het is essentieel voor consumenten dat hun auto altijd voldoende geladen kan worden, oftewel voldoende laadpunten en voldoende vermogen. De additionele eisen in de aanbestedingen hebben geen effect op het aantal laadpalen. Het centraliseren kan er wel in resulteren dat de afstand tussen huishoudens en laadpunten toeneemt. Daarnaast zorgt het proactief uitrollen ervoor dat laadpunten eerder aangelegd worden. Slim laden moet ten slotte de netimpact verminderen, maar mag geen merkbare invloed hebben op het comfort voor de consument.

Het centraliseren van laadpunten maakt de potentie van slim laden groter. Dit maken we inzichtelijk met een analyse voor 6 en voor 20 laadpunten, gebaseerd op openbare data van Elaad¹. Bij een laadplein kan er extra geladen worden als er weinig auto's aangesloten zijn. Bij losse laadpalen kan de maximale netbelasting door slim laden met 45-50% gereduceerd worden. Bij een laadplein is deze reductie ongeveer 55-60%, oftewel 15-20% extra reductie ten opzichte van losse laadpalen. *Figuur 1* toont een voorbeeld van de netbelasting van zes laadpunten.

Elaad voorziet 400.000 publieke laadpunten in 2030. Het slim laden via laadpleinen in plaats van laadpalen kan resulteren in een additionele reductie van 150 tot 250 MW laadvraag op nationaal niveau.

¹ <https://platform.elaad.io/analyses/index.php>

Laadpleinen hebben alleen toegevoegde waarde op de hoeveelheid vereist technisch personeel als er daadwerkelijk minder kabels nodig zijn. Er wordt geen werk bespaard als er na één aansluitpunt extra kabels moeten worden aangelegd. Kleine laadpleinen waar werk uitgespaard wordt hebben daarom de voorkeur.

Slim laden heeft potentie, maar die potentie moet wel ontsloten worden. Daarvoor is het nodig dat de netbeheerder de tariefstructuur aanpast. Ten eerste zodat de tarieven voor een laadpaal de daadwerkelijke kosten reflecteren. Het huidige capaciteitstarief, zeker voor 3 x 25A-aansluitingen, is niet kostenreflectief. Ten tweede moeten de tarieven geschikt zijn voor slim laden. Netbeheerders kunnen financiële prikkels geven om de netbelasting te beperken met slim laden door nieuwe tariefproducten aan te bieden. Het virtueel clusteren van laadpunten in één gebied vergroot de potentie van slim laden significant.

Vervolgstappen: additionele eisen en nieuwe tariefproducten

Het is ten eerste van belang dat de toegevoegde waarde van de additionele eisen duidelijk wordt gemaakt aan provincies en gemeentes. De netbeheerders zijn al veel in gesprek met deze partijen.

Netbeheerders dienen de juiste tariefstructuren te ontwikkelen waarmee slim laden ingezet kan worden voor netcongestie. Exploitanten van laadpalen kunnen dan een afweging maken tussen de effecten op klanten en de inzet van slimladen voor de netbeheerder of energiemarkten.

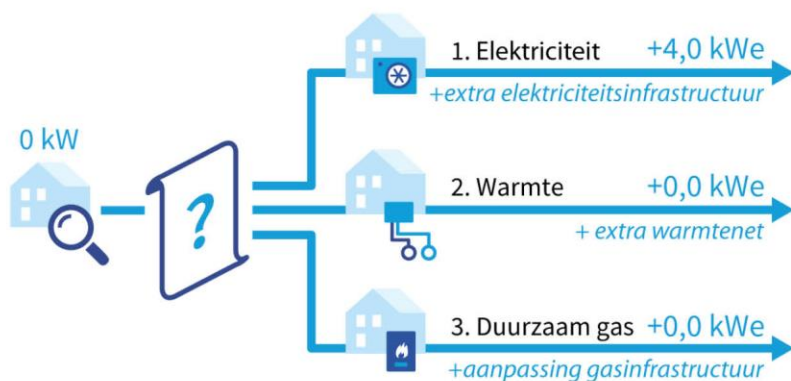


INFRASTRUCTUUR VOOR DE WARMTETRANSITIE

De warmtetransitie is een onderdeel van een grote sociale transitie in de gebouwde omgeving. Deze oplossingsrichting gaat over een gedeelte van die transitie, namelijk de efficiënte en tijdige realisatie van de vereiste infrastructuur. In dit stuk identificeren we vier concrete stappen die hieraan kunnen bijdragen.

Probleemanalyse: helder eindbeeld ontbreekt

De warmtetransitie is een grote uitdaging gebleken in de gebouwde omgeving. Een helder eindbeeld ontbreekt en de warmtetransitie wordt nog te veel behandeld als losstaande transitie. De warmtetransitie is echter onderdeel van een grotere, complexe sociale transitie in de gebouwde omgeving op het gebied van leefbaarheid, mobiliteit en veiligheid. De overheid neemt bewoners onvoldoende mee in de transitie, onder andere omdat een gedragen en realistisch narratief over de vormgeving van de transitie ontbreekt¹. Los van aardgasvrij, is onduidelijk welk doel er is, wat de tussenstappen zijn en hoe het uitgevoerd wordt. In het eindbeeld mist ook hoe burgers ontzorgd worden door middel van een begrijpelijke boodschap, financiële steun en ook praktische zaken zoals tijdelijke huisvesting gedurende renovaties.



Figuur 1: Er is geen helder eindbeeld per wijk of deze duurzaam verwarmd zal worden met elektriciteit, warmte of duurzaam gas. Daardoor kan de vereiste infrastructuur niet efficiënt en tijdig worden gerealiseerd.

In deze oplossingsrichting richten we ons op een gedeelte van de transitie, namelijk de efficiënte en tijdige realisatie van de vereiste infrastructuur. De Transitievisies Warmte zijn niet concreet genoeg om investeringen in de infrastructuur op te baseren. De Wijkuitvoeringsplannen zijn wel concreet genoeg, maar daarvan zijn nog maar een beperkt aantal geschreven. Doordat er geen concrete plannen zijn, worden in de komende jaren investeringen gedaan die niet efficiënt zijn (zie kader voor voorbeelden).

Voorbeelden van inefficiënte investeringen in elektriciteitsinfrastructuur

In een wijk zijn spanningsklachten door veel zonnepanelen. De netbeheerder dient daarvoor minimaal de laagspanningskabel en LS-kasten te vervangen, met minimale kosten van € 15.000. In het nieuwe netontwerp wordt gekeken naar de buurt en daarom wordt vaak ook een transformator geplaatst met minimale kosten van € 60.000. Zonder duidelijk warmtevisie kan de vereiste netverzwaring echter niet goed ingeschat worden. Het gaat dan zowel om hoe zwaar de nieuwe componenten moeten zijn en waar deze gerealiseerd moet worden. Een onduidelijke visie op de warmtetransitie kan daarom resulteren in twee ongewenste situaties:

- De warmtevraag wordt verduurzaamd met hernieuwbaar gas of een warmtenet: De netbeheerders heeft tussentijds te veel verzwared. Omdat de warmtevraag niet wordt geëlektrificeerd blijkt een deel van de investering, bijvoorbeeld in de transformator, niet nodig. Er wordt tijd, materiaal en geld onnodig ingezet.
- De warmtevraag wordt verduurzaamd door elektrificatie: De netbeheerder zou gebaseerd op de spanningsklachten te weinig verzwaren. Met de elektrificatie van de warmtevraag moet er opnieuw verzwared worden. Er zijn aanvullende werkzaamheden en investeringen nodig, ook leidend tot opnieuw overlast in de wijk.

1 Advies van Warmtetransitie Pioniers: [link](#)

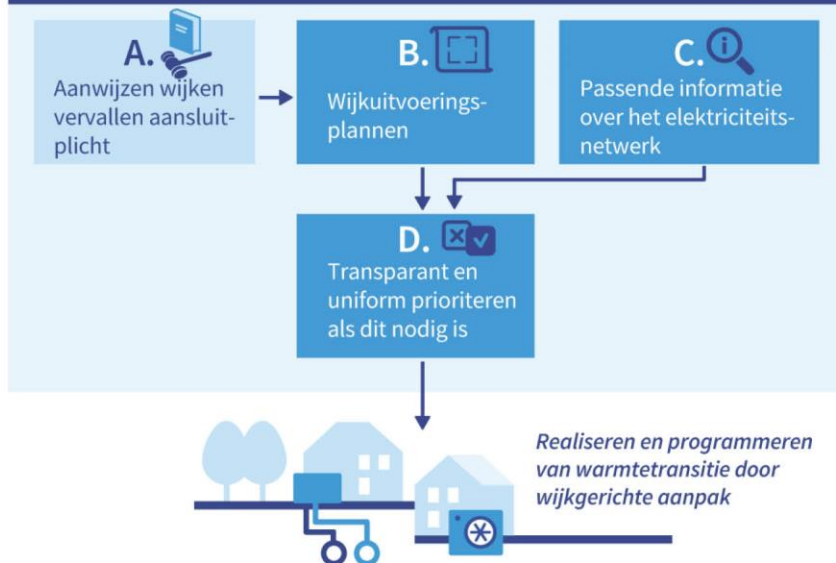
Oplossingsrichting: vier stappen voor infrastructuur

We identificeren vier stappen die kunnen bijdragen aan het efficiënt realiseren van de infrastructuur voor de warmtetransitie. Met duidelijke Wijkuitvoeringsplannen kunnen de netbeheerder en warmtebedrijven programmeren: de juiste infrastructuur aanleggen op het juiste moment. *Figuur 2* toont de vier stappen en hun onderlinge relatie. Het figuur laat ook zien dat er nog meer uitdagingen zijn bij het uitvoeren van de plannen behalve de uitdagingen bij het aanleggen van de infrastructuur.

DOEL:

Warmtetransitie is onderdeel van een *brede sociale transitie* in de gebouwde omgeving. Bewoners dienen *begeleid, ondersteund en ontzorgd* te worden gebaseerd op een *duidelijke overheidsvisie* om de transitie mogelijk te maken.

Voor een tijdige en efficiënte realisatie van de infrastructuur is nodig:



Figuur 2: Visualisatie van de vier stappen om te komen tot een programmatische aanpak bij het aanleggen van de infrastructuur voor de warmtetransitie

- A. Wettelijke mogelijkheid om gebieden aan te wijzen waar de aansluitplicht op het gasnetwerk verdwijnt en het gasnetwerk dus in een vastgesteld jaar verwijderd wordt. De komende jaren wordt deze aanwijsplicht verder uitgewerkt in de wet- en regelgeving. Dit is een belangrijke randvoorwaarde, niet voor alle richtingen maar voornamelijk voor collectieve oplossingen. Deze maatregel kan parallel aan de Wijkuitvoeringsplannen worden uitgewerkt.
- B. Inefficiënte netinvesteringen kunnen alleen voorkomen worden gebaseerd op vastgestelde Wijkuitvoeringsplannen. Inefficiënte netinvesteringen kunnen voorkomen worden door het tempo te verhogen waarop Wijkuitvoeringsplannen worden opgesteld. Gemeenten zijn verantwoordelijk om de Wijkuitvoeringsplannen op te stellen, maar ook zij kampen met een sterke behoefte aan meer personeel, kennis en kunde¹.
- C. Netbeheer Nederland heeft informatiedocumenten die beschrijven hoe zij gemeentes ondersteunen in het vormen van plannen voor de warmtetransitie². Daarin wordt helder geschetst wat gemeentes kunnen verwachten van de netbeheerder. In de praktijk ervaren echter nog niet alle gemeentes de volledige ondersteuning zoals beschreven. De netbeheerders kunnen de warmtetransitie versnellen door meer uitvoeringscapaciteit te vrij te maken op twee gebieden:
 - De netbeheerder gaat de komende jaren meetapparatuur installeren in alle laagspanningsnetwerken, zodat de huidige netbelasting in kaart is. Netbeheerders rekenen nu de impact van de warmtetransitie in detail door naar aanleiding van een Wijkuitvoeringsplan. Verbeteringen in de rekenmodellen kunnen dit proces versnellen of deze informatie zelfs proactief aanbieden aan gemeentes. Hierdoor kunnen netbeheerders beter aansluiten bij de informatiewens.
 - Ten tweede bij de contactpersoon van de netbeheerders voor de gemeentes. Deze contactpersoon verstrekt informatie aan de gemeentes, bijvoorbeeld over welke wijken wanneer aangesloten

1 Advies van Warmtetransitie Pioniers: [link](#)

2 Documenten van NBNL over de [Transitievisie Warmte](#) en Wijkuitvoeringsplannen

worden en ruimtelijke reserveringen voor nieuwe infrastructuur. Er is echter vaak een mismatch in achtergrond tussen gemeentes en netbeheerders en netbeheerders hebben vaak een informatievoorsprong. De netbeheerder kan beter aansluiten op de informatiebehoefte en kennisniveau van de gemeente, informatie toegankelijker maken en concretere keuzemogelijkheden aanbieden in plaats van data.

- D. Er moeten keuzes gemaakt worden over wat er wel en niet verzwaard wordt als de netbeheerder niet alle vereiste verzwaren kan realiseren. Dit wordt ook wel prioriteren genoemd. Het is belangrijk dat deze keuzes uniform, transparant en eerlijk gemaakt worden. De nationale overheid moet hiervoor de kaders ontwikkelen, maar de gemeentes of provincies moeten de daadwerkelijke keuzes maken. Er zal mogelijk willekeur ontstaan als regionale overheden de keuzes individueel kunnen maken.

