

MEDEDELING VAN DE COMMISSIE OVER RICHTSNOEREN
voor toekomstbestendige nettarieven voor lagere energiesysteemkosten

(C/2026/126)

I. Inleiding

Het Europese elektriciteitsnet is een fundamentele pijler van de Europese economie. Het is het meest onderling verbonden net ter wereld, dankzij de naadloze samenwerking tussen een groot aantal processen en actoren die zorgen voor een veilige, betaalbare levering van steeds meer niet-fossiele elektriciteit. Tegelijkertijd worden er enorme hoeveelheden hernieuwbare energie geïntegreerd in de totale energiemix. De toenemende vraag naar elektriciteit, de versnelde elektrificatie van het eindgebruik en de versnelde uitrol van hernieuwbare energie vereisen allemaal veranderingen om de manier waarop elektriciteitsnetten worden ontworpen en geëxploiteerd, te optimaliseren. Op momenten dat er veel hernieuwbare energie wordt opgewekt, zijn de elektriciteitsprijzen laag of zelfs negatief – vorig jaar werd een nieuw record gevestigd ⁽¹⁾ –, waaruit blijkt dat het systeem flexibeler moet worden en inefficiënte beperkingen moeten worden voorkomen, terwijl tegelijkertijd mogelijkheden moeten worden geboden om energie te gebruiken waar de goedkoopste energiebronnen beschikbaar zijn en als dit het meest kostenefficiënt is voor het systeem als geheel.

Bovendien moet de wijdverbreide uitrol van hernieuwbare energiebronnen (die zich vaak daar bevinden waar de omstandigheden het meest geschikt zijn, niet noodzakelijkerwijs in de buurt van locaties waar de vraag hoog is of waar het net al is versterkt) worden ondersteund door een efficiënte integratie in het net. Dit vergt aanzienlijke investeringen in elektriciteitsnetten. Tot 2040 moet er waarschijnlijk ongeveer 730 miljard EUR worden geïnvesteerd in distributie en 477 miljard EUR in transmissie ⁽²⁾, ook voor het ontwikkelen van het net op zee, om de interne energiemarkt te bevorderen en de netcapaciteit uit te breiden. Deze investeringen zullen een belangrijke rol spelen bij het mogelijk maken van de aansluiting van nieuwe projecten voor schone opwekking die uiteindelijk de gemiddelde groothandelsprijs voor elektriciteit verlagen en nodig zijn om de Europese klimaatdoelstellingen te bereiken. Volgens een recent ACER-verslag zou het jaarlijkse investeringspercentage van de afgelopen decennia tot 2050 kunnen verdubbelen. Ook wordt ingeschat ook dat investeringen in het transmissieniveau een kleiner deel hiervan zullen uitmaken (ongeveer een derde) in vergelijking met het distributieniveau (ongeveer twee derde) ⁽³⁾.

Dit zal een directe impact hebben op de nettarieven, die de afgelopen jaren tussen 24-29 % ⁽⁴⁾ van de elektriciteitsrekening voor huishoudens vertegenwoordigden. Hoewel de energieprijiscomponent naar verwachting zal dalen, zullen de netkosten naar verwachting een nog grotere post op de elektriciteitsrekeningen worden. Een slim en efficiënt ontwerp van de nettarieven speelt een belangrijke rol bij het verhogen van de efficiëntie van de infrastructuur om de totale systeemkosten te optimaliseren. Dit is van cruciaal belang voor het concurrentievermogen van de EU en het waarborgen van de betaalbaarheid van elektriciteit voor consumenten.

De EU heeft niet alleen een decarbonisatiedoelstelling, maar wil tegelijkertijd de betaalbaarheid en veiligheid van energie verbeteren. Dit is van cruciaal belang voor het concurrentievermogen van de Europese industrie, zoals uiteengezet in de “Clean Industrial Deal” (CID), waarin ook wordt ingegaan op de noodzaak om strategische autonomie te ondersteunen, vitale toeleveringsketens veilig te stellen en de economische welvaart voor de EU-industrie in stand te houden. Als onderdeel van de Clean Industrial Deal heeft de Commissie in februari het actieplan voor betaalbare energie vastgesteld, met acht impactvolle acties die gericht zijn op het verlagen van de energiekosten voor burgers en bedrijven, waarvan de meeste op korte termijn moeten worden uitgevoerd. In het actieplan werden de factoren onderzocht die de energieprijzen opdrijven en werden de kosten van de energievoorziening, belastingen en net- en systeemkosten aangemerkt als belangrijke gebieden die moeten worden aangepakt om de energierekeningen voor de Europese consumenten te helpen verlagen.

Om ervoor te zorgen dat de noodzakelijke uitbreiding van het elektriciteitsnet op de meest kosteneffectieve manier gebeurt, moet dit hand in hand gaan met een optimaal gebruik van de infrastructuur.

Het ontwerp van nettariëfmethoden heeft hierop een grote impact, omdat het systeemgebruikers de nodige stimulansen kan bieden om hun gedrag zo aan te passen dat de totale systeemkosten dalen.

⁽¹⁾ ACER (2025), *Key developments in European electricity and gas markets* (Belangrijkste ontwikkelingen op de Europese elektriciteits- en gasmarkten): https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/electricity_gas_key_developments_2025.

⁽²⁾ Trinomics/Europese Commissie (2025), *Final report: Investment needs of European energy infrastructure to enable a decarbonised economy* (Eindverslag: Investeringsbehoeften van de Europese energie-infrastructuur om een koolstofvrije economie mogelijk te maken).

⁽³⁾ ACER (2024), *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system* (Ontwikkeling van de elektriciteitsinfrastructuur ter ondersteuning van een concurrerend en duurzaam energiesysteem): https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_Monitoring_Electricity_Infrastructure.pdf.

⁽⁴⁾ ACER (2024), *Retail market Monitoring report* (Monitoringsverslag van de detailhandelsmarkt): https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.

Dit document geeft uitvoering aan een kernactiviteit (actie 1, punt a)) in het actieplan voor betaalbare energie en biedt richtsnoeren aan de nationale regelgevende instanties, die verantwoordelijk zijn voor het ontwerpen van nettariemethoden, over de wijze waarop dit het best kan worden bereikt. Zoals uiteengezet in het actieplan voor betaalbare energie kan de Commissie, na de bekendmaking van deze richtsnoeren, indien nodig een bindend wetgevingsvoorstel inzake tariefmethoden indienen ⁽⁵⁾.

Het doel van deze richtsnoeren is de nationale regelgevende instanties te ondersteunen bij het ontwerpen van tariefmethoden die optimaal gebruik maken van de bestaande netinfrastructuur en bijdragen tot het minimaliseren van de vereiste extra investeringen, waardoor wordt bijgedragen tot de levering van betaalbare energie. Aanbevolen wordt de manier waarop de nettarieven worden ontworpen aanzienlijk te veranderen, in overeenstemming met de behoeften van een koolstofvrij energiesysteem met een grotere deelname van gebruikers door middel van gedecentraliseerde energieproductie, integratie van het energiesysteem, opslag, flexibiliteit aan de vraagzijde en de beschikbaarheid van slimme meters. In plaats van te vertrouwen op de totale verbruikte hoeveelheid, worden gedetailleerdere berekeningsmethoden voorgesteld die netgebruikers financieel stimuleren om hun energieverbruik aan te passen of te verschuiven naar tijdstippen en plaatsen waar de goedkoopste energiebronnen beschikbaar zijn en wanneer dit het meest kostenefficiënt is voor het energiesysteem en consumenten in het algemeen, om de bestaande netinfrastructuur optimaal te benutten en de vereiste extra investeringen tot een minimum te beperken. Dit gebeurt al voor de elektriciteitsprijzen, met dynamische prijscontracten die op grote schaal beschikbaar zijn in de lidstaten ⁽⁶⁾, maar de nettarieven zijn over het algemeen nog steeds vrij vlak wat betreft tijd of locatie van gebruik ⁽⁷⁾.

Hoewel er geen sprake is van systeem dat voor iedereen in alle gevallen werkt, biedt dit document de lidstaten en de nationale regelgevende instanties ("NRI's") richtsnoeren voor een toekomstgerichte en efficiënte reeks methoden om het gebruik van het bestaande net te optimaliseren, bij te dragen tot de uitbreiding van het net tegen de laagste kosten en te zorgen voor een eerlijke toewijzing van nettarieven die de kosten weerspiegelt, en tegelijkertijd het Europese concurrentievermogen, verdere elektrificatie en decarbonisatie aan te moedigen. In dit verband zijn lokale contexten belangrijk, zoals het niveau van elektrificatie of het productie- en belastingsprofiel in een bepaald gebied, wat bepalend is voor het vermogen van netgebruikers om op stimulansen te reageren. Door de totale systeemkosten te verlagen, zullen alle consumenten – huishoudens en industrie – in de toekomst daar voordeel uit halen.

II. Wat zijn nettarieven?

Nettarieven zijn de tarieven die alle gebruikers die op het systeem zijn aangesloten, betalen voor de dienst waarbij elektriciteit kan worden vervoerd van de plaats van productie naar de plaats van gebruik. Dankzij deze tarieven kunnen investeringen in activa op het net voor transmissie en distributie, slimme meters, de kosten van onderhoud en reparatie van het bestaande net, de dagelijkse exploitatie van systeemdiensten en de kosten van transmissie- en distributiesysteembeheerders terugverdiend worden. De kosten die met nettarieven kunnen worden terugverdiend, omvatten de kapitaaluitgaven in verband met infrastructuurinvesteringen ("capex"), operationele uitgaven in verband met het dagelijkse beheer van het systeem ("opex"), de vergoeding van de systeembeheerders, de kosten van netverliezen, de kosten van systeembalancerings- en ondersteunende diensten, de kosten van congestiebeheer en andere kosten.

De nettarieven zijn complex in hun opzet; zij moeten de verschillende systeembehoeften in evenwicht brengen en tegelijkertijd kosteneffectieve meerjarige besluiten over investeringen in het net en sterke stimulansen om de totale kosten van het operationele systeem onder controle te houden, aanmoedigen. Zij worden vastgesteld voor programmeringsperioden (meestal van vier tot vijf jaar), waarin de NRI het niveau van de tariefvergoeding (d.w.z. de toegestane inkomsten voor systeembeheerders) en de tariefmethoden bepaalt, die de stimulansen voor de systeembeheerders bepalen en ook bepalen hoe de totale kosten in de vorm van nettarieven onder de netgebruikers moeten worden verdeeld. Deze programmeringscyclus biedt stabiliteit, terwijl aanpassingen halverwege de cyclus of jaarlijkse herzieningen vaak worden gebruikt om ervoor te zorgen dat de toegestane inkomstenniveaus van de systeembeheerder en de niveaus van de nettarieven consistent zijn met de noodzakelijke maatregelen van de systeembeheerder om eventuele veranderingen in de omstandigheden te beheren.

⁽⁵⁾ Dit doet geen afbreuk aan de exclusieve bevoegdheid van het Europees Hof van Justitie om het recht van de Unie gezaghebbend uit te leggen.

⁽⁶⁾ Artikel 11 van de elektriciteitsrichtlijn (Richtlijn (EU) 2019/944) vereist dat consumenten toegang hebben tot contracten op basis van een dynamische elektriciteitsprijs.

⁽⁷⁾ Het ACER (2025) wijst op de aanzienlijke ruimte voor verbetering bij de toepassing van variabele elementen (gebaseerd op het tijdstip van gebruik, ofwel "time-of-use" of ToU) op transmissie- en distributietarieven en het toenemende belang ervan voor het verdere gebruik van gedistribueerde opwekking en flexibele hulpbronnen (bv. batterijen, elektrische verwarming en elektrische voertuigen): <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

III. Rechtskader

a. Onafhankelijke nationale regelgevende instanties zijn bevoegd

Volgens de EU-wetgeving is het ontwerpen van nettarieven de verantwoordelijkheid van de onafhankelijke NRI⁽⁸⁾. NRI's hebben als taak het "vaststellen of goedkeuren, volgens transparante criteria, van transmissie- of distributietarieven of de berekeningsmethodes hiervoor of beide"⁽⁹⁾. De lidstaten zijn verplicht de onafhankelijkheid van de NRI te waarborgen en ervoor te zorgen dat zij haar bevoegdheden op onpartijdige en transparante wijze uitoefent. Daartoe moet de NRI juridisch gescheiden en functioneel onafhankelijk zijn van andere publieke of private entiteiten, onafhankelijk van enig marktbelang handelen en autonome besluiten nemen, onafhankelijk van enig politiek orgaan⁽¹⁰⁾. De onafhankelijkheid van de NRI's ten opzichte van de nationale regeringen en parlementen bij de uitoefening van hun tariefbevoegdheden is getoetst en bevestigd door het Europees Hof van Justitie ("het Hof").

