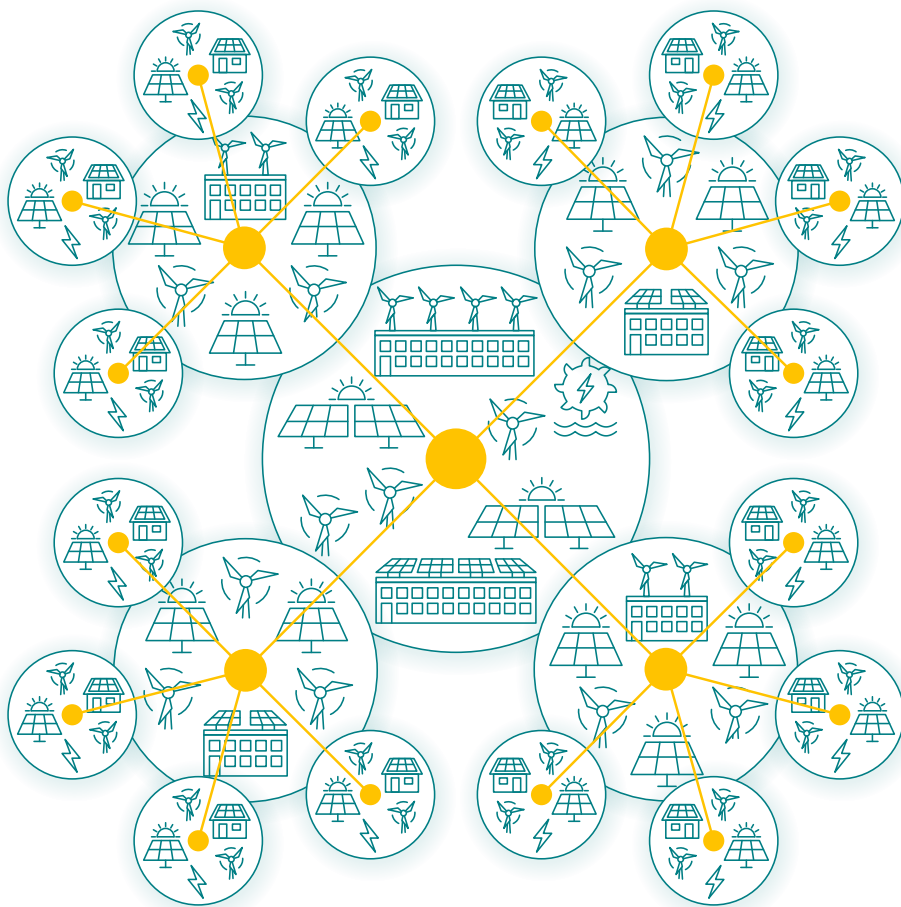


HOLONS



lokale flex als oplossing voor netcongestie

INHOUDSOPGAVE

Managementsamenvatting	5
1 Inleiding	15
Netcongestie	16
Doel van dit rapport	17
2 Congestieprikkels naar tijd en plaats	19
Vaste tijdsblokken zijn weinig effectief	22
Tijd- en plaatsafhankelijke prikkels zijn zeer effectief	24
Het probleem van gestapelde veiligheidsmarges	26
Implementatie van een tijd- en plaatsafhankelijke congestie- prikkel	28
Bezwaren tegen een tijd- en plaatsafhankelijke congestie- prikkel	31
Conclusie	33
3 Holons: bottom-up als logisch einddoel	35
Hoe werken holons?	37
De implementatie van holons	54
Holons: maatschappelijke meerwaarde	66
Conclusie	67
4 Opzet van de simulatie	69
Nederland in 6 archetypische gebieden	70
Drie scenario's: NoFlex, MyFlex en HolonFlex	72
Adoptie van nieuwe technologieën	73
Vergelijking met het Koersvaste Middenweg scenario (ETM)	74
Weersdata en efficiënties	76
Hoe de flexaansturing wordt gesimuleerd	76
Hoe de congestieprikkel werkt	78
Maatschappelijke kosten en baten	79
Discutabele aannames	81
Vergelijkbare studies	90
5 Simulatieresultaten	95
Eengezinswoningen	96
Meergezinswoningen	103
Bedrijventerreinen	104
Agrariërs	107
Publieke sector	109
Industrie	110
Nederland	113
Conclusie	117

6	Raanbevelingen	119
	Voer tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels in	121
	Geef flexibiliteit inkopen voorrang boven verzwaren	124
	Deel netdata en congestiedata	126
	Faciliteer Capacity Service Providers (CSP's)	128
	Geef bedrijventerreinen informatie en richting	132
	Faciliteer Citizen Energy Communities (CEC's)	136
	Verken de oprichting van een Grid Transition Institute	142
A:	Drie technologische revoluties	147
	Zon en wind maken vraagsturing nodig	148
	Elektriciteitsopslag maakt vraagsturing mogelijk	155
	Computers maken vraagsturing slim	160
B:	Verbetervoorstellen voor de 2e Kamer	165
C:	Sociale aspecten van holarchie	169
	Europese onafhankelijkheid en een <i>anti-fragile</i> elektrici- teitsnet	170
	Persoonlijke autonomie	172
	Democratie	174
	Rechtvaardigheid	177
D:	Parametrisering simulatie	181
	Referenties	184
	Colofon	192

Managementsamenvatting

Nederland heeft een probleem. De kosten voor het verzwaren van het elektriciteitsnetwerk dreigen de komende 25 jaar op te lopen tot ruim 300 miljard euro. Dat is 40x de Deltawerken en meer dan 35 duizend euro per huishouden.

Bovendien worden de prognoses voortdurend naar boven bijgesteld: tussen de voorlaatste en laatste schatting (FIEN26) hebben de netbeheerders hun schatting voor de kosten voor net op land t/m 2040 in slechts 15 maanden met maar liefst 42 miljard euro verhoogd.

De urgentie van de situatie wordt nog verhoogd door de wachtrij die is ontstaan, waarvan de maatschappelijke kosten oplopen naar minimaal 5 en misschien wel 40 miljard euro per jaar. Kortom: Nederland zit op slot en de kosten dreigen onbeheersbaar te worden.

Flex slim aansturen is een oplossing voor netcongestie

Dit rapport schetst een onorthodoxe oplossing. Deze is gebaseerd op een diepgaande studie van de wetenschappelijke literatuur, bewijsmateriaal uit vele pilots die de afgelopen decennia zijn gedaan en een simulatiemodel dat speciaal voor dit vraagstuk is ontwikkeld. Op basis daarvan presenteert dit rapport een benadering die de kosten van netverzwaring zou kunnen halveren en de wachtrij snel tot het verleden zou kunnen laten behoren.

Deze benadering maakt optimaal gebruik van de lokale samenwerkingsmogelijkheden en lokale apparaten die flexibel ingezet kunnen worden. Zo worden lokale energiegemeenschappen of bedrijventerreinen partners die de netbeheerder effectief kunnen helpen om netcongestie tegen te gaan. Maar daarvoor is het wel nodig dat er een congestieprikkel komt en dat energiegemeenschappen beter gefaciliteerd worden om zelf lokaal de netcongestie te reduceren.

Vaste tijdsblokken zijn niet effectief

Vaste tijdsblokken worden lang van tevoren vastgesteld op basis van een statistisch gemiddelde per dag. Maar dat gemiddelde is niet het probleem. Het probleem zijn de paar hoogste pieken van het jaar en waar en wanneer die zullen optreden kan niemand een jaar van tevoren voorspellen.

Vaste tijdsblokken zijn hooguit nuttig omdat het consumenten dwingt om van een vast contract af te stappen. Daardoor krijgen ze een prikkel om te investeren in flex en het nemen van een dynamisch contract.

Om een significante verbetering te realiseren zijn tarieven nodig die kort van tevoren aangepast kunnen worden en die niet op alle plekken hetzelfde zijn. Netcongestie lijkt eigenlijk op files. Files treden niet op alle wegen tegelijk op en kunnen niet allemaal een jaar van tevoren precies voorspeld worden: we hebben filemeldingen voor het elektriciteitsnet nodig.

Congestieprikkel naar tijd en plaats zijn wel effectief

Het elektriciteitssysteem wordt nog op dezelfde wijze aangestuurd als honderd jaar geleden. In de tussentijd zijn zon en wind echter zo goedkoop geworden dat ze snel marktaandeel winnen en zij laten zich niet plannen.

Batterijen maken het – anders dan vroeger – mogelijk om elektriciteit op te slaan. Met *grid-forming inverters* kan elk batterijpakket een kleine netbeheerder worden en computers zorgen ervoor dat we alles nu heel nauwkeurig aan kunnen sturen.

Dit leidt tot het inzicht dat het idee van een koperen plaat losgelaten moet worden: een elektriciteitsnet dat overal en altijd hetzelfde kost strookt niet met de realiteit van netcongestie. De logische oplossing is het invoeren van *congestieprikkel naar tijd en plaats*.

Zowel de wetenschappelijke literatuur, als decennia aan pilots, als het simulatiemodel uit dit rapport laten de effectiviteit hiervan zien. Hoofdstuk 1 werkt dit verder uit.

In dit rapport gaan we vervolgens rekenen aan flex: de mogelijkheid om te schuiven met de vraag van elektrische auto's en trucks, warmtepompen, zonnepanelen en batterijen. We gaan die flex een signaal geven dat ervoor zorgt dat ze netcongestie niet verergeren maar juist oplossen. Dit signaal – deze congestieprikkel – geven we alleen op de plekken en momenten waarop netcongestie daadwerkelijk optreedt.

Holons: van een monolithisch naar een genest systeem

Grote monolithische systemen zijn kwetsbaar voor schokken en worden mede daarom sterk overgedimensioneerd. Zo ook een elektriciteitsnet. Bij gebrek aan buffers en lokale sturingsmogelijkheden wordt dit aangestuurd als één groot geheel. Die keuze was een begrijpelijke noodgreep in de tijd van voor zon en wind, batterijen, *grid-forming inverters* en computers. Het heeft ons meer dan honderd jaar goede diensten bewezen.

Wie zich afvraagt hoe het net in de toekomst het beste kan worden aangestuurd kan bijvoorbeeld kijken naar het internet. Het internet is in veel opzichten een vergelijkbaar netwerk maar dan ontwikkeld in een tijd waarin decentrale opwek, opslag, slimme sturing en computers al realiteit waren. Het internet maakt gebruik van een protocol waar elke router en switch zich aan houdt zonder dat er enige vorm van centrale coördinatie is. Wie door die nieuwe bril kijkt, ziet dat het elektriciteitsnet veel goedkoper én betrouwbaarder kan worden als het meer decentraal wordt opgezet, met kleinere eenheden – wij noemen ze *holons* – die elk individueel hun gebruik van het net optimaliseren.

Batterijen en grid-forming inverters gaan ervoor zorgen dat in de toekomst nagenoeg elk gebouw zo'n holon wordt, waarvoor het net back-up is in plaats van continue levensvoorwaarde. Als zulke holons (bijvoorbeeld huizen) zich clusteren tot buurten ontstaat een nieuwe holon die nog weerbaarder is. En als die zich clusteren ontstaat weer een grotere holon. Het is dus een gelaagd systeem. De essentie is dat elke holon zoveel mogelijk intern zijn energiestromen beheert en alleen energie uitwisselt met bovenliggende holons voor zover dat nodig is. Op deze manier ontstaat een systeem dat wiskundig vrijwel net zo goed functioneert als een theoretisch systeem waarin de netbeheerder elk stopcontact centraal optimaal aanstuurt. Maar in de praktijk functioneren holons beter omdat ze sneller en dichter bij de gebruiker knopen kunnen doorhakken.

Hoofdstuk 3 behandelt de theorie achter zo'n netwerk van holons. Het laat zien dat deze opzet niet alleen kenmerkend is voor het internet, maar voor het in balans houden van vrijwel ieder complex systeem. Denk aan cellen in organen in mensen in organisaties. Of aan gemeenten in provincies in landen.

Het is zaak dat we het elektriciteitsnet gaan organiseren op de weerbare en efficiënte manier waarop de meeste andere complexe systemen al langer georganiseerd zijn.

Holons: economische en sociale meerwaarde

Holons zijn geen noodoplossing maar juist iets wat de samenleving structureel veel op kan leveren. Dat blijkt uit de literatuur van de sociale wetenschappen:

- Holons leiden tot een *weerbaar* en *antifragiel* elektriciteitsnet dat schokken beter kan doorstaan. Iets waarvan de waarde in dit politieke tijdsgewricht steeds beter wordt onderkend. Als het grote netwerk uitvalt kunnen de kleinere holons erbinnen doordraaien. Ze raken bij een stroomstoring enig comfort kwijt en energie wordt tijdelijk duurder, maar het systeem stort niet in.
- Holons geven eindgebruikers meer *autonomie* en *beslissingsmacht*. Uit de psychologie weten we dat mensen daar goed op gedijen.
- Holons sluiten aan bij het *subsidiariteitsbeginsel* in recht en *governance*, dat voorschrijft dat beslissingen zo lokaal mogelijk moeten worden genomen.
- Holons hebben ten slotte positieve implicaties voor zowel *democratie* als *energy justice*.

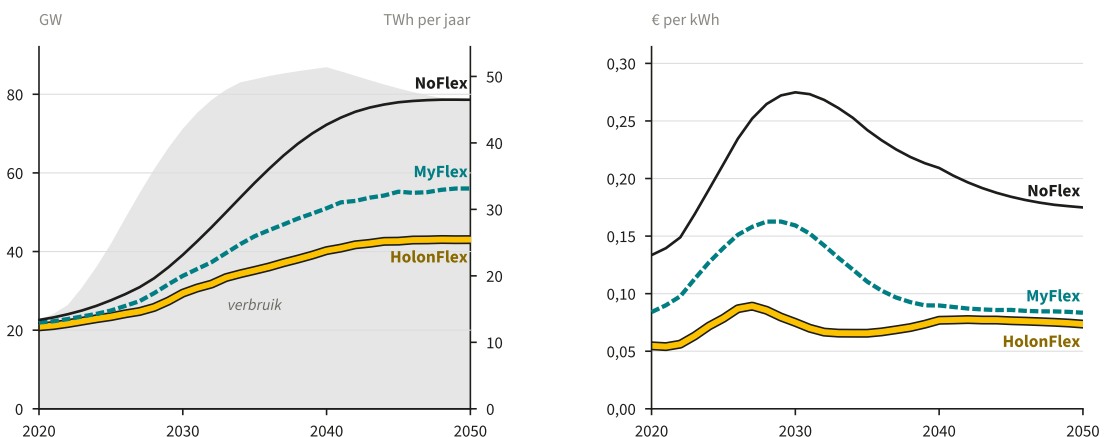
Maatschappelijke schade netcongestie kan halveren

Om de voordelen van holons kwantitatief te onderbouwen heeft Zenmo een simulatie ontwikkeld waarbij Nederland is opgedeeld in zes archetypische gebieden die corresponderen met typische soorten wijken. Binnen die gebieden is de aansturing van lokale flexibiliteit van energiegebruik in detail gemodelleerd. Voor de flexibiliteit zijn elektrische auto's, warmtepompen, batterijen en zonnepanelen meegenomen: verreweg de grootste en meest flexibele gebruikers en opwekkers. Qua adoptie van deze apparaten is uitgegaan van het scenario Koersvaste Middenweg uit het energietransitiemodel waar de netbeheerder de meeste van zijn prognoses op baseert.

Op basis van deze simulatie schatten wij dat HolonFlex t/m 2050 circa 200 miljard euro maatschappelijke kosten bespaart ten opzichte van MyFlex en circa 800 miljard ten opzichte van NoFlex.

Caveats

Dit is een relatief nieuw onderzoeksgebied en hoewel de trend helder is pretenderen we niet dat de getallen exact of definitief zijn. Naarmate de benodigde regulering langer op zich laat wachten wordt de besparing bovendien navenant lager.



Figuur 1 De figuur links toont de benodigde netcapaciteit in de verschillende scenario's. De figuur rechts laat zien wat dit doet met de maatschappelijke kosten (excl. belastingen) per kilowattuur elektriciteit. De simulatie-opzet wordt beschreven in hoofdstuk 4, de resultaten in hoofdstuk 5.

Drie scenario's zijn doorgerekend:

1. **NoFlex**: flexibiliteit bestaat eigenlijk niet. Apparaten die flexibel zouden kunnen zijn – zoals elektrische auto's – reageren niet op de prijs van het opwekken van energie en niet op de prijs van transport. Batterijen zijn er niet want die hebben zonder flexibiliteit geen nut. De kosten van dit scenario zijn verreweg het hoogst. Het is enerzijds onrealistisch, maar anderzijds is het nog wel waar vaak vanuit wordt gegaan.
2. **MyFlex**: flexibiliteit reageert wél op de prijs van het opwekken van energie, maar niet op de prijs van het transporteren van energie. Er wordt bijvoorbeeld wel gekeken naar wanneer wind op de Noordzee voor goedkope stroom zorgt, maar niet naar of dit het netwerk overbelast. Om weer het voorbeeld van elektrische auto's te nemen: die laden – als hun bezitter dit geen probleem vindt – niet direct op als ze ingeplugd worden maar als de stroom het goedkoopst is. Dit gebeurt geautomatiseerd, bijvoorbeeld op basis van voorkeursinstellingen in een mobiele app met de mogelijkheid incidenteel toch direct te laden. Soortgelijk gedrag implementeerden we voor warmtepompen, batterijen en zonnepanelen. De kosten van zowel opwekking als verzwaring gaan met MyFlex fors omlaag en de angst dat alle flex tegelijk gaat reageren om pieken te veroorzaken blijkt ongegrond omdat dit een inherent zelfdempende markt is. Dit is de koers waar Nederland nu op afstevent.
3. **HolonFlex**: flexibiliteit krijgt een prikkel die – met ontzorging voor de gebruiker – gebruik enerzijds stuurt naar de momenten waarop stroom het goedkoopst en duurzaamst is, en tegelijkertijd weg van lokale netcongestie. Deze prikkel kan zowel top-down als bottom-up worden geëffectueerd, maar de bottom-up prikkel biedt voordelen die worden uitgelegd in hoofdstuk 3. HolonFlex bevat dus als enige een gerichte congestieprikkels waarmee energiestromen zoveel mogelijk lokaal worden gehouden en congestieveroorzakende pieken worden voorkomen. De simulatie laat zien dat sturen op netcongestie slechts zelden nodig is maar dat gerichte sturing op een beperkt aantal momenten ervoor kan zorgen dat de behoefte aan netverzwaring met bijna de helft kan worden gereduceerd ten opzichte van het MyFlex-scenario. Bovendien lost dit de wachtrij op.

Aanbevelingen

Verrassend genoeg vereist het invoeren van een dynamisch transporttarief en van holons weinig aanpassingen in wet- en regelgeving. De Europese wetgeving loopt hier namelijk al op vooruit. Nederland hoeft eigenlijk alleen door te voeren wat in Europa al verplicht of aanbevolen is.

Dat brengt ons tot zeven aanbevelingen.

1. Voer tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels in

In het kort komt het erop neer dat de ACM bevoegd is dit te eisen en in gang te zetten en dat de netbeheerders het vervolgens dienen in te vullen. De snelheid waarmee dit plaatsvindt heeft verstrekkende gevolgen voor de verzwaringskosten en congestieschade. De minister van EZK kan de wens verhelderen en het proces versnellen door middel van een aanwijzing.

2. Geef flexibiliteit inkopen voorrang boven verzwaren

Dit sluit aan bij de Europese eis dat netbeheerders elke twee jaar gedetailleerde investeringsplannen maken waarin wordt onderbouwd hoe voor elk verzwaringstraject de afweging is gemaakt en hoe eerst is geprobeerd flexibiliteit in te kopen. De verwachting van onafhankelijke experts en de Europese Commissie is dat flexibiliteit inkopen daarbij vaak aanzienlijk goedkoper zal blijken te zijn dan verzwaren. Het is de taak van de ACM om te beoordelen of deze afweging voor alle investeringen zorgvuldig wordt gemaakt. Tot nu toe wordt deze wettelijke eis helaas genegeerd.

3. Deel netdata en congestiedata

Geheel in lijn met de nieuwe Energiewet en Europese wetgeving is het noodzakelijk dat netbeheerders gegevens verstrekken over de belasting van hun lokale elektriciteits-netwerk. Alleen zo kunnen innovatieve marktpartijen de netbeheerders helpen om congestieproblemen en de wachtrij op te lossen. Daar heeft de netbeheerder zelfs al applicaties voor ontwikkeld. Nu is het zaak dat deze informatie ook daadwerkelijk ter beschikking gesteld wordt.

4. Faciliteer Capacity Service Providers (CSP's)

Dit is een Europese marktrol die bedoeld is om eindgebruikers te helpen bij het voorkomen van netcongestie. Deze rol moet vanaf 2027 verplicht ingevuld zijn maar is in Nederland nog niet uitgewerkt. Met een goed ingevulde CSP-rol en een business case op basis van een congestieprikkel kan een lokaal initiatief grote stappen zetten richting het implementeren van een holon die een belangrijke bijdrage levert aan het voorkomen van netcongestie.

5. Geef bedrijventerreinen informatie en richting

Voorkom het scenario waarin bedrijven allemaal zichzelf helpen en de collectieve piek juist sterk stijgt. Maak zichtbaar waar de grootste kansen liggen, geef hubs proactief goede tooling en zorg voor energie-vestigingsbeleid en voor synergie tussen woonwijken en bedrijventerreinen.

6. Faciliteer Citizen Energy Communities (CEC's)

Dit is het juridisch vehikel dat de Europese wetgever heeft geschapen voor het faciliteren van lokale energiegemeenschappen. Nederland heeft ervoor gekozen de CEC nog niet te faciliteren. Daardoor wordt nu vaak teruggevallen op het instrument van het gesloten distributiesysteem (GDS of sinds kort GS) maar dit is hier expliciet niet voor bedoeld en maakt het implementeren van volwaardige holons lastig. Het toevoegen van een wetsartikel in de Energiewet dat duidelijk maakt dat Nederland de Europese wetgeving qua CEC's wel wenst te volgen kan dit probleem oplossen.

7. Verken de oprichting van een Grid Transition Institute

Wij bevelen aan te verkennen of een Grid Transition Institute moet worden opgericht: geen klassiek onderzoeksinstituut, maar een kleine, slagvaardige organisatie naar het model van ARPA-E en het NADI, die met programma's, second opinions op investeringsplannen en dezelfde data als de netbeheerder – onder gedegen gegevensbescherming – het bestaande net drastisch beter benut. Het ISIE-project is een al lopende eerste stap.

1

Inleiding

Eind 2021 aanvaardde een consortium bestaande uit experts van o.a. Witteveen & Bos, Quintel Intelligence en Zenmo simulations een opdracht van het Ministerie van EZK. De opdracht luidde, samengevat: ontwikkel en valideer een tool waarmee gebruikers holarchische configuraties van het energiesysteem kunnen beoordelen en sturingsmechanismes kunnen toetsen. Dit heeft geresulteerd in een aantal tools waarmee gebruikers zelf bepaalde scenario's kunnen doorrekenen, te zien op holons.energy.

Na dit traject leefden er bij de opdrachtgever een aantal vervolgvragen, die hebben geleid tot een vervolgoopdracht. Een van de producten van die vervolgoopdracht is deze studie, die de volgende vraag onderzoekt: in hoeverre kunnen holons helpen om de problemen veroorzaakt door netcongestie te verminderen? Inmiddels is er ook een compleet vervolgtraject gestart genaamd ISIE, waarin deze nieuwe onderzoeksrichting wordt gestandaardiseerd over actieve adviesbedrijven en netbeheerders heen en waarin nauwkeuriger duidelijk wordt waar flexibiliteit (bijvoorbeeld batterijen) die je toevoegt aan het systeem de meeste meerwaarde heeft.

1.1 Netcongestie

Netcongestie zorgt in Nederland voor grote problemen. Nieuwe woonwijken kunnen niet of moeizaam worden aangesloten op het elektriciteitsnet en bedrijven kunnen hun plannen voor verduurzaming en/of uitbreiding niet uitvoeren.

Als oplossing voor de problemen wordt vaak verzwaring van het elektriciteitsnet genoemd. Dit is echter buitengewoon kostbaar en zal nog jaren kosten, terwijl de problemen nu urgent zijn. Dit rapport betoogt niet dat netverzwaring helemaal niet nodig is. Maar wel dat er daarnaast ook andere oplossingen zijn die veel sneller en goedkoper te implementeren zijn.

Het vinden van die andere oplossingen begint met de realisatie dat we midden in het grootste project in de menselijke geschiedenis zitten: de overstap van het verbranden van biomassa naar iets duurzamers. De mantra

bij die overstap is *electrify everything*. Vooral zon en wind krijgen in razend tempo meer marktaandeel.

Voor de energievoorziening wordt het onplanbare karakter van zon en wind vaak gezien als een probleem maar het bergt ook een oplossing in zich. Zon en wind gaan namelijk gepaard met opslag die slim aangestuurd kan worden met computers, allemaal dingen die in het huidige elektriciteitsnet nauwelijks ingezet worden. In dit rapport gaan we na wat er mogelijk wordt als je al die flexibiliteit die zo ontstaat wel slim inzet.

1.2 Doel van dit rapport

In dit rapport onderzoeken we de potentie van het slim aansturen van flex. Flex is hier een verzamelterm voor elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen en batterijen.

Daarnaast vertellen we meer over het concept holarchie, dat in de eerste fase van het project al het uitgangspunt was. De kleinste holon in onze analyse is een woning of bedrijf met flex. Die past samen met andere holons in een buurt- of bedrijfsholon. En die passen weer in de holon van een gemeente of provincie. En die weer in de holon van een land. Zo'n systeem van holons noemen we een holarchie.

Wij hebben de effecten van flex en holarchisch samenwerken onderzocht door middel van een uitgebreide simulatie. Dit is in verschillende opzichten pionierswerk en de komende jaren zal dit soort onderzoek nog sterk verbeterd worden. Het is dan ook niet de bedoeling om de afzonderlijke getallen uit de simulatie als absolute waarheden te presenteren. De simulatie laat echter wel zeer duidelijke trends zien en wij hopen met dit rapport te laten zien dat flex veel meer te bieden heeft dan vaak wordt gedacht.



Congestieprikkels naar tijd en plaats

Als we de elektriciteitsprijs gericht verhogen op plekken en momenten dat er congestie is, kunnen we de snel toenemende hoeveelheid flex omvormen van iets dat netcongestie veroorzaakt naar iets dat netcongestie voorkomt. Dat zou de wachtrij en de kosten van netverzwaring sterk kunnen reduceren.

Het elektriciteitsnet verandert. We gaan van een net dat congestie passief ondergaat naar een net dat congestie actief voorkomt.

Actief sturen doen we al wel aan de aanbodkant waar energie wordt geproduceerd. Daar hebben we bijvoorbeeld de day-ahead markt voor. Maar we doen alleen iets slims met elektriciteitsproductie. Niet met elektriciteitstransport en de vraagkant. Daarom hebben we netcongestie.

Vanaf nu moeten we ook iets slims gaan doen met elektriciteitstransport en het slimste wat we kunnen doen is heel gerichte vraagsturing op die punten en momenten dat we een probleem hebben. Zo voorkomen we netcongestie. En dat is eigenlijk ons hele rapport in een notendop.

Actief sturen om netcongestie te voorkomen vereist dat netbeheerders inzicht geven in tijd en locatie van netcongestie en dat er een passende vergoeding komt voor het beschikbaar stellen van flex.

■ We moeten af van de mythe van de koperen plaat

Op dit moment hebben we in Nederland nog een vast nettatarief. Dat past bij een passief elektriciteitsnet dat wordt beheerd volgens het idee van de “koperen plaat”: elektriciteit moet overal in het land beschikbaar zijn, ongeacht waar en wanneer men het wil. Je zou verwachten dat de huidige congestieschaarste dit idee zou ontkrachten maar blijktbaar is dat niet zo.

Er wordt veel gesproken over manieren om de koperen plaat te verlaten maar het wordt zelden effectief. We hebben een analyse gemaakt van de bijna duizend verbetervoorstellen die hierover de afgelopen jaren naar de Tweede Kamer zijn gegaan (zie supplement B) maar in geen enkel voorstel wordt slim sturen naar tijd en plaats voorgesteld. Blijkbaar is het zo anders dat betrokken beleidsmakers en netbeheerders het niet eens willen overwegen. Tegelijkertijd is het in de wetenschappelijke literatuur eigenlijk de enige oplossing die we kennen die echt werkt. Een merkwaardige tegenstelling.

De eerste symbolische stap die nu voorzien is, is dat de netbeheerder vaste tijdsblokken gaat invoeren met voor elk tijdsblok een verschillende prijs. Het idee is vooral dat gebruikers tijdens de avondpiek minder gaan gebruiken. Helaas heeft een dergelijk systeem volgens de literatuur en onze simulatie maar weinig effect, geeft het negen van de tien keer een nodeloze prikkel en kan het zelfs contraproductief zijn. De volgende paragraaf gaat hier in meer detail op in.

Het mogelijke voordeel dat wij zien is onbedoeld. Het zou gebruikers wakker kunnen schudden doordat het economisch zeer onvoordelig wordt om niet flexibel te zijn. Het zou er kortom toe kunnen leiden dat gebruikers apparaten gaan kopen en software gaan gebruiken die automatisch zorgen dat ze zo goedkoop mogelijk uit zijn.

Als dat eenmaal is gebeurd zullen velen van hen logischerwijze ook gelijk overstappen op een dynamisch energiecontract zodat ze maximaal besparen. Die dynamische energiecontracten helpen de netbeheerder volgens onze simulatie vervolgens veel meer dan vaste tijdsblokken, zelfs al houden ze geen rekening met netcongestie.

Maar als we eenmaal zover zijn wordt ook een volgende stap voorstelbaar: een congestieprikkel die heel gericht de prijs verhoogt op plaatsen en momenten dat congestie dreigt. Die prikkel kan toegevoegd worden aan de prikkel voor de prijs van de energiecomponent die nu al onderdeel uitmaakt van een dynamisch contract. Dat kan middels hun energieleveranciers of door nieuwe partijen die Europese wetgeving aggregators of Capacity Service Providers (CSP's) noemt.

Voor klanten betekent het dat hun prijs niet alleen gebaseerd is op de prijs van het opwekken van energie op dat moment maar ook op de prijs van het voorkomen van congestie op dat moment en die plek. Zij zullen hier niet alleen aan meewerken omdat het Nederland als geheel verder helpt maar ook omdat het hun energie goedkoper kan maken.

2.1 Vaste tijdsblokken zijn weinig effectief

Netbeheer Nederland heeft voorgesteld om vijf vaste tijdsblokken met vier vooraf vastgestelde prijsniveaus te introduceren. De verlaging van de piekbelasting die hiermee bereikt zou worden, wordt geschat op 3-12%. Dit is niet genoeg om de problemen op te lossen. Bovendien zijn deze tijdsblokken continu van toepassing terwijl netcongestie slechts zelden voorkomt.

Onlangs diende Netbeheer Nederland een [voorstel](#) voor een tijdsafhankelijk tarief voor kleingebruikers in bij de Autoriteit Consument en Markt (ACM). Dit plan werd eerder al [opgeschreven door adviesbureau Berenschot](#)¹. Het idee is om 5 vaste tijdsblokken met 4 vooraf vastgestelde prijsniveaus te introduceren: een iets complexere versie van het dag-nachttarief dat vroeger gold. Berenschot verwacht echter slechts een zeer bescheiden verlaging in piekbelasting van 3-12%.

Wij konden het voorstel niet simuleren omdat de details nog niet bekend waren. Wel konden we de centrale strategie evalueren om verbruik in woonwijken vooral tussen circa 17:00 en 21:00 flink duurder te maken. Toen we dat deden constateerden wij dat dit de pieken met hooguit 15% zou verlagen maar waarschijnlijk minder. Dit is dus in lijn met de schatting van Berenschot.

In tegenstelling tot de haast verwaarloosbare impact op netcongestie is de impact op gebruikers juist groot. Het tarief geeft iedereen een forse tijd prikkel op vaste tijden terwijl netcongestie op die locatie en dat moment slechts sporadisch zal optreden.

Natuurlijk is de kans dat er netcongestie is groter gedurende de tijdsvensters die zwaarder belast worden. Maar omdat netcongestie maar een paar procent van de tijd optreedt is er een kans van boven de negen op tien dat jij door je gedrag op dat tijdsvenster aan te passen geen enkele netcongestie voorkomt. Een van tevoren bepaald tijdsvenster dat altijd en overal geldt is alsof je iedereen die de weg op rijdt belast op momenten dat er afgelopen jaar ergens in Nederland file stond.

Een vast tarief is alsof je alle autorijders belast op momenten dat er ergens in Nederland file kan staan

Vaste tijdsblokken kunnen zelfs contraproductief zijn. Op de overgangen tussen tijdsblokken kunnen namelijk plotselinge pieken optreden. Als dat wordt voorkomen — bijvoorbeeld door iedereen verschillende tijdsblokken te geven — is er een gering positief effect van tussen de 3% en 15%.

Een positief effect van vaste tijdsblokken zou wel kunnen zijn dat alle gebruikers nu moeten wennen aan de realiteit van fluctuerende energieprijzen. Dat kan ertoe leiden dat consumenten zich bewust worden van het probleem en het kan een *incentive* zijn om flex automatisch op de productieprijs te laten reageren.

Als een gebruiker op deze wijze diens vraag flexibel heeft gemaakt, zou deze vervolgens eenvoudig over kunnen stappen op een dynamisch contract, wat veel meer effect zou hebben dan de vaste tijdsblokken.

2.2 Tijd- en plaatsafhankelijke prikkels zijn zeer effectief

De simulatie die wij hebben uitgevoerd (zie par. 5.1.1) en de wetenschappelijke literatuur laten beide zien dat een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel een zeer effectieve maatregel is die de pieken vaak met wel 50% kan verlagen.

In essentie is het simpel: de netbeheerder berekent een dag van tevoren welke trafo's het op welke momenten zwaar krijgen, en op die momenten wordt het gebruik van die trafo duurder. Vervolgens gaat flex die handelt op prijs die specifieke trafo's op die specifieke momenten helpen om niet overbelast te raken. Maar dat werkt alleen als we gericht bepalen wanneer en waar de netcongestie echt optreedt in plaats van met vaste tijdsblokken te werken.

Een teken dat de tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel terrein wint, is het ontstaan van steeds kleinere biedzones. De meeste EU-landen vormen nu nog elk één biedzone met één uniforme marktprijs (UMP). Maar landen die eerder tegen netbeperkingen aanliepen zijn al verder: Noorwegen heeft vijf prijszones, Zweden vier, Italië zes tot zeven. In april 2025 publiceerde ENTSO-E de resultaten van de pan-Europese Bidding Zone Review, waarin 14 alternatieve configuraties zijn beoordeeld – waaronder een splitsing van Duitsland in vijf zones en Nederland in twee ([ENTSO-E, 2025²](#)). ACER oordeelt dat de TSO's de voordelen van herindeling systematisch onderschatten ([ACER, 2025³](#)). We zien kortom in Europa een beweging naar meer biedzones.

Buiten Europa gaat het sneller. Daar zien we steeds vaker *nodal pricing*. In de VS zijn alle grote systeemoperators (PJM, ERCOT, CAISO, NYISO, ISO-NE) daar al op overgestapt. Elke connectie tussen hoog- en middenspanning heeft een eigen prijs die energie-, congestie- en verlieskosten weerspiegelt. Dit voorkomt onder meer het illegaal opdrijven van prijzen, het zogenaamde *inc-dec gaming*, waarmee energiebedrijf Enron rond de eeuwwisseling [veel schade aanrichtte in de staat Californië](#). Ook Nieuw-Zeeland, Singapore en delen van Australië gebruiken nodale prijzen. Een MIT-werkdocument van [Eicke & Schittekatte](#) uit 2022⁴ concludeert dat vrijwel alle geliberaliseerde markten buiten Europa

inmiddels nodaal prijzen. Tevens benoemen de auteurs zes hoofdargumenten die in de EU tegen nodale prijzen worden aangevoerd, namelijk: een groter risico op marktmacht, belemmeringen voor flexibiliteit, minder marktliquiditeit, hogere investeringsrisico's, te grote complexiteit en politiek of sociaal onwenselijke prijsverschillen. De auteurs concluderen dat deze bezwaren geen stand houden. Het [Regulatory Assistance Project](#)⁵ stelt dat nodale prijzen het logische eindpunt van marktontwerp zijn, en dat zonale oplossingen hoogstens een overgangsfase vormen.

Nodale prijzen vallen eigenlijk uiteen in twee componenten: energieproductie en energietransport. Die eerste is politiek omstreden en heeft veel juridische haken en ogen. De tweede is nog relatief nieuw en lijkt vanuit Europese wetgeving juist te worden aangemoedigd.

De grootte van nodes is juist bij energietransport klein. Vaak zijn het immers individuele transformatoren of leidingen die de bottleneck vormen. De ultieme nodal price die optimaal rekening houdt met netcongestie gaat nog verder en geeft idealiter aan elk gebouw een eigen nodale prijs. We gaan hier in paragraaf 3.1.1 dieper op in.

2.3 Het probleem van gestapelde veiligheidsmarges

Overigens gaat het beprijzen naar plaats niet alleen om de ene of de andere buurt of het ene of andere bedrijventerrein. Het gaat ook over het juist belasten van congestie op verschillende netniveaus: hoogspanning, middenspanning en laagspanning (je kunt netniveaus ook gedetailleerder onderscheiden maar dat is in deze context niet relevant).

Het probleem is dat elk netniveau vandaag de dag grotendeels onafhankelijk wordt gepland. Dat betekent dat netbeheerders op elk niveau rekening houden met een worst-case-scenario op aangrenzende niveaus. De hoogspanningsplanner houdt rekening met maximale afname vanuit het middenspanningsnet, dat op zijn beurt al gedimensioneerd is op worst-case-belasting vanuit de laagspanning. Deze veiligheidsmarges stapelen zich op – ze *vermenigvuldigen* in plaats van op te tellen. Dit leidt tot een structurele overschatting van het capaciteitsprobleem.

Dit fenomeen is in de wiskundige optimalisatieliteratuur goed beschreven. Ben-Tal, El Ghaoui en Nemirovski tonen in hun standaardwerk *Robust Optimization* (2009)⁶ aan dat wanneer hiërarchische systemen op elk niveau onafhankelijk worden geoptimaliseerd tegen lokale worst cases, de totale benodigde marge veel groter wordt dan noodzakelijk. Het achterliggende principe is betrekkelijk eenvoudig: wanneer elk niveau zich onafhankelijk beschermt tegen zijn eigen onzekerheid, schaalt de totale buffer met de *som van alle individuele onzekerheden*.

Veel slimmer is het om het integraal te bekijken. Dan hoeft je alleen veiligheidsbuffers in te bouwen die rekening houden met de *gezamenlijke onzekerheid* – en die is aanzienlijk kleiner, vooral wanneer pieken op verschillende niveaus niet op hetzelfde moment optreden.

Dit probleem van gestapelde veiligheidsmarges is goed bekend uit de constructietechniek, waar het *cascading safety factors* wordt genoemd. Als je op materiaalniveau een veiligheidsfactor van 1,5 toepast, vervolgens op componentniveau opnieuw 1,5, en op systeemniveau nogmaals 1,5, dan is de effectieve systeemveiligheidsfactor niet 1,5 maar $1,5^3 \approx 3,4$ – een enorme overdimensionering. De oplossing die de constructietechniek hiervoor heeft ontwikkeld is *system-level reliability analysis*: je beoordeelt de kans op falen op systeemniveau en neemt daarbij mee hoe (on)waarschijnlijk het is dat problemen op meerdere niveaus tegelijk optreden. (Zie o.a. [Ditlevsen & Madsen, 1996⁷](#); [Der Kiureghian & Ditlevsen, 2009⁸](#), en [Ype Wijnia, 2016⁹](#).) Het resultaat: aanzienlijk lagere veiligheidsmarges en dus hogere benuttingsgraad bij dezelfde betrouwbaarheid.

2.4 Implementatie van een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels

Een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels kan met relatief weinig administratieve complicaties worden toegevoegd aan al bestaande dynamische energiecontracten.

Helaas hebben wij in de honderden stukken betreffende de netbeheerder en netcongestie die de afgelopen drie jaar rond dit dossier naar de Tweede Kamer zijn gestuurd (zie supplement B) geen enkel document kunnen vinden waarin een congestieprikkels die verschilt naar tijd en plaats is uitgewerkt. Het dichtst in de buurt kwam [een voorstel van de ACM uit 2019, geschreven door Ecorys en D-Cision](#) dat echter nooit is uitgewerkt. De oplossing die in de wetenschappelijke literatuur wordt geprefereerd speelt in geen van de documenten die naar de Kamer zijn gestuurd een rol van betekenis.

Recent zijn er echter hoopvolle ontwikkelingen. Zo is op 28-2-2024 de [motie-Kröger](#) aangenomen die de regering opdraagt te onderzoeken en te rapporteren “hoe tariefdifferentiatie op basis van de belasting van het net door het gebruik (in verbruik, tijd en plaats) mogelijk vormgegeven kan worden”.

[Het antwoord van de minister van KGG 19 november 2024](#) meldde: “Hoewel de potentiële voordelen van tijd- en locatieafhankelijke tarieven groot zijn, spelen bij de vormgeving lastige dilemma’s. Zo kan het oneerlijk worden gevonden om aangeslotenen meer te laten betalen vanwege beperkte ruimte op het elektriciteitsnet in een gebied. Tijd- en locatieafhankelijke tarieven zijn ook complexer, waardoor de uitvoerbaarheid een aandachtspunt is. De ACM heeft in haar publicatie over de uitgangspunten voor de tariefstructuur aangegeven dat de tariefstructuur verbeterd kan worden met meer tijd- en locatieafhankelijke tarieven.”

Blijft over het aandachtspunt van implementatie. Het lijkt ons voor de hand liggend om dynamische transportprijzen toe te voegen aan de huidige dynamische contracten waarin alleen de energiecomponent is verwerkt. De uitvoeringscomplexiteit lijkt ons (vergeleken met honderden miljarden euro’s netverzwaring) relatief beperkt.

Het bestaande **dynamische contract** dat klanten nu al met een energieleverancier kunnen afsluiten werkt als volgt:

1. De klant sluit een **dynamisch contract met een energieleverancier** en geeft daarmee **de netbeheerder toestemming** de meterstanden per kwartier aan de energieleverancier door te geven.
2. Dagelijks – nadat de **EPEX SPOT-veiling** tussen 13:00 en 15:00 uur is gesloten – publiceert de energieleverancier de prijzen die hij de volgende dag aan klanten in rekening gaat brengen.
3. De klant gaat – waarschijnlijk geautomatiseerd – rekening houden met deze prijzen. Bijvoorbeeld door op goedkope momenten de elektrische auto, batterij en warmtepomp in te zetten.
4. De energieleverancier **berekent de kosten** voor de klant door voor **elk kwartier** de energieprijis te vermenigvuldigen met het gebruik.
5. De energieleverancier stelt aan het einde van de maand een factuur op waarin die kosten per kwartier allemaal worden opgeteld en waar de kosten voor de netaansluiting bij komen.

Als de netbeheerder een dynamische congestieprikkel introduceert zou deze als volgt bij dit contract kunnen worden opgenomen:

1. De klant geeft aan ook de dynamische congestieprikkel te willen.
2. De netbeheerder stelt de prijzen voor de volgende dag per node vast en de energieleverancier telt deze op bij de prijzen die aan de klanten van een bepaalde node worden voorgeschoteld.
3. De klant houdt op dezelfde manier rekening met die *all-in* prijzen.
4. De netbeheerder of energieleverancier telt de variabele congestiekosten op bij de variabele energiecomponent en brengt eventueel een vaste korting in rekening.
5. De energieleverancier stuurt een factuur.

Er kan dus gebruik gemaakt worden van dezelfde klantrelaties, factuurstroom en contracttypes die nu al bestaan voor het dynamische contract, al is de verbijzondering naar node en de toevoeging van de factuurpost een uitbreiding.

Interessant is ook dat uit de psychologie, sociologie, de focusgroepen die bij Elaad zijn gedaan, en vele pilots, naar voren komt dat gebruikers het belangrijk vinden dat ze het gevoel hebben dat ze “in control zijn”. Er moet altijd sprake zijn van een overrule button. Zie ook self-determination theory, één van de best onderbouwde theorieën uit de psychologie. Vandaar dat gebruikers nooit het gevoel willen hebben dat de netbeheerder hun apparaat zonder hun goedkeuring bedient, zelfs al zijn ze meestal graag bereid om tegen een geringe vergoeding flexibel te zijn.*

* Een uitzondering is Duitsland waar de netbeheerder nieuwe apparaten die meer dan 4,2 kW kunnen gebruiken op afstand een signaal moet kunnen geven via een aparte box. Dit mag echter slechts maximaal 2 uur lang en in noodgevallen en de netbeheerder mag het vermogen nooit verder terugregelen dan 4,2 kW.

2.5 Bezwaren tegen een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel

De tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel is vooral iets van economen en ingenieurs op het gebied van energie-innovatie. Traditionele energieleveranciers, netbeheerders en juristen vinden het vaak een haast onvoorstelbare verandering. Toch is de impact op energieleveranciers en netbeheerders en de juridische impact bij nadere beschouwing beperkt.

2.5.1 Een oneerlijke verdeling

Er bestaan zorgen dat een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel onrechtvaardig uit kan pakken. Dit is grotendeels te ondervangen door de vaste component van het nettatarief te verlagen in situaties waarin de variabele component onacceptabel hoog uitvalt.

Het antwoord op het valide punt van mogelijk oneerlijke gevolgen van een prikkel die verschilt naar tijd en plaats is in de economie halverwege de vorige eeuw uitgewerkt in het tweede welvaartstheorema. [Kaplow & Shavell](#) (1994) vatten het resultaat goed samen. Kort gezegd is het optimaal om twee dingen tegelijk te doen. Geef allereerst de markt een prijsprikkel die zorgt dat de markt goed gaat werken. Zorg tegelijk voor een tweede welvaartsoverdracht die de marktprikkel niet verstoort maar die ervoor zorgt dat het totaaleffect als eerlijk wordt ervaren. Wiskundig is aangetoond dat dit altijd kan.

Voor die tweede welvaartsoverdracht spreekt men vaak van *lump-sum transfer*, “*hold harmless*” provisions (niemand mag de dupe worden) en *efficiency-equity separation*. [Cramton en Stoft](#) hebben in 2006 de meest geciteerde bron geschreven specifiek voor elektriciteitsmarkten. Een simpel voorbeeld: deel de kosten voor gebruikers op in vaste en variabele netkosten. Voor klanten die er oneerlijk duur uitkomen door de toevoeging van variabele netkosten verlaag je de vaste netkosten tot je het eerlijk vindt. Het vaststellen van beide prikkels is politiek niet triviaal maar allemaal meer betalen is wellicht toch de minder goede optie.

2.5.2 Het net is onvoldoende bemeterd

Congestieprikkels berekenen vereist goede input en het net is niet overal goed bemeterd. Beter bemeteren kost echter slechts een fractie van netverzwaring, dus het is zaak dat dit snel gebeurt. Maar zelfs als het net niet bemeterd is, kan de congestieprikkel relatief nauwkeurig berekend worden.

Zelfs als een congestieprikkel alleen ruwweg geschat kan worden, is problemen gericht aanpakken effectiever dan een vast tarief dat overal hetzelfde is. De netbeheerder hanteert al modellen om de congestie in te schatten. Op basis van deze modellen wordt nu al bepaald welke klanten geen (uitbreiding van hun) aansluiting krijgen. Er is dus op zijn minst een beeld van waar de belasting het zwaarst is. Dit zou een eerste orde inschatting van de congestieprikkel kunnen opleveren.

De netbeheerder heeft echter al veel betere data tot zijn beschikking in de vorm van slimme meterdata. Door de kwartierwaarden van alle slimme meters die aangesloten zijn op een leiding of transformator bij elkaar op te tellen, kan de belasting nauwkeurig worden vastgesteld. Deze data wordt meestal dagelijks uitgelezen. Met modellen die dit belastingprofiel enkele dagen vooruit extrapoleren op basis van historische patronen kan de belasting per leiding of transformator nauwkeurig worden voorspeld.

Om problemen nog nauwkeuriger vast te stellen en om hier nog sneller op te kunnen reageren is het noodzakelijk dat leidingen en transformatoren worden voorzien van meters die de lokale toestand binnen enkele (milli)seconden doorgeven.

2.6 Conclusie

De tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel is een aantoonbaar effectieve maatregel tegen netcongestie, die op dit moment nog nauwelijks aandacht krijgt in het politieke discours.

“Plaatsafhankelijk” in plaatsafhankelijke congestieprikkel moet ruim worden opgevat: voor de hoogte van de prikkel zou niet alleen moeten worden gekeken naar de netbelasting in de wijk maar ook naar die van het netniveau.

Holons – lokale, semi-autonome eenheden – zijn goed te combineren met een congestieprikkel naar tijd en plaats, omdat ze individueel reageren en zoveel mogelijk problemen oplossen voordat een hoger netniveau wordt belast.

Congestieprikkels zijn het antwoord op de vraag *wanneer* en *waar* flexibiliteit gewenst is. Holons beantwoorden de vraag *hoe* die flexibiliteit vervolgens georganiseerd kan worden. Op holons gaan we in het volgende hoofdstuk dieper in.



Holons: bottom-up als logisch einddoel

Holons zijn lokale energiegemeenschappen die semi-autonoom zijn. Het zijn zogenaamde microgrids die zelf hun lokale net stabiel houden. Dat betekent ook dat ze het bovenliggende net ontlasten en dat zij indien nodig hun eigen energievoorziening in stand kunnen houden bij een storing. Een belangrijk kenmerk van holons is dat de aansturing *bottom-up* verloopt.