Deze vier stappen ondersteunen een tijdige en passende realisatie van de infrastructuur voor de warmtetransitie. Daarmee brengen ze de realisatie en het programmeren van de transitie in de gebouwde omgeving dichterbij.

Effecten oplossingsrichting: effect op huishoudens

Consumenten verliezen een stuk van hun keuzevrijheid met het introduceren van een aanwijsbevoegdheid. Een volledige verduurzaming van de gebouwde omgeving is niet mogelijk zonder deze keuzevrijheid aan te tasten. Publieke acceptatie is daarmee het belangrijkste aandachtspunt.

Er ontstaan verschillen tussen huishoudens doordat de warmtetransitie gefaseerd plaats vindt. Sommige huishoudens worden eerder verplicht over te stappen naar aardgasvrij. Mede daarom is het van belang het principe van woonlastenneutraliteit zoveel mogelijk in stand te houden. Het kabinet ziet 'woonlastenneutraliteit' als het gelijk blijven of lager worden van de maandelijkse lasten die een huishouden betaalt aan energie (gas, elektriciteit, warmte) en hypotheeklast of huur. De huidige (subsidie)instrumenten resulteren nog onvoldoende in een woonlastenneutrale en onzorgde transitie.

Het financiële effect van de warmtetransitie zal per wijk en per huishouden verschillen. De juiste (subsidie)mechanismen moeten borgen dat de woonlasten neutraal blijven voor huishoudens. Energiearmoede is een groot-schalig probleem. De energietransitie moet onderdeel zijn van de oplossing van energiearmoede en mag de problematiek niet vergroten.

Vervolgstappen: overheid aan zet

De overheid moet met een narratief komen over de richting van de warmtetransitie. Op korte termijn kan zij de warmtetransitie vormgeven door de aanwijsbevoegdheid mogelijk te maken. De overheid moet kaders opstellen over hoe gemeentes en/of provincies keuzes moeten maken als prioriteren nodig is. Door deze kaders kan infrastructuur tijdig aangelegd worden. Het tempo van de Wijkuitvoerings-plannen moet verder omhoog zodat ze eerder beschikbaar zijn. Netbeheerders, warmtebedrijven en woningeigenaren kunnen dan hun investeringen baseren op de Wijkuitvoeringsplannen.

Netbeheerders kunnen een belangrijke rol spelen in het maken van Wijkuitvoeringsplannen door in de informatiebehoefte van de gemeentes te voorzien. Het gaat daarbij ten eerste om dat de netbeheerder de juiste informatie heeft, door meer te meten in het laagspanningsnetwerk en meer te voorspellen. Ten tweede moeten netbeheerders deze informatie begrijpelijk aanreiken aan gemeentes.

5 Conclusies en aanbevelingen

Uit dit onderzoek hebben we een hoofdconclusie en vier onderliggende conclusies gedestilleerd. Tijdens dit onderzoek is veel gesproken met netbeheerders en marktpartijen over de problemen in de elektriciteitsinfrastructuur door de energietransitie en verschillende oplossingsrichtingen. Door dit onderzoek is onze visie op de problematiek en de oplossingsrichtingen aangescherpt. De hoofdconclusie uit ons onderzoek is:

Omvangrijk verzwaren is vereist, maar beleid voor efficiënt netgebruik verkleint de opgave.

De vier onderliggende conclusies lichten we hierna verder toe. Een grafische weergave is opgenomen in de Managementsamenvatting.

1. Omvangrijk verzwaren is vereist

De elektriciteitsvraag en -productie is in een duurzaam energiesysteem in 2050 vele male groter dan nu. Duurzame elektriciteit wordt voor een groot gedeelte opgewekt door weersafhankelijke productiebronnen zoals wind en zon. Veel energievraag is geëlektrificeerd door elektrische voertuigen, warmtepompen bij huishoudens en elektrificatie van de warmtevraag van de industrie.

Er is daarom veel meer elektriciteitsinfrastructuur nodig dan er nu is. Dit geldt ook als de infrastructuur volledig efficiënt gebruikt wordt. De komende decennia moet de netbeheerder op een veel hoger tempo het elektriciteitsnetwerk verzwaren om een duurzaam energiesysteem te realiseren dan zij tot nu toe deed. Op de korte

termijn is de vraag naar elektriciteitsinfrastructuur groter dan de netbeheerder bij kan benen met netverzwaring. Nu al is het elektriciteitsnetwerk op veel plekken overvol. Daardoor kan niet iedereen aangesloten worden en komen beleidsdoelen zoals de energietransitie in gevaar.

2. De huidige nettarieven zijn niet altijd kostenreflectief

Nettarieven die de daadwerkelijke kosten reflecteren zijn een belangrijk middel om efficiënt gebruik van de infrastructuur te stimuleren. Kostenreflectieve tarieven dekken de daadwerkelijke kosten die een eindgebruiker veroorzaakt. De netwerktarieven zijn op dit moment niet kostenreflectief voor alle aangeslotenen. Een aantal voorbeelden:

- Huishoudens betalen het zogenaamde capaciteitstarief. Huishoudens betalen niet voor hun daadwerkelijke netgebruik maar één vast bedrag gebaseerd op de grootte van de aansluiting.
- Grote bedrijven krijgen een hoge korting om de concurrentiepositie ten opzichte van het buitenland te verbeteren.
- Producenten, zoals zonneparken of gascentrales, betalen geen transporttarief. Daardoor betalen zij alleen de vaste lasten voor de elektriciteitsinfrastructuur en slechts een gedeelte van de daadwerkelijke kosten.
- Flexibele applicaties kunnen bijdragen aan de stabiliteit van het netwerk. Bijvoorbeeld door meer of minder te gebruiken op bepaalde momenten. Deze applicaties kunnen een positieve bijdrage leveren voor het netwerk, maar kennen nu wel hoge nettarieven.

Tariefproducenten waarbij flexibele applicaties een variabele netcapaciteit krijgen en hier minder voor betalen, is wenselijk en ook kostenreflectief.

Als tarieven niet kostenreflectief zijn, worden er keuzes gemaakt die niet maatschappelijk optimaal zijn. Eindgebruikers maken dan meer of juist minder gebruik van het elektriciteitsnetwerk dan economisch optimaal is. Dat leidt er in de huidige situatie bijvoorbeeld toe dat subsidies eerder aan zonneparken gegeven worden dan aan de industrie. Met andere tarieven zouden subsidiegelden anders en mogelijk kosteneffectiever besteed worden. Kostenreflectieve beprijzing is eerlijk en zal op de korte en lange termijn bijdragen aan een efficiënt energiesysteem.

Wij pleiten voor invoering van kostenreflectieve tarieven zonder uitzonderingen. Dit betekent bijvoorbeeld een aanpassing van het capaciteitstarief voor kleingebruikers en afschaffen van kortingen. Twee beleidsmaatregelen omvatten daarnaast adviezen voor kostenreflectieve tarieven:

- *Invoeren van een producententarief*, oftewel volledig gelijke transporttarieven voor afnemers en producenten.
- Tarieven met een *ongegarandeerde netcapaciteit*. Een eindgebruiker kan alleen capaciteit gebruiken als er ruimte is op het netwerk.

3. Extra beleidsmaatregelen om meer te kunnen aansluiten

Op de korte termijn zijn er partijen die niet kunnen worden aangesloten door een tekort aan elektriciteitsinfrastructuur. Dit resulteert in hoge maatschappelijke kosten, bijvoorbeeld doordat er minder CO₂-reductie plaatsvindt omdat er minder duurzame energie opgewekt wordt. Ook kunnen woningen pas later gebouwd worden, kan de industrie pas later elektrificeren of kunnen bedrijven pas later groeien.

Als een gebrek aan netcapaciteit leidt tot hoge maatschappelijke kosten, is het te verantwoorden om ook andere maatregelen dan netverzwaring in te zetten om partijen toch aan te kunnen sluiten. Deze beleidsmaatregelen zijn *additioneel* aan netverzwaring en hebben niet als doel om netinvesteringen te voorkomen. De maatregelen dienen bij te dragen aan efficiënt gebruik van de infrastructuur. Daarmee kunnen netverzwaringen uitgesteld worden en meer eindgebruikers wel aangesloten worden. Als het netwerk verzaamd moet worden, is het van belang dat dit in één keer goed gebeurt. Dan is de verzwaring efficiënt.

Voordat beleidsmaatregelen ingevoerd worden, is een diepgaandere analyse nodig. Alle maatschappelijke kosten en baten moeten beoordeeld worden, niet alleen de impact op de elektriciteitsinfrastructuur. Onze analyses geven een aanzet van de belangrijkste effecten en een eerste evaluatie.

In deze studie hebben we zes beleidsmaatregelen uitgewerkt die maatschappelijke kosten door te late of inefficiënte netverzwaring kunnen voorkomen:

- Uitbreiding van de SDE++ met een ***rangschikking voor zon-pv-projecten***. Het efficiënt gebruik van de infrastructuur wordt meegewogen in de beoordeling.
- Subsidiering van ***batterijen bij zonneparken***, met de voorwaarde dat daarmee de netbelasting van de zon projecten wordt verminderd.
- Het ***omvormervermogen bij zonnepanelen*** van huishoudens beperken tot een maximaal percentage ten opzichte van het vermogen van de zonnepanelen.
- Een ***subsidie op thuisbatterijen*** om daarmee zonne-energie op te slaan en de belasting op het netwerk te voorkomen.
- Het opnemen van drie additionele eisen in ***aanbestedingen van laadpalen*** voor efficiënt netgebruik.
- Adviezen voor een tijdige en efficiënte realisatie van de ***infrastructuur voor de warmtetransitie***.

4. Efficiënte netverzwaring resulteert in laagste maatschappelijke kosten

Er zijn verschillende fundamentele knelpunten waardoor er onvoldoende netverzwaringen kunnen plaatsvinden. De netbeheerders dienen deze fundamentele knelpunten zo snel mogelijk op te lossen. Voor een aantal knelpunten zijn ook de overheid of marktpartijen nodig.

Beleidsmaatregelen voor efficiënt netgebruik kunnen het tekort aan infrastructuur op de korte termijn verkleinen. Netverzwaring op maximaal tempo blijft echter vereist, omdat ook in een efficiënt duurzaam systeem er veel meer infrastructuur nodig is dan nu.

Het verzwaren van de infrastructuur is in een efficiënt energiesysteem de oplossing met de laagste maatschappelijke kosten en daardoor optimaal.

6 Bibliografie

CBS. 2021. *Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio* [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/85005NED/table?ts=1625809892766> [Accessed 22-11 2021].

CE Delft, 2015. Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving 2050. Delft, CE Delft.

Ecorys, 2021. Klimaatbeleid en de arbeidsmarkt : Een verkennende studie naar de werkgelegenheidseffecten van CO2-reductiemaatregelen Rotterdam, Ecorys.

ElaadNL. 2020. *Elektrisch rijden in stroomversnelling. Elektrificatie van personenauto's tot en met 2050* [Online]. Arnhem: ElaadNL. Available: https://www.elaad.nl/uploads/files/2021Q3_Elaad_Outlook_Personenautos_2050.pdf [Accessed november 2021].

Enpuls, 2020. De Nationale Laadrukanalyse. 's-Hertogenbosch, Enpuls.

HvA. 2020. *SIMULAAD project: Nationaal Laadprofiel elektrisch vervoer* [Online]. Hogeschool van Amsterdam (HvA). Available: https://www.hva.nl/binaries/content/assets/subsites/kc-techniek/simulaad/simulaad-wp3-nationaal-laadprofiel_final.pdf?1591113206549 [Accessed].

Leusink. 2021. *In de buurt - Er komen steeds meer elektrische auto's in de stad, zijn er dan ook extra laadpalen?* [Online]. Available: <https://indebuurt.nl/amsterdam/nieuws/er-komen-steeds-meer-elektrische-autos-in-de-stad-zijn-er-dan-ook-extra-laadpalen-232423/> [Accessed 22-11- 2021].

Netbeheer Nederland, 2019. Basisinformatie over energie-infrastructuur : opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën. Den Haag, Netbeheer Nederland.

Netbeheer Nederland & Energy Storage NL, 2021. Een stabiel energiesysteem door afbouwen saldering en introduceren subsidies voor decentrale opslag. Den Haag, Netbeheer Nederland.

PBL, 2021. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Phase to Phase 2020. Netten voor distributie van elektriciteit. *Netten voor distributie van elektriciteit.* Phase to Phase.

Rijksoverheid. 2021. *Arbeidsmarkt en scholing - Dashboard Klimaatbeleid* [Online]. Available: https://dashboardklimaatbeleid.nl/jive/jivereportcontents.ashx?repo=arbeidsmarkt_en_scholing [Accessed 7-12 2021].

SolarMagazine. 2021. *Najaarsronde SDE++ 2020: 3.535 megawattpiek aan projecten met zonnepanelen goedgekeurd, 97 procent op daken* [Online]. Available: <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i24608/najaarsronde-sde-2020-3-535-megawattpiek-aan-projecten-met-zonnepanelen-goedgekeurd-97-procent-op-daken> [Accessed 4 oktober 2021].

TNO, 2019. Verkenning werkgelegenheidseffecten van klimaatmaatregelen. Den Haag, TNO.

TotalEnergies. 2021. *TotalEnergies breidt het laadnetwerk van de gemeente Amsterdam uit met 2.200 nieuwe laadpunten* [Online]. Available: <https://services.totalenergies.nl/totalenergies-breidt-het->



[laadnetwerk-van-de-gemeente-amsterdam-uit-met-2200-nieuwe-laadpunten](#) [Accessed 22-11- 2021].