Het Hof heeft consequent geoordeeld dat de NRI's hun eigen beslissingen autonoom en uitsluitend voor het algemeen belang moeten nemen om de naleving van de doelstellingen van de elektriciteitsverordening⁽¹¹⁾ en de elektriciteitsrichtlijn⁽¹²⁾ te waarborgen, zonder onderworpen te zijn aan externe instructies van andere publieke of particuliere entiteiten.

De Rekenkamer heeft vastgesteld dat de kerntaak van de NRI's om tariefmethoden vast te stellen en goed te keuren **niet mag worden onderworpen aan extern ingrijpen**. Ingrijpen door de regering, het parlement, met name via wetgeving, en andere overheidsinstanties dan de NRI's is immers beperkt tot de herformulering van de algemene beginselen die zijn vastgelegd in de elektriciteitsrichtlijn en elektriciteitsverordening en de vaststelling van algemene beleidsrichtsnoeren, voor zover deze geen verband houden met de in de elektriciteitsrichtlijn vastgestelde lijst van kernbevoegdheden van de NRI's. Dit is uiteengezet in arresten met betrekking tot Duitsland in 2021⁽¹³⁾, en België⁽¹⁴⁾ en Slowakije in 2020⁽¹⁵⁾.

Het Hof heeft ook geoordeeld dat de regering **de leiding van de NRI niet kan benoemen of ontslaan wegens onenigheid over de inhoud van de tariefmethode**⁽¹⁶⁾.

Daarnaast is het belangrijk op te merken dat de vaststelling van tarieven een complexe taak is en dat het van cruciaal belang is dat de lidstaten ervoor zorgen dat de NRI over voldoende middelen beschikt. De elektriciteitsrichtlijn vereist dat de lidstaat ervoor zorgt dat de NRI "beschikt over alle benodigde personele en financiële middelen"⁽¹⁷⁾ om haar tariefstellingstaken goed en in overeenstemming met de EU-wetgeving uit te voeren. In sommige lidstaten stellen de systeembeheerders hun eigen tarief voor, en het kan zijn dat de NRI's niet over de nodige middelen beschikken om de details volledig te onderzoeken en de methode te verbeteren.

Dit is een kwestie die alle lidstaten op nationaal niveau moeten onderzoeken, terwijl de Commissie ervoor zorgt dat de onafhankelijkheid van de nationale regelgevende instanties bij het vaststellen van nettariiefmethoden naar behoren wordt beschermd en gewaarborgd door het nationale recht.

⁽⁸⁾ In het verslag van het ACER wordt de tariefstelling omschreven als een proces in drie stappen: eerst worden de toegestane of beoogde inkomsten van de systeembeheerders (inclusief de vergoedingsmethode voor de kosten van de transmissie- of distributiesysteembeheerder) bepaald, als tweede wordt de tariefstructuur gedefinieerd en als derde worden de kosten/inkomsten toegewezen aan elk van de posten van de tariefstructuur (d.w.z. door de netgebruikers betaalde heffingen). (Zie het ACER-verslag over de nettarieven van 2025, blz. 71-72.)

⁽⁹⁾ Artikel 59, lid 1, punt a), van de elektriciteitsrichtlijn.

In punt 6.2 van het ACER-verslag over de nettarieven (2025) verwijst het ACER naar de nadelen van de publicatie van tariefinformatie en geeft het agentschap een lijst van aanbevelingen die moeten worden opgevolgd om de transparantievereisten te versterken (artikel 18 van de elektriciteitsverordening).

⁽¹⁰⁾ Artikel 57 van de elektriciteitsrichtlijn.

⁽¹¹⁾ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (de elektriciteitsverordening).

⁽¹²⁾ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (de elektriciteitsrichtlijn).

⁽¹³⁾ Arrest van 2 september 2021, zaak C-718/18, Europese Commissie/Duitsland.

⁽¹⁴⁾ Arrest van 3 december 2020, zaak C-767/19, Europese Commissie/België.

⁽¹⁵⁾ Arrest van 11 juni 2020, zaak C-378/19, Europese Commissie/Prezident Slovenskej republiky.

⁽¹⁶⁾ In het arrest van 11 juni 2020 in zaak C-378/19 tegen Slowakije, Europese Commissie/Prezident Slovenskej republiky, heeft het Hof geoordeeld dat "de bevoegdheid om het bestuur – of, bij afwezigheid van een bestuur, de hogere leiding – van de nationale regulerende instantie te benoemen en te ontslaan, strikt bij wet worden geregeld en worden uitgeoefend op basis van objectieve criteria die duidelijk en limitatief zijn omschreven en verifieerbaar zijn". Bovendien moet "[d]it benoemings- en ontslagrecht [...] echter zo worden uitgeoefend dat de onafhankelijkheid van die instantie gegarandeerd is [...]".

⁽¹⁷⁾ Artikel 57, lid 5, punt b), van de elektriciteitsrichtlijn.

b. **Beginnelsen voor de opzet van nettarieven**

Zoals hierboven uiteengezet, is de NRI bevoegd om de tariefregeling vast te stellen. Dit kent echter grenzen in de EU-wetgeving. De beginselen voor de ontwikkeling van nettarieven zijn vastgelegd in de elektriciteitsverordening, inclusief de latere wijzigingen ervan in het hervormingspakket voor het verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt ⁽¹⁸⁾. Een in artikel 18 van de elektriciteitsverordening verankerd basisbeginsel is dat de nettarieven een **weerspiegeling van de kosten moeten zijn en een efficiënt gebruik van het bestaande net moeten aanmoedigen** door netgebruikers prijssignalen te geven zodat zij hun gedrag kunnen aanpassen. Volgens de verordening moeten de nettarieven immers “kostenreflectief en transparant zijn, rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het netwerk en flexibiliteit en een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten [...]”. Daarnaast moet de tariefregeling “algehele systeemefficiëntie” ondersteunen, “prijssignalen aan afnemers en producenten” afgeven, moeten “locatiespecifieke investeringsignalen op Unieniveau [worden] ingebouwd” en wordt “[i]n het tarief [...] tevens rekening gehouden met de omvang van de veroorzaakte netverliezen en congestie, en met de investeringskosten voor infrastructuur” ⁽¹⁹⁾.

Uit aanvullende beginselen voor tariefontwerp blijkt verder dat de medewetgevers erkennen dat er steeds meer behoefte is aan **stimulansen om de flexibiliteit en het reactievermogen van het gedrag van netgebruikers te vergroten**. Artikel 18, lid 2, van de elektriciteitsverordening vereist bijvoorbeeld stimulansen om passende stimulansen op zowel lange als korte termijn te bieden, inclusief anticiperende investeringen ⁽²⁰⁾, om de integratie van hernieuwbare energie, flexibiliteit, optimaliseringsoplossingen voor bestaande netten en vraagrespons te bevorderen en bij te dragen tot de doelstellingen van de nationale energie- en klimaatplannen.

Om de NRI's te ondersteunen bij hun nationale ontwerp van de tariefregeling en de risico's van marktfragmentatie te beperken, stelt het Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (“ACER”) om de twee jaar een verslag op over de methoden voor transmissie- en distributietarieven. Het meest recente verslag is op 26 maart 2025 ⁽²¹⁾ gepubliceerd en belicht beste praktijken en bevat aanbevelingen voor de NRI's. De NRI's moeten bij hun werkzaamheden rekening houden met deze verslagen en tegelijkertijd rekening houden met specifieke nationale kenmerken. Deze richtsnoeren bouwen daarom ook voort op de opmerkingen van het ACER.

De wetgeving vereist dat de gehanteerde nettarieven **transparant** zijn, rekening houden met de noodzakelijke **zekerheid en flexibiliteit van het net en een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten**, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast. Deze tarieven omvatten geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen ⁽²²⁾.

Traditioneel werden tariefregelingen voor elektriciteitsnetten opgesplitst tussen capex en opex in het kader van gereguleerde prijscontroles, waarbij meer gewicht werd gegeven aan capex-investeringen in infrastructuur, die doorgaans worden gereguleerd via een bepaald verwacht rendement op investeringen. Deze aanpak moet echter worden geactualiseerd en aangepast aan het overkoepelende beleid van decarbonisatie en meer elektrificatie, samen met de decentralisatie van de energievoorziening. Artikel 18 van de elektriciteitsverordening is in 2024 gewijzigd om dit tot uiting te brengen. De wetgeving vereist nu een **benadering van de totale uitgaven (“totex”)** in die zin dat de tarieven “de vaste kosten van de transmissiesysteembeheerders en de distributiesysteembeheerders [weerspiegelen], en [...] rekening [houden] met zowel kapitaal- als operationele uitgaven, met als doel de transmissiesysteembeheerders en de distributiesysteembeheerders passende stimulansen op zowel lange als korte termijn, inclusief anticiperende investeringen, te bieden om de efficiëntie, waaronder de energie-efficiëntie, te verbeteren”. Op deze manier moeten tariefmethoden aanmoedigen dat er holistisch wordt nagedacht over systeembehoeften en de meest efficiënte oplossingen om aan deze behoeften te voldoen ⁽²³⁾. Deze aanpak kan de NRI's in staat stellen transmissiesysteembeheerders (“TSB's”), distributiesysteembeheerders (“DSB's”) en marktdeelnemers te stimuleren om te investeren in kosteneffectieve systemen die flexibiliteit en een optimaal gebruik van het net mogelijk maken in plaats van een meer traditionele aanpak voor de uitbreiding van het net ⁽²⁴⁾.

⁽¹⁸⁾ Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, en Richtlijn (EU) 2024/1711 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Richtlijnen (EU) 2018/2001 en (EU) 2019/944 inzake het verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie.

⁽¹⁹⁾ Artikel 18, leden 1 tot en met 3, van de elektriciteitsverordening (Verordening (EU) 2019/943).

⁽²⁰⁾ Mededeling van de Commissie betreffende richtsnoeren voor anticiperende investeringen voor de ontwikkeling van toekomstgerichte elektriciteitsnetten (2025).

⁽²¹⁾ 2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf.

⁽²²⁾ Artikel 18, leden 1 en 2, van de elektriciteitsverordening (Verordening (EU) 943/2019).

⁽²³⁾ Om innovatie te bevorderen en af te stappen van een vertekening waardoor de capex bij investeringen in het net meer gewicht krijgt, pleit het RAP (Regulatory Assistance Project) ervoor om op inkomsten gebaseerde kostendekking mogelijk te maken op basis van de totale uitgaven en systeembeheerders te belonen voor specifieke prestatie-outputs die de energietransitie bevorderen om netinnovatie te stimuleren.

Incentivising Network Innovation | RAP Blueprint.

⁽²⁴⁾ Actie 12 in het ACER-verslag, Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response. A new approach for a changing world | Frontier Economics.

Daarnaast is artikel 6 bis van de elektriciteitsrichtlijn ⁽²⁵⁾ bedoeld om het probleem van de schaarse netcapaciteit waarmee veel lidstaten worden geconfronteerd, aan te pakken ⁽²⁶⁾. In sommige lidstaten is het, zodra het net een bepaalde hoeveelheid aangesloten capaciteit heeft bereikt, niet meer mogelijk aan te sluiten, tenzij netgebruikers ermee instemmen hun gedrag op een systeemvriendelijke manier aan te passen en zo de lokale aansluitcapaciteit te vergroten. In deze omstandigheden kunnen opslag- en vraagflexibiliteit worden gebruikt om de druk op het net te verlichten door het verbruik van de lokale opwekking te verhogen wanneer en waar het lokale net sterk overbelast is, en door elektriciteit te leveren buiten de piektijden van het systeem en wanneer er netcapaciteit beschikbaar is.