Een gerichte congestieprikkel zorgt, zoals we in het vorige hoofdstuk zagen, voor betere benutting van het net, wat verzwakingskosten verlaagt en congestieschade wegneemt. Maar we kunnen nog een stap verder gaan om netcongestie te verlichten. Als lokale energiegemeenschappen semi-autonoom zijn, spreken we van holons. Holons houden zelf hun net stabiel. Door hun opgewekte energie zoveel mogelijk binnen de eigen gemeenschap te verdelen, verminderen ze de druk op het bovenliggende net. Desgewenst berekenen ze zelf de congestieprikkel die van hen de ideale klant maakt. Als het bovenliggende net uitvalt werken ze zolang er lokaal nog opgeslagen energie en opwek is gewoon door. Zo verschuift het net van *lifeline* naar back-up.

Een voorbeeld is een laptop – in feite een kleine holon. Binnenin een laptop bevindt zich een heel ecosysteem van kleine apparaten die voor hun energie afhankelijk zijn van het elektriciteitsnet. Maar als er een “black-out” ontstaat doordat de laptopgebruiker de stekker uit het stopcontact trekt draait de “energiegemeenschap” in de laptop ongestoord verder omdat de laptop een batterij heeft met slimme aansturing. Die combinatie kan het interne ecosysteem enkele uren stabiel houden en van energie voorzien.

Betekent dat dat de holon ook *off-grid* zou kunnen functioneren? Ja, maar niet zo lang. Midden in de winter in Nederland zou je erg veel zonnepanelen nodig hebben. Een dieselgenerator inschakelen is een optie maar dat is relatief duur. Windturbines en seizoensopslag zijn bij ons – zo ver van de evenaar – kosteneffectiever. Daarom blijft het in Nederland over het algemeen goedkoper om regelmatig contact met het net te zoeken. En daarom spreken we van semi-autonome energiegemeenschappen.

3.1 Hoe werken holons?

Technisch gesproken is één holon een *microgrid*. Lasseter wordt vaak gezien als de grondlegger van het concept.¹⁰⁻¹² Zijn kernidee is dat gedistribueerde opwekking pas werkt als je generatie en bijbehorende belasting als één controleerbaar subsysteem behandelt, niet als losse onderdelen.

Zie ook het Europese standaardwerk van Nikos Hatziargyriou.^{13,14} Dit leidde tot de volgende tegenwoordig vaak gebruikte definitie:

“Een microgrid is een groep van onderling verbonden belastingen en gedistribueerde energiebronnen binnen duidelijk gedefinieerde elektrische grenzen, die als één controleerbare entiteit functioneert ten opzichte van het net.”¹⁵

Een microgrid gebruikt de revoluties in computers, batterijen en decentrale opwek om met zogenaamde *grid-forming inverters* een lokaal net stabiel te houden. Grid-forming inverters worden in supplement A beschreven. In essentie zijn het kleine computers die wanneer ze gekoppeld worden aan een batterij of andere flex lokaal alle aspecten van de power quality binnen **nauwe toleranties** kunnen houden.¹⁶⁻¹⁸ Dat is relevant omdat problemen met power quality nu nog voor veel schade zorgen.^{19,20} In het bijzonder voltagefluctuaties^{21,22} en harmonische vervorming.²³⁻²⁵

Het resultaat voor de netbeheerder in simpele termen: als duizend klanten van de netbeheerder samen een holon vormen worden ze qua netbelasting samen één grote klant die het net minder belast dan de duizend aparte klanten voorheen.

3.1.1 Het belang van holons voor de berekening van de congestieprikkel

Met holarchie kan je de centrale aansturing met top-down berekende congestieprikkels vervangen door gedistribueerde aansturing met een bottom-up berekende prikkel. Dat maakt de berekening veel makkelijker en dat heeft weer vele voordelen.

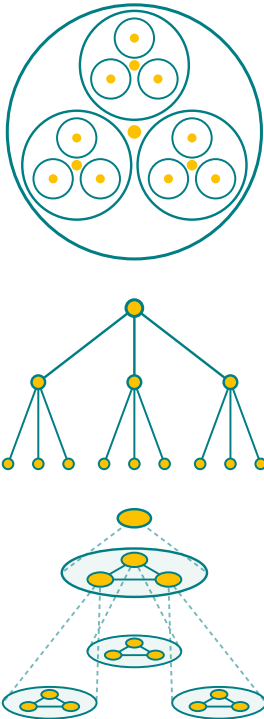
In het vorige hoofdstuk kwam het begrip nodale beprijzing al aan bod. Simpel gezegd betekent het gewoon dat verschillende plekken (nodes) een verschillende prijs hebben. Om de effectieve nodale prijs te bepalen moet je hem echter wel eerst berekenen.

De gangbare rekenmethode waarmee de nodale prijzen van een compleet elektriciteitsnetwerk top-down kunnen worden berekend wordt in de wetenschappelijke literatuur vaak als OPF aangeduid wat staat voor *Optimal Power Flow*.

Met OPF bereken je in één keer voor het hele netwerk wat elk kwartier (bijvoorbeeld elk kwartier van de day-ahead markt) de optimale prijs zou zijn. Maar een berekening die met alle nodes tegelijk rekening moet houden is computationeel kostbaar. Naarmate er meer nodes bijkomen kost de berekening exponentieel meer tijd. Simpel gezegd: voor een paar honderd nodes is het makkelijk maar voor een paar honderdduizend of zelfs een paar miljoen nodes is het gewoon niet te doen.

Optimal Power Flow wordt dus lastig voor grote aantallen nodes, en dat is nu precies waar het wel naartoe gaat. Eerst hadden we dus biedzones voor zowel productie als transport. In heel Europa worden dat zelfs bij de meest ambitieuze plannen hooguit honderden biedzones. In de VS zijn er een paar duizend biedzones. Dit heet dan ook wel LMP voor locational marginal pricing. Gewoon een andere naam voor nodal pricing op de nodes van je hoogspanningsnet. In Nederland bijvoorbeeld één prijs voor elk van de circa 400 nodes van TenneT.

Maar er is nu ook steeds meer sprake van zogenaamde DLMP ofwel distributed locational marginal pricing. Dat betekent dat ook de DSO's ofwel distribution system operators mee gaan doen. Denk in Nederland aan Alliander,



Bovenaanzicht, zijaanzicht en isometrisch aanzicht van een holarchie.

Enexis en Stedin. Als die hun laagspanningstrafo's nodaal gaan beprijzen heb je het over 140 duizend nodes. En [Bai et al. \(2018\)](#) laten zien dat je daarbij idealiter rekening houdt met vijf componenten – waaronder congestie- en spanningskosten. Dat is met OPF gewoon niet te doen. Bovendien heb je dan nog steeds niet de fijnmazigheid die we eigenlijk zouden willen.

Die fijnmazigheid bereik je wel met een bottom-up berekening vanuit een holon. Die deelt het probleem namelijk op in stukjes met stuk voor stuk een beperkt aantal nodes en rekent elk stukje eerst apart door. Het gevolg is dat de berekening razendsnel gemaakt en razendsnel aangepast kan worden. Omdat de berekening zo snel gaat kan een holarchie ook rekening houden met voltage en reactief vermogen.

Tot slot is qua organisatie, governance en regelgeving belangrijk dat bij holarchie het bepalen van de prijs dicht bij de gebruiker gebeurt en rekening kan houden met lokale wensen en omstandigheden.

Prijsberekening op basis van Optimal Power Flow

Een eerste uitdaging van OPF is dat er veel informatie nodig is om het perfect te doen waardoor OPF in de praktijk gedwongen is *short cuts* te nemen die het resultaat theoretisch minder optimaal maken. Dat betekent niet dat we het dan maar niet moeten doen – iets is beter dan niets – maar het is wel een groot verschil met bottom-up berekeningen binnen een holon waarvoor veel minder informatie nodig is om het theoretisch perfect te doen.

Als je echt de *Optimal Power Flow* voor het gehele netwerk wilt berekenen dan moet je rekening houden met spanning, fase-hoeken, reactief vermogen, en verliezen. Dit wordt in de literatuur de AC-OPF genoemd. Die AC-OPF is nauwkeurig maar wiskundig vervelend: de vergelijkingen zijn niet-lineair (ze bevatten sinus- en cosinusfuncties van fase-hoeken) en niet-convex (er kunnen meerdere lokale optima zijn). Dat maakt het oplossen langzaam en onzeker – soms convergeert het algoritme niet, soms vindt het een lokaal optimum in plaats van het globale.

Khaloie et al. (2025) bevestigen dat de computationele last exponentieel toeneemt met het aantal knooppunten en dat real time oplossing van grote distri-

butionetten een open probleem blijft. Distributed OPF-varianten verminderen de rekentijd per knooppunt maar verhogen de communicatiekosten, en hun convergentiegedrag bij niet-convexe problemen is onzeker (Oh, 2021). In simpele termen: de berekening van de AC-OPF blijft altijd een probleem dat heel moeilijk snel op te lossen is. De Federal Energy Regulatory Commission in de VS bevestigt dit. Zij concludeert na vijftig jaar onderzoek dat er nog altijd geen snelle, robuuste oplossingsmethode bestaat voor het volledige AC-OPF-probleem. Daarom gebruiken de netbeheerders in de praktijk de DC-OPF, wat sneller is maar minder nauwkeurig.

De DC-OPF is een vereenvoudiging die drie aannames maakt: (1) spanningen zijn overal gelijk aan de nominale waarde, (2) fase-hoek-verschillen tussen knooppunten zijn klein, en (3) verliezen worden genegeerd. Die aannames maken de vergelijkingen lineair, wat het probleem drastisch eenvoudiger maakt – lineaire problemen zijn in polynomiale tijd oplosbaar. Maar de vereenvoudiging heeft een prijs: DC-OPF “ziet” geen spanningsproblemen, onderschat verliezen, en kan oplossingen geven die fysiek onhaalbaar zijn als je ze op het echte (AC-)net toepast.

3.1.2 Bottom-up aansturing

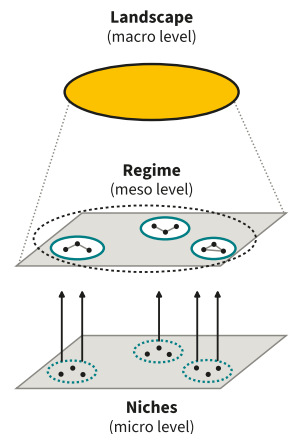
Bij een bottom-up aansturing van het elektriciteitsnet is er in plaats van het traditionele, centrale top-down systeem sprake van een decentraal systeem, waarbij lokale opwek, opslag en verbruik centraal staan. We leggen uit hoe dit werkt aan de hand van het werk rond *transactive energy* (TE) van professor Koen Kok.

Bottom-up aansturing kan op veel verschillende manieren maar we nemen hier als voorbeeld *transactive energy*²⁶ (TE) waarvan Koen Kok, hoogleraar aan de TU Eindhoven, al ruim twintig jaar een vooraanstaande exponent is.

Bij transactive energy hebben een aantal gebruikers een gezamenlijke veilingmeester. Eigenlijk werkt die veilingmeester net als TenneT maar dan op lokaal niveau. Die veilingmeester (in TE ook wel *concentrator* genoemd) ontvangt van alle gebruikers die meedoen een *biedcurve* die aangeeft tegen welke prijs ze stroom willen leveren. Dit alles gebeurt automatisch. De gebruikers zijn de baas maar de apparaten bedrijven handel. Het is een *society of devices* in de woorden van Koen Kok. Vaak worden de apparaten vertegenwoordigd door een HEMS (Home Energy Management System) of BEMS (Building Energy Management System): dus niet elk flexibel apparaat hoeft zelf in staat te zijn om direct met de veilingmeester te praten. Maar dat is wel hoe je transactive energy het beste kunt begrijpen: apparaten die namens hun baas deals maken met de veilingmeester.

De biedcurves die apparaten indienen beschrijven de bereidheid van het apparaat om bij een bepaalde prijs een bepaalde hoeveelheid te verbruiken of te produceren. In zekere zin gedragen die apparaten zich daarmee als de huidige energieleveranciers maar dan verspreid over heel veel apparaten.

De veiling klaart door de geaggregeerde vraag- en aanbodcurves te snijden; het resulterende snijpunt is de evenwichtsprijs. Die prijs wordt teruggekoppeld naar alle deelnemende apparaten, die hun gedrag daarop aanpassen (Kok, 2013; Kok & Widergren, 2016).



MLP (Multi Level Perspective)²⁶² benadrukt dat een transitie een holarchie is en dat we moeten proberen de goede innovaties die van onderop vanuit niches komen te beschermen zodat ze regimes kunnen vervangen. Het landscape is de omgeving. Bij de energietransitie bijvoorbeeld klimaatverandering en het goedkoper worden van zon, wind, batterijen en grid-forming inverters. Overigens wordt deze manier van kijken ook gebruikt om de verspreiding van COVID te duiden.

Het mechanisme is conceptueel identiek aan een gewone markt: kopers en verkopers ontmoeten elkaar, de prijs vormt zich uit hun gezamenlijke biedingen, en elke partij beslist zelf of die prijs acceptabel is. Het verschil met een gewone markt is dat de deelnemers geen mensen zijn maar apparaten, dat de intervallen kort zijn (seconden tot minuten), en dat de transacties volledig geautomatiseerd zijn.

Een implementatie van TE is de PowerMatcher, een software-oplossing die werd ontwikkeld door TNO en de Technische Universiteit Eindhoven met steun van netbeheerder Alliander en het [paper van Koen Kok daarover](#) uit 2005 is nog steeds één van de meest geciteerde in het veld.

Niet elk apparaat hoeft mee te doen. Als er minder apparaten meedoen klaart de veiling gewoon met minder biedcurves. De PowerMatcher is hier expliciet voor ontworpen: apparaten kunnen op elk moment in- en uitstappen (“plug and play”), en de convergentie naar het evenwicht is ook onder wisselende deelname gegarandeerd ([Muto et al., 2018](#)).

De netbeheerder hoeft bij transactive energy niet als prijszetter op te treden. Hij geeft alleen door hoe groot de netbelasting is. Als de flexcapaciteit van de deelnemende apparaten groot genoeg is blijven de pieken gegarandeerd binnen de maximale netbelasting want dit is voor de veilingmeester een harde randvoorwaarde. Natuurlijk moet hier wel een vergoeding tegenover staan maar die kan per periode worden vastgesteld en door de veilingmeester eerlijk worden verdeeld. Al met al wordt de netbeheerder met holons vergaand ontzorgd.

Die ontzorging is institutioneel ook elegant. In het top-down model vervult de netbeheerder een dubbele rol: hij is netbeheerder én prijszetter. De netbeheerder berekent de prijs, publiceert deze, en is verantwoordelijk voor de juistheid ervan. Dat is een rol waar toezichthouders, terecht, vraagtekens bij plaatsen.* Het past ook niet optimaal in de Europese regelgeving die expliciet aanstuurt op een scheiding tussen netbeheer en marktactiviteiten.

Netcongestie is een complex probleem maar holons delen dat probleem op in kleine hapklare brokken. Dat maakt het ook mogelijk om de ideale congestieprikkel te berekenen. De wetenschappelijke literatuur laat zien dat een bottom-up berekening van congestieprikkels vrijwel even nauwkeurig is als een top-down berekening, maar veel vaker en dus doeltreffender gemaakt kan worden, zoals we al zagen in de vorige paragraaf.

De top-down en bottom-up benaderingen kunnen parallel ingevoerd worden. De centrale top-down prikkel zou per TenneT-node aan klanten aangeboden kunnen worden. Tegelijkertijd zouden we in buurten en op bedrijventerreinen bottom-up met de nog grotere revolutie kunnen beginnen. Zo kunnen we per direct netcongestie van twee kanten tegelijk op gaan lossen.

* De ACM stelt dat de netbeheerder flex in [dient te kopen bij de nieuwe in Europa voorziene CSP-rol](#) (Capacity Service Provider) in plaats van prijszetter te zijn.

3.1.3 Holarchie: een systeem van geneste holons

Kenmerkend voor holons is dat ze deel uitmaken van andere holons terwijl ze zelf holons kunnen bevatten. Die geneste structuur van meerdere holonen noemen we een holarchie.



Arthur Koestler bedacht de term holons en schreef er een boek over.

† Egoïsme scoort op lange termijn consistent slecht. Het bekendste boek erover is [Give and Take](#).²⁷ Het is ook overtuigend aangetoond in [evolutionaire speltheorie](#),^{28–30} [experimentele economie](#),³¹ [gedragsonderzoek](#),³² en [recent werk](#) over het prisoners dilemma.³³

Holons in een holarchie helpen niet alleen zichzelf want een puur egoïstische houding is geen duurzame strategie.

†. Op het elektriciteitsnet bijvoorbeeld door pieken op bovenliggende en onderliggende netvlakken glad te strijken op momenten dat zij daar zelf de ruimte voor hebben.

In zekere zin is holarchie het logische eindpunt van de transitie van een top-down netwerk – waarin alles centraal gepland wordt en consumenten geen flexibiliteit en *agency* hebben – naar een bottom-up netwerk waarin de revoluties op het gebied van computers, flex en decentrale opwekking gebruikers de mogelijkheid geven om het net en elkaar te helpen.

Holarchie is een term die [Arthur Koestler in 1967 muntte](#) voor een hiërarchie van *holons*, eenheden die tegelijk zelfstandig geheel en onderdeel van een groter geheel zijn.

Herbert Simon legde vijf jaar eerder de wiskundige basis in zijn [baanbrekende artikel over de architectuur van complexiteit](#). Hij illustreerde het principe met de parabel van de horlogemakers Hora en Tempus.

Hora en Tempus bouwen allebei horloges met duizend onderdelen, maar Tempus assembleert het horloge als één geheel: bij elke verstoring valt alles uit elkaar en moet hij opnieuw beginnen. Schokken planten zich net als in het huidige elektriciteitsnet over een groot deel van het systeem voort.

Hora daarentegen werkt met stabiele tussenniveaus: deelassenblages van tien onderdelen, gecombineerd in groepen van tien, samengevoegd tot het uiteindelijke horloge. Onder identieke verstoringsfrequenties voltooit Hora zijn horloges ordegróottes sneller, omdat zijn tussenstructuren als stabiele tussenstappen fungeren die de schade van elke onderbreking begrenzen.

Simon en later [Wagner en Altenberg](#) lieten zien dat evolutie alleen kan werken als ze werkt met stabiele tussenniveaus. Van moleculen naar eencellige wezens naar complexe organen van complexe organismen die opgebouwd zijn uit stabiele substructuren.

Simon noemde de eigenschap die dit mogelijk maakt *bijna-ontleedbaarheid* (*near-decomposability*): de interacties binnen modules zijn sterk en snel, terwijl de interacties tussen modules zwak en langzaam zijn. Het gevolg is dat elk niveau zijn eigen dynamiek kan bereiken zonder dat het hele systeem centraal hoeft te worden doorgerekend.

Het elektriciteitsnet is vandaag de dag als Tempus in de parabel van Herbert Simon. Miljoenen apparaten zijn aangesloten op een monolithisch systeem zonder stabiele tussenlagen die zichzelf semi-autonoom besturen, schade beperken en leren.

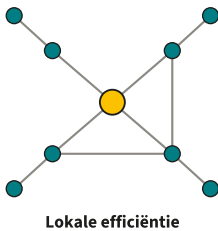
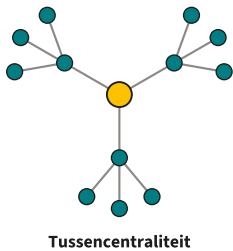
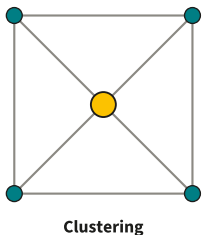
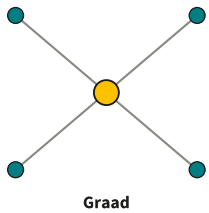
Maar de fysieke structuur van Hora is al aanwezig: laagspanningstrafo's hebben eigen klanten en interacteren alleen via de bovenliggende middenspanningstrafo. De netniveaus vormen al een natuurlijke hiërarchie. Het net heeft de geneste structuur, het *benut* hem alleen niet.



Herbert Simon leerde ons holarchie wiskundig en praktisch te begrijpen met zijn theorie over *near-decomposability*.

3.1.4 Van een kluwen naar een hiërarchisch genest systeem

Doordat het huidige net continu en zonder intelligentie alles aan alles koppelt is het in feite geen hiërarchisch systeem. In een niet-hiërarchisch systeem kan in principe elk onderdeel met elk ander onderdeel interageren. Het aantal mogelijke interacties groeit kwadratisch met het aantal componenten. Het is wiskundig aan te tonen dat een genest systeem efficiënter is.



Verskillende manieren²⁶³ om de mate van orde in een netwerk uit te drukken.

In een genest systeem blijft het overgrote deel van de interacties lokaal: componenten interageren intensief met de componenten die zij in zich hebben en frequent met de componenten erboven maar zelden met verre niveaus.

Simon en Ando formaliseerden dit wiskundig in 1961: in een bijna-ontleedbaar systeem bereiken de snelle dynamieken binnen modules snel een lokaal evenwicht, terwijl de trage dynamieken tussen modules beschreven kunnen worden door een **veel eenvoudiger geaggregeerd model**. Courtois paste dit decompositieprincipe in 1977 direct toe op **wachtrijnetwerken en congestieproblemen** en toonde aan dat dezelfde wiskundige technieken werken voor het analyseren en beheren van congestie in netwerksystemen. Mesarović, Macko en Takahara ontwikkelden parallel daaraan een **formele theorie van hiërarchische meerniveausystemen** die liet zien hoe coördinatie tussen niveaus de totale informatieverwerkingslast drastisch verlaagt.

De internetarchitectuur biedt het meest herkenbare technologische bewijs. Saltzer, Reed en Clark formuleerden in 1984 het [end-to-end-principe](#): functies als betrouwbaarheid, beveiliging en foutcorrectie horen thuis aan de uiteinden van het netwerk, niet in het netwerk zelf. Het netwerk hoort eenvoudig en generiek te zijn; de intelligentie hoort bij de eindpunten. Dit is een direct equivalent van Simons bijna-ontleedbaarheid, toegepast op communicatie-infrastructuur: houd de koppelingen tussen lagen zwak en generiek, en laat de modules autonoom functioneren. Het resultaat is bekend: elke innovatie, van e-mail tot videoconferencing tot gedecentraliseerde financiën, kon worden uitgerold zonder het netwerk zelf aan te passen.

Het huidige elektriciteitsnet is het tegenovergestelde. De netbeheerder neemt centraal de operationele beslissingen en de eindpunten zijn passieve afnemers of toeleveranciers. Elke innovatie in lokaal energiebeheer, van vehicle-to-grid tot wijkbatterijen tot peer-to-peer energiedeling, vereist systeembrede coördinatie en door alle netbeheerders geaccordeerde aanpassingen van de netcode. Een geneste architectuur verschuift de intelligentie naar de randen, net als bij het internet of bij een groep mensen waarin iedereen zelfstandig beslissingen mag nemen. Dat maakt de besluitvorming ordegrroottes sneller omdat die door kleine groepjes of zelfs individuen kan worden gedaan in plaats van door iedereen samen.

3.1.5 De voordelen van een holarchisch elektriciteitsnet

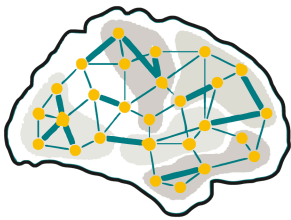
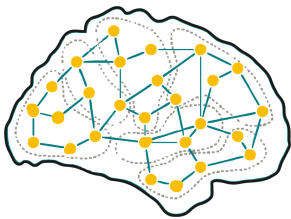
Dat de voordelen van een holarchisch systeem ook van toepassing zijn op het elektriciteitsnet wordt bevestigd in de vakliteratuur.

Rehtanz et al. van de TU Dortmund en RWTH Aachen stellen in een recent artikel expliciet dat een **holarchische architectuur de complexiteit van het toekomstige energiesysteem beheersbaar maakt** en veerkracht vergroot, doordat holons als semi-autonome eenheden hun eigen lokale coördinatie verzorgen. Dit gedachtegoed heeft ook in Nederland wetenschappelijke wortels: Negeri, Baken en Popov van de TU Delft pasten dezelfde holarchische principes al eerder toe op het **Nederlandse smart grid**.

Maar een geneste structuur heeft meer voordelen. Een geneste structuur is ook inherent stabiel omdat ze verstoringen maximaal voorkomt en een verstoring in de regel beperkt blijft tot de holon waarin zij optreedt. De zwakke koppelingen naar aangrenzende holons fungeren als brandschotten die de voortplanting vertragen of stoppen. Del Vecchio en Slotine hebben dit recentelijk ook **gekwantificeerd voor niet-lineaire dynamische systemen**.

Wanneer Hora in Simons parabel wordt gestoord, verliest hij alleen de module waar hij mee bezig is. Tempus verliest alles. De grote stroomuitval van de afgelopen eeuw laten zien dat elektriciteitsnetten monolithische systemen zijn die zich gedragen als Tempus.

Bij de Noord-Amerikaanse black-out van 14 augustus 2003 veroorzaakte het uitvallen van enkele hoogspanningslijnen in Ohio een cascade die binnen drie minuten 265 centrales uitschakelde en **55 miljoen mensen zonder stroom zette**. De gezamenlijke taskforce van de VS en Canada concludeerde dat het systeem zich niet tijdig kon opdelen in stabiele eilanden, juist omdat de architectuur **geen gestructureerde grenzen bevatte** waarlangs gecontroleerd geïsoleerd kon worden. De gebieden die wél op eilandbedrijf (tijdelijk losgekoppeld van het landelijke netwerk) konden overgaan, zoals westelijk New York, bleven functioneren met circa 5.700 MW aan lokale opwek en vraag in balans. Met holons



In een **jeugdig brein**²⁶⁴ is alles nog met alles verbonden. Naarmate we volwassen worden komen er niet alleen meer verbindingen bij maar ontstaan er ook holons die op holarchische wijze communiceren.

kan elke stad, wijk, buurt en huis een eiland worden waar de storm aan voorbijtrekt.

Dobson et al. toonden aan dat de statistiek van grote stroomuitvallen een [machtswet volgt](#). Het opdelen van een netwerk in kleinere segmenten verhoogt weliswaar de kans op kleine onderbrekingen, maar vermindert het totale volume onbediende vraag substantieel. Een genest systeem sluit verstoringen niet uit, maar voorkomt wel dat het grote catastrofes worden.

Dit is meer dan veerkracht in de zin van terugveren naar de oude toestand. In een genest systeem *leert* het grotere systeem van lokale verstoringen: de eilanden die wél functioneerden bij de black-out van 2003 werden het model voor de microgridbeweging erna. Dat is anti-fragiliteit: het systeem wordt beter door schokken.

Als een genest systeem niet alleen schokken begrenst maar ervan leert, dan is het ook een systeem dat sneller kan innoveren. Lokale experimenten die mislukken doen het geheel niets; experimenten die slagen worden gekopieerd. Dit is het diepere punt van Simons parabel: stabiele tussenniveaus zijn niet alleen robuuster tegen verstoringen, zij zijn de reden waarom complexe systemen überhaupt *kunnen ontstaan*. Zonder stabiele deelassembles kan geen enkel complex systeem stapsgewijs verbeteren, want elke onderbreking vernietigt de tussentijdse voortgang.

Dit inzicht heeft geleid tot een groeiend wetenschappelijk en praktisch draagvlak voor *defensive islanding*: het proactief opdelen van het net in zelfvoorzienende eilanden bij een naderende extreme gebeurtenis. Panteli en Mancarella introduceerden hiervoor een [veerkrachtsraamwerk](#) dat vier fasen onderscheidt: weerstand bieden, absorberen, aanpassen en herstellen. In vervolgwerk demonstreerden zij dat proactief eilandbedrijf de omvang van stroomuitvallen bij zware stormen met [30 tot 50 procent kan reduceren](#). Li, Shahidepour et al. werkten dit uit tot een breed onderbouwd pleidooi voor netwerken van microgrids (wij zouden ze holons noemen) als [universele veerkrachtoplossing](#) tegen extreme gebeurtenissen, een paper dat inmiddels meer dan duizend keer is geciteerd.

3.1.6 Verticale hulp: multi-echelon coördinatie in real time

Bij multi-echelon coördinatie optimaliseert elke laag zichzelf om het resultaat te presenteren aan de laag erboven. Dit principe is in verschillende *case studies* geverifieerd.

Wanneer een laagspannings-holon congestie dreigt te krijgen, hoeft dat probleem niet lokaal te worden opgelost. Via het prijsmechanisme signaleert de holon het capaciteitstekort aan de bovenliggende middenspannings-holon. Die kan vervolgens aan andere laagspannings-holons vragen of zij hun vraag kunnen verschuiven naar momenten waarop wel ruimte is. Dit is multi-echelon coördinatie in real time: dezelfde wiskundige structuur die in de logistiek en telecommunicatie bewezen heeft dat gecoördineerde optimalisatie over meerdere niveaus 30 tot 50 procent minder buffers vereist dan optimalisatie per niveau afzonderlijk. Kristov, De Martini en Taft beschreven dit in hun architectuurvoorstel als *Layered Decentralized Optimization*: elke laag optimaliseert zichzelf en presenteert het resultaat als een “virtuele resource” aan de laag erboven.

Kelly et al. toonden in het domein van netwerkcommunicatie aan dat wanneer schaduw prijzen over alle niveaus worden gedeeld, lokale beslissingen convergeren naar het *globale optimum*. De holarchie biedt precies die informatiestructuur. Dat dit niet alleen theorie is, laat de kwantificering van Pearson et al. voor Duitsland zien: TSO-DSO coördinatie bij redispatch kan in een 2030-scenario tot **300 miljoen euro per jaar besparen**.

Bustos et al. bevestigden met simulaties van meerdere gekoppelde microgrids dat hiërarchische coördinatie op twee niveaus pieken afscheert en operationele kosten verlaagt ten opzichte van [ongecoördineerde aansturing](#). Een Zwitserse casestudy demonstreerde hetzelfde principe in de praktijk: bidirectionele uitwisseling van actief en reactief vermogen tussen TSO en DSO's via een [gestructureerd coördinatieraamwerk](#). ENTSO-E en de EU DSO Entity hebben deze coördinatie inmiddels tot [Europees beleidskader](#) verheven, inclusief het concept van een gezamenlijke flexibiliteitsmarktplaats voor TSO's en DSO's.

In andere domeinen is men zich hier al volop van bewust. In de supply-chain-wetenschap spreekt men over multi-echelon optimalisatie. [Clark en Scarf](#)³⁴ bewezen al in 1960 dat het gelijktijdig optimaliseren van buffervoorraden over alle niveaus van een toeleveringsketen tot lagere totale voorraden leidt dan optimaliseren voor elk niveau apart. [Graves en Willems](#)³⁵ toonden rond de eeuwwisseling aan dat de reductie in de praktijk wel 30 tot 50 procent bedraagt wanneer buffers netwerkbreed worden gebruikt. [Cachon en Fisher](#) ontleedden het effect en concludeerden dat het vooral belangrijk is dat netplanners op verschillende niveaus informatie over problemen transparant en snel met elkaar delen.

En dit zien we niet alleen bij supply chains:

- **Waterbeheer:** [Labadie's overzichtsstudie](#) naar multi-reservoir-systemen laat zien dat gecoördineerde aansturing de benodigde overstromingsbuffer verkleint ten opzichte van onafhankelijk beheerde reservoirs.
- **Wachtrijtheorie:** [Harrison en Van Mieghem](#) toonden aan dat gecentraliseerde werklastbesturing dezelfde doorvoer behaalt met strikt minder buffercapaciteit dan onafhankelijk beheer per wachtrij.
- **Productie:** [Hax en Meal](#) lieten al in 1975 zien dat het onafhankelijk plannen van hiërarchische productieniveaus tot overbodige capaciteitsbuffers leidt, terwijl geïntegreerde planning deze reduceert.

Voor een land dat honderden miljarden investeert in netverzwaring om congestie op te lossen, is multi-niveau-optimalisatie gezien ervaringen in andere domeinen een manier om in ieder geval tientallen miljarden te besparen. Het vereist vooral dat data over wat er op de verschillende lagen precies aan de hand is snel en transparant wordt gedeeld en dat er een congestieprikkel komt die elektronen aanmoedigt om de spits te vermijden.

3.1.7 Horizontale hulp: naburige holons ontlasten elkaar

Naast verticale coördinatie kunnen naburige holons achter dezelfde middenspanningstransformator energie en capaciteit onderling uitwisselen. Als de ene holon overbelast dreigt te raken terwijl de andere nauwelijks belasting heeft, dan kan die complementariteit worden benut om zo het bovenliggende net te ontlasten.

Stel: de ene wijk heeft op een bepaald moment overcapaciteit doordat bewoners van het werk komen en hun auto's opladen, terwijl de naburige wijk met veel ouderen nauwelijks belasting kent. Door die complementariteit te benutten, ontlasten beide holons het bovenliggende net. Ediriweera et al. toonden recent aan dat ringverbonden microgridclusters een hogere veerkracht bieden dan [radiale of geïsoleerde configuraties](#), juist doordat naburige microgrids elkaars verstoringen opvangen. Een brede review in *Science* bevestigt dit patroon: het combineren van microgrids tot multi-microgridsystemen verbetert zowel de veerkracht als de [operationele en financiële prestaties](#) van het distributienet als geheel.



Een verzameling matroesjka's ofwel Russische poppen is traditioneel een manier om je holarchie voor te stellen en drukt impliciet ook de zorg voor elkaar uit die in families normaal is.

3.2 De implementatie van holons

Een goed systeem is meer dan de som der delen. Holons die in een geneste structuur samenwerken zijn hiervan een goed voorbeeld. Ze leiden tot een inherent stabiel systeem dat het net optimaal benut en zo tot minder netcongestie leidt.

3.2.1 Holons in de praktijk

De empirische onderbouwing voor de werking van holarchische energiesystemen vinden we in verschillende omvangrijke veldproeven in binnen- en buitenland.

De empirische onderbouwing voor holons komt uit uiteenlopende contexten. Uit een meta-analyse van het Amerikaanse National Renewable Energy Laboratory bleek dat militaire installaties met microgrids een overlevingskans van meer dan 99 procent hadden gedurende eilandbedrijf van zeven dagen, mits uitgerust met batterijopslag en gediversifieerde opwek (Nelson & Johnson, 2020). In Oekraïne heeft de gedwongen overgang naar gedecentraliseerde opwek na de gerichte vernietiging van gecentraliseerde energie-infrastructuur concrete veerkrachtsvoordelen opgeleverd: [installaties met lokale opwek en opslag bleven functioneren](#) terwijl het centrale net herhaaldelijk uitviel.

Er is dus veel voor te zeggen om van ons monolithische elektriciteitsnet een holarchie te maken. De structuur is er al in de vorm van netniveaus en nodes. Het activeren van deze structuur door holons te creëren en ze in een holarchie te organiseren zou een enorme sprong vooruit kunnen betekenen. Hoe zou zo'n net eruitzien?

Zoals al duidelijk werd in paragraaf 3.1.2, heeft Nederland in de ontwikkeling van transactive energy een vooraanstaande rol gespeeld met de ontwikkeling van de PowerMatcher.

In *PowerMatching City* te Hoogkerk bij Groningen – [Europa's eerste smart-grid-veldproef van deze omvang](#) – werd de PowerMatcher tussen 2009 en 2015 in fasen uitgerold bij 25 en later circa 60 huishoudens, uitgerust met zonnepanelen, warmtepompen, micro-WKK's, slimme witgoedapparaten en elektrische voertuigen. De veldtesten toonden aan dat het marktmechanisme goed functioneerde: apparaten kochten

elektriciteit in bij lage prijzen en verkochten bij hoge prijzen, zonder dat bewoners merkbaar comfort inleverden. De netbeheerder (destijds Enexis) kon via lokale prijsprikkels het belastingsprofiel op de transformator actief bijsturen. Het meest opvallende resultaat was dat door slim aansturen van verwarmingssystemen en EV-laders de dagelijkse piekbelasting doorgaans met 30 tot 35% kon worden verlaagd. In een van de onderzochte casussen kon het net zelfs drie keer lichter worden gedimensioneerd dan in de passieve situatie, zo blijkt uit een [ISGAN-casusstudie over de Nederlandse situatie](#). PowerMatching City werd in 2012 op de VN-duurzaamheidstop in Rio de Janeiro erkend als een van de meest innovatieve duurzaamheidsprojecten ter wereld.

Sindsdien is het concept in tientallen internationale veldproeven getest en verfijnd. Recente overzichtsstudies bevestigen dat transactive energy inmiddels een volwassen onderzoeksveld is met breed empirisch fundament. Zie ook een [uitgebreide review in Frontiers in Energy Research](#) en een [surveyrapport van TU/e en TNO in opdracht van de Topsector Energie](#).

Het [Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project](#) breidde de transactieve aanpak uit naar vijf staten in de VS, waarbij batterijopslag, demand response, gedistribueerde opwekking en spanningsoptimalisatie werden gecoördineerd via een transactief prijssignaal. In dit project werden ruim honderd huishoudens, een wetenschappelijk laboratorium en gemeentelijke waterpompen verbonden via een real time dubbelzijdige veiling met intervallen van vijf minuten. Prijzen functioneerden als stuursignaal: wanneer de distributiekabel richting capaciteitsgrens liep, steeg de prijs en verschoven apparaten hun verbruik automatisch. Het resultaat was een gemiddelde piekverlaging van 15% over het hele jaar en tot 50% gedurende perioden van maximaal drie dagen – zonder merkbaar comfortverlies bij deelnemers, zoals beschreven in het [eindrapport van het project](#). Daarmee werd voor het eerst empirisch aangetoond dat prijssignalen een effectief instrument zijn voor het managen van distributiecongestie.

3.2.2 Geen institutionele hervorming nodig

Een belangrijk kenmerk van transactieve energie is dat het past binnen de bestaande institutionele structuur van de Nederlandse energiemarkt.

De balansverantwoordelijke partij (BRP) blijft verantwoordelijk voor het nomineren van energie; de netbeheerder (DSO) blijft eigenaar van het net; TenneT blijft systeembeheerder. Wat verandert is dat achter het grensvlak van een transformator of aansluitpunt een aggregator de lokale flexibiliteit coördineert en aan de buitenwereld een gladder, voorspelbaarder profiel presenteert.

Voor Nederland specifiek concludeerde de ACM in haar [verkenning naar belemmeringen voor de rol van aggregator](#) dat voor de inzet van flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer op distributienetten geen wettelijke aanpassingen noodzakelijk lijken en dat wijzigingen van codes waarschijnlijk volstaan. Die conclusie is inmiddels wetgevend bekrachtigd: de [Energiewet](#) (Stb. 2025, 12), op 1 januari 2026 in werking getreden, erkent aggregatie als volwaardige marktactiviteit en implementeert de Europese vereisten uit het Clean Energy Package in nationaal recht. De ACM richtte zich in haar verkenning op marktpartijen die de aggregatorrol invullen als intermediair tussen afnemers en aanbieders van flexibiliteit. Maar er is geen reden waarom een energiecoöperatie of holon niet zelf de rol van aggregator op zich kan nemen, al dan niet in samenwerking met een dienst die dit faciliteert, zoals werd ontwikkeld in het project [Wattflex](#).

Dat de aggregatorrol zonder marktherstructurering inpasbaar is, bevestigen meerdere onafhankelijke analyses. Het [USEF-raamwerk](#), ontwikkeld door een consortium van netbeheerders en marktpartijen waaronder Alliander en DNV GL, beschrijft zeven implementatiemodellen voor de aggregator die alle compatibel zijn met de bestaande BRP-structuur. Het zogenaamde geïntegreerde model, waarin leverancier en aggregator samenvallen, geldt daarbij als standaardoptie. Schittekatte, Deschamps en Meeus inventariseerden in een peer-reviewed studie aan de [Florence School of Regulation](#) hoe EU-lidstaten de onafhankelijke aggregator reguleren. Hun kernbevinding is dat de meeste landen

de onbalansinteractie tussen aggregator en BRP oplossen via een perimetercorrectie: een administratieve aanpassing binnen het bestaande verrekeningssysteem, zonder dat de marktstructuur zelf wijzigt.

De Europese juridische grondslag was er overigens al langer. [Artikel 17 van Richtlijn 2019/944](#) geeft eindafnemers het recht een onafhankelijke aggregator te kiezen, en [artikel 32](#) verplicht netbeheerders flexibiliteitsdiensten als alternatief voor netverzwaring serieus te overwegen. Wat tot voor kort ontbrak was de toepassing. Het meest recente [Eurelectric-rapport over distributed flexibility](#) (november 2025) documenteert dat lidstaten inmiddels vier mechanismen inzetten om artikel 32 te operationaliseren: regelgebaseerde benaderingen, nettarieven, flexibele aansluitovereenkomsten en marktgebaseerde inkoop, waaronder in Nederland via GOPACS. Tegelijkertijd constateert de [CEER](#) dat minder dan de helft van de lidstaten een formeel derogatieproces onder artikel 32 heeft ingericht en dat er nog geen gestandaardiseerde methode bestaat om de waarde van flexibiliteit af te wegen tegen netverzwaring. De juridische grondslag is er; de systematische toepassing groeit, maar is nog verre van volwassen.

De transactieve en vervolgens holarchische stap is daarmee beleidsmatig voor de hand liggend: direct meetbare baten in termen van hogere netbenutting en lagere congestieschade, binnen een wettelijk kader dat al bestaat en institutionele rollen die ongewijzigd blijven.

3.2.3 Lokale voordelen zonder consequenties elders

Een ander kenmerk van transactieve energie (TE) is dat het lokaal kan functioneren zonder dat de rest van het elektriciteitssysteem er iets van hoeft te weten of hoeft te reageren. Dit betekent onder meer dat niet alle gebieden in Nederland tegelijk hoeven over te stappen.

De interne coördinatie van holons is onzichtbaar voor hogere niveaus. TenneT ziet alleen een gladder profiel op het koppelpunt. Een wijk in Hoogkerk, Heerhugowaard of Lochem hoeft niet te wachten tot de rest van Nederland meedoet; zij kan morgen beginnen en het bovenliggende net merkt alleen dat de belasting op de wijktransformator gelijkmatiger is geworden. In de wetenschappelijke literatuur heet dit het *single controllable entity*-principe: een microgrid verschijnt naar het bovenliggende net als een **gecoördineerde, gecontroleerde eenheid** waarvan de interne werking onzichtbaar is. Silveira Junior et al. demonstreerden dat microgrids in deze rol gezamenlijk diensten als piekverlaging en reactieve vermogensondersteuning aan het bovenliggende net kunnen leveren, zonder dat de interne coördinatie **extern zichtbaar** hoeft te zijn.

Een TE-veiling opereert binnen het gebied achter één transformator of binnen één netsegment. Alles wat de apparaten intern onderling coördineren – de piekverschuiving, de flexibiliteitsinzet, de economische verdeling – is *onzichtbaar* op de hogere niveaus van het net. Het enige wat de transmissienetbeheerder (TenneT) ziet, is het geaggregeerde belastingsprofiel op het overdrachtspunt, en dat profiel is per definitie gladder en beter voorspelbaar dan het ongecoördineerde profiel dat er zonder TE zou zijn. Sterker nog: het profiel kan desgewenst anticyclisch worden zodat het pieken op hogere niveaus tegengaat. Dit alles heeft vergaande gevolgen voor de implementeerbaarheid.

Ten eerste is vanuit de netbeheerder geen day-ahead-planning nodig. Omdat TE near real time opereert, hoeven apparaten niet een dag van tevoren hun verbruiksplan in te dienen bij een centrale instantie. Dit elimineert een hele laag van voorspelonzekerheid en maakt het systeem robuust tegen onverwachte veranderingen – een bewolkte dag, een koudegolf, een plotselinge EV-laadpiek. De coördinatie vindt plaats op het moment dat het ertoe doet, niet op het moment dat een planner het had voorzien.

Ten tweede zijn er geen consequenties voor de rest van Nederland. Een wijk in Groningen die overstapt op TE hoeft niet te wachten tot alle andere wijken dat ook doen. De wijk verschijnt simpelweg als een betere klant op de aansluiting: een klant met een gladder, voorspelbaarder, en lager belastingsprofiel. [Hu et al. \(2017\)](#) beschrijven transactive control expliciet als een raamwerk dat op elk niveau van het net kan worden ingezet – van een enkel gebouw tot een volledige regio – zonder dat aangrenzende niveaus aangepast hoeven te worden.

Als de TE-aggregator tevens de balansverantwoordelijke partij (BRP) is voor de betreffende aansluitingen, is het effect nog sterker: het profiel op de grens met TenneT wordt niet alleen gladder, maar ook beter voorspelbaar, waardoor de onbalanskosten van de BRP dalen. Als TenneT problematische pieken heeft op hogere niveaus kan dit zelfs in het profiel waartegen de TE-concentrator optimaliseert worden meegenomen zodat de pieken op het hogere niveau actief worden opgeheven. Vanuit TenneT gezien gedraagt een TE-gebied zich kortom als een ideale afnemer.

Ten derde maakt de lokale werking incrementele uitrol mogelijk, tot op het niveau van individuele huishoudens. Er is geen big-bang implementatie nodig, en het is evenmin nodig dat een hele wijk tegelijk meedoet. Binnen een wijk kan één huishouden met een slimme warmtepomp en een thuisbatterij al deelnemen aan de lokale veiling, terwijl de buurman gewoon een vast contract houdt – de buurman is voor de veiling simpelweg inflexibele vraag. Elke individuele wijk, elk individueel bedrijventerrein, elke individuele energiegemeenschap, en zelfs elk individueel huishouden kan TE adopteren op het moment dat de business case sluit of het lokale enthousiasme er is.

Sterker nog, die business case sluit voor de eerste deelnemers het snelst. Immers: wanneer er nog nauwelijks flexibiliteit beschikbaar is achter een transformator, is de congestieprijs op piekmomenten hoog en verdient de eerste deelnemer het meest. Ook sluit de business case het snelst in wijken met de grootste congestieproblemen. Dat is dus precies het juiste economische signaal: het stimuleert de pioniers het meeste met de sterkste prikkel op plekken waar het probleem het grootst is. Naarmate meer deelnemers meedoen, daalt de congestieprijs, wat niet het falen van het mechanisme is maar het bewijs dat het werkt: het probleem lost zichzelf op.

3.2.4 Holons geven de netbeheerder meer comfort

In een holarchisch systeem houdt de netbeheerder volledige controle over de fysieke grenzen van het net maar hoeft hij niet langer het optimalisatieprobleem op te lossen dat binnen die grenzen speelt. Dat probleem lost zichzelf op.

Voor netbeheerders kan het idee om de coördinatie van flexibiliteit te delegeren aan een decentraal marktmechanisme ongemakkelijk voelen: het lijkt alsof de controle wordt opgegeven. In veel opzichten bieden holons echter juist een heel comfortabele rol voor de netbeheerder.

Bij OPF draagt de DSO de volledige verantwoordelijkheid voor de juistheid van de prijsberekening, de nauwkeurigheid van de verbruiksvoorspelling en de convergentie van het iteratieve proces. Elke fout is een fout van de DSO. Bij TE verschuift die verantwoordelijkheid naar het mechanisme zelf: de prijs is een emergente uitkomst van het gedrag van alle deelnemers, niet een berekening van één partij. De DSO hoeft alleen de kabelcapaciteit correct door te geven en het mechanisme doet de rest. Dit mechanisme wordt beheerd door de energiegemeenschap, die het eventueel delegeert aan een capacity service provider.

Voor een Nederlandse netbeheerder die worstelt met honderdduizenden congestiepunten, tienduizenden wachtende aansluitverzoeken, en een personeelstekort dat de komende jaren alleen maar toeneemt, is het fundamentele voordeel van TE niet wiskundig maar praktisch: het schaalst met het probleem in plaats van ertegen. De netbeheerder houdt volledige controle over de fysieke grenzen van het net – die grenzen *zijn* de beperkingen in de veiling – maar hoeft niet langer het optimalisatieprobleem op te lossen dat binnen die grenzen speelt. Dat probleem lost zichzelf op.

Dit alles geeft aan dat holons technisch uitvoerbaar zijn en dat veel zaken erop wijzen dat dit zou leiden tot een betere benutting van ons elektriciteitsnet en daardoor lagere kosten, waarbij ook weerbaarheid vergroot kan worden. Maar *willen* mensen dit wel? Zitten ze te wachten op een systeem waarbij ze lokale verantwoordelijkheid krijgen voor het functioneren van het elektriciteitsnet bij een black-out? Daar is veel relevant wetenschappelijk onderzoek naar gedaan en veel daarvan wijst erop dat mensen het inderdaad prettig vinden om lokaal meer energie-autonomie te hebben. Tot nu toe is er een wijde kloof tussen sociaal onderzoek hierover aan de ene kant en technisch onderzoek over het elektriciteitsnet aan de andere kant. Paragraaf 4.10.3 is een poging om relevante resultaten uit die twee velden dichterbij elkaar te brengen.

3.2.5 De EU koerst op holons aan

Het EU-beleid beweegt ondubbelzinnig in de richting van lokale, door burgers aangestuurde energiecoördinatie. De Europese wetgever heeft in feite de institutionele schil van de holon al gecreëerd, zonder die term te gebruiken.

Het [Clean Energy for All Europeans Package](#)³⁶ uit 2019 introduceerde twee juridische entiteiten die structureel overeenkomen met holons. *Renewable Energy Communities* (RECs, [Richtlijn 2018/2001](#))³⁷ hebben het recht op collectieve zelfconsumptie, energiedeling en marktdeelname, met een nabijheidsvereiste en open lidmaatschap. *Citizen Energy Communities* (CEC's, [Richtlijn 2019/944, artikel 16](#))³⁸ hebben vergelijkbare rechten zonder geografische beperking en met het recht om zelf een elektriciteitsnet te exploiteren als een land dit toestaat. Nederland heeft dit nog niet toegestaan.