Vattenfall. 2021. *150 MW e-boiler Diemen belangrijk stuk van duurzame warmtepuzzel* [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/nl/newsroom/persbericht/2021/150-mw-e-boiler-diemen-belangrijk-stuk-van-duurzame-warmtepuzzel> [Accessed 24-11 2021].

Dankwoord

Deze studie is mede mogelijk gemaakt door samenwerking met en bijdrage van medewerkers van de verschillende netbeheerders. Daarnaast hebben interviews plaatsgevonden met de volgende personen:

Leon Straathof	Straathof Advies
Govert Vermeer	NVDE
Raymond van Tempel	Remeha
Wannes Devillé	Solarfields
Jan Keenan, Wouter le Rütte	Eneco
Zita Koks	EV Consult
Daan Rutten	Entrnce
Wido van Heemstra	Zelfstandige
Alex Kaat	Zelfstandige, Holland Solar

Dank aan alle personen die hebben bijgedragen aan deze studie.





Bijlagen

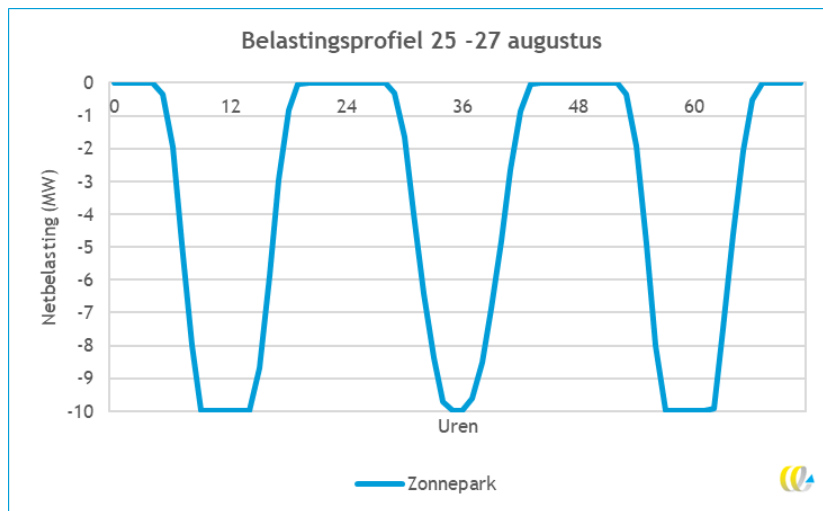


A Grootschalige zon-pv

In het Klimaatakkoord is als doelstelling opgenomen om in 2030 in totaal 49 TWh wind op zee en 35 TWh duurzame opwek op land te realiseren (grootschalige zon en wind op land). Voor het bereiken van verdergaande doelstellingen, zoals Fit for 55, zal veel additionele opwek vereist zijn. Volgens de KEV 2021 is er momenteel 8,1 TWh zon grootschalige zon gerealiseerd en zal dit met het huidige beleid groeien tot 23,1 TWh in 2030.

Bij de bouw van een zonnepark of zonnedak kunnen de zonnepanelen zelf (veel) sneller gerealiseerd worden dan de netaansluiting. Om de doelen voor groei van hernieuwbare opwek te halen, is verdere groei van zon-pv noodzakelijk, wat tot knelpunten in het netwerk leidt.

Figuur 4 - Belastingsprofiel casus grootschalige zon-pv



A.1 Probleemanalyse

Probleem: Niet alle grootschalige zon-pv kan worden aangesloten op het elektriciteitsnetwerk. In veel gebieden is het netwerk namelijk vol. Dit effect wordt versterkt doordat installaties hoge pieken produceren die maar enkele uren per jaar daadwerkelijk voorkomen. Daarnaast worden de installaties gerealiseerd op locaties met beperkte vraag.

Er is vaak netverzwaring nodig voor zon-pv omdat de netbelasting groter is dan de netwerkcapaciteit en het verbruik in het gebied. Er treden dus met name problemen op in gebieden met veel zon-pv, weinig netwerkcapaciteit en een laag verbruik, typisch landelijke gebieden.

A.2 Technische oplossingen

0. Netverzwaring

We dragen hierna een aantal beleidsvoorstellen aan om netverzwaring efficiënter te laten verlopen.

1. Combineer zon-pv en wind op één aansluiting

Het opwekprofiel van zon en wind verschilt sterk, waardoor de overlap beperkt is. Zon en wind kunnen daardoor met minimaal verlies gecombineerd worden op één netaansluiting. De parken

kunnen een aansluiting delen middels de MLOEA-regeling (Meerdere Leveranciers Op Een Aansluiting). Als alternatief kunnen zij een eigen GDS (Gesloten Distributiesysteem) opzetten na ontheffen van de ACM.

2. Combineer zon-pv-productie met lokale vraag

De netbelasting van zon-pv neemt af als de opwek gecombineerd wordt met lokale vraag. Dit effect is het sterkst bij flexibele vraag die ‘aangezet’ kan worden op de momenten dat de zon schijnt.

3. Verlaag de piekbelasting zodat er meer parken kunnen worden aangesloten

Zon-pv gebruikt veel netcapaciteit omdat het opwekprofiel een hoge piek heeft. Er zijn verschillende technische oplossingen om deze piek te verlagen:

- **Afschakelen** van de installatie op momenten dat er overbelasting van het net plaatsvindt.
- **Aftopping** van de piek door meer panelen aan te sluiten dan de ontwerpcapaciteit van de omvormer (overplanting). Dit gaat ten koste van de opbrengst, maar de verliezen zijn beperkt en op momenten van overaanbod.
- **Uitsmeren** van de piek door de panelen in oost-westoriëntatie te leggen in plaats van zuidgeoriënteerd. Dit geeft een lagere piek rond de middag en extra opwek in de ochtend en namiddag.
- **Verplaatsen** van de piek door opslag in batterijen.

A.3 Beleidsoplossingen

0. Proactieve netverzwaring in aangewezen gebieden

De netbeheerder kan aansluitingen voor grootschalige zon niet tijdig realiseren doordat het onvoorspelbaar is waar zon-pv-projecten plaats gaan vinden en de doorlooptijd bij de netbeheerder langer is dan voor de ontwikkelaar van het zonnecosysteem. In de RES'en zijn zoekgebieden voor grootschalige zon op land aangewezen. De netbeheerder kan het net in deze gebieden proactief verzwaren. De aanleg van dergelijke ‘stopcontacten op land’ trekt op zijn beurt weer nieuwe zonneprojecten aan. Echter kunnen nu zonneparken net zo eenvoudig buiten RES-zoekgebieden worden gerealiseerd.

1&2. Rangorde in SDE++: rangschikking projecten op basis van netimpact

Het aansluittarief is gereguleerd, waarbij een deel van de kosten gesocialiseerd wordt. Oplossingen die minder netcapaciteit nodig hebben, zoals meer panelen op dezelfde aansluiting of een batterij, krijgen daardoor geen voordeel. Wel hebben ze hogere kosten waardoor ze minder snel subsidie krijgen. Een kleinere aansluiting kan toch worden beloond door een voordeel toe te kennen in de SDE++.

3a. Verplicht netbeheerders om meer zon aan te sluiten op het bestaande netwerk

De ACM kan netbeheerders via het codebesluit congestiemanagement verplichten om meer zonnepanelen aan te sluiten op de bestaande netcapaciteit. Nu wordt er zon aangesloten tot 100% van het transportvermogen, de ACM heeft 200% voorgesteld in het recente ontwerpbesluit. Door deze verplichting kan er direct meer zon worden aangesloten. De netbeheerders zullen veel vaker congestiemanagement toe moeten passen om de invoeding van zonnestroom tijdens de piek te beperken of lokale afname te stimuleren tijdens momenten met overproductie.

3b. Nieuwe installaties verplicht op afstand uitschakelbaar

Als er overaanbod is in een gebied, moet de netbeheerder middels congestiemanagement extra vraag afroepen of aanbod afschakelen. Zonneparken zijn relatief goedkoop af te schakelen, maar er moeten wel technische voorzieningen getroffen worden om het park op afstand uitschakelbaar te maken. De eigenaar van het zonnepark wordt kosteloos gesteld door de netbeheerder, de kosten hiervoor worden gesocialiseerd.

3c. Batterijen subsidiëren die leiden tot een fors kleinere aansluiting

De piek van zon-pv kan drastisch verlaagd worden door de toevoeging van een batterij op dezelfde aansluiting. Doordat de batterij de levering van elektriciteit verplaatst naar een tijdstip met minder

aanbod van zon-pv is de CO₂-reductie groter. Een subsidie is alleen nuttig als de plaatsing van een batterij daadwerkelijk resulteert in een kleinere aansluiting of een lagere netbelasting. Dit is niet het geval als de batterij bijvoorbeeld alleen wordt ingezet om net-balanceringsdiensten te leveren. Dan kan de netbelasting zelfs toenemen.

3d. Technische eisen in SDE++

Een lagere netimpact is af te dwingen door technische eisen te stellen aan de subsidie uit de SDE++. Het is bijvoorbeeld mogelijk om alleen subsidie te verstrekken voor oost-westgeoriënteerde installaties, of om een maximum te stellen aan de netaansluiting ten opzichte van het paneelvermogen.

Ontwikkelaars van zonneparken optimaliseren hun parken zodat de financiële opbrengst maximaal is. Een deel van de kosten van net-verzwarende wordt gesocialiseerd, waardoor de netaansluiting voor ontwikkelaars goedkoper is dan de werkelijke kosten. Hierdoor krijgen zij een te beperkte prikkel om hun netimpact te verlagen. Dit kan alsnog worden afgedwongen door maatregelen die de net-impact verlagen als voorwaarde te stellen voor subsidieverlening.

3e. Invoeren van producententarief

Opwekkers betalen alleen het aansluittarief, dat de kosten dekt die nodig zijn om op het net aan te sluiten. Investerings dieper in het, net worden vergoed via het transportafhankelijk tarief, waar opwekkers van zijn vrijgesteld. Verbruikers betalen dus voor de

diepere investeringen die nodig zijn om opwekkers aan te sluiten. Daardoor is een netaansluiting voor opwekkers kunstmatig goedkoop. De prikkel voor efficiënt netgebruik is dus te klein voor opwekkers.

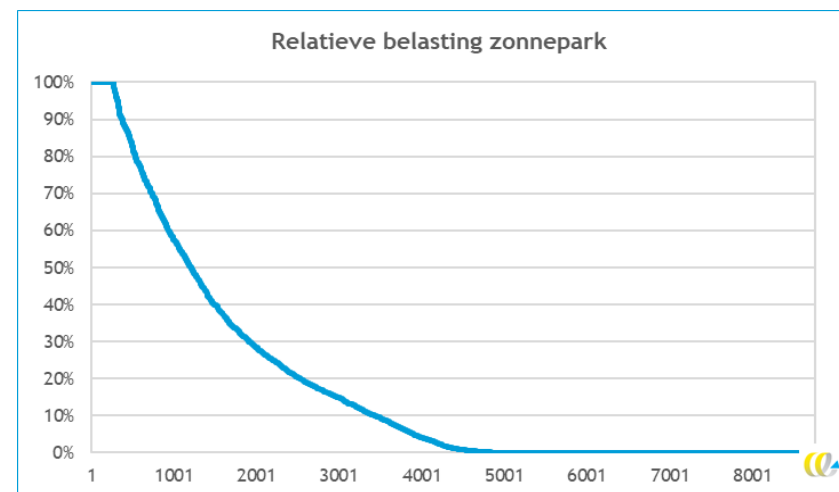
Deze scheefstelling kan opgelost worden door ook een transportafhankelijk tarief in te stellen voor opwekkers. In de huidige Europese regelgeving is dit tarief echter begrensd op maximaal 0,5 €/MWh.

A.4 Cijfermatige uitwerking

Netwerkimact

Zonneparken produceren ongeveer 4.500 uur per jaar elektriciteit en hebben rond de 1.500 vollasturen per jaar. De netbelasting is dus gedurende slechts een aantal uren per jaar hoog, maar wel voor alle zonneparken tegelijkertijd. In Figuur 5 is de vermogensduurkromme voor een zonnepark weergegeven.

Figuur 5 - Vermogensduurkromme van een zonnepark aangesloten op 70% van de piekcapaciteit



Concretisering casus

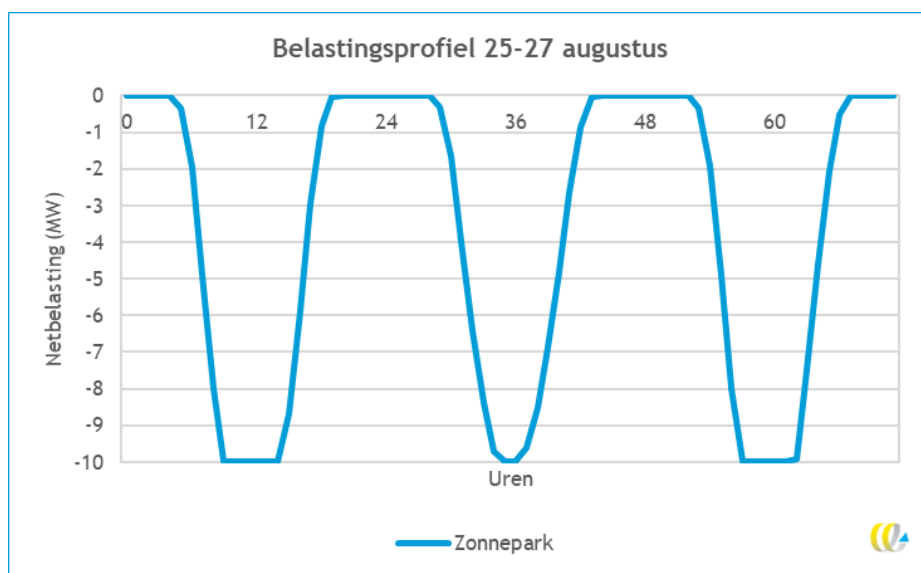
Voor deze casus gaan we uit van een zonnepark van 13 MW met een 10 MW-aansluiting. We analyseren zowel grootschalige zon op dak en zon op veld op verschillende locaties.