In artikel 6 bis wordt daarom bepaald dat de NRI een kader moet ontwikkelen voor TSB's en DSB's om de mogelijkheid te bieden van niet-vaste ⁽²⁷⁾ flexibeleaansluitovereenkomsten in gebieden waar er beperkte of geen beschikbare netcapaciteit is voor nieuwe aansluitingen. Het is de bedoeling de operationele veiligheid in evenwicht te brengen met de noodzaak om aansluitingen mogelijk te maken voor nieuwe netgebruikers die gunstig zijn voor een overbelast systeem. In sommige lidstaten bestaat de praktijk van het aanbieden van niet-vaste aansluitingen al, maar dit zal nu in de hele EU nodig zijn. Deze praktijk mag de noodzakelijke netversterkingen niet vertragen en in artikel 6 bis is voorts bepaald dat de omschakeling naar vaste aansluitingen moet worden gewaarborgd op basis van vastgestelde criteria zodra het net is versterkt. In gebieden waar de NRI of een andere bevoegde autoriteit de versterking van het net echter niet als de meest kostenefficiënte oplossing heeft beschouwd, moeten flexibeleaansluitovereenkomsten permanent mogelijk worden gemaakt, ook voor opslag. Aangezien dit soort aansluitovereenkomsten geen onbeperkte toegang tot het net bieden, moet dit worden weerspiegeld in de nettarieven die gelden voor gebruikers met dit soort aansluitingen.

Praktijken in de lidstaten – Nederland

De meeste landen hanteren een zekere mate van flexibiliteit voor netgebruikers in het kader van regelingen voor flexibeleaansluitovereenkomsten, zoals voorwaarden om injectie in en afname van het net te beperken. Flexibeleaansluitovereenkomsten worden meestal op vrijwillige basis aangeboden met als doel systeembalanceren te ondersteunen, systeem pieken te verminderen en de behoefte aan injectie in het net te verminderen. **Nederland** biedt drie soorten flexibeleaansluitovereenkomsten: volledig flexibele overeenkomsten; overeenkomsten voor minimale beschikbaarheid; tijdslotovereenkomsten. Volledig flexibele overeenkomsten zijn alleen beschikbaar op distributie- en transmissieniveau in overbelaste gebieden. Gebruikers met een dergelijke overeenkomst betalen alleen een tarief voor hun maandelijkse piek, niet voor de gecontracteerde capaciteit. Er zijn overeenkomsten voor minimale beschikbaarheid mogelijk op het transmissienet binnen en buiten overbelaste gebieden. Gebruikers kunnen hun werkelijke piek niet verhogen, zelfs niet wanneer er capaciteit is en kunnen 85 % van de tijd rekenen op een gegarandeerde gecontracteerde capaciteit. Deze gebruikers betalen een tarief voor hun maandelijkse piek, maar niet voor de gecontracteerde capaciteit. Tijdslotovereenkomsten zijn beschikbaar op distributienetten binnen en buiten overbelaste gebieden en bieden toegang tot netcapaciteit tijdens gecontracteerde tijdslots. Gebruikers betalen een deel van het tarief voor de gecontracteerde capaciteit en een tarief voor hun maandelijkse piek.

Deze flexibele regelingen zijn ingevoerd als gevolg van de toenemende congestie in verschillende gebieden op het net in Nederland en stellen nieuwe netgebruikers in staat om ten minste gedeeltelijk toegang te krijgen tot het net en stimuleren huidige netgebruikers om capaciteit vrij te maken door hun aansluitovereenkomsten te wijzigen.

Om de veranderende rol van distributiesystemen te erkennen – de meeste nieuwe hernieuwbare-energieprojecten zijn op distributieniveau aangesloten – bepaalt de verordening ten slotte dat er bij nettarieven geen onderscheid mag worden gemaakt tussen de productie die op distributieniveau is aangesloten en die op transmissieniveau. Aangezien Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie beperkingen bevat voor nettarieven die op transmissieniveau op producenten kunnen worden toegepast, is het nuttig te verduidelijken hoe deze verordeningen samen moeten worden gelezen. Gezien het non-discriminatiebeginsel in de elektriciteitsverordening is de Commissie van mening dat de in Verordening (EU) nr. 838/2010 vastgestelde bandbreedtes het uitgangspunt moeten vormen voor de berekening van de nettarieven die op distributieniveau op producenten moeten worden toegepast. Gezien het beginsel van kostenreflectiviteit betekent dit echter niet dat ze precies hetzelfde moeten zijn. Verschillen in tarieven kunnen worden gerechtvaardigd door lagere of extra systeemkosten die kunnen voortvloeien uit de aansluiting op distributieniveau.

⁽²⁵⁾ Verordening (EU) 2024/1711 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2018/2001 en (EU) 2019/944 wat betreft het verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie.

⁽²⁶⁾ Zoals aangekondigd in het industrieel actieplan voor de Europese automobielsector en het Europees actieplan voor staal en metaal (2025), zal de Europese Commissie in het vierde kwartaal van 2025 richtsnoeren presenteren voor het beheer van netaansluitingen.

⁽²⁷⁾ Aansluitingen die niet gegarandeerd te allen tijde de volledige stroombehoefte kunnen exporteren of importeren.

IV. Naar een efficiënter nettariet ontwerp

De Europese energiesystemen ondergaan een paradigmaverschuiving. In het verleden kon in de vraag naar voorspelbare belastingen worden voorzien door grootschalige, gecentraliseerde stuurbare opwekking. Het elektriciteitssysteem omvat nu echter een groter aandeel gedecentraliseerde en intermitterende hernieuwbare elektriciteit en de vraag naar elektriciteit zal naar verwachting toenemen ⁽²⁸⁾ naarmate wij nieuwe sectoren van de economie koolstofvrij maken en elektrificeren. Het elektriciteitsnet ondervindt ook veranderingen in de elektriciteitsstroompatronen als gevolg van een hoge concentratie van hernieuwbare energie in bepaalde delen van het net en een toegenomen gedistribueerde opwekking door huishoudens (bv. via zonnepanelen op het dak). In dit verband evolueert ook de rol van het elektriciteitsnet en de heffingen die daaraan ten grondslag liggen. De nettarieven kunnen van invloed zijn op het sturen van investeringen en ook op het gedrag van gebruikers die al op het net zijn aangesloten; de tarieven kunnen de flexibiliteit aanmoedigen of ontmoedigen die nodig is om de systeemkosten tot een minimum te beperken. Hoewel volledige kostendeckking een belangrijk doel van nettarieven is, kunnen zij dus ook aanzienlijke stimulansen bieden voor zowel systeembeheerders als gebruikers om bepaalde doelstellingen te verwezenlijken.

Wat **locatiespecifieke signalen** betreft, heeft een grotere gedecentraliseerde opwekking uit hernieuwbare en andere bronnen gevolgen voor de totale systeemkosten, met name op distributieniveau ⁽²⁹⁾. Daarom kan een slimmer ontwerp van nettarieven, met passende stimulansen, helpen om investeringen in opwekking dicht bij de vraag te brengen (en omgekeerd) of waar de netcapaciteit al bestaat (bv. op plaatsen waar elektriciteitscentrales op fossiele brandstoffen worden ontmanteld of waar vroeger sprake was van een grote industriële vraag), zorgen voor een netvriendelijk gebruik en zo – na verloop van tijd – helpen om dure netcongestie te verminderen, de totale investeringsbehoeften te verminderen en de netkosten voor alle gebruikers tot een minimum te beperken. Het kan ook helpen om investeringen in niet-fossiele flexibiliteit, zoals opslag en vraagrespons, meer te focussen, bijvoorbeeld door deze flexibiliteit meer te lokaliseren in de buurt van gebieden waar een aanzienlijke variabele opwekking van hernieuwbare energie plaatsvindt. Samen met andere maatregelen kunnen locatiespecifieke signalen in het ontwerp van het nettariet de locatiespecifieke investeringssignalen voor netgebruikers versterken en zo de algehele kosteneffectiviteit verbeteren.

In een systeem met **toenemende flexibiliteitsbehoeften** moet het beginsel van kostenreflectiviteit dit weerspiegelen om ervoor te zorgen dat de toewijzing van netkosten onder de systeemgebruikers eerlijk overeenkomt met hoeveel zij het systeem kosten of ondersteunen. Anders bestaat het gevaar dat de NRI's geen rekening houden met de werkelijke kosten die gebruikers voor het net genereren, waardoor die netkosten aan anderen in rekening worden gebracht. Ter illustratie: in vergelijking met de huidige cijfers zullen de flexibiliteitsvereisten tegen 2030 meer dan verdubbelen en tegen 2050 zeven keer zo groot zijn ⁽³⁰⁾. Een belangrijk probleem waarbij de nettarieven een onschatbare rol kunnen spelen, is het **verlagen van de piekvraag**. Elektriciteitsnetten zijn over het algemeen gedimensioneerd om de piekvraag te dekken en eventuele stimulansen door middel van nettarieven voor energieconsumenten om de piek te verminderen, leiden tot een vermindering van de investeringen in het energiesysteem om deze te dekken.

Naast de energiecomponent van de elektriciteitsrekening kunnen nettarieven een stimulans bieden om het gedrag bij het netgebruik aan te passen. Capaciteitsheffingen en dynamische tarieven (energie en net) kunnen een verandering in gedrag aanmoedigen om het gebruik te verschuiven naar buiten de piekuren wanneer er aanzienlijke capaciteit beschikbaar is ⁽³¹⁾. Dynamische tarieven kunnen derhalve helpen tegemoet te komen aan de flexibiliteitsbehoeften en zo de behoefte aan andere dure maatregelen, zoals de inkoop van flexibiliteit, beperken ⁽³²⁾. Ook kunnen ze helpen om de behoeften aan netwerkbuitbreiding, en dus de nettarieven die consumenten via hun elektriciteitsrekening betalen, gedeeltelijk te verlagen, terwijl tegelijkertijd de rekening voor consumenten die hun elektriciteitsverbruik flexibeler kunnen maken, rechtstreeks worden verlaagd.

Een cruciale overweging voor de NRI's is de complexiteit van het ontwerp. De tariefmethoden moeten gedrag stimuleren om de systeemkosten te verlagen, maar moeten ook voldoende begrijpelijk en voorspelbaar zijn voor consumenten, zodat zij op prijssignalen kunnen reageren. Het vermogen om te reageren is misschien niet voor alle netgebruikers hetzelfde, afhankelijk van hun profiel, maar naarmate er meer geëlektrificeerde hulpbronnen worden gebruikt (bv. batterijen, elektrische verwarming en elektrische voertuigen) en met de uitrol van slimmetersystemen en automatiseringscapaciteiten die mogelijk worden gemaakt door een robuust aggregatorkader, zullen netgebruikers naar verwachting met de tijd beter op tijdsignalen kunnen reageren. Met betrekking tot nieuwe technologieën en netgebruikers – zoals elektrische voertuigen en energiegemeenschappen – bevat het ACER-verslag 2025 ⁽³³⁾ meer informatie over mogelijke benaderingen voor tariefontwerpen op dit gebied en worden er voorbeelden gegeven van de praktijken van de lidstaten.

⁽²⁸⁾ Het elektriciteitsverbruik in de EU zal naar verwachting tegen 2030 met ongeveer 60 % toenemen (EU-actieplan voor netwerken, 2023).

⁽²⁹⁾ Tussen 60 en 90 % van de nieuwe aansluitingen bevindt zich op distributieniveau (effectbeoordeling van het pakket schone energie, 2016).

⁽³⁰⁾ JRC (2023), "Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems" (Flexibiliteitsvereisten en de rol van opslag in toekomstige Europese elektriciteitssystemen).

⁽³¹⁾ Belangrijk is dat er aanzienlijke capaciteit is op distributienetten buiten de piektijden – de gemiddelde benutting van het net op laagspanningsniveau in de EU ligt tussen 2-21 %. JRC (2018), Waarnemingspost voor distributiesysteembeheerders.

⁽³²⁾ Dynamische tarieven stimuleren een impliciete verandering in het gedrag van consumenten, terwijl de inkoop van flexibiliteit expliciet een gedragsverandering met zich meebrengt door middel van contractuele regelingen.