De herziene [Renewable Energy Directive \(RED III, 2023/2413\)](#)³⁹ verbreedde de rechten van energiegemeenschappen naar offshore wind en warmtenetten, en vereist vereenvoudigde registratieprocedures. De hervorming van het [Electricity Market Design \(2024\)](#)⁴⁰ verduidelijkte en versterkte het recht op energiedelen. [Artikel 15a van Richtlijn 2024/1711](#)⁴¹ maakt energiedelen uiterlijk juli 2026 verplicht voor alle lidstaten. De [EU DSO Entity](#)⁴² pleit in haar position paper voor het Grids Package expliciet voor een “system of systems”-benadering, waarin distributienetbeheerders als gelijkwaardige partners van de TSO worden behandeld.

De ambitie is al heel concreet: het [REPowerEU-plan](#) formuleerde de doelstelling van ten minste één energiegemeenschap per gemeente met meer dan 10.000 inwoners. Volgens het [10e State of the Energy Union-rapport](#) (november 2025)⁴³ bestaan er inmiddels meer dan 8.000 energiegemeenschappen in de EU. [REScoop.eu](#)⁴⁴ verbindt er 2.500 met meer dan twee miljoen burgerleden in 25 landen.

Het meest recente signaal is het [Citizens Energy Package](#)⁴⁵ dat de Europese Commissie op 10 maart 2026 presenteerde. Het pakket omvat aanvullende richtlijnen voor lidstaten over energiegemeenschappen, flexibele retailcontracten en consumentenbescherming, en is expliciet gericht op het bestrijden van energiearmoede. De Commissie [heeft de intentie](#)⁴⁶ om de transitie te versnellen en tegelijk te borgen dat het een “just transition” wordt. [Roberts \(2020\)](#)⁴⁷ analyseerde dat het Clean Energy Package op papier een sterk juridisch fundament legt voor energiegemeenschappen, maar waarschuwt dat de nationale implementatie bepalend is voor het succes: Nederland is niet het enige land dat achterloopt.

De richting is helder, maar de uitvoering hapert. Veel lidstaten, waaronder Nederland, hebben de relevante richtlijnbepalingen te laat of onvolledig omgezet. Nederland ontving een “[met redenen omkleed advies](#)”⁴⁸ van de Europese Commissie wegens achterstand. Met het oog op de omslag naar holons is het bovendien jammer dat de Nederlandse Energiewet geen gebruik maakt van de optie in [artikel 16\(4\) van Richtlijn 2019/944](#)³⁸: het artikel over *Citizen Energy Communities* en enige EU-rechtelijke instrument dat energiegemeenschappen het recht geeft om distributienetten te beheren.

Holons zijn, kort gezegd, waar de EU naartoe werkt. De juridische richtlijnen definiëren de juridische entiteit, de rechten en de minimumeisen. Wat ontbreekt is de technische invulling: lokale coördinatie, intern balansbeheer, geaggregeerde dienstverlening aan het bovenliggende net. Door dit aan te pakken kunnen we als Nederland onze netcongestiecrisis omzetten in een voorsprong binnen Europa.

3.3 Holons: maatschappelijke meerwaarde

Holons hebben de maatschappij meer te bieden dan kostenbesparingen.

Met holonen brengen we mensen letterlijk en figuurlijk in hun kracht. Dit is een element dat in de technische discussies over netverzwaring vaak uit het oog wordt verloren maar dat vanuit andere optieken dan die van netbeheer misschien wel de essentie is van deze overstap.

In de voorgaande paragrafen werd betoogd dat holons nieuwe technische mogelijkheden optimaal benutten en dat dit leidt tot kostenbesparingen. Maar een holarchisch systeem heeft ook andere gunstige effecten. Het leidt tot meer Europese onafhankelijkheid, kan de autonomie en het democratisch bewustzijn van burgers bevorderen en is volgens veel juridische auteurs rechtvaardiger. We werken dit verder uit in supplement C.

3.4 Conclusie

Holons zijn semi-autonome lokale energiegemeenschappen (microgrids) die hun eigen net stabiel houden, het bovenliggende net ontlasten en bij storingen zelfstandig kunnen doorwerken. In Nederland blijft aansluiting op het net vaak toch goedkoper dan volledig off-grid gaan, vandaar “semi”-autonoom.

Technisch bouwt het concept voort op het werk van Lasseter en Hatziaargyriou over microgrids. Holons zijn bij uitstek geschikt voor de bottom-up berekening van prijzen en congestieprikkels. Een bekende implementatie van dit bottom-up principe vinden we in *transactive energy* (TE) van Koen Kok. In holons handelen apparaten lokaal in energie op een manier die het net optimaal ontlast, zonder dat de netbeheerder de prijzen binnen de holon hoeft te bepalen. De netbeheerder berekent alleen de prijzen van het bovenliggende net.

Een systeem van geneste holons noemen we een holarchie. Koestler en Simon lieten decennia geleden al zien dat zo’n holarchie stabiel en veerkrachtiger is dan een groot monolithisch systeem, zoals het huidige stroomnet, dat door één storing grote delen kan meeslepen.

Holons worden in elektriciteitsnetten al toegepast. Praktijkvoorbeelden zoals PowerMatching City (Groningen) en het Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project laten aanzienlijke piekverlagingen zien zonder comfortverlies. Institutioneel past dit binnen de bestaande Nederlandse marktstructuur (BRP, DSO, TenneT blijven ongewijzigd), en ook EU-beleid (Clean Energy Package, energiegemeenschappen) beweegt richting dit model, al loopt de Nederlandse implementatie achter. Naast kostenbesparing biedt het model ook meer burgerautonomie en democratische betrokkenheid.

4

Opzet van de simulatie

Dit hoofdstuk beschrijft hoe we de simulatie opgezet hebben waarmee we aannemelijk maken dat er grote economische voordelen te behalen zijn met de invoering van een gerichte congestieprikkel in het algemeen en met holons in het bijzonder.

n essentie is het simpel: we willen berekenen wat er gebeurt als flex niet alleen rekening houdt met de kosten van het opwekken van energie maar ook met de kosten van het transporteren van energie.

4.1 Nederland in 6 archetypische gebieden

We modelleren Nederland als een optelling van zes archetypische sectorgebieden. Dit heeft een belangrijk gevolg: we analyseren geen hybride gebieden. Dit leidt tot een conservatieve inschatting van het werkelijke potentieel.

Om het besparingspotentieel van collectieve flexsturing voor heel Nederland in te schatten moeten we de energiestromen op lokaal niveau simuleren over de periode 2026 tot 2050 en daar netbelasting, congestieschade en netverzwakingskosten uit afleiden. Een volledig gebiedsgetrouw model van alle Nederlandse netten was niet haalbaar. Daarom modelleren we Nederland als een optelling van zes archetypische sectorgebieden:

1. Eengezinswoningen (rijwoningen, twee-onder-een-kap, vrijstaand)
2. Meergezinswoningen (appartementen, bovenwoningen, portiekwoningen)
3. Bedrijventerreinen
4. Industrie
5. Landbouw
6. Publieke sector

Elk sectormodel stelt een groot aantal gelijksoortige aansluitingen voor, niet één bedrijf of huishouden. De sectoren eengezinswoningen, meergezinswoningen, bedrijventerreinen en industrie zijn geparametriseerd naar een “herkenbare eenheid”: voor woningen is dat één gemiddeld huishouden met een basisverbruik van circa 2.500 kWh/jaar, voor bedrijventerreinen één typisch bedrijventerrein (circa 1/3.900 van de totale bedrijfssector), voor industrie één industriecluster (1/7 van SBI-sector C, vergelijkbaar met een cluster als Chemelot of de Maasvlakte). Deze herkenbare eenheden maken de parametrisering verifieerbaar.

Het modelleren van Nederland als zes homogene sectoren heeft een belangrijk gevolg: de simulatie bevat geen hybride gebieden. Dit betekent dat het resultaat een conservatieve inschatting is, want in de praktijk kent een woonwijk met winkels en een school, of een bedrijventerrein met woningen erboven een grotere diversiteit aan verbruikspatronen waardoor aansluitingen elkaar beter kunnen compenseren. Overigens is in het sectormodel bedrijventerreinen wel bewust een set heterogene bedrijven samengebracht op één netaansluiting.

De energiestromen van elke herkenbare eenheid worden opgeschaald naar nationaal niveau met vaste schaaufactoren: 5,4 miljoen eengezinswoningen, 3,2 miljoen meergezinswoningen, 3.900 bedrijventerreinen en 7 industrieclusters. De parametrisering is zo gekozen dat de totale jaarlijkse elektriciteitsconsumptie per sector overeenkomt met CBS-data en dat het totaal optelt tot de nationale consumptie in 2023.

4.2 Drie scenario's: NoFlex, MyFlex en HolonFlex

Om de potentiële bijdrage van holarchische coördinatie aan het verminderen van netcongestie te onderzoeken, hebben we drie scenario's gesimuleerd, waarbij flexibiliteit meer of minder effectief wordt aangestuurd. NoFlex is het scenario waarbij lokale flex nergens op reageert. MyFlex is het scenario waarbij er wel wordt gestuurd op marktprijzen en persoonlijke omstandigheden maar niet op netcongestie. HolonFlex is het scenario waarbij gebruikers daarnaast ook sturen op het samen voorkomen van netcongestie.

In het NoFlex scenario bestaan er wel elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen, maar de flexibiliteit die zij zouden kunnen bieden wordt niet benut. Flex assets reageren niet op de prijs van het opwekken van energie en niet op de prijs van transport. Het is geen realistisch scenario (het huidige pad ligt tussen NoFlex en het hieronder beschreven MyFlex in) maar de snel stijgende kosten in dit scenario laten wel het belang van prijsprikkels zien.

In het MyFlex scenario reageert flexibiliteit wél op de prijs van het opwekken van energie, maar niet op de prijs van het transporteren van energie. Er wordt bijvoorbeeld wel gekeken naar wanneer wind op de Noordzee voor goedkope stroom zorgt, maar niet of het netwerk overbelast raakt als te veel afnemers die stroom tegelijk gaan gebruiken.

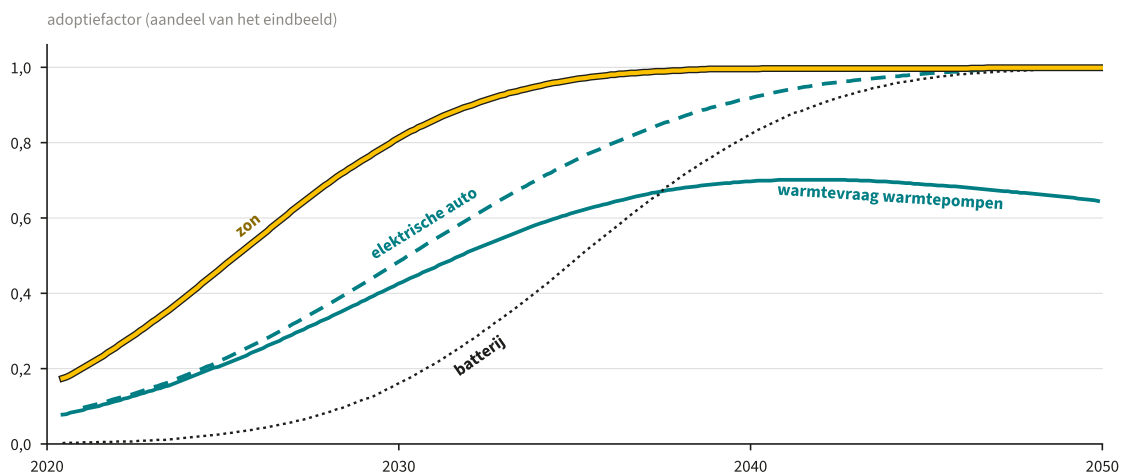
In het HolonFlex scenario reageert flexibiliteit ook op de prijs van energie. Daarnaast bevat dit scenario als enige een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel.

4.3 Adoptie van nieuwe technologieën

De transformatie van het energiesysteem tot 2050 wordt gevat in adoptiefactoren die per sectormodel de geleidelijke ingroei beschrijven van elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen, batterijen en de elektrificatie van industriële processen, alsmede de afname van de warmtevraag door klimaatverandering en betere isolatie.*

Een adoptiefactor van 1,0 betekent niet dat elke woning de betreffende technologie heeft. Voor zonnepanelen bij eengezinswoningen bijvoorbeeld betekent een factor van 1,0 dat er gemiddeld 4,5 kWp per woning is geïnstalleerd, rekening houdend met het feit dat sommige woningen ongeschikt zijn en sommige bewoners nooit zonnepanelen zullen nemen. De adoptiefactor voor warmtevraag bereikt nooit 1,0: door klimaatverandering en betere isolatie daalt de warmtevraag structureel, ook als alle woningen in 2050 een warmtepomp hebben.

* Het model is opgesteld voor de jaren 2020 tot 2050, hoewel alleen resultaten vanaf 2026 worden gebruikt. De eerste jaren dienen om databronnen die op verschillende startjaren zijn geijkt zo goed mogelijk mee te kunnen nemen. De adoptiefactoren per sector staan in de appendix.



Figuur 2 De adoptie over de tijd zoals aangenomen in het model.

4.4 Vergelijking met het Koersvaste Middenweg scenario (ETM)

Om te verifiëren dat onze uitgangspunten realistisch zijn leggen we onze energietotalen naast het meest recente ETM-scenario **Koersvaste Middenweg⁴⁹ dat door Netbeheer Nederland als referentiescenario is gepositioneerd.**

De onderstaande tabel toont de vergelijking voor 2025 en 2050.

Ook voor energieprijzen hanteren we het Koersvaste Middenweg scenario als uitgangspunt. Het ETM bepaalt per uur een marktprijs via een merit order: aanbieders worden gesorteerd op marginale kosten (zon en wind op nul, gas en kolen het duurst) en sequentieel ingezet tot aan de vraag is voldaan. De marginale kosten van de duurste benodigde aanbieder bepalen de prijs.[†]

[†] We hebben eigen ETM-scenario's ingesteld voor elke vijf jaar van 2020 tot 2050. De voornaamste aanpassing ten opzichte van de Netbeheer Nederland scenario's betreft de hoeveelheid flex, die in ons model apart wordt gemodelleerd. Zie [ETM scenario Koersvaste Middenweg](#).

4.4.1 Drie correcties op het ETM

Het ETM levert een bruikbaar maar niet perfect prijsprofiel. We passen drie correcties toe om het realistischer te maken.

Correctie 1: Negatieve prijzen. Het ETM kan door zijn merit-order-structuur geen negatieve prijzen genereren. Op momenten met een groot overschot aan zon en wind is de ETM-prijs nul, terwijl in werkelijkheid de prijs negatief

Energie (TWh)	KM 2025	Zenmo 2025	KM 2050	Zenmo 2050
Huishoudens: ruimteverwarming	77,6	76,3	47,0	52,8
Huishoudens: warm tapwater	13,1	7,7	11,0	7,7
Huishoudens: basislast	17,0	21,7	18,0	21,7
Huishoudens: EV	2,7	6,0	27,6	24,6
Overige gebouwen: verwarming	41,4	30,4	26,7	22,5
Overige gebouwen: basislast	25,5	24,8	20,3	24,9
Transport / Logistiek	1,2	0,2	33,4	31,1
Industrie	53,4	41,1	159,6	134,9
Landbouw: elektriciteit	11,1	7,6	13,9	9,3
Landbouw: warmte	13,8	9,0	10,0	9,0

Figuur 3 We hebben geprobeerd zo dicht mogelijk bij het Koersvaste Middenweg scenario in de buurt te komen en tegelijkertijd technieken in ons model mee te nemen waarvan we het flexgedrag kunnen inschatten. Waar de scope of keuze van Koersvaste Middenweg voor ons onduidelijk was of lastig te implementeren hebben we ons lichte afwijkingen toegestaan. Deze hebben nauwelijks impact op de uitkomst. Een verdere uitsplitsing per sector is te vinden in de appendix.

zou zijn. We corrigeren dit door op elk uur dat er zon- en windvermogen gecurtaild wordt de prijs te verlagen met €5/MWh per GW gecurtaild vermogen, afgeleid van de gemiddelde helling van de merit-order-curve.*

Correctie 2: Damping van onrealistische prijschommelingen. Het ETM genereert soms extreme prijschommelingen binnen enkele uren (honderden euro's per MWh heen en weer), veroorzaakt door vereenvoudigingen in het model waarbij assets collectief aan- en uitschakelen. Dit leidde ertoe dat MyFlex-pieken boven de pieken van NoFlex uitkwamen wat het voordeel van HolonFlex onrealistisch hoog maakte. Om wederom conservatief en realistisch te zijn dempen we deze schommelingen door de daggemiddelde prijs gelijk te houden maar de uitschieters dichter naar dat gemiddelde te brengen. Dagen met de grootste variantie worden daarbij het sterkst gedempt.§

Correctie 3: Marktdamping door flexinzet. Zelfs als de prijscurve van ETM realistischer gemaakt is bestaat het gevaar dat flex zichzelf rijk rekent door aan te nemen dat je eindeloos kunt verdienen met flex. In werkelijkheid zagen we bij batterijhandel op de onbalansmarkt bijvoorbeeld dat de inzet van flex prijsfluctuaties dempt. Of stel dat alle elektrische auto's tegelijk opladen op het goedkoopste moment: dan zou het productieoverschot dat die lage prijs veroorzaakte snel omslaan in een tekort. Daarom is de “price-taker” benadering waarbij flex de prijs niet beïnvloedt niet houdbaar. We modelleren daarom een terugkoppeling: elke watt aan flexibel vermogen die wordt ingezet leidt tot een kleine prijsstijging op dat moment. Daarmee verspreiden de laadmomenten zich vanzelf over een bredere periode in plaats van zich te concentreren op het allergeedkoopste kwartier.¶

Deze drie correcties maken de prijscurve uit het ETM realistischer. Ze werken stuk voor stuk in het nadeel van HolonFlex: negatieve prijzen en damping verkleinen de prijsprikkels die flex al op energiebasis zou verschuiven, en marktdamping verkleint de pieken die MyFlex veroorzaakt. Het verschil tussen MyFlex en HolonFlex dat wij rapporteren is daardoor conservatiever dan wanneer we het ruwe ETM-profiel hadden gebruikt.

‡ Als er op een bepaald uur 10 GW aan zon en wind gecurtaild wordt, passen we de prijs aan van €0/MWh naar -€50/MWh. De prijselasticiteit van €5/MWh/GW is geschat aan de hand van de **ETM merit-order grafiek**.⁵⁰

§ De damping volgt de functie $f(X) = 2/3 \cdot X - 1/3 \cdot X^2$, waarbij X de relatieve standaarddeviatie is (standaarddeviatie van de dag gedeeld door de maximale standaarddeviatie van het jaar). Dit betekent dat de dag met de grootste schommeling drie keer kleiner wordt gedempt: $f(1) = 1/3$. Dagen met kleine schommelingen worden minder aangepast: $f(\epsilon) \approx 2/3 \cdot \epsilon$. De nieuwe dagprijzen worden: $x'_i = (x_i - \mu) \cdot (2/9 - \sigma^2/(9 \cdot \sigma_{\max}^2)) + \mu$, waarbij μ en σ het daggemiddelde en de standaarddeviatie zijn en $\sigma_{\max}$ de standaarddeviatie van de meest volatiele dag van het jaar.

¶ De sterkte van de marktdamping is afgeleid van de prijselasticiteit in het ETM (gemiddeld €5/MWh/GW). Per sectormodel berekenen we welk deel van het nationale flexibele vermogen het model vertegenwoordigt. Als een kantoor met 100 kW aan laadpalen 1/20.000 van de nationale 2 GW aan kantoorlaadpalen vertegenwoordigt, dan komt 50 kW laden op landelijk niveau overeen met 1 GW, wat de prijs met €5/MWh verhoogt. Elke keer dat een blokje energie wordt ingepland, wordt de prijscurve bijgewerkt voordat het volgende blokje wordt ingepland. Opeenvolgende assets in de merit-order ontvangen de bijgewerkte prijscurve, zodat warmtepomp en EV niet dezelfde goedkope stroom dubbel benutten.

* EV-efficiëntie: $0,25 \times (1 + 0,2 \times (T_{\text{max}} - T)/(T_{\text{max}} - T_{\text{min}}))$ kWh/km, waarbij T de daggemiddelde temperatuur is. Batterij round-trip efficiency: 90%. Warmtepomp COP: 8,74 - $0,19 \cdot \Delta T + 0,00126 \cdot \Delta T^2$. Afgifte-temperatuur ruimteverwarming: 35°C; warm tapwater: 60°C.

† De grens van 18°C is standaard in de literatuur, maar op een dag met gemiddeld 18°C is er in een goed geïsoleerd huis nauwelijks reden om te verwarmen. Door de grens te verlagen naar 15°C concentreren we de warmtevraag in de perioden die het meest kritisch zijn voor het net. De trend in graaddagen door klimaatverandering is verwerkt in de adoptiefactoren voor warmtevraag.

4.5 Weersdata en efficiënties

Omdat netcongestie bijna altijd optreedt op de koudste dagen gebruiken we weersdata die rekening houden met extreme jaren. Voor EV's, warmtepompen en batterijen is met efficiëntieverliezen rekening gehouden.*

We zitten niet op de gemiddelde prognose voor graaddagen maar circa 500 graaddagen daarboven, ter hoogte van de historische uitschieters. De warmtevraag verdelen we over het jaar op basis van graaddagen ten opzichte van 15°C in plaats van de standaard 18°C, zodat de vraag zich concentreert in de koudste weken.† Wederom een conservatieve aanname.

Voor EV's, warmtepompen en batterijen is met efficiëntieverliezen rekening gehouden.

4.6 Hoe de flexaansturing wordt gesimuleerd

Flexibele assets worden prijsgestuurd ingezet. Consumptie-assets (warmtepomp, elektrische auto) hebben per dag een vaste hoeveelheid energie die ze moeten leveren of afnemen. We rekenen geen separate kosten voor de aansturing van flex.

Elk apparaat krijgt een prijssignaal dat per kwartier varieert en optimaliseert zijn eigen energieverbruik over een horizon van twee dagen, waarvan alleen de eerste dag wordt uitgevoerd. Na afloop van die dag wordt een nieuwe planning gemaakt. Zo kan een batterij bijvoorbeeld volgeladen worden in afwachting van hoge prijzen de volgende dag, of kan het laden van een elektrische auto worden uitgesteld tot de nachtelijke uren.

De assets worden sequentieel ingepland in de volgorde: elektrische auto, warmtepomp, WKK, batterij. Er wordt rekening gehouden met het feit dat de elektrische auto die in het bezit is van huishoudens niet altijd thuis wordt opgeladen maar ook op de werklocatie. Het apparaat met de minste bewegingsvrijheid gaat eerst: de elektrische auto is niet continu verbonden met het net en moet als eerste worden ingepland. De batterij komt als laatste omdat deze de grootste flexibiliteit biedt en zo maximaal kan worden benut

om resterende pieken op te vangen.* In de praktijk hoeft de auto niet altijd voorrang te krijgen, er zijn ook auto's die niet dagelijks worden gebruikt en best even kunnen wachten. Dit zou nog iets meer flexibiliteit creëren, maar hier is in de simulatie geen rekening mee gehouden.

We rekenen geen separate kosten voor de aansturing van flex. Dit is een bewuste keuze. De automatisering die nodig is om apparaten op energieprijzen te laten sturen (MyFlex) is dezelfde automatisering die nodig is om ze ook op netbelasting te laten sturen (HolonFlex): er wordt simpelweg een extra prijscomponent aan het signaal toegevoegd. De marginale kosten van die extra toevoeging van HolonFlex bovenop MyFlex zijn dus verwaarloosbaar ten opzichte van de opbrengsten. De kosten van helemaal niet slim sturen (NoFlex) zijn dermate veel hoger dan de kosten van MyFlex dat de aansturingskosten daarbij in het niet vallen (tenzij het om miljarden zou gaan wat onrealistisch is).

‡ Elke asset “weet” van het verbruik van de voorgaande assets in de volgorde. De warmtepomp kent de basislast maar niet het laadprofiel van de EV; de EV is dan al ingepland. De batterij ziet het totaal van basislast, warmtepomp, WKK en EV. Dit is geen globale optimalisatie maar levert begrijpelijke en beheersbare uitkomsten die dicht bij het optimum liggen.

4.7 Hoe de congestieprikkel werkt

Omdat congestie maar een zeer klein deel van de tijd optreedt is een transportprijs bijna nooit nodig. Op momenten dat die wel nodig is zorgt deze ervoor dat het simpelweg niet meer rendabel wordt om energie in te kopen of te verkopen als daarmee de netcapaciteit wordt overschreden.

Zolang de netbelasting onder 90% van de beschikbare capaciteit blijft is de transportprijs nul. Zodra de belasting boven die 90% komt, wordt een congestieprijs per kWh opgeteld boven op de marktprijs. Deze prijs bouwt lineair op en is per sector zo gekozen dat hij de marktprijs domineert.[§]

Het cruciale verschil tussen MyFlex en HolonFlex zit in de capaciteitsgrens waartegen de congestieprikkel werkt. Bij MyFlex kijkt elk huishouden alleen naar zijn eigen aansluitcapaciteit. Een woning met een 3×25A meterkast heeft 17 kW transportcapaciteit; dat is voor individueel gebruik vrijwel nooit beperkend, ook niet met een warmtepomp en een elektrische auto. Maar op straat- of wijkniveau is de gelijktijdig beschikbare capaciteit per woning traditioneel slechts circa 1,7 kW. HolonFlex stuurt op die collectieve 1,7 kW per huis in plaats van de individuele 17 kW per huis.[¶] De fysieke bovengrens blijft 17 kW, maar dat maximum wordt bij huishoudens in de praktijk vrijwel nooit relevant.

In het HolonFlex-scenario is de capaciteitsgrens per sector zo gekozen dat de laagst mogelijke collectieve netbelasting wordt bereikt, om zo het maximale potentieel van de methode te bepalen.

Een essentieel kenmerk van de transportcomponent is dat deze maar een klein deel van de tijd actief is. Netcongestie is een piekfenomeen: het treedt op gedurende enkele procenten van het jaar. In die uren moet flex actief congestie voorkomen; de rest van het jaar verandert er niets aan de aansturing. Dat maakt de congestieprikkel relatief goedkoop voor de netbeheerder: er hoeft alleen een vergoeding te worden gegeven op de relatief schaarse momenten dat er daadwerkelijk een probleem is.

[§] Omdat het sectormodel een aggregatie van aansluitingen voorstelt, kan de aansluitcapaciteit worden geïnterpreteerd als de gedeelde capaciteit van een groot aantal aansluitingen op hetzelfde netknooppunt. De congestieprikkel werkt alleen op het moment en de plaats dat het net overbelast dreigt te raken. Voor alle overige kwartieren verandert er niets aan de aansturing.

[¶] Bij moderne nieuwbouwwijken ligt dit gelijktijdig beschikbare vermogen hoger. Bij de overige sectoren (niet-woonwijk) is het verschil tussen individuele en collectieve capaciteit kleiner en speelt de individuele aansluitcapaciteit ook een beperkende rol. De bepaling van de beschikbare transportcapaciteit per sector is een aanzienlijk vraagstuk met grote invloed op de resultaten. Gedetailleerde aannames staan in Appendix A. Een rapport van Ecorys bepaalt de gevraagde transportbehoefte op basis van jaarverbruik gedeeld door 2.920 uur, vermenigvuldigd met een schaalfactor van 1,9. Deze methode zou leiden tot MyFlex- pieken die hoger uitkomen dan pieken zonder flex, wat niet realistisch is. Wij hebben daarom lagere capaciteitsgrenzen gehanteerd.

4.8 Maatschappelijke kosten en baten

De maatschappelijke kosten in onze simulatie bestaan uit vier posten: netverzwaring, congestieschade, stroomkosten en flexkosten.

De maatschappelijke baten hangen sterk af van de relatieve snelheid waarmee flexcapaciteit en netcapaciteit kunnen worden uitgerold. Een batterij achter de meter kan in theorie binnen een maand worden geplaatst. Een nieuwe kabel of transformator vergt jaren aan voorbereiding, vergunningen en uitvoering, zeker op middenspannings- of hoogspanningsniveau. Een laagspanningsleiding of transformator geeft de pieken gewoon door aan de bovenliggende netten en voorkomt dus geen verzwaring op bovenliggende netvlakken. Een batterij topt de lokale pieken af en houdt meer energiestromen lokaal en ontlast daarom bovenliggende lokale netvlakken wel.

4.8.1 Netverzwaring en maakbaarheid

De snelheid waarmee het net kan worden verzwaard is niet onbeperkt. Beschikbaarheid van personeel en langdurige vergunningprocedures leggen een plafond op aan de jaarlijkse uitbreidingscapaciteit.

Hoeveel de netverzwaring precies kost is opmerkelijk moeilijk vast te stellen. Het DNV-[maakbaarheidsrapport](#)⁵¹ laat zien dat netbeheerders niet in staat zijn om aan te geven hoeveel kilowatt extra capaciteit ze realiseren, hoeveel kilometer leiding ze leggen of hoeveel transformatorstations ze plaatsen voor het geld dat ze ontvangen. Wat wel duidelijk is, is hoeveel geld ze zouden willen uitgeven en hoeveel ze denken te kunnen uitgeven. Wij berekenen de kosten per kW netverzwaring daarom door de kosten die de netbeheerder per jaar denkt uit te geven te delen door de totale verzwaring die nodig is. De kosten die de netbeheerder denkt uit te geven komen uit FIEN26 en het IBO*. De verzwaring die nodig is komt uit het default scenario van de netbeheerder genaamd Koersvaste Middenweg.

* IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur (2025)

† Dit wijkt dus af van de bottom-up schatting zoals bijvoorbeeld te vinden in [CE Delft \(2025\)](#), [MKBA Energiehubs](#), [achtergrondrapport](#).⁵²

Door de kosten van FIEN26 (in euro's) te delen door de netverzwaring (in kW) die naar schatting nodig is komen wij tot de volgende kentallen per jaar per kW netaansluiting.[†]

Laagspanningsnet € 243 / kW

Middenspanningsnet € 145 / kW

Hoogspanningsnet € 77 / kW

4.8.2 Congestieschade

Als de behoefte aan netcapaciteit van een sector groter is dan wat er in een jaar kan worden bijgebouwd, leidt dit tot maatschappelijke kosten die vaak worden vergeten. Wij nemen deze kosten wel mee onder de noemer congestieschade.

Als een bedrijf niet kan uitbreiden omdat er geen netaansluiting beschikbaar is, of als een woonwijk niet gebouwd kan worden omdat er niet voldoende netcapaciteit is, dan is dat een vorm van maatschappelijke schade, die door ons congestieschade wordt genoemd.

Wij zijn niet de eerste die deze schade berekenen. Ook Ecorys en CE Delft maakten al soortgelijke berekeningen waarbij er normaliter een prijs wordt toegekend aan gewenste maar niet geleverde megawatturen energie.

Als de behoefte aan capaciteit de beschikbare capaciteit overschrijdt, bijvoorbeeld 1,5 MW behoefte bij 1,0 MW beschikbare capaciteit, is het tekort 0,5 MW, ofwel een derde van de totale behoefte. Om dit uit te drukken in energie (MWh) kijken we naar de benuttingsgraad van de aansluiting. Hierbij hanteren we de aanname dat nieuwe bedrijven, die zich wel zouden willen vestigen maar dat vanwege netcongestie niet kunnen, dezelfde benuttingsgraad zouden hebben als reeds bestaande bedrijven. De congestieschade wordt dan berekend als het capaciteitstekort vermenigvuldigd met de benuttingsgraad, vermenigvuldigd met een kostenfactor in euro/MWh.

4.8.3 Stroomkosten

Naast de kosten van netverzwaring en congestieschade nemen we de stroomkosten mee: alle stroom wordt afgerekend tegen de (gecorrigeerde) ETM-prijscurves, waardoor de marginale kosten van opwekking en impliciet ook de investeringskosten van nieuw opwekvermogen in de maatschappelijke kosten zijn verdisconteerd.

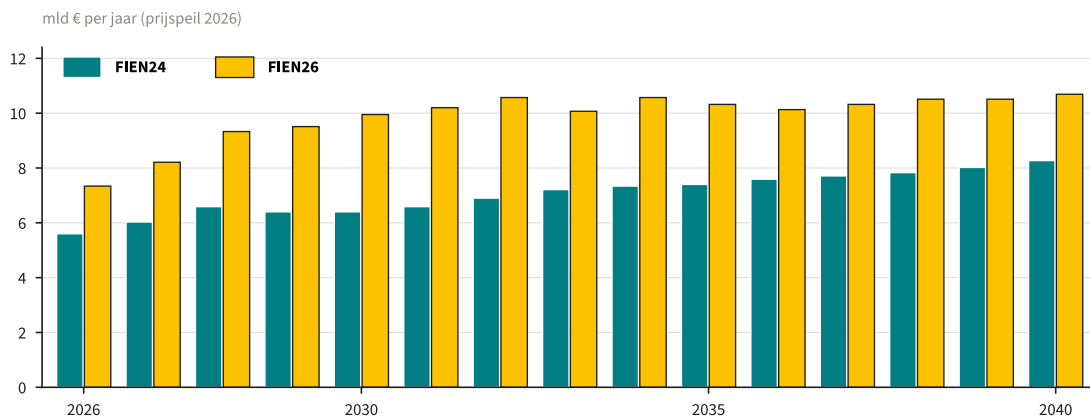
We nemen ook de kosten van batterijen mee: een jaarlijkse afschrijving van €15 per kWh batterijcapaciteit. Dit is een conservatieve schatting gezien de verwachte prijsdaling van batterijen de komende jaren.

We nemen niet mee dat de kosten van netverzwaring stijgen. Recent zijn de kosten fors opgelopen door schaarste aan materiaal en personeel. Door dit niet mee te nemen onderschatten we de relatieve voordelen van flex ten opzichte van netverzwaring. Dit is wederom een conservatieve keuze.

4.9 Discutabele aannames

Voor de simulatie hebben we een aantal aannames moeten doen waarover discussie mogelijk is. We beschrijven ze hieronder.

Gezamenlijk wijzen deze aannames eerder in de richting van onderschatting dan overschatting van het potentieel van HolonFlex. Tegelijkertijd is het van belang om de resultaten te interpreteren als indicatieve schattingen en niet als exacte voorspellingen. De waarde van de simulatie ligt vooral in het tonen van de verschillen tussen de scenario's.



Figuur 4 **Netto kosten elektriciteitsnet op land.** Vergelijking van FIEN24 (12 december 2024) en FIEN26 (27 maart 2026).

4.9.1 De snelheid van netverzwaring en daarmee congestieschade

We hebben de snelheid van netverzwaring zo ingesteld dat de wachtrij in elke sector in 2040 volledig is opgelost. Sneller dan dat is incompatibel met de wachtrij en de gegevens over verzwarkosten die de netbeheerder verstrekt heeft.

In maart 2026 kwam de FIEN26 kostenschatting t/m 2040 door de netbeheerder uit. Op basis van voortschrijdend inzicht ten opzichte van 15 maanden eerder werd het net op land t/m 2040 circa 42 miljard euro duurder. Dat is 5000 euro per huishouden extra.

Deze kostentoeename past in een patroon dat sinds de eerste FIEN uit 2021 zichtbaar is.

Als de netvlakken worden uitgesplitst is goed te zien dat alleen de investeringen in het net op zee richting 2040 worden afgebouwd. Alle andere investeringen zijn in 2040 nog volop gaande, wat mede de reden is dat onze analyse tot 2050 loopt.

Waar wij voor de simulatie in geïnteresseerd zijn, zijn niet alleen de kosten maar vooral hoeveel er voor dit geld wordt gerealiseerd: hoeveel transformatorhuisjes, kilometers kabel en GW netcapaciteit komt er elk jaar bij? Helaas zijn deze gegevens er niet.

Dit werd ook opgemerkt door DNV in hun rapport over het maakbaarheidsgat. DNV gaf aan dat zij alleen het gat konden bepalen tussen wat de netbeheerders zouden willen uitgeven en wat zij dachten te kunnen uitgeven en niet tussen hoeveel

Jaar	FIEN 2021	FIEN 2023	FIEN 2024	FIEN 2026
2026	3,8	8,3	10,5	12,4
2027	3,8	8,5	11,6	14,7
2028	4,0	8,9	12,6	15,6
2029	4,4	9,2	11,4	15,2
2030	4,5	8,9	12,0	15,9

Figuur 5 **Geprognosticeerde kosten elektriciteitsnet in miljarden euro's**. De kosten worden steeds hoger. Bronnen: [FIEN21 7 april 2021](#), [FIEN23 1 november 2023](#)⁵³, [FIEN24 12 december 2024](#)⁵⁴ en [FIEN26 27 maart 2026](#)⁵⁵. FIEN26 is geharmoniseerd naar 40 GW op zee omdat dit de grondslag was in FIEN24 en de nieuwe ambitie van het kabinet. Overigens gebruiken wij net als iedereen netto bedragen maar zouden maatschappelijke kosten beter bruto uitgedrukt kunnen worden.

netwerk er nodig was en hoeveel netwerk er aangelegd ging worden.*

Niettemin moeten wij aannames doen over de snelheid van netverzwaring om congestieschade te berekenen. Om dit zo goed mogelijk te kunnen bepalen hebben wij gefocust op het verschil tussen het tempo waarin de gewenste *netcapaciteit* toeneemt in het Koersvaste Middenweg scenario en het tempo waarmee de *uitgaven* toenemen in de FIEN26 kostenschatting.

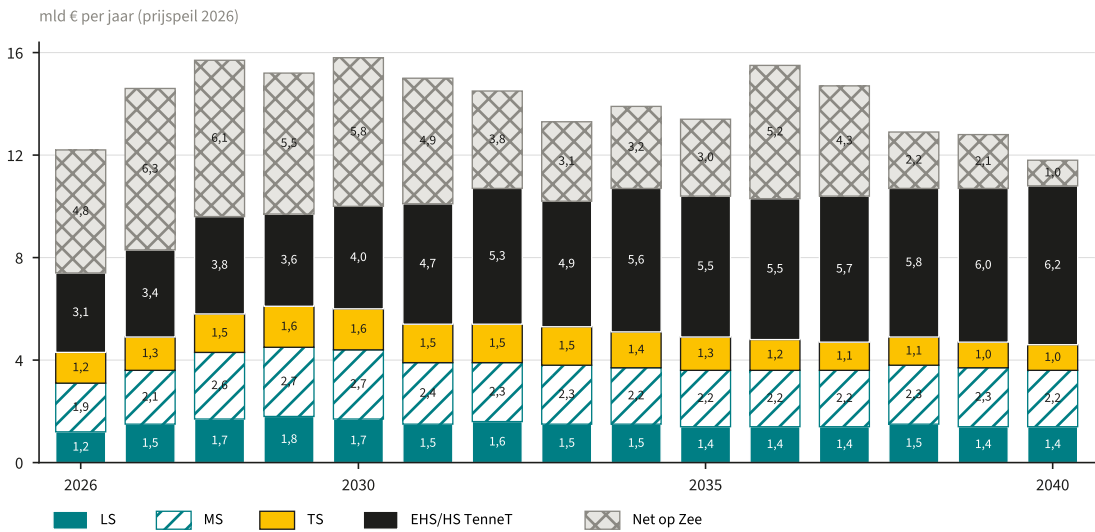
Als we dat doen valt bijvoorbeeld op dat de maximale toename van gewenste netcapaciteit rond 2030 ligt en dat deze groei richting 2040 al sterk begint af te vlakken. In FIEN26 zien we daarentegen dat de groei zelfs in 2040 nog niet is afgevlakt.

Daaruit blijkt dat de netverzwaring niet snel genoeg zal gaan. Dit zien we ook aan het feit dat er een wachtrij is en de verwachting dat deze voorlopig verder toe zal nemen.

In deze studie hebben wij de volgende benadering gevolgd.

- 1. We gaan ervan uit dat MyFlex het referentiescenario is. Weliswaar wijzen de begrote netverzwarkosten in de richting van het NoFlex scenario, maar dit zou de maatschappelijke kosten zo buitenproportioneel maken en zou een dermate groot gebrek aan inzicht van onder meer

‡ In hun [maakbaarheidsrapport](#)⁵¹ uit 2024 stelt DNV op pagina 5: “Voor de MW-methode bleek het niet haalbaar om de daartoe vereiste gegevens op korte termijn beschikbaar te maken. Daarom werd teruggevallen op de meest basale methode, de zgn. ‘EUR’ methode, die geen nauwkeurige benadering is van het maakbaarheidsgat, maar op dit moment wel de enig haalbare variant was om tot een uniforme methode (over de netbeheerders heen) voor de berekening van het gat te komen.”



Figuur 6 Kosten per netvlak t/m 2040 uit FIEN26.⁵⁵

ondernemers vragen dat we dit onrealistisch achten. Als we onze oplossing (HolonFlex) vergelijken met NoFlex rekenen wij onszelf bovendien rijk en we zijn in deze studie over de hele linie juist conservatief omdat de cijfers dan ook al voor zichzelf spreken.

2. We veronderstellen dat de netbeheerder verzwarende uitvoert conform een s-curve die uiteindelijk overeenkomt met de vraag en waarbij de wachtrij in elke sector in 2040 volledig is opgelost. Gezien de hoogte van de geplande uitgaven in 2040 is ook deze aanname wellicht te rooskleurig.

4.9.2 Congestieschade per kWh

Voor de berekening van congestieschade nemen we aan dat elke kWh die een aangeslotene niet kan afnemen of invoeden door netcongestie €0,50 economische schade oplevert voor MKB'ers en kleinverbruikers en €0,25 voor de industrie.

De Boston Consulting Group schatte congestieschade in september 2024⁵⁶ op tussen de 10 en 40 miljard per jaar maar dat was op basis van cijfers uit de eerste helft van 2024. Intussen is de wachtrij flink toegenomen. Als we ons even beperken tot de wachtrij op afname dan nam die toe van 9.400 wachtenden⁵⁷ in juni 2024 naar 14000 wachtenden⁵⁸ op afname in november 2025. Als de congestieschade meeschaalt zou dat volgens de Boston Consulting Group methode⁵⁶ inmiddels dus 50% meer zijn ofwel tussen de 15 en 60 miljard. En gezien het maakbaarheidsgat dat DNV voor Netbeheer Nederland berekende⁵¹ loopt die wachtrij voorlopig alleen maar op.

Bepalen wat niet geleverde stroom waard is, is lastig. Voor ongeplande uitval spreekt men van zogenaamde Value Of Lost Load (VOLL). Deze is door Ecorys voor Nederland berekend en door de ACM vastgesteld op 68.887,- per MWh.

§ Bijna 70 euro per kWh dus. Voor niet aansluiten is door BCG op basis van berekeningen van Ecorys uitgegaan van een congestieschade van 1 tot 4 euro per niet geleverde kWh.

§ Dit is het officiële getal. De berekening komt afhankelijk van de industrie uit op tussen de 200 en 1060 euro per kWh.⁵⁹ In andere EU-lidstaten is de VOLL overigens lager. In Italië bijvoorbeeld maar 20 euro per kWh. In Zweden zelfs maar 7,69 euro per kWh: bijna 10x minder dan in Nederland.

KERNCIJFERS

Hoe hoog is de maatschappelijke congestieschade doordat de netbeheerder niet kan leveren? Ecorys doet deze berekening al langer en rekent mee wat het de samenleving kost als bedrijven niet (of in het buitenland) uitbreiden of failliet gaan. Zij komen dan op 1 tot 4 euro schade per kWh. Een bedrag dat de Boston Consulting Group overnam. CE Delft gaat uit van 50 cent per kWh (dieselgenerator). Wij gaan uit van 50 cent voor het MKB en 25 cent (gasgenerator) voor de industrie. Onze congestieschade is dus conservatief ingeschat.

Dit bedrag is omstreden. Voor bedrijven die per energie-eenheid veel waarde leveren en naar het buitenland vertrekken zijn de maatschappelijke kosten veel hoger. Maar voor bedrijven die het probleem oplossen met een dieselgenerator is het te veel. In dit rapport stellen wij voor om er conservatief van uit te gaan dat bedrijven niet failliet gaan, dat ze niet afzien van groei, dat ze niet naar het buitenland vertrekken en dat ze allemaal een dieselgenerator kunnen plaatsen die energie levert voor ongeveer 50 cent per kWh. Daarmee nemen we de benadering van CE Delft over.

“Voor de industrie gaan we uit van een gasgenerator die 25 cent per kWh kost. Hier kiezen wij opnieuw de conservatieve benadering, want onze schatting voor congestieschade per kWh is dus ongewoon laag. En zelfs dan gaat het om een bedrag van minimaal 5 miljard euro per jaar dat de komende jaren alleen maar verder op zal lopen.

Batterijen helpen alleen om congestie te voorkomen als ze sneller gerealiseerd kunnen worden dan netverzwaring. Dit lijkt echter het geval. Op basis van de termijn waarop netbeheerders nu aangeven te denken de netcongestie te gaan voorkomen gaat het vaak over tussen de vijf en vijftien jaar. Een batterij achter de meter plaatsen kan door een bedrijf of huishouden relatief snel. In principe is het een kwestie van een batterij bestellen en door een monteur laten plaatsen. Eerder enkele maanden dan 5 tot 15 jaar.

¶ Ecorys (2024) raamt de maatschappelijke kosten van netcongestie op basis van een €2.500/MWh kostenfactor, afgeleid van het geschatte economische verlies per eenheid niet-geleverde energie. CE Delft en BCG hanteren lagere waarden. Zie [Ecorys \(2024\)](#), [Studie Maatschappelijke kosten netcongestie](#).⁶⁰

4.9.3 Kosten van netverzwaring

Naast de snelheid van netverzwaring moeten we ook een schatting maken van de verzwaringskosten. En om precies te zijn de kosten per kilowatt netverzwaring op de verschillende netvlakken.

Hiervoor hebben we de netverzwaring uit Koersvaste Middenweg genomen en de kosten uit FIEN26 zoals al besproken in paragraaf 5.6.3. Onderstaande tabel toont de resultaten.

Uiteindelijk brengt dit ons op jaarlijkse kosten van €77,- per kW per jaar op het hoogspanningsnet en additioneel €67,- als het een aansluiting op het middenspanningsnet betreft en nog eens €99,- als het een aansluiting op het laagspanningsnet betreft.

4.9.4 Waar onze simulatie conservatief is

Onze simulatie is op meerdere manieren conservatief ingericht. De impact van flex wordt zeer conservatief ingeschat. Daarnaast kijken we niet naar toekomstreserveringen en veiligheidsbuffers.

We hanteren het eerder genoemde scenario Koersvaste Middenweg als uitgangspunt voor de adoptie van elektrische auto's, warmtepompen, zonnepanelen en batterijen. Dit is een middenscenario; als de adoptie sneller gaat dan voorzien worden de voordelen van collectieve flexsturing groter, niet kleiner.

	Toename netcapaciteit			Kosten FIEN26			Kosten capaciteit		
	In GW/jaar o.b.v. ETM			Mrd euro/jaar			Euro/kW		
Jaar	LS	MS	HS	LS	MS	HS	LS	MS	HS
2030	0,6	1,6	1,3	1,7	4,3	4	€2.872	€2.762	€3.100
2035	0,4	1,9	3,6	1,4	3,5	5,5	€3.268	€1.807	€1.509
2040	0,5	2,1	4,6	1,4	3,2	6,2	€2.840	€1.541	€1.338
Gemiddeld							€2.993	€2.036	€1.982

Figuur 7 **De piekbelasting (tevens netcapaciteit) van Koersvaste Middenweg uit het ETM per jaar is vergeleken met de jaarlijkse uitgaven conform FIEN26.** Dit is gedaan op verschillende netvlakken en dit is over de jaren uitgemiddeld. Om hier een prijs per jaar uit af te leiden is uitgegaan van een afschrijftermijn van 45 jaar en een WACC van 1,9% voor de regionale netbeheerders en 2,8% voor TenneT. Het resultaat per jaar is dan €99/kW/j voor LS, €67 voor MS en €77 voor HS. In onze simulatie zijn wij er simpelweg van uitgegaan dat een extra kW LS tevens een even grote verzwaring op MS- en HS-niveau vereist en dat een verzwaring van MS een even grote verzwaring op HS niveau vereist.

De holons in onze simulatie opereren als eilanden. Ze kunnen bovengelegen netniveaus niet helpen (bijvoorbeeld door de belasting op een onderstation te verlagen) en ze kunnen naastgelegen holons niet bijstaan bij piekbelasting. In werkelijkheid zouden geneste holons elkaar wel helpen, wat het effect vergroot.

Elk van onze zes sectormodellen is intern homogeen: een woonwijk bestaat alleen uit woningen, een bedrijventerrein alleen uit bedrijven. In werkelijkheid bevatten veel gebieden een mix van woningtypen, bedrijven en voorzieningen met uiteenlopende verbruikspatronen. Die heterogeniteit vergroot de mogelijkheden voor onderlinge compensatie en daarmee het voordeel van collectieve aansturing.

We vergelijken HolonFlex niet met een wereld zonder flex, maar met MyFlex: een wereld waarin flex al individueel op energieprijzen stuurt. Zoals we zullen laten zien reduceert al dat individuele sturen de netbelasting aanzienlijk ten opzichte van geen flex. De meerwaarde van HolonFlex komt bovenop die al substantiële verbetering.

We modelleren uitsluitend elektrificatie van bestaande energiefuncties. Warmtenetten en sectoroverstijgende optimalisatie, zoals het koppelen van industriële restwarmte aan warmtenetten of de inzet van waterstof, vallen buiten scope.

