

PRODUCENTENTARIEF

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.

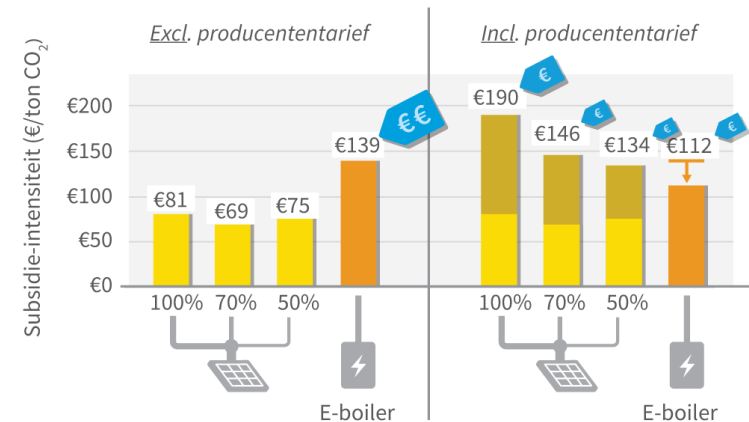
Afneemers betalen het transportafhankelijk tarief. Dat tarief dekt de kosten voor diepere netverzwaring die nodig is voor hun netaansluiting. Opwekkers betalen nu geen transportafhankelijk tarief. Met de invoering van een producententarief gaan opwekkers toch betalen voor de diepere netverzwaring. Hierdoor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

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 afneemers 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-discriminatoire moeten zijn: gelijke situaties moeten een gelijk tarief kennen. Elektriciteit die ingevoerd 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.

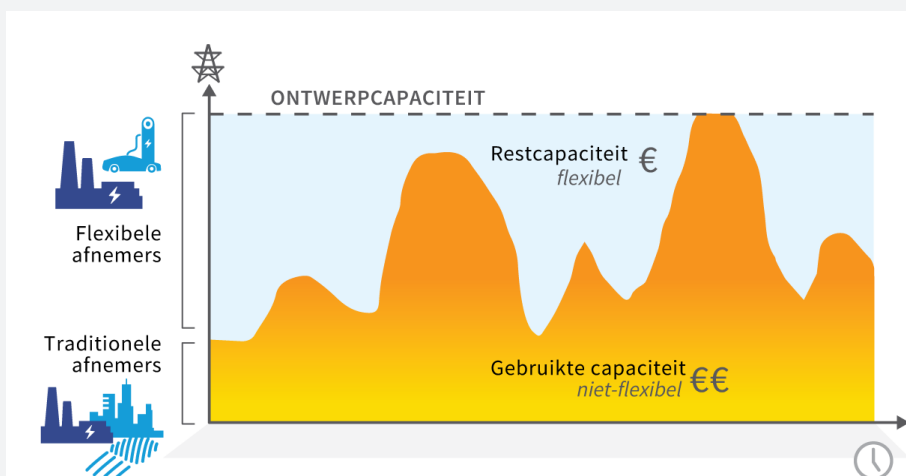


ONGEGARANDEERDE NETCAPACITEIT

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.



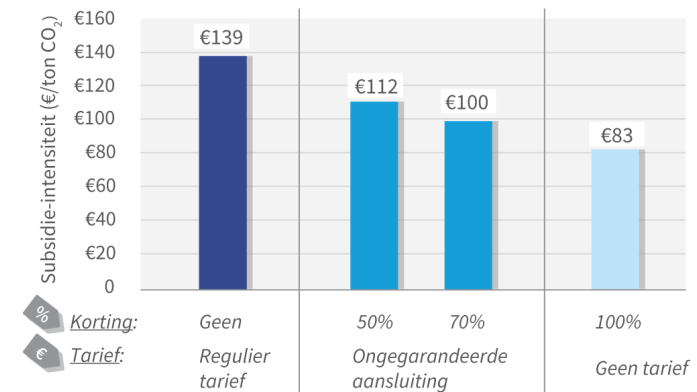
Evaluatie oplossingsrichting: goedkoper en sneller

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.