⁽³³⁾ ACER (2025), <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

Het gebrek aan het vermogen om te reageren op prijssignalen (bv. gebrek aan slimme meters) vormt een belemmering om alle voordelen te benutten van een efficiëntere tariefregeling en vergt daarom een evenwichtige en alomvattende aanpak van veranderingsbeheer. In de tariefmethoden moet, in voorkomend geval, rekening worden gehouden met de huidige capaciteitsbeperkingen met mogelijke “opt-ins” voor bepaalde elementen of een meer geleidelijke verschuiving in de tijd die goed aan iedereen wordt gecommuniceerd en die gebruikers de mogelijkheid biedt zich aan te passen. Tot slot zijn voorspelbare nettarieven, waarbij prijsniveaus en/of piekperiodes, of de methode om deze vast te stellen, vooraf en op tijd op transparante wijze worden gedefinieerd, belangrijk om het volledige potentieel van de flexibiliteit van de consument te benutten.

Wat **slimme meters** betreft, is de uitrol ervan weliswaar een belangrijke factor voor het veranderen van het gedrag van consumenten, maar niet de enige voorwaarde om het volledige potentieel van een dynamischer tariefontwerp dat de kosten weerspiegelt, te ontsluiten. Wat de technische kant betreft, is de digitalisering van het netwerk ook van cruciaal belang om de efficiëntie ervan te vergroten en aanpassing aan de gevolgen van veranderende productie- en consumptiepatronen op het netwerk mogelijk te maken. Daartoe kan regelgeving op basis van stimulansen systeembeheerders ertoe aanzetten de belangrijkste noodzakelijke veranderingen door te voeren.

Wat **aggregatie aan de vraagzijde** betreft, moet het aggregatorkader in de lidstaten volledig worden uitgevoerd om het marktpotentieel optimaal te benutten. Aggregators, die namens hen werken, kunnen de perceptie van complexiteit voor consumenten verminderen. Hun bedrijfsmodel kan een snellere invoering van geautomatiseerde en flexibele oplossingen bevorderen om een zo kosteneffectief mogelijk gebruik van het net mogelijk te maken, zonder de consument onnodig te belasten.

Ten slotte vinden wijzigingen in het ontwerp van nettarijfmethode plaats in de bredere beleidscontext, waar het concurrentievermogen van de industrie en het koolstofvrij maken van de economie prioriteiten zijn in het licht van de toenemende mondiale concurrentie. De ontwikkeling van het tariefontwerp moet daarom het uitgangspunt van de betrokken economische sectoren weerspiegelen, het gebruik van schone energie ondersteunen en zorgen voor een passende stimuleringsregeling om gedragsverandering aan te moedigen en tegelijkertijd buitensporige kosten te vermijden.

V. Verwachte voordelen

De algemene voordelen die van een dergelijke verschuiving kunnen worden verwacht, zijn zeer aanzienlijk: lagere kosten voor het beheer van het net, minder inefficiënte congestie, beter vermogen om een groter aandeel van de opwekking van hernieuwbare energie te absorberen, in voorkomend geval, en minder algemene behoefte aan versterking van het net.

Zo blijkt uit een recent verslag van de Nederlandse overheid dat de totale investeringsbehoefte tot 2040 voor elektriciteit in Nederland naar schatting 195 miljard EUR bedraagt, maar dat een beter gebruik van het net de cumulatieve investering voor Nederland alleen al met 22,5 miljard EUR zou kunnen verminderen⁽³⁴⁾. Soortgelijke effecten zijn aangetoond in andere lidstaten, waar meer kostenreflectieve nettarieven het verbruik tijdens piekuren en dus de noodzakelijke uitbreiding van het elektriciteitsnet aanzienlijk hebben verminderd.

In een studie gericht op Duitsland heeft Agora Energiewende gemodelleerd hoe dynamische tarieven, waaronder dynamische nettarieven, de flexibiliteit aan de vraagzijde van huishoudens effectief kunnen activeren⁽³⁵⁾. Uit de studie bleek dat er meer dan 100 TWh aan belasting kan worden verschoven om in 2035 aan de behoeften van de huishoudens te voldoen. Dit is meer dan 10 % van het totale jaarlijkse elektriciteitsverbruik en ongeveer de helft van het elektriciteitsverbruik van huishoudens, en overtreft eerdere verwachtingen met betrekking tot het beschikbare flexibiliteitspotentieel aan de vraagzijde. Uit de studie bleek ook dat de extra kosten voor de uitbreiding van het net als gevolg van de integratie van de flexibele vraag (elektrische voertuigen, warmtepompen en thuisbatterijen) bijna kunnen worden gehalveerd van 10,5 miljard EUR tot 5,8 miljard EUR door de belasting van het laagspanningsnet te verminderen, waardoor ook de behoefte aan uitbreiding vermindert. Alle elektriciteitsafnemers hebben op hun beurt baat bij lagere netkosten en met name die afnemers die bijdragen tot de ondersteuning van de systeemintegratie.

De voordelen van het activeren van flexibiliteit aan de vraagzijde kunnen leiden tot aanzienlijke extra besparingen boven op de verminderde netwerkuitbreiding. Uit hetzelfde onderzoek van Agora Energiewende in Duitsland bleek dat het gebruik van flexibiliteit aan de vraagzijde negen keer goedkoper is dan alternatieven aan de opwekkingszijde. Als het flexibiliteitspotentieel van elektrische voertuigen, warmtepompen en thuisbatterijen om energie op te slaan slim wordt gebruikt, kan de behoefte aan flexibiliteit aan de opwekkingszijde uit bronnen zoals gasgestookte elektriciteitscentrales en grote batterijen aanzienlijk worden verminderd, wat leidt tot een besparing van 5,4 miljard EUR voor Duitsland in 2035.

⁽³⁴⁾ <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>.

⁽³⁵⁾ Agora Energiewende en Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2023), The benefits of energy flexibility at home (De voordelen van energieflexibiliteit thuis): https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_326_energy_flexibility_at_home_WEB.pdf.

Ook is een analyse gemaakt van de verwachte individuele voordelen van tariefwijzigingen voor gebruikerscategorieën en soorten technologieën. Een verslag geschreven in opdracht van SmartEN ⁽³⁶⁾ toonde aan dat hoe kostenreflectiever een nettatarief is, des te trager de groeisnelheid van de totale piekbelasting (en dus noodzakelijke netwerkuitbreiding) is, zelfs bij stijgende elektrificatieniveaus. Bij het overwegen van hoge niveaus van aanvaarding van elektrische voertuigen kan een toekomstbestendig tariefontwerp verschillende niveaus van voordelen opleveren die, volgens deze studie, de toename van de piekbelasting (en de overeenkomstige dimensionering van het net) met 23,7 % kunnen verminderen met behulp van een dynamisch volumetrisch tarief; d.w.z. hoe slimmer het tarief, des te hoger het voordeel ⁽³⁷⁾.

VI. Individuele ontwerpelementen

a. Wisselwerking tussen transmissie- en distributieveffingen

Transmissie- en distributieveffingen worden toegepast in elektriciteitsnetten en het aandeel van de distributieveffingen is doorgaans veel hoger dan dat van de transmissieveffingen in termen van totale kosten. In 2023 bedroegen de totale transmissieveffingen in de EU bijvoorbeeld ongeveer 20 miljard EUR en de distributieveffingen ongeveer 60 miljard EUR ⁽³⁸⁾. Het is van cruciaal belang om alle kosten in kaart te brengen, en de praktijk van kostencascadering wordt in alle EU-lidstaten van bovenaf toegepast, d.w.z. van hogere naar lagere spanningen. Kostencascadering betekent dat netgebruikers de kosten betalen van het spanningsniveau van hun aansluiting en de kosten met betrekking tot andere spanningsniveaus die zij misschien gebruiken. Dit verklaart waarom de distributieveffingen hoger zijn omdat distributiekanten betalen voor het net waarop zij zijn aangesloten (distributienetten zijn meestal langer en dichter), en voor netten met een hogere spanning die in het distributienet worden ingevoerd. De transmissiekosten kunnen expliciet als transmissieveffing op de rekening van de klant worden vermeld of impliciet in de distributieveffing worden opgenomen.

Dit model, dat logisch was voor elektriciteitssystemen waar elektriciteit stroomt van producten op een hoger spanningsniveau naar consumenten op laagspanningsnetwerken, is minder geschikt voor een nieuwe realiteit waar meer opwekking op distributieniveau is aangesloten ⁽³⁹⁾. Reeds in 2016 wees een analyse van de Commissie uit dat tussen 60 en 90 % van de nieuwe aansluitingen in de EU zich op distributieniveau bevond ⁽⁴⁰⁾, en in een studie van Eurelectric uit 2024 ⁽⁴¹⁾ werd geschat dat tegen 2030 naar verwachting 70 % van de hernieuwbare energiebronnen op distributienetten zal zijn aangesloten. Tegelijkertijd leidt de concentratie van grote installaties voor hernieuwbare energie in gebieden met veel hulpbronnen tot de noodzaak om het transmissiesysteem te versterken om die opwekking naar consumenten in andere gebieden te vervoeren. Deze complexe trend vereist een zorgvuldige afweging door de NRI's in het kader van kostenreflectiviteit. De NRI's kunnen overwegen de manier waarop zij het beginsel van kostencascadering toepassen in de veranderende omstandigheden te wijzigen wanneer er steeds meer productie op het distributiesysteem is aangesloten. De NRI's moeten met elkaar samenwerken bij de ontwikkeling van nieuwe benaderingen van deze trend.

Hoewel kostencascadering nog steeds gerechtvaardigd kan zijn, zou een geavanceerdere aanpak de kostenreflectiviteit mogelijk beter waarborgen, aangezien opwekking in distributienetten – zelfs bij een laag spanningsniveau – steeds gangbaarder wordt. De NRI's moeten daarom bij de toepassing van kostencascadering rekening houden met de veranderende productie- en verbruiksprofielen op distributieniveau.

b. Het verminderen van piekbelasting door capaciteitsheffingen

Er bestaan grote verschillen tussen de lidstaten wat betreft de wijze waarop de nettarieven worden berekend en in veel gevallen gebruiken de lidstaten een combinatie van methoden. In de EU zijn nettarieven meestal gebaseerd op volumetrische nettarieven (EUR/kWh), capaciteitsgebaseerde nettarieven (EUR/kW), vaste nettarieven (EUR/jaar) of op een combinatie van deze drie. Voor de NRI's die nationale tariefmethoden ontwikkelen, wordt in het verslag over beste praktijken van het ACER aanbevolen dat ze de belangrijkste oorzaken van netwerkkosten identificeren en tarieven vaststellen die correleren met die kostenfactoren.

⁽³⁶⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽³⁷⁾ SmartEN (2025). Bij de studie werd gebruikgemaakt van de kosten van het opladen van elektrische voertuigen als een proxy voor elektrificatie en werd ontdekt dat een jaarlijks abonnementstarief een vermindering van 8,1 % zou kunnen opleveren in vergelijking met een vlak, volumetrisch tarief, dat dit voor een driedelig ToU-element, met seizoensgebonden abonnementskosten, uitkwam op 13,8 %, en voor het dynamische volumetrische tarief op een vermindering van 23,7 %: https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽³⁸⁾ ACER-verslag over nettarijfprijzen (2025).

⁽³⁹⁾ Electricity price statistics – Statistics Explained | Eurostat.

Zie figuur 5 voor het aandeel van de transmissie- en distributiekosten dat door binnenlandse klanten wordt betaald.

⁽⁴⁰⁾ Effectbeoordeling van het pakket schone energie (2016).

⁽⁴¹⁾ Grids for Speed (2024): https://powersummit2024.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/07/Grids-for-Speed_Report_FINAL_Clean.pdf.

