



Zaaknummer: [ACM/23/182950](#)

Consultatie: januari 2026

Inleiding

De invoering van een Nederlands invoedingstarief (c.q. een tarief dat niet in lijn is met omringende landen, met name België en Duitsland) is sterk nadelig voor de Nederlandse energietransitie en leveringszekerheid. We zien dat voor alle vormen van energieopwek dat de invoering van een invoedingstarief tot een verslechtering van de rendabiliteit leidt. Bestaande assets hebben immers al PPA's afgesloten en/of SDE++ subsidie verkregen. De hierin opgenomen prijzen en subsidievoorwaarden hebben geen rekening gehouden met een invoedingstarief waardoor het tarief in veel gevallen uitsluitend een additionele kostenpost is en niet tot hogere inkomsten leidt. Specifiek voor flexibele opwekinstallaties, bijvoorbeeld peaker plants, zien we vooral een negatief effect tijdens de zomermaanden. Dit terwijl de business van duurzame opwek momenteel geen kostenverhogende maatregel kan dragen. Hoewel nieuwe opwekinstallaties wel extra inkomsten ontvangen uit een stijging van elektriciteitsprijzen, weegt dit niet op tegen de additionele kosten die het tarief veroorzaakt. Hierdoor zouden we in veel gevallen geen positieve investeringsbeslissing kunnen nemen. Daarbij stellen we vast dat hoe hoger het tarief, hoe groter deze nadelige effecten zullen zijn.

De invoering van het invoedingstarief leidt dus tot een verslechtering van de concurrentiepositie van Nederlandse assets: het schaadt de economische levensduur van bestaande assets en leidt tot minder investeringen in nieuwe opwek assets. ACER erkent dit ook: *Increasing interconnection and integration of the European electricity market implies an increasing risk that non-cost reflective injection charges could distort competition and investment decisions in the internal market.*¹ We willen benadrukken dat een invoedingstarief ook een negatieve impact heeft op de lange termijn leveringszekerheid in Nederland, die vanaf mid-2030 onder druk komt te staan en waarvoor het Ministerie van Klimaat en Groene Groei aanvullende maatregelen overweegt. We zien ook het risico dat het invoedingstarief op de midden tot lange termijn tot een hogere energierekening leidt voor Nederlandse afnemers, waardoor deze maatregel nadelig is voor zowel invoeders als afnemers.

ACER vereist een grondige impactanalyse voordat een invoedingstarief wordt ingevoerd: *The advantages and disadvantages of applying injection charges should be (re)assessed and the decision whether applying them or not should be duly justified by relevant studies focussing on efficiency gains and potential distortions to the internal market.*² Wij stellen vast dat tot op heden een dergelijke grondige analyse niet uitgevoerd is. Hoewel de ACM heeft aangegeven een impact analyse te willen uitvoeren, is de scope en tijdslijn schimmig. We achten het wenselijk dat de ACM aangeeft hoe het algehele beoordelingskader en bijbehorende impact analyse eruit komen te zien én dat marktpartijen de mogelijkheid hebben om inspraak te hebben op beide stukken. Dit moet plaatsvinden voordat een ontwerp-codebesluit gepubliceerd wordt.

Bovendien is het voortslepende besluitvormingsproces, zonder heldere tijdlijn, uitermate slecht voor het investeringsklimaat van Nederland. Investerings in opwek zijn kapitaalintensief en vereisen een stabiel investeringsklimaat, waarbij wordt gerekend met een tijdshorizon van minimaal 15 tot 20 jaar. Terwijl de Nederlandse en Europese klimaatdoelen een versnelling van de

¹ 'Getting the signals right: electricity network tariff methodologies in Europe – ACER report on network tariff practices (March 2025) Punt 78 (via <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>)

² Getting the signals right: electricity network tariff methodologies in Europe – ACER report on network tariff practices (March 2025) Punt 87 (via <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>)



energietransitie vereisen, en ook leveringszekerheid op korte termijn nieuwe investeringen nodig maakt, leidt het huidige besluitvormingsproces tot uitstel en het stopzetten van projecten.

De timing van de invoering van een invoedingstarief had niet slechter kunnen zijn. Terwijl de rendabiliteit van wind op zee en hernieuwbaar op land onder druk staan en TenneT waarschuwt voor leveringszekerheid van elektriciteit, stelt de ACM voor om via het invoedingstarief de kosten van elektriciteitsopwekking te verhogen.