RANGSCHIKKING ZON-PV SDE++

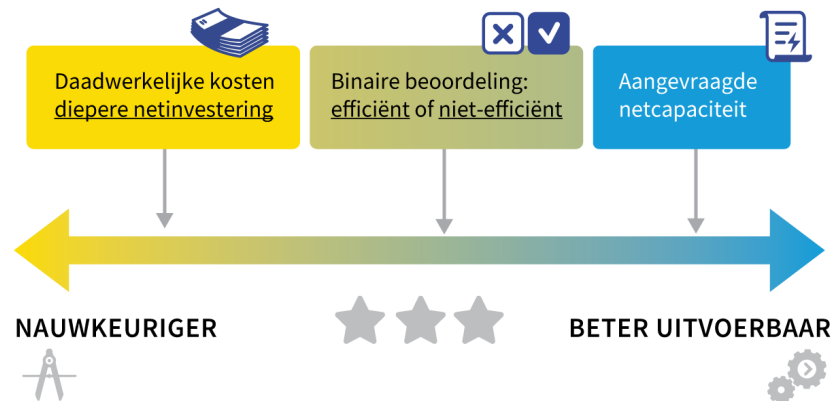
Zonne-installaties hebben een aanzienlijk netbeslag door een hoge piek in de opwek. Ze betalen echter niet mee aan de resulterende netinvesteringen. Door een aanpassing van de SDE++-regeling krijgen zonne-installaties alsnog een prikkel om hun netimpact te beperken. Door de rangschikking krijgen projecten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



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.

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.

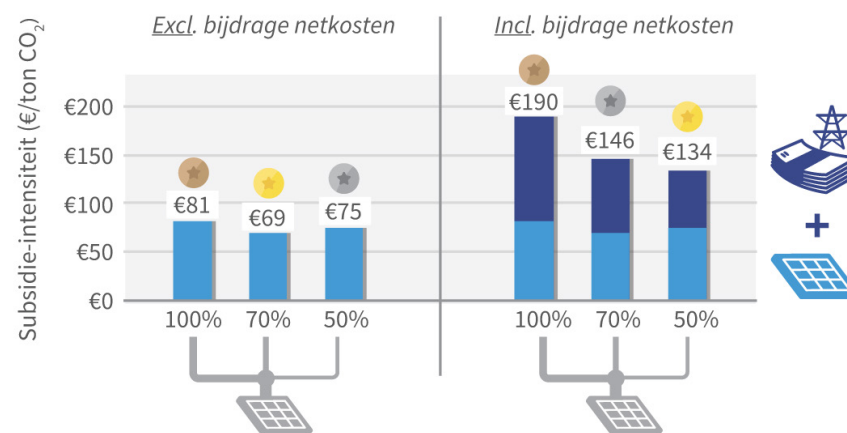
Deze additionele kosten kunnen ook bij andere SDE++-categorieën toegevoegd worden, zodat er een gelijk speelveld ontstaat tussen de opties. Het is ook mogelijk om alleen extra kosten mee te nemen voor zon-pv. Dan ontstaat er alleen een nieuwe rangschikking ontstaat tussen de projecten voor zon-pv onderling. 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.

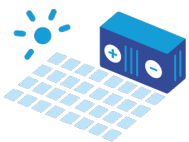
Het mechanisme treedt alleen in werking als er schaarste is van subsidiegelden, oftewel als de SDE++ wordt overvraagd. Als er geen concurrentie is, worden immers alle projecten gehonoreerd. Met een eventuele introductie van schotten in de SDE++ neemt de kans op schaarste voor zon-pv-projecten toe. Het 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++.