In de veranderende context van de energietransitie ervaren sommige lidstaten een toenemende kloof tussen de eenvoudige volumetrische nettarieven (in EUR/kWh) en de onderliggende oorzaken van die kosten. In een recente studie van SmartEN ⁽⁴²⁾ wordt benadrukt dat deze kloof steeds zichtbaarder wordt, met name door de uitrol van zonnepanelen op daken, omdat de opwekking van zonne-energie vaak niet samenvalt met de totale piekvraag. Zo zouden zonnepanelen op een winteravond in Noord-Europa, wanneer er een piek in de vraag is, geen elektriciteit opwekken en waardoor de systeembeheerders niet uit de kosten kunnen komen om het systeem te dimensioneren om aan te sluiten bij dat piekverbruiksniveau. Door een relevant capaciteitselement aan het tarief toe te voegen, kan derhalve beter de individuele bijdrage aan de totale piekbehoefte van het systeem worden weerspiegeld. Capaciteitstarieven kunnen, in dergelijke gevallen en in combinatie met een ToU-tarieftelement (op basis van het tijdstip van gebruik, ofwel “time-of-use”), een nuttig instrument zijn om consumenten te stimuleren hun piekbelasting te verminderen, met name op momenten waarop het net verzadigd dreigt te raken, waardoor de bijbehorende kosten voor netwerkuitbreiding worden beperkt. Het succes van dergelijke maatregelen hangt af van de uitrol van slimme meters in de lidstaten. Met de uitrol van slimme meters moeten flexibelere nettarieregelingen zodanig evolueren dat gebruikers worden gestimuleerd hun aansluitingscapaciteit beter te reguleren zonder dat ze onnodig worden benadeeld.

De NRI's moeten tariefopbouw gebruiken om aan te zetten tot minder piekverbruik, onder meer door aan de tariefstructuur een capaciteitselement toe te voegen dat piekbelasting weerspiegelt, in combinatie met een ToU-energie-element, met name wanneer het net verzadigd dreigt te raken, om de kosten voor de uitbreiding van het net terug te brengen tot het noodzakelijke niveau.

Praktijken in de lidstaten – Vlaanderen, België en Zweden

In **België** werden in 2012 capaciteitsgebaseerde heffingen ingevoerd voor het transmissiesysteem en in 2016 werd een ToU-signaal voor het jaarlijkse piekverbruik ingevoerd, gevolgd door de invoering van een maandelijks piektarief in 2024. Het doel van de tariefstructuur was om duidelijke prijssignalen af te geven om de synchrone piek tot een minimum te beperken en zo de noodzaak van verdere investeringen in het net te vermijden. Uit gegevens blijkt dat de industriële synchrone piek tussen 2019 en 2024 met 4 % is gedaald, ondanks het feit dat het werkelijke volume aan afname van het net met 10 % is toegenomen. Verwacht wordt dat de tariefstructuur ook de frequentie en intensiteit van de beperking van hernieuwbare energie op het systeem zal verlagen.

Ook in het Belgische gewest **Vlaanderen** heeft een op capaciteit gebaseerd tarief dat in 2023 op distributieniveau werd ingevoerd, al geleid tot een meetbare vermindering van de piekbelasting met ongeveer 1-3 %, voornamelijk als gevolg van veranderingen in het tijdstip waarop elektrische voertuigen worden opgeladen ⁽⁴³⁾. Dit percentage is berekend op basis van de gemiddelde maandelijks piek van de consument en toont aan dat consumenten kunnen en zullen reageren op stimulansen en prijssignalen.

In **Zweden** heeft de NRI in april 2025 ⁽⁴⁴⁾ uitgebreide plannen aangekondigd om een nieuw nettatarief in te voeren dat bestaat uit vier componenten, waaronder een nieuwe tijdsgedifferentieerde capaciteitsheffing, die wordt bepaald door het verbruik bij piekbelasting. Het doel van deze capaciteitsvergoeding is consumenten prijssignalen te geven waaruit blijkt hoe hun huidige gebruik van het net van invloed is op toekomstige investeringsbehoeften. Het doel is om de behoefte aan netuitbreiding te verminderen en in plaats daarvan ruimte te creëren zodat meer mensen het net kunnen gebruiken. De NRI heeft bepaald dat deze capaciteitsheffing en andere elementen van het nieuwe tarief (een volumetrisch energieheffing, capaciteitsheffing en klantspecifieke heffing) de kosten moeten weerspiegelen die de netbedrijven voor elke klant of klantengroep maken.

c. ToU-elementen

Het toevoegen van een ToU-element aan volumetrische energieheffingen verhoogt de kostenreflectiviteit, aangezien het gebruikers stimuleert om elektriciteit te produceren of te verbruiken op een manier die systeem pieken vermindert en het volledige potentieel van hernieuwbare energie benut wanneer deze in overvloed aanwezig is. Traditioneel waren nettarieven statisch, met dezelfde prijs ongeacht het uur van de dag, of gold er een basistijdverschil waarbij overdag hogere tarieven werden gerekend en 's nachts lagere tarieven. Tegenwoordig zijn de ToU-elementen met de inzet van slimme meters soms veel geavanceerder en kunnen ze het realtime gebruik van het net weerspiegelen. De verschuiving van gebruikers van de piekmomenten vermindert de investeringsbehoeften over het hele net, omdat het gebruik op piekmomenten vaak een kostenfactor is voor nieuwe investeringen. Daarnaast moeten nettarieven ook het verbruik stimuleren op momenten dat er een piek is in de productie van hernieuwbare energie wanneer de vraag flexibel is, zoals voor het vullen van de batterijopslag of het opladen van elektrische voertuigen.

⁽⁴²⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽⁴³⁾ Université libre de Bruxelles, Demand Flex-project (2025): <https://demandflex.polytech.ulb.be/en/publications-1>.

⁽⁴⁴⁾ EI (2025), “Utformning av tariffer för överföring av el”: <https://ei.se/om-oss/lagar-och-regler/stallningstagande>.

Gezien de verwachte hoge extra uitrolpercentages van gedistribueerde opwekking en vraag (bv. elektrische voertuigen en elektrische verwarming), zijn ToU-elementen en locatiespecifieke stimulansen niet alleen van groot belang om netgebruikers te stimuleren hun gedrag aan te passen, maar ook om belemmeringen weg te nemen, elektrificatie te stimuleren en de totale energierekening te verlagen. De wijdverbreide uitrol van slimme meters is van fundamenteel belang om het flexibiliteitspotentieel van ToU-tarieven te ontsluiten en moet, wanneer de uitrol achterblijft ⁽⁴⁵⁾, met spoed worden aangepakt om het elektriciteitssysteem toekomstbestendig te maken.

De centrale rol van dynamische ToU-tarieven werd door Agora Energiewende geanalyseerd in een studie in Duitsland, die gericht was op het potentieel voor flexibiliteit op het niveau van huishoudens ⁽⁴⁶⁾. Bij de studie werd vastgesteld dat het gebruik van dynamische ToU-nettarieven de kosten voor de uitbreiding van het net op laagspanningsniveau met ongeveer 50 % kan verlagen in vergelijking met een situatie waarin er geen prijsignalen op netniveau zijn en flexibiliteit alleen op het marktprijs signaal reageert. Voorts werd vastgesteld dat huishoudens die een dynamisch tarief betalen op lange termijn 600 EUR per jaar zouden kunnen besparen. Deze aanzienlijke financiële besparingen betekenen ook lagere elektriciteitskosten voor alle consumenten als dynamische variabele tarieven op grote schaal worden gebruikt.

Bovendien worden met de uitrol van elektrische voertuigen de voordelen van flexibel netwerkgebruik nog duidelijker. SmartEN ⁽⁴⁷⁾ stelde vast dat de kosten van het opladen van elektrische voertuigen tot 30 % hogen uitkwamen bij een niet-kostenreflectief tarief in vergelijking met de meer kostenreflectieve nettarieven, wat aantoonde hoe tarieven belemmeringen voor de uitrol van elektrische voertuigen kunnen wegnemen. De voordelen van slim opladen werden ook bestudeerd door het Regulatory Assistance Project (RAP), dat in maart 2025 een verslag publiceerde ⁽⁴⁸⁾ met een casestudy over de Franse regio Essonne. De vereiste netcapaciteiten werden gemodelleerd op basis van situaties met een lage en hoge flexibiliteit (op basis van ToU-nettarieven) en een scenario met 10 % bidirectioneel laden. Uit de studie bleek dat de verwachte jaarlijkse kosten van netwerkversterkingen tot 2040 kunnen worden teruggebracht tot ongeveer 2,1 miljoen EUR per jaar in het scenario met een hoge flexibiliteit, vergeleken met 2,8 miljoen EUR in het scenario met een lage flexibiliteit; een potentiële besparing van 25 % per jaar.

In 2023 meldde het ACER dat ToU-signalen vaker op distributieniveau worden gebruikt dan op transmissieniveau. De complexiteit varieert, maar 21 van de 28 landen passen statische ToU-heffingen toe bij distributietarieven en ongeveer een derde bij transmissietarieven. Hoewel een meer geavanceerde differentiatie in tijd en locatie door middel van volledig dynamische tarieven de kostenreflectiviteit van tarieven verder zou kunnen verhogen en efficiënt netgedrag zou kunnen stimuleren, moeten de NRI's dit in evenwicht brengen met de complexiteit van het ontwerp, het niveau van de uitrol van slimme meters in een bepaald land en de wisselwerking met dynamische retailprijzen. In het verslag van 2025 ⁽⁴⁹⁾ geeft het ACER een overzicht van de verschillende ontwerpen met variabele (ToU-)tarieven die de lidstaten momenteel toepassen, inclusief een gedetailleerde analyse van de verscheidenheid aan ontwerpen en de overwegingen waarmee de NRI's rekening moeten houden bij hun nationale ontwerp.

De NRI's moeten variabele elementen in de tariefstructuren opnemen om kostentoewijzing te koppelen aan piekverbruik van het net en zo een efficiënt netgebruik te stimuleren. Voor tijdsdifferentiatie kunnen verschillende benaderingen worden gehanteerd, van eenvoudigere (bv. piek-/daluren, seizoenen, weekdays/weekends) tot complexere (waarbij slimme meters een zeer dynamisch variabel element mogelijk maken).

⁽⁴⁵⁾ In 2023 lag het percentage consumenten met slimme meters in elf EU-lidstaten onder de 50 %: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.

⁽⁴⁶⁾ Agora Energiewende en Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2023), The benefits of energy flexibility at home (De voordelen van energieflexibiliteit thuis): https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_326_energy_flexibility_at_home_WEB.pdf.

⁽⁴⁷⁾ SmartEN (2025), https://smarten.eu/wp-content/uploads/2025/03/FTI-Consulting-Report_smartEn_03-2025_DIGITAL_V2.pdf.

⁽⁴⁸⁾ RAP (2025): <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/03/RAP-ICCT-Hildermeier-Jahn-Schmidt-Bernard-Ragon-Basma-Savings-from-smart-charging-electric-cars-trucks-in-Europe-Mar-2025.pdf>.

⁽⁴⁹⁾ ACER (2025), *Best Practice Report* (Verslag over beste praktijken).

Praktijken in de lidstaten – Spanje, Zweden en Portugal

Spanje en Zweden hebben ToU-elementen in hun nettarieven ingevoerd ⁽⁵⁰⁾.

In **Spanje** wordt in de tariefstructuur een energie- en capaciteitsheffing toegepast (75 % van het tarief is capaciteitsafhankelijk op transmissieniveau en 84,6 % op distributieniveau). Er worden extra kosten in rekening gebracht voor de afname van stroom boven de gecontracteerde capaciteit en het ToU-element is opgedeeld in zes perioden, afhankelijk van het seizoen, de dag van de week en het tijdstip van de dag. Het doel van deze prijsstructuur is efficiënt gedrag te stimuleren, waardoor meer verbruik buiten systeempieken mogelijk wordt en de behoefte aan investeringen in elektriciteitsnetten wordt verminderd. Uit het bewijsmateriaal blijkt dat deze tariefmethode de transmissie- en distributieveffingen tussen 2019 en 2020 met 5,6 % heeft verlaagd. Hoewel de klanten die zich beter kunnen aanpassen aan prijsignalen het meest besparen, ondervonden zelfs consumenten die hun verbruik niet op laagspanningsniveau hebben aangepast, een verlaging van de kosten met 0,6 %.

In **Zweden** schakelen alle DSB's vanaf 2027 over op ToU-tarieven voor het gebruik van het net. Dit onderstreept de noodzaak van meer automatisering en de noodzaak om ervoor te zorgen dat klanten zich bewust zijn van de voordelen van dynamische tarieven. Het potentieel voor flexibiliteit is zeer aanzienlijk; 1,2 miljoen (van de 4,7 miljoen) huishoudens gebruiken een elektrische warmtepomp en er worden ook steeds meer elektrische voertuigen gebruikt. Op transmissieniveau heeft het tarief een naar tijd gedifferentieerde op energie gebaseerde component, die is gebaseerd op de werkelijke marktprijzen per uur per biedzone.