4.9.5 De hoeveelheid flexgedrag wordt optimistisch ingeschat

Naast conservatieve aannames over de impact van flex staat de optimistische aanname dat alle elektrische auto's, warmtepompen, zonnepanelen en batterijen flexibel kunnen reageren en dat ze allemaal meewerken aan de prikkel die centraal staat in een bepaald scenario.

Daarmee geven onze scenario's weer wat de potentie van flex is maar zijn ze niet zozeer een voorspelling over hoe het er in de toekomst uit zal zien.

Overigens is het niet zo dat het resultaat maar de helft is als slechts de helft van de assets meedoet met de flexprikkel. De eerste deelnemers hebben namelijk relatief de grootste impact omdat zij de hoogste en meest problematische pieken afvlakken. Dit betekent overigens ook dat het implementeren van holons juist in het begin al grote meerwaarde met zich meebrengt.

4.9.6 Geen bedrag voor de automatisering van congestieprikkels

We nemen de prijzen van hardware in de vorm van batterijen en inverters wel mee maar de kosten van het uitrekenen, communiceren en effectueren van gedifferentieerde prijsprikkels niet.

Bij een berekening als deze wordt er altijd een verschil berekend met een alternatieve situatie: de zogenaamde counterfactual. Maar wat is de counterfactual in deze situatie? Is het realistisch om te denken dat zonnepanelen bij negatieve prijzen gaan leveren, dat warmtepompen op de duurste momenten gaan verwarmen, dat alle auto's dom blijven laden in de dure avondpiek en dat batterijen (die immers bestaan bij de gratie van hun flexibiliteit) niet bestaan?

Dat lijkt ons onrealistisch, zelfs al begrijpen wij uit contacten met netplanners en uit onze simulatieresultaten dat veel netbeheerders hier nog wel van uitgaan. Dat is ons NoFlex scenario. We hebben het express laten staan als makkelijk te begrijpen referentie die de oude wereld weergeeft maar wij vinden de vergelijking met MyFlex veel relevanter.

Het lijkt ons namelijk realistisch om ervan uit te gaan dat er dynamische contracten komen die gebruikers in staat stellen te besparen op hun stroomkosten door te laden en verwarmen op momenten dat de stroomprijs laag is. Dat is in grote lijnen ons MyFlex scenario.

Wanneer we MyFlex als counterfactual nemen dan hebben verkopers mensen al overtuigd en hebben mensen al geïnvesteerd in apparatuur om hun apparaten slim aan te sturen. In dat geval zijn de kosten van HolonFlex beperkt tot het uitrekenen en meesturen van een congestieprijs. Dat is realistisch gesproken insignificant. Je kunt niet miljarden uitgeven voor het berekenen van iets wat je toch al moest weten en het doorgeven ervan via een geautomatiseerd kanaal dat al bestaat.

Op centraal niveau moeten er natuurlijk wel kosten worden gemaakt voor het doorrekenen van het net en het berekenen van de congestie op elke node, maar dit is iets dat de netbeheerder toch al moet doen om inzicht in knelpunten op het net te krijgen. Verder zal de nieuwe contractvorm nieuwe regels op de factuurstroom vergen en de nodige marketing. Maar wie daar bedragen aan gaat hangen praat hooguit over tientallen miljoenen. Niet over de honderden miljarden waar we bij netverzwaring en congestieschade over praten.

4.10 Vergelijkbare studies

In hoofdstuk 2 en 3 hebben we getracht de meest relevante literatuur uit verschillende gebieden bij elkaar te brengen om te onderbouwen dat holons hier logisch uit voortvloeien. In deze laatste paragraaf vóór de simulatieresultaten kijken we naar onderzoek met dezelfde scope als onze simulatie.

Hoewel geen van de genoemde studies exact dezelfde scope heeft als deze studie, laten ze allemaal zien dat flexibiliteit piekbelasting substantieel kan reduceren.

4.10.1 Netbeschermers versus netverlaters

Wie op zoek gaat naar studies die al gedaan zijn op het gebied van slimme flexsturing en elektriciteitsnetten komt allereerst terecht in wat soms wel twee alternatieve werkelijkheden lijken te zijn. We noemen ze hier netbeschermers en netverlaters. Netbeschermers nemen het bestaande paradigma als uitgangspunt. Netverlaters denken juist vanuit het perspectief zonder centraal elektriciteitsnet.

Netbeschermers kunnen bogen op eindeloos veel studies binnen het bestaande paradigma. Hoe alles nu werkt is in deze literatuur zo vanzelfsprekend dat het niet ter discussie wordt gesteld. Flex wordt daar soms gebruikt om netverzwaringen uit te stellen maar het blijft een randverschijnsel. De realisatie dat er straks zoveel flex is dat slimme aansturing zowel de pieken als de veiligheidsmarges met een factor twee of meer kan verlagen ontbreekt. Denken in termen van semi-autonomie, real time bottom-up sturing en het net-als-backup ontbreekt bijna altijd.

Bijzondere bijna-uitzonderingen zijn Alliander dat met USEF⁶¹ en PowerMatcher⁶² aan de wieg stond van *transactive energy*²⁶ en in het bijzonder de Texaanse netbeheerder PNNL die hier in 2006 de *grootstschaligste pilot*⁶³ mee deed. Texas is het net waar *nodal pricing* al het verst doorgevoerd is en PNNL deed in 2022 ook een grote simulatiestudie waarna zij constateerden dat een klein beetje sturing op de airco en meebewegen van een beperkt aantal EV's de pieken in heel Texas met **15% kan verlagen** en de Texaanse belastingbetaler \$5 miljard per jaar aan besparingen op kan leveren.⁶⁴

Netverlaters gaan uit van een situatie zonder centraal elektriciteitsnet. Dan gaat het juist over zelfvoorzienend worden⁶⁵ en autonomie^{66,67} of zelfs autarkie.⁶⁸ Bij de meer technische kant kom je terecht in onderzoek naar micro-grids met grid-forming inverters. NLR (voorheen NREL) is op dit gebied vooraanstaand⁶⁹⁻⁷² (al zijn zij zeker niet “anti-grid”). Autonomie en real time bottom-up sturing staan centraal. Flex is in deze studies uitermate waardevol en wordt maximaal benut. Deze literatuur waarschuwt zelfs voor *grid defection*⁷³⁻⁷⁵ waarbij steeds meer mensen hun netaansluiting opzeggen. Zelfs de bedenker van het succesvolle elektriciteitsnetten-modelleerprogramma PyPSA prof Tom Brown stelt in een recent gesprek met ons dat de exploderende kosten van netverzwaring het nodig maken dat gebieden off grid gaan overwegen en [blogt dat hier volop kansen liggen](#).⁷⁶

Wat we eigenlijk niet hebben kunnen vinden is de combinatie. Studies die flex net zo maximaal benutten als een microgrid maar dit vervolgens gebruiken om met lokaal aangestuurde flex netverzwaring op nationaal niveau radicaal te reduceren.

Er is wel onderzoek dat in de buurt komt. Het al genoemde PNNL is een twijfelgeval. [Pichoud et al. \(2023\)](#) komen met hun studie naar flexsturing in Frankrijk in 2030 met behulp van het [Antares](#) model qua aanpak waarschijnlijk het dichtst in de buurt maar hun aanpak is toch wel significant anders en hun resultaten zijn onvergelijkbaar.* Netbeheerder Enedis [loopt \(zeker binnen Europa\) voorop met smart grids](#) en geeft in een [webinar](#) aan dat flex congestieprikkels 30% besparing op kunnen leveren op onderstations met minder dan 0,1% energieverlies maar dit is slechts een webinar. [Celli et al.](#)⁷⁷ betogen zoals eerder aangegeven dat flex meenemen in je planning minder verzwaring nodig maakt maar dit gaat meer over netplanningsmethodieken. [ISGAN](#)⁷⁸ geeft aan dat je met lokale flex de benuttingsgraad kan verdubbelen maar dit is slechts een kengetal.

* Pichoud et al. sturen op de day ahead opwekkosten en schakelen flex assets af als dat tot te hoge netbelasting kan leiden wat een ander aansturingsmechanisme is. Bovendien zijn de resultaten anders omdat: er niet naar netcongestie en congestieschade wordt gekeken; prijsfluctuaties door Franse kernenergie klein zijn; en er geen batterijen en weinig EV's en warmtepompen worden meegenomen.

4.10.2 Slimme flexaansturing versus maatschappelijke kosten

De meeste studies over flexaansturing zijn niet bezig met maatschappelijke kosten en de meeste studies over maatschappelijke kosten gaan maar zeer beperkt in op slimme flex. Sowieso is congestieschade tot nu toe vrijwel niet onderzocht.

Het al genoemde onderzoek van PNNL is wederom de uitzondering, al stamt dit uit een tijd voordat netcongestie en congestieschade een actueel probleem vormden. Ook is er veel onderzoek dat stelt dat flex vaak slimmer is dan verzwaren. [Con Edison, New York](#)⁷⁹ berekende dat \$200 miljoen flex zo'n \$1,2 miljard verzwaring kan voorkomen. [UK Power Networks](#) voerde in 2018 al "Flexibility First" in en verdient hier goed geld mee. [NGED](#)⁸⁰ nu ook. ARENA in Australië.⁸¹

Carbon Trust deed een groot onderzoek naar [Flexibility in Great Britain](#)⁸² met behulp van het IWES model⁸³ en constateerde dat in de UK in 2050 meer dan 20 miljard euro per jaar te winnen valt. Zij keken echter niet naar netcongestie, congestieschade en lokale flex. De [FLEXNET rapporten van ECN](#) en Alliander uit 2017 gebruikten *command and control* in een tijd dat er nog nauwelijks flex was, verzwaringskosten laag waren en congestieschade niet bestond. De Go-E studies van Koen Kok zijn relevant maar het tarief waar wij in hoofdstuk 2 voor pleiten bleef out of scope omdat deze "mogelijk niet non-discriminatoire en minder transparant en voorspelbaar voor eindgebruikers" is.[†]

† Deze formulering komt uit de [instrumentenvergelijking](#)⁸⁴ waar het over een dynamisch nettatarief gaat. Verder zijn er instrumenten waar wel over gepubliceerd is. Een bandbreedtetarief leidt tot load shifting,⁸⁵ vaste tijdsblokken helpen deels en leveren nieuwe problemen op en een seizoensgebonden tarief verbonden aan je hoogste piek is effectiever dan die twee (al vragen wij ons af hoe klanten daar rekening mee moeten houden).⁸⁶ Een combinatie van bestaande contractvormen met CSP's te weten Capacity Restriction Contracts (CRCs) en Redispatch Contracts (RCs) zou het nu al mogelijk maken om het beperkte budget dat de toezichthouder netbeheerders hiervoor toestaat slim in te zetten.⁸⁷

4.10.3 Sociale versus technische onderzoekers

Een laatste tweedeling die we willen benoemen is zichtbaar langs wetenschappelijke disciplines. Sociale wetenschappers (vooral sociologen, psychologen en juristen) zijn over het algemeen voorstanders van lokale bottom-up initiatieven zoals energie-coöperaties. Maar die literatuur citeert vrijwel nooit de technische literatuur die de berekeningen bij dergelijke initiatieven maakt.

De meeste technische literatuur over bottom-up sturing gaat over wiskundige en elektrotechnische algoritmes voor “smart control” en “demand response”. Die technische literatuur citeert vrijwel nooit de sociale literatuur om uit te leggen dat het ook sociaal een goed idee zou zijn.

Het probleem wordt gesignaleerd in [verschillende reviews](#)^{88,89}. Gelukkig zijn er ook uitzonderingen: onderzoekers die wel degelijk socio-technisch onderzoek doen binnen de energietransitie. Bijvoorbeeld bij de faculteit TBM aan de TU Delft⁹⁰⁻⁹² waar Koirala Ostrows commons-framework meeneemt (maar het gaat niet over netcongestie). Verder zijn er verschillende – vaak agent-based – smart-grid en energy-community modellen die zaken modelleren die vanuit de scope van deze studie interessant zijn.⁹³⁻⁹⁵ [Mariuzzo et al.](#)⁹⁶ kijken bijvoorbeeld naar de sociale bereidheid om flex te leveren en concluderen dat 30% reductie in netbelasting tegen minimale kosten mogelijk is.

Het enige sociaal-technische onderzoek dat echt op ons terrein ligt is van [Siemens en de TU Darmstadt](#)⁹⁷. Dit kijkt naar de sociale kant van energiegemeenschappen maar laat ook zien dat flex slim aansturen de pieken met 23-55% kan verlagen terwijl dat maar 1% extra kost. [Vervolgonderzoek dat nettarieven verder optimaliseert](#)⁹⁸ komt zelfs tot een reductie van 30-64%.



Simulatieresultaten

In dit hoofdstuk bespreken we de simulatieresultaten. Eerst lopen we de afzonderlijke archetypische gebieden langs en dan voegen we dat samen tot een resultaat voor heel Nederland.

5.1 Eengezinswoningen

Bij een woonwijk zien we dat de piekbelasting sterk afneemt als we daar gericht op gaan sturen. Dan kunnen we met dezelfde netcapaciteit ruim 2x zoveel huizen aansluiten. De kosten zijn circa 10x lager dan van netverzwaring. Off-grid gaan is soms ook een optie.

Grondgebonden woningen zijn goed voor 19% van het elektriciteitsgebruik. Richting 2050 loopt dit op tot 22%. Hun flexpotentieel is echter veel hoger dan deze percentages doen vermoeden.

All electric woningen gaan bezien over het hele jaar maar liefst vier keer zoveel elektriciteit gebruiken. Dat komt doordat de gasketel vervangen wordt door een warmtepomp en de brandstofauto door een elektrische.*

* Het elektriciteits- en gasverbruik wordt goed weergegeven door Milieu Centraal.⁹⁹ Voor het werkelijke verbruik van brandstofauto's is het ICCT de beste bron, en vergeet dan niet circa 20% energie toe te voegen voor de productie van benzine of diesel.^{100,101}

Maar de piek die kan optreden en de hoeveelheid flexibiliteit die mogelijk wordt zijn nog veel groter. Woningen gebruiken gemiddeld maar enkele honderden watts aan vermogen terwijl ze allemaal een aansluiting hebben van 17 kW. Dat betekent dat woningen veel onbenutte aansluitcapaciteit hebben die een groot probleem óf juist een belangrijke oplossing voor netcongestie kan worden.

Figuur 8 toont aan de linkerkant hoe de piekbelasting voor een gemiddeld woonhuis zich bij de verschillende soorten aansturing ontwikkelt. Als potentiële flex onbenut blijft stijgt de belasting per huis naar 3,5 kW. Dat scenario noemen we NoFlex en is de zwarte lijn in de figuur. Uit het verschil met de dikke grijze lijn is te zien dat deze piekbelasting richting 2050 veel sneller stijgt dan het energieverbruik.

Flex die alleen rekening houdt met de kosten van de energiecomponent stijgt naar 2,7 kW. Dat scenario noemen we MyFlex en is zichtbaar als de blauwe lijn links in de figuur.

Als flex ook rekening houdt met transportcapaciteit gaat de piek fors omlaag naar 1,5 kW. Dat scenario noemen we

HolonFlex en is zichtbaar als de gele lijn links in de figuur. HolonFlex is het scenario waar we in dit rapport vooral aandacht voor vragen.

Rechts in Figuur 8 zien we wat dit doet met de maatschappelijke kosten. (Dit zijn de kosten zonder belastingen.) NoFlex piekt (vooral door de wachtrij) op 40 cent per kWh en eindigt op meer dan 20 cent per kWh. MyFlex piekt op 29 cent en eindigt op 13 cent. HolonFlex blijft relatief constant en komt nooit boven de 10 cent per kWh.

De kostenverschillen zijn grotendeels terug te voeren op de verzwaringskosten en congestieschade die veroorzaakt wordt door die hoge piekbelasting. Om te begrijpen waarom die piekbelasting bij HolonFlex zoveel lager is kunnen we eerst het beste kijken naar een grafiek met de hoogste piekbelasting op elke dag van het jaar.

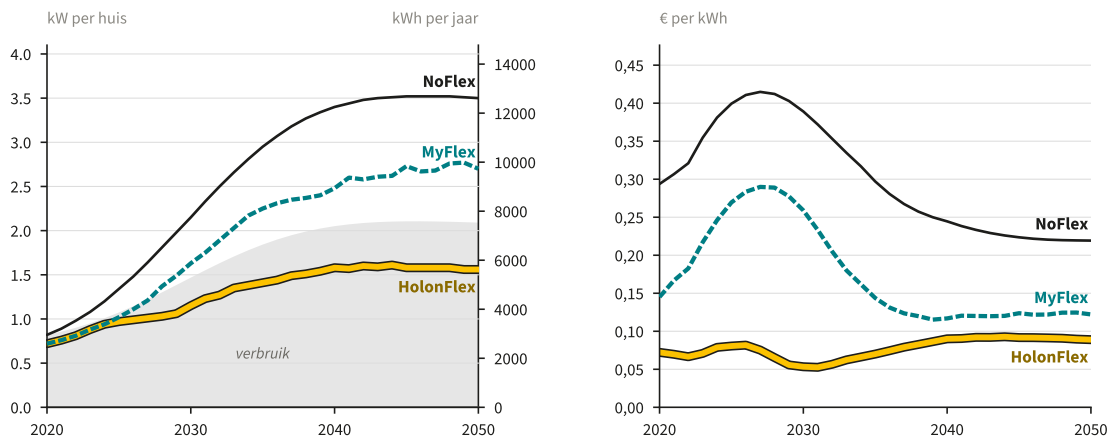
KERNCIJFERS

Maatschappelijke kosten elektriciteit per kWh rond 2040:

NoFlex €0,40

MyFlex €0,13

HolonFlex €0,10

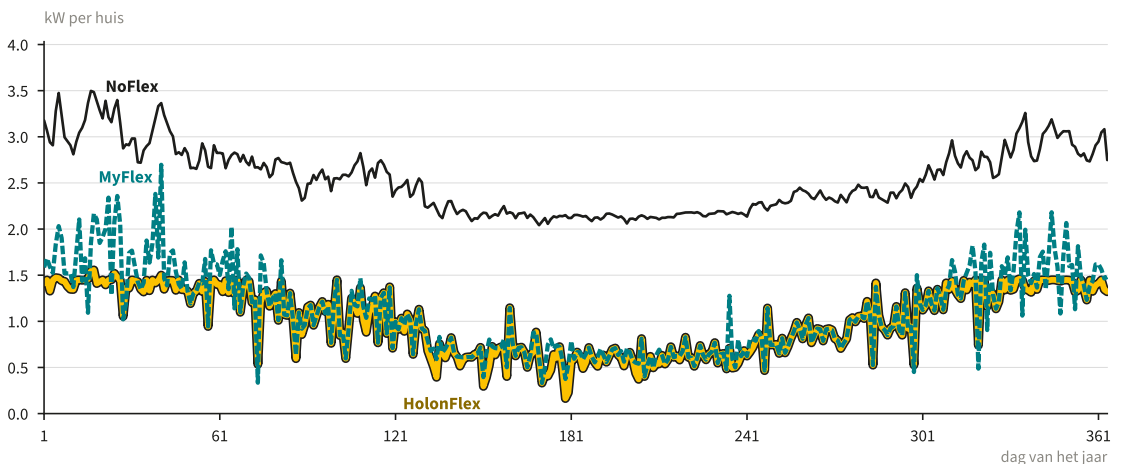


Figuur 8 **Piekbelasting en kosten in een woonwijk.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekbelasting (linker as) in kW voor een gemiddeld huishouden en het energieverbruik per jaar in kWh (op de rechter as). Met HolonFlex stijgt de piekbelasting langzamer dan het energieverbruik. De rechter figuur toont de maatschappelijke kosten van energie in verschillende jaren, waarbij de piek wordt veroorzaakt door congestieschade i.v.m. niet kunnen aansluiten.

De zwarte lijn (NoFlex) is duidelijk het hoogst. Goed te zien is dat de piek vooral in de wintermaanden ligt. Dat komt door warmtepompen. De blauwe lijn (MyFlex) is meestal aanzienlijk lager dan de zwarte. Hieruit blijkt dat het sturen van flex op basis van de prijs van de energiecomponent *meestal* tot een aanzienlijk lagere netbelasting leidt. Dat is logisch: *meestal* is energie duur op momenten dat de vraag groot is. Op die momenten moet er bijvoorbeeld een gascentrale worden aangezet en die is dan de prijszetter in de *merit order*.

Maar *soms* is dit niet zo. Zo kan het bijvoorbeeld heel hard waaien op de Noordzee zodat er wind in overvloed is en de prijs van de energiecomponent laag is, terwijl *tegelijk* de belasting van het elektriciteitsnet hoog is. Overigens komt dat soort momenten minder voor dan vaak wordt gedacht omdat flex de prijs vergaand dempt (zie paragraaf 4.4.1). Maar toch: *soms* is er een “perfect storm” die ineens voor een hoge piekbelasting zorgt.

HolonFlex (de gele lijn) biedt dan uitkomst. HolonFlex zegt eigenlijk: het kan wel zijn dat stroom nu goedkoop is, maar het elektriciteitsnet dreigt overbelast te raken en dat krijgt nu prioriteit. Dat doen we in dit model door de prijs van de transport-component zo hoog te maken dat alle flex eraan gaat werken om overbelasting te voorkomen.



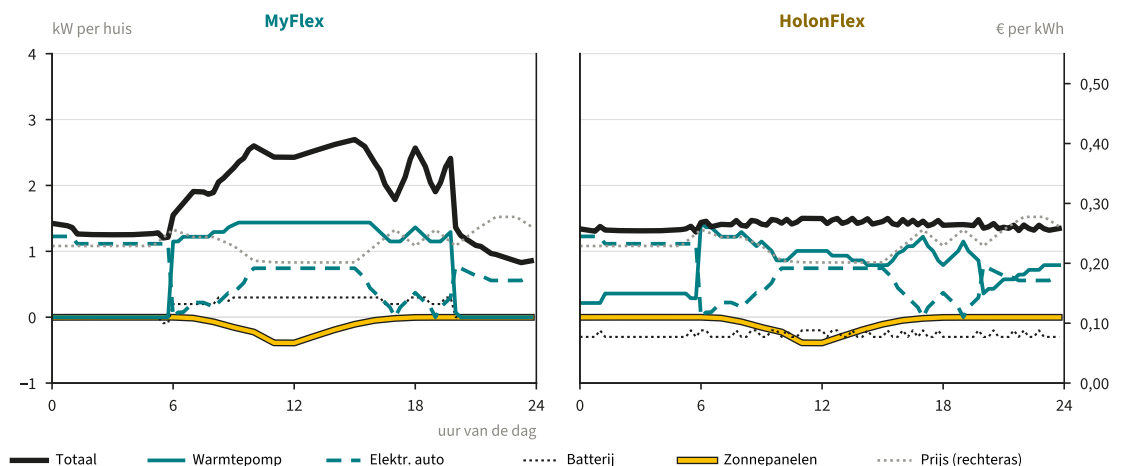
Figuur 9 Piekbelasting op alle dagen van het jaar 2050. Dit is de gemiddelde piekbelasting per huis voor een woonwijk onder de scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex.

Het resultaat is bijvoorbeeld duidelijk te zien op dag 41. De hoogste gezamenlijke piek per huis daalt dan van 3,4 kW bij NoFlex, naar 2,7 kW bij MyFlex, naar 1,5 kW bij HolonFlex. Anders gezegd: waar piekbelasting de beperkende factor is, kunnen met HolonFlex aansturing ruim 2x zoveel woningen gebouwd worden als wanneer flex niet slim wordt aangestuurd.[†]

Maar wat is er dan gebeurd op die dag 41? Laten we daar eens op inzoomen. Eerst over NoFlex. Zonder flex zouden zowel de elektrische auto als het reguliere gebruik rond 19:00 pieken. Samen met de warmtepomp was de totale piek dan 3,4 kW. Wij denken dat dit onrealistisch is. Voor mensen die een grotere rol van flex zien, is het ook een vorm van jezelf rijk rekenen omdat het voordeel van HolonFlex ten opzichte van NoFlex extreem groot is. Dus laten we het onrealistische NoFlex scenario even vergeten en ons concentreren op MyFlex en HolonFlex. Waar komt dat verschil op dag 41 vandaan?

Figuur 10 toont links dag 41 zoals die zou lopen bij MyFlex aansturing. De NoFlex piek van 3,4 is bij MyFlex aansturing een middagpiek van 2,7 kW geworden. Die piek in de middag komt door de energieprij. Die was in de middag het laagst door een combinatie van zon en (vooral) wind. Daarom

[†] De berekening is als volgt: $3,4/1,5=2,3$. Of anders gezegd: een transformator met 100 huizen die een gezamenlijke piek hebben van 3,5 kW per huis moet 350 kW piekbelasting aan kunnen. Een transformator met 230 huizen die een gezamenlijke piek hebben van 1,5 kW per huis moet een piek aan kunnen van 345 kW. Doordat de huizen hun flex gebruiken om pieken te vermijden kunnen er veel meer op dezelfde trafo.



Figuur 10 De dag met de hoogste piekbelasting van het jaar. Links het MyFlex scenario en rechts het HolonFlex scenario. Duidelijk is te zien dat de piek met HolonFlex veel lager is omdat de warmtepomp deels naar de ochtend en avond verschuift terwijl de batterij de hele dag teruglevert.

gingen de elektrische auto's die thuis waren in de middag maximaal laden. Dit verhoogde de prijs onvoldoende en dus gingen de warmtepompen rond deze tijd (en op deze koude dag) de piek flink verder verhogen: een "perfect storm".

Rechts in Figuur 10 zien we exact dezelfde dag alleen dan met HolonFlex aansturing. HolonFlex had als opdracht de piekbelasting beneden de 1,5 kW te houden. De elektrische auto kon in onze simulatie zijn tijdstip als eerste kiezen en toen was er nog weinig aan de hand. Dus daar is er vrijwel geen verschil. Maar toen kwam de warmtepomp en die werd middels het HolonFlex algoritme te verstaan gegeven dat er in de middag onvoldoende capaciteit over was. Daarom ging de warmtepomp meer verwarmen in de ochtend en avond en was de bijdrage aan de middagpiek lager. De batterij werd als laatste geoptimaliseerd en dit algoritme houdt rekening met de belasting op de volgende dag. Daarom laadde de batterij een dag eerder al op en werd hij vandaag continu ontladen. Het eindresultaat was een vrijwel continue belasting van 1,5 kW. Een veel minder hoge piek dan bij MyFlex en NoFlex dus.

HolonFlex verlaagt de piek dus veel betrouwbaarder dan een algoritme dat alleen stuurt op de energieprij. Daardoor hoeven de netbeheerders dan weer minder te verzwaren.

De kosten hiervoor vallen erg mee. Om dat te berekenen kijken we naar de maatschappelijke kosten van de energiecomponent. Dus zonder belastingen en puur de kosten voor het opwekken van energie. Met NoFlex was dat per huishouden 430 euro per jaar. Met MyFlex daalde dat naar 330 euro en met HolonFlex namen de energiekosten licht toe naar 360 euro.

KERNBODSCHAP

1 kW netverzwaring bij een huishouden kost circa 10x zo veel als die netverzwaring voorkomen met slimme HolonFlex aansturing.

Recent voerden wij ook een simulatieproject uit om na te gaan of een nieuwbouwproject van 1000 huizen zonder netconnectie doorgang zou kunnen vinden. Het antwoord was dat een naburige windmolen, zon op daken, batterijen en een dieselgenerator (voor minder dan 3% van de

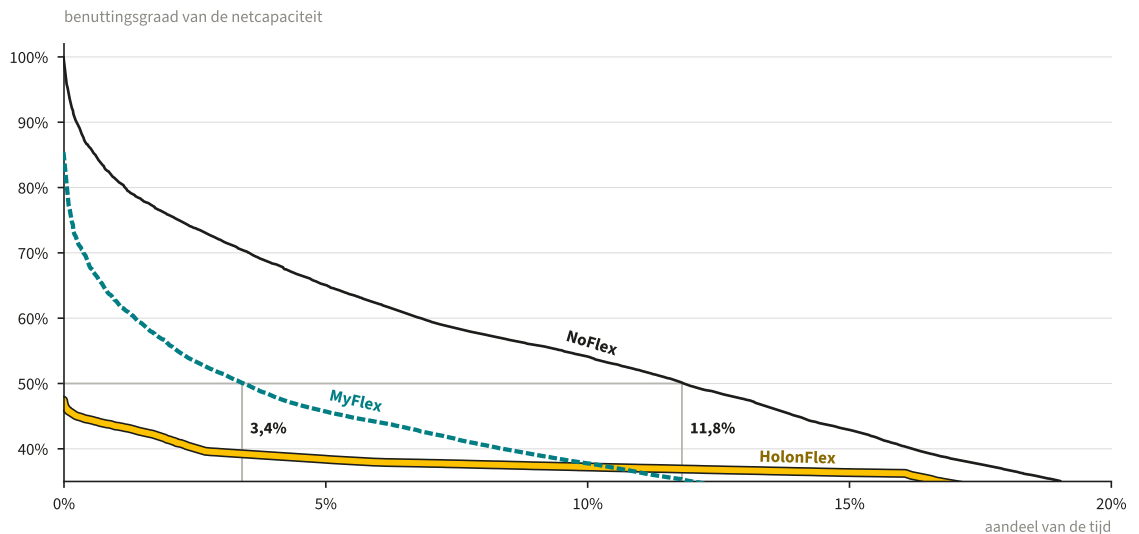
energiebehoefte) dit mogelijk konden maken voor minder dan 20 duizend euro per huishouden. Juridisch is echter een gedoogregeling of het accepteren door Nederland van CEC's nodig (zie paragraaf 3.2.5).

5.1.1 De tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels

Ten opzichte van NoFlex zorgt MyFlex voor 15% lagere pieken in onze simulatie. HolonFlex zorgt daarentegen voor wel 50% lagere pieken. HolonFlex leidt daardoor tot een sterke verlaging van verzwaringskosten en congestieschade.

Laten we om te beginnen kijken naar het aspect tijd en laten we het illustreren met onze simulatie van een woonwijk. De grafiek laat zien wat er aan de hand is. Alle kwartieren van het jaar in de woonwijk zijn geordend van hoogste naar laagste piek. De allerhoogste piek staat helemaal links, dan recht daarnaast de op één na hoogste piek. Enzovoorts. De grafiek laat de 20% van de tijd met de hoogste pieken zien.

Als de flex helemaal geen dynamische prikkel krijgt dan leidt dat tot wat in de grafiek de bovenste zwarte lijn is. De



Figuur 11 Netcongestie treedt maar een klein deel van de tijd op. De figuur toont de gesimuleerde piekbelasting van een woonwijk in 2035 in het NoFlex, MyFlex en HolonFlex scenario. De opgetelde netbelasting van 100 woningen voor elk kwartier van het jaar is berekend en geordend van de hoogste belasting in een kwartier (links) tot de laagste belasting (rechts). Dit wordt een belastingduurkromme genoemd. De getoonde grafiek zoomt in op de hoogste 20% van het jaar.

belasting van het net in deze woonwijk ligt dan 11,8% van de tijd boven de 50%. Dit noemen we het NoFlex scenario.

Als bewoners met flex gaan handelen op de energiemarkt verschuiven we naar de blauwe lijn daaronder. Dan liggen de pieken nog maar 3,4% van de tijd boven de 50% van de netcapaciteit. Dit noemen we het MyFlex scenario. De hoogste piek daalt in onze simulatie echter slechts met 15%. Dat is meer dan de 3-12% die je naar schatting van Berenschot met vaste tijdsblokken kunt bereiken maar het blijft beperkt.

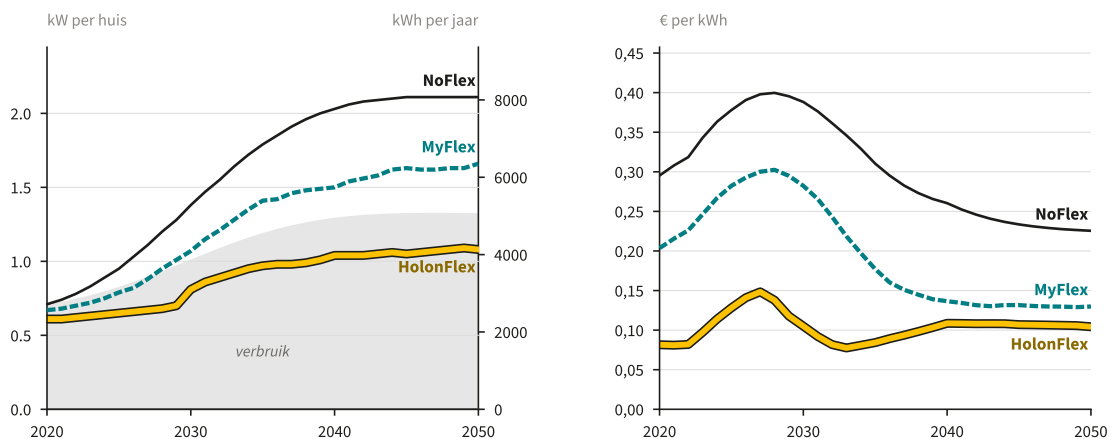
Interessanter wordt het als je daarnaast ook *gericht* gaat sturen op het voorkomen van netcongestie. Dan kom je terecht op de onderste gele lijn. Dat gaat de hoogste piek van het jaar met zeker 50% naar beneden. En het mooie is dat dit effect bereikt wordt door (anders dan met vaste tijdsblokken) maar een paar kwartieren per jaar te beïnvloeden. Bovendien is een dynamische congestieprikkel veel betrouwbaarder dan marktsturing of vaste tijdsblokken. Zolang je de problemen een dag van tevoren ziet aankomen kan je flex heel gericht aansturen om ze te voorkomen.

5.2 Meergezinswoningen

Meergezinswoningen kenmerken zich door minder PV, EV en warmtevraag maar gedragen zich verder vergelijkbaar met eengezinswoningen.

Om woningen in het centrum van de stad te representeren is gebruik gemaakt van publieke gegevens over wijken met veel meergezinswoningen c.q. appartementen. In onze simulatie vertegenwoordigt deze sector – nu en in de toekomst – circa 9% van de elektriciteitsvraag.

Figuur 12 toont het resultaat van onze simulatie en qua vorm zijn de overeenkomsten met de grafieken van eengezinswoningen groot. Achter de schermen zijn er toch grote verschillen (zie appendix). Zo is er circa 80% minder zonopwek, 70% minder warmtepompgebruik en 40% minder EV-gebruik.



Figuur 12 **Piekbelasting en kosten in een wijk met veel appartementen.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekbelasting (linker as) in kW voor een gemiddeld huishouden en het energieverbruik per jaar in kWh (op de rechter as). Met HolonFlex stijgt de piekbelasting langzamer dan het energieverbruik. De rechter figuur toont de maatschappelijke kosten van energie in verschillende jaren, waarbij de piek wordt veroorzaakt door congestieschade i.v.m. niet aansluiten.

5.3 Bedrijventerreinen

Op bedrijventerreinen is de congestieschade nu al hoog. Met slimme flexsturing en in het bijzonder HolonFlex kan die schade sterk omlaag. Dan moet de netbeheerder echter wel data gaan delen en sturen op het voorkomen van netcongestie gaan belonen.

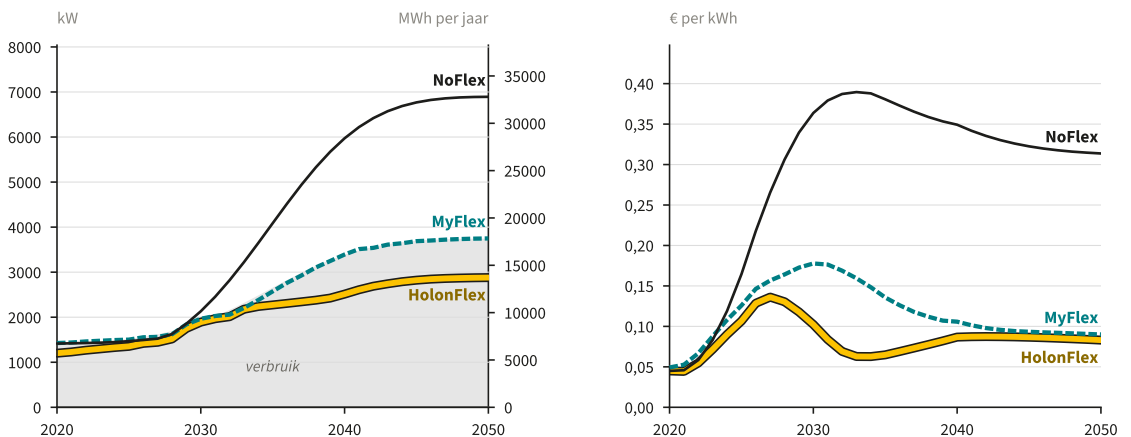
Bedrijventerreinen zijn goed voor 27% van het elektriciteitsgebruik in 2020, licht afnemend tot 26% in 2050. Hier is de wachtrijproblematiek nu al het meest nijpend met schade van in ieder geval 5 miljard euro per jaar en deze schade loopt op (zie paragraaf 4.9.2).

De dynamiek is anders dan in woonwijken omdat de aansluiting van bedrijven beter benut wordt. Waar woonhuizen gemiddeld 5% van hun contractcapaciteit benutten is dit bij bedrijven eerder 30%.[‡]

Contractcapaciteit zegt maar beperkt iets over gemiddelde versus theoretische piekbelasting van het lokale net maar ook deze zal bij bedrijven hoger zijn. Niettemin geldt ook voor bedrijventerreinen dat de netbeheerder 20% capaciteit in reserve houdt voor groei tot aan netverzwaring en 40% in verband met veiligheidsmarges.[§] Dit bovenop de pieken die de netbeheerder niet gericht probeert te verlagen.

‡ Zelfs full electric woningen die over het hele jaar 7000 kWh verbruiken, gebruiken gemiddeld genomen maar 0,8 kW terwijl hun capaciteit 17 kW is. Dat is gemiddeld 5% van de maximale capaciteit. Bij bedrijven is er geen algemene uitspraak te doen omdat het enorm verschilt per bedrijf. Er is industrie die met ploegendiensten haar apparatuur en netaansluiting 24/7 bijna vol bezet houdt en er zijn bedrijven die af en toe pieken hebben. Maar gemiddeld genomen is de benuttingsgraad van bedrijven veel hoger dan die van woningen.

§ Zie paragraaf 4.9.2 waarin de Boston Consulting Group stelt dat circa 20% van het net vrijgehouden wordt voor toekomstige uitbreiding en 40% voor risicobuffers en storingsreserve.



Figuur 13 **Piekbelasting en kosten op een bedrijventerrein.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekbelasting (linker as) in kW voor het bedrijventerrein en het energiegebruik per jaar in kWh (op de rechter as). Met HolonFlex stijgt de piekbelasting langzamer dan het energieverbruik. De rechter figuur toont de maatschappelijke kosten van energie in verschillende jaren, waarbij de piek wordt veroorzaakt door congestieschade i.v.m. niet kunnen aansluiten.

Figuur 13 toont links dat de belasting in het NoFlex scenario (de zwarte lijn) extreem zou toenemen. Rechts is te zien dat de daaruit volgende congestieschade de maatschappelijke kosten per kWh opdrijft tot bijna 40 cent. Het is echter onrealistisch om te veronderstellen dat dit gaat gebeuren. De meeste bedrijven zullen dit niet lijdzaam ondergaan maar door een combinatie van flex (vooral batterijen) en dieselgenerator alsnog in de belangrijkste uitbreidingsplannen voorzien. Dit is de blauwe MyFlex lijn.

MyFlex betekent dat bedrijven hun profiel sterk afvlakken en hun benuttingsgraad van het net sterk verhogen. Op zich is dit goed want zo wordt de dure netinfra beter benut en neemt de congestieschade sterk af zoals te zien is aan de rechterkant van de figuur. Voor de netbeheerder betekent dit echter dat het net fors zwaarder belast gaat worden omdat de zogenaamde gelijktijdigheidsfactor sterk toeneemt. Simpel gezegd: vroeger had het ene bedrijf op het ene moment een piek en het andere bedrijf op een ander moment een piek en gebruikten ze gemiddeld genomen maar zeg 30% van hun contractuele capaciteit. Nu gaan ze echter continu dichter richting hun maximale contractuele capaciteit. Netbeheerders bieden soms een groepstransportovereenkomst aan maar dit is voor bedrijven zelden interessant.

Als bedrijven wel gebruik maken van flex maar geen rekening houden met netcongestie (MyFlex) krijgen we te maken met bedrijventerreinen waar regelmatig de stroom uitvalt. Anders dan je misschien zou denken, is dit niet zonder meer negatief, want de kans is groot dat de maatschappelijke kosten van incidentele stroomuitval lager zijn dan de congestieschade die ontstaat als bedrijven simpelweg niet uit kunnen breiden of überhaupt niet kunnen worden aangesloten. Bedrijven met voldoende financiële ruimte kunnen zich bovendien indekken tegen dit risico met een back-up generator voor als de stroom tijdelijk uitvalt. Maar er is een betere weg.

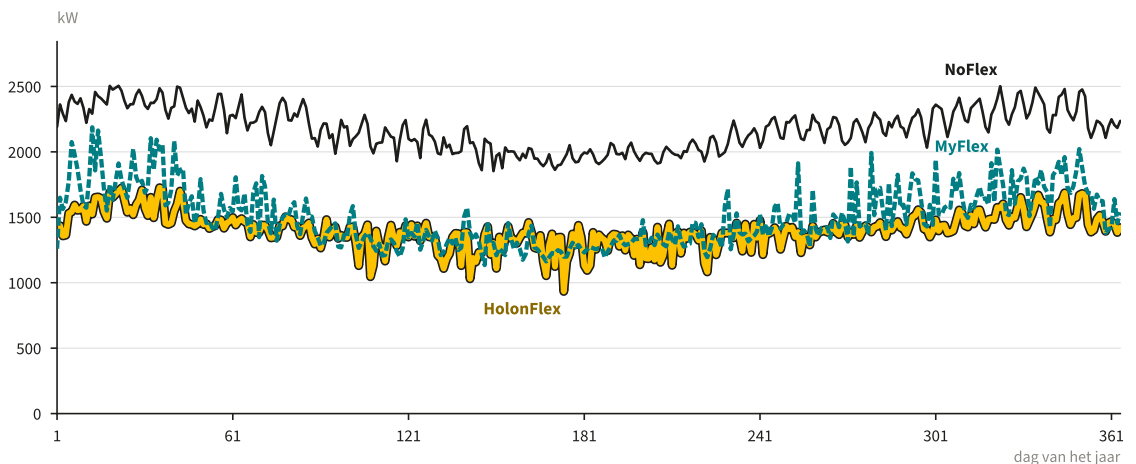
HolonFlex laat zien dat de piekbelasting nog fors omlaag kan. Bovendien is de piek dan beheerst en kunnen we zorgen dat het net niet onverwacht uitvalt wat veel kostbaarder is dan wanneer een bedrijf erop kan plannen.[¶] Zenmo is

¶ Wij gaan ervan uit dat congestieschade 50 cent per kWh is voor bedrijven en 25 cent voor de industrie. Daarmee zitten wij aan de lage kant. Het is bovendien ruim 100x minder dan uitvalschade.

marktleider in de niche van het simuleren van potentiële energiehubs en wij moeten constateren dat deze kansen nu niet benut worden door gebrekkige toegang tot netdata en doordat slimme sturing niet wordt toegestaan.

Figuur 14 laat de voordelen van MyFlex en vooral HolonFlex zien in termen van piekverlaging voor alle dagen van het jaar. Met NoFlex is de hoogste piek 2500 kW, met MyFlex 2150 en met HolonFlex 1700. Overigens is elk bedrijventerrein anders en is dit een toekomstige situatie op een terrein met een flinke hoeveelheid elektrische trucks. Het gaat hier dan ook niet zozeer om het absolute getal per terrein maar om de trend.

Verder is er een interessante optie die in onze huidige HolonFlex simulatie nog niet is meegenomen. Het is namelijk goed mogelijk dat de reden dat de netbeheerder een bedrijf op een bedrijventerrein niet wil aansluiten in congestie op een hoger netvlak ligt. Zo'n hoger netvlak wordt in veel gevallen ook gedeeld met woonwijken. In die gevallen kan de flex van woonwijken (met hun vergaand andere profiel en hun overvloedige aansluitcapaciteit per huis) bedrijventerreinen helpen. Zulke multi-echelon optimalisatie wordt ook besproken in paragraaf 3.1.6.



Figuur 14 **Piekbelasting op alle dagen van het jaar 2050**. Dit is de gemiddelde piekbelasting per bedrijventerrein onder de scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex.

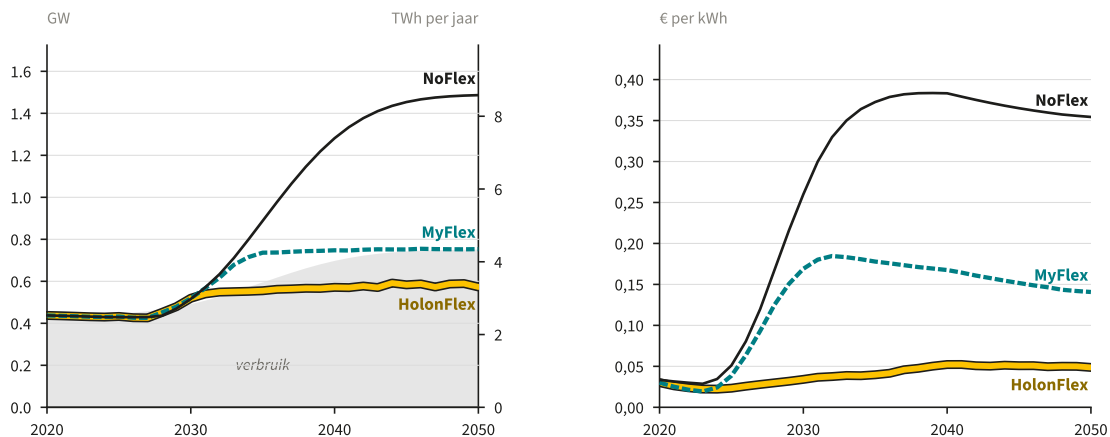
5.4 Agrariërs

Agrariërs zijn qua elektriciteitsverbruik een kleine groep: nu minder dan 3% en in 2050 eerder 2%. Toch is de groep bijzonder interessant omdat zij de rest van Nederland niet alleen voedsel maar ook energie uit zon en wind kunnen gaan leveren.

In dit onderzoek concentreren we ons echter niet op teruglevering maar op afname. Die afnamepiek kan ondanks het geringe elektriciteitsverbruik toch flink oplopen als de flexibiliteit helemaal niet dynamisch wordt gestuurd.

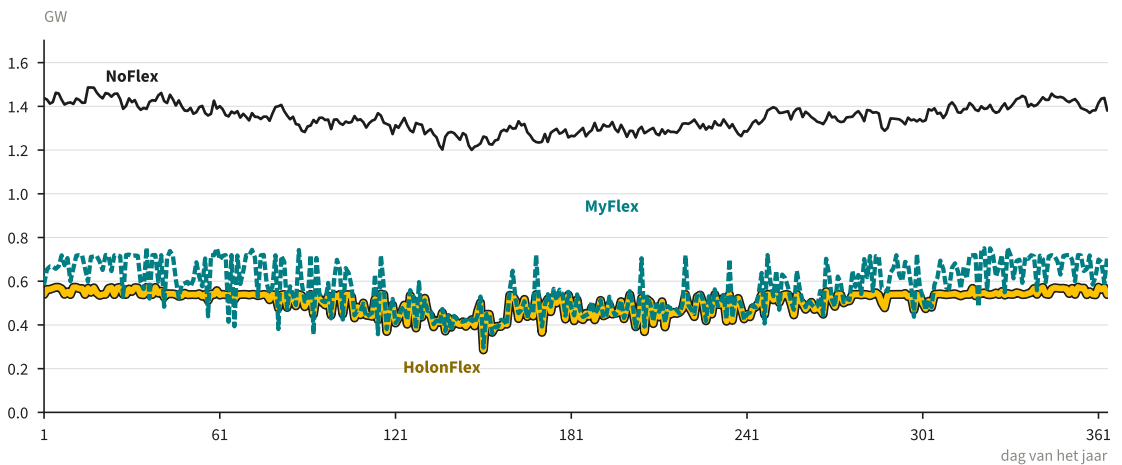
In principe zou het leveren van zon en wind nooit een probleem voor het net mogen zijn. Immers: als de pieken zo hoog worden dat de stoppen door dreigen te slaan kunnen we zon en wind gewoon curtailen. Helaas laat de implementatie hiervan op zich wachten. Zo verstuurde Enexis kort geleden een brief naar boeren in Brabant* dat ze zich erop voor moesten bereiden dat Enexis af en toe onverwacht de elektriciteit zou afschakelen in verband met overschotten aan zon.

* De brief is o.a. verstuurd naar de vader van een Zenmo-medewerker in Brabant. Gesprekken onder ontvangers wijzen erop dat zij vooral gefrustreerd zijn dat er geen waarschuwing of handelingsperspectief wordt besproken.