Het investeringskader voor hernieuwbaar op land, wind op zee en andere vormen van opwek is in nauwe samenwerking met de overheid tot stand gekomen en is vormgeving in het Energieakkoord, het Klimaatakkoord en beleidsplannen als het Nationale Plan Energiesysteem (NPE) en het Integraal Nationaal Plan Energie en Klimaat (INEK), naast de relevante wetgeving zoals de Wet Wind op Zee. De invoering van een invoedingstarief staat lijnrecht tegenover deze investeringskaders en de verplichtingen die hierin zijn vastgelegd.

Op grond van de bovenstaande overwegingen, die hieronder in de gedetailleerde antwoorden verder staan uitgewerkt, vraagt Eneco u om het invoedingstarief niet in te voeren en hier op korte termijn duidelijkheid over te geven. Daarmee willen we expliciet benadrukken dat onze reactie in deze consultatie niet betekent dat wij invoering van een invoedingstarief steunen.



Gedetailleerde antwoorden op de ACM vragen

Vraag 1. Kunt u zich vinden in de bovenstaande onderverdeling van kostencategorieën met als doel het vormgeven van een invoedingstarief? Ziet u nog andere opties?

Eneco kan zich in grote lijnen vinden de voorgestelde onderverdeling van de kostencategorieën.

Vraag 2: De ACM stelt dat de kosten die invoeders veroorzaken voor infrastructuur en congestiemanagement voornamelijk samenhangen met de (piek)netcapaciteit en minder met energieverbruik. a. Kunt u zich in algemene zin vinden in de beschrijving van de kosten voor infrastructuur en congestiemanagement? Zo nee, kunt u uw antwoord toelichten? Deelt u het beeld van de ACM over hoe deze kosten samenhangen met het netgebruik van invoeders? Kunt u uw antwoord toelichten?

De kosten hangen inderdaad samen met piekcapaciteit, maar ook met andere factoren, zoals locatie en voorspelbaarheid van productie en verbruik.

Vraag 3. De ACM veronderstelt dat de kosten voor ondersteunende diensten veroorzaakt door invoeders het meest samenhangen met het totaal ingevoeden en afgenomen volumes aan elektriciteit. a. Kunt u zich in algemene zin vinden in de beschrijving van de kosten voor de ondersteunende diensten? Zo nee, kunt u uw antwoord toelichten? b. Deelt u het beeld van de ACM over hoe deze kosten samenhangen met het netgebruik van invoeders? Kunt u uw antwoord toelichten?

Er zijn een aantal andere variabelen relevant bij het vaststellen van de kosten van ondersteunende diensten:

- De voorspelbaarheid van invoeding en afname spelen een belangrijke rol in het vaststellen van de behoefte aan ondersteunende diensten
- De grootte en locatie van netgebruikers kunnen invloed hebben op de benodigde ondersteunende diensten – zoals regionale congestie op spanningsproblemen

Hierom is het logisch deze kosten als residueel te beschouwen.

Vraag 4. De ACM stelt dat de kosten voor netverliezen door invoeders voornamelijk samenhangen het totaal aan ingevoeden volumes aan elektriciteit. a. Kunt u zich in algemene zin vinden in de beschrijving van de kosten van netverliezen? Zo nee, kunt u uw antwoord toelichten? b. Deelt u het beeld van de ACM over hoe deze kosten samenhangen met het netgebruik van invoeders? Kunt u uw antwoord toelichten?

We hanteren het uitgangspunt dat netverliezen primair samenhangen met het gebruik van het net door afnemers (en dus niet invoeders). Netverliezen ontstaan immers door het transport van elektriciteit over het net, terwijl vanuit het perspectief van de invoeder geen verliezen optreden. Deze levert immers het volume waarom gevraagd is – schommelingen in productie worden al via de onbalansprijs betaald.

Vraag 5. De ACM beschrijft in deze paragraaf drie mogelijke tariefdragers voor invoedingstarieven (kWh, kWcontract en kWmax) en hun mogelijke toepassingen per kostencategorie. a. Kunt u zich vinden in deze beschrijving van de verschillende tariefdragers en hun kenmerken? Zo nee, kunt u dit toelichten? b. Welke tariefdrager(s) acht u het meest wenselijk per kostencategorie en waarom? c. Ziet u nog andere relevante voor- en nadelen van de tariefdragers die in de afweging betrokken zouden moeten worden? Zo ja, welke?