In **Portugal** is tussen juni 2018 en mei 2019 op transmissieniveau een proefproject uitgevoerd ⁽⁵¹⁾ om wijzigingen in de ToU-structuur van het nettatarief voor grote afnemers te bestuderen. De nieuwe ToU-regeling die uit het project voortvloeide, wordt gekenmerkt door een sterker signaal in de piekperioden en ToU-schema's met regionale differentiatie (waarbij het net in drie gebieden wordt opgedeeld). Op basis van de kosten-batenanalyse werd het nettovoordeel geraamd op 50 miljoen EUR over een tijdshorizon van 23 jaar, als gevolg van een vraagrespons van 2,2 % tijdens de superpiekperiode (ongeveer de 300 uur per jaar met het hoogste gebruik). De belangrijkste factor voor het nettovoordeel was de vermindering of het uitstel van netwerkinvesteringen als gevolg van een lagere piekvraag.

d. Locatiespecifieke elementen

Lokaal gediversifieerde nettarieven kunnen efficiënt netgedrag van netgebruikers stimuleren in situaties waarin de totale kosten van netexploitatie en noodzakelijke netuitbreidingen ook worden veroorzaakt door druk die wordt veroorzaakt door injecties/afname op specifieke netlocaties. Dit is met name relevant in lidstaten die te kampen hebben met aanzienlijke interne netcongestie.

Nettarieven kunnen er in dergelijke omstandigheden toe bijdragen dat netgebruikers betere stimulansen krijgen om hun gedrag aan te passen om zo bij te dragen tot een lager algemeen congestieniveau. Locatiespecifieke signalen, als onderdeel van nettariëfmethoden in de vorm van injectie- of afnameheffingen, kunnen, mits goed ontworpen, ook efficiëntere beslissingen over verdeling ondersteunen, met name in grote biedzones. Locatiespecifieke stimulansen kunnen ook worden opgenomen in de consumententarieven, met kortingen voor consumenten die zich vestigen in gebieden met overschotproductie of bestaande robuuste netwerkinfrastructuur. Dit kan worden gecombineerd met andere vormen van locatiespecifieke stimulansen.

Locatiespecifieke aspecten kunnen ook relevant zijn voor de nettarieven die worden toegepast op producenten voor injectie. Producenten betalen momenteel in meer dan 60 % van de lidstaten geen of zeer lage injectiekosten. Volgens het ACER is het aandeel van de door de opwekking betaalde nettarieven in de meeste lidstaten klein; in 2023 was dit in de lidstaten die tarieven toepassen op producenten 13,7 % voor transmissieheffingen en 4,1 % voor distributieveffingen ⁽⁵²⁾.

⁽⁵⁰⁾ ACER (2025), *Best Practice Report* (Verslag over beste praktijken).

⁽⁵¹⁾ ACER (2023), *Best Practice Report* (Verslag over beste praktijken) en <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n%C2%BA-101/abertura/>.

⁽⁵²⁾ ACER-verslag over nettariëfpraktijken (2025): <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

De ruimte voor injectieheffingen wordt momenteel ook beperkt door de bandbreedtes die in de EU-wetgeving zijn vastgesteld⁽⁵³⁾. Waar zij worden ingevoerd, kunnen deze injectieheffingen bijvoorbeeld de vorm aannemen van hogere heffingen voor producenten die gevestigd zijn in gebieden met een overschot aan opwekking en een lage vraag, en kortingen voor producenten in gebieden met een hoge vraag en onvoldoende opwekking. Dergelijke heffingen moeten echter zo worden ontworpen dat specifieke soorten opwekking niet worden gediscrimineerd⁽⁵⁴⁾ en synergieën (bv. de elektrificatie van havens en de uitrol van hernieuwbare offshore-energie) moeten worden overwogen. Locatiegerichte stimulansen zijn met name relevant in gebieden waar een upgrade van het net geen haalbare of kosteneffectieve oplossing is, hoewel de NRI's zich ervan bewust moeten zijn dat dit niet uitsluit dat het net moet worden versterkt in gebieden met een hoger potentieel voor hernieuwbare energie.

Nettarieven hebben daarom momenteel slechts een beperkt effect op het gedrag en de investeringsbeslissingen van producenten. In systemen met interne congestie zouden de verantwoordelijke NRI's kunnen overwegen om meer gebruik te maken van injectieheffingen als een manier om de piekvoorziening op bepaalde locaties waar het net bijzonder overbelast is, te verminderen of in de tijd te verschuiven, en zo de relevante investeringsstimulansen te versterken en tot een veiligere werking van het systeem te leiden. Zij zouden ook kunnen overwegen gebruik te maken van een locatiegerichte gedifferentieerde regeling voor aansluitheffingen, zoals in sommige lidstaten het geval is, om de locatie van nieuwe systeemgebruikers te stimuleren, waarbij de voordelen voor het totale energiesysteem beter tot uiting komen⁽⁵⁵⁾.

De NRI's moeten het gebruik van locatiespecifieke signalen in de nettarieven bevorderen om een efficiëntere plaatsing van apparatuur voor productie en verbruik op het net aan te moedigen. Aantrekkelijke of verlaagde tarieven kunnen aanzetten tot verbruik op plaatsen waar en tijdstippen waarop het net beschikbaar is en de vraag lager is dan de beschikbare productie. Ook kunnen injectieheffingen een effectieve manier zijn om het gedrag en de investeringsbeslissingen van producenten te beïnvloeden. Wanneer transmissie- en distributiekoppelde producenten een injectieheffing betalen, moeten die heffingen ToU- en locatiespecifieke elementen bevatten om de congestie te verminderen en een zo efficiënt mogelijk netgebruik te stimuleren. Dit kan bijzonder nuttig zijn als een upgrade van het net geen haalbare of kosteneffectieve oplossing is.

Praktijken in de lidstaten – Denemarken, Portugal en Roemenië⁽⁵⁶⁾

Denemarken heeft verschillende ontwerpelementen in de nettarieven opgenomen om locatiegerichte stimulansen mogelijk te maken. Er wordt uitgegaan van gedifferentieerde aansluitheffingen op basis van de geografische locatie van de netgebruiker (op basis van gebieden met een productieoverschot ten opzichte van gebieden met een vraagoverschot) en de gebruiksheffingen worden ook berekend aan de hand van een locatiefactor, waarbij producenten in gebieden met een hoog vraagoverschot lagere heffingen betalen, waardoor knelpunten worden verminderd. Vanaf 2023 gelden injectieheffingen voor distributiekosten (voorheen alleen voor transmissiekosten) en de nieuwe wetgeving in 2023 breidde ook de mogelijkheden uit voor op industriële schaal op dezelfde locatie gelegen productie en verbruik met één aansluitpunt op het net met als doel de colocatie van hernieuwbare energiebronnen en verbruik aan te moedigen. Daarnaast wordt momenteel ook een locatiegericht element aan de consumptiezijde overwogen, vergelijkbaar met dat voor de productie.

In **Portugal** worden nettarieven toegepast op basis van de spanningsniveaus die betrokken zijn bij het overbrengen van energie, van opwekking naar verbruik. De berekening is afhankelijk van de locatie van de productie-installatie die wordt gebruikt voor eigen verbruik en of er energiestromen zijn van een lager naar een hoger spanningsniveau⁽⁵⁷⁾.

In 2025 heeft **Roemenië** een injectieheffing ingevoerd voor producenten die op het distributiesysteem zijn aangesloten, wanneer de in een deel van het net opgewekte elektriciteit de vraag overtreft en voor verbruik naar andere delen van het net wordt vervoerd. De heffing is bedoeld om verliezen als gevolg van de doorvoer van elektriciteit te compenseren. Voorheen betaalden alleen consumenten nettarieven op distributieniveau en moesten zij de kosten betalen van verliezen als gevolg van de doorvoer van elektriciteit vanuit gebieden met overproductie. Deze injectieheffing is van toepassing op elektriciteitsproducenten met een capaciteit van meer dan 5 MW die zijn aangesloten op twee distributienetten (van een totaal van acht netten). Met deze nieuwe maatregel wordt de kwestie van een passende kostentoewijzing aangepakt, waarbij degenen die de netwerkkosten veroorzaken, in dit geval netwerkverliezen, ervoor betalen. In beginsel moet de maatregel voor elektriciteitsproducenten een stimulans zijn om zich te vestigen in gebieden met een vraagoverschot.

⁽⁵³⁾ Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissienetbeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering. De motivering is uiteengezet in overweging 10, namelijk dat een bandbreedte wordt vastgesteld zodat variaties in de door de producenten betaalde transmissieheffingen de interne energiemarkt niet ondermijnen.

⁽⁵⁴⁾ In artikel 18, lid 2, punt f), wordt bepaald dat tariefmethoden moeten bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstellingen van de geïntegreerde nationale energie- en klimaatplannen.

⁽⁵⁵⁾ In Denemarken zijn er locatiegerichte signalen voor producenten, zowel in de injectie- als in aansluitheffingen.

Zie het ACER-verslag over nettariefprijzen (2025):

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

⁽⁵⁶⁾ ACER-verslag over nettariefprijzen (2025): <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.

⁽⁵⁷⁾ ACER (2025): 2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf.

e. **Specifieke berekeningsmethoden voor bepaalde gebruikerscategorieën**

Sommige NRI's passen specifieke tariefregelingen en berekeningsmethoden toe op bepaalde soorten gebruikers, zoals energie-intensieve gebruikers, prosumenten, energiegemeenschappen en andere groepen. Dergelijke specifieke tariefregelingen worden vaak ingegeven door overwegingen van betaalbaarheid en concurrentievermogen van de betrokken gebruikerscategorieën. Tegelijkertijd dragen dergelijke bijzondere regelingen niet bij tot een verlaging van de totale netwerkkosten, maar verschuiven ze die kosten alleen naar andere gebruikerscategorieën.

Die bijzondere tariefregelingen zijn niet uitgesloten op grond van de desbetreffende regels, maar moeten door de betrokken NRI worden gerechtvaardigd in het licht van het bredere beginsel van kostenreflectiviteit. Zuivere volumekortingen of vrijstellingen voor specifieke gebruikers zonder enige rechtvaardiging zijn bijvoorbeeld mogelijk niet in overeenstemming met het beginsel van kostenreflectiviteit. Het zou met name belangrijk zijn aan te tonen dat, gelet op het specifieke karakter van het betrokken net, het verbruiksprofiel van de betrokken gebruikerscategorie de conclusie rechtvaardigt dat zij lagere kosten veroorzaken voor het net per MWh verbruikte elektriciteit. Aangezien de ontwikkeling van het tariefontwerp alle netgebruikers ertoe zal aanzetten het systeem efficiënter te gebruiken, zal dit bovendien bijdragen tot lagere systeemkosten, wat alle gebruikers ten goede komt.

Om een stimulans voor gedragsverandering van de relevante consumentengroepen te behouden, wordt de NRI bovendien aanbevolen speciale tariefregelingen te combineren met de nodige voorwaarden om de kostenreflectiviteit ervan te rechtvaardigen, bijvoorbeeld door te eisen dat de relevante netgebruikers hun verbruiksprofiel zo veel mogelijk aanpassen om hun effect op het net te verminderen. In bepaalde omstandigheden kunnen specifieke soorten gebruikers namelijk bijdragen tot een verlaging van de totale systeemkosten in termen van hun flexibiliteitspotentieel (bv. bidirectioneel opladen, energiegemeenschappen). *Nettarieven kunnen worden gebruikt om netvriendelijk gedrag van deze specifieke gebruikers te stimuleren.*

Er kunnen speciale tariefregelingen worden aangeboden aan specifieke categorieën netgebruikers; de NRI moet echter aan de hand van objectieve redenen rechtvaardigen dat deze netgebruikers, op basis van hun verbruiksprofiel, een geringer effect hebben op de totale kosten van het elektriciteitsnet.

f. **Opslag**

Energieopslag is er in vele vormen en wordt steeds belangrijker voor de werking van een gedecentraliseerd elektriciteitssysteem, dat steeds meer gebaseerd is op hernieuwbare energiebronnen. Hij kan zorgen voor flexibiliteit, stabiliteit en veiligheid van het elektriciteitssysteem en, in sommige gevallen, de behoefte aan duurdere netontwikkeling verminderen. Flexibiliteit wordt veel belangrijker naarmate wij steeds meer hernieuwbare energie gebruiken ⁽⁵⁸⁾.