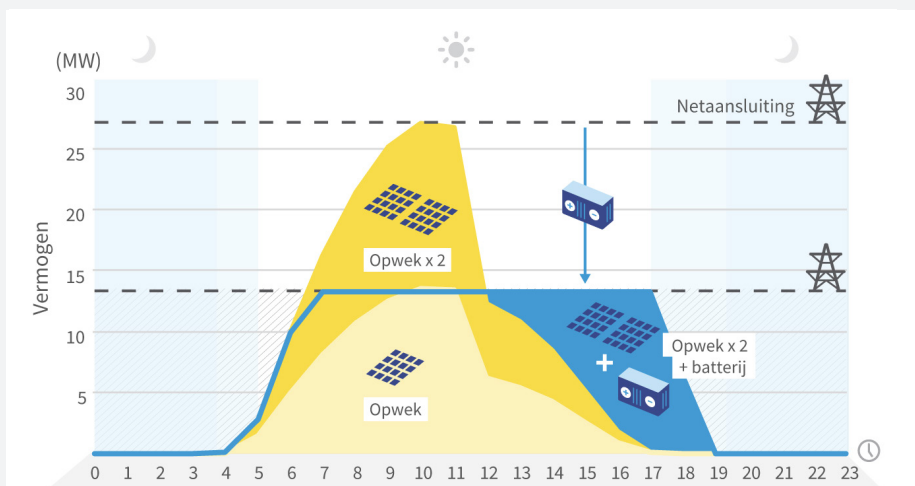
SUBSIDIE OP BATTERIJEN BIJ GROOTSCHALIG ZON-PV

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 netbalancering, 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 veilingsystematiek 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 netbalancering. 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 zonnestelsels 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.

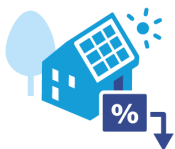
De plaatsing van een batterij kan leiden tot nieuwe congestieproblemen bij het opladen van de batterij, al is dit sterk afhankelijk van de lokale netsituatie en het gedrag van de batterij.

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.



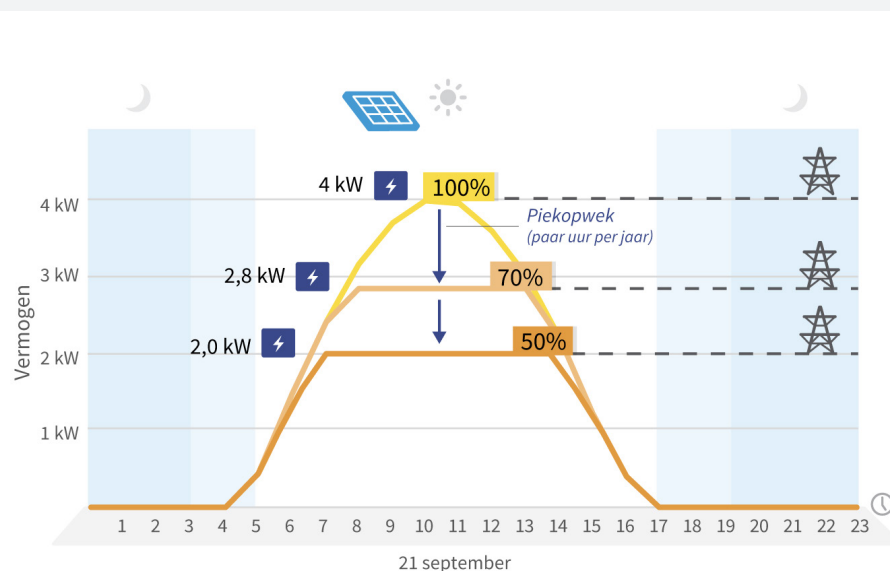
MAXIMALE AANSLUITWAARDE KLEINSCHALIGE ZON

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 zonneshijnt 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 terugverdiëntijd van zeven jaar neemt de terugverdiëntijd onder de salderingsregeling toe met twee maanden. Zonder salderingsregeling neemt de terugverdiëntijd 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.