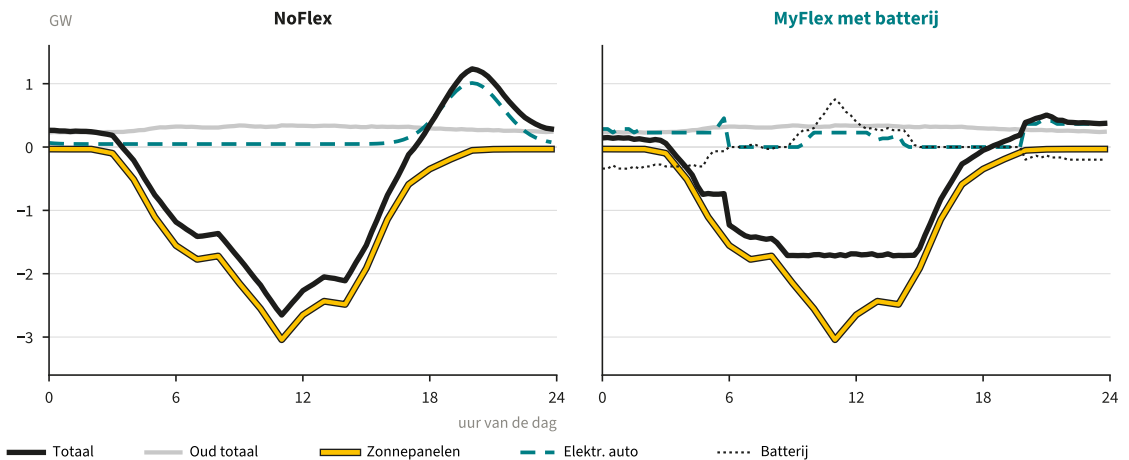


Figuur 15 **Piekbelasting en kosten op een agrarisch terrein.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekafname (linker as) in kW voor het agrarisch terrein en het energiegebruik per jaar in kWh (op de rechter as). Met HolonFlex stijgt de piekafname langzamer dan het energieverbruik. De rechter figuur toont de maatschappelijke kosten van energie in verschillende jaren met netverzwaring als belangrijkste kostenpost.

Inverters van zonnepanelen kunnen zelf afschakelen als het voltage te hoog wordt dus waarschijnlijk ging het hier over te veel collectieve teruglevering op een hoger netniveau. Zou het niet eleganter zijn om bezitters van zonnepanelen (met satellietfoto's makkelijk te herkennen) snel een aanbod te doen voor het bij problemen gericht terugregelen van zonne- en wind-overschotten?



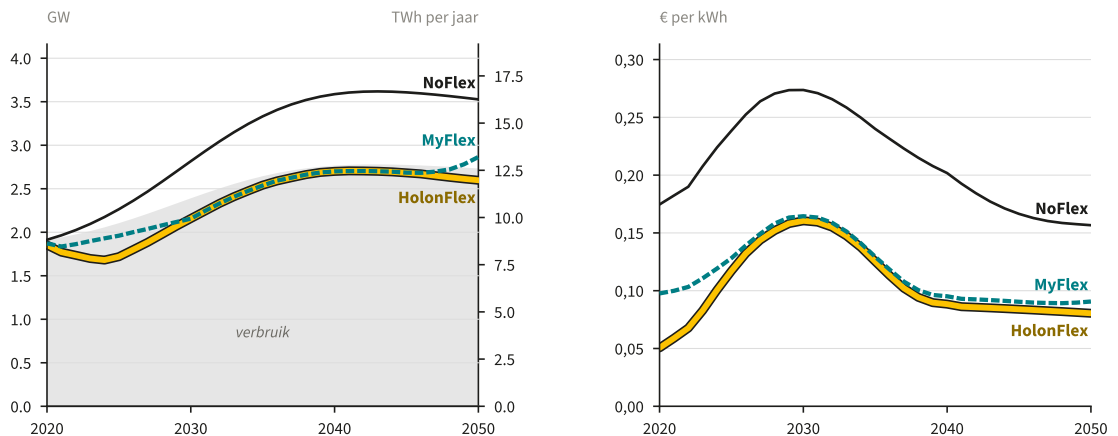
Figuur 16 **Piekbelasting op alle dagen van het jaar 2050.** Dit is de gemiddelde **afnamepiek** per agrarisch terrein onder de scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex.



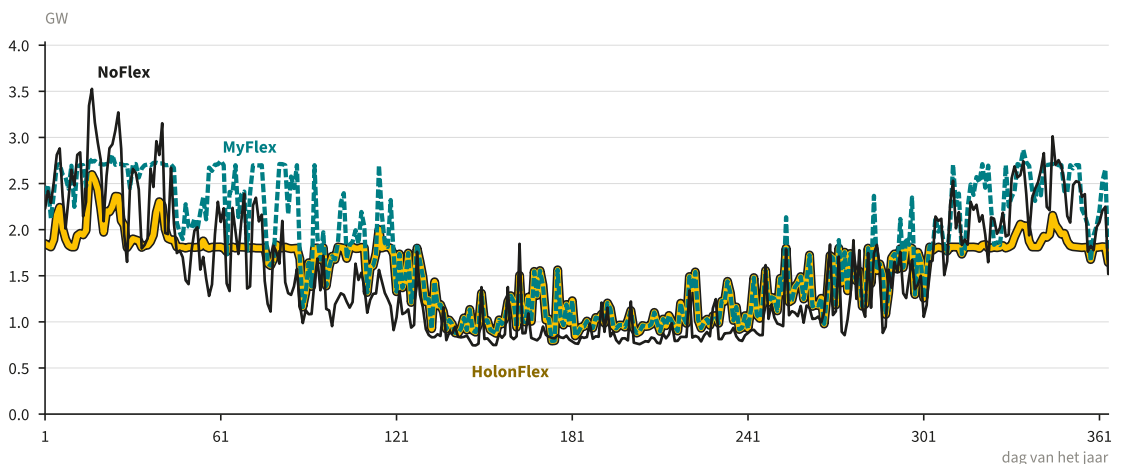
Figuur 17 **MyFlex en HolonFlex beperken in onze simulatie de afname maar niet de teruglevering.** Toch wordt ook de terugleverpiek minder extreem als het overige verbruik rekening houdt met energieprijzen. Gericht sturen om te veel teruglevering te voorkomen is relatief simpel als de netbeheerder op de paar momenten dat dit een financiële prikkel biedt.

5.5 Publieke sector

De publieke sector neemt qua verbruik af van circa 9% nu naar circa 5% in 2050. Wat betreft het verschil tussen MyFlex en HolonFlex is dit de minst interessante sector.



Figuur 18 **Piekbelasting en kosten voor de publieke sector.** Net als in alle sectoren is flex die rekening houdt met de energiegcomponent goed voor het verlagen van de piekbelasting en systeemkosten. Verder is er weinig verschil tussen MyFlex en HolonFlex omdat de elektrische auto's en warmtepompen bij MyFlex overdag al relatief gelijkmatig laden zodat de piekbelasting door HolonFlex nauwelijks verder beperkt kan worden.



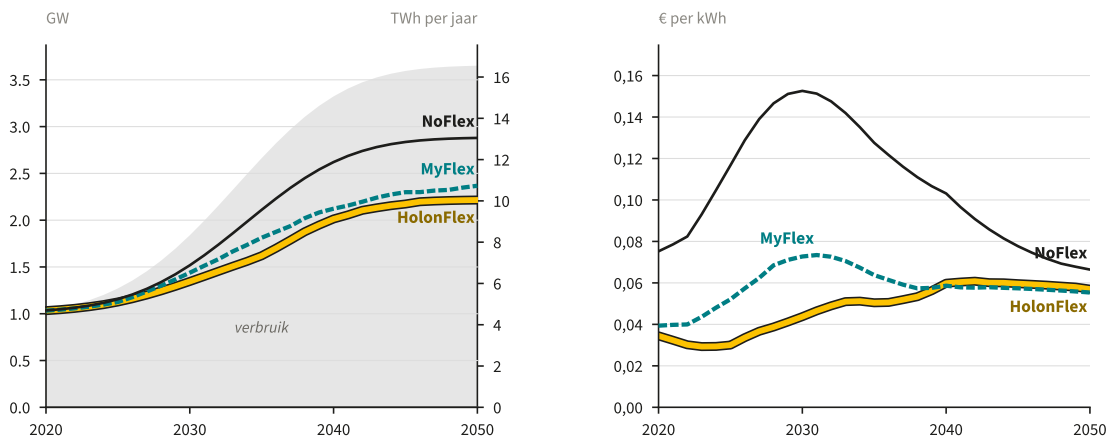
Figuur 19 **Piekbelasting op alle dagen van het jaar 2050.** Dit is de gemiddelde piek onder de scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Door warmtepompen in de winter die nauwelijks verder afgetoet kunnen worden presteren MyFlex en HolonFlex qua piekbelasting vergelijkbaar. Hier is zelfs te zien dat ons HolonFlex algoritme af en toe onnodig de pieken afvlakte gezien de hoogste piek van het jaar.

5.6 Industrie

Industrie is verantwoordelijk voor maar liefst 33% van de totale elektriciteitsvraag en door nieuwe industrie zoals datacenters kan dit wel eens meer dan 40% worden. Qua grootte dus een belangrijke categorie.

Helaas is het lastig om over industrie in algemene zin uitspraken te doen: elke grote industrie is anders en de wet van de grote getallen die woonwijkstudies zo representatief maakt gaat hier niet meer op. Om dit goed te doen zou iemand de grote gebruikers stuk voor stuk in detail moeten onderzoeken op flexpotentieel en dat viel buiten de scope van deze studie.

Het NoFlex scenario leidt hier tot grote congestieschade maar zeker bij deze groep is dat niet realistisch: zij zullen als ze elektriciteit tekortkomen zelf een grote gasgenerator neerzetten die per kWh relatief goedkoop is. Wij zijn in deze studie uitgegaan van een zeer conservatieve 25 cent per kWh om de congestieschade beperkt te houden. Aan de andere kant: de kans is reëel dat juist grote industrie simpelweg verhuist van Nederland naar een land waar ze wel goedkope elektriciteit kunnen krijgen. En als daar veel banen of veel inkomsten voor Nederlandse aandeelhouders mee gemoeid zijn kan de congestieschade juist snel oplopen.



Figuur 20 **Piekbelasting en kosten voor de industrie.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekbelasting in GW (linker as) en het energiegebruik per jaar in TWh (rechter as). Rechts de maatschappelijke kosten per kWh. Let op: de industrie betaalt vrijwel geen energiebelasting en gebruikt haar netaansluiting relatief efficiënt, en daardoor zijn maatschappelijke kosten zeker hier erg afwijkend van prijzen die eindgebruikers betalen.

Wij hebben in eerste instantie – wederom conservatief – relatief weinig flexpotentieel verondersteld. Maar we bleken daarin ongelijk te hebben. Ons beeld was gebaseerd op continue procesindustrie waar het gemiddelde elektriciteitsverbruik vaak tussen de 70% en 90% van de contractcapaciteit zit.¹⁰² Maar zelfs hier blijkt met batterijen veel mogelijk.¹⁰³ Ook blijken er juist hier veel procesbuffers te zijn die je kunt benutten voor vraagsturing,^{104,105} zeker als je het organisatieproces kunt beïnvloeden.¹⁰³

UIT DE PRAKTIJK

Er was eens een CEO van een grote netbeheerder die op bezoek kwam bij een groot metaalbedrijf om te onderzoeken of zij niet meer flexibiliteit konden bieden. In eerste instantie leek er weinig flexibiliteit mogelijk, maar net voor het einde van het gesprek herinnerde iemand van het bedrijf zich dat ze nog wel een paar “warmhoudertjes” hadden uit de tijd dat het nachttarief flink lager was. Dit bleken geïsoleerde 40-voetscontainers te zijn die konden fungeren als “thermoskannen voor gesmolten staal”. Als het bedrijf deze “warmhoudertjes” dagelijks zou gebruiken dan ging het om circa 200 MWh per dag, vergelijkbaar met maar liefst 30 duizend *all electric* huizen.

Wetenschappelijk onderzoek naar de flexibiliteit van de staalindustrie bevestigt het beeld dat deze anekdote schetst.¹⁰⁶

Bij voedingsindustrie, machinebouw, kunststofverwerking etc. gaan we richting de 50% tot 70% met duidelijke fluctuaties over de dag.¹⁰⁶ In deze gevallen zouden batterijen al snel interessant kunnen worden. Denk voor grote lange pieken op termijn ook aan flow-batterijen van bedrijven als het [Nederlandse Elestor](#). En voor andere industrie is er nog meer mogelijk. Zo zou de Duitse industrie minimaal 15 minuten [10 GW flex](#) kunnen leveren met uitzicht op 20 GW.¹⁰⁷ In de VS is in het beleidsdebat een [recente studie van Tyler Norris](#)¹⁰⁸ bijzonder invloedrijk geworden met de constatering dat als bedrijven de 0,5% meest problematische uren hun verbruik kunnen pauzeren dit circa 100 GW aan vermogen vrijmaakt. Beide studies sluiten nauw aan op onze constatering dat sturing op heel weinig uren al tot grote piekverlaging kan leiden als je gericht kunt sturen.

5.6.1 Datacenters

AI datacenters staan op dit moment in het centrum van de aandacht omdat er duizenden miljarden in worden geïnvesteerd. Veel recent onderzoek wijst erop dat – anders dan wij verwacht hadden – juist zulke datacenters aanzienlijke flex kunnen bieden.^{108–118} Een studie in *Nature*¹¹⁸ getiteld *AI data centres as grid-interactive assets* liet zien dat 25% lagere netbelasting tijdens piekuren mogelijk bleek zonder de AI-dienstverlening van een representatief datacenter negatief te beïnvloeden. Zhou et al.¹¹⁷ berekenden dat de AI-gerichte datacenters veel meer flex kunnen leveren dan traditionele datacenters. Je et al.¹¹⁶ (in preprint) constateren dat in AI datacenters minimaal 10% van het energiegebruik extreem gevoelig is voor dynamische prijsprikkels en NVIDIA ontwikkelde speciaal hiervoor “Power Profiles”¹¹³. Google heeft met netbeheerder Centrica in België afspraken¹¹⁴ die niet-urgente rekentaken zoals het verwerken van YouTube-video verschuiven naar momenten van lage netbelasting. Het Rocky Mountain Institute zette recent op een rij¹¹² hoe datacenters mee kunnen bewegen met zon en wind, *stranded assets* bij netbeheerders kunnen voorkomen en de kosten voor de belastingbetaler kunnen beperken.

Afgezien daarvan zijn er grote voordelen te boeken door het op de juiste locatie realiseren van nieuwe industrie. Als we de plannen voor een nieuw datacenter bijvoorbeeld verplaatsen van Maastricht naar een plek aan de kust waar wind op zee aanlandt, dan is de reductie in netverzwaring enorm. En bij datacenters is er ook een groot verschil tussen trainingssessies – die veel energie vragen en weinig flex bieden – en gebruik van AI. Nieuw onderzoek van Microsoft kwantificeert dit¹¹⁵. Zeker die trainingssessies zouden we misschien in zijn geheel moeten verplaatsen naar plekken waar netcongestie geen issue is. AI datacenters staan op dit moment open voor alles wat hun snellere aansluitcapaciteit levert.

Er is dus zelfs in de industrie en juist in de datacenters veel potentieel en het is zaak hier beleid op te ontwikkelen. Wij hebben dat binnen de scope van onze studie echter niet meegenomen.

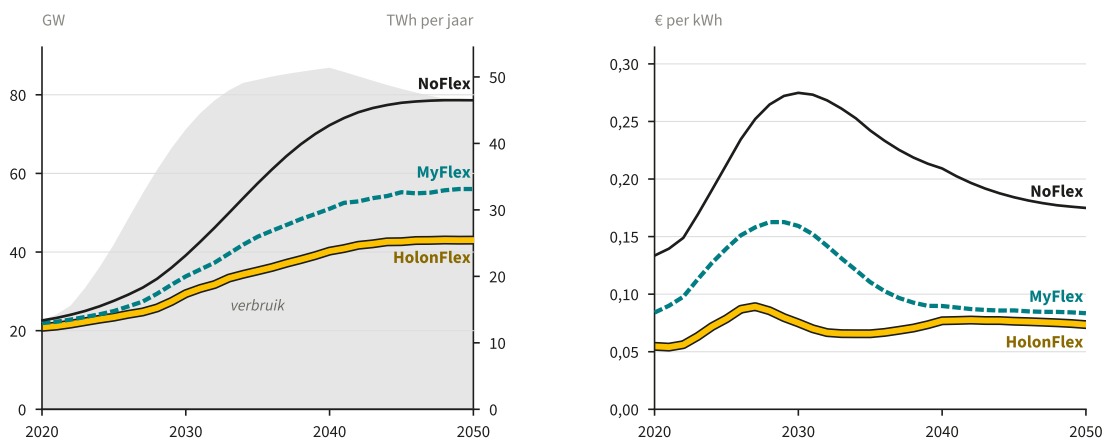
5.7 Nederland

Voor Nederland is er veel te winnen met het slim aansturen van flexibiliteit in plaats van de huidige vrijwel exclusieve focus op verzwaren. Vergeleken met verzwaren is slimme sturing van flex snel en kosteneffectief. Op nationaal niveau leidt HolonFlex in onze simulatie tot een 23,2% lagere piekbelasting, 155 miljard lagere congestieschade en 47 miljard lagere verzwarkosten in 2050 dan MyFlex.

Dit is een exploratieve studie die extra lastig is omdat de netbeheerders vrijwel geen data delen maar dat deel van het beeld is helder, zowel op basis van de wetenschappelijke literatuur als op basis van onze simulatie.

Figuur 21 toont wat de optelsom van wijksimulaties oplevert. De zwarte lijn toont het NoFlex scenario waarin flex in het geheel niet reageert op marktvloeden. De blauwe lijn toont het MyFlex scenario waarin eindgebruikers sturen op de kosten van de energieweetcomponent. De gele lijn ten slotte toont het HolonFlex scenario waarin flex ook stuurt op de netcomponent. De piekbelasting stijgt dan veel langzamer wat zorgt voor veel lagere congestieschade en minder noodzaak tot netverzwaring.

Overigens is er hierbij van uitgegaan dat *alle* flex volgens het scenario wordt aangestuurd. Als er minder gebruikers

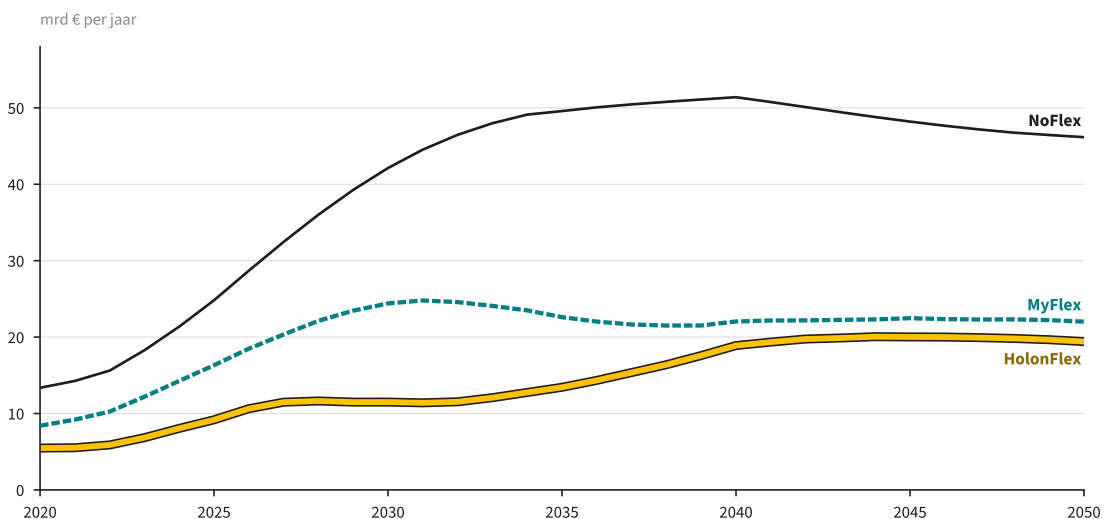


Figuur 21 **Piekbelasting en kosten in heel Nederland.** Dit voor de drie scenario's NoFlex, MyFlex en HolonFlex. Links een figuur met de piekbelasting in GW (linker as) en het verbruik in TWh (rechter as). Met HolonFlex stijgt de piekbelasting langzamer dan het energieverbruik. De rechter figuur toont de maatschappelijke kosten van energie in verschillende jaren, waarbij de piek wordt veroorzaakt door congestieschade i.v.m. niet kunnen aansluiten.

meedoen met MyFlex en/of HolonFlex neigen de resultaten dus meer naar NoFlex. Verder negeert deze eerste simulatie bij gebrek aan data van de netbeheerder en tijd het positieve effect dat flex kan hebben als er over meerdere netvlakken tegelijk geoptimaliseerd wordt.

Figuur 22 laat zien wat dit betekent voor de jaarlijkse kosten. Wie bedenkt dat de Deltawerken in huidige euro's ongeveer 7 miljard in totaal zouden kosten beseft dat het hier om serieuze hoeveelheden geld gaat. In totaal zou NoFlex 1240 miljard kosten over de periode 2020-2050, MyFlex 612 miljard en HolonFlex 421 miljard.

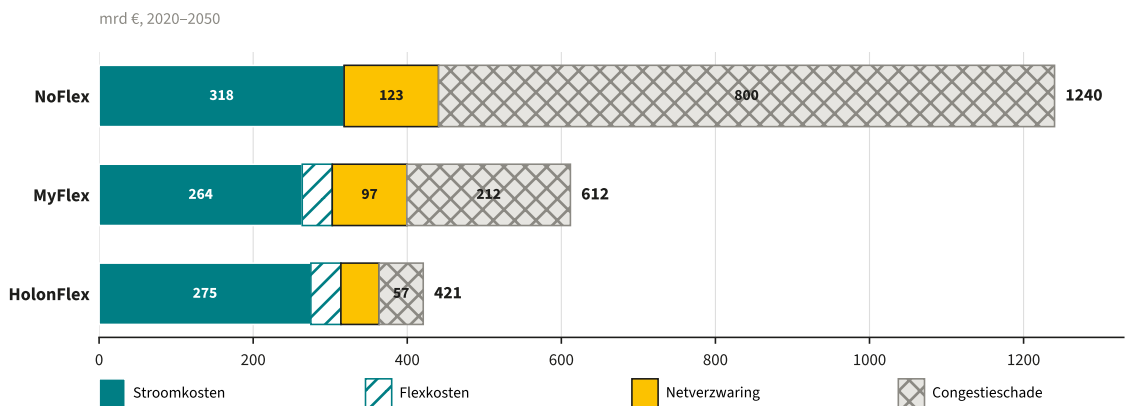
Figuur 21 (en Tabel 6) geeft een uitsplitsing van die kostenposten over de volledige periode. Wat allereerst opvalt is dat onze congestieschade ondanks onze relatief optimistische assumpties (zie paragraaf 4.9.2) het verschil tussen de scenario's domineert. Wat vervolgens opvalt is dat onze verzwaringskosten zelfs in het NoFlex scenario de helft zijn van wat de netbeheerders denken nodig te hebben voor het net op land en dit laatste kunnen wij niet goed verklaren. Zo bezien zijn onze inschattingen waarschijnlijk een ondergrens. Meer duidelijkheid zal ontstaan wanneer de netbeheerder meer inzicht geeft in de geplande bestedingen.



Figuur 22 **Jaarlijkse kosten van de verschillende scenario's**. Uitgedrukt als maatschappelijke kosten van elektriciteit bij verschillende scenario's qua aansturing van flex.

Hoe die cijfers geïnterpreteerd moeten worden is geen uitgemaakte zaak. Hoeveel flex gaat realistisch gezien meedoen met welk scenario? Zijn de congestiekosten overschat of juist onderschat? Zijn de verzwaringskosten onderschat? Is de adoptie van het scenario Koersvaste Middenweg te optimistisch of juist pessimistisch?

Als wij toch een voorzet doen denken wij dat de congestieschade door de maatschappij – met of zonder hulp van politiek, netbeheerder en ACM – sowieso relatief snel richting MyFlex gebracht gaat worden. Daarmee neemt die kostenpost af van de circa 800 miljard die het met NoFlex zou zijn naar de circa 200 miljard die het met MyFlex wordt. De mate waarin die daling gerealiseerd wordt is vooral afhankelijk van de snelheid waarmee de bewustwording en de benodigde investeringen plaatsvinden. Om de congestieschade verder te verminderen naar de circa 60 miljard van HolonFlex is snelle actie richting een tijd- en plaatsafhankelijke prikkel van belang door ACM, de netbeheerder en in mindere mate de minister van EZK. Zie aanbevelingen.



Figuur 23 **Maatschappelijke kosten in de drie scenario's**. Merk op dat de netbeheerder voor het net op land uitgaat van circa 250 miljard euro t/m 2050 terwijl wij op 123 miljard bij NoFlex, 97 miljard bij MyFlex en 50 miljard bij HolonFlex komen. Dit verschil kunnen wij op basis van publiek beschikbare informatie niet verklaren.

De overige drie kostenposten (stroomkosten, flexkosten en netverzwakingskosten) zijn sterk aan elkaar gerelateerd. Slimme flex kost geld maar verlaagt niet alleen de congestieschade maar ook de stroomkosten (door inkopen op momenten dat de stroom goedkoop is) en de netverzwaring (door het verlagen van de piekbelasting).

Door HolonFlex nemen ten opzichte van MyFlex de stroomkosten licht toe (van 264 naar 275 miljard) omdat flex assets soms rekening moeten houden met netcongestie in plaats van de laagste prijs. Maar tevens voorkomt het circa 50 miljard aan netverzwaring en circa 150 miljard congestieschade als het door iedereen snel ingezet zou worden.

Of die maatschappelijke baten opwegen tegen de complexiteit van het versneld invoeren van dynamische nettarieven en holons is een vraag die wij niet kunnen beantwoorden, maar in onze aanbevelingen gaan wij in op wat er zou moeten gebeuren als hier interesse voor zou zijn. Dit deels op basis van de literatuur beschreven in de eerste hoofdstukken en deels op basis van discussies met lagere overheden en marktpartijen de afgelopen decennia.

5.8 Conclusie

Slimme aansturing van flex verlaagt de pieken in het elektriciteitsgebruik aanzienlijk. Sturing aan de hand van energieprijzen helpt tegen pieken maar sturing op energieprijzen én congestie is nog veel effectiever.

Bij eengezinswoningen (19-22% van het elektriciteitsverbruik) daalt de piekbelasting per huishouden bij HolonFlex naar 1,5 kW, tegenover 2,7 kW bij MyFlex en 3,5 kW bij NoFlex – waardoor ruim twee keer zoveel woningen op dezelfde netcapaciteit kunnen worden aangesloten. Dit komt doordat HolonFlex elektrische voertuigen, warmtepompen en batterijen zo aanstuurt dat netcongestie wordt vermeden, ook als de energieprijs op dat moment juist laag is. Meergezinswoningen (9%) gedragen zich vergelijkbaar, met minder zon, warmtepompen en EV's.

Bij bedrijventerreinen (26-27%) is de congestieschade nu al hoog (minstens 5 miljard euro/jaar); HolonFlex neemt deze congestieschade grotendeels weg. Bij agrariërs (2-3%) speelt vooral de afnamepiek, maar gericht sturen kan overmatige teruglevering van zon en wind geheel wegnemen. De publieke sector (5-9%) profiteert nauwelijks extra van HolonFlex ten opzichte van MyFlex. Industrie (33%, oplopend naar 40%) is lastig te generaliseren, maar blijkt meer flexpotentieel te hebben dan aanvankelijk aangenomen – met nieuwe AI datacenters als opvallend flexibel voorbeeld.

Op nationaal niveau leidt HolonFlex tot 23,2% lagere piekbelasting dan MyFlex, met 155 miljard euro lagere congestieschade en 47 miljard euro lagere verzwaringskosten (2020-2050). Totale maatschappelijke kosten in onze simulatie: NoFlex 1240 miljard, MyFlex 612 miljard en HolonFlex 421 miljard. Hierbij dient wel te worden benadrukt dat aannames over adoptiesnelheid en databeschikbaarheid onzeker blijven.



Aanbevelingen

We hebben hiervoor geschetst dat holons in combinatie met een tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkel de Nederlandse maatschappij veel kunnen opleveren, zowel in termen van maatschappelijke kosten als in termen van weerbaarheid en welbevinden. Wat is daarvoor nodig?

1. Voer tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels in

Flex reageert alleen wanneer en waar het net daadwerkelijk onder druk staat, waardoor pieken sterk afnemen tegen minimale maatschappelijke kosten.

ACM · MINISTER

2. Geef flexibiliteit inkopen voorrang boven verzwaren

Eerst bestaande flexibiliteit benutten, daarna pas investeren in extra infrastructuur — zoals Europa al verplicht.

ACM · NETBEHEERDERS

3. Deel netdata en congestiedata

Marktpartijen kunnen alleen gericht reageren op knelpunten als zichtbaar is waar en wanneer die optreden.

NETBEHEERDERS

4. Faciliteer Capacity Service Providers (CSP's)

CSP-partijen bundelen flexibiliteit en reageren namens groepen gebruikers; deze Europese marktrol moet in 2027 zijn ingevuld.

MINISTER · MARKTPARTIJEN

5. Geef bedrijventerreinen informatie en richting

Lokale optimalisatie wordt afgestemd op gedeelde netcapaciteit, zodat de collectieve piek niet juist stijgt.

MINISTER · GEMEENTEN

6. Faciliteer Citizen Energy Communities (CEC's)

Met het Europese vehikel voor energiegemeenschappen kunnen lokale assets gezamenlijk congestie oplossen.

WETGEVER

7. Verken de oprichting van een Grid Transition Institute

Een kleine, slagvaardige organisatie die met programma's, second opinions en dezelfde data als de netbeheerder het net beter benut.

MINISTER VAN EZK

1. Voer tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels in

De ACM kan een tijd- en plaatsafhankelijk congestietarief invoeren. Europese wetgeving bevat aanmoedigingen in deze richting.

De ACM is bevoegd om – na consultatie van de netbeheerders – een tijd- en locatieafhankelijk congestietarief in te voeren. Die bevoegdheid vloeit opnieuw voort uit hoofdstuk 3 van de [Energiewet](#). Paragraaf 3.6.2. Art. 3.108 specificeert het volgende criterium: “stimuleert de transmissie- of distributiesysteembeheerder tot een efficiënte bedrijfsvoering”.

Zoals we in de paragrafen over een prikkel op basis van tijd en plaats en in de simulatieresultaten al hebben gezien impliceert efficiënte bedrijfsvoering in deze nieuwe tijd dat tarieven zullen moeten gaan verschillen naar tijd en plaats. In die bespreking werd ook aangegeven dat het eerlijk is in die zin dat klanten die hieraan meedoen een deel van de maatschappelijke kostenverlaging die zij bewerkstelligen terugkrijgen in de vorm van lagere netkosten en dat vrijwilligheid de angel eruit haalt. Indien gewenst kan de politiek richting ACM en netbeheerder aangeven dat de vaste kosten zodanig moeten worden gekozen dat er gemiddeld geen kostenverschillen tussen locaties overblijven.

Europees recht is wederom geen obstakel maar juist iets wat deze nieuwe richting aanmoedigt. [Artikel 18 van de Elektriciteitsverordening 2019/943](#) vereist dat nettarieven kostenreflectief, transparant en non-discriminatoir zijn. Lid 3 van datzelfde artikel bepaalt dat tarieven waar passend locatiesignalen mogen bevatten en rekening mogen houden met congestie en netverliezen. Lid 7 stelt dat distributietarieven mogen worden gedifferentieerd naar het verbruiks- of opwekprofiel van gebruikers, en dat waar slimme meters zijn uitgerold de regulerende instantie tijdsgeïndifferentieerde nettarieven dient te overwegen. Lid 9 geeft aan dat ook *locational signals* in scope zijn.¹²²

Het non-discriminatiebeginsel verbiedt niet dat ongelijke gevallen ongelijk worden behandeld. Twee afnemers achter verschillende transformatoren veroorzaken objectief verschillende netkosten wanneer het ene station overbelast

is en het andere niet. Een tarief dat dit verschil weerspiegelt is kostenreflectief, niet discriminatoir. Het [CEER-paper over distributietarieven \(2020\)](#)¹²⁸ onderschrijft deze logica: als de kosten die een netgebruiker veroorzaakt niet in het tarief worden weerspiegeld, ontstaan er prikkels die leiden tot onnodige netverzwarende.

In 2025 is de Europese consensus in een stroomversnelling geraakt. Drie documenten zijn daarbij bijzonder relevant:

Het [ACER-rapport over nettariefprijzen van maart 2025](#)¹²⁹ formuleert tien principes voor nationale regulerende instanties. Het rapport concludeert dat nettarieven in Europa nog overwegend vlak zijn wat betreft tijds- en locatiesignalen, en beveelt NRA's aan om meer granulaire berekeningsmethoden te hanteren.* Het rapport waarschuwt dat netkosten naar verwachting verdubbelen tegen 2050 en dat kostenreflectieve tarieven essentieel zijn om die stijging te beperken.

Op 2 juli 2025 publiceerde de Europese Commissie het [richtsnoer over toekomstbestendige nettarieven \(C\(2025\) 4010\)](#)¹³⁰. Dit richtsnoer stelt dat het basisprincipe van artikel 18 is dat nettarieven efficiënt gebruik van het bestaande net moeten aanmoedigen door prijssignalen te geven aan netgebruikers. Het richtsnoer bevat een concreet voorbeeld van regionale tijdsdifferentiatie.† Het richtsnoer beveelt NRA's expliciet aan om locatie- en tijdssignalen in te bouwen.

In december 2025 volgde het [Commissie-richtsnoer over gridconnecties \(C\(2025\) 8473\)](#)¹³², dat nog explicieter is: het stelt vast dat locatiegedifferentieerde aansluitkosten of nettarieven die aansluiting stimuleren waar capaciteit beschikbaar is, in de meeste lidstaten ontbreken, en dat dit leidt tot aansluitverzoeken in congestiegebieden, een groeiende wachtrij voor aansluitingen, en hogere totale systeemkosten.

Een veelgehoord bezwaar is dat locatiegebonden prijzen op distributieniveau in strijd zouden zijn met de biedzonestructuur op transmissieniveau. Dat is onjuist. De [Bidding Zone Review van ENTSO-E \(april 2025\)](#)¹³³ richt zich op het transmissienet. Een congestietarief op

* Op grond van artikel 18, lid 9, van [Verordening 2019/943](#) (gewijzigd door Verordening 2024/1747) moeten NRA's het ACER-rapport in overweging nemen bij het vaststellen of goedkeuren van tariefmethoden.

† Het richtsnoer is juridisch niet bindend maar vormt een gezaghebbende interpretatie van het bestaande Europese regelgevend kader door de Europese Commissie. [CEER reageerde op 8 juli 2025](#)¹³¹ met de bevestiging dat NRA's dynamische, kostenreflectieve tariefstructuren zullen blijven ontwikkelen, inclusief tijd- en locatiegedifferentieerde tarieven.

distributieniveau is geen alternatief voor die structuur maar een aanvullende laag die een ander probleem adresseert.

De vaststelling van nettarieven is een exclusieve bevoegdheid van de ACM als nationale regulerende instantie. Het [Hof van Justitie van de EU heeft in zaak C-718/18 \(september 2021\)](#) geoordeeld dat lidstaten de onafhankelijkheid van de NRA moeten respecteren en dat de wetgever geen inhoudelijke regels mag stellen over tarieven. De minister kan de ACM dus niet instrueren om een specifiek tarief in te voeren.

Dat neemt niet weg dat de minister de ACM heel gericht de weg kan wijzen.

[Artikel 21, eerste lid, van de Kaderwet zelfstandige bestuursorganen](#) bepaalt namelijk dat de minister beleidsregels kan vaststellen met betrekking tot de taakuitoefening door een zelfstandig bestuursorgaan. Dit instrument is jegens de ACM meermaals ingezet, ook op het terrein van energie.* In de toelichting bij een eerdere beleidsregel is bevestigd dat artikel 21 een ruime bevoegdheid geeft om een kader te stellen waarbinnen de taakuitoefening plaatsvindt, terwijl het zelfstandig bestuursorgaan de ruimte behoudt om in concrete gevallen een eigen afweging te maken.

‡ Zie bijvoorbeeld de [Boetebeleidsregel ACM 2014](#), de [Beleidsregel duurzaamheidsafspraken 2014](#), en de [Beleidsregel ex ante toezicht PostNL 2016](#), alle vastgesteld door de minister op grond van artikel 21 Kaderwet ZBO's.

2. Geef flexibiliteit inkopen voorrang boven verzwaren

Flexibiliteit inkopen door de netbeheerder is juridisch niet alleen mogelijk, Europa eist zelfs dat het prioriteit heeft boven verzwaren en dat de ACM hierop toeziet.

S Het huidige regime wordt het TOTEX-regime genoemd. Dit houdt in essentie in dat de ACM de toegestane inkomsten van de netbeheerder vaststelt op basis van hun totale CAPEX (aanschaffkosten) en OPEX (exploitatiekosten). Daarbij blijkt er een bias te zijn die investeringen in CAPEX bevoordeelt.

Onder het huidige regime^s van de ACM is verzwaren structureel aantrekkelijker voor de netbeheerders dan flexibiliteit inkopen, zelfs als dat netbeheer duurder maakt. Dit is de bevinding van empirisch onderzoek naar de Nederlandse situatie door [Anaya en Pollitt \(2021\)](#)¹¹⁹, bevestigd door het [JRC](#)¹²⁰ en de overkoepelende organisatie van toezichthouders [CEER in mei 2025](#).¹²¹

De Europese wetgever is zich ervan bewust dat flexibiliteit inkopen vaak lagere maatschappelijke kosten met zich meebrengt maar dat netbeheerders en toezichthouders traditioneel verzwaren prefereren. Daarom heeft hij netbeheerders verplicht ([artikel 32 Richtlijn 2019/944](#)³⁸) om elke twee jaar een netontwikkelingsplan te maken waarin zij aangeven welke flexibiliteitsdiensten zij hebben getracht in te kopen voordat zij tot verzwaring besloten. Tot nu toe gebeurt dit echter niet en geven de toezichthouders, ook de ACM, automatisch ontheffing.[¶] De ACM heeft zelfs nog geen toetsingsnorm vastgesteld.

¶ Geen enkele EU-lidstaat heeft ooit een derogatieverzoek onder artikel 32 afgewezen. Zie het overzicht van de [CEER \(mei 2025\)](#)¹²¹ over de praktijk van automatische ontheffingen.

***** Het [Hof van Justitie van de EU](#) heeft in zaak C-718/18 (september 2021) geoordeeld dat lidstaten de onafhankelijkheid van de nationale regulerende instantie moeten respecteren en dat de wetgever geen inhoudelijke regels mag stellen over tarieven.

† Artikel 21, eerste lid, van de [Kaderwet zelfstandige bestuursorganen](#) bepaalt dat de minister beleidsregels kan vaststellen met betrekking tot de taakuitoefening door een zelfstandig bestuursorgaan. Dit instrument is jegens de ACM meermalen ingezet, onder meer met de [Boetebeleidsregel ACM 2014](#), de [Beleidsregel duurzaamheidsafspraken 2014](#), en de [Beleidsregel ex ante toezicht PostNL 2016](#).

De minister van EZK kan hier invloed op uitoefenen. Zij kan niet in de hoogte van de tarifiering treden: de vaststelling van nettarieven is een exclusieve bevoegdheid van de ACM als nationale regulerende instantie en het Hof van Justitie waakt over die onafhankelijkheid.^{*} Wat de minister wel kan, en gelet op het voorgaande zou moeten overwegen, is de ACM langs de weg van een beleidsregel aansporen om een taak die zij op grond van het Europese recht al zou moeten uitvoeren, daadwerkelijk ter hand te nemen.[†]

Concreet zou zo'n beleidsregel de ACM kunnen vragen om binnen een bepaalde termijn:

- 1) bij de beoordeling van investeringsplannen van netbeheerders te eisen dat flexibele alternatieven (waaronder tariefdifferentiatie) economisch zijn vergeleken met netverzwaring, voordat een investering wordt goedgekeurd;

- 2) een inhoudelijke toetsingsnorm vast te stellen voor de tweejaarlijkse *Flexibility Needs Assessment* die [artikel 19e van Verordening 2019/943](#)¹²² aan netbeheerders oplegt, zodat deze rapportage meer wordt dan een formaliteit zonder rechtsgevolg;
- 3) bij de beoordeling van derogatieverzoeken onder [artikel 32 van Richtlijn 2019/944](#) niet langer te accepteren dat de afwezigheid van een lokale flexibiliteitsmarkt als grond voor ontheffing dient, wanneer de ACM zelf niet de voorwaarden heeft geschapen voor het ontstaan van die markt en dit rapport aangeeft hoe dit zou kunnen.

Een dergelijke beleidsregel is geen vrijblijvend verzoek. Op grond van [artikel 4:84 Awb](#) is de ACM gehouden overeenkomstig een beleidsregel te handelen, tenzij zij in een concreet geval motiveert dat toepassing onevenredig uitpakt.* De ACM kan de beleidsregel dus niet categorisch naast zich neerleggen; zij kan slechts in individuele gevallen gemotiveerd afwijken. Bovendien kan een belanghebbende, bijvoorbeeld een flexibiliteitsleverancier, een ACM-besluit dat de beleidsregel zonder motivering passeert, bij de bestuursrechter aanvechten.

Belangrijk is dat een beleidsregel van deze strekking de Europeesrechtelijke onafhankelijkheid van de ACM niet aantast. [Artikel 57 van Richtlijn 2019/944](#) waarborgt dat de regulerende instantie bij haar reguleringsstaken geen directe instructies van de regering ontvangt, maar laat de toepassing van “algemene beleidsrichtsnoeren die geen verband houden met de reguleringsstaken” uitdrukkelijk onverlet.§ De voorgestelde beleidsregel schrijft de ACM niet voor hoe zij moet reguleren; zij spoort de ACM aan om te waarborgen dat bestaande Europese verplichtingen worden nageleefd. Dat is wezenlijk anders dan een tariefinstructie. Het is eigenlijk een herinnering van de wetgever aan zijn eigen toezichthouder dat deze het werk moet doen waarvoor zij is aangesteld.

‡ [Artikel 4:84 Awb](#) luidt:
 “Het bestuursorgaan handelt overeenkomstig de beleidsregel, tenzij dat voor een of meer belanghebbenden gevolgen zou hebben die wegens bijzondere omstandigheden onevenredig zijn in verhouding tot de met de beleidsregel te dienen doelen.”
 De Afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State heeft in [ECLI:NL:RVS:2016:2840](#) verduidelijkt dat het bestuursorgaan in elk concreet geval alle omstandigheden moet betrekken en niet kan volstaan met de stelling dat omstandigheden al in de beleidsregel zijn verdisconteerd.

§ [Artikel 57, vierde lid, sub a en b, van Richtlijn 2019/944](#). De Advocaat-Generaal bij het Hof van Justitie heeft in de conclusie bij [zaak C-718/18](#) het onderscheid verduidelijkt: de richtlijnen staan algemene richtsnoeren toe, maar bieden geen ruimte voor specifieke aanwijzingen die gedetailleerde inhoudelijke voorschriften bevatten. Een beleidsregel die de ACM aanspoort om bestaande EU-verplichtingen na te leven valt in de eerste categorie.

3. Deel netdata en congestiedata

De netbeheerder deelt geen data over de belasting van het net terwijl de nieuwe Energiewet hier wel een kader voor schept. De minister kan helderheid verschaffen.

De zojuist beschreven situatie van verzwaren – zelfs als het duurder en trager is dan flex inkopen – zou onhoudbaar worden als kennisinstellingen, energiecoöperaties en marktpartijen proactief zouden kunnen bepalen waar flexibiliteit de beste optie is.

Om welke data het gaat is al ruim een decennium helder. Dat blijkt onder meer uit het feit dat de innovatoren bij Alliander er een tool voor ontwikkelden ([de Energie Buurtscan](#)¹²³), hoewel Alliander voor het gebruik hiervan slechts sporadisch toestemming verleent.

In essentie is de marktvraag simpel:[¶] geef historische (en zo mogelijk toekomstig voorziene) data over de belasting per kwartier per transformator. Het hoeft niet perfect te zijn, als het maar de beste data is die de netbeheerder zelf ook gebruikt bij netplanning en bij het afwijzen van aansluitverzoeken.^{*} Pas als deze data wordt gedeeld kunnen derden zelf narekenen wat flex zou opleveren voor het net en in hoeverre zij met het net kunnen meebewegen.

Deze data zou bovendien een “gedeelde waarheid” scheppen waarmee de netbeheerder snel en eenvoudig kan checken of een flexoplossing die de markt bedenkt voor hem acceptabel is. Overigens gaat het om publieke transformatoren waar geen individuele profielen uit afgeleid kunnen worden.[†]

[Artikel 57 van Verordening 2024/1747](#) en [artikel 31 van Richtlijn 2019/944](#) verplichten netbeheerders nu al tot publicatie van beschikbare aansluitcapaciteit met hoge ruimtelijke granulariteit en de nieuwe Energiewet heeft dit onlangs heel concreet gemaakt voor Nederland in [artikel 3.78](#) over actief en passief data delen:¹²⁴

“Een transmissie- of distributiesysteembeheerder maakt uit eigen beweging gegevens die hij bij de uitvoering van zijn wettelijke taken of verplichtingen verzamelt en ontvangt, ten behoeve van inzicht in de structuur en het functioneren van het energiesysteem en de transitie naar een CO2-arme energievoorziening openbaar.”

[¶] Zenmo is zelf één van de vele partijen die al sinds haar ontstaan naar deze data op zoek is en hier zeer frequent met de netbeheerder over sprak. Met deze data kan Zenmo dit rapport bijvoorbeeld verbeteren en haar energiehubstudies voor gemeenten en bedrijventerreinen naar een hoger plan tillen.

^{*} De netbeheerder zegt tegen ons vaak dat veel trafo's niet of niet goed bemeten zijn. Anderen binnen de netbeheerder vertellen ons echter dat met een zeer beperkte steekproef alle trafo's relatief nauwkeurig in te schatten zijn en dat de netbeheerder dit al doet. Bovendien kan het verbruik van een trafo ook afgeleid worden uit de optelsom van gebruikersprofielen onder die trafo en de netbeheerder heeft deze data al in bezit, zowel voor kleinverbruikers als voor grootverbruikers.

[†] Innovatoren bij de netbeheerder die werken aan het ontsluiten van deze data hebben tegenover ons wel eens aangegeven dat zij probeerden om alle trafo's vrij te geven met uitzondering van trafo's met minder dan 3 of 5 aangeslotenen (waarvoor een machtiging nodig was). Hiervoor kregen zij binnen de netbeheerder echter niet de handen op elkaar.

De enige uitzondering die wordt gemaakt is voor persoonsgevoelige data.

Recent horen wij vaak “het staat op de roadmap” maar die roadmap geeft geen harde deadlines en bovendien blijkt uit [de laatste versie van de roadmap](#)¹²⁵ dat de netbeheerder deze data niet publiek beschikbaar gaat maken.* Sterker nog, een eerdere versie was ruimhartiger van opzet.§ Toch blijkt uit onze besprekingen met Netbeheer Nederland dat er serieus gewerkt wordt aan een data-omgeving waarin informatie over Nettopologie, Belasting van assets en Capaciteit (NBC) breed openbaar ter beschikking gesteld gaat worden, al blijft de planning door interne herprioritering binnen de netbeheerder schuiven en zijn er nog discussies over welk percentage van net-assets niet gedeeld gaat worden in verband met mogelijke bedrijfsgevoeligheid van energieverbruik.

Al met al zijn er veel marktpartijen die flexoplossingen willen aanbieden maar dit de facto niet kunnen bij gebrek aan data van de netbeheerder.

De minister van EZK zou de verwarring bij de netbeheerder over of zij deze data nu *echt* wel moet delen in één klap weg kunnen nemen met een ministeriële regeling. Lid 5 van het wetsartikel lijkt hierop te anticiperen en geeft expliciet die bevoegdheid.¶ Het zou behulpzaam zijn als daarbij direct een uitspraak gedaan wordt over hoe het zit met de bedrijfsgevoeligheid van historische energie-data. Een optie zou kunnen zijn om bedrijven de mogelijkheid te geven om bezwaar te maken tegen het openbaar maken van hun gegevens en om bij geen-bezwaar de *default* instelling te maken dat de data gedeeld mag worden.*

(Het is belangrijk deze data niet te verwarren met de eindgebruikersdata waarover de netbeheerders via het MFF en Het Normo de regie voeren.†)

‡ Op pagina 10 van [de versie van de roadmap van november 2025](#)¹²⁶ staat dat het belastingprofiel MS-net een besloten product zal zijn. Op pagina 13 wordt duidelijk dat dit ook geldt voor het LS-net. Besloten betekent dat er wellicht toegang gegeven wordt aan direct aangesloten. Deze route is echter ongeschikt voor professionele partijen die proactief flex oplossingen willen verkennen zonder veel tijd en geld te steken in het op gang brengen van lokale participatie voor situaties die wellicht geen business case hebben. Dit is al jaren een effectieve rem op het doorrekenen van flex impact door derden.

§ De versie van maart 2025 meldde op pagina 15 nog dat het belastingprofiel van MS&HS assets open data zou worden en stelde op pagina 17 over gebiedsprofielen: “De data is niet herleidbaar naar individuele gebruikers en daarmee open beschikbaar.” De nieuwe roadmap gaat dus in tegen dit inzicht.

¶ Lid 5 van artikel 3.78¹²⁷ stelt: “5 Bij ministeriële regeling kunnen: a. gegevens worden aangewezen die een transmissie- of distributiesysteembeheerder in ieder geval openbaar maakt; b. regels worden gesteld over de wijze van en voorwaarden voor openbaarmaking.”

* Het gebruik van een default is in de sociale literatuur één van de krachtigste instrumenten om sociale verandering te bewerkstelligen. Vaak is het belangrijk om een opt-out mogelijk te maken maar profiteert de hele samenleving ervan als de meerderheid die niet *invested* is in het thema stilziggend instemt.