De Aurora Energy Research studies laten zien dat de effecten van zowel een kW en kWh tarief grote negatieve effecten kan hebben op de Nederlandse energietransitie door investeringen in opwek te verminderen, de totale energierekening voor eindgebruikers te vergroten en de



afhankelijk van import uit omringende landen te laten toenemen³⁴. Echter, Eneco wil expliciet benoemen dat er twee grote nadelen kleven aan de keuze voor een kW variant:

1. Marktverstoringen, waarbij peaker plants (hoge kW t.o.v. MWh) zeer veel additionele kosten per verdiende euro hebben ten opzichte van baseload plants. Dit maakt peaker plants minder aantrekkelijk en risicovoller. Peaker plants spelen een essentiële rol in de Nederlandse leveringszekerheid; daarnaast draaien deze al op de duurste uren. Een grote prijsstijging in deze uren maakt de day-ahead stroomprijs nog volatieler dan die momenteel al is.
2. Grote onzekerheid, omdat met name voor duurzame opwek (in het bijzonder zon) onduidelijk lijkt hoe de biedstrategie aan te passen in geval van een kW-tarief. Dit betekent bijvoorbeeld ook dat het in de wintermaanden minder aantrekkelijk is om met zon-PV in te voeden, omdat er een grote kans is dat de marktwaarde niet opweegt tegen de kW kosten⁵. Dit terwijl het systeem op deze momenten vaak juist behoefte heeft aan zon-opwek. Deze onzekerheden leidt tot risico's die investeren onaantrekkelijker maken.

In het algemeen betekent dit dus dat een kWmax tarief zal leiden tot een toename van de volatiliteit vanwege a) hogere biedprijzen bij peaker plants en b) onvoorspelbaar strategisch bieden en curtailgedrag van RES en CCGTs (zeker in de zomer, wanneer baseload zich meer als een peaker zal gedragen) en c) hoge additionele kosten op de (nu al volatiele) balanceringsmarkten

We benadrukken dat een kWh tarief in principe makkelijker in te prijzen is (en daarmee relatief minder marktverstrend is) dan een kW variant of tariefstructuren waarin een kWh én kW component opgenomen is.

In het algemeen wijzen we er op dat de Europese richtlijnen voor het ontwerp van nettarieven (juli 2025) benadrukken dat nettarieven niet alleen bedoeld zijn voor 'cost recovery' maar ook mee moeten wegen in hoeverre gebruikers bijdragen aan het energiesysteem, met name ook in termen van flexibiliteit. Met name peaker plants, maar ook aanstuurbare hernieuwbare assets (eventueel in combinatie met opslag) hebben een belangrijke rol te spelen in het voorzien in voldoende flexibiliteit in het systeem.

"In a system with increasing levels of flexibility needs, the principle of cost-reflectivity must reflect this to ensure that the allocation of network costs among system users fairly corresponds to how much they cost or support the system. Otherwise, NRAs risk not taking actual costs that users generate for the grid correctly into account, leading to those network costs being charged to others. By way of illustration, compared to today's figures, flexibility requirements will more than double by 2030 and be seven times as large by 2050."

Vraag 6. De ACM is in deze paragraaf ingegaan op de mogelijkheid tot het opnemen van een vorm van tijdsdifferentiatie in het invoedingstarief. a. Moet er volgens u een vorm van tijdsdifferentiatie opgenomen worden? Zo ja, hoe moet dit vormgegeven worden? Zo nee, waarom niet? b. Ziet u nog andere opties voor tijdsdifferentiaties in het invoedingstarief

Eneco benadrukt dat het cruciaal is dat vraag en aanbod van elektriciteit elkaar efficiënt kunnen blijven vinden. Een goed functionerend elektriciteitsmarkt leidt immers tot grotere welvaart. Daarbij verwachten we dat om efficiënt gedrag te bewerkstelligen, je er niet aan zou ontkomen om de tarieven te differentiëren op basis van tijd en locatie. Efficiënt netgebruik is immers afhankelijk

³ Aurora, feed-in grid charges – policy assessment <https://www.acm.nl/system/files/documents/policy-note-feed-in-grid-charges.pdf>

⁴ Aurora, feed-in grid charge = policy assessment update (gepubliceerd op <https://www.energie-nederland.nl/energie-nederland-tegenstander-invoedingstarief-elektriciteit/>)

⁵ Dit statement gaat ervanuit dat de kW component ook op maandbasis bepaald zal worden, zoals de huidige kWmax component bij afname.



van tijd en locatie. Echter, dit zou zeer ongewenst zijn vanwege de enorme complexiteit en de onvoorspelbaarheden die een dergelijk tarief met zich mee zouden brengen.