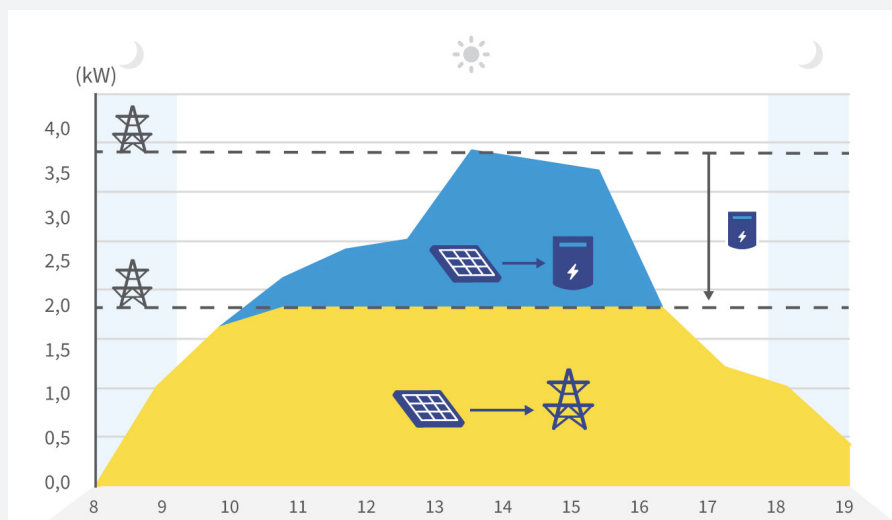
Het is van belang om het effect op de terugverdiëntijd van zonnepanelen verder te onderzoeken. Daarnaast dient bij invoering een duidelijke communicatiestrategie opgezet te worden om begrip te creëren onder toekomstige zonnepaneeleigenaren.



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.

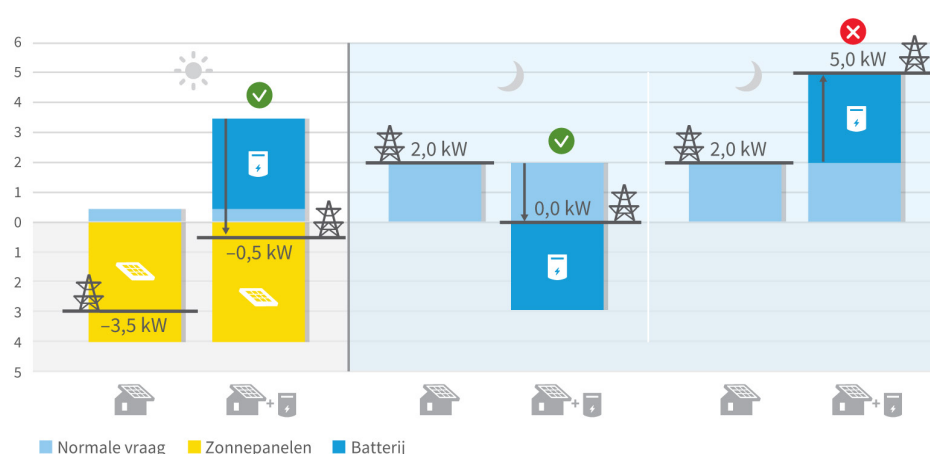
Ten eerste is het onzeker of de batterijen tot minder netcongestie gaan leiden:

- 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.