Tabel 1 - Eigenschappen casus grootschalige zon-pv

Casus	Grootschalige zon-pv
Type	Opwek
Locatie	Zon op dak en zon op veld
Netwerk	13 MW-zonnepanelen, 10 MW-omvormer
Beleid	SDE++ (tot 2025)
Aansluiting	Nieuw

Figuur 6 toont als voorbeeld het belastingsprofiel van een zonnepark gedurende drie dagen. De netbelasting is maximaal 10 MW. Aangezien er 13 MW-panelen zijn aangesloten is er een vlak profiel te zien gedurende de uren wanneer de zon sterk schijnt.

Figuur 6 - Belastingsprofiel casus grootschalige zon-pv



B Wijk met zon op dak

In het Klimaatakkoord is een doelstelling opgenomen van 7 TWh kleinschalige zon-pv op dak. Kleinschalig wordt gedefinieerd als opwekinstallaties met een vermogen van minder dan 15 kW. Het opgesteld vermogen in 2020 is gegroeid naar 4,3 GW (CBS, 2021), waarmee de verwachte productie ongeveer 4 TWh is.

B.1 Probleemanalyse

Probleem: *Er is netverzwaring nodig om zonnepanelen aan te sluiten in steeds meer wijken. Zonnepanelen leveren maar enkele uren per jaar deze piek. Daarnaast is er tijdens deze momenten geen vraag waardoor de netimpact erg groot is.*

Het vermogen van zonnepanelen op een gemiddeld huishoudelijk dak is hoger dan de gemiddelde vraagpiek. De netbelasting van zonnepanelen is daardoor vaak hoger dan de netbelasting door het standaard huishoudelijk verbruik. Daardoor moet een gedeelte van de aansluitingen verzwakt worden, ontstaan spanningsproblemen en raakt het netwerk in sommige wijken overbelast.

Het vergroten van de aansluitingen en verzwaken van het netwerk vereisen veel uitvoeringscapaciteit. De relatieve belasting is groot doordat zonnepanelen het meeste opwekken als er weinig verbruik is. Spanningskwaliteit is nu al een serieus probleem. Als er te veel stroom tegelijk op het net komt, stijgt de spanning boven de toegestane spanning van 253 volt. De omvormer van de zonnepanelen

schakelt dan automatisch uit, waarmee de zonne-energie niet langer wordt geleverd.

Daardoor is het lastig om efficiënt verzwaringen uit te voeren. Het kan zijn dat de straat meermaals open moet. Bijvoorbeeld doordat er een tweede keer verzwakt moet worden of omdat kabels voor andere wijken door de straat lopen. Dit zorgt voor extra werk en overlast. Door het beperkte inzicht kan de netbeheerder ook lastig netverzwaringen uitvoeren voordat problemen ontstaan.

B.2 Technische oplossingen

0. Netverzwaring

Netverzwaring is vaak uiteindelijk toch nodig. We dragen hierna een aantal beleidsvoorstellen aan om dit efficiënter te laten verlopen.

1. Combineer zon-pv met eigen of lokale vraag

De netbelasting van zon-pv neemt af als er extra vraag ingeschakeld wordt op het moment dat de panelen elektriciteit opwekken.

De extra vraag kan achter de meter zijn of op dezelfde kabel of hetzelfde transformatorstation.

2. *Reduceer de maximale piekbelasting van zon-pv*

Zon-pv gebruikt veel netcapaciteit omdat het opwekprofiel een hoge piek heeft. Er zijn verschillende technische oplossingen om deze piek te verlagen:

- **Afschakelen** van de installatie op momenten dat er overbelasting van het net plaatsvindt. Dit gebeurt al automatisch als de netspanning te hoog oploopt door overaanbod van zonnestroom.
- **Aftopping van de piek** door meer panelen aan te sluiten dan de ontwerpcapaciteit van de omvormer (overplanting). Dit gaat ten koste van de opbrengst, maar de verliezen zijn beperkt en op momenten van overaanbod.
- **Verplaatsen** van de piek door opslag in batterijen.

3. *Verbeter de verdeling van zonsystemen over de drie fases*

Zonnepanelen worden binnen één wijk nog niet altijd gelijk verdeeld over de drie fases aangesloten. Er kunnen spanningsproblemen ontstaan als de ene fase zwaarder belast wordt dan de andere fase.

B.3 Beleidsoplossingen

0a. *Verzwaar een hele straat of wijk in één keer*

Voorkom dat de straat meerdere keren open moet door in één keer de kabels toekomstbestendig aan te leggen. De transformator en de aansluitingen in de woning kunnen later waar nodig verzwaard

worden. Deze aanpak bespaart de netbeheerder werk en geeft minder overlast voor de omgeving.

0b. *Verbeter de afstemming met woningcorporaties*

Woningcorporaties verduurzamen vaak een hele straat of een heel complex in één keer. Hierbij wordt vaak ook een fors vermogen aan zonnepanelen geïnstalleerd. De verduurzamingsplannen van woningcorporaties zijn niet altijd bekend bij netbeheerders. Pas als het plan rond is, gaat de corporatie met de netbeheerder in gesprek om de aansluiting te laten verzwaren. De netbeheerder kan de aansluiting dan vaak niet op tijd realiseren. Als netbeheerder en woningcorporatie nauwer met elkaar in contact staan, kan de woningcorporatie mogelijk eerder netverzwaring aanvragen, waardoor de netbeheerder wél op tijd klaar is. Het voordeel aan woningcorporaties is dat het een beperkt aantal professionele partijen betreft, waarmee het makkelijker is om afspraken te maken dan met een groot aantal individuele huishoudens.

1. *Snellere afbouw salderingsregeling*

Huishoudens mogen over een kalenderjaar de geleverde stroom aan het netwerk aftrekken van hun totale verbruik. Er is dus geen prikkel om het momentane verbruik af te stemmen op de opwek op dat moment. Door de salderingsregeling sneller af te bouwen ontstaat deze prikkel wel.

Er ligt op dit moment een wetsvoorstel waarbij de salderingsregeling lineair wordt afgebouwd van 2023 naar 2031. Dit voorstel is door de Tweede Kamer als controversieel verklaard, waardoor het voorstel na de formatie wordt behandeld.

2a. Subsidie voor thuisbatterijen

Huishoudens kunnen hun zelfconsumptie flink verhogen met een thuisbatterij doordat verbruik minder nauw hoeft worden afgestemd met opwek. Daarnaast kan de invoeding van overschotten op een gunstig moment plaatsvinden. Een subsidie verlaagt de investeringskosten en geeft de thuisbatterij bekendheid, waardoor het aantal geïnstalleerde thuisbatterijen snel kan groeien. Batterij kunnen lokaal ook resulteren in hogere pieken, bijvoorbeeld als ze op dezelfde prikkels reageren.

2b. Limiteer de maximale omvormercapaciteit

De piek kan verlaagd worden door een maximum te stellen aan de omvormercapaciteit. Een mogelijke eis is dat de omvormer niet groter mag zijn dan 70% van het vermogen van de panelen, zoals gebruikelijk is voor grootschalige installaties. Deze eis geeft tegelijkertijd een prikkel om niet alle panelen op zuid te leggen, maar voor een oost-west oriëntatie te kiezen. Er kan een vrijstelling worden opgenomen voor huishoudens waar een batterij met een minimale omvang is geïnstalleerd, bijvoorbeeld een batterij met een vermogen gelijk aan minimaal 30% van het paneelvermogen.

2c. Verbruiksafhankelijke nettarieven

Voor huishoudens gelden capaciteitstarieven. Bijna alle huishoudens vallen in de categorie tot 3 x 25A. Dit betekent dat het netwerktarief vast staat, onafhankelijk van hun elektriciteitsprofiel, voor zowel verbruik als opwek. Het plaatsen van zonnepanelen heeft dus geen invloed op het nettarief. Het nettarief kent ook geen prikkels voor het verlagen van de netbelasting. Als huizen een aansluiting hebben die kleiner is dan 3 x 25A, zoals 1 x 25A of 1 x 35A, is er wel een prikkel om niet een grotere aansluiting te nemen. Huishoudens moeten dan een éénmalige aansluitvergoeding betalen van ongeveer € 300. Met een verbruiksafhankelijk tarief wordt het nettarief afhankelijk van de daadwerkelijke netbelasting. Een dergelijk tariefmodel zal gebruikers een prikkel geven om een piek in netbelasting zoveel mogelijk te beperken.

3. Beter informeren van de installateurs over faseverdeling

Voor een betere verdeling van zon-pv-systemen in een wijk over de drie fases is het beter informeren van de pv-installateurs de enige optie. Er zijn al duidelijke afspraken. Een controle achteraf door de netbeheerder is mogelijk als er problemen blijken te ontstaan in de wijk, waarna er gericht contact opgenomen kan worden.

B.4 Cijfermatige uitwerking

Netwerkimpact

Zonnepanelen zijn uniek doordat er opwek wordt gerealiseerd op het laagste niveau in het netwerk. Historisch gezien werd er alleen energie gebruikt in het LS-netwerk. De hoeveelheid zonnepanelen is vaak gebaseerd op de jaarlijkse elektriciteitsvraag van het huishouden om gunstig uit te komen met de salderingsregeling. Een huis heeft gemiddeld een verbruik van 3.500 kWh waarvoor ongeveer 4 kW piek aan zonnepanelen vereist is om evenveel energie te produceren als op jaarbasis wordt gebruikt. Het vermogen van de zonnepanelen is hoger dan het gemiddelde verbruik van 1 tot 1,5 kW.

De productie van zonnepanelen wordt logischerwijs bepaald door het weer. De gelijktijdigheid van zonnepanelen in een wijk is daardoor extreem groot, zeker als de oriëntatie van zonnepanelen in dezelfde richting is. Zonnepanelen leveren het meeste op als ze zuidelijk georiënteerd zijn. Als zonnepanelen in oost-westoriëntatie liggen is de totale opbrengst lager, maar is de piek lager en valt de productie wel vaker samen met huishoudelijk gebruik waardoor de netbelasting lager wordt.

Zonnepanelen kunnen resulteren in overbelasting van componenten als de totale belasting hoger is dan capaciteit. Daarnaast resulteren te grote vermogens zon-pv ook in spanningskwaliteitsproblemen. Dit effect vindt plaats op (lange) kabels. Veel opwek resulteert erin dat

de spanning stijgt aan de kant van de huishoudens. Als de spanning boven de toegestane breedte is, zullen omvormers van zon-pv afschakelen. Dit resulteert dus in curtailment van zonne-energie. Vooral aan het einde van kabels ontstaan deze problemen, aangezien de spanning in het transformatorstation wordt geregeld.

Overbelasting en spanningsproblemen kunnen op een kabel plaats vinden maar ook op één fase van de kabel. Als zonnepanelen in een straat allemaal op dezelfde fase zijn aangesloten, zal er op deze fase snel overbelasting of een spanningskwaliteitsprobleem ontstaan. Ook als op de andere fases geen problemen ontstaan.

Een extra complexiteit voor het oplossen van lokale problemen is dat het aantal opties voor verbeteringen beperkter is. Combinatie van zonne-opwek met windturbines of (grootschalige) vraag is lastig. Het netwerk is niet redundant uitgelegd en de opties voor congestie-management zijn kleiner.

Concretisering casus

Voor deze casus gaan we uit van een wijk bestaande uit een mix van rijtjeswoningen, twee-onder-een-kap- en vrijstaande woningen. Het geïnstalleerd vermogen van de zonnepanelen wordt zo gekozen dat de productie gelijk is aan het jaarlijks elektriciteitsgebruik. Voor de vormgeving gaan we uit van een actualisatie van de typische wijken zoals uitgevoerd in (CE Delft, 2015). We nemen de wijk Type 11 - 'Niet-stedelijk gebied' aan. Dit zijn wijken met veel dakoppervlak en een hoog energiegebruik. Ongeveer 13% van de huizen in Nederland

valt in dit type wijk. De gemiddelde huidige penetratiegraad van zon-pv in dit type wijk is 13% met een vermogen van 4,1 kW-piek. Een buurt bestaat gemiddeld uit 226 woningen met een gemiddeld elektriciteitsverbruik van 3.370 kWh. Om te voorzien in deze elektriciteit is 4,0 kW-piek aan zonnepanelen vereist.

De transformatorcapaciteit en het aantal kabels is berekend volgens de methodologie in Bijlage F.1. Deze berekeningen zijn gedaan met gegevens van de wijk en rekenregels voor netwerk ontwerp. Per woning is de berekende belasting 2,1 kW en de gelijktijdige belasting op de transformator 0,86 kW.