Daarnaast zien we aantal mogelijke problemen of contradicties bij het hanteren van een statische 'time-of-use' (ToU) component op invoeding.

Ten eerste stellen we vast dat duurzame opwek in Nederland typisch weersgebonden is – dat betekent opwek en invoeding op momenten dat de zon schijnt en de wind waait. Een statisch ToU tarief past niet goed bij een dergelijk weer-gedreven elektriciteitssysteem, waarbij de invoedingsprofielen ook nog eens sterk kunnen verschillen afhankelijk van de invoedingsmix op een specifiek netvlak.

Ten tweede zien we een mogelijke tegenstrijdigheid bij het hanteren van zowel een ToU component bij de invoeding én afname kant indien de prikkels uit deze tarieven niet op elkaar afgestemd zijn. Dit zou de situatie kunnen opleveren waar een flexibele afnemer wordt gestimuleerd om tijdens bepaalde dal momenten af te nemen, maar invoeding juist wordt gestimuleerd om niet in te voeden. Dit kan zeer ongewenste tegengestelde prikkels geven die efficiënt markt functioneren in de weg zouden zitten.

Ook merkt Eneco op dat, om volledig net efficiënt gedrag te bewerkstelligen, de prikkels die voortkomen uit tarieven de marktprikkels volledig zouden moeten overschrijven. Dergelijke prikkels die tegengestelde signalen geven of zelfs marktprikkels volledig overschrijven zijn per definitie marktversturend en zijn daarmee zeer ongewenst. Daarnaast zien er doelgerichtere mechanismes beschikbaar om 'ongewenste' pieken op het net te reduceren, zoals congestiemanagement.

Eneco vindt het belang van een goed functionerende markt in dit geval zwaarder wegen dan het volledig zuiver toepassen van het kostenveroorzakingsprincipe (in hoeverre dat al mogelijk is op invoeding), gezien het grote welvaartsverlies indien de interne elektriciteitsmarkt op deze wijze verstoord zou worden.

Vraag 7. Deelt u de opvatting van de ACM dat het (vooral nog) niet wenselijk is om locatiedifferentiatie op te nemen in het invoedingstarief? Kunt u uw antwoord toelichten?

Eneco is het eens met deze conclusie en benadrukt dat locatiesturing via tarieven niet wenselijk en efficiënt is. Er zijn andere en betere instrumenten beschikbaar om investeringsprikkels op specifieke locaties te bewerkstelligen, bijvoorbeeld door middel van flextenders of een locatiebonus voor energie-opslag op locaties waar opslag bij voorkeur ingepast kan worden.

Vraag 8. De ACM spreekt op basis van haar analyse een voorkeur uit van een 50/50 verdeling van kosten tussen invoeders en afnemers in plaats van een verdeling op basis van netgebruik tussen invoeders en afnemers. a. Kunt u zich vinden in de beschrijving van een 50/50 verdeling? Kunt u dit toelichten? b. Kunt u zich vinden in de beschrijving van de verdeling op basis van netgebruik? Kunt u dit toelichten? c. Ziet u nog andere opties voor de verdeling van de kosten? Zo ja, welke? d. Hoe zou de ACM volgens u de kosten moeten verdelen tussen afnemers en invoeders? Kunt u uw antwoord toelichten?

De ACM geeft de voorkeur aan een 50/50-verdeling van kosten tussen invoeders en afnemers, in plaats van een verdeling op basis van daadwerkelijk verbruik. Volgens de ACM borgt deze verdeling een kostenreflectieve toerekening, zonder onzekerheid over de voorspelbaarheid van tarieven of het risico op verouderde netgebruikgegevens.

De ACM erkent echter zelf dat deze 50/50 verdeling niet direct samenhangt met de werkelijke kosten veroorzaakte kosten van invoeders en afnemers. De ACM acht de 50/50 verdeling echter een goede benadering van de mate waarin de kosten voor het net samenhangen met het netgebruik voor invoeders en het netgebruik voor afnemers. Het elektriciteitsnet moet namelijk altijd in balans zijn. Omdat vraag en aanbod van elektriciteit continu in evenwicht moeten zijn, ziet



de ACM een 50/50 verdeling van kosten als een goede benadering.' In andere woorden, de ACM erkent al dat een 50/50-verdeling een arbitraire keuze is, die niet onderbouwd is door een gedegen analyse van de kosten die invoeders daadwerkelijk veroorzaken.