† Het Normo is de nieuwe naam van het BAS, een orgaan van oudsher gerund door de gemeenschappelijke netbeheerders en nu de uitvoerder van de taak van Gegevensuitwisselingsentiteit (GUE) zoals bepaald in de nieuwe Energiewet. Het Normo valt formeel onder regie van het MFF (het Marktfaciliteringsforum) en formeel is het MFF een vereniging met niet alleen netbeheerders als leden. In de praktijk wordt het MFF betaald door de netbeheerders die daarmee de organisatiecultuur en agendering bepalen en wordt er gewerkt met een consensus-cultuur, veto's, werkgroepen, consultaties en ALV-rondes die besluitvorming vertragen.

4. Faciliteer Capacity Service Providers (CSP's)

De rol van Capacity Service Provider (CSP) is in Europese wetgeving vanaf 2027 verplicht maar moet in Nederland nog worden uitgewerkt. Een holarchisch systeem kan feitelijk niet zonder CSP.

De essentie van een holon is dat deelnemers hun flexibele apparaten lokaal op elkaar afstemmen zodat de belasting van het bovenliggende net minimaal is en lokale opwek maximaal wordt benut.

Die opzet kan ver komen zonder het net zelf in beheer te hebben. Een logische weg is middels de inzet van een Capacity Service Provider (CSP) die namens een groep aangeslotenen achter een wijktrafo het profiel voor de netbeheerder optimaliseert en onderling energie deelt. Niet iedereen achter de trafo hoeft overigens mee te doen.

Bij een echte holon met maximale meerwaarde bepaalt de CSP zelf het interne prijssignaal zodat dit per direct aangepast kan worden aan de actuele situatie in plaats van op een voorspelling van de vorige dag. Zie het hoofdstuk over technische implementatie van holons. Deelnemers behouden hun eigen aansluiting, leverancier en transportovereenkomst. De netbeheerder ziet alleen het resultaat: een gladder en voorspelbaarder profiel.

Dit verschilt wezenlijk van de groepstransportovereenkomst (GTO) en het collectief capaciteitsbeperkingscontract (CCBC), die beide een vast vermogen of een vaste capaciteitstoezegging vastleggen op basis van historische profielen. De CSP-route is dynamisch: de coördinatie past zich continu aan de actuele nettoestand aan.

De CSP-route komt voort uit Europese wetgeving. [Artikel 32 van Richtlijn 2019/944](#) verplicht lidstaten om netbeheerders te stimuleren flexibiliteitsdiensten in te kopen als alternatief voor netverzwaring. [Artikel 17 van Richtlijn 2019/944](#) geeft eindafnemers het recht een aggregator te kiezen onafhankelijk van hun leverancier. De herziene [Verordening 2024/1747](#) versterkt dit met de Network Code on Demand Response waarvan [ACER](#)¹³⁴ in maart 2025 het voorstel aan de Europese Commissie heeft voorgelegd; nationale handhaving

wordt verwacht rond 2027. Het [USEF-framework](#)⁶¹ beschrijft hoe aggregators via Virtual Transfer Point-modellen kunnen opereren zonder bestaande contracten te verstoren. [Artikel 15 van Richtlijn 2019/944](#) legt het recht van gezamenlijk optredende actieve afnemers vast om te aggregeren en deel te nemen aan flexibiliteitsregelingen, zonder rechtspersoon, winstverbod of geografische beperking.

De Netcode elektriciteit bepaalt in lijn hiermee dat netbeheerders het aanbod van flexibel vermogen van gezamenlijke afnemers via een CSP moeten accepteren. Wat ontbreekt is de praktische invulling. Denk daarbij onder meer aan:

1) *Registratieprocedure op wijkniveau.*

Er is geen gestandaardiseerd proces waarmee een energiecoöperatie of commerciële partij zich als CSP kan aanmelden voor één wijktransformator. De ACM zou een kader moeten scheppen dat CSP-registratie op lokaal niveau mogelijk maakt.

2) *Operationele nettoestandsdata.*

De CSP kan het profiel pas optimaliseren als de actuele belasting op de transformator bekend is. [Artikel 3.78 van de Energiewet](#) biedt de minister de bevoegdheid om bij ministeriële regeling te specificeren welke gegevens de netbeheerder openbaar maakt en voor een holon zijn deze gegevens dus cruciaal. Dit kan het adequaat bemeteren van trafo's vergen als een holon ontstaat waarbij de data direct naar de CSP wordt toegestuurd. Zie ook par. 7.2.

3) *Een meetstandaard voor lokale flexibiliteitsdiensten.*

De netbeheerder moet kunnen verifiëren dat het profiel daadwerkelijk verbetert. Op wijkniveau ontbreken meetprotocollen. Netbeheer Nederland zou, in samenwerking met de ACM, een meetstandaard kunnen ontwikkelen. De [Eurelectric-aanbevelingen over distributieflexibiliteit uit 2020](#)¹³⁵ bieden hiervoor een Europees referentiekader.

4) *Allocatie van vrijgekomen capaciteit.*

Wanneer een CSP de piekbelasting structureel verlaagt, komt er netcapaciteit vrij. De [Kamerbrief Energiegemeenschappen van september 2025](#) erkent dat energiegemeenschappen bijdragen aan het voorkomen

van nettransport, maar een allocatieregel ontbreekt. Idealiter zou een holon de vrijgemaakte capaciteit zelf moeten kunnen benutten. Bijvoorbeeld door op een bedrijventerrein meer bedrijven te kunnen aansluiten op basis van de gezamenlijke inspanning of doordat een projectontwikkelaar meer huizen kan bouwen. De ACM is de partij om hier regels voor te formuleren.

5) *Beloning naar resultaat.*

Naarmate de holon meer netverzwaring of congestieschade voorkomt zou er een grotere beloning tegenover moeten staan. Tot nu toe wil de netbeheerder alleen betalen voor verzwaren maar de ACM zou een verplichting moeten scheppen tot vergoeding als een holon de maatschappelijke kosten verlaagt. De [Eurelectric-aanbevelingen](#) benadrukken de noodzaak van langetermijnproducten voor uitstel van netverzwaring. Het [ISGAN-rapport uit 2025](#)⁷⁸ beveelt aan flexibiliteit als planningsbron te behandelen. De aankomende Network Code on Demand Response beoogt precies dit te faciliteren. De ACM heeft de bevoegdheid om de netbeheerder te verplichten een vergoedingsstructuur aan te bieden.

Geen van deze punten vereist een wetswijziging en juridisch zou het geregeld moeten zijn in 2027 gezien de Europese Network Code on Demand Response.

Een tweede element van een holon is *energie delen*.

Onder de huidige [Energiewet](#) is energiedelen mogelijk voor holondeelnemers bij dezelfde coöperatieve leverancier. Een amendement om het ook met meerdere energieleveranciers te kunnen doen haalde het niet maar het Europese [artikel 15a van Richtlijn 2024/1711](#) maakt het uiterlijk juli 2026 verplicht (tot maximaal 6 MW en binnen een beperkt geografisch gebied). Nederland heeft “[een met redenen omkleed advies](#)”⁴⁸ van de Europese Commissie ontvangen wegens achterstand bij de omzetting van eerdere richtlijnen op dit terrein.

Een openstaande vraag is of en zo ja wanneer de CSP de rol van *Balance Responsible Party* (BRP) krijgt. Voorlopig opereert de CSP als onafhankelijke aggregator in de zin van [artikel 17 van Richtlijn 2019/944](#). Hiervoor is geen toestemming van de energieleverancier nodig die voor kleingebruikers de BRP-rol heeft. De CSP maakt in principe het profiel voorspelbaarder wat voor de BRP doorgaans gunstig is. Het [USEF-framework](#)⁶¹ beschrijft de afstemming tussen aggregator en BRP als standaardpraktijk. Op een gegeven moment lijkt het logisch dat een CSP de BRP-rol over kan nemen van de energieleverancier. [Richtlijn 2019/944](#) geeft energiegemeenschappen het recht een BRP naar keuze aan te wijzen. Hier hebben de gezamenlijke netbeheerders echter nog geen proces voor ontwikkeld.

CSP-coördinatie en energiedelen versterken elkaar. De CSP zorgt voor minder netcongestie. Energiedelen verhoogt de economische waarde binnen de groep en zorgt dat nog minder energie het hogere net op hoeft. Het is zaak dit snel te faciliteren.

5. Geef bedrijventerreinen informatie en richting

Bedrijven(terreinen) tasten nu in het duister over wat ze kunnen doen om de netcongestie waar zij onder lijden te helpen oplossen. Vervolgens verergeren zij haar. Dit moet veranderen. Bijvoorbeeld met een instantie die snel interactieve simulaties biedt aan alle bedrijven(terreinen) in Nederland.

De huidige netcongestie zorgt bij bedrijven voor ruwweg drie situaties:

1. Minder bedrijvigheid doordat bedrijven niet groeien, failliet gaan of naar het buitenland verhuizen. Puur economisch de meest kostbare ontwikkeling zoals Ecorys voorrekent.
2. Milieuvervuiling en kosten doordat bedrijven generatoren op diesel en gas plaatsen. De stroom daarvan is duurder en vervuilender en draagt bij aan de stikstofproblematiek.
3. Het aanschaffen van batterijen om de pieken mee af te toppen zodat bedrijven meer kunnen doen binnen hun bestaande contractcapaciteit. Maatschappelijk gezien waarschijnlijk de minst kostbare optie maar het leidt wel tot een verergering van netcongestie en uiteindelijk een grotere wachtrij en hogere verzwaringskosten.

Net als bij woonwijken is er veel te halen met het geven van een goed congestiesignaal (zie voorgaande aanbevelingen) maar anders dan bij woonwijken is het profiel van elk bedrijf en elk bedrijventerrein uniek en dat geeft extra kansen en uitdagingen.

Stap 1 zou kunnen zijn het doorsnijden van red tape en het vervolgens beschikbaar stellen van alle energiegebruiken van bedrijven aan een instantie die een inventarisatie maakt van wat er op welk bedrijventerrein is te halen.

Deze instantie (bijvoorbeeld een nieuw op te richten onafhankelijke stichting) moet de drive, cultuur, IT-savvy en onafhankelijkheid hebben om meer tempo te maken dan de netbeheerders want elke maand uitstel kost de BV Nederland al snel een miljard euro. Zo'n instantie kost minder dan een duizendste daarvan.

Door deze instantie onafhankelijk te maken en de datasecurity te borgen vervallen de argumenten waarmee netbeheerders nu schermen om deze data niet te hoeven delen.

Vervolgens zouden de volgende services aan bedrijven(terreinen) kunnen worden gegeven:

1. Inzicht in hun energiegebruik ten opzichte van hun gezamenlijke “netburen” en daarmee hun kans om samen of alleen netcongestie te verminderen door flex slim te organiseren. Dit door een interactieve online simulatie aan te bieden van het soort dat steeds meer adviesbedrijven in Nederland kunnen leveren maar dan geladen met de informatie die de netbeheerder nu niet wil verstrekken. De tool zou tegelijkertijd een energiecoach kunnen zijn die bedrijven met een druk op de knop leert welke energie-innovaties voor hen economisch zin hebben.
2. Inzicht voor bedrijventerreinen en gemeenten over welke bedrijventerreinen het meest kansrijk zijn. In het verleden is dit gedaan door middel van kanskaarten maar bij gebrek aan informatie van de netbeheerders bleef deze informatie relatief vaag en nietszeggend. Een interessante mogelijkheid ligt bijvoorbeeld bij bedrijventerreinen die samen met woonwijken op een gemeenschappelijke transformator op hoger niveau worden aangesloten die een probleem heeft. In zo’n geval kan de flex van de woonwijk niet alleen de woningen helpen maar ook het naastgelegen bedrijventerrein.
3. Advies over waar ze zich het best kunnen vestigen met hun profiel. Als bedrijven namelijk op sterk verschillende momenten energie nodig hebben dan kunnen ze vaak samen op een transformator aangesloten worden terwijl de piek veel minder oploopt dan wanneer bedrijven met soortgelijke profielen aan dezelfde transformator worden aangesloten. Een vestigingsbeleid is politiek beladen maar gezien de congestieproblematiek en de kosten van elektriciteitstransport die altijd zullen blijven economisch verstandig.

Wat ook zou helpen is als bedrijventerreinen met een plan zelf leidingen mogen trekken, stroom aan elkaar mogen leveren, samen flexibele assets mogen exploiteren, en hun eigen backup mogen regelen (waarmee ze een lagere uptime van b.v. 99% i.p.v. 99,996% van de netbeheerder kunnen accepteren).

Het alternatief dat nu uitkristalliseert is veel maatschappelijke schade door misgelopen omzet en fossiel energiegebruik in combinatie met bedrijven die netcongestie verergeren door hun profiel te maximeren. Bedrijven die hetzelfde probleem hebben als de rest van Nederland (namelijk netcongestie) zijn potentieel snel schakelende stakeholders die je goed kunnen helpen bij het oplossen van het probleem. Maar doordat ze nu geen informatie over netcongestie krijgen, kunnen zij geen business cases maken voor slimme oplossingen waarmee ze naar de netbeheerder, de bank of de aandeelhouders kunnen stappen.

Al met al wordt de inventiviteit van de markt momenteel niet benut bij het oplossen van het probleem. Gezien de omvang van het probleem is dat jammer.

6. Faciliteer Citizen Energy Communities (CEC's)

Europa stelt dat een land een Citizen Energy Community (CEC) de mogelijkheid mag geven om zelf een stukje elektriciteitsnet te exploiteren maar tot nu toe ziet Nederland hier stilzwijgend van af. Dat is jammer, want dit is de beoogde route voor holons.

De voorgaande paragrafen laten zien dat lokale energievoordiening al mogelijk is zonder wetswijziging: de netbeheerder kan flex inkopen, data delen, congestieprikkels invoeren en een CSP-rol faciliteren.

Wat resteert is de finale stap: een buurtgemeenschap die het distributienet in haar gebied daadwerkelijk zelf beheert.

Deze stap vergt een gerichte wetswijziging, maar de Europese grondslag is al aanwezig en [het kabinet erkent energiegemeenschappen als partners in de energietransitie](#).

6.1 Citizen Energy Communities in plaats van een GDS

Het [Gesloten Distributiesysteem](#) (GDS, art. 38 Richtlijn 2019/944, tegenwoordig Gesloten Systeem of GS genoemd) staat lokaal netbeheer toe maar sluit huishoudens expliciet uit als deelnemers.

Die uitsluiting staat in de richtlijn zelf; geen lidstaat kan haar opheffen. Voor de Nederlandse congestieproblematiek, waar we ook huishoudens oplossingen aan willen laten bijdragen, is het GDS-pad daarom een doodlopende weg. Bovendien sluiten de eisen voor het vormen van een GDS op dit moment vrijwel alle bedrijventerreinen uit.

[Artikel 16\(4\) van dezelfde richtlijn](#) biedt de uitweg. Het geeft lidstaten de bevoegdheid om Citizen Energy Communities (CEC's) het recht te verlenen distributienetwerken te beheren, zonder de huishoudensuitsluiting van het GDS.

Voor netbeheerders met minder dan 100.000 klanten geldt bovendien een verlicht ontvlechttingsregime: boekhoudkundige en functionele scheiding volstaan, juridische ontvlechting is niet vereist.

Het [CEER Status Review on TSO/DSO Unbundling \(2024\)](#) bevestigt dat deze drempel overal in de EU geldt; een buurt-CEC valt hier ruimschoots onder. Nederland heeft artikel 16(4) tot op heden niet geactiveerd. De [Energiewet](#) erkent energiegemeenschappen als marktpartij, aggregator en leverancier, maar niet als netbeheerder. Dit is een beleidskeuze.

6.2 Wat activering vergt

De kernwijziging is smal: een bepaling in de Energiewet die CEC's het recht geeft om onder voorwaarden een distributienet te beheren, met een aanwijzingsprocedure en een begrenzing tot laagspanningsnetten beneden een maximaal aantal aansluitingen. Een mogelijk voertuig is de wijzigingswet ter implementatie van het EMD-pakket.

Operationele eisen rond netkwaliteit (EN 50160), beveiligingscoördinatie en storingsafhandeling kunnen grotendeels worden uitbesteed aan de regionale netbeheerder via een SLA; dit model bestaat al bij industriële GDS-beheerders. Op financieel-regulatorisch vlak zijn tariefbevoegdheid voor het interne net, minimale kapitaaleisen en een faillissementsregeling nodig waarbij de regionale netbeheerder het beheer overneemt als de CEC wegvalt, vergelijkbaar met de leverancier-van-laatste-resort bij levering.

EU-recht vereist verder een open en democratisch bestuurde CEC, non-discriminatoire netwerktoegang voor niet-leden en een laagdrempelige geschilprocedure; de ACM vervult die rol al voor bestaande netbeheerders. Voor zover de CEC-netbeheerder valt onder de reikwijdte van essentiële diensten, gelden proportionele cybersecurityeisen conform de [NIS2-richtlijn](#).¹³⁶

6.3 Exploitatie zonder eigendom: het concessie- en pachtmodel

De eigendomsoverdracht van netactiva is één van de zwaarste drempels voor de holon met eigen net.

Taxatie, juridische levering en kadastrale registratie van kabelrechten maken de stap van coördinatie naar netbeheer onnodig complex. De Europese praktijk biedt een alternatief dat deze drempel elimineert: de CEC exploiteert het net, maar de activa blijven eigendom van de bestaande netbeheerder.

Het sterkst uitgewerkte precedent is het Duitse Konzessions-vertrag-model. Duitsland kent circa 900 DSO's, waarvan ongeveer 700 gemeentelijke Stadtwerke. Gemeenten verlenen concessies van maximaal twintig jaar voor de exploitatie van het lokale distributienet. Het [Energiewirtschaftsgesetz \(EnWG\)](#)¹³⁷ schrijft geen eigendomsontvlechting voor bij distributienetbeheerders; gemeenten zijn vrij het net te leasen aan een exploitant in plaats van het eigendom over te dragen. Bij afloop van de concessie kan de exploitant wisselen: de vertrekkende partij draagt het net over aan de opvolger [tegen een redelijke vergoeding](#),¹³⁸ zonder dat de fysieke activa van eigenaar wisselen. De concessiehouder betaalt een concessievergoeding en is operationeel volledig verantwoordelijk, inclusief investeringsbeslissingen en tariefvoorstel. Dit is geen theoretisch construct: het is de standaardpraktijk voor honderden Duitse distributienetten, en de [recente remunicipaliseringbeweging](#)¹³⁹ bevestigt dat het model in beide richtingen werkt: van privaat naar gemeentelijk en omgekeerd.

Het [Zweedse pilotproject Sege Park](#)¹⁴⁰ in Malmö illustreert wat er gebeurt als dit concessiemodel ontbreekt. Bewoners en projectontwikkelaars wilden daar een microgrid opzetten om onderling zonnestroom te delen. De gemeente en de lokale DSO hielden echter vast aan het uitgangspunt dat het distributienet in eigendom en beheer van de DSO moest blijven. Omdat het Zweedse recht geen constructie kent waarin de gemeenschap operationeel de regie voert terwijl de DSO eigenaar blijft, kon het plan voor lokale energiedeling niet doorgaan. Als compromis werden lege leidingschachten

in de grond gelegd, in de hoop dat een microgrid in de toekomst alsnog mogelijk zou worden. Had een pacht- of concessiemodel naar Duits voorbeeld bestaan, dan had men beide belangen kunnen combineren: de DSO was eigenaar gebleven en de gemeenschap had de operationele ruimte gekregen om lokaal energie te coördineren en te delen.

Vertaald naar de Nederlandse context kan een CEC via een pacht- of concessieovereenkomst het operationeel beheer overnemen van een laagspanningsgebied en vervolgens zelf de regie nemen over responsief netbeheer, interne congestiesignalen en de investering in slimme assets zoals batterijen en grid-forming inverters. De bestaande DSO behoudt het eigendom, de balanspost en de toezichtrelatie met de ACM.

6.4 Voorkomen dat stroom op het platteland duurder wordt

Operationele autonomie voor lokale netten roept onmiddellijk de vraag op naar kostenverdeling. Als een welvarende stadswijk zich organiseert als CEC en de exploitatie overneemt van het lokale net, verliezen de resterende klanten van de regionale netbeheerder een efficiënt, dichtbevolkt netdeel. Het platteland, met hoge kosten per aansluiting, blijft achter. Dit is geen theoretisch bezwaar. De [analyse van DSO-eigendom in Duitsland](#)¹³⁹ toont dat gemeentelijk netbeheer geconcentreerd is in stedelijke gebieden en het industrieel sterke zuiden, terwijl in het noordoosten en landelijke gebieden privaat eigendom overheerst. Remunicipaliseringen volgen hetzelfde patroon: rijke steden nemen de concessie over, arme regio's niet.

[CEER](#)¹⁴¹ is hier expliciet over: als een CEC de rol van DSO overneemt, moet zij vallen onder hetzelfde reguleringsregime als elke andere DSO van vergelijkbare omvang. Regulators waarschuwen tegen een interpretatie die energiegemeenschappen laat dienen als voertuig om bestaande marktprincipes te omzeilen, waaronder de principes van kostendeling die van toepassing zijn op energienetten.

De Europese praktijk biedt drie oplossingsrichtingen die elk dit probleem adresseren.

Ten eerste het Italiaanse model van virtuele verrekening. De [Italiaanse toezichthouder ARERA](#)¹⁴² voorziet sinds resolutie 727/2022 in restitutie van de transmissienettariefcomponent voor energie die wordt gedeeld binnen de perimeter van hetzelfde primaire onderstation. De energiegemeenschap hoeft geen net te bezitten of te beheren. Zij krijgt een financieel voordeel voor elke kWh die lokaal wordt gedeeld in plaats van over het hogere net getransporteerd. De initiële vermogenslimiet van 200 kW per installatie is inmiddels verhoogd tot 1 MW. Dit model omzeilt de solidariteitsvraag volledig: het nettatarief blijft nationaal gereguleerd, de gemeenschap krijgt een bonus bovenop, en het platteland betaalt niet meer dan voorheen. De prijs is dat de gemeenschap geen operationele controle krijgt over het net.

Ten tweede de Deense benadering van tariefbeloning. [Nieuwe tariefwetgeving in Denemarken](#)¹⁴³ stelt DSO's in staat tarieven voor energiegemeenschappen vast te stellen op basis van hun bijdrage aan het collectieve net. Dit draait de logica om: de vraag is niet wie er meebetaalt aan het landelijke net, maar wie de druk op het net verlicht en daarom korting verdient. Een gemeenschap die aantoonbaar congestie verlaagt, krijgt lagere nettatarieven, maar betaalt wel het basistarief inclusief solidariteitscomponent.

Ten derde het recente signaal van de Europese Commissie. Het [Citizens Energy Package van 10 maart 2026](#)¹⁴⁴ benadrukt dat burgers die via energiegemeenschappen of deelregelingen energie produceren voor eigen consumptie, de druk op lokale netten verminderen en dure infrastructuuruitbreidingen helpen vermijden. De Commissie pleit voor het opnemen van flexibiliteitsbeloningen in nettatarieven om lokale productie en consumptie aan te moedigen. Tegelijk stelt zij dat een toename in nettatarieven voor netuitbreiding en -modernisering geen negatieve gevolgen mag hebben voor huishoudens met lagere inkomens en de meest kwetsbaren.

7. Verken de oprichting van een Grid Transition Institute

Wij bevelen aan dat de overheid verkent of een onafhankelijk “Grid Transition Institute” moet worden opgericht: geen klassiek onderzoeksinstituut, maar een kleine, slagvaardige organisatie met één meetbare missie – het net dat er al ligt drastisch beter benutten, en daarmee verzwaringskosten en congestieschade fors verlagen.

Hoe groot het potentieel is, blijkt uit de cijfers in dit rapport. Gemiddeld wordt in Nederland maar circa 20% van de totale theoretische netcapaciteit benut. Tegelijk staat Nederland in de wachtrij: alleen al op bedrijventerreinen is de schade daarvan minstens 5 miljard euro per jaar. En in onze simulatie leidt slim sturen op congestie (HolonFlex) tot 155 miljard lagere congestieschade en 47 miljard lagere verzwaringskosten in 2050 dan MyFlex. Het beter benutten van het bestaande net is daarmee een van de grootste besparingskansen die Nederland heeft – de vraag is alleen wie die kans gaat verzilveren.

Op dit moment: niemand. Netbeheerders, toezichthouder en ministerie doen waarvoor ze zijn opgericht, en doen dat goed. Maar netbeheerders zijn noodzakelijkerwijs olietankers: hun takenpakket ligt wettelijk vast, hun investeringsplannen doorlopen een vaste toetsingscyclus, hun tarieven staan voor jaren vast, en zij worden – terecht – afgerekend op veiligheid en leveringszekerheid, niet op vernieuwing. Die koersvastheid is ontwerp, geen gebrek: niemand wil een netbeheerder die experimenteert met leveringszekerheid. Ook de ACM en het ministerie zijn aan wet en rol gebonden. Zo heeft geen enkele organisatie de taak, de vrijheid én de data om actief te sturen op maximale benutting van het bestaande net. Juist daarom heeft een onafhankelijke organisatie die dat gat vult – en die een second opinion naast de bestaande plannen kan leggen – zoveel meerwaarde.

Het instituut dat ons voor ogen staat lijkt dan ook meer op het Amerikaanse ARPA-E (de energie-evenknie van defensie-innovator DARPA) en op het NADI (Nationaal Agentschap voor Disruptieve Innovatie, waarnaar de

rijksoverheid onlangs een verkenning uitvoerde) dan op een klassiek kenniscentrum. De werkwijze in vier contrasten: probleemgedreven in plaats van instrumentgedreven, gericht op toepassing in plaats van publicatie, parallel en adaptief in plaats van lineair, en beslissers met mandaat in plaats van commissies die consensus zoeken. Het instituut zelf blijft klein; het werk gebeurt bij netbeheerders, marktpartijen, gemeenten en kennisinstellingen. Concreet zou het instituut:

- Programma's draaien, geen rapporten stapelen. Elk programma pakt één concreet congestieprobleem – bijvoorbeeld de wachtrij op een groep bedrijventerreinen verkorten door de flexibiliteit daar collectief te organiseren – en krijgt een eigen leider, een eigen budget en een einddatum. Vooraf wordt getoetst op één vraag: wat verandert er in het net als dit lukt? Niet elk programma zal slagen: dat hoort bij een hoog ambitieniveau.
- Elk investeringsplan narekenen. Is flexibiliteit inkopen hier goedkoper dan verzwaren? Dat die second opinion nodig is, laat dit rapport zien: de netbeheerder gaat voor het net op land uit van circa 250 miljard euro t/m 2050, waar wij op 123 miljard (NoFlex) tot 50 miljard (HolonFlex) komen – een verschil dat wij met publiek beschikbare informatie niet kunnen verklaren. Het instituut rapporteert gevraagd én ongevraagd, direct aan minister en Tweede Kamer.
- Doorbraken de praktijk in brengen. Congestieprikkel, holons en flexmarkten niet alleen doorrekenen maar organiseren: pilots met bedrijventerreinen en energiegemeenschappen opzetten en opschalen wat werkt. Het ISIE-project, dat de ideeën uit dit rapport standaardiseert over adviesbedrijven en netbeheerders heen, is hiervoor een al lopende eerste stap.

Daarvoor gelden drie voorwaarden:

- Dezelfde data als de netbeheerder, onder dezelfde bescherming. Toegang tot alle meetgegevens en alle details onder de investeringsplannen. Dat kan verantwoord: het CBS ontvangt vandaag al de aansluitregisters van alle netbeheerders onder strikte waarborgen. Voor het instituut: een beveiligde omgeving die de gegevens

niet verlaten, pseudonimisering en aggregatie, dezelfde geheimhouding en “safety clearance” als bij netbeheerder en toezichthouder, en controle van alles wat naar buiten gaat.

- Afrekening op resultaat, niet op tevredenheid. Een eigen budget, en een evaluatie die maar één ding meet: stijgt de benuttingsgraad van het net aantoonbaar, en dalen verzwaringskosten en congestieschade mee?
- Een breed bestuur waarin het aanvullende geluid vooropstaat. In de raad van toezicht of het bestuur vormen de probleemhebbers – bedrijven, bijvoorbeeld via VNO-NCW, en consumenten – samen met provincies, gemeenten en kennisinstellingen de meerderheid. Netbeheerders, toezichthouder en ministerie zijn volwaardig vertegenwoordigd, maar in de minderheid: niet omdat hun inbreng minder waard is, maar omdat het instituut er juist is om naast het bestaande geluid een aanvullend geluid te organiseren.

Of dit precies de juiste vorm is, hoeft dit rapport niet te beslissen. Wij bevelen aan dat de minister van EZK een verkenning start naar nut, vorm en mandaat van een Grid Transition Institute, zoals het kabinet dat recent voor het NADI deed. Het net dat er al ligt kan aanzienlijk meer dan Nederland er nu uithaalt; zo’n verkenning is de eerste stap om die ruimte te benutten.

Van bevinding naar aanbeveling in één overzicht

Bevinding uit de studie	Onderliggend probleem	Aanbeveling	Mechanisme
MyFlex verlaagt pieken, maar HolonFlex verlaagt ze veel verder. Congestie ontstaat bovendien slechts gedurende een beperkt aantal uren en op specifieke locaties.	Energieprijzen alleen sturen onvoldoende op lokale netproblemen en generieke tijdsblokken beïnvloeden vaak gedrag op momenten waarop er geen congestie is.	1. Voer tijd- en plaatsafhankelijke congestieprikkels in.	Flex reageert alleen wanneer en waar het net daadwerkelijk onder druk staat, waardoor pieken sterk afnemen tegen minimale maatschappelijke kosten.
HolonFlex voorkomt een groot deel van de netverzwaring tegen veel lagere kosten.	Netverzwaring is momenteel vaak de standaardreactie op congestie.	2. Geef flexibiliteit inkopen voorrang boven verzwaren.	Eerst bestaande flexibiliteit benutten, daarna pas investeren in extra infrastructuur.
HolonFlex werkt alleen als congestie zichtbaar is voor marktpartijen.	Congestie-informatie is nauwelijks beschikbaar.	3. Deel netdata en congestiedata.	Marktpartijen kunnen gericht reageren op daadwerkelijke knelpunten.
Lokale flexibiliteit moet worden gecoördineerd.	Individuele assets reageren niet automatisch optimaal als groep.	4. Faciliteer Capacity Service Providers (CSP's).	CSP's bundelen flexibiliteit en reageren namens groepen gebruikers.
Bedrijventerreinen laten grote winst zien door collectieve sturing.	Individuele optimalisatie kan leiden tot hogere gelijktijdigheid.	5. Geef bedrijventerreinen informatie en richting.	Lokale optimalisatie wordt afgestemd op gedeelde netcapaciteit.
Woonwijken beschikken over grote hoeveelheden onbenutte aansluitcapaciteit.	Deze capaciteit wordt momenteel nauwelijks benut voor congestiebeheer.	6. Faciliteer Citizen Energy Communities (CEC's).	Lokale assets kunnen gezamenlijk congestie oplossen.
De grootste winst komt uit het organiseren van flexibiliteit.	Beleidsaandacht gaat vooral naar fysieke infrastructuur.	7. Verken de oprichting van een Grid Transition Institute.	Tegenspraak verschuift investeringen van meer koper naar slimme sturing.



Drie technologische revoluties

In dit supplement trachten we drie technologische revoluties die het net fundamenteel zullen veranderen overzichtelijk op een rij te zetten:

1. De zon- en windrevolutie maakt dat we zonlicht veel directer gaan omzetten in elektriciteit. Maar de zon en de wind kun je niet aansturen, en dat betekent dat we van aanbodsturing naar vraagsturing gaan.
2. De batterijrevolutie maakt het voor het eerst mogelijk om elektriciteit efficiënt en goedkoop op te slaan. Dit maakt die vraagsturing mogelijk.
3. De computerrevolutie (eigenlijk de halfgeleiderrevolutie) maakt dat we elektriciteit steeds slimmer kunnen sturen. Daardoor wordt vraagsturing vaak goedkoper dan netverzwaring. Het maakt het net ook weerbaarder.

Zon en wind maken vraagsturing nodig

Wij vinden het niet verstandig om netcongestie te beperken door de groei van zon- en windenergie in Nederland af te remmen. In plaats daarvan pleiten wij voor een slimmere aansturing van het elektriciteitsnet. Dat is niet alleen beter voor de leefomgeving en in lijn met internationale afspraken, maar leidt volgens internationaal onderzoek en onze eigen simulaties ook tot aanzienlijk lagere maatschappelijke kosten.

Om duidelijk te maken dat deze energietransitie onvermijdelijk is en niet zal worden teruggedraaid door het huidige systeem van netsturing en tariefstructuren, is het belangrijk om eerst stil te staan bij de lange historische ontwikkeling van ons energiesysteem. Gedurende het overgrote deel van de menselijke geschiedenis hebben we energie direct uit biomassa gehaald. Met de ontdekking van het gebruik van vuur, ruim een miljoen jaar geleden, werd het mogelijk om energie uit biomassa actief te benutten voor koken, bescherming en later ook voor verdere technologische ontwikkeling. Tijdens de industriële revolutie bleek de direct beschikbare voorraad biomassa op het aardoppervlak onvoldoende en zijn we overgestapt op het gebruik van fossiele brandstoffen: opgeslagen biomassa uit het geologische verleden.

Het huidige elektriciteitsnet is nog grotendeels ingericht op deze fossiele logica: centraal opgewekte energie, gestuurd op voorspelbare productie en optimale inzet van brandstoffen. Binnen dat paradigma draait alles om het plannen van wanneer welke fossiele capaciteit wordt ingezet. De integratie van zon en wind in dit systeem blijkt complex, omdat hun karakter wezenlijk anders is. Dat verschil is een belangrijke oorzaak van netcongestie.

Wie naar efficiëntie kijkt, ziet dat fossiele energie relatief inefficiënt is in energetische zin: slechts een zeer klein deel van de oorspronkelijke zonne-energie die ooit werd vastgelegd in fossiele voorraden komt uiteindelijk beschikbaar als bruikbare energie. Om preciezer te zijn: we oogsten minder dan een miljoenste deel van het zonlicht dat nodig was om die fossiele energie te produceren. Zonnepanelen oogsten dat zonlicht ongeveer vijfhonderdduizend keer efficiënter.*

Zon en wind zijn inmiddels niet meer tegen te houden, omdat ze in veel gevallen al goedkoper zijn dan fossiele energie en die kostendaling zich bovendien doorzet. Een energiesysteem dat daarop is ingericht, leidt niet alleen tot lagere systeemkosten op termijn, maar ook tot belangrijke maatschappelijke baten: minder luchtvervuiling en daarmee samenhangende gezondheidsschade, het vermijden van verdere klimaatverandering en een afname van geopolitieke afhankelijkheden die samenhangen met fossiele importstromen. Daarnaast is het huidige fossiele systeem per definitie tijdelijk, omdat voorraden veel sneller worden verbruikt dan ze geologisch worden aangevuld.

De figuur illustreert de historische kentering waar we ineens middenin zitten door te visualiseren hoeveel elektriciteit van de drie grote energiebronnen er sinds 1965 is bijgekomen. Eerst kwam kernenergie op. In termen van de bouw van nieuwe centrales versus het uit bedrijf halen van oude centrales piekte nucleair vooralsnog in 1985.†

Sinds het begin van deze eeuw zijn zonnepanelen en windturbines de snelst groeiende vormen van elektriciteitsopwekking. Hun groei verloopt al tientallen jaren exponentieel. Als die ontwikkeling zich voortzet, kan

* Planten zetten maar 1-2% van zonlicht om in biomassa.¹⁴⁵ Daarvan eindigde maar 0,014% als fossiele brandstof die we nu verbranden.^{146,147} Als we die oogsten houden we circa 80% over (maar dalend).¹⁴⁸

De omzetting in hitte en van hitte naar beweging is circa 38% efficiënt in een gemiddelde energiecentrale.¹⁴⁹ Vermenigvuldig ze met elkaar en we komen op 0,00006% efficiency. Zonnepanelen gaan qua efficiency richting de 25%.¹⁵⁰ Dat is ongeveer vijfhonderdduizend keer efficiënter.

† Alom wordt erkend dat kernenergie fossiele energie ook kan vervangen. Het wordt door de (van oudsher pro-nucleaire) IEA nog steeds gezien als een aanvulling op zon en wind, maar de ontwikkeling vindt ook volgens hen wel vooral plaats in China.¹⁵¹ Het Westen laat keer op keer kostenoverschrijdingen zien: Olkiluoto 3 van 3,2 miljard begroot naar 11 miljard euro werkelijk, Flamanville 3 van 3,3 naar 13,2 miljard euro en Hinkley Point C van 18 naar 35 miljard pond.^{152,153}

De wetenschappelijke literatuur is overwegend kritisch over de maatschappelijke kosten en ontwikkeltijd van nucleair.¹⁵⁴⁻¹⁵⁷

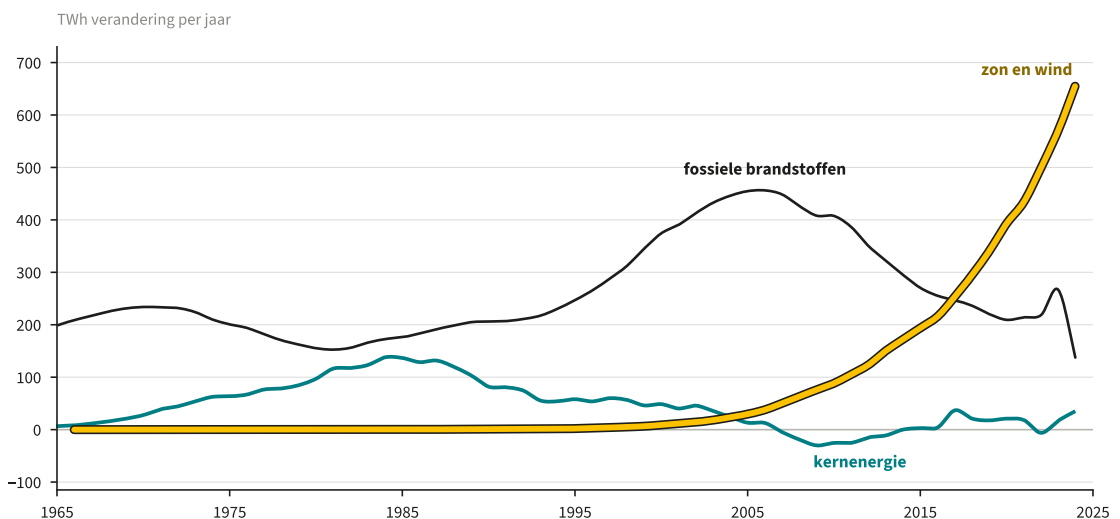
Brede inzet van nucleair vereist opwerken van nucleair afval^{158,159} en hoewel dit ervoor zorgt dat uranium 70 keer meer energie kan produceren¹⁶⁰ maakt dit ook het produceren van bommen makkelijker.¹⁶¹⁻¹⁶³ Door de protactinium loophole is dit voor thorium zelfs nog iets makkelijker dan voor uranium.¹⁶⁴

fossiele energie binnen ongeveer twintig jaar grotendeels zijn vervangen. Hoe is deze snelle ontwikkeling te verklaren?

De belangrijkste reden is dat zon en wind gebruikmaken van energiebronnen die vrijwel onuitputtelijk zijn. Met zonne-energie kan wereldwijd naar schatting ten minste duizend keer meer energie worden opgewekt dan de totale energiebehoefte van de huidige menselijke beschaving. Voor windenergie ligt dat potentieel op ten minste een factor tien, waarbij veel studies uitkomen op nog aanzienlijk hogere waarden. Daarnaast blijft de zon naar verwachting nog miljarden jaren energie leveren. Vanuit het perspectief van de menselijke beschaving zijn zon en wind daarmee praktisch onuitputtelijke energiebronnen.

De tweede reden voor de snelle opmars van zon en wind laten we liever zien aan de hand van feiten dan van argumenten. De figuur toont de opmerkelijke kostendaling van zonnepanelen en, in iets mindere mate, windturbines. In de afgelopen vijftig jaar zijn zonnepanelen ongeveer tweeduizend keer goedkoper geworden.

Opvallend is dat deze prijsdaling al decennialang een vrijwel constante leercurve volgt, ook wel bekend als *Swanson's Law*. Steeds meer wetenschappelijke literatuur laat zien dat dergelijke leercurves een van de meest



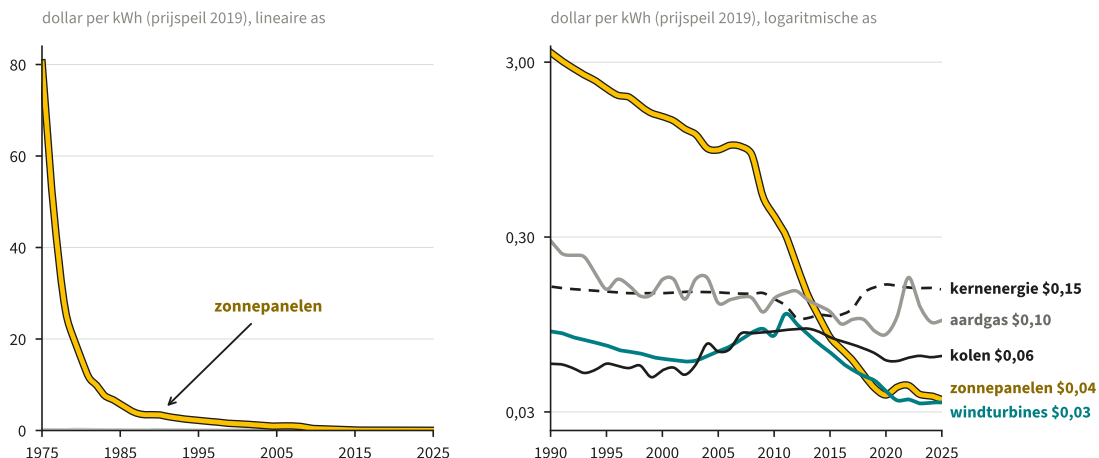
Figuur 24 **Jaarlijkse veranderingen in elektriciteitsopwekking fossiel, kernenergie en zon plus wind.** De verticale as toont hoeveel TWh elektriciteit er in dat jaar meer of minder werd geproduceerd.

betrouwbare methoden zijn om de verdere ontwikkeling van energietechnologieën te voorspellen.

Inmiddels is zonne-energie in het grootste deel van de wereld goedkoper dan elektriciteit uit fossiele brandstoffen. Kijken we niet alleen naar de aanschafkosten van zonnepanelen, maar naar de volledige *Levelized Cost of Energy* (LCOE), dan zijn de kosten van zonne-energie in de afgelopen 25 jaar met ongeveer een factor tien gedaald. Als de huidige leercurve zich voortzet, kunnen de opwekkingskosten over circa 25 jaar dalen tot minder dan een halve eurocent per kWh.

In dit rapport beperken we ons niet tot de opwekkingskosten. We nemen ook de kosten van energieopslag en het elektriciteitsnet mee. Zelfs met die aanvullende kosten blijven zon en wind de goedkoopste energiebronnen, zeker wanneer het elektriciteitsnet slimmer wordt aangestuurd.

Voor een groot deel van de wereld is het perspectief zelfs nog gunstiger dan voor Nederland. Veel landen ontvangen ook in de winter aanzienlijk meer zoninstraling, terwijl de kosten van zonne-energie sneller blijven dalen dan die van windenergie. Daardoor zal in veel regio's de nadruk steeds meer op zonne-energie komen te liggen. Ongeveer 80% van de wereldbevolking woont dicht genoeg bij de evenaar om het grootste deel van het jaar te kunnen voorzien in de



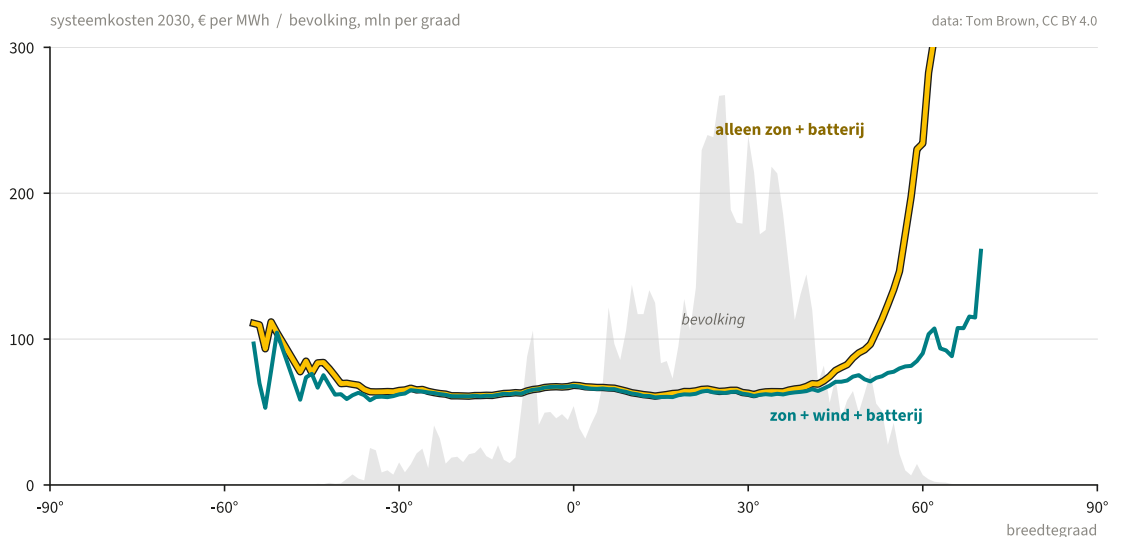
Figuur 25 **De prijs van zonnepanelen en in mindere mate windturbines is de afgelopen decennia sterk afgenomen.** Links een lineaire as en rechts een logaritmische as die inzoomt op de laatste 35 jaar en het laatste deel van de prijsontwikkeling. Dit zijn wereldgemiddelden.

energiebehoefte met zonnepanelen die twee- tot driemaal het gemiddelde elektriciteitsverbruik produceren, aangevuld met batterijen die enkele dagen aan opslagcapaciteit bieden.

De grafiek laat zien dat fossiele brandstoffen vooral een tussenfase vormen in de overgang van biomassa naar een energiesysteem dat grotendeels op duurzame elektriciteit is gebaseerd. De Verenigde Staten en Europa hebben die tussenfase vrijwel volledig doorlopen, omdat fossiele brandstoffen destijds de enige realistische optie vormden om hun energiesystemen op te bouwen.

Voor landen die hun energie-infrastructuur nu ontwikkelen, ligt dat anders. China investeert op grote schaal in duurzame elektriciteit en slaat daardoor een deel van de fossiele ontwikkelingsfase over. India volgt dezelfde richting, zij het vanuit een andere uitgangspositie. Voor veel Afrikaanse landen wordt verwacht dat zij nog directer zullen overstappen naar een energiesysteem dat grotendeels is gebaseerd op zon, wind en elektriciteit, zonder eerst een uitgebreid fossiel energiesysteem op te bouwen.

De illustratie van de werkelijke jaarlijkse verkoop van zonnepanelen versus de voorspellingen van de International

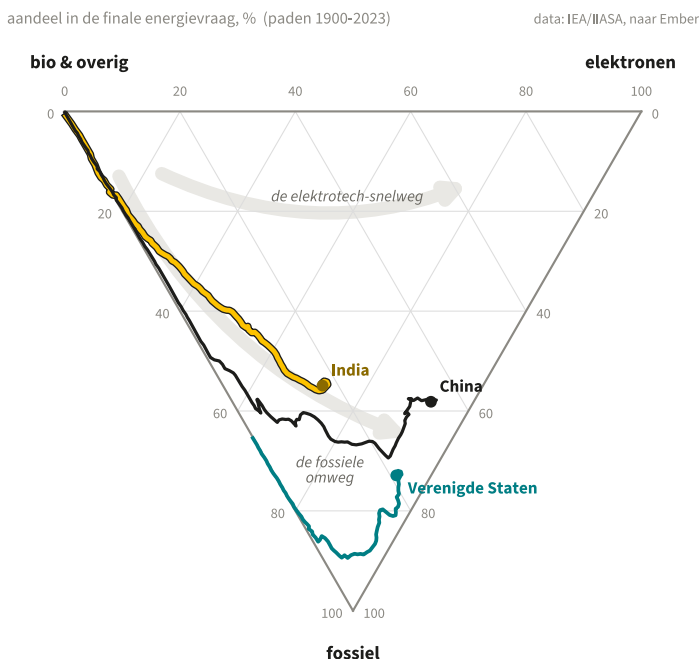


Figuur 26 **De meeste mensen hebben genoeg aan zon en wind.** Deze grafiek van prof. Tom Brown⁷⁶ laat goed zien dat de meeste mensen in een gebied wonen waar zon en batterijen volledig in alle energie kunnen voorzien. Toen wij hem spraken gaf hij aan dat hij verwacht dat het schoon produceren van de laatste 10% brandstof tussen 2040 en 2050 ook goedkoper wordt dan fossiele energie.

Energy Agency (IEA) illustreert dat experts de verandering die gaande is keer op keer onderschatten.

Al deze data laat zien dat de wereld *echt* aan het breken is met de miljoen jaar oude traditie van het verbranden van biomassa en dat zon (en in iets mindere mate wind) echt aan een onstuitbare opmars bezig is waar we de netinrichting op moeten heroriënteren. Ondanks de bedenkingen van veel status quo experts is dat niet langer een aanname maar de toekomstige realiteit waar we ons op moeten focussen.

Noord-Europa is globaal gezien een uitzonderlijk geval, en niet alleen omdat wij eerst onze infrastructuur volledig hebben ingericht op fossiele energie terwijl we nu anders moeten gaan produceren en sturen. Het grootste verschil met de rest van de wereld als het gaat om zonne-energie is onze afstand tot de evenaar. Door de warme golfstroom lijkt het hier niet zo koud maar minder dan 5% van de wereldbevolking woont zo ver bij de evenaar vandaan. Dit betekent in de winter erg weinig zon.