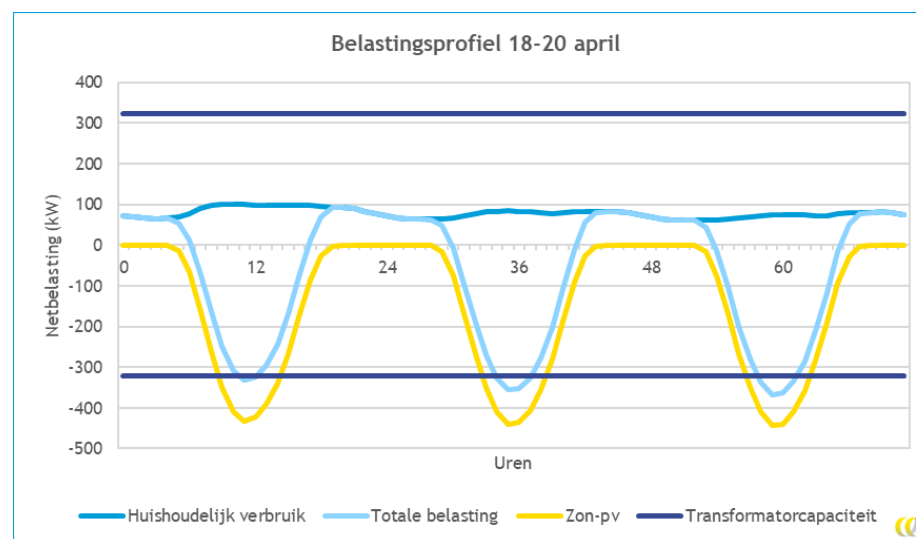
Tabel 2 - Eigenschappen casus wijk met zon op dak

Casus	Wijk met zon op dak
Type	Opwek
Netbelasting	4,0 kW per huishouden
Beleid	Salderingsregeling, ISDE (corporaties)
Aansluiting	Bestaand, mogelijk grotere netaansluiting
Netcapaciteit	330 kW-transformator, 8 afgaande 124 kW-kabels

Met deze aannames zal de transformator overbelast raken bij een penetratie van 44% als ook de huishoudelijke belasting wordt meegenomen. Figuur 7 toont een illustratief belastingsprofiel voor de transformator. De kabels hebben een capaciteit van 4 kW per huishoudens, oftewel gelijk aan de gemiddelde piekproductie per huishouden. Als alle zonnepanelen gelijk verdeeld zijn over de drie fases hoeft er dus geen overbelasting plaats te vinden. Afhankelijk

van de locatie van de huishoudens en topologie kunnen wel andere spanningsproblemen ontstaan. Als alle zonnepanelen aangesloten zijn op dezelfde fase, kan slecht 33% van de huishoudens zonnepanelen plaatsen voordat er netcongestie ontstaat.

Figuur 7 - Belastingsprofiel voor casus wijk met zon op dak



C Grootschalige industriële boiler

De industrie heeft in het Klimaatakkoord een doelstelling gekregen van 14,3 Mton/j CO₂-reductie bovenop bestaand beleid. Een gedeelte van die reductie wordt ingevuld door elektrificatie, bijvoorbeeld met elektrische boilers. Er zijn nu pas enkele grootschalige elektrische boilers, maar het vermogen groeit naar verwachting snel. In de najaarsronde SDE++ 2020 werden negen projecten beschikt met een gemiddelde omvang van zo'n 35 MW (SolarMagazine, 2021).

De Stuurgroep Extra Opgave stelt als doel voor 2030 een vermogen van 7,1 GW power-to-heat bij de industrie. Elektrische boilers zullen een significant gedeelte van dit vermogen uitmaken.

Elektrische boilers worden geplaatst bij industrie met een grote warmtevraag, parallel aan bestaande gasgestookte installaties. Daarnaast zijn er plannen om elektrische boilers in warmtenetten toe te passen (Vattenfall, 2021).

Naast hun rol in de verduurzaming van de industrie, hebben elektrische boilers een belangrijke rol in de systeembalancerings. Elektrische boilers hebben relatief lage investeringskosten en kunnen zo tegen beperkte kosten overschotten hernieuwbare energie nuttig inzetten. Elektrische boilers lossen dus op systeemniveau een belangrijk knelpunt op, juist doordat ze maar een beperkt aantal draaiuren hebben. Ze kunnen lokaal echter juist weer voor congestie zorgen.

C.1 Probleemanalyse

Probleem: De elektrificatie voor de industrie vraagt veel netcapaciteit. In steeds meer gebieden is er een tekort aan capaciteit waardoor een vertraging van de verduurzaming van de industrie ontstaat.

Een elektrische boiler geeft een grote nieuwe vermogensvraag op één locatie, waar het netwerk berekend is op een dergelijke elektriciteitsvraag. Daardoor kan één boiler al netverzwaring noodzakelijk maken. De industrie gebruikt de meeste energie als aardgas voor de productie van warmte. Het elektriciteitsgebruik is beperkt ten opzichte van het gasverbruik. De vermogensvraag van aardgas is relatief onzichtbaar omdat gas zonder problemen in grote hoeveelheden getransporteerd kan worden. Nu de industrie gaat elektrificeren, wordt aardgas vervangen door elektriciteit en wordt duidelijk om welke grote vermogens het gaat, geconcentreerd op één locatie.

Elektrische boilers worden vaak voor een beperkt aantal uren ingezet, maar het is bij de netbeheerder niet bekend wanneer de boiler precies ingezet gaat worden. Dit maakt het lastiger om een oplossing op maat aan te bieden om de boiler aan te sluiten zonder netverzwaring.

C.2 Technische oplossingen

0. Netverzwaring

Netverzwaring is voor veel industrie uiteindelijk nodig. We dragen hierna oplossingen aan om deze netverzwaring efficiënter uit te voeren.

1. Combineren met lokale vraag of hernieuwbare opwek

Er is minder of geen netverzwaring nodig als de bouw van een elektrische boiler gepaard gaat met de aanleg van extra lokale hernieuwbare opwek. Een knelpunt hierbij is dat de boiler over het algemeen wordt ingezet als de elektriciteitsprijs laag is, wat niet altijd (wel vaak) overeenkomt met de momenten waarop de hernieuwbare opwek produceert.

2. Alleen gebruik als er geen netcongestie is

Op veel verbindingen is nog capaciteit beschikbaar, alleen niet altijd. Er is geen netverzwaring nodig als de boiler alleen wordt ingeschakeld als er netcapaciteit beschikbaar is.

C.3 Beleidsoplossingen

0. Proactief verzwaren.

Elektrificatie resulteert in een enorme toename van de vraag naar elektriciteitsinfrastructuur. De doorlooptijd van de netbeheerder is te lang en beperkt het verduurzamingstempo. De netbeheerder kan sneller en effectiever te werk gaan door proactief flinke verzwaringen door te voeren in plaats van meerdere kleinere ad hoc verzwaringen uit te voeren.

Het is voor de netbeheerder lastig om proactief te investeren: voor veel industrieën is het nog niet duidelijk hoe hun energievraag precies verduurzaamd gaat worden en wat de uiteindelijke elektriciteitsvraag zal zijn. De netbeheerder is wel in gesprek met de industrie en de energievraag voor de clusters wordt uitgewerkt in de Cluster Energiestrategieën (CES'en).

1a. Korting in SDE++ voor gebruik bestaande aansluiting

De elektrische boiler wordt ondersteund vanuit de SDE++. De regeling gaat uit van inzet op de 3.000 goedkoopste uren per jaar. In de berekening van de onrendabele top zijn de kosten van een nieuwe netaansluiting meegenomen. Hierdoor is de prikkel voor het gebruik van een bestaande aansluiting kleiner dan de volledige kosten van netverzwaring (inclusief maatschappelijke kosten).



Het gebruik van bestaande aansluitingen kan verder gestimuleerd worden door een extra korting in de berekening toe te passen voor het gebruik van een bestaande aansluiting.

1b. Schrappen vrijstellingen in nettarieven

Er zijn twee regelingen die de ontwikkeling van elektrische boilers bij industriële gebruikers in de weg kunnen staan:

1. Volumecorrectieregeling - Grootverbruikers krijgen tot 90% korting op hun nettatarief als hun afnameprofiel vlak genoeg is.
2. 600-uursaansluiting - Met deze regeling kunnen bijvoorbeeld exploitanten van wkk's gedurende maximaal 600 uur per jaar hun installatie in onderhoud hebben en tegen lage kosten gebruik maken van het net.

Elektrische boilers zijn niet aantrekkelijk voor bedrijven die gebruik maken van deze regeling. De elektrische boiler zorgt ervoor dat hun verbruik een aantal uren per jaar fors hoger is, waardoor zij **over hun hele verbruik** een hoger nettatarief moeten betalen.

Er kunnen meer elektrische boilers ontwikkeld worden op bestaande aansluitingen als deze regelingen afgeschaft worden. Hierdoor kan dezelfde hoeveelheid flexibiliteit geleverd worden met minder netverzwaring.

¹ Codes '260301 - Conversie van elektrische energie naar warmte (Power-to-heat) [W]' en '270104 - Elektrische toestellen voor stoom- en thermische olie productie [W]'.

1c. Voorwaarden aan overige subsidieregelingen

De SDE++ is niet de enige regeling die elektrische boilers ondersteunt. Elektrische boilers komen ook in aanmerking voor de EIA¹ en de VEKI², al mogen de regelingen niet gecombineerd worden. De EIA geeft een korting van op de vennootschapsbelasting ter hoogte van 45,5% van het investeringsbedrag, voor een netto voordeel van maximaal 11,4%. In de VEKI wordt tot 30% subsidie op de investeringskosten van een elektrische boiler wordt verstrekt, met hogere percentages voor middelgrote en kleine ondernemingen.

In deze regelingen kunnen ook additionele voorwaarden opgenomen worden voor efficiënte inpassing van elektrische boilers. Deze voorwaarden moeten echter weer niet zo streng zijn dat bedrijven helemaal afzien van verduurzaming.

1d. Cable pooling met afname

Op dit moment is cable pooling mogelijk met twee opwekbronnen, bijvoorbeeld zonnepanelen en windmolens. Cable pooling betekent dat twee partijen één kabel gebruiken. Cable pooling met een afnemer en producent is wettelijk niet mogelijk, maar biedt wel potentie om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Er hoeft dan geen nieuwe of maar één in plaats van twee kabels gerealiseerd te worden wat aansluitkosten en werkzaamheden bespaart.

² Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie.



2a. Ontwikkelen ongegarandeerde aansluiting

Een ongegarandeerde aansluiting wordt door de netbeheerder ook wel ‘non-firm capaciteit’ genoemd. De netbeheerder kan sneller een aansluiting aanbieden als de aansluiting niet altijd beschikbaar hoeft te zijn. Netbeheerders kunnen nieuwe producten ontwikkelen waarbij ze een aansluiting kunnen afschakelen bij netcongestie. Een ongegarandeerde aansluiting kan aantrekkelijk zijn als deze sneller gerealiseerd kan worden en het nettatarief lager is.

2b. Variabele tarief prijzen

Netbeheerders kunnen hogere tarieven rekenen op momenten dat er netcongestie is. Flexibele verbruikers en opwekkers zullen er op die momenten voor kiezen om hun installaties uit te schakelen terwijl het net beschikbaar blijft voor niet-flexibele installaties. Voorwaarde hierbij is dat de aangeslotenen voldoende inzicht hebben in wanneer de congestie op gaat treden, zodat ze op tijd maatregelen kunnen nemen. Daarnaast moet de prijsprikkel hoog genoeg zijn om congestie te voorkomen.

C.4 Cijfermatige uitwerking

Netwerkimpact

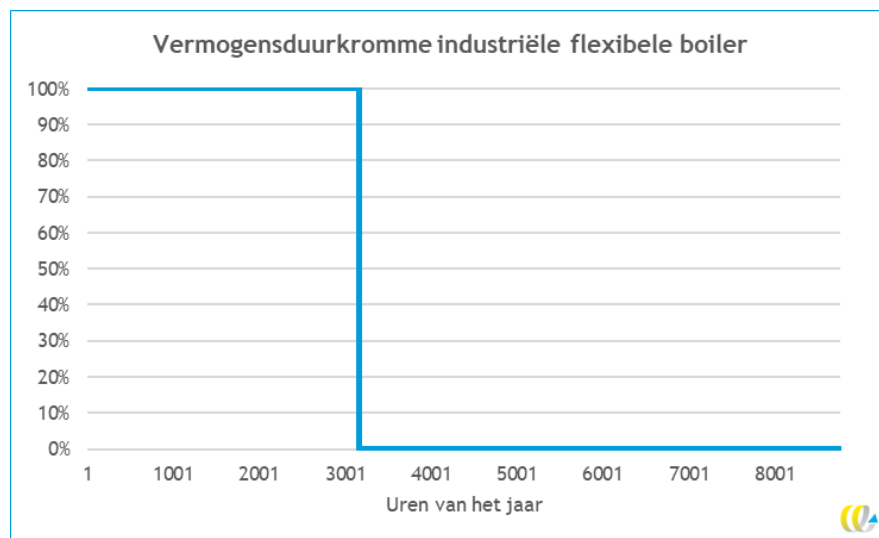
De elektrische boiler staat normaal gezien uit en wordt op vollast ingeschakeld op momenten waarop dat voor de exploitant opportuun is:

- Als het gebruik van de elektrische boiler goedkoper is dan de bestaande gasgestookte boiler, dus als de elektriciteitsprijs lager is dan de gasprijs en de CO₂-rechten voor het gebruik van gas samen.
- Als een bedrijf te weinig CO₂-reductie heeft, kan het lonen om de elektrische boiler extra in te schakelen. De marginale kosten van de gasboiler zijn dan niet gebaseerd op de marktprijs van CO₂-rechten, maar op de hoogte van de CO₂-heffing die anders betaald moet worden.
- De boiler kan ingezet worden bij storingen of onderhoud aan de gasgestookte boiler.
- De boiler kan ingezet worden om bij te dragen aan de netbalancing via de onbalansmarkt of het leveren van aFRR.
- De boiler kan ingezet worden om het portfolio van een balanceringsverantwoordelijke te balanceren.