Daarnaast stelt de ACM dat het hanteren van een 50/50-verdeling een kostenreflectieve verdeling van kosten borgt 'zonder onzekerheid over de voorspelbaarheid van de tarieven en het risico op gebruik van verouderde gegevens over netgebruik'. Eneco betwist dit: alleen het vastleggen van de kostenverdeling garandeert geen voorspelbaarheid, er zijn immers veel andere factoren die de hoogte van het tarief beïnvloeden. Dit terwijl een partij een lange termijn PPA of SDE++-beschikking⁶ nodig heeft om een positieve investeringsbeslissing te kunnen nemen. Bij het afsluiten of verkrijgen van dergelijke lange termijn afspraken zal een inschatting gemaakt moeten worden van de hoogte van het tarief.

De invoering van een Nederlands invoedingstarief (c.q. een tarief dat niet in lijn is met omliggende landen, met name Duitsland en België) werkt marktverstoring. Hoe groter het verschil in marginale kosten tussen Nederlandse en buitenlandse opwekkers, hoe verder de Nederlandse assets zakken in de merit order. Door een 50/50-verdeling te hanteren kunnen de invoedingstarieven zeer hoog oplopen. Hierbij verwijzen we naar het rekenmodel dat de ACM in juli 2025 tijdens de informele klankboordsessies heeft gepresenteerd. Ook een 10/90 verdeling dat het tarief zal onacceptabel grote negatieve gevolgen hebben voor de energietransitie en leveringszekerheid. Ter illustratie: een gemiddeld tarief van EUR 2,50/MWh heeft al zeer negatieve effecten, zoals berekend door Aurora Energy Research⁷. Dit betekent dus ook dat een 50/50-verdeling zeer grote verstoringen kan veroorzaken, aangezien invoeders in andere Europese landen veel lagere percentages betalen. In Frankrijk droegen invoeders in 2023 slechts 2% van de kosten op het transmissie net, in België was dit 18%⁸.

Vraag 9. Deelt u de opvatting van de ACM dat de EU-grens ook op distributieniveau toegepast moet worden? Kunt u uw antwoord toelichten?

We verwachten dat het loslaten van de EU-grens op de distributienetten ertoe zal leiden dat het tarief voor deze aangesloten aanzienlijk hoger wordt dan de tarieven die in het rekenmodel van de ACM zijn opgenomen, zoals over de zomer van 2025 gepresenteerd. Ook zou dit tot gevolg kunnen hebben dat de marginale kosten van producenten, en dan met name duurzame opwek, veel hoger zouden kunnen worden dan op andere spanningsvlakken. Beide effecten zouden zeer ongewenst zijn vanwege de grote gevolgen op de individuele business case en de algehele aantrekkelijkheid van invoeding op distributieniveau.

Vraag 10. De ACM is in het eerste deel van deze paragraaf ingegaan op de wenselijkheid van cascadering van de kosten die door een invoedingstarief gedekt worden? a. Deelt u de opvatting van de ACM dat cascadering van deze kosten in enige vorm gewenst is? Kunt u uw antwoord toelichten? b. Deelt u de opvatting van de ACM dat cascadering waarbij hoger gelegen netvlakken meebetalen aan lager gelegen netvlakken de beste optie is? Kunt u uw antwoord toelichten?

Eneco stelt dat het gevolg van (omgekeerd) cascadering tot gevolg heeft dat de marginale kosten van producenten, en dan met name duurzame opwek, op verschillende netvlakken veel verder uit elkaar zal komen te liggen. Gebaseerd op de data die de ACM over de zomer van 2025 heeft gepresenteerd zien we immers dat het veel duurder is om op het net op zee en extra hoogspanningsnet aangesloten te zijn vergeleken met onderliggende netvlakken. Dit terwijl

⁶ De duur van deze overeenkomsten hangt af van het type installatie

⁷ Aurora, feed-in grid charges – policy assessment <https://www.acm.nl/system/files/documents/policy-note-feed-in-grid-charges.pdf>

⁸ Getting the signals right: electricity network tariff methodologies in Europe – ACER report on network tariff practices (March 2025) Figure 6, pagina 26 (via <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>)



aangesloten op deze netvlakken belangrijke maatschappelijke functies hebben, zoals een van de kern 'drivers' van de decarbonisatie van Nederland, in de vorm van wind op zee, en het leveren van elektriciteit tijdens momenten van lage duurzame opwek (c.q. leveringszekerheid waarborgen) in de vorm van bijvoorbeeld gascentrales op het EHS. Eneco is van mening dat de ACM de impact van het invoedingstarief op installaties die deze belangrijke maatschappelijke functies leveren voldoende moet meenemen in haar afwegingen.