Er zijn veel soorten energieopslag en ze kunnen verschillende diensten aan het elektriciteitssysteem leveren. De toepassingen zijn legio en omvatten productieondersteuning (bv. vermindering van beperkingen, systeemondersteuning), diensten aan de transmissie- en distributiesystemen (bv. uitstel van investeringen, spanningsregeling), ondersteunende diensten en diensten ter ondersteuning van het verbruik achter de meter (bv. piekvereffening, integratie van elektrische voertuigen, waaronder systeemondersteuning door bidirectioneel opladen ⁽⁵⁹⁾, kostenbeheer door te reageren op ToU-signalen). Opslagexploitanten hebben echter wel de juiste stimulansen nodig, zodat investeringen op de juiste locaties plaatsvinden en het opladen en ontladen plaatsvindt wanneer zij de totale systeemkosten verlagen. Als het opladen en ontladen in plaats daarvan gebeurt zonder rekening te houden met de congestiestatus op het net, zou het toenemende aandeel van opslag in plaats daarvan aanzienlijk bijdragen aan de uitdagingen van kosteneffectief netbeheer.

De nettariëfmethode moeten vooral zo worden ontworpen dat zij de ontwikkeling en uitrol van opslag niet belemmeren. Dit voorkomt met name heffingsregelingen waarbij opslaglocaties dubbel worden belast ⁽⁶⁰⁾, d.w.z. dat zij zowel productie- als verbruiksheffingen moeten betalen.

Nettarieven kunnen ook bijdragen tot het vaststellen van de juiste investerings- en gedragsstimulansen voor opslagexploitanten. Om dit te bereiken, moeten de NRI's zorgvuldig overwegen of volledige vrijstellingsregelingen, waarbij de opslagexploitanten geen enkele bijdrage leveren aan het terugverdienen van de netwerkkosten, gerechtvaardigd zijn

⁽⁵⁸⁾ Volgens prognoses van de Commissie zal het gebruik van hernieuwbare energie in Europa toenemen tot 69 % van de vraag tegen 2030 en 80 % tegen 2050. Om dit mogelijk te maken, moeten de flexibiliteitsniveaus toenemen tot 24 % (288 TWh) van de elektriciteitsvraag tegen 2030 en tot 30 % (2 189 TWh) tegen 2050: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/future-eu-power-systems-renewables-integration-require-7-times-larger-flexibility-2023-06-26_en.

⁽⁵⁹⁾ Bidirectioneel opladen stelt elektrische voertuigen in staat om niet alleen stroom van het net af te nemen om hun batterijen op te laden, maar ook elektriciteit terug te leveren aan het net of apparaten van stroom te voorzien wanneer dat nodig is.

⁽⁶⁰⁾ Artikel 15, lid 5, van de elektriciteitsrichtlijn (Richtlijn (EU) 2019/944).

volgens het beginsel van kostenreflectie. Afhankelijk van de specifieke kenmerken van het betrokken nationale systeem kan het in dit verband noodzakelijk zijn een onderscheid te maken tussen opslaglocaties op basis van hun locatie en het tijdstip van opladen en ontladen. Het ACER ⁽⁶¹⁾ beveelt aan dat, indien een netgebruiker zowel afneemt van als injecteert in het net, bij het vaststellen van de tarieven rekening wordt gehouden met beide vormen van netgebruik, door terdege rekening te houden met het potentiële kostencompensatie-effect en de totale kostenimpact voor het net.

Nettarieven voor elektriciteitsopslag kunnen worden gebruikt om netvriendelijk gedrag van opslagbeheerders in de hand te werken, investeringen in opslag te kanaliseren naar de meest geschikte gebieden, en laden/ontladen te stimuleren op momenten waarop het elektriciteitssysteem daar het meest baat bij heeft. In tariefregelingen moet rekening worden gehouden met de specifieke kenmerken van opslag en moet “dubbele belasting” van opslagfaciliteiten worden voorkomen, aangezien dit de uitrol van opslagactiva kan ontmoedigen. De regelingen moeten evenwel het algemene kosteneffect van de opslag op de netkosten weerspiegelen.

g. Rol van de overheidsbegroting

Gezien de druk op de elektriciteitsrekeningen, de noodzaak van aanzienlijke investeringen in het net en de noodzaak om de betaalbaarheid van elektriciteit en het concurrentievermogen van onze industrie te waarborgen, kunnen de lidstaten ervoor kiezen middelen uit de overheidsbegroting aan het elektriciteitsnet toe te wijzen, onder meer door een specifiek deel van het cohesiefonds of andere beschikbare EU-financiering toe te wijzen aan investeringen in het net ⁽⁶²⁾. Dergelijke injecties van overheidsmiddelen ter ondersteuning van de totale netwerkkosten kunnen worden beschouwd in overeenstemming met de toepasselijke wettelijke vereisten en het beginsel van kostenreflectiviteit, mits zij aan een aantal vereisten voldoen:

- de injectie van overheidsmiddelen moet op niet-discriminerende wijze plaatsvinden en mag geen selectieve begunstiging van specifieke gebruikerscategorieën inhouden;
- het geïnjecteerde bedrag moet voldoende beperkt zijn om het gelijke speelveld tussen de lidstaten te behouden en ervoor te zorgen dat het stimulerende effect van nettarieven op het consumentengedrag behouden blijft;
- de injectie mag alleen de extra kosten dekken die voortvloeien uit maatregelen om het koolstofvrij maken en de marktintegratie te versnellen, zoals interconnectoren, grote upgrades van het net of infrastructuur voor offshore-netaansluitingen en bepaalde specifieke behoeften in het net, zoals investeringen die de wachttijden voor netaansluitingen verkorten. Zo kan de injectie van overheidsmiddelen in dit verband bijvoorbeeld snellere afschrijving voor investeerders mogelijk maken en tegelijkertijd prijspieken voor consumenten voorkomen.

Hoewel de voordelen van aanvullende financiering voor investeringen duidelijk zijn, worden deze investeringen niet in een vacuüm gedaan, aangezien de NRI en de systeembeheerders over het algemeen een overeengekomen meerjarig investeringsplan zullen hebben, met de nadruk op reeds bestaande efficiënte investeringen. De lidstaten moeten daarom nauw samenwerken met de NRI aan de integratie van toewijzing van overheidsmiddelen voor dit doel, waarbij met name rekening moet worden gehouden met alle maatschappelijke kosten en baten bij de toewijzing van overheidssteun. De lidstaten en de NRI's moeten toezicht houden op het aandeel van de netwerkkosten dat door overheidsmiddelen wordt gedekt ten opzichte van het aandeel dat door de netgebruikers wordt gedragen. Dit kan helpen om ervoor te zorgen dat alle middelen efficiënt worden besteed ⁽⁶³⁾.

Wanneer overheidssteun wordt gebruikt, is het belangrijk ervoor te zorgen dat deze doelgericht is en in het algemeen positieve voordelen voor de economie oplevert. Investeringen in bepaalde infrastructuur mogen daarom niet worden vertraagd en de optimale locatie van elektriciteitscentrales mag niet worden verstoord. In dit verband moeten de NRI's periodiek de macro-economische kosten en baten van de overheidssteun voor de netten voor de economie beoordelen.

⁽⁶¹⁾ ACER (2023), *Best Practice Report* (Verslag over beste praktijken).

⁽⁶²⁾ Voor zover overheidsmiddelen worden gebruikt om systeemexploitanten te ondersteunen bij juridische of natuurlijke monopolieactiviteiten, is dit mogelijk niet onderworpen aan het toezicht op staatssteun (zie de punten 373 tot en met 375 van de richtsnoeren klimaat-, milieubeschermings- en energiesteun (CEEAG) en de mededeling van de Commissie betreffende het begrip staatssteun). Wanneer dit niet het geval is, kan goedkeuring van staatssteun vereist zijn (zie bijvoorbeeld het besluit van 21 juni 2024 in zaak SA.113565, met betrekking tot het Duitse waterstofkernnetwerk). Dit laat een beoordeling op grond van de bepalingen en richtsnoeren inzake staatssteun onverlet.

⁽⁶³⁾ Voor zover overheidsmiddelen worden gebruikt om systeemexploitanten te ondersteunen bij juridische of natuurlijke monopolieactiviteiten, is dit mogelijk niet onderworpen aan het toezicht op staatssteun (zie de punten 373 tot en met 375 van de richtsnoeren klimaat-, milieubeschermings- en energiesteun (CEEAG) en de mededeling van de Commissie betreffende het begrip staatssteun). Wanneer dit niet het geval is, kan goedkeuring van staatssteun vereist zijn (zie bijvoorbeeld het besluit van 21 juni 2024 in zaak SA.113565, met betrekking tot het Duitse waterstofkernnetwerk). Dit laat een beoordeling op grond van de bepalingen en richtsnoeren inzake staatssteun onverlet.

De rol die de lidstaten kunnen spelen bij het verminderen van de risico's van bepaalde infrastructuurinvesteringen wordt ook onderzocht in de richtsnoeren van de Commissie betreffende anticiperende investeringen voor de ontwikkeling van toekomstgerichte elektriciteitsnetten, die in juni 2025 zijn gepubliceerd ⁽⁶⁴⁾.

De lidstaten mogen binnen het toepasselijke rechtskader algemene overheidsmiddelen injecteren in de algemene begroting voor nettarieven, mits dit op niet-discriminerende wijze gebeurt, bepaalde categorieën netgebruikers niet worden bevoordeeld, de prikkels om gedrag aan te passen om de totale systeemkosten te verlagen niet worden ondermijnd en uitsluitend de extra kosten worden gedekt die voortvloeien uit maatregelen om decarbonisatie en marktintegratie te versnellen.

h. Op stimulansen gebaseerde regulering van netbeheerders

Bovenstaande overwegingen hebben betrekking op de toewijzing van de totale netwerkkosten aan bepaalde gebruikerscategorieën en verbruiksprofielen. De algehele betaalbaarheid van het energiesysteem en het net is echter ook afhankelijk van de manier waarop de compensatie voor netbeheerders wordt berekend. Dit moet op zodanige wijze gebeuren dat netbeheerders zo goed mogelijk worden gestimuleerd om het potentieel voor kostenefficiëntie te benutten.

Zoals hierboven uiteengezet, vereist artikel 18 van de elektriciteitsverordening reeds een verschuiving naar een benadering van de totale uitgaven (totex) waarbij zowel kapitaaluitgaven als operationele uitgaven in aanmerking worden genomen. Voorts wordt in de artikelen 32 en 51 van de elektriciteitsrichtlijn ⁽⁶⁵⁾ voorgeschreven dat plannen voor netontwikkeling het gebruik van vraagrespons, energie-efficiëntie, energieopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen als alternatief voor systeemuitbreiding moeten omvatten. In deze bepaling worden transmissie- en distributiesysteembeheerders gestimuleerd om ten volle te beoordelen of opex-intensieve oplossingen die een doeltreffender gebruik van het bestaande net mogelijk maken, haalbare alternatieven zijn voor duurdere investeringen in nieuwe netinfrastructuur. In Frankrijk verwacht de NRI ⁽⁶⁶⁾ bijvoorbeeld dat een passende afspiegeling van flexibiliteitsoplossingen als input voor de omvang van de netcapaciteit aanzienlijke besparingen voor het elektriciteitssysteem zal opleveren; de besparingen voor de TSB alleen al worden geraamd op bijna 7 miljard EUR over een periode van vijftien jaar. Bovendien test de Franse DSB ENEDIS het gebruik van flexibiliteit (overlapping tussen consumptie en productie en tussen sectoren onderling, balancerend, lokale flexibiliteit) om de omvang van het net te optimaliseren in een project dat tegen 2035 naar verwachting 250 miljoen EUR besparingen zal opleveren ⁽⁶⁷⁾.