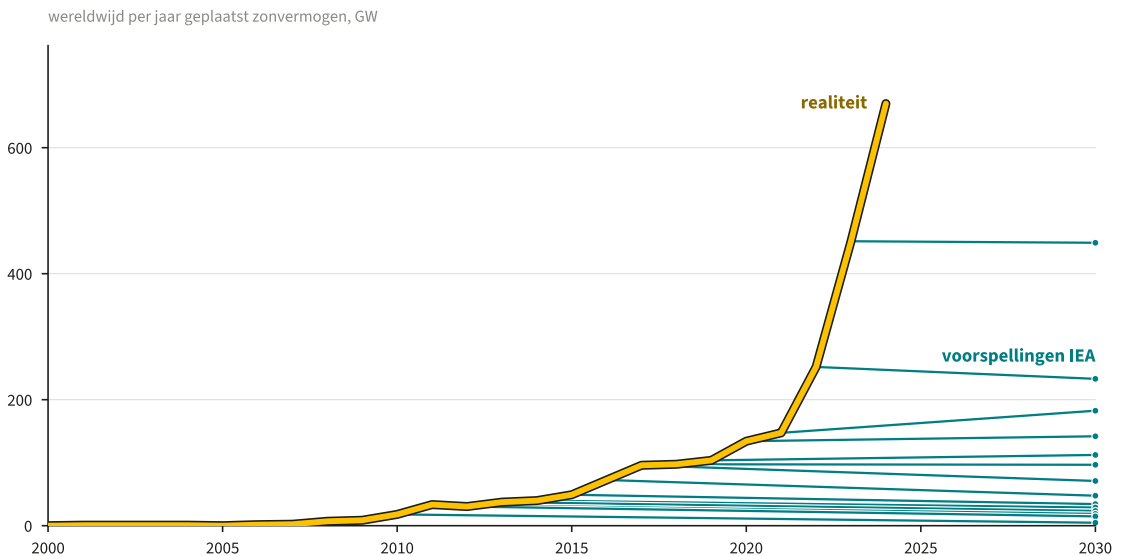
Figuur 27 **Internationaal zien we dat landen die op dit moment nog minder energie gebruiken direct voor zon, wind en batterijen gaan.** Bronnen Ember³⁰, IEA en IIASA. Deze ternary chart laat zien in hoeverre het finale energiegebruik van India, China en de VS tussen 1900 en 2023 geproduceerd werd met biobrandstof en overig (linksboven), fossiel (onder) of duurzame elektriciteit (rechtsboven). Opkomende economieën slaan fossiele brandstof over en gaan direct naar elektronen uit (vooral) zon en wind.

We noemden het al even: 80% van de wereld heeft genoeg aan zon op dak en een batterij voor een paar dagen. Noord-Europa heeft echter ook wind en seizoensopslag nodig. Dat geldt extra sterk voor landen die waterkracht niet als buffer kunnen gebruiken zoals Nederland, Duitsland en Engeland.

Dit wordt weerspiegeld in het scenario dat de overheid, de netbeheerders en dit rapport gebruiken. We gebruiken het nieuwe standaard ii3050-scenario van Netbeheer Nederland genaamd Koersvaste Middenweg. Dit is in 2025 gepresenteerd en gespecificeerd in het energietransitiemodel (ETM).

De figuur laat zien hoe het aandeel van de verschillende energiedragers zich in het Koersvaste Middenweg-scenario ontwikkelt. Wind en zon nemen het over van fossiel, aangevuld met brandstof voor specifieke processen en seizoensopslag. Dit scenario komt overeen met de aannames qua adoptie die wij in dit rapport realistisch achtten nog voordat we Koersvaste Middenweg gingen analyseren.

Zoals we later zullen zien impliceert de opkomst van zon en wind een snelle toename en dominante rol van elektriciteitsopslag en andere flex waarvan het niet meer



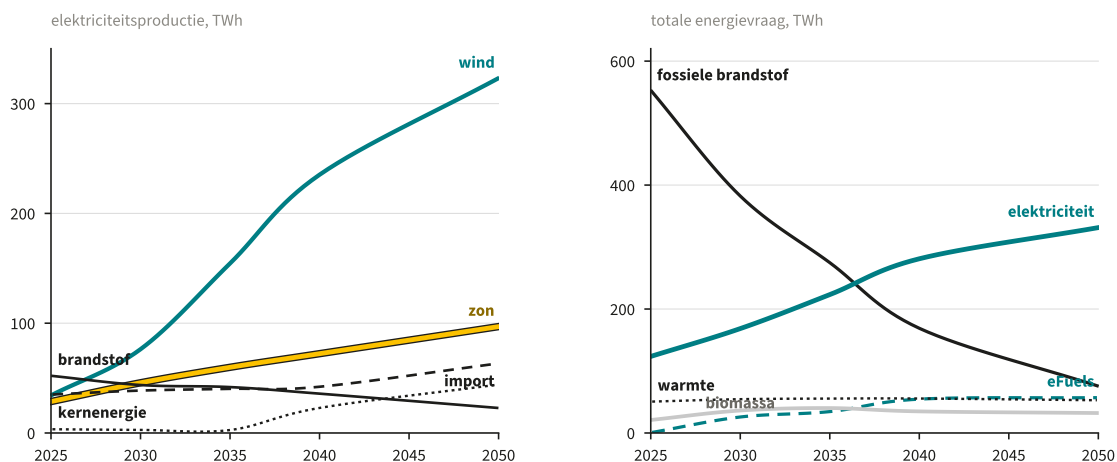
Figuur 28 **Zonnepanelen: realiteit versus de International Energy Agency**. De donkere lijn geeft de exponentieel stijgende trend in de jaarlijkse verkopen van zonnepanelen weer van 2000 tot en met 2024. De horizontale lijnen zijn de voorspellingen van de International Energy Agency over hoe de productie zich vanaf een bepaald jaar zou ontwikkelen. Zie [Hoekstra et al. 2017](#)¹⁶⁵, [Hoekstra](#)¹⁶⁶, [The Economist](#)¹⁶⁷ en [Al Gore's TED Talk](#)¹⁶⁸.

dan logisch is dat die ingezet wordt om netcongestie te verminderen in plaats van te verergeren.

Zon en wind groeien al decennialang exponentieel doordat ze vrijwel onuitputtelijk zijn en dankzij voortdurende technologische leereffecten steeds goedkoper worden. Deze ontwikkeling is daardoor niet alleen gedreven door klimaatbeleid, maar vooral door economische en technologische voordelen. Landen die hun energiesysteem nu ontwikkelen, kunnen de fossiele tussenfase grotendeels overslaan en direct investeren in duurzame elektriciteit. De centrale vraag is daarom niet óf deze transitie plaatsvindt, maar hoe we ons energiesysteem en elektriciteitsnet zo inrichten dat we de maatschappelijke voordelen optimaal benutten.

Elektriciteitsopslag maakt vraagsturing mogelijk

De groei van zonne- en windenergie maakt elektriciteitsopslag en vraagsturing onmisbaar. Zon en wind treden immers op wanneer de natuur ze beschikbaar stelt en dat kunnen mensen niet beïnvloeden. Daarom moet elektriciteit kunnen



Figuur 29 **Koersvaste Middenweg**, het standaard ii3050-scenario van Netbeheer Nederland uit 2025 met data uit het energietransitiemodel (ETM). Links hoe de energie opgewekt wordt. Brandstof is fossiel, biomassa, groen gas, biogas, afval en waterstof. Rechts hoe de totale energievraag wordt ingevuld. EFuels is waterstof en ammoniak. Warmte bevat ook zonthermisch en geothermisch.

worden opgeslagen en moet het verbruik verschuiven naar momenten met veel duurzame opwek.

Enkele decennia geleden was het gebrek aan elektriciteitsopslag nog een *showstopper*. Inmiddels zijn batterijen de meest kansrijke oplossing. Daardoor zijn eerdere oplossingen, zoals grootschalige inzet van biomassa, fossiele centrales met CO₂-opslag en wereldwijde elektriciteitsnetten, veel minder belangrijk geworden.

Recente energiescenario's laten zien dat een kosteneffectief elektriciteitssysteem ongeveer 5 tot 12 uur gemiddelde productie uit zon en wind moet kunnen opslaan. Toegepast op het scenario *Koersvaste Middenweg* (waarin de elektriciteit uit zon en wind oploopt van 7 GW (41%) nu tot bijna 50 GW (76%) in 2050) betekent dit ongeveer 250 tot 500 GWh batterijopslag in 2050: circa honderd keer de capaciteit die eind 2025 was geïnstalleerd.

Deze batterijen kunnen meer doen dan alleen energie opslaan. Ze kunnen naar verwachting 95% van de tijd worden ingezet om vraag en aanbod van elektriciteit op elkaar af te stemmen en 5% van de tijd om piekbelasting en netcongestie te beperken. Daarmee leveren dezelfde batterijen zowel een bijdrage aan een efficiënter energiesysteem als aan een beter benut elektriciteitsnet.

De snelle kostendaling maakt deze ontwikkeling steeds aantrekkelijker. Batterijprijzen dalen al jaren volgens een stabiele leercurve van ongeveer 28% per verdubbeling van de productie. Daardoor worden batterijen niet alleen belangrijk voor elektrische voertuigen, maar ook voor woningen, bedrijven en grootschalige energieopslag.

In dit hoofdstuk laten we zien dat batterijen daardoor niet alleen essentieel zijn voor de integratie van zon en wind, maar ook een kosteneffectieve rol kunnen spelen bij het verminderen van netcongestie.

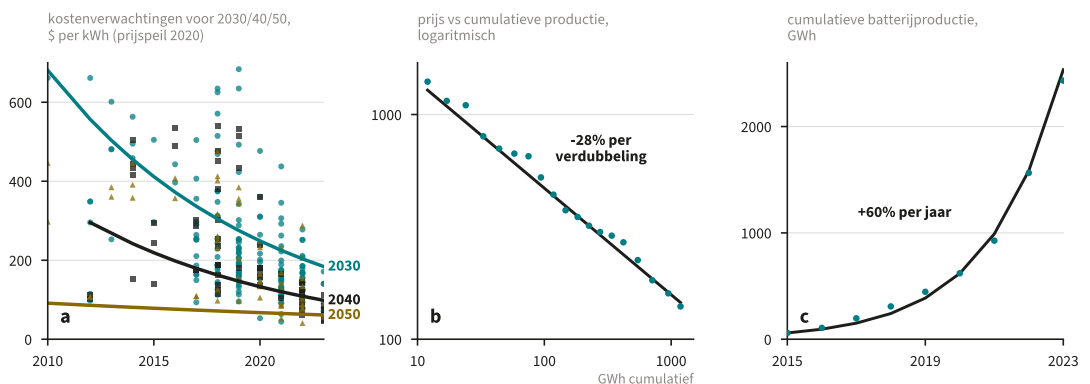
Batterijen worden snel goedkoper

De snelle groei van batterijen begon met consumentenelektronica en kreeg een enorme impuls door elektrische auto's. Inmiddels worden batterijen ook op grote schaal ingezet voor stationaire opslag.

De belangrijkste drijvende kracht hierachter is de snelle en voorspelbare kostendaling. Batterijprijzen volgen al jaren een stabiele leercurve: bij iedere verdubbeling van de wereldwijde productie dalen de kosten met ongeveer 28%. Tegelijkertijd groeit de productie al ruim tien jaar met ongeveer 60% per jaar. Deze combinatie maakt batterijen steeds goedkoper en aantrekkelijker voor steeds meer toepassingen.

Zelfs conservatieve scenario's zoals **IEA STEPS** komen uit op systeemprijzen van ongeveer 49 dollar per kWh in 2040 en 27 dollar per kWh in 2050. Voor stationaire batterijen kunnen de kosten verder dalen doordat gewicht minder belangrijk is dan bij voertuigen. In China werden in 2025 complete LFP-opslagsystemen al geleverd voor ongeveer 43 dollar per kWh (exclusief grond en omvormers).

Daarnaast verschuift de aandacht geleidelijk van lithium naar natrium. Natriumbatterijen gebruiken nog goedkopere grondstoffen dan LFP, waardoor de materiaalkosten verder kunnen dalen. Een gedetailleerde berekening van LFP- en natriumbatterijen uit februari 2026 van *Keiner et al.*¹⁷¹ schat dat complete stationaire batterijsystemen in 2050 tussen 29 en 52 dollar per kWh kunnen kosten, en in een optimistisch scenario 11 tot 14 dollar per kWh.



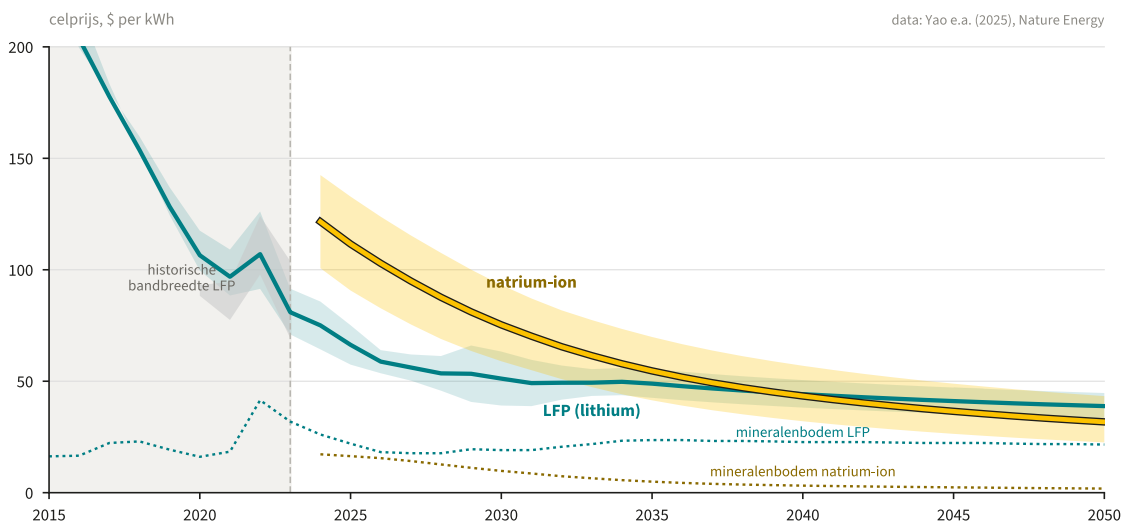
Figuur 30 Uit **Hoekstra en Alkemade (2025)**¹⁶⁹. Deelfiguur a links: voorspellingen voor 2030, 2040 en 2050, geordend op jaar, met als bron de meta-analyse door Link et al.¹⁷⁰ Aan de trendlijnen is goed te zien dat voorspellingen over toekomstige batterijprijzen steeds lager worden. Dit gebeurt op een manier die goed aansluit bij de leercurves gebaseerd op historische gegevens, grafisch weergegeven in deelfiguur b en c. Batterijen worden 28% goedkoper bij elke verdubbeling van productie (R^2 0,99). Batterijproductie groeide de afgelopen tien jaar met 60% per jaar (R^2 1,00).

Batterijen maken een flexibel energiesysteem mogelijk

Goedkope batterijen veranderen niet alleen de elektriciteitsvoorziening, maar ook de manier waarop energie wordt gebruikt.

Huishoudens kunnen zonnepanelen combineren met een thuisbatterij en hun elektriciteitsverbruik verschuiven naar goedkope uren. Elektrische auto's laden wanneer veel duurzame energie beschikbaar is. Warmtepompen kunnen warmte produceren op momenten met lage elektriciteitsprijzen.

Bedrijven gebruiken batterijen om hun piekvermogen te verlagen, beter gebruik te maken van hun netaansluiting en tegelijk te handelen op de energiemarkt. Producenten van zonne- en windenergie kunnen meer van hun productie benutten en minder afhankelijk worden van momenten met lage of negatieve elektriciteitsprijzen.



Figuur 31 Yao et al. (2025)¹⁷². Een voorspelling voor celprijsontwikkelingen van LFP en natrium (NIB) batterijen. Het gaat ons vooral om de stippellijnen aan de onderzijde van de figuur die laten zien dat de minerale bestanddelen van natriumbatterijen extreem goedkoop kunnen worden. De doorgetrokken lijnen daarboven geven een beeld van hoe deze auteurs denken over de ontwikkeling van celprijzen. Dit is een redelijke mainstream verwachting van experts in 2025 maar zoals we in de vorige figuur toonden zijn voorspellingen van experts vrijwel altijd te pessimistisch en in dit geval gaat het bovendien om wetenschappers die een LFP-fabriek opzetten.

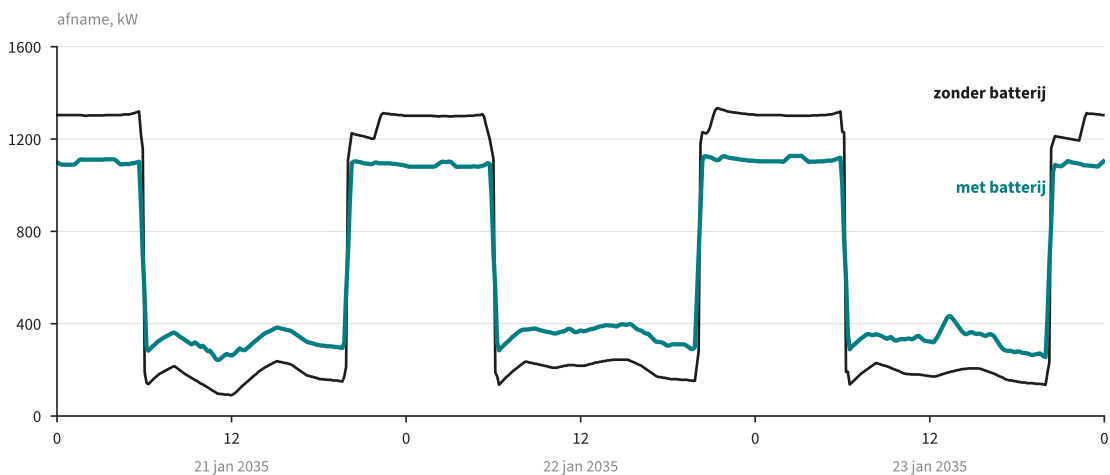
Deze vormen van flexibiliteit bestaan grotendeels al. De volgende stap is om dezelfde batterijen ook actief in te zetten tegen netcongestie.

Batterijen kunnen netverzwaring deels vervangen

Netverzwaring blijft noodzakelijk, maar batterijen zijn inmiddels vaak een kosteneffectief alternatief dat op zijn minst een flink deel van de verzwaring overbodig maakt. Een eenvoudig voorbeeld laat zien waarom. Een batterij die €200 per kWh kost, twintig jaar meegaat en inclusief financiering wordt berekend, kost ongeveer €15 per kWh per jaar.

Voor een logistiek bedrijf dat vooral 's nachts elektrische vrachtwagens laadt, kan een batterij van 2 MWh de maximale netbelasting verlagen van 1.337 kW naar 1.127 kW. Daarmee ontstaat extra ruimte om activiteiten uit te breiden zonder een zwaardere netaansluiting. Dit is bereikt met een batterij met een capaciteit van 2000 kWh. Ofwel, er viel ongeveer 0,1 kW capaciteit vrij te spelen per kWh batterij. Een ander perspectief is dat voor dit bedrijf de breedte van de problematische pieken ongeveer 10 uur is.

Bij een benuttingsgraad van 35% en een congestiewaarde van €0,50 per kWh levert dit $0,1 * 8760 * 0,35 = 307$ kWh extra op, ofwel ongeveer €153 per kWh batterijcapaciteit per jaar: ruim tien keer de jaarlijkse kosten van de batterij. Ook vanuit



Figuur 32 Profiel van een logistiek bedrijf met elektrische trucks in 2035, met en zonder batterij.

maatschappelijk perspectief kan dit aantrekkelijk zijn. De kosten voor extra netcapaciteit op middenspanningsniveau bedragen naar schatting ongeveer €144 per kW per jaar.

Dat betekent niet dat batterijen altijd goedkoper zijn dan netverzwaring. Wel laten simulaties zien dat zij de gemiddelde benutting van het bestaande elektriciteitsnet aanzienlijk kunnen verhogen, waardoor investeringen in netuitbreiding later of kleiner kunnen worden uitgevoerd.

Computers maken vraagsturing slim

De revolutie in computers en kunstmatige intelligentie verloopt waarschijnlijk nog sneller dan die van zonnepanelen, windturbines en batterijen. Dat is belangrijk, omdat een elektriciteitssysteem met veel duurzame energie niet alleen goedkope batterijen nodig heeft, maar ook slimme aansturing.

Computers verbeteren sneller dan energietechnologie

De ontwikkeling van veel technologieën volgt een zogenoemde leercurve: naarmate er meer wordt geproduceerd, dalen de kosten en nemen de prestaties toe.

Voor energie zagen we al indrukwekkende verbeteringen. De prijs van windenergie daalde de afgelopen vijftien jaar gemiddeld 7-8%¹⁷³ per jaar, zonnepanelen werden jaarlijks ongeveer 12%¹⁷⁴ goedkoper en batterijen sinds 2010 ongeveer 16%¹⁷⁵ per jaar, terwijl hun levensduur ongeveer vijf keer zo lang werd.

De ontwikkeling van computers verloopt nog veel sneller. Volgens Moore's Law wordt rekenkracht jaarlijks 30-40%¹⁷⁶ goedkoper. Voor GPU's, die de huidige AI-revolutie aandrijven, is de prijsdaling nog aanzienlijk meer¹⁷⁷. Tegelijkertijd wordt dataopslag volgens Kryder's Law jaarlijks 25-40%¹⁷⁸ goedkoper en datacommunicatie volgens Nielsen's Law 30-50%¹⁷⁹ goedkoper.

Wanneer deze trends zich de komende 25 jaar voortzetten, wordt zonne-energie ongeveer tien keer goedkoper, batterijopslag twintig keer goedkoper, maar worden dataopslag¹⁸⁰ en datacommunicatie ongeveer duizend keer goedkoper.

De **rekenkracht**¹⁷⁷ wordt zelfs tweehonderdduizend keer goedkoper.

Slimme sturing wordt praktisch gratis

Daardoor krijgt straks ieder batterijpakket een kleine computer met meer rekenkracht dan een huidige high-end pc.

Zo'n computer meet continu de spanning, frequentie en golfvorm van het lokale elektriciteitsnet en ontvangt informatie over congestie elders op het netwerk. Binnen milliseconden kan hij voorspellen hoe de situatie zich ontwikkelt en het laad- of ontlaadgedrag daarop aanpassen.

Niet één computer doet dat, maar uiteindelijk miljoenen tegelijk. Samen vormen zij een gedistribueerd regelsysteem dat het elektriciteitsnet continu ondersteunt. Het ligt daarom voor de hand om deze rekenkracht niet alleen te gebruiken voor energiehandel, maar ook om netcongestie te beperken en het bestaande net beter te benutten.

De opkomst van grid-forming inverters

Traditioneel werd het elektriciteitsnet gedomineerd door transformatoren: robuuste maar passieve apparaten die uitsluitend de spanning aanpassen. Moderne power converters werken fundamenteel anders. Zij gebruiken vermogenshalfgeleiders die elektriciteit razendsnel kunnen schakelen en softwarematig aansturen.

Er is een **revolutie gaande binnen vermogenshalfgeleiders**.¹⁸¹ Nieuwe vermogenshalfgeleiders van siliciumcarbide (SiC) en galliumnitride (GaN) kunnen stromen ongeveer tien keer sneller schakelen dan eerdere generaties, terwijl de energieverliezen met ruim 70% afnemen.

Vroeger hadden elektronische converters een duidelijk nadeel. Zij verloren vaak **6-8%**¹⁸² van de energie, terwijl klassieke transformatoren **maar 2%**¹⁸³ **verliezen hadden**.¹⁸⁴ De beste transformatoren verliezen tegenwoordig **soms zelfs maar 1%**¹⁸⁵.

De nieuwste generatie converters bereikt echter eveneens **minder dan 1% verlies**¹⁸⁶, terwijl zij tegelijkertijd functies vervullen die een transformator helemaal niet kan uitvoeren. Ze zetten gelijkstroom direct om in wisselstroom, regelen

softwarematig de uitgangsspanning en kunnen tegelijkertijd frequentie, blindvermogen en golfvorm aansturen.

Op termijn lijken zelfs verliezen van ongeveer **0,1% haalbaar**¹⁸⁷. Bovendien betekent iedere efficiëntieslag dat koeling, gewicht en afmetingen verder afnemen.

Klassieke transformatoren blijven voorlopig nodig voor zeer hoge spanningen boven ongeveer **20 kV**¹⁸⁸, maar op distributienetten krijgen programmeerbare converters een steeds belangrijkere rol.

Van een centraal naar een decentraal elektriciteitsnet

Door de snelle ontwikkeling van computers, AI en vermogenslektronica wordt het mogelijk om miljoenen batterijen en andere flex-assets in real time aan te sturen. Daardoor wordt een veel slimmer en efficiënter elektriciteitsnet mogelijk.

Waar het huidige systeem grotendeels centraal wordt geregeld door enkele grote centrales, ontstaat nu een netwerk waarin miljoenen batterijen, zonnepanelen, laadpalen en andere flex-assets lokaal spanning, frequentie en vermogen stabiliseren.

Een batterij met een moderne grid-forming inverter kan daardoor functioneren als een klein microgrid. Bij een storing kan zo'n systeem zichzelf tijdelijk loskoppelen van het elektriciteitsnet en lokaal stroom blijven leveren, zolang voldoende energie beschikbaar is.

Het resultaat is een elektriciteitsnet dat niet alleen duurzamer is, maar ook slimmer, robuuster en efficiënter. De benodigde technologie is grotendeels al beschikbaar; de uitdaging is nu om haar ook daadwerkelijk in te zetten voor een beter benut elektriciteitsnet.



Verbetervoorstellen voor de 2e Kamer

De afgelopen drie jaar zijn gekenmerkt door intensieve parlementaire betrokkenheid bij de problematiek rondom netbeheerders, netcongestie en de energietransitie. Wij hebben een inventarisatie gemaakt van alle relevante rapporten en kamerbrieven die tussen januari 2023 en januari 2026 aan de Tweede Kamer zijn verstuurd over netbeheerders. De documenten behandelen onderwerpen als tariefregulering, investeringsplannen, netcongestie-aanpak en de toekomstige infrastructuur voor elektriciteit en waterstof.

Deze inventarisatie put primair uit de volgende parlementaire dossiers:

- [Dossier 29023](#) (Voorzienings- en leveringszekerheid energie)
- [Dossier 32813](#) (Kabinetsaanpak Klimaatbeleid)
- [Dossier 36378](#) (Energiewet)

Daarnaast zijn de volgende ACM-besluiten of communiqués, rapporten van Netbeheer Nederland, en onderzoeken van externe bureaus zoals Berenschot en CE Delft meegenomen.

Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers – Autoriteit Consument & Markt
<https://www.acm.nl/system/files/documents/ontwikkeling-netkosten-tot-en-met-2050-en-de-kostenverdeling-via-nettarieven.pdf>

Toetsing investeringsplannen TenneT en GTS – Ecorys in opdracht van het ministerie van EZK
<https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2024D20048>

Verkenning alternatief nettariestelsel kleinverbruik – Berenschot
<https://www.berenschot.nl/media/n4bjgbus/eindrapport-verkenning-alternatief-nettarief-kleinverbruik-berenschot-20250221.pdf>

Brief van de minister van KGG aan de Tweede Kamer d.d. 10 december 2024
https://www.eerstekamer.nl/behandeling/20241210/brief_regering_voortgang_van_het_2/document3/f=/vmj441j8mryp.pdf

Tweede Voortgangsrapportage Landelijk Actieprogramma Netcongestie
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/>

03/24/landelijk-actieprogramma-netcongestie-tweede-voortgangsrapportage

Aanpak netcongestie: sneller uitbreiden elektriciteitsnet – brief van de minister van KGG aan de Tweede Kamer

[https://www.rijksoverheid.nl/](https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/04/25/aanpak-netcongestie-sneller-uitbreiden-elektriciteitsnet)

[documenten/kamerstukken/2025/04/25/aanpak-netcongestie-sneller-uitbreiden-elektriciteitsnet](https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/04/25/aanpak-netcongestie-sneller-uitbreiden-elektriciteitsnet)

Actualisatie voortgang Landelijk Actieprogramma Netcongestie

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2025/09/30/actualisatie-van-de-voortgang>

Aanpak netcongestie – brief van de minister van KGG aan de Tweede Kamer

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2025/10/06/aanpak-netcongestie>

Toets Investeringsplannen netbeheerders elektriciteit en gas

https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2024Z08553&did=2024D20047

Reactie NBNL consultatie toekomstige reguleringsmethode netbeheerder – Netbeheer Nederland

<https://www.acm.nl/system/files/documents/getekende-br-2023-2026-reactie-nbnl-consultatie-toekomstige-reguleringsmethode-netbeheerders-reg2027.pdf>

Analyse en doorrekening van invoedingstarief – CE Delft

<https://www.acm.nl/system/files/documents/ce-delft-analyse-en-doorrekening-van-invoedingstarief.pdf>

Brief van de minister van KGG d.d. 19 augustus 2025

<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-21501-33-1145.html>

Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025

https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2025-05/netbeheer_nederland_scenarios_editie_2025_-_def_12-05.pdf

Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (“FIEN+”) – PwC in opdracht van Netbeheer Nederland

https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-12/241216_fien_eindrapport.pdf

Brief van de minister van KGG d.d. 29 september 2025

<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-21501-33-1150.html>



Sociale aspecten van holarchie

Europese onafhankelijkheid en een anti-fragile elektriciteitsnet

Internationale conflicten en klimaatverandering leggen de fragiliteit van het energiesysteem bloot. Een holarchisch systeem maakt de energievoorziening minder kwetsbaar en verhoogt de Nederlandse en Europese weerbaarheid.

Klimaatverandering en onder meer de situatie in Rusland, de Verenigde Staten en de recente blokkade van de Straat van Hormuz zorgen dat we ons er steeds meer van bewust worden hoe fragiel ons huidige energiesysteem is. Holons zijn hierop een fundamenteel antwoord.

Dat lijkt een beetje een “ver van ons bed show”.

Het net in Nederland heeft immers een bijzonder hoge betrouwbaarheid. Gemiddeld valt het voor gebruikers **minder dan een uur per jaar** uit waarvan de helft van tevoren aangekondigd. Maar afgezien van het feit dat dit bereikt wordt door enorme onbenutte overcapaciteit in combinatie met een lange wachtrij blijft het een inherent fragiel systeem dat bij schokken zogenaamde *cascading failures*^{189,190} kan vertonen: een *black-out* kan snel om zich heen grijpen. Denk aan de **620 miljoen mensen in India** die ineens 2 dagen zonder stroom zaten, de **140 miljoen in Bangladesh**, de **48 miljoen in Zuid-Amerika**, en onlangs **60 miljoen in Spanje en Portugal**.^{191,192}

Dat wordt extra relevant nu vrede geen gegeven meer is. Oekraïne ervaart dat energie-infrastructuur het door Rusland meest aangevallen onderdeel van een land blijkt te zijn.¹⁹³ Ook de Europese energie-infrastructuur buiten Oekraïne wordt **in toenemende mate aangevallen door Rusland**¹⁹⁴ en onze afhankelijkheid van Rusland blijft groot.¹⁹⁵ Bradshaw et al. stellen dat Rusland van aardgas maakte “**wat duurzame energie was: onbetrouwbaar en duur**”.¹⁹⁶

Energy security en de kwetsbaarheid van de afhankelijkheid van fossiele energie staan ineens stevig op de Europese agenda.¹⁹⁷ De EU steunt Oekraïne aanzienlijk meer dan andere partijen zoals de VS,¹⁹⁸ maar toch betaalde de EU sinds het begin van de invasie meer aan Rusland dan aan Oekraïne. Zo duur zijn de fossiele brandstoffen die we uit Rusland importeren.¹⁹⁸⁻²⁰⁰ Als de prijsverhoging voor olie

door de ontwikkelingen in de Straat van Hormuz aanhoudt betekent dit nog meer inkomsten voor Rusland.

Veel politici en burgers vinden dat die situatie snel moet veranderen. Met “**home grown**” duurzame energie kan Europa snel onafhankelijk worden van Russisch of Amerikaans aardgas.^{201,202} Recent onderzoek door de ETH Zurich en anderen constateert dat vrijwel alle gecentraliseerde energie-infrastructuur in Oekraïne is gebombardeerd en dat duurzame energie centraal moet staan bij de wederopbouw in Oekraïne omdat ze hoger scoort op de criteria snelheid, veerkracht en energie-onafhankelijkheid.²⁰³ De IEA onderschrijft dit.^{204,205}

Het is dus enerzijds belangrijk om over te stappen op duurzame bronnen en zo de afhankelijkheid van buitenlandse fossiele brandstoffen te verkleinen en anderzijds is het raadzaam om ons energiesysteem minder kwetsbaar te maken door het decentraler in te richten. Vooral zonnepanelen zijn in dit opzicht een goede oplossing omdat het veel duurder is om ze aan te vallen dan om ze te installeren^{206,207} maar ook windmolens zijn als doelwit onpraktisch. NREL steunt een autonoom holon-achtig microgrid als de ideale oplossing in oorlogsgebied.²⁰⁸ Een systeem met duurzame energie dat holarchisch is opgebouwd, biedt de best mogelijke weerbaarheid.

Klimaatverandering is een tweede goed onderzochte bedreiging van ons fragiele elektriciteitsnet: het weer verandert en het systeem is gebouwd op historische weerpatronen, temperaturen en regenval.^{209,210} Naarmate die veranderen en onvoorspelbaar worden leidt dit tot een grotere kans op black-outs.^{190,211–214}

Airconditioning is in toenemende mate levensreddend tijdens hittegolven maar zorgt voor vraagpieken die steeds problematischer worden.²¹⁵ Nederland zal niet snel last krijgen van levensbedreigende hittegolven, maar een studie uit de UK laat zien dat we hier problemen kunnen krijgen doordat bovenleidingen gaan doorhangen en brand en kortsluiting veroorzaken.²¹⁶ Bovendien hebben thermische centrales bij hittegolven soms onvoldoende koud water tot hun beschikking^{217,218} en dit speelt vooral **nucleaire centrales** in toenemende mate parten.^{217,219,220}

Persoonlijke autonomie

Autonomie bevordert aantoonbaar het mentaal welzijn van mensen. Holons bieden mensen meer autonomie dan het top-down georganiseerde energiesysteem.

Holons geven mensen meer energie-autonomie. Wie geen psycholoog is denkt nu misschien: “Nou en?” Maar één van de best onderbouwde bevindingen vanuit de psychologie (uit de *Self-Determination Theory* van Deci en Ryan^{221,222}) is dat autonomie goed voor mensen is.

Autonomie is in de psychologie gedefinieerd als het gevoel controle te hebben over het eigen gedrag en de toekomst die dat schept. Zulke autonomie versterkt intrinsieke motivatie en persoonlijke groei.²²³ Het draagt zelfs meer bij aan welzijn dan externe beloningen.^{222,224} Dit effect vinden we in verschillende culturen^{225,226} en een meta-analyse over 63 landen laat zien dat autonomie welzijn beter voorspelt dan welvaart.²²⁷

Autonomie maakt mensen gezonder en minder bang en depressief.^{228,229} Het voorkomt aangeleerde hulpeloosheid²³⁰ en geeft meer plezier en balans in het werk.²³¹ Ook op het niveau van een gemeenschap draagt het bij aan welzijn²³² en gezondheid.²³³

Maar er zijn valkuilen om te vermijden. De eerste is keuzestress^{234,235} die al snel leidt tot beslissingsmoeheid,^{236,237} in het bijzonder als mensen expertise missen²³⁵ of zich onder druk gezet voelen.^{238,239} De holon moet keuzes dus versimpelen en georganiseerd aanbieden²⁴⁰ met meer keuze voor de enthousiastelingen en in de verkenningsfase en minder na implementatie.^{234,241} Daarom is het automatiseren van herhaalde beslissingen als wanneer je auto wordt opgeladen ook zo belangrijk.

De tweede valkuil is denken dat iedereen evenveel autonomie wil. In werkelijkheid heb je *maximizers* en *satisficers*.²⁴² Voor de 50-60% van mensen die uitkomsten vooral toeschrijft aan eigen gedrag is veel autonomie belangrijk voor welzijn, maar voor de 40-50% die dat minder heeft is autonomie snel belastend.²⁴³⁻²⁴⁶ Die laatste groep wordt vooral blij van een duidelijke directieve handleiding.²³⁵

Verder zou een holon die sociale cohesie biedt extra bijdragen aan welzijn²³² maar moet het mensen niet het gevoel geven dat ze in een keurslijf worden gedrukt waar ze het niet mee eens zijn, want dat vermindert hun autonomie en welzijn juist.^{232,239,247}

De Nobelprijswinnende econoom [Amartya Sen](#) stelt dat welzijn het beste gemeten kan worden aan de hand van wat mensen daadwerkelijk kunnen doen met de middelen die ze ter beschikking hebben. Sen noemt die daadwerkelijke mogelijkheden *capabilities* en de gerealiseerde uitkomsten *functionings*. Zijn standaardvoorbeeld is een fiets: een fiets bezitten is niet hetzelfde als mobiel zijn. Daarvoor moet je ook kunnen fietsen, en er moeten wegen zijn.²⁴⁸ [Robeyns](#) schreef een toegankelijk overzicht van deze benadering.²⁴⁹

Voor Sen zijn een slimme meter, een dynamisch tarief en een app slechts middelen. De relevante uitkomsten zijn: comfortabel wonen, betaalbaar energie gebruiken, deelnemen aan de gemeenschap. Een huishouden dat niet weet wat een dynamisch tarief betekent, of dat geen apparaten heeft die op prijssignalen kunnen reageren, heeft het middel in handen maar kan er niets mee.

Of iemand een middel kan omzetten in een uitkomst hangt af van wat Sen [conversiefactoren](#)²⁵⁰ noemt: persoonlijke (digitale vaardigheden, financiële buffer), sociale (buurtcohesie, vertrouwen in instituties) en omgevingsgebonden (woningisolatie, beschikbare apparaten). Twee huishoudens op dezelfde transformator met hetzelfde tarief kunnen daardoor radicaal verschillende mogelijkheden hebben. Gelijke behandeling is niet hetzelfde als gelijke vrijheid.

[Elinor Ostrom](#) formuleerde acht ontwerpprincipes voor *commons* die mensen samen beheren.²⁵¹ Drie zijn bijzonder relevant voor holons: wie door regels geraakt wordt beslist mee over die regels, regels worden lokaal aangepast, en monitoring gebeurt door deelnemers zelf. Dit biedt het institutionele kader waarbinnen de lokale deliberatie die Sen bepleit kan plaatsvinden.

De gedragseconomie van [Thaler en Sunstein](#) vertaalt dit naar concrete keuzes.²⁵² De krachtigste is de standaardoptie. Bij orgaandonatie, pensioensparen en groene-energiecontracten

geldt steeds hetzelfde: opt-out bereikt structureel hogere deelname dan opt-in, omdat de cognitieve drempel om niets te doen lager is dan de drempel om actie te ondernemen. Een holon die deelname als opt-out organiseert met een goede standaardinstelling, bereikt ook huishoudens die de regeling niet volledig begrijpen maar er wel baat bij hebben. Een goede standaardinstelling is, in Sens termen, zelf een conversiefactor.

Hieruit zou je de volgende sociale ontwerpprincipes voor holons kunnen destilleren:

- **Meet capabilities, niet middelen.** Evalueer holons aan wat deelnemers daadwerkelijk bereiken, niet aan het aantal slimme meters of de omvang van verhandelde flexibiliteit.
- **Investeer in conversiefactoren.** Besteed holonopbrengsten aan het verlagen van drempels: collectieve isolatie-inkoop, wijkcoaches, bewonersbijeenkomsten.
- **Ontwerp voor de minst bedeeden.** Toets verdelingsmechanismen aan het verschilbeginsel. De vraag is niet of een regeling ook iets biedt aan kwetsbare huishoudens, maar of zij er het meest van profiteren.
- **Borg werkelijke zeggenschap.** Institutionaliseer meebeslissen via Ostroms principes. Interpreteer stilte niet als instemming en zoek naar stemmen die ontbreken.
- **Maak de standaardinstelling inclusief.** Kies opt-out, vereenvoudig keuzes, en zorg dat wie niets doet alsnog een goede uitkomst heeft.

Democratie

Holons kunnen wellicht ook bijdragen aan sociale cohesie en democratische weerbaarheid, juist in een periode waarin beide onder druk staan.

Dat holons kunnen bijdragen aan democratie klinkt als een grote claim maar de patronen die uit de sociale wetenschappen naar voren komen zijn consistent genoeg om serieus te nemen, zeker voor beleidsmakers die zoeken naar interventies die meerdere maatschappelijke doelen tegelijk dienen.

Een goed startpunt is 1831, toen de jonge Franse aristocraat Alexis de Tocqueville²⁵³ naar Amerika reisde om het gevangeniswezen te bestuderen, maar bleef om de democratie te doorgronden. Wat hem fascineerde waren niet de grondwet of het Congres, maar de talloze kleine vrijwillige verenigingen waar gewone burgers samen problemen oplosten: wegen aanleggen, scholen oprichten, brandweerkorpsen organiseren. Tocqueville noemde dit de “kunst van het associëren” en beschouwde het als het geheime ingrediënt van een werkende democratie. Grote instituties leverden de architectuur; in kleine verenigingen oefenden burgers de vaardigheden van zelfbestuur: debatteren, compromissen sluiten, collectieve beslissingen accepteren die ze individueel niet hadden gekozen.

Twee eeuwen later zijn die verenigingen in de Verenigde Staten een uitstervende soort. Robert Putnam documenteerde de ineenstorting in zijn baanbrekende boek *Bowling Alone*²⁵⁴: het lidmaatschap van maatschappelijke organisaties daalde over de gehele linie, het vertrouwen in burens bereikte historische dieptepunten, en het sociale kapitaal dat Tocqueville vierde, liep weg als water door zand. Amerikanen bowlden nog steeds, maar ze waren geïsoleerde consumenten van vrije tijd geworden in plaats van actieve deelnemers aan het gemeenschapsleven.

Nu is wat waar is voor de Verenigde Staten niet zonder meer waar voor Nederland. Uit het bovenstaande valt echter een universele les te destilleren: een zekere mate van zelfbestuur binnen decentrale, lokale samenwerkingsverbanden vergroot sociale cohesie. Wanneer burgers nergens oefenen in gezamenlijk bestuur, worden ze passieve toeschouwers van de politiek in plaats van actieve deelnemers. Ze consumeren democratie zoals ze entertainment consumeren: kijken, reageren, af en toe op “like” of “delen” klikken. Ze vormen sterke meningen over beleid zonder ooit de moeilijkheid te ervaren van het uitvoeren van beleid in een gemeenschap van mensen die het oneens zijn. Ze ontwikkelen minachting voor politici die compromissen sluiten, zonder te begrijpen dat compromis het essentiële werk van democratisch bestuur is.

Wat gebeurt er in de praktijk in een energiecoöperatie? Leden stemmen over tariefstructuren, waarbij ze de belangen van huishoudens met verschillende verbruikspatronen tegen elkaar afwegen. Ze debatteren over investeringen in extra zonnepanelen of een buurtbatterij, en wegen daarbij huidige kosten af tegen toekomstige veerkracht. Ze onderhandelen met burens die andere prioriteiten hebben: het oudere echtpaar dat zich zorgen maakt over leveringszekerheid tijdens winterstormen, het jonge gezin dat de maandlasten wil minimaliseren, de milieuactivist die maximale hernieuwbare capaciteit nastreeft ongeacht de kosten op korte termijn.

Dit zijn precies de vaardigheden die Tocqueville observeerde in de vroege Amerikaanse vrijwillige verenigingen, en die Putnam zag atrofiëren. De debatten zijn echt, niet performatief. De inzet is tastbaar: je energierekening, je noodvoorziening bij stroomuitval, je bijdrage aan klimaatdoelen. Je kunt deze conflicten niet oplossen door op sociale media te posten of online petities te tekenen. Je moet in een ruimte zitten met echte burens, luisteren naar perspectieven die je niet had overwogen, compromissen vinden waar iedereen mee kan leven ook al krijgt niemand precies wat hij wilde.

Onderzoek bevestigt dit beeld. [Goedkoop et al. \(2022\)](#)²⁵⁵ van de Rijksuniversiteit Groningen toonden aan dat gemeenschapsidentificatie en sociale banden met initiatiefnemers significante voorspellers zijn van betrokkenheid bij lokale energie-initiatieven. Het [onderzoek van Bauwens \(2016\)](#)²⁵⁶ laat zien dat vertrouwen en sociaal kapitaal de participatiebereidheid versterken, wat een positieve spiraal creëert: participatie bouwt vertrouwen, vertrouwen maakt meer participatie mogelijk, en de gemeenschap die rond energie ontstaat wordt in staat gesteld ook andere gedeelde problemen aan te pakken. Een [recent onderzoek in het Journal of Economic Geography \(2024\)](#)²⁵⁷ bevestigt dat met name *bonding* sociaal kapitaal op gemeenteniveau de oprichting en groei van hernieuwbare-energiecoöperaties in Nederland bevordert.

Nederland telt inmiddels [702 energiecoöperaties met naar schatting 139.000 leden](#)²⁵⁸, actief in bijna 89% van de

gemeenten. Uit de Lokale Energie Monitor 2024 van HIER blijkt dat deze initiatieven verduurzaming vaak koppelen aan bredere thema's zoals sociale samenhang. De [Universiteit Utrecht](#)²⁵⁹ concludeerde in onderzoek naar de sociale voetafdruk van energiecoöperaties dat hun maatschappelijke impact meetbaar is op het gebied van bewustwording, leefbaarheid en sociale cohesie.

Europees is de omvang nog indrukwekkender. Het [REScoop.eu](#)⁴⁴-netwerk verbindt 2.500 energiegemeenschappen met meer dan 2 miljoen burgerleden in 25 Europese landen.

Misschien kunnen holons ons helpen de kunst van het associëren te verbeteren, één kilowattuur tegelijk.

Rechtvaardigheid

Juridische auteurs laten zien dat een holarchisch energiesysteem, mits goed geïmplementeerd, een rechtvaardig systeem is, onder meer omdat het goed aansluit bij het subsidiariteitsbeginsel.

Energy justice vormt het overkoepelende kader dat de eerdere argumenten voor holons – autonomie, democratische zeggenschap, Europese onafhankelijkheid en lokaal eigenaarschap – met elkaar verbindt. Waar holons soms worden gezien als een technisch hulpmiddel dat juridisch moet worden “ingepast”, suggereert de energy justice-literatuur juist het tegenovergestelde: een decentraal en holarchisch energiesysteem sluit beter aan bij fundamentele principes van rechtvaardigheid dan een sterk gecentraliseerd systeem.

Sinds het werk van [McCauley, Heffron en Jenkins](#)²⁶⁰ wordt energy justice meestal beschreven aan de hand van drie pijlers: distributional justice (eerlijke verdeling van lusten en lasten), recognition justice (erkenning van kwetsbare groepen) en procedural justice (eerlijke en inclusieve besluitvorming). Het drieluik is inmiddels het meest gebruikte analytische kader in de energierechtvaardigheidsliteratuur: een [systematische review uit 2021](#)²⁶¹ door Jenkins, Sovacool en McCauley toont dat 38% van alle gepubliceerde energy justice-studies dit raamwerk hanteert. De drie pijlers keren terug in vrijwel alle eerder genoemde argumenten voor

holons: de capability-benadering van Amartya Sen, de participatie- en commonsbenaderingen van Elinor Ostrom, en het idee van democratische vorming via lokaal bestuur bij Alexis de Tocqueville en Robert Putnam.

Hernieuwbare-energiegemeenschappen kunnen volgens juridische auteurs functioneren als sociaal-juridische instituties die deze vormen van rechtvaardigheid institutioneel verankeren. Dat werkt echter alleen wanneer techniek, governance en sociale doelstellingen op elkaar zijn afgestemd. Een technisch efficiënte holon die geen rekening houdt met participatie, verdeling of kwetsbare groepen zal uiteindelijk maatschappelijk draagvlak verliezen.

Op het vlak van distributional justice biedt hernieuwbare energie fundamenteel andere mogelijkheden dan fossiele energie. Fossiele brandstoffen zijn geografisch geconcentreerd en vereisen grootschalige infrastructuur. Het resultaat is een energiesysteem waarin een beperkt aantal landen en bedrijven bepaalt wie toegang krijgt, tegen welke prijs, en onder welke voorwaarden. Zon en wind zijn daarentegen breed beschikbaar en moeilijk te monopoliseren. Decentrale opwek maakt het mogelijk dat huishoudens en gemeenschappen niet alleen consument maar ook producent worden, precies zoals de EU beoogt met het concept van de “actieve consument”. Holons vormen het institutionele vehikel waarmee die fysieke mogelijkheid kan worden omgezet in werkelijke toegang tot energie, opslag en flexibiliteit, ook voor huishoudens die dat individueel niet kunnen organiseren of financieren.

De geneste structuur van holons sluit bovendien nauw aan bij het subsidiariteitsbeginsel: beslissingen moeten worden genomen op het laagste niveau dat daar effectief toe in staat is. Lokale congestie en flexibiliteit kunnen in veel gevallen lokaal worden gecoördineerd, terwijl hogere netniveaus alleen ingrijpen waar dat noodzakelijk is voor systeembalans of veiligheid. Holarchie vraagt daarom geen radicale herstructurering van het elektriciteitsnet, maar activeert de gelaagde structuur die het net fysiek al bezit.