Hierbij wijzen we er ook op dat de Europese richtlijnen voor het ontwerp van nettarieven (juli 2025) benadrukken dat nettarieven niet alleen bedoeld zijn voor 'cost recovery' maar ook mee moeten wegen in hoeverre gebruikers bijdragen aan het energiesysteem, bijvoorbeeld in termen van flexibiliteit.

Vraag 11. De ACM is hierboven ingegaan op welke cascadering zij het meest passend acht per kostencategorie voor het vormgeven van een invoedingstarief. a. Deelt u de opvatting van de ACM dat omgekeerd cascadering voor netverliezen de beste optie is? Zo nee, wat is volgens u de beste optie en waarom? b. Deelt u de opvatting van de ACM dat omgekeerde cascadering voor kosten onder de EU-grens de beste optie is? Zo nee, wat is volgens u de beste optie en waarom? c. Deelt u de opvatting van de ACM dat voor ondersteunende diensten een uniform tarief de beste optie is? Zo nee, wat is volgens u de beste optie en waarom?

Eneco stelt dat de ACM in het algemeen rekening dient te houden met de door de Commissie gegeven richtlijn dat *'while cost cascading may still be justified, a more sophisticated approach could better ensure cost-reflectivity as generation becomes prevalent in distribution networks, even at low voltage levels. NRAs should therefore take account of the changing generation/consumption profiles at the distribution level when applying cost cascading'*⁹. Eneco stelt dat deze overwegingen nog niet voldoende zijn meegenomen in de voorliggende consultatie van de ACM.

Daarnaast verwijzen we naar de antwoorden onder punt 10 ten aanzien van de belangrijke maatschappelijke functie installaties op de hogere spanningsniveaus hebben en de significante impact die het tarief zou hebben op deze invoeders.

Vraag 12. De ACM spreekt in deze paragraaf haar voorkeur uit om het net op zee op dezelfde hoogte als het EHS-netvlak in de cascadering te delen a. Deelt u de opvatting van de ACM dat het net op zee meegenomen moet worden in de cascadering? Zo nee waarom niet? b. Deelt u de conclusie van de ACM dat indeling op de hoogte van het EHS-netvlak het meest passend is? Zo nee, op welke manier moet het net op zee ingedeeld worden?

Het huidige kader wind op zee is in nauwe samenwerking met de overheid tot stand gekomen. De introductie van een invoedingstarief staat lijnrecht tegenover de verplichtingen die zijn aangegaan ten tijde van een aantal van de wind op zee tenders. Zoals uitgelegd in ons antwoord op vraag 10 resulteert het invoeren van een invoedingstarief erin dat wind op zee projecten met zeer hoge kosten geconfronteerd kunnen worden (mede veroorzaakt door het voornemen van ACM om kosten 50/50 te verdelen en omgekeerd te cascaderen). Dit staat haaks op de belangrijke rol die wind op zee moet spelen in het verduurzamen van de Nederlandse elektriciteitsopwek. Daarnaast zou een dergelijke maatregel, nadat er op verschillende momenten expliciet gemaakt is dat een dergelijk tarief niet toepasbaar zou zijn, het investeringsklimaat in Nederland en vertrouwen in de overheid ernstig kunnen schaden. Deze ontwikkeling wekt immers de indruk dat we in Nederland te maken hebben met een onbetrouwbare overheid die haar afspraken niet nakomt.

Wij zijn van mening dat de ACM deze punten moet meenemen in haar overwegingen.

⁹ Communication to the Commission – approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs. Pagina 13



Vraag 13. De ACM deelt in deze paragraaf haar opvatting over de wenselijkheid om kleinverbruikers op het laagspanningsnet uit te zonderen van het invoedingstarief. a. Deelt u de opvatting van de ACM over deze uitzondering? Kunt u uw antwoord toelichten? b. Bij welke partij(en) moeten de kosten voor invoeding door kleinverbruikers volgens u belegd worden? Ziet u nog andere mogelijkheden dan hierboven beschreven? Kunt u uw antwoord toelichten?