De NRI's kunnen een stap verder gaan en meer op stimulansen gebaseerde regelgeving voor netbeheerders invoeren. Traditioneel waren op stimulansen gebaseerde regelgeving en prestaties van de systeembeheerder voornamelijk gericht op de betrouwbaarheid van de levering, het aantal storingen en de duur ervan. In een meer onderling verbonden en veranderende omgeving, en gezien de toenemende behoefte aan regionale en internationale coördinatie, zouden de NRI's echter ook nieuwe prestatiestimulansen kunnen overwegen op het gebied van innovatie (zoals het gebruik van netverbeterende en gedigitaliseerde technologieën), samenwerking en naleving van termijnen voor gezamenlijke TSB- en DSB-projecten op EU-niveau. In het recente verleden is een groot aantal projecten met aanzienlijke vertraging uitgevoerd, waarbij de vertraging soms opliep tot enkele jaren. Deze vertragingen betekenen impliciet dat er een aanzienlijke kans bestaat dat de welvaart van de eindconsumenten in de EU daalt. Daarom zouden de NRI's kunnen samenwerken om belangrijke projecten met een collectieve verantwoordelijkheid voor TSB's (op EU- of regionaal niveau) in kaart te brengen en gezamenlijk stimulansen voor tijdige levering toe te passen bij het ontwerp van nettarieven.

Op nationaal niveau kunnen de NRI's TSB's ook stimuleren om een betere bijdrage te leveren tot een meer geïntegreerde elektriciteitsmarkt door het ontwerp van nettarieven gedeeltelijk te koppelen aan de streefcijfers op EU-niveau, zoals de minimumdrempel van 70 % die in artikel 16, lid 8, van de elektriciteitsverordening (Verordening (EU) 2019/943) voor handel beschikbaar moet worden gesteld.

⁽⁶⁴⁾ Mededeling van de Commissie betreffende richtsnoeren voor anticiperende investeringen voor de ontwikkeling van toekomstgerichte elektriciteitsnetten (2025).

⁽⁶⁵⁾ Elektriciteitsrichtlijn (Richtlijn (EU) 2019/944), zoals gewijzigd. Artikel 32, lid 3: "In het netontwikkelingsplan worden ook de vraagrespons, energie-efficiëntie, energieopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen vermeld die de distributiesysteembeheerder moet gebruiken als alternatief voor de uitbreiding van het systeem", en artikel 51, lid 3: "Bij de opstelling van het tienjarig netontwikkelingsplan houdt de transmissiesysteembeheerder volledig rekening met het potentiële gebruik van vraagrespons, energieopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen als alternatieven voor uitbreiding van het systeem, alsook het verwachte verbruik en de handel met andere landen, en met de investeringsplannen voor Uniebrede en regionale netten."

⁽⁶⁶⁾ CRE (2023), "Report on the performance of system operators in the development of a smart electricity grid" (Verslag over de prestaties van netbeheerders bij de ontwikkeling van een slim elektriciteitsnet): https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2023/2024-02_Rapport_indicateurs_eng.pdf.

⁽⁶⁷⁾ Agora Energiewende (2024), "Boosting flexibility in distribution grids" (Meer flexibiliteit in distributienetten): https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-23_EU_boosting_flexibility/24-0184_Rev.2_DNV_Report_Agora_Energiewende_-_Boosting_flexibility_in_distribution_grids.pdf.

Tot slot zouden de NRI's, om voort te bouwen op de huidige uitwisseling van beste praktijken die plaatsvindt via de tweejaarlijkse exercitie van het ACER voor de tariefverslagen, kunnen kijken naar systemen om prestaties te vergelijken, zoals collegiale toetsingen of vergelijkende benchmarking voor kosteneffectief netbeheer op zowel TSB- als DSB-niveau. Met name voor DSB's zou dit kunnen worden gekoppeld aan belangrijke uitdagingen en hun nieuwe verantwoordelijkheden in het kader van de EU-wetgeving met betrekking tot onderwerpen als wachttijden voor de aansluiting op het net ⁽⁶⁸⁾, klimaatbestendigheid, methoden voor het toewijzen van meer gedecentraliseerde middelen en het bevorderen van flexibiliteit en digitalisering, zoals indicatoren voor slimme netwerken.

Om een kosteneffectieve netexploitatie en de uitvoering van belangrijke projecten die bijdragen tot de geïntegreerde markt te waarborgen, moeten de NRI's het potentieel voor op stimulansen gebaseerde regelgeving beoordelen en de desbetreffende prestatie-indicatoren en benchmarks voor netwerkexploitanten aanpassen.

Praktijk in de lidstaten – Frankrijk en België

In februari 2025 heeft de **Franse** NRI CRE het nettarifontwerp voor de komende vier jaar afgerond.

In het kader van dit ontwerp heeft de CRE verschillende stimuleringsmaatregelen genomen, met name met betrekking tot het optimale gebruik van de interconnectoren (en de toepassing van de minimumdrempel van 70 %), de snelheid van het aanbieden van netaansluitingen aan gebruikers en het opheffen van belemmeringen voor het gebruik van flexibiliteitsoplossingen door systeembeheerders. De CRE past handhavingsmaatregelen toe met betrekking tot de aansluiting van de Franse TSB op de balanceringsplatforms door een financiële stimulans in te voeren om ervoor te zorgen dat hij uiterlijk in april 2025 is aangesloten op het PICASSO-platform en een maandelijkse boete in te voeren die geleidelijk wordt verhoogd voor elke extra maand vertraging.

In **België** heeft de NRI de CREG in december 2024 een besluit uitgevaardigd ⁽⁶⁹⁾ ter ondersteuning van het innovatieplan van de TSB. De innovatiestimulans in het tarief komt steeds weer terug en is bedoeld om de traditionele vertekening waardoor capex meer gewicht krijgt, tegen te gaan door het risico voor de TSB bij het nastreven van bijzonder ambitieuze innovatieprojecten te verminderen. De financiering van elk project is gebaseerd op de verwachte kosten en baten. De NRI zorgt ervoor dat netgebruikers een billijk deel van de voordelen van (succesvol afgeronde) innovatieprojecten ontvangen via lagere tariefgerelateerde kosten en/of een hogere kwaliteit van de door de TSB geleverde diensten.

i. Beheer van de transitie naar een toekomstbestendig systeem

Zoals hierboven is uiteengezet, kan een toekomstbestendiger nettariefsysteem de kosten van het beheer en de modernisering van het elektriciteitsnet verlagen en zo bijdragen tot een betaalbaarder elektriciteitssysteem voor netgebruikers.

Abrupte veranderingen in het ontwerp van de nettarieven kunnen echter ook op korte termijn aanzienlijke gevolgen hebben voor individuele consumenten en producenten. De NRI's moeten daarom rekening houden met de verdelings-effecten van elke verandering op korte termijn en moeten de transitie naar een toekomstbestendiger nettariefsysteem inclusief en transparant vormgeven. De elektriciteitsrekening – en de erin opgenomen nettarieven – moet begrijpelijk en transparant zijn voor burgers om de gedragsverandering te stimuleren die nodig is voor een kosteneffectiever elektriciteitssysteem, en moet energieconsumenten inzicht geven in hoe zij baat kunnen hebben bij lagere prijzen door de integratie van het energiesysteem beter te ondersteunen. Energieconsumenten die beschikken over duidelijke openbare informatie, kunnen voordeel halen uit lagere nettarieven omdat zij het gebruik van flexibele energiesystemen beter kunnen ondersteunen.

Om de aanvaarding door het publiek van de verschuiving naar een toekomstbestendiger nettariefsysteem te bevorderen, moeten de relevante wijzigingen zoveel mogelijk vergezeld gaan van brede raadplegingen van belanghebbenden, zodat geïnteresseerde gebruikersgroepen een bijdrage kunnen leveren.

Wijzigingen in de nettariëfmethode moeten tijdig worden aangekondigd, zodat gebruikers de tijd krijgen om hun gedrag en verbruikspatronen aan te passen voordat een nieuw systeem in werking treedt. De nettariëfmethode moeten de nodige zekerheid en voorspelbaarheid bieden.

Ten slotte kan het ook gerechtvaardigd zijn om de invoering van nieuwe nettariëfmethode vergezeld te doen gaan van tijdelijke oplossingen voor specifieke gebruikerscategorieën (bv. bepaalde industriële processen, die momenteel misschien minder flexibel zijn) die voorzien in vrijwillige opt-in-elementen of een geleidelijke invoering van bepaalde wijzigingen zodat de blootstelling aan de nettarieven over een langere periode wordt gespreid.

⁽⁶⁸⁾ Om de nationale processen verder te ondersteunen, is de Commissie van plan in het vierde kwartaal van 2025 richtsnoeren voor netwerkaansluiting te publiceren.

⁽⁶⁹⁾ CREG (2024): <https://www.creg.be/nl/publicaties/bslissing-b658e/90>.

Er is een goed geplande en zorgvuldige aanpak ten aanzien van huishoudelijke en industriële verbruikers nodig om gebruikers in staat te stellen zich aan te passen aan beter op de kosten afgestemde tarieven. Er moet worden gedacht aan intensieve betrokkenheid van belanghebbenden en een geleidelijke invoering van de desbetreffende wijzigingen om de kortetermijneffecten op bepaalde gebruikerscategorieën te beheersen.

VII. Conclusie

Een volledig koolstofvrij elektriciteitssysteem stelt de Europese consumenten in staat voordeel te halen uit betaalbare energie van eigen bodem, waardoor het concurrentievermogen en de energiezekerheid van de EU worden verbeterd. Om dit uiteindelijke doel te bereiken, is een geschikte tariefmethode nodig om ervoor te zorgen dat de voordelen van decarbonisatie door alle consumenten zullen worden gevoeld, in de vorm van goedkopere hernieuwbare elektriciteit en betaalbare nettatarieven op hun elektriciteitsrekening.

De manier waarop de netkosten aan verschillende gebruikerscategorieën worden toegewezen, biedt een aanzienlijk onbenut potentieel voor een kostenefficiënter gebruik van het bestaande elektriciteitsnet. Wanneer dit potentieel volledig wordt benut, kan het bijdragen tot het behoud van de betaalbaarheid en directe investeringen daar waar deze het hardst nodig zijn, terwijl tegelijkertijd de investeringsbehoeften in het net worden beperkt en het vermogen van het net om een groter aandeel van de opwekking van hernieuwbare energie te absorberen, wordt vergroot en de integratie van het energiesysteem wordt ondersteund.

Om deze voordelen te behalen, is een aanzienlijke verschuiving nodig in de manier waarop de netwerkkosten momenteel in veel lidstaten worden toegerekend. Hoewel het beginsel van kostenreflectiviteit van cruciaal belang blijft voor het ontwerp van nettariëfmethoden door de NRI's, moet bij de toepassing van dit beginsel rekening worden gehouden met de veranderende behoeften van het elektriciteitssysteem wat betreft de integratie van opgewekte hernieuwbare energie, de toenemende mate van netcongestie en de toenemende behoefte aan flexibiliteit.

In plaats van louter afhankelijk te zijn van de totale hoeveelheid verbruikte elektriciteit of de capaciteit van de netaansluiting, moeten netgebruikers beter worden gestimuleerd om hun gedrag aan te passen om het gebruik van het elektriciteitssysteem te optimaliseren.

Om ervoor te zorgen dat de transitie naar een dergelijk op stimulansen gebaseerd systeem zo soepel mogelijk verloopt en geen buitensporige lasten voor individuele gebruikerscategorieën met zich meebrengt, moeten de NRI's de nodige aanpassingen doorvoeren met voldoende voorafgaande kennisgeving om gebruikers in staat te stellen zich aan te passen, en waar mogelijk te zorgen voor geleidelijke invoering, waardoor de zekerheid en voorspelbaarheid voor netgebruikers worden gewaarborgd. De NRI's moeten onderling beste praktijken blijven uitwisselen en een voortdurende uitwisseling met het ACER over tariefontwerp in stand houden. Tot slot moeten de NRI's toezicht blijven houden op de doeltreffendheid van hun tariefontwerpen om ervoor te zorgen dat zij kostenreflectief zijn, waaronder prijssignalen die efficiënte investeringsbeslissingen en een optimaal gebruik van het net kunnen ondersteunen, waar de Europese consumenten uiteindelijk baat bij kunnen hebben. De Commissie zal via een workshop een follow-up uitvoeren met de NRI's en het ACER om verder beste praktijken uit te wisselen en de uitvoering van deze richtsnoeren te beoordelen.