Ten slotte sluit het concept van holons opmerkelijk goed aan bij menselijke sociale dynamiek. Mensen blijken van nature gevoelig voor empathie, wederkerigheid

en rechtvaardigheid, maar vooral binnen groepen die klein genoeg zijn om onderlinge relaties betekenisvol te houden. Onderzoek naar groepsdynamiek suggereert dat stabiele samenwerking het best werkt op een schaal van ongeveer 150 personen of huishoudens — opvallend vergelijkbaar met de schaal van veel bestaande energiegemeenschappen en laagspanningsnetten. Dat maakt kleinschalige energiegemeenschappen niet alleen technisch of juridisch interessant, maar ook sociaal en psychologisch plausibel.

SUPPLEMENT



Parametrisering simulatie

Wijktype	Beschrijving	Schaalfactor (aantal wijken)	Verbruiksprofiel (jaarverbruik 2020)	Basisverbruik 2020	Basisverbruik 2050	Opwek PV/wind per wijk in 2020 [kW]	Opwek PV/wind per wijk in 2050 [kW]	EV per dag 2020 [kWh]	EV per dag 2050 [kWh]	Warmtepomp 2020 [kWh/j]	Warmtepomp 2050 [kWh/j]
Eengezinswoningen	Grondgebonden woningen	5.472.315	Huishoudprofiel ETM, 2500kWh/jaar	2500kWh	2500kWh	0,78kW zon	4,5kW zon	0,62	7,9	780	6412
Meergezinswoningen	Hoogbouw; minder dakoppervlak, warmtevraag, warmtepomp en autobezit	3.213.900	Huishoudprofiel ETM, 2500kWh/jaar	2500kWh	2500kWh	0,17kW zon	1kW zon	0,38	4,8	260	2137
Bedrijventerrein	Combinatie van kantoor, kleine fabriek en transportbedrijf	3.899	Kantoorprofiel en industrieprofiel ETM	23,0GWh	38,7GWh	390kW zon	5000kW zon	11,7	5000	0	0
Zware industrie (incl. datacenters)	Zware industrie gekoppeld met grootschalige opwek zon en wind	7	KO_INDUSTRIE (Alliander)	4,38TWh	8,76TWh	0,16GW zon, 0,16GW wind	2 GW zon, 2 GW wind	-	-	0	0
Agrariërs	Landbouw met PV en transitie naar elektrische landbouwwerktuigen	1	KO_AGRARIER (Alliander)	2,53TWh	2,53TWh	0,18GW zon	2,3 GW zon	10,7MWh	4,56GWh	0	0
Publieke sector	Kantoren met PV, ingroei warmtepompen en EV's	1	KO_KANTOOR_ONDERWIJS (Alliander)	8,37TWh	8,37TWh	1,7GW zon	10 GW zon	7,07MWh	3,02GWh	0,27TWh	9,0TWh

Tabel 5 **Parametrisering van de gesimuleerde gebieden.**

	Stroomkosten			Flexkosten			Verzwaringskosten			Congestieschade			Maatschappelijke kosten		
	No	My	Holon	No	My	Holon	No	My	Holon	No	My	Holon	No	My	Holon
Bedrijventerreinen	96	92	91	0	5	5	25	19	12	348	53	18	470	170	126
Industrie	118	83	91	0	16	16	17	12	11	114	33	10	249	144	128
Huizen	50	40	43	0	13	13	57	44	17	183	67	8	290	164	81
Appartementen	28	25	25	0	4	4	20	16	7	77	34	8	125	78	44
Publieke sector	21	21	21	0	0	0	3	4	2	51	15	14	75	41	38
Agrariërs	5	3	3	0	0	0	0	0	0	26	11	0	31	15	4
Totaal	318	264	275	0	39	39	123	97	50	800	212	57	1240	612	421

Tabel 6 **Maatschappelijke kostenposten per sector**. Alles in miljarden euro's over de periode 2020-2050.

Referenties

1. Bianchi, R. *Verkenning alternatief nettariefstelsel kleinverbruik*. (2024).
2. ENTSO-E Main Report | Bidding Zone Review of the 2025 Target Year.
3. ACER. *Electricity System Operators' Bidding Zone Study Significantly Underestimates the Benefits of Reshaping Europe's Bidding Zones* | www.Acer.europa.eu. <https://acer.europa.eu/news/electricity-system-operators-bidding-zone-study-significantly-underestimates-benefits-reshaping-europes-bidding-zones> (2025).
4. Eicke, A. & Schittekatte, T. Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. *Energy Policy* **170**, 113220 (2022).
5. Locational Marginal Pricing – RAP Blueprint. <https://blueprint.raponline.org/locational-marginal-pricing/>.
6. Ben-Tal, A., Nemirovski, A. & El Ghaoui, L. Robust optimization. (2009).
7. Ditlevsen, O. & Madsen, H. O. *Structural Reliability Methods*. vol. 178 (Wiley New York, 1996).
8. Kiureghian, A. D. & Ditlevsen, O. Aleatory or epistemic? Does it matter? *Structural Safety* **31**, 105–112 (2009).
9. Wijnia, Y. C. Processing risk in asset management: exploring the boundaries of risk based optimization under uncertainty for an energy infrastructure asset manager. (Delft University of Technology, 2016).
10. Eto, J. H. et al. The CERTS Microgrid Concept, as Demonstrated at the CERTS/AEP Microgrid Test Bed.
11. Lasseter, R. H. & Paigi, P. Microgrid: a conceptual solution. in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference* vol. 6 4285–4290 Vol.6 (2004).
12. Lasseter, R. H. Microgrids and Distributed Generation. *Journal of Energy Engineering* **133**, 144–149 (2007).
13. Hatzigiargyriou, N. *Microgrids: Architectures and Control*. (Wiley-IEEE Press, 2013).
14. Hatzigiargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. & Marnay, C. Microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine* **5**, 78–94 (2007).
15. Ton, D. T. & Smith, M. A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal* **25**, 84–94 (2012).
16. Bhowmik, B., Acquah, M. A. & Kim, S.-Y. Hybrid compatible grid forming inverters with coordinated regulation for low inertia and mixed generation grids. *Sci Rep* **15**, 29996 (2025).
17. Zhou, X., Dou, Z., Zhang, C., Song, G. & Liu, X. Power Control and Voltage Regulation for Grid-Forming Inverters in Distribution Networks. *Machines* **13**, (2025).
18. Guzman, G., Madrigal, M. & Melgoza-Vázquez, E. Grid-Forming Inverters for Frequency Support in Power Grids. *Electricity* **6**, (2025).
19. Targosz, R. & Manson, J. Pan-European power quality survey. in *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation* 1–6 (2007). doi:10.1109/EPQU.2007.4424203.
20. EPRI study shows power disturbances cost US businesses \$119 billion annually. *FM-Link* <https://www.fmlink.com/epri-study-shows-power-disturbances-cost-us-businesses-119-billion-annually/>.
21. IEEE Standards Association. *IEEE Standards Association* <https://standards.ieee.org/ieee/2938/10408/>.
22. Veizaga, M., Delpha, C., Diallo, D., Bercu, S. & Bertin, L. Classification of voltage sags causes in industrial power networks using multivariate time-series. *IET Generation, Transmission & Distribution* **17**, 1568–1584 (2023).
23. Das, B. P. & Radakovic, Z. Is Transformer kVA Derating Always Required Under Harmonics? A Manufacturer's Perspective. *IEEE Transactions on Power Delivery* **33**, 2693–2699 (2018).
24. Tostado-Véliz, M., Kamel, S. & Jurado, F. A powerful power-flow method based on Composite Newton-Cotes formula for ill-conditioned power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **116**, 105558 (2020).
25. Mikhak-Beyranvand, M., Faiz, J. & Rezaeealam, B. Thermal analysis and derating of a power transformer with harmonic loads. *IET Generation, Transmission & Distribution* **14**, 1233–1241 (2020).
26. Kok, K., Loonen, P., Aliene van der Veen, & Sjoerd Doumen. Transactive Energy in the Dutch Context. https://topsectorenergie.nl/documents/295/2022-TUe_TNO-Transactive_Energy-Survey_Report.pdf (2022).
27. Adam Grant. *Give And Take WHY HELPING OTHERS DRIVES OUR SUCCESS*. (2013).
28. Axelrod, R. & Hamilton, W. D. The Evolution of Cooperation. *Science* **211**, 1390–1396 (1981).
29. Nowak, M. A. Five Rules for the Evolution of Cooperation. *Science* **314**, 1560–1563 (2006).
30. Rand, D. G. & Nowak, M. A. Human cooperation. *Trends in Cognitive Sciences* **17**, 413–425 (2013).
31. Fehr, E. & Gächter, S. Altruistic punishment in humans. *Nature* **415**, 137–140 (2002).
32. van den Berg, P., Molleman, L. & Weissing, F. J. Focus on the success of others leads to selfish behavior. *Proceedings of the National Academy of Sciences* **112**, 2912–2917 (2015).
33. Glynatsi, N. E., Knight, V. & Harper, M. Properties of winning Iterated Prisoner's Dilemma strategies. *PLOS Computational Biology* **20**, e1012644 (2024).
34. Clark, A. J. & Scarf, H. Optimal policies for a multi-echelon inventory problem. *Management science* **6**, 475–490 (1960).
35. Graves, S. C. & Willems, S. P. Optimizing Strategic Safety Stock Placement in Supply Chains. *M&SOM* **2**, 68–83 (2000).
36. European Commission. Energy communities. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en.
37. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from

- Renewable Sources (Recast) (Text with EEA Relevance.). OJ L vol. 328 (2018).
38. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU (Recast) (Text with EEA Relevance.). OJ L vol. 158 (2019).
 39. Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 Amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as Regards the Promotion of Energy from Renewable Sources, and Repealing Council Directive (EU) 2015/652. (2023).
 40. European Commission. Electricity market design. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/electricity-market-design_en (2024).
 41. Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 Amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as Regards Improving the Union's Electricity Market Design (Text with EEA Relevance.). (2024).
 42. DSO Entity. *From the Grid Action Plan to the Grids Package: What Is Still Missing.* (2025).
 43. European Commission. Energy communities. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en (2025).
 44. About us - REScoop. <https://www.rescoop.eu/about-us>.
 45. European Commission. Commission to boost access to affordable and clean energy for all Europeans. https://energy.ec.europa.eu/news/commission-boost-access-affordable-and-clean-energy-all-europeans-2026-03-10_en (2026).
 46. European Commission. Citizens Energy Package: Commission starts consultation process - European Commission. https://energy.ec.europa.eu/news/citizens-energy-package-commission-starts-consultation-process-2025-06-19_en (2025).
 47. Roberts, J. Power to the people? Implications of the Clean Energy Package for the role of community ownership in Europe's energy transition. *Review of European, Comparative & International Environmental Law* **29**, 232–244 (2020).
 48. European Commission. February infringement package – key decisions on energy - European Commission. https://energy.ec.europa.eu/news/february-infringement-package-key-decisions-energy-2025-02-12_en (2025).
 49. Netbeheer Nederland. NBNL scenarios 2025 Koersvaste Middenweg - Saved scenarios - Energy Transition Model. https://my.energytransitionmodel.com/saved_scenarios/19919 (2025).
 50. Quintel. Merit Order | Energy Transition Model. <https://docs.energytransitionmodel.com/main/merit-order/> (2025).
 51. DNV. Maakbaarheidsgat Nederlandse elektriciteitsnet per 2030. (2024).
 52. Martijn Blom, Michiel Bongaerts, Lucal van Cappellen, Florian Hesselink, & Ward van Santen. Mkba energiehub Maatschappelijke waarde van twaalf archetypes voor 2.500 energiehub in Nederland. (2025).
 53. Price Waterhouse Coopers. FIEN23 - De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2024-02/investeringsprognoses_tot_2030.pdf (2023).
 54. Price Waterhouse Coopers. FIEN24 - Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+"). (2024).
 55. Price Waterhouse Coopers. FIEN26 - Financiële Impact van Het Energiebeleid Voor Netbeheerders 2026. https://www.netbeheernederland.nl/sites/default/files/2026-03/fien26_-_finaal_rapport.pdf (2026).
 56. Thijs Venema. *Haal de Kink Uit de Kabel.* <https://www.bcg.com/publications/2024/netherlands-haal-de-kink-uit-de-kabel> (2024).
 57. Nieuwe netcapaciteitskaart, wachtrij-informatie en uitvoeringsdashboard: nu snel door met bouwen. <https://www.partnersinenergie.nl/nieuws/nieuwe-netcapaciteitskaart-wachtrij-informatie-en-uitvoeringsdashboard-nu-snel-door-met-bouwen> (2024).
 58. Aanbevelingen over omgang met wachtrijen. <https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/aanbevelingen-over-omgang-met-wachtrijen> (2025).
 59. Ecorys. *The Value of Lost Load for Electricity in the Netherlands.* (2022).
 60. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Studie maatschappelijke kosten netcongestie - Rapport - Rijksoverheid.nl. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/06/25/studie-maatschappelijke-kosten-netcongestie> (2024).
 61. Hans de Heer. USEF Position Paper - The Independent Aggregator. (2015).
 62. Kok, J. K., Warmer, C. J. & Kamphuis, I. G. PowerMatcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure. in *Proceedings of the Fourth International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems 75–82* (ACM, New York, NY, USA, 2005). doi:10.1145/1082473.1082807.
 63. Hammerstrom, D. J. et al. *Pacific Northwest Grid-Wise? Testbed Demonstration Projects; Part I. Olympic Peninsula Project.* PNNL-17167, 926113 <http://www.osti.gov/servlets/purl/926113-CXcbw8/> (2008) doi:10.2172/926113.
 64. Reeve, H. M. et al. Distribution system operator with transactive (dso+ t) study: Main report. *Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, Tech. Rep. PNNL-32170-1* <https://www.osti.gov/servlets/purl/1842485> (2022).
 65. Gsthöhl, U. & Pfenninger, S. Energy self-sufficient households with photovoltaics and electric vehicles are feasible in temperate climate. *PLOS ONE* **15**, e0227368 (2020).
 66. McKenna, R., Merkel, E. & Fichtner, W. Energy autonomy in residential buildings: A techno-economic model-based analysis of the scale effects. *Applied Energy* **189**, 800–815 (2017).
 67. Juntunen, J. K. & Martiskainen, M. Improving understanding of energy autonomy: A systematic review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **141**, 110797 (2021).
 68. Tröndle, T., Pfenninger, S. & Lilliestam, J. Home-made or imported: On the possibility for renewable electricity autarky on all scales in Europe. *Energy Strategy Reviews* **26**, 100388 (2019).
 69. Marqusee, J., Becker, W. & Ericson, S. Resilience and economics

- of microgrids with PV, battery storage, and networked diesel generators. *Advances in Applied Energy* **3**, 100049 (2021).
70. Moriah Petty. Technical Assistance Supports Microgrids in Remote Communities | NLR. <https://www.nlr.gov/news/detail/program/2024/technical-assistance-supports-microgrids-in-remote-communities> (2024).
 71. NREL. Autonomous Energy Systems | Grid Modernization | NLR. <https://www.nlr.gov/grid/autonomous-energy> (2024).
 72. NREL. Community Microgrids From All Angles | Grid Modernization | NLR. <https://www.nlr.gov/grid/news/program/2021/community-microgrids-from-all-angles> (2021).
 73. Slinger, D. Will the Electricity Grid Become Optional? *RMI* https://rmi.org/blog_2014_02_25_will_the_electricity_grid_become_optional/ (2014).
 74. Slinger, D. Why the Potential for Grid Defection Matters. *RMI* https://rmi.org/blog_2014_03_11_why_the_potential_for_grid_defection_matters/ (2014).
 75. Stone, L. Why We Still Need To Discuss Grid Defection. *RMI* <https://rmi.org/still-need-discuss-grid-defection/> (2017).
 76. Tom Brown. Solar and batteries can power the world. <https://nworbmot.org/blog/solar-battery-world.html#org5a6b3e0> (2026).
 77. Celli, G. et al. Distribution Systems as Catalysts for Energy Transition Embedding Flexibility in Large-Scale Applications. *IEEE Access* **12**, 92227–92240 (2024).
 78. Hemm, R., Herndler, B. L., Fanta, S., Călin, M. & Marinakis, A. International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Flexibility Markets: Integrating Flexible Resources into Distribution Network Planning. (2025).
 79. E4TheFuture - PLMA - SEPA. Non-Wires Alternatives - Case Studies from Leading U.S. Projects. (2018).
 80. National Grid Electricity Distribution. Regulatory Financial Performance Reporting 2023-2024. (2024).
 81. Australian Renewable Energy Agency. Western Australia Distributed Energy Resources Orchestration Pilot (Project Symphony). <https://arena.gov.au/projects/western-australia-distributed-energy-resources-orchestration-pilot/> (2024).
 82. Andrew Lever et al. *Flexibility in Great Britain - The Carbon Trust*. <https://publications.carbontrust.com/flex-gb/hear-from-the-report-authors> (2021).
 83. Pudjianto, D. et al. UK studies on the wider energy system benefits of tidal stream. *Energy Advances* **2**, 789–796 (2023).
 84. GO-e. Longlist mechanismen voor inzetten flexibiliteit voor congestie-management. (2021).
 85. van der Holst, B. et al. A dynamic bandwidth tariff assessment in a Dutch distribution network using a novel scalable distributed simulation framework: 27th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2023. *A dynamic bandwidth tariff assessment in a Dutch distribution network using a novel scalable distributed simulation framework* 3779–3783 (2023) doi:10.1049/icp.2023.0722.
 86. van der Holst, B. et al. On synergies between congestion management instruments: The Dutch case-study. *Sustainable Energy, Grids and Networks* **41**, 101623 (2025).
 87. van der Holst, B., Verhoeven, G., Nguyen, P. H., Morren, J. & Kok, K. The activation of congestion service contracts for budget-constrained congestion management. *Electric Power Systems Research* **235**, 110664 (2024).
 88. Krumm, A., Süsser, D. & Blechinger, P. Modelling social aspects of the energy transition: What is the current representation of social factors in energy models? *Energy* **239**, 121706 (2022).
 89. Fouladvand, J. Why and how can agent-based modelling be applied to community energy systems? A systematic and critical review. *Energy Research & Social Science* **114**, 103572 (2024).
 90. Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A. & Herder, P. M. Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **56**, 722–744 (2016).
 91. Koirala, B. P. et al. Trust, awareness, and independence: Insights from a socio-psychological factor analysis of citizen knowledge and participation in community energy systems. *Energy Research & Social Science* **38**, 33–40 (2018).
 92. Acosta, C., Ortega, M., Bunsen, T., Koirala, B. P. & Ghorbani, A. Facilitating Energy Transition through Energy Commons: An Application of Socio-Ecological Systems Framework for Integrated Community Energy Systems. *Sustainability* **10**, (2018).
 93. Barsanti, M. et al. Socio-technical modeling of smart energy systems: a co-simulation design for domestic energy demand. *Energy Inform* **4**, 12 (2021).
 94. Mengolini, A. & Vasiljevskaja, J. *The Social Dimension of Smart Grids: Consumer, Community, Society*. (2013). doi:10.2790/94972.
 95. Agent Based Modelling for Smart Grids | JRC SES. <https://ses.jrc.ec.europa.eu/agent-based-modelling-smart-grids>.
 96. Mariuzzo, I., Fina, B., Stroemer, S., Corinaldesi, C. & Raugi, M. Grid-friendly optimization of energy communities through enhanced multiple participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **208**, 115028 (2025).
 97. Sudhoff, R., Schreck, S., Thiem, S. & Niessen, S. Operating Renewable Energy Communities to Reduce Power Peaks in the Distribution Grid: An Analysis on Grid-Friendliness, Different Shares of Participants, and Economic Benefits. *Energies* **15**, (2022).
 98. Schreck, S., Sudhoff, R., Thiem, S. & Niessen, S. On the Importance of Grid Tariff Designs in Local Energy Markets. *Energies* **15**, (2022).
 99. Gemiddeld energieverbruik. *MilieuCentraal.nl* <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/inzicht-in-je-energierekening/gemiddeld-energieverbruik/> (2026).
 100. ICCT. Carbon Intensity of Crudo Oil in Europe. (2010).
 101. Jan Dornoff, Victor Valverde Morales, & Uwe Tietge. *On the Way to 'Real-World' CO2 Values? The European Passenger Car Market after 5 Years of WLTP*. <https://theicct.org/publication/real-world-CO2-emission-values-vehicles-Europe-jan24/> (2024).
 102. Starke, M., Alkadi, N. & Ma, O. *Assessment of Industrial Load for Demand Response across U.S. Regions of the Western Interconnect*. ORNL/TM–2013/407,

- 1336551, 7564 <https://www.osti.gov/servlets/purl/1336551/> (2013) doi:10.2172/1336551.
103. Buhl, H. U. *Industrial Flexibility Options and Their Applications in a Future Energy System. White Paper*. <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/301167> (2021) doi:10.24406/FIT-N-639062.
104. Zhang, J. *et al.* A Review of Industrial Load Flexibility Enhancement for Demand-Response Interaction. *Sustainability* **17**, (2025).
105. Golmohamadi, H. Demand-Side Flexibility in Power Systems: A Survey of Residential, Industrial, Commercial, and Agricultural Sectors. *Sustainability* **14**, (2022).
106. Bellinguer, K., Girard, R., Bocquet, A. & Chevalier, A. ELMAS: a one-year dataset of hourly electrical load profiles from 424 French industrial and tertiary sectors. *Sci Data* **10**, 686 (2023).
107. Kopernikus-Projekte: Koperikus Project: SynErgie. <https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects/synergie> (2026).
108. Norris, T., Profeta, T., Patino-Echeverri, D. & Cowie-Haskell, A. Rethinking load growth: Assessing the potential for integration of large flexible loads in us power systems. (2025).
109. Crozier, C. & Liska, M. The Potential of Data Center Energy Demand To Provide Grid Flexibility. *Curr Sustainable Renewable Energy Rep* **12**, 12 (2025).
110. Chen, X., Wang, X., Colacelli, A., Lee, M. & Xie, L. Electricity Demand and Grid Impacts of AI Data Centers: Challenges and Prospects. Preprint at <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.07218> (2025).
111. Nadel, S. *Opportunities to Use Energy Efficiency and Demand Flexibility to Reduce Data Center Energy Use and Peak Demand*. (2025).
112. Solomon, M. Fast, Flexible Solutions for Data Centers. *RMI* <https://rmi.org/fast-flexible-solutions-for-data-centers/> (2025).
113. Pratt. Optimize Data Center Efficiency for AI and HPC Workloads with Power Profiles. *NVIDIA Technical Blog* <https://developer.nvidia.com/blog/optimize-data-center-efficiency-for-ai-and-hpc-workloads-with-power-profiles/> (2025).
114. Michael Terrell. Google: how we're making data centers more flexible to benefit power grids. *Google* <https://blog.google/innovation-and-ai/infrastructure-and-cloud/global-network/how-we-re-making-data-centers-more-flexible-to-benefit-power-grids/> (2025).
115. Patel, P. *et al.* Characterizing Power Management Opportunities for LLMs in the Cloud. in *Proceedings of the 29th ACM International Conference on Architectural Support for Programming Languages and Operating Systems, Volume 3* 207–222 (ACM, La Jolla CA USA, 2024). doi:10.1145/3620666.3651329.
116. Ji, Y., Crozier, C. & Liska, M. A Sensitivity Analysis of Flexibility from GPU-Heavy Data Centers. Preprint at <https://doi.org/10.48550/arXiv.2603.27831> (2026).
117. Zhou, Y., Paredes, A., Essayeh, C. & Morstyn, T. AI-focused HPC Data Centers Can Provide More Power Grid Flexibility and at Lower Cost. Preprint at <https://doi.org/10.48550/arXiv.2410.17435> (2024).
118. Colangelo, P. *et al.* AI data centres as grid-interactive assets. *Nat Energy* **11**, 254–261 (2026).
119. Anaya, K. L. & Pollitt, M. G. The Role of Regulators in Promoting the Procurement of Flexibility Services within the Electricity Distribution System: A Survey of Seven Leading Countries. *Energies* **14**, (2021).
120. Chondrogiannis, S., Vasiljevska, J., Marinopoulos, A., Papaioannou, I., & Flego, G. *Local Electricity Flexibility Markets in Europe*. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC130070/JRC130070_01.pdf (2022).
121. CEER. Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality. *CEER* <https://www.ceer.eu/publication/ceer-paper-on-incentives-in-regulatory-frameworks-with-a-focus-on-opex-capex-neutrality/> (2025).
122. *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity (Recast) (Text with EEA Relevance.)*. *OJ L* vol. 158 (2019).
123. Energie-Buurtscan | Liander. <https://www.liander.nl/grootzakelijk/energietransitie/data/energie-buurtscan>.
124. Koninkrijksrelaties, M. van B. Z. en. *Energiewet*. <https://wetten.overheid.nl/BWBR0050714/2026-02-14#Hoofdstuk3>.
125. Netbeheer Nederland. Data delen voor de energietransitie. (2025).
126. Netbeheer Nederland. Samen naar de hoogste versnelling! - roadmap data delen netbeheerder. (2025).
127. Koninkrijksrelaties, M. van B. Z. en. *Energiewet*. <https://wetten.overheid.nl/BWBR0050714/2026-02-14#Hoofdstuk3>.
128. Council of European Energy Regulators. *CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition*. <https://www.ceer.eu/publication/ceer-paper-on-electricity-distribution-tariffs-supporting-the-energy-transition/> (2020).
129. ACER. Getting the signals right: electricity network tariff methodologies in Europe. (2025).
130. European Commission. Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs. (2025).
131. CEER. CEER Emphasises Critical Role of National Energy Regulators in European Commission's Guidance on Network Tariffs. *CEER* <https://www.ceer.eu/news/ceer-emphasises-critical-role-of-national-energy-regulators-in-european-commissions-guidance-on-network-tariffs/> (2025).
132. European Commission. Guidance on efficient and timely grid connections. (2025).
133. ENTSO-E. ENTSO-E Main Report | Bidding Zone Review of the 2025 Target Year. (2025).
134. ACER. New network code on demand response will further advance the energy transition | www.acer.europa.eu. <https://www.acer.europa.eu/news/new-network-code-demand-response-will-further-advance-energy-transition> (2025).
135. Eurelectric. Recommendations on the use of flexibility in distribution networks. (2020).
136. *Directive (EU) 2022/2555 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 on Measures for a High Common Level of Cybersecurity across the Union, Amending Regulation (EU) No 910/2014 and Directive (EU) 2018/1972, and Repealing Directive*

- (EU) 2016/1148 (NIS 2 Directive) (Text with EEA Relevance). *OJ L* vol. 333 (2022).
137. Nicolaus Ascherfeld. Distribution system operators in Germany Investment and financing structures. *A&O Shearman* <https://www.aoshearman.com/en/insights/distribution-system-operators-in-germany-investment-and-financing-structures> (2025).
 138. Fritz von Hammerstein. Electricity law and regulation in Germany. <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-electricity/germany> (2015).
 139. Reppert, T. Local-level ownership of electricity grids: An analysis of Germany's distribution system operators (DSOs). *Utilities Policy* **85**, 101678 (2023).
 140. Kojonsaari, A.-R. & Palm, J. Distributed Energy Systems and Energy Communities Under Negotiation. *Technol Econ Smart Grids Sustain Energy* **6**, 17 (2021).
 141. CEER. Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities - Ref C18-CRM9_DS7-05-03. (2019).
 142. REScoop. Italy - REScoop. <https://www.rescoop.eu/policy/transposition-tracker/enabling-frameworks-support-schemes/italy> (2025).
 143. How Can Energy Communities Provide Grid Services? A Dynamic Pricing Mechanism with Budget Balance, Individual Rationality, and Fair Allocation. <https://arxiv.org/html/2309.05363v3>.
 144. *The Citizens Energy Package*. (2026).
 145. Zhu, X.-G., Long, S. P. & Ort, D. R. What is the maximum efficiency with which photosynthesis can convert solar energy into biomass? *Current Opinion in Biotechnology* **19**, 153–159 (2008).
 146. Tissot, B. P. & Welte, D. H. Production and Accumulation of Organic Matter The Organic Carbon Cycle. in *Petroleum Formation and Occurrence* (eds Tissot, B. P. & Welte, D. H.) 3–13 (Springer, Berlin, Heidelberg, 1984). doi:10.1007/978-3-642-87813-8_1.
 147. Dukes, J. S. Burning Buried Sunshine: Human Consumption of Ancient Solar Energy. *Climatic Change* **61**, 31–44 (2003).
 148. Aramendia, E. *et al.* Estimation of useful-stage energy returns on investment for fossil fuels and implications for renewable energy systems. *Nat Energy* **9**, 803–816 (2024).
 149. Kaushik, S. C., Reddy, V. S. & Tyagi, S. K. Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15**, 1857–1872 (2011).
 150. Philipps, D. S., Ise, F., Warmuth, W. & GmbH, P. P. Photovoltaics Report.
 151. Executive summary – Nuclear Power and Secure Energy Transitions – Analysis. *IEA* <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-and-secure-energy-transitions/executive-summary>.
 152. Ihédate & ihédate. World Nuclear Industry Status Report 2025 (HTML version). *World Nuclear Industry Status Report* <https://www.worldnuclearreport.org/World-Nuclear-Industry-Status-Report-2025-HTML-version> (2025).
 153. Lazard's Levelized Cost of Energy+ (LCOE+). <https://www.lazard.com> <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>.
 154. Ramana, M. V. Nuclear reactors are too expensive and slow to build. *Nat Energy* **11**, 19–19 (2026).
 155. Sovacool, B. K., Schmid, P., Stirling, A., Walter, G. & MacKerron, G. Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power. *Nat Energy* **5**, 928–935 (2020).
 156. Navia Simon, D. & Diaz Anadon, L. Power price stability and the insurance value of renewable technologies. *Nat Energy* **10**, 329–341 (2025).
 157. Präger, F. *et al.* Evaluating nuclear power's suitability for climate change mitigation: technical risks, economic implications and incompatibility with renewable energy systems. *Front. Environ. Econ.* **3**, (2024).
 158. Abbott, D. Is Nuclear Power Globally Scalable? [Point of View]. *Proceedings of the IEEE* **99**, 1611–1617 (2011).
 159. Abbott, D. Limits to growth: Can nuclear power supply the world's needs? *Bulletin of the Atomic Scientists* **68**, 23–32 (2012).
 160. Processing of Used Nuclear Fuel - World Nuclear Association. <https://web.archive.org/web/20251228071148/https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel/> (2025).
 161. Glaser, A. & Ramana, M. V. Weapon-Grade Plutonium Production Potential in the Indian Prototype Fast Breeder Reactor. *Science & Global Security* **15**, 85–105 (2007).
 162. Fuhrmann, M. Spreading Temptation: Proliferation and Peaceful Nuclear Cooperation Agreements. *International Security* **34**, 7–41 (2009).
 163. Kang, J. & von Hippel, F. N. U-232 and the proliferation-resistance of U-233 in spent fuel. *Science & Global Security* **9**, 1–32 (2001).
 164. Ashley, S. F., Parks, G. T., Nuttall, W. J., Boxall, C. & Grimes, R. W. Thorium fuel has risks. *Nature* **492**, 31–33 (2012).
 165. Hoekstra, A., Steinbuch, M. & Verbong, G. Creating Agent-Based Energy Transition Management Models That Can Uncover Profitable Pathways to Climate Change Mitigation. *Complexity* **2017**, 1967645 (2017).
 166. Hoekstra, A. Photovoltaic growth: reality versus projections of the International Energy Agency – with 2018 update (by Auke Hoekstra). *Steinbuch* <https://maartensteinbuch.com/2017/06/12/photovoltaic-growth-reality-versus-projections-of-the-international-energy-agency/> (2017).
 167. The exponential growth of solar power will change the world. *The Economist*.
 168. *Why Climate Action Is Unstoppable – and 'Climate Realism' Is a Myth*. (2025).
 169. Hoekstra, A. & Alkemade, F. Using learning curves to guide the energy transition with the example of heavy electric trucks. *npj. Sustain. Mobil. Transp.* **2**, 14 (2025).
 170. Link, S., Stephan, A., Speth, D. & Plötz, P. Rapidly declining costs of truck batteries and fuel cells enable large-scale road freight electrification. *Nat Energy* **9**, 1032–1039 (2024).
 171. Keiner, D. *et al.* Sodium-ion battery cost projections and their impact on the global energy system

- transition until 2050. *Journal of Energy Storage* **146**, 119861 (2026).
172. Yao, A., Benson, S. M. & Chueh, W. C. Critically assessing sodium-ion technology roadmaps and scenarios for techno-economic competitiveness against lithium-ion batteries. *Nat Energy* **10**, 404–416 (2025).
 173. European Electricity Review 2025. *Ember* <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2025>.
 174. Solar panel prices have fallen by around 20% every time global capacity doubled. *Our World in Data* <https://ourworldindata.org/data-insights/solar-panel-prices-have-fallen-by-around-20-every-time-global-capacity-doubled>.
 175. emincer2. New Record Lows for Battery Prices. *BloombergNEF* <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/new-record-lows-for-battery-prices/> (2025).
 176. Tupy, M. L. & Bailey —, R. Vastly Cheaper Computation. *Human Progress* <https://humanprogress.org/trends/vastly-cheaper-computation/> (2023).
 177. GPU computational performance per dollar. *Our World in Data* <https://ourworldindata.org/grapher/gpu-price-performance>.
 178. a history of storage cost - matt komorowski. <https://mkomo.com/cost-per-gigabyte>.
 179. Nielsen's Law of Internet Bandwidth. *Nielsen Norman Group* <https://www.nngroup.com/articles/law-of-bandwidth/>.
 180. Historical price of computer memory and storage. *Our World in Data* <https://ourworldindata.org/grapher/historical-cost-of-computer-memory-and-storage>.
 181. Suthar, A. N., Venkataramanaiah, J. & Suresh, Y. Conventional, wide-bandgap, and hybrid power converters: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **213**, 115419 (2025).
 182. Alshammari, M. S., Namadmalan, A. & Duffy, M. Performance evaluation of a bi-directional synchronous H6 inverter for AC/DC system interaction with SiC and Si-Based at different switching frequencies. *PLOS ONE* **19**, e0304595 (2024).
 183. IEC 60076-4:2002. <https://webstore.iec.ch/en/publication/602>.
 184. Commission Regulation (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 on Implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with Regard to Small, Medium and Large Power Transformers. *OJ L* vol. 152 (2014).
 185. Bhaba P. Das & Rob Milledge. A review of distribution transformer energy efficiency metrics: in the Australian and New Zealand context. *Transformers Magazine* **9**, (2022).
 186. Naveed, M. M. & Castellazzi, A. A Single Phase GaN GITs-Based Bidirectional Multilevel Inverter for High Voltage Grid Tied Photovoltaic Power System. *Electric Power Components and Systems* **51**, 769–784 (2023).
 187. Kawamura, A., Miguchi, Y., Setiadi, H. & Obara, H. Survey of 99.9% Class Efficiency DC-AC Power Conversion and Technical Issues. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering* **18**, 6–14 (2023).
 188. Maimon, O. & Li, Q. Progress in Gallium Oxide Field-Effect Transistors for High-Power and RF Applications. *Materials (Basel)* **16**, 7693 (2023).
 189. Buldyrev, S. V., Parshani, R., Paul, G., Stanley, H. E. & Havlin, S. Catastrophic cascade of failures in interdependent networks. *Nature* **464**, 1025–1028 (2010).
 190. Liu, H., Wang, C., Ju, P. & Li, H. A sequentially preventive model enhancing power system resilience against extreme-weather-triggered failures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **156**, 111945 (2022).
 191. 28 April 2025 Blackout. <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
 192. VILIMSKY, G. M., Harald. Parliamentary question | Resilience and improvement of the EU's electricity grid infrastructure – drawing lessons from the Iberian Peninsula blackouts | E-003018/2025 | European Parliament. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-10-2025-003018_EN.html.
 193. Redefining #EnergySecurity in the age of electricity. <https://energy-security.eurelectric.org/> (2025).
 194. On a war footing: Securing critical energy infrastructure | European Union Institute for Security Studies. <https://www.iss.europa.eu/publications/briefs/war-footing-securing-critical-energy-infrastructure> (2025).
 195. Kuzemko, C., Blondeel, M., Dupont, C. & Brisbois, M. C. Russia's war on Ukraine, European energy policy responses & implications for sustainable transformations. *Energy Research & Social Science* **93**, 102842 (2022).
 196. Kuzemko, C., Blondeel, M., Dupont, C. & Brisbois, M. C. Russia's war on Ukraine, European energy policy responses & implications for sustainable transformations. *Energy Research & Social Science* **93**, 102842 (2022).
 197. Kuzior, A., Kovalenko, Y., Tiutiunyk, I. & Hrytsenko, L. Assessment of the Energy Security of EU Countries in Light of the Expansion of Renewable Energy Sources. *Energies* **18**, (2025).
 198. Financing Putin's war: Fossil fuel imports from Russia during the invasion of Ukraine. *Centre for Research on Energy and Clean Air* <https://energyandcleanair.org/financing-putins-war/> (2026).
 199. EU imports of Russian fossil fuels in third year of invasion surpass financial aid sent to Ukraine. *Centre for Research on Energy and Clean Air* <https://energyandcleanair.org/publication/eu-imports-of-russian-fossil-fuels-in-third-year-of-invasion-surpass-financial-aid-sent-to-ukraine/> (2025).
 200. Fact Check: Did Europe spend more on Russian oil and gas than Ukraine aid? *Newsweek* <https://www.newsweek.com/russia-trump-oil-europe-2039731> (2025).
 201. Ah-Voun, D., Chyong, C. K. & Li, C. Europe's energy security: From Russian dependence to renewable reliance. *Energy Policy* **184**, 113856 (2024).
 202. Osička, J. & Černoch, F. European energy politics after Ukraine: The road ahead. *Energy Research & Social Science* **91**, 102757 (2022).
 203. Doronina, I. et al. Why renewables should be at the center of rebuilding the Ukrainian electricity system. *Joule* **8**, 2715–2720 (2024).
 204. Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System – Analysis. *IEA* <https://www.iea.org/reports/empowering>

- ukraine-through-a-decentralised-electricity-system (2024).
205. Ukraine's energy system under attack – Ukraine's Energy Security and the Coming Winter – Analysis. *IEA* <https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security-and-the-coming-winter/ukraines-energy-system-under-attack>.
 206. Keeping the lights on: How Ukraine can build a resilient energy system (and why this matters to the EU) | European Union Institute for Security Studies. <https://www.iss.europa.eu/publications/commentary/keeping-lights-how-ukraine-can-build-resilient-energy-system-and-why> (2025).
 207. How Ukraine is building resilience through energy security. *World Economic Forum* <https://www.weforum.org/stories/2026/01/frontline-security-energy-lessons-ukraine/> (2026).
 208. Ukraine Fights To Build More Resilient, Renewable Energy System in Midst of War | NLR. <https://www.nlr.gov/news/detail/features/2023/ukraine-fights-to-build-a-more-resilient-renewable-energy-system-in-the-midst-of-war>.
 209. Karagiannakis, G., Panteli, M. & Argyroudis, S. Fragility Modeling of Power Grid Infrastructure for Addressing Climate Change Risks and Adaptation. *WIREs Climate Change* **16**, e930 (2025).
 210. Brockway, A. M. & Dunn, L. N. Weathering adaptation: Grid infrastructure planning in a changing climate. *Climate Risk Management* **30**, 100256 (2020).
 211. Panteli, M. & Mancarella, P. Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. *Electric Power Systems Research* **127**, 259–270 (2015).
 212. Panteli, M. & Mancarella, P. Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events. *IEEE Systems Journal* **11**, 1733–1742 (2017).
 213. Prudhvi Guddanti, K., Chen, L., Weng, Y. & Yu, Y. Vulnerability of power distribution networks to local temperature changes induced by global climate change. *Nat Commun* **16**, 5116 (2025).
 214. Feng, K., Ouyang, M. & Lin, N. Tropical cyclone-blackout-heat-wave compound hazard resilience in a changing climate. *Nat Commun* **13**, 4421 (2022).
 215. Can efficient cooling help manage fast rising electricity demand in India and achieve thermal comfort for all? – Energy Efficiency 2023 – Analysis. *IEA* <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023/can-efficient-cooling-help-manage-fast-rising-electricity-demand-in-india-and-achieve-thermal-comfort-for-all>.
 216. Adapting overhead lines in response to increasing temperatures in UKf. <https://climate-adapt.eea.europa.eu/en/metadata/case-studies/adapting-overhead-lines-in-response-to-increasing-temperatures-in-uk>.
 217. Petrakopoulou, F., Robinson, A. & Olmeda-Delgado, M. Impact of climate change on fossil fuel power-plant efficiency and water use. *Journal of Cleaner Production* **273**, 122816 (2020).
 218. van Vliet, M. T. H. *et al.* Vulnerability of US and European electricity supply to climate change. *Nature Clim Change* **2**, 676–681 (2012).
 219. Linnerud, K., Mideksa, T. K. & Eskeland, G. S. The Impact of Climate Change on Nuclear Power Supply. *The Energy Journal* **32**, 149–168 (2011).
 220. Gutting, A., Högselius, P. & Burkhardt-Holm, P. Atomic rivers. The (Un)sustainability of nuclear power in an age of climate change. *Energy Policy* **203**, 114631 (2025).
 221. Deci, E. L. & Ryan, R. M. Self-determination theory: A macrotheory of human motivation, development, and health. *Canadian Psychology / Psychologie canadienne* **49**, 182–185 (2008).
 222. Ryan, R. M. & Deci, E. L. Self-determination theory and the facilitation of intrinsic motivation, social development, and well-being. *American Psychologist* **55**, 68–78 (2000).
 223. Reeve, J. Teachers as Facilitators: What Autonomy-Supportive Teachers Do and Why Their Students Benefit. *The Elementary School Journal* **106**, 225–236 (2006).
 224. Ryan, R. M. & Deci, E. L. Intrinsic and extrinsic motivation from a self-determination theory perspective: Definitions, theory, practices, and future directions. *Contemporary Educational Psychology* **61**, 101860 (2020).
 225. Chirkov, V., Ryan, R. M., Kim, Y. & Kaplan, U. Differentiating autonomy from individualism and independence: A self-determination theory perspective on internalization of cultural orientations and well-being. *Journal of Personality and Social Psychology* **84**, 97–110 (2003).
 226. Church, A. T. *et al.* Need Satisfaction and Well-Being: Testing Self-Determination Theory in Eight Cultures. *Journal of Cross-Cultural Psychology* **44**, 507–534 (2013).
 227. Steel, P., Taras, V., Uggerslev, K. & Bosco, F. The Happy Culture: A Theoretical, Meta-Analytic, and Empirical Review of the Relationship Between Culture and Wealth and Subjective Well-Being. *Pers Soc Psychol Rev* **22**, 128–169 (2018).
 228. Ng, J. Y. Y. *et al.* Self-Determination Theory Applied to Health Contexts: A Meta-Analysis. *Perspect Psychol Sci* **7**, 325–340 (2012).
 229. Vansteenkiste, M., Ryan, R. M. & Soenens, B. Basic psychological need theory: Advancements, critical themes, and future directions. *Motiv Emot* **44**, 1–31 (2020).
 230. Bandura, A. *Self-Efficacy: The Exercise of Control*. ix, 604 (W H Freeman/Times Books/ Henry Holt & Co, New York, NY, US, 1997).
 231. Sparks, K., Faragher, B. & Cooper, C. L. Well-being and occupational health in the 21st century workplace. *Journal of Occupational and Organizational Psychology* **74**, 489–509 (2001).
 232. Akhter, N. *et al.* Community empowerment and mental well-being: longitudinal findings from a survey of people actively involved in the big local place-based initiative in England. *Journal of Public Health* **45**, 423–431 (2023).
 233. Britton, P. *et al.* The impact of devolution on local health systems: Evidence from Greater Manchester, England. *Social Science & Medicine* **348**, 116801 (2024).
 234. Iyengar, S. S. & Lepper, M. R. When choice is demotivating: Can one desire too much of a good thing? *Journal of Personality and Social Psychology* **79**, 995–1006 (2000).
 235. Scheibehenne, B., Greifeneder, R. & Todd, P. M. Can There Ever Be Too Many Options? A Meta-Analytic

- Review of Choice Overload. *Journal of Consumer Research* **37**, 409–425 (2010).
236. Baumeister, R. F., Vohs, K. D. & Tice, D. M. The Strength Model of Self-Control. *Curr Dir Psychol Sci* **16**, 351–355 (2007).
 237. Vohs, K. D. *et al.* Making choices impairs subsequent self-control: A limited-resource account of decision making, self-regulation, and active initiative. *Journal of Personality and Social Psychology* **94**, 883–898 (2008).
 238. Deci, E. L. & Ryan, R. M. The 'What' and 'Why' of Goal Pursuits: Human Needs and the Self-Determination of Behavior. *Psychological Inquiry* **11**, 227–268 (2000).
 239. Miron, A. M. & Brehm, J. W. Reactance Theory - 40 Years Later. *Zeitschrift für Sozialpsychologie* **37**, 9–18 (2006).
 240. Johnson, E. J. *et al.* Beyond nudges: Tools of a choice architecture. *Mark Lett* **23**, 487–504 (2012).
 241. Chernev, A. Product assortment and individual decision processes. *Journal of Personality and Social Psychology* **85**, 151–162 (2003).
 242. Schwartz, B. *et al.* Maximizing versus satisficing: Happiness is a matter of choice. *Journal of Personality and Social Psychology* **83**, 1178–1197 (2002).
 243. Nießen, D., Schmidt, I., Groskurth, K., Rammstedt, B. & Lechner, C. M. The Internal–External Locus of Control Short Scale–4 (IE-4): A comprehensive validation of the English-language adaptation. *PLOS ONE* **17**, e0271289 (2022).
 244. Rotter, J. B. Generalized expectancies for internal versus external control of reinforcement. *Psychological Monographs: General and Applied* **80**, 1–28 (1966).
 245. Parker, S. L., Jimmieson, N. L. & Amiot, C. E. Self-determination as a moderator of demands and control: Implications for employee strain and engagement. *Journal of Vocational Behavior* **76**, 52–67 (2010).
 246. Wallston, K. A. & Wallston, B. S. Who Is Responsible for Your Health? The Construct of Health Locus of Control. in *Social Psychology of Health and Illness* (Psychology Press, 1982).
 247. Ostrom, E. *Governing the Commons: The Evolution of Institutions for Collective Action*. (Cambridge University Press, 1990).
 248. Sen, A. & Sen, A. *Development as Freedom*. (Oxford University Press, Oxford, New York, 1999).
 249. Robeyns, I. The Capability Approach: a theoretical survey. *Journal of Human Development* **6**, 93–117 (2005).
 250. Sen, A. & Sen, A. *Inequality Reexamined*. (Oxford University Press, Oxford, New York, 1995).
 251. Ostrom, E. *Governing the Commons: The Evolution of Institutions for Collective Action*. (Cambridge University Press, Cambridge, 1990). doi:10.1017/CBO9780511807763.
 252. Nudge. *Yale University Press* <https://yalebooks.yale.edu/book/9780300262285/nudge/>.
 253. Tocqueville, A. de. *Democracy in America*. (University of Chicago Press, Chicago, IL, 2002).
 254. Putnam, R. D. *Bowling Alone: The Collapse and Revival of American Community*. (Simon & Schuster, New York, 2000). doi:10.1145/358916.361990.
 255. Goedkoop, F. *et al.* The Role of Community in Understanding Involvement in Community Energy Initiatives. *Front. Psychol.* **12**, (2022).
 256. Bauwens, T. Explaining the Diversity of Motivations Behind Community Renewable Energy. SSRN Scholarly Paper at <https://papers.ssrn.com/abstract=2754997> (2016).
 257. Geskus, S., Punt, M. B., Bauwens, T., Corten, R. & Frenken, K. Does social capital foster renewable energy cooperatives? *J Econ Geogr* **24**, 887–905 (2024).
 258. Lokale Energie Monitor 2024 | HIER. <https://www.hier.nu/lokale-energie-monitor-2024>.
 259. De sociale voetafdruk van energievoetcoöperaties | HIER. <https://www.hier.nu/samenwerken-met-lokale-initiatieven/sociale-voetafdruk-van-energiecooperaties>.
 260. Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H. & Rehner, R. Energy justice: A conceptual review. *Energy Research & Social Science* **11**, 174–182 (2016).
 261. Jenkins, K. E. H. *et al.* The methodologies, geographies, and technologies of energy justice: a systematic and comprehensive review. *Environ. Res. Lett.* **16**, 043009 (2021).
 262. Geels, F. W. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. *Research Policy* **31**, 1257–1274 (2002).
 263. Rubinov, M. & Sporns, O. Complex network measures of brain connectivity: Uses and interpretations. *NeuroImage* **52**, 1059–1069 (2010).
 264. Luo, A. C. *et al.* Functional connectivity development along the sensorimotor-association axis enhances the cortical hierarchy. *Nature Communications* **15**, 3511 (2024).

Colofon

Deze studie is uitgevoerd door Zenmo simulations nadat Mart van Bracht hen had gevraagd om de mogelijke winst van het holonconcept verder uit te diepen. Auke Hoekstra had het idee en schreef het rapport. Gillis Hommen en Luc Sol maakten het model, deden de simulaties en schreven het hoofdstuk modelbeschrijving. Iris Roscam Abbing verzorgde de eindredactie. Holon fonts door Studio Hartebeest.

Veel dank voor alle opbouwende kritiek van tegenlezers Sam de Guchteneire, Christiaan Waters, Marjolein Bot en Annelies Huygen.

De studie is uitgevoerd in opdracht van Energy Innovation NL en RVO.

Auteursrecht berust bij Zenmo simulations.

Alle inhoud mag worden overgenomen, mits de bron vermeld wordt.

Herpt, juli 2026.