Eneco kan zich momenteel op basis van de huidige omstandigheden vinden in deze opvatting van de ACM.

Vraag 14. De ACM spreekt in deze paragraaf haar voorlopige voorkeur uit om invoeders op het net op zee niet uit te zonderen van (een deel van) het invoedingstarief. a. Zouden invoeders op het net op zee moeten worden uitgezonderd van (een deel van) een invoedingstarief? Zo ja van welk deel en waarom? Zo nee, waarom niet? b. In het geval van een uitzondering; waar moeten de kosten van invoeders op het net op zee belegd worden? Kunt u uw antwoord toelichten?

Zie antwoord vraag 12.

Vraag 15. Hoe moet het invoedingstarief voor bi-directionele netgebruikers worden vormgegeven?

Eneco merkt op dat ACER ten aanzien van bi-directionele netgebruikers het volgende stelt: 'accounting for both injection and withdrawals for bidirectional users (e.g. storage facilities) and applying cost-offsetting where separate charging would lead to unjustified double-charging'¹⁰. Tot op heden heeft ACM niet inzichtelijk gemaakt hoe zij aankijkt tegen 'double charging' in de context van het invoedingstarief. Eneco stelt dat er sprake is van 'double charging' indien aan één bi-directionele aansluiting meerdere tariefcomponenten in rekening worden gebracht die zijn gebaseerd op dezelfde kosten-driver (met name netdimensionering en piekbelasting) op hetzelfde netvlak, ongeacht de richting (afname of invoeding), terwijl deze kosten-driver fysiek slechts eenmaal kan optreden per meetmoment.

We willen expliciet benadrukken dat de business case van een specifieke groep bi-directionele netgebruikers (c.q. batterijen) momenteel lastig rond te rekenen is. Een belangrijke drijver hiervoor is de sterke stijging van transportafhankelijke tarieven¹¹. Dit terwijl batterijen een enorme toegevoegde waarde creëren voor het Nederlandse energiesysteem, zoals het leveren van systeemdiensten en het verplaatsen van pieken.

Eneco is van mening dat de ACM de voordelen van batterijen moet meewegen bij haar besluitvorming over het invoedingstarief, in het bijzonder bij invullen van de definitie van 'double-charging'. Dit gezien de Commission guidelines van eerder dit jaar waaruit blijkt dat een specifieke behandeling van batterijen is toegestaan. De Commissie stelt immers dat 'tariff regimes should account for the particularities of storage and avoid 'double charging' of storage facilities, as this could discourage deployment of storage assets, but should reflect the overall cost-impact of the storage on network costs'¹² Eneco vraagt daarom ook aan de ACM om expliciet te maken welke

¹⁰Getting the signals right: electricity network tariff methodologies in Europe – ACER report on network tariff practices (March 2025) pagina 18 (via <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>)

¹¹ Dit desondanks de maatregelen die de afgelopen jaren genomen zijn zoals het tijdsduurgebonden transportrecht en time-of-use tarieven voor TenneT aangeslotenen. We hebben hier recentelijk een koersverlegger over gepubliceerd: <https://nieuws.eneco.nl/eneco-zonder-vrijstelling-van-nettarieven-komen-batterijen-in-nederland-onvoldoende-van-de-grond/>

¹² Communication to the Commission – approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs. Pagina 20



lezing wordt gegeven aan 'double charging' en hoe 'unjustified double charging' voorkomen zal worden.

Vraag 16. Zou de ACM een overgangperiode/ingroeipad moeten hanteren bij de invoering van het invoedingstarief? Zo ja, hoe zou dit ingroeipad eruit moeten zien? Welke termijnen zou de ACM bijvoorbeeld moeten hanteren? Zo nee, waarom niet?

Eneco stelt dat de gevolgen van een invoedingstarief voor bestaande assets aanzienlijk groter zijn dan voor nieuwe assets. Bestaande assets hebben immers al PPA's afgesloten en/of SDE++ subsidie verkregen. De hierin opgenomen prijzen en subsidievoorwaarden hebben geen rekening gehouden met een invoedingstarief waardoor het tarief in veel gevallen uitsluitend een additionele kostenpost is en niet tot hogere inkomsten leidt. De stijging in de elektriciteitsprijs komt vaak niet bij de asset terecht of heeft een negatieve impact op de hoeveelheid subsidie die wordt uitgekeerd. Dit zou het invoeren van een overgangperiode met ingroeipad rechtvaardigen, zodat bestaande projecten volledig worden uitgezonderd. Het ingroeipad moet voor alle invoeders en netvlakken gelijk zijn, zodat er geen extra marktverstoringen ontstaan.