In de regel staat de boiler dus aan bij lage elektriciteitsprijzen, op momenten dat er veel elektriciteitsproductie is van hernieuwbare bronnen. Dit hoeft echter niet altijd zo te zijn.

De exploitant bepaalt zelf wanneer hij de boiler inschakelt, de netbeheerder heeft daar geen directe zeggenschap over.

Figuur 8 - Vermogensduurkromme industriële flexibele boiler



Concretisering casus

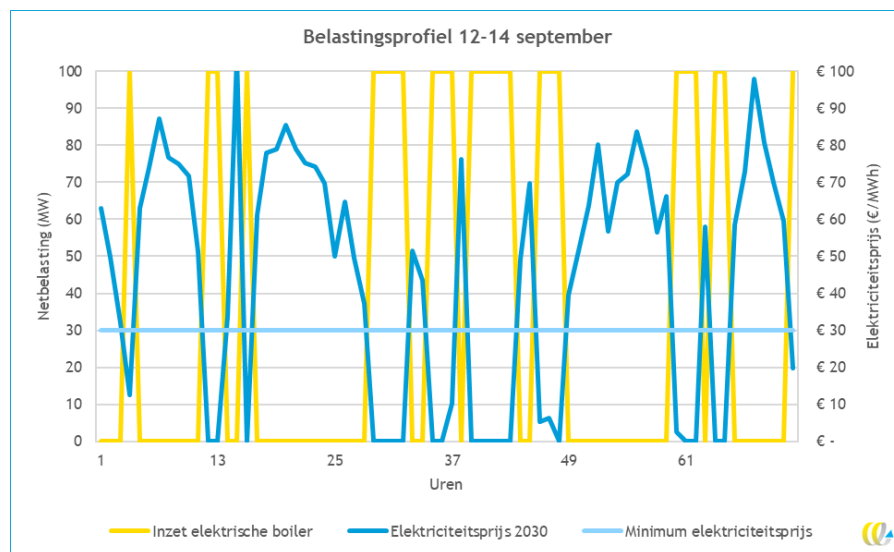
In deze casussen analyseren we elektrische boiler met een vermogen tussen de 50 en 150 MW. Boilers van 50 MW zijn aangesloten op het netwerk van regionale netbeheerders en boilers van 150 MW op het landelijke netwerk. Door deze vormgeving kunnen eventuele verschillen in knelpunten en beleidsoplossingen tussen het distributie- en transportnetwerk geïdentificeerd worden. We gaan ervan uit dat de boilers SDE++-subsidie ontvangen.

Tabel 3 - Eigenschappen casus grootschalige elektrische boiler

Casus	Grootschalige elektrische boiler
Type	Verbruik
Netwerk	20-150 MW, HS-netvlak
Beleid	SDE++ (tot 2025)
Aansluiting	Uitbreiding van bestaande aansluiting
Beschrijving	Verbruik van elektriciteit voor de productie van warmte. Inzet op beperkt aantal uren per jaar afhankelijk van financiële baten.

Figuur 9 toont een voorbeeld van de inzet van de flexibele elektrische boiler als deze stuurt op de elektriciteitsprijs. Dit is een illustratief voorbeeld en dit is niet noodzakelijk hoe de boiler wordt ingezet. Het voorbeeld toont het sterk flexibele karakter van de boiler. Er is hier aangenomen dat de boiler ingezet wordt ter vervanging van een gasboiler als de elektriciteitsprijs onder de 30 €/MWh ligt. Er ontstaat een zeer grillig afnamepatroon van de elektrische boiler.

Figuur 9 - Illustratief belastingsprofiel in relatie tot elektriciteitsprijs



D Publiek laden

Deze casus omvat het laden van elektrische personenvoertuigen in de publieke ruimte. In Nederland wordt een sterke groei verwacht van het aantal elektrische auto's en laadpunten. ELaad verwacht in 2030 2,3 miljoen elektrische auto's en 1,8 miljoen vereiste laadpunten. ELaad verwacht dat ongeveer 40% daarvan thuislaadpunten zijn en 30% (semi-)publieke laadpunten. In sterk stedelijke gebieden zijn 45 tot 65% van de laadpalen (semi-)publiek. Ter illustratie: in Amsterdam zijn er nu 4.800 publieke laadpunten en er is een nieuwe concessie uitgegeven voor 2.200 met realisatie tot najaar 2022 (Leusink, 2021, TotalEnergies, 2021).

De inpassing van laadpalen in steden is een uitdaging qua ruimtelijke inpassing en inpassing in het elektriciteitsnetwerk. Er moet schaarse parkeerruimte gereserveerd worden voor elektrische auto's, wat resulteert in minder parkeerruimte voor andere auto's. Daarnaast resulteren laadpalen in een additionele belasting op het elektriciteitsnetwerk. Het slim laden van elektrische voertuigen om de netbelasting te verminderen wordt een steeds belangrijker onderdeel van het plaatsen van de inpassing van nieuwe laadpalen. Slim laden betekent dat het laadgedrag wordt aangepast om bijvoorbeeld de infrastructuur te ontlasten of te laden op momenten met goedkope elektriciteit.

Publieke laadpalen worden op dit moment voornamelijk gerealiseerd door commerciële partijen (Charge Point Operators - CPO) die een aanbesteding van een gemeente of provincie gegund hebben gekregen. De provincie of gemeente stelt in de concessie eisen aan

de laadpalen, de methode van uitrol en kan ook eisen stellen aan hoe de laadpalen laden. De gegunde partij krijgt ook het recht de laadpalen voor een bepaalde tijd de exploiteren, vaak tien jaar.

Laadpalen wordt over het algemeen op twee manier geplaatst. Het eerste principe is 'paal-volgt-auto' waarin ev-rijders een aanvraag doen voor een publieke laadpaal en deze vervolgens geplaatst wordt. Daarnaast kunnen laadpalen 'proactief' geplaatst worden. Laadpalen worden dan geplaatst gebaseerd op prognoses, gemeentelijke beleid of het gebruik van de bestaande infrastructuur. Het doel hierbij is om vooruit te lopen op de groei van elektrische auto's en te zorgen dat een gebrek aan laadpunten geen belemmering is.

Figuur 10 - Publieke laadpunten in Amsterdam



D.1 Probleemanalyse

Probleem: *Er is netverzwaring nodig voor publiek laden door hoge piekbelastingen van laadpalen. Deze netverzwaring kan uitgesteld of voorkomen worden door slim laden. Daarnaast kan dat ook efficiënter uitgevoerd worden met het beter plannen van de plaatsing van laadpalen.*

Het publiek laden van elektrische auto's zonder slimme sturing kent een hoge piekbelasting die samenvalt met de reguliere piek door het huishoudelijk elektriciteitsgebruik. Dit is grotendeels onnodig omdat het laden variabel aangestuurd kan worden en ook met lagere vermogens of op andere momenten plaats kan vinden. Op dit moment ontbreken echter de juiste prikkels om dit slimme laden te realiseren.

D.2 Technische oplossingen

0. Netverzwaring

Er zal op veel locaties netverzwaring nodig zijn om de transitie naar elektrisch vervoer te faciliteren. We bieden hierna enkele oplossingen om dit beter uitvoerbaar te maken.

1. Slim laden

Veel auto's worden 's avonds op de laadpaal aangesloten en hoeven pas 's ochtends weer vol te zijn. De laadpaal heeft meestal voldoende vermogen om het energieverbruik van één dag rijden in enkele uren bij te laden. Dit creëert de mogelijkheid om te laden op lager vermogen, om het laden te stoppen bij hoge belasting van het netwerk of juist extra snel te laden bij lage elektriciteitsprijzen of veel lokaal aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Een voorwaarde voor slim laden is een verdere uitwerking van het framework rond de inzet van slim laden, de voorwaarden, de beloning en de vormgeving van de signalen.

D.3 Beleidsoplossingen

0. Concessies met meer laadpunten op één locatie

De uitrolstrategie bepaalt in grote mate hoe efficiënt de aansluitingen en eventuele netverzwaring gerealiseerd kan worden. Het aansluiten van veel losse laadpunten vraagt veel uitvoeringscapaciteit van de netbeheerder. Gemeentes kunnen nog meer sturen op het centraliseren van laadpunten op laadpleinen in plaats van losse laadpalen. Bij de aanleg van een heel laadplein in één keer hoeft er maar één keer verzwakt te worden en kan het gemiddelde vermogen per laadpunt lager liggen. In de huidige tariefstructuur is een aansluiting van 3 x 25A echter financieel veel voordeliger, waardoor het voor CPO's niet aantrekkelijk is laadpleinen te realiseren.

Het verlies aan parkeerplekken kan beperkt blijven door wel veel laadpunten in één keer aan te leggen, maar de plekken pas geleidelijk over de tijd exclusief te reserveren voor elektrische voertuigen.

1a. Aanbesteding met scherpe regels voor aansluitvermogen per laadpunt

Naast concessies met meer laadpunten, kunnen er ook eisen worden opgenomen voor een maximaal aansluitvermogen per laadpunt. Zo lang niet alle laadpunten bezet zijn, kunnen voertuigen alsnog laden op maximaal vermogen. Dit geeft automatisch een prikkel om meer laadpunten op één locatie aan te leggen, omdat de belasting per laadpunt beter uitmiddelt bij een groter aantal laadpunten.

1b. Prikkels voor slim laden in nettarieven

Aangepaste nettarieven kunnen de piekbelasting van publiek laden reduceren ten opzichte van het huidige capaciteitstarief. Op dit moment zijn er geen prikkels om de piekbelasting te verlagen. Een laadpaal, over het algemeen met twee laadpunten, wordt vaak aangesloten op een 3 x 25A-aansluiting vanwege de relatief lage kosten ten opzichte van grotere capaciteitsproducten. Een standaard-laadpunt heeft een capaciteit van 11 kW en een 3 x 25A-aansluiting heeft een aansluitcapaciteit van 17 kW. Als laadpalen worden gecombineerd tot laadpleinen is een grotere aansluitcapaciteit nodig. Tot 3 x 80A, overeenkomstig met 55 kW, gelden er capaciteitstarieven. Voor grotere aansluiting op het LS-netwerk geldt een

andere tariefopbouw gebaseerd op de gecontracteerde capaciteit per jaar (kW gecontracteerd) en het verbruik (kWh per jaar).

Voor laadpalen worden standaard netwerkaansluitingen en net-tarieven in rekening gebracht. Er bestaan geen speciale netwerk-tarieven voor elektrische laadpunten. Nieuwe aansluitingen worden bij de netbeheerder wel geclassificeerd als ev-laadpunt in de systemen, mits de aanvrager dit opgeeft. Op dit moment is een aanvrager niet verplicht om te melden dat er ev's geladen zullen worden via de aansluiting. Netbeheerders kunnen meer waarde uit deze classificatie halen door wél speciale tarieven te ontwikkelen voor laadpunten en een korting te verstrekken als slim laden wordt toegepast. De netbeheerder kan deze korting ook voorwaardelijk maken, zodat de korting alleen verstrekt wordt als de laadpunten rekening houden met de beschikbare netwerkcapaciteit. Er zijn nog verschillende belangrijke onderzoeksvragen voor het vormgeven van tarieven voor slim laden, onder andere over het mogelijke discriminatoire karakter. In de verwachte toekomstige tariefstructuur zal echter ook beperkte flexibiliteit in de tijd zitten om slim laden te sturen.

1c. Afschakelbaar maken van laadinfra

De netbelasting van laadpalen kan ook beperkt worden door ervoor te zorgen dat deze op afstand uitgeschakeld kunnen worden bij een hoge netbelasting. Dit principe dient echter nog verder vormgegeven te worden door de netbeheerder, overheid en marktpartijen.

1d. Rol netbeheerders bij aanbesteding laadpalen

De netbeheerder kunnen een nog actievere rol nemen in de aanbestedingen en vormgeven van de plankarten van waar laadpunten terecht komen. Zo kan de exacte locatie en de omvang van de uitrol actiever en beter worden aangepast aan de beschikbare netcapaciteit. Daarnaast kan de netbeheerder eerder beginnen met netverzwaring, mocht dat nodig zijn.