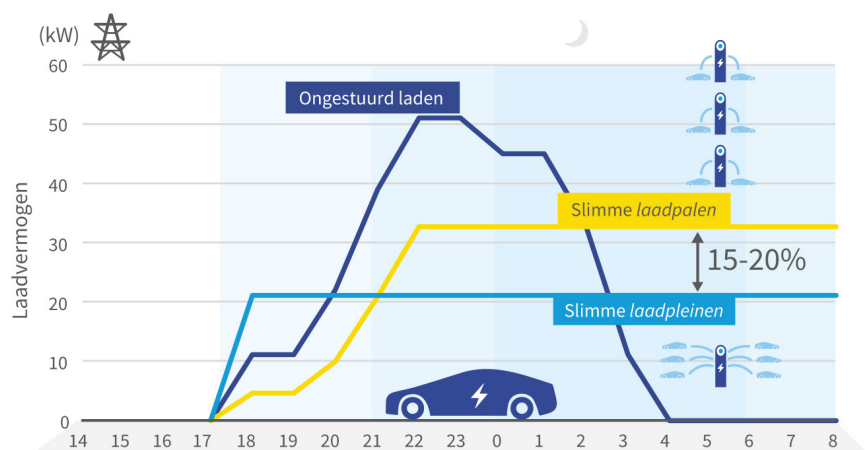


ADDITIONELE EISEN AANBESTEDINGEN LAADPUNTEN

(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.

Problemanalyse: **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 gemeentes 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.

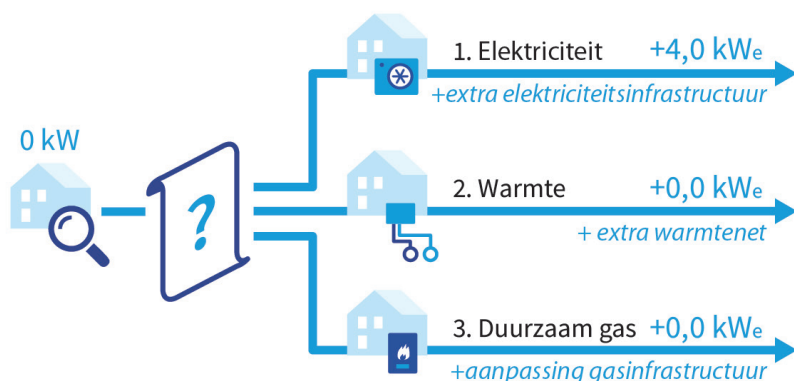


INFRASTRUCTUUR VOOR DE WARMTETRANSITIE

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 blijft 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](#)

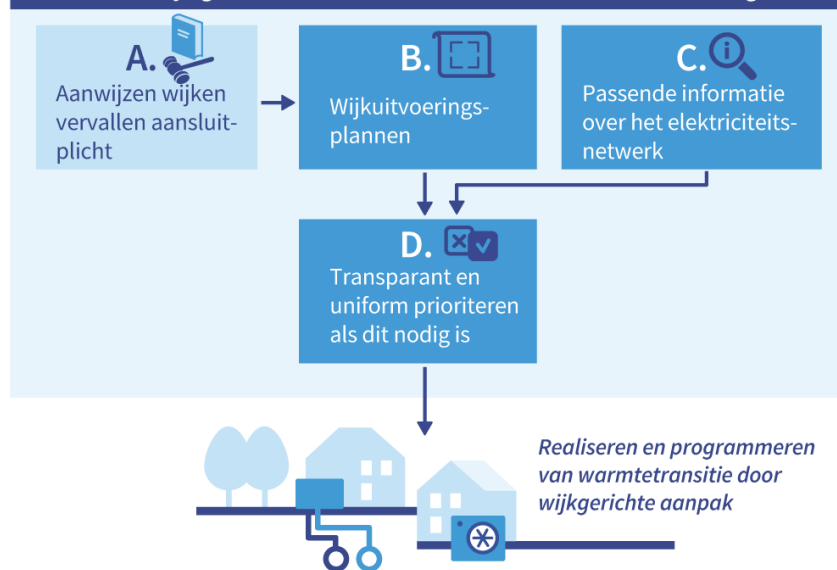
Oplossingsrichting: vier stappen voor infrastructuur

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 verzwarende maatregelen 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 Wijkuitvoeringsplannen 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.