Hoewel een ingroeipad een deel van de negatieve effecten kan beperken, zijn de fundamentele bezwaren van het tarief niet weggenomen. De negatieve gevolgen van een invoedingstarief raakt immers niet alleen producenten, maar alle netgebruikers en het elektriciteitssysteem als een geheel. Dit betekent dat een ingroeipad geen structurele oplossing is, maar alleen de negatieve effecten dempt, met name voor bestaande installaties.

Vraag 17. De ACM gaat in deze paragraaf in op een eventuele toepassing van een cap of bandbreedte voor de hoogte van het invoedingstarief. a. Zou de ACM een dergelijke cap of bandbreedte moeten toepassen? Zo ja, hoe hoog zou deze dan moeten zijn? Zo nee, waarom niet? b. Is een cap of bandbreedte verenigbaar met het principe van kostenreflectiviteit? Kunt u uw antwoord toelichten?

In de preambule van Verordening (EU) 838/2010 stelt de Commissie dat "*de interne markt niet mag worden ondermijnd doordat voor producten van elektriciteit verschillende tarieven gelden voor de toegang tot het transmissienet. Om die reden moeten de gemiddelde tarieven voor toegang tot het netwerk in de lidstaten binnen een marge worden gehouden die mede waarborgt dat de voordelen van harmonisatie worden verwezenlijkt.*"¹³

Volgens Eneco kan een invoedingstarief zonder bandbreedte dit doel per definitie niet realiseren. Een bandbreedte voorkomt buitensporig hoge tarieven en draagt bij aan voorspelbaarheid voor marktpartijen. Het is daarom niet logisch om keuzes te maken die de in Deel B – Richtsnoeren voor een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor transmissietarifiering vastgelegde cap feitelijk tenietdoen door het totale tarief ver boven deze cap te laten uitstijgen.

Verordening 838/2010 stelt bovendien duidelijke randvoorwaarden aan de mate waarin kostenreflectiviteit van toepassing is op een invoedingstarief. Het is daarmee niet alleen de taak van ACM om het tarief te toetsen aan het kostenveroorzakingsprincipe, maar ook om andere publieke belangen – zoals investeringszekerheid, stabiliteit en systemefficiëntie – mee te wegen. Het hanteren van een redelijke cap sluit aan bij Europese eisen en waarborgt consistentie en tariefstabiliteit, die zwaarder wegen dan een volledig zuivere toepassing van kostenveroorzakingsprincipes. Een tarief dat de 'EU cap' ruim overschrijdt, voldoet per definitie niet aan de eisen van de Commissie: namelijk dat de interne markt niet wordt verstoord en dat harmonisatie zoveel mogelijk wordt verwezenlijkt.

¹³ Verordening 838/2010 van de Commissie van 23 september 2010 betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissiebeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering – Preambule 10



Dit is des te belangrijker omdat historische data, zoals door ACM gepresenteerd in de zomer van 2025, laat zien dat de volatiliteit van het tarief zeer hoog kan zijn. Daarmee is het lastig om toekomstige tarieven goed in te schatten. Dit creëert grote onzekerheid voor investeerders, zeker gezien de aanzienlijke impact van het tarief op opwekinstallaties – met potentieel grote uitschieters naar boven. Alleen algehele cap op alle kosten zou hier voldoende bescherming tegen bieden.

Daarbij komt dat PBL in het onrendabele-topmodel momenteel één vaste waarde voor het tarief hanteert, waar de producent voor wordt gecompenseerd (relevant voor nieuwe beschikkingen). Als het tarief boven deze waarde uitstijgt, wordt de producent opnieuw blootgesteld aan een grotere onrendabele top. Het risico is nog groter voor bestaande projecten, die geen additionele compensatie van het Ministerie van Klimaat en Groene Groei ontvangen. Elke verhoging van het invoedingstarief vergroot immers automatisch de onrendabele top.

Hoewel een cap een deel van de negatieve effecten kan beperken, zijn de fundamentele bezwaren van het tarief niet weggenomen. De negatieve gevolgen van een invoedingstarief raakt immers niet alleen producenten, maar alle netgebruikers en het elektriciteitssysteem als een geheel. Dit betekent dat een cap geen structurele oplossing is, maar alleen de negatieve effecten dempt.