D.4 Cijfermatige uitwerking

Netwerkimpact

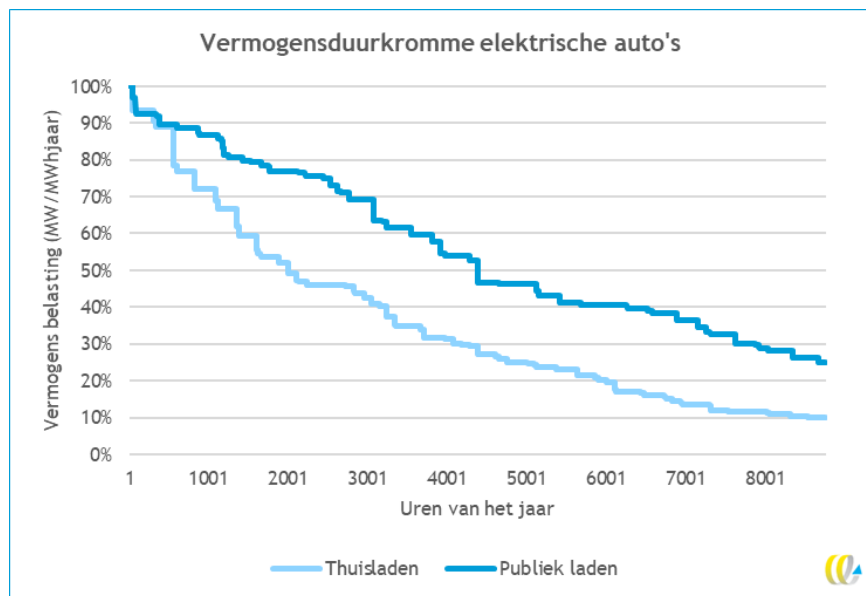
Laadpunten hebben vaak een vermogen van 11 kW. Daarnaast bestaan er ook laadpalen met grotere vermogens, maar deze worden vaak niet in wijken in het publieke domein geplaatst. Een laadpaal met twee punten wordt vaak aangesloten op een 3 x 25A-aansluiting van 17 kW. Als er twee laadpalen gelijktijdig zijn aangesloten kunnen beide auto's dan maximaal 8,5 kW laden.

Een analyse laat zien dat in Nederland in 40% van de buurten meer mensen publiek willen laden dan mogelijk is en tijdens drukke uren in Nederland de gemiddelde vraag naar laadpunten gelijk is aan de beschikbaarheid (Enpuls, 2020). Dit betekent dus dat gemiddeld alle publieke laadpunten belast zullen zijn tijdens piekmomenten. Het aantal auto's dat met een hoog vermogen kan laden neemt steeds verder toe, waardoor de laadpaal steeds vaker op een hoog vermogen wordt ingezet.

Concretisering casus

Voor de vormgeving gaan we uit van een actualisatie van de typische wijken zoals uitgevoerd in een eerdere studie van CE Delft (2015). We nemen de wijk Type 3 - 'Hoogstedelijk wonen' aan. Het gemiddeld aantal auto's voor deze wijk is vrij hoog met 0,84 auto's per huishouden voor 1.170 huishoudens. De wijk bestaat voor 46% uit appartementen en 47% rijwoningen. We gaan ervan uit dat alle appartementen en 2/3 van de rijwoningen publiek laden, oftewel 78% van de elektrische voertuigen in de wijk. We gaan ervan uit dat er per vier elektrische auto's die publiek laden één laadpunt dient te zijn, in lijn met het huidige nationale gemiddelde. Gebaseerd op de meest recente Elaad-prognose nemen we aan dat 25% van de auto's elektrisch zal zijn in 2030. Daarnaast kijken we naar een scenario hoog met 35% elektrische auto's (ElaadNL, 2020).

Figuur 11 - Vermogensduurkromme elektrische auto's



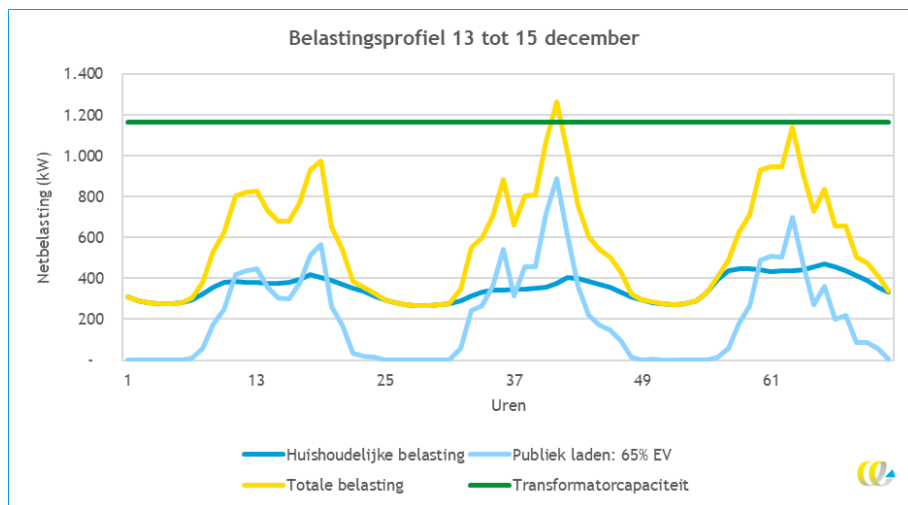
De transformatorcapaciteit en het aantal kabels is berekend volgens de methodologie in Bijlage F.1. Deze berekeningen zijn gedaan op gegevens van de wijk en rekenregels voor netwerkontwerp. De belasting per individueel huishouden is berekend op 1,72 kW en de gelijktijdige belasting op de transformator op 0,60 kW per woning. De verwachte transformatorcapaciteit is 1.170 kW. De resulterende aannames voor deze casus zijn opgenomen in Tabel 4.

Tabel 4 - Eigenschappen casus publiek laden

Casus	Publiek laden
Type	Verbruik
Netwerkimact	17 kW voor twee laadpunten op één laadpaal
Beleid	Aanbestedingen, lokaal ruimtelijk beleid
Aansluiting	Nieuw, ev-product
Aantal woningen	1.170
Aantal ev's	25-35% van het wagenpark, oftewel 250 tot 350 ev's
Aantal ev's publiek laden	78% van de EVs, oftewel 190 tot 270 ev's
Aantal publieke laadpunten	48 tot 68 laadpunten, oftewel 24 tot 34 laadpalen
Huidige netcapaciteit	1.170 kW-transformator met 40 afgaande 128 kW-kabels

Figuur 12 toont een illustratief voorbeeld van de netbelasting gedurende drie dagen. Het percentage elektrische auto's kan toenemen tot 65% met onze aannames voordat er een overbelasting van de transformator ontstaat. Dit is nog zonder een toename van de elektriciteitsvraag door thuisladen, warmtepompen of andere applicaties.

Figuur 12 - Illustratief belastingsprofiel casus publiek laden



E Elektrificatie huishouden

Deze casus analyseert het effect van het thuisladen van elektrische auto's in combinatie met een warmtepomp voor ruimte- en tapwaterverwarming. Casus D - Publiek laden omvat elektrische auto's die publiek laden in deze wijk. In deze casus kijken we naar een toename van het elektriciteitsgebruik achter de meter. Doordat de elektrificatie achter de meter plaats vindt, heeft de netbeheerder er beperkt zicht op. Deze onvoorspelbaarheid nu en vooral ook naar de toekomst, maakt het lastig voor netbeheerders om de juiste verzwaringen uit te voeren of alternatieven te implementeren.

Het PBL verwacht een groei in elektriciteitsgebruik: van 7 PJ voor warmtepompen en 3 PJ voor elektrische boilers in 2020, naar een groei van 17 PJ voor warmtepompen in 2030 (PBL, 2021). Daarmee verwacht het PBL dat er 48 PJ warmte opgewekt wordt, oftewel een gemiddelde COP van 2,8. Voor een gemiddeld verbruik van 4.000 kWh komt dit overeen met ongeveer 1,2 miljoen woningen. Warmtepompen hebben een elektrisch vermogen tussen de 2 tot 5 kW. Daarnaast is er vaak een elektrische bijverwarming van ongeveer 6 kW voor extreem koude dagen.

Het aantal elektrische auto's zal richting 2030 sterk stijgen. Elaad prognosticeert een groei richting 2,2 miljoen auto's (ElaadNL, 2020). Daaraan gerelateerd zullen er ongeveer 700.000 thuislaadpunten bij komen, bijna 10% van alle huishoudens. Ongeveer 40% van de laad-

punten zullen thuislaadpunten zijn. In deze studie nemen we laadpunten aan met een vermogen van 11 kW.

E.1 Probleemanalyse

Probleem: *Huishoudens verduurzamen met elektrische auto's en warmtepompen. Daar is netverzwaring voor nodig omdat deze applicaties veel meer vermogen vragen dan traditionele huishoudelijke applicaties. Wanneer, waar en hoeveel netverzwaring nodig is, is nog onbekend.*

Door elektrische auto's en warmtepompen stijgt het energiegebruik en de belasting op het elektriciteitsnetwerk sterk. Een gedeelte van de huisaansluitingen moet daarvoor verzaamd worden. Dit vraagt uitvoeringscapaciteit bij de netbeheerder, maar kan er ook voor zorgen dat er een gelijkmatige verdeling van de belasting over de drie fases is.

De inzet van warmtepompen in een wijk kent een hoge gelijktijdigheid, de inzet van elektrische auto's ook. Mensen laden nadat ze thuiskomen en verwarming is nodig als het koud is. Dit resulteert in een hoge gelijktijdige vraag, die bovendien niet samenvalt met duurzame lokale opwek. Naar verwachting is slechts een gedeelte van de gelijktijdige piek te verlagen.

De problemen ontstaan als eerste in specifieke wijken, bijvoorbeeld wijken met gemiddeld een hoog inkomen per huishouden. Voor de netbeheerder is het echter onzeker wanneer huishoudens verduurzamen, waardoor vooraf en/of efficiënt verzwaren lastig is. Door de ongelijke verdeling in elektrificatie zullen in bepaalde wijken eerder problemen ontstaan.

E.2 Technische oplossingen

0. Netverzwaring

Netverzwaring zal in veel wijken uiteindelijk nodig zijn, ook met slimme apparaten. We bieden hierna enkele oplossingen om netverzwaring te vereenvoudigen.

1. Spreiden netbelasting

Door slimme sturing en opslag kan de piek in de elektriciteitsvraag verlaagd worden. Hiervoor zijn prikkels vereist.

2. Combineren vraag met hernieuwbare opwek

De netimpact kan beperkt worden door hernieuwbare opwek te plaatsen bij de vraag. Voor huishoudens komt dit in de praktijk neer op de aanleg van zonnepanelen. Dit biedt geen echte oplossing, want zonnepanelen leveren in de winter nauwelijks energie, terwijl de energievraag dan juist hoger is dan in de zomer.

E.3 Beleidsoplossingen

0a. Wijkgerichte aanpak

Een collectieve aanpak van verduurzaming van de warmtevraag en realisatie van de infrastructuur maakt de verduurzaming van de gebouwde omgeving effectief. De huidige wijkgerichte aanpak is niet bindend. Bewoners zijn dus niet verplicht om te verduurzamen. Dit maakt het voor de netbeheerder lastiger om in te schatten hoeveel netverzwaring er precies nodig is en wanneer. Een bindende wijkgerichte aanpak biedt die duidelijkheid wel. Het is echter de vraag of er politiek en maatschappelijk draagvlak is voor een bindende aanpak.

0b. In één keer een hele straat of wijk verzwaren

De netbeheerder zou ervoor kunnen kiezen om een woonwijk in één keer volledig te verzwaren zodra er ergens in de wijk verzwaring nodig is. Door de kabels uit te leggen op volledige elektrificatie van de hele woonwijk hoeft de straat maar één keer open, wat veel werk en dus kosten bespaart. De verzwaring van de transformator en de aansluitingen bij gebruikers kunnen later volgen waar nodig. Hoewel in één keer verzwaren uiteindelijk kosten kan besparen, is de investering van deze verzwaring hoger dan de kosten van een eerste kleinere verzwaring. Daarbij stelt de reguleringsmethodiek geen extra inkomen tegenover deze grotere verzwaring.

1a. Alternatieve tariefstructuur voor huishoudens

Alle huishoudens in Nederland kennen het capaciteitstarief. Dit is één uniform tarief afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting zonder afhankelijkheid van het elektriciteitsgebruik of -profiel. De invoering van een tarief gebaseerd op de maximale afname zou gebruikers stimuleren om hun afname te beperken. Dit kan gebaseerd worden op metingen met de slimme meters.

1b. Wettelijke normen voor aanstuurbaarheid van belangrijke installaties

Warmtepompen, ev's, zonnepanelen en airco's kunnen slim aangestuurd worden, maar niet iedere installatie is hiervoor technisch geschikt en standaardisering ontbreekt. Door normstelling kan worden gegarandeerd dat iedere nieuwe installatie slim aan te sturen is.

1c. Subsidie voor thuisbatterijen

Met een thuisbatterij kan een gebruiker zijn piekafname verlagen zonder zijn gedrag te hoeven veranderen. Daarnaast kan een batterij de zelfconsumptie van zelfopgewekte stroom verhogen. Een subsidie op thuisbatterijen kan de thuisbatterij bekendheid geven en de markt aanjagen. De businesscase van batterijen wordt beïnvloed door de afschaffing van de salderingsregeling, dynamische leveringstarieven en mogelijk aanpassingen in de nettarieven.

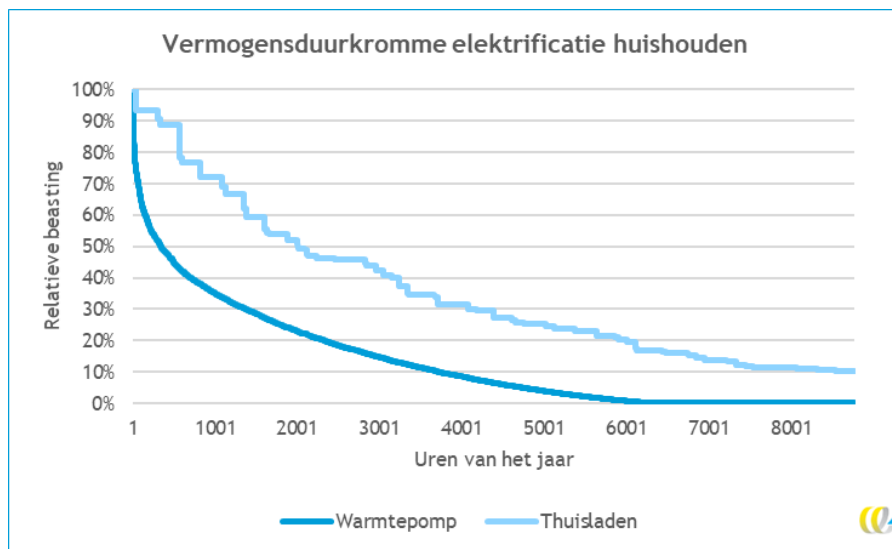
E.4 Cijfermatige uitwerking

Netwerkimpact

Warmtepompen hebben een grote gelijktijdigheid. De verwarming in de meeste huishoudens zal immers aanstaan op een koude dag. Als een huis goed geïsoleerd is, zal een woning minder snel afkoelen. Echter gedurende echt koude dagen, is de verwachting dat alle warmtepompen op hoog vermogen moeten opereren. Over het algemeen wordt daarom rekening gehouden te worden met een gelijktijdigheid van 0,9.

Thuisladen vindt voornamelijk plaats in de avond. De meeste laadsessies starten tussen 17:00 en 22:30 's avonds. De meeste nieuwe elektrische auto's kunnen laden met 11 kW, mits een geschikte laadpaal daarvoor geïnstalleerd is. Om dit vermogen te kunnen leveren moet de laadpaal op drie fases aangesloten worden. Als een huishouden een 1-fase-aansluiting heeft, kan er met 3,7 kW of 7,4 kW geladen worden. Onderzoek van de HvA laat zien dat op nationaal niveau de gelijktijdige piek ongeveer 60% lager ligt dan de laadcapaciteit (HvA, 2020). Op LS-kabelniveau is een veel hogere gelijktijdigheid te verwachten. Als alle huishoudens in de straat tegelijk hun ev laden, is de gelijktijdigheid op de kabel 100%. Elaad verwacht dat er 837.000 huisaansluitingen in 2050 verzwaaard moeten worden naar een 3-fase-aansluiting om thuisladen mogelijk te maken.

Figuur 13 - Vermogensduurkromme elektrificatie huishouden



Concretisering casus

In deze casus analyseren we de knelpunten vanaf één afgaande LS-kabel. Als voorbeeldcasus selecteren we een kabel met een $3 \times 50 \text{ mm}^2$ geleiderdoorsnede, oftewel een maximale belasting van 128 kW.

Voor deze wijk met 390 woningen hebben we berekend dat de verwachte transformatorcapaciteit 540 kW is. In totaliteit nemen we 14 afgaande kabels aan van 128 kW met 30 huishoudens per kabel. Deze berekening is toegelicht in Bijlage F.1.

Elektrische auto's

Voor de ev-prognose gaan we uit van de Elaad data voor 2030. We nemen aan dat 25% van de voertuigen elektrisch is en een hoog scenario waarin 35% van de voertuigen elektrisch is. Gebaseerd op de wijk eigenschappen nemen we aan dat 73% van de auto's thuis laadt. Hierbij gaan we ervan uit dat 100% van de vrijstaande en twee-onder-een-kap-woningen thuisladen, 75% van de rijwoningen en 0% van de appartementen. We gaan ervan uit dat de ev zal laden met 11 kW. Tabel 5 toont dat met een penetratie van 25%, 11 kW laders en een gelijktijdigheidsfactor van 40% (HvA, 2020), de netbelasting al gelijk is aan de totale transformatorcapaciteit. Deze gelijktijdigheidsfactor houdt nog geen rekening met slim laden, maar is een gemiddelde nationale gelijktijdigheidsfactor.

Warmtepompen

Voor de warmtepomp baseren we ons op het gemiddelde oppervlakte in de wijk van 148 m². Een goed geïsoleerde woning, zoals vereist voor een warmtepomp, heeft een warmteverlies van 50 W/m² en warmtevraag van 50 kWh/m²/jaar. Daarmee is een warmtepomp van 8 kW_{thermisch} voldoende voor een woning van 148 m², overeenkomstig met 2 kW_{elektrisch} uitgaande van een COP van 4. We nemen daarnaast aan dat de elektrische bijverwarming een element bevat van 2 kW. Daarmee is het totale elektrische vermogen 4 kW. De gemiddelde warmtapwatervraag is 9,3 GJ/woning/jaar, oftewel 2600 kWh_{thermisch}. Tapwaterverwarming heeft een COP van 2,5 en vereist dus 1.030 kWh_{elektrisch}. De toename in elektriciteitsvraag is daarmee 2.900 kWh_{elektrisch}.

De meest voorkomende LS-kabel in Enexis gebied is een 3 x 50 mm² met een capaciteit van 128 kW. Op een 3 x 50mm²-kabels zijn in Enexis gebied gemiddeld zeventien huishoudens aangesloten. De kabels die naar verwachting in de toekomst overbelast raken, hebben vaak 25 tot 40 aangesloten. We nemen aan dat er per afgaande kabel 30 huishoudens zijn aangesloten.

Tabel 5 - Indicatieve berekening netbelasting door thuisladen

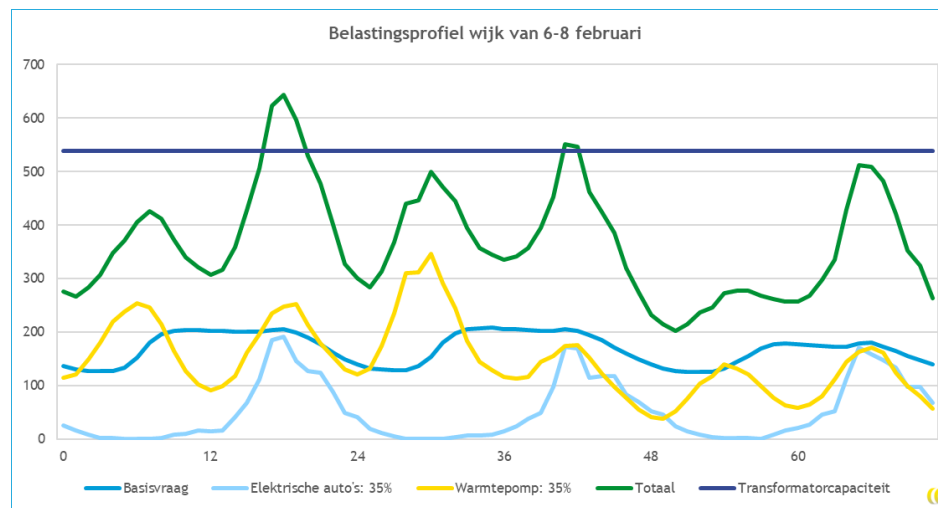
Aandeel elektrische auto's	Percentage ev	Aantal ev's	Aantal ev's - thuisladen	Aantal laadpunten	Netbelasting bij 11 kW en 40% gelijktijdigheidsfactor
Midden	25%	113	83	83	545
Hoog	35%	159	116	116	768

Tabel 6 - Eigenschappen casus elektrificatie huishouden

Casus	Elektrificatie huishoudens met warmtepomp en thuislaadpunt ev
Type	Vraag
Netbelasting	11 kW-laadpaal, 4 kW-elektrische warmtepomp
Beleid	ISDE, Transitievisie Warmte
Aansluiting	Bestaand, soms uitbreiding
Beschrijving	Analyse van het effect van grootschalige elektrificatie op LS- en MS-netvlak. Gericht op wijken met meerdere opties

Figuur 14 toont als voorbeeld het effect als in deze voorbeeldwijk 35% van de huishoudens verwarmt met een warmtepomp en 35% van de auto's elektrisch is voor drie dagen in februari. De netbelasting in groen overschrijdt de transformatorcapaciteit met maximaal +20%.

Figuur 14 - Belastingsprofiel elektrificatie huishoudens voor voorbeeldwijk



F Methodologie

F.1 Netwerkcomponenten

De aanpak voor de berekening van de netwerkcomponenten is gebaseerd op formules uit het boek Phase to Phase (2020). Voor de transformator berekenen we de gelijktijdige belasting per huishouden met behulp van Vergelijking 1. $P_{max,eq}$ is de gelijktijdige belasting per huishouden, n het aantal huishoudens, V_1 het elektrisch verbruik per huishouden en α en β zijn constanten. De waardes voor α en β zijn overgenomen van Phase to Phase.

Vergelijking 1 - Berekening gelijktijdig vermogen per huishouden (Phase to Phase, 2020)

$$P_{max,eq}[kW/huishouden] = \alpha * V_1 + \beta * \sqrt{\frac{V_1}{n}}$$

Deze maximale gelijktijdige belasting vertalen we naar de transformatorcapaciteit met Vergelijking 2. $S_{max,30\text{ jaar}}$ is de transformatorcapaciteit en $\cos(\varphi)$ is de fase-verschuiving in het elektriciteitsnetwerk

Vergelijking 2 - Berekening transformator capaciteit (Phase to Phase, 2020)

$$S_{max,30\text{ jaar}}[kW] = \frac{P_{max,eq} * n * Veiligheidsmarge * Groei_{30\text{ jaar}}}{\cos(\varphi)}$$

Tabel 7 toont de aannames voor de parameters voor de berekening van de netcapaciteit.

Tabel 7 - Parameters voor berekening van transformatorcapaciteit

Netcomponenten	Waarde	Eenheid
α - Alpha	0,00023	-
β - Beta	0,23	-
Veiligheidsmarge	10%	%
Groei capaciteit	1% voor 30 jaar	%
$\cos(\varphi)$ - fase verschuiving	0,9	

Met de vergelijkingen en aannames kunnen we de transformatorcapaciteit per casus berekenen. In de realiteit zijn er standaardtransformatoren (250, 400, 630, 1000 KVA etc.) en wordt de berekende belasting vertaald naar een netontwerp bestaande uit één of meerdere transformatoren. Voor deze studie gaan we ervan uit dat de berekende vereiste capaciteit ook de daadwerkelijke capaciteit is. Tabel 8 toont de resultaten per type woonwijk.

Tabel 8 - Resultaten transformatorcapaciteit per woonwijk casus

Casus	Aantal woningen	Belasting per huishouden ($P_{max,n=1}$)	Gelijktijdige belasting per huishouden ($P_{max,eq}$)	Gelijktijdige belasting ($P_{max,eq} * n$)	Gelijktijdige belasting ($S_{max,30\text{ jaar}}$)
Publiek laden	1.170	1,72	0,60	710	1.170
Zon-pv	230	2,11	0,86	200	330
Elektrificatievraag huishouden	390	2,09	0,83	330	540



De kabel die volgens inschatting van Enexis het vaakst als eerst overbelast raakt in hun netwerk in het type wijken wat we hanteren in deze studie, is de 3 x 50 mm²-kabel met een vermogen van 128 kW. We nemen daarom aan dat alle afgaande kabels van het netwerk 128 kW capaciteit kennen en direct naar huishoudens gaan. Dit zijn ongeveer de helft van alle LS-kabels in Enexis gebied, Enexis geeft aan dat er gemiddeld zeventien woningen zijn per kabel. Er zijn echter ook kabels met 30 tot 45 woningen op een 3 x 50 mm²-kabel. We nemen aan dat per kabel er 30 woningen aangesloten zijn op de kabel, oftewel ongeveer 4 kW capaciteit per woning. De resultaten voor de woonwijkcasus zijn weergegeven in Tabel 9.

Tabel 9 - Resultaten aantal kabels per woonwijk casus

Casus	Aantal woningen	Aantal kabels
Publiek laden	1.171	40
Zon-pv	227	8
Elektrificatievraag huishouden	393	14

van 2,0% aan. Tabel 10 toont de investeringen en jaarlasten van netverzwaringen gebaseerd op algemene kengetallen.

Tabel 10 - Investerings en jaarlasten voor netbeheerder per netvlak

	Investering	Vermogen (kW)	Investering (€/kW gelijk-tijdigheid)	Jaarlasten investeringen (€/kW gelijk-tijdigheid/jaar)
EHS/HS-station	€ 100.000.000	500.000	200	8,0
HS-kabel	€ 25.000.000	500.000	50	2,0
HS/MS-station	€ 25.000.000	200.000	125	5,0
MS-transportnet	€ 1.000.000	20.000	50	2,0
MS-net	€ 1.000.000	5.000	200	8,0
LS-net (100%)	€ 250.000	250	1.000	40,0
LS-net (40%)	€ 100.000	250	400	16,0

F.2 Netinvesteringen

Netbeheer Nederland heeft kengetallen uitgewerkt over de investeringskosten voor netverzwaring (Netbeheer Nederland, 2019). Deze kunnen vertaald worden naar jaarlijkse investeringen per kW gelijktijdigheid. We nemen een levensduur 35 jaar en discontovoet

Colofon

Delft, CE Delft, februari 2022

Deze publicatie is geschreven door:

Lucas van Cappellen

Chris Jongsma

Frans Rooijers

Publicatienummer: 22.210392.032

Elektriciteitsvoorziening / Infrastructuur / Beleidsmaatregelen / Capaciteit / Vraag /

Toekomst / Investerings / Technologie /

VT: Benutten

Opdrachtgever: Netbeheer Nederland

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

