

Autoriteit Consument & Markt  
T.a.v. mevr. drs. M.R. Leijten  
Postbus 16326  
2500 BH DEN HAAG

**Netbeheer Nederland**

Anna van Buerenplein 43  
2595 DA Den Haag

Postbus 90608

2509 LP Den Haag

070 205 50 00

secretariaat@netbeheernederland.nl

netbeheernederland.nl

**Kenmerk**

BR-2023-2011

**Datum**

8 november 2023

**Behandeld door**

██████████

**E-mail**

██████████@netbeheernederland.nl

**Doorkiesnummer**

070 ██████████

**Uw kenmerk****Onderwerp**

Codewijzigingsvoorstel tijdsafhankelijke transporttarieven (extra-)hoogspanningsnet

Geachte mevrouw Leijten,

Hierbij ontvangt u een voorstel van de gezamenlijke netbeheerders tot wijziging van de tariefstructuren als bedoeld in artikel 27 (de Tarieencode elektriciteit) en de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid (de Netcode elektriciteit en de Begrippencode elektriciteit) van de Elektriciteitswet 1998. Het voorstel betreft een aanpassing van de tarievensystematiek voor grootverbruikers aangesloten op het (extra-)hoogspanningsnet.

**Aanleiding tot het voorstel**

In het kader van de toenemende netcongestie heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat het Landelijk Actieplan Netcongestie (LAN) laten opstellen. Onderdeel van LAN-actie 2.2.1.1. is het onderzoeken van de invoering van tijdsafhankelijke transporttarieven. Als onderdeel van deze LAN-actie dienen de gezamenlijke netbeheerders hierbij een voorstel in om de transporttarieven tijdsafhankelijk te maken.

De directe aanleiding voor dit codewijzigingsvoorstel is de constatering dat op dit moment bij de transporttarieven voor het (extra-)hoogspanningsnet geen onderscheid wordt gemaakt naar het moment waarop een individuele aangeslotene zijn verbruikspiek veroorzaakt. De (on)gelijktijdigheid van de individuele verbruikspiek met de algehele (lokale) netbelasting is een steeds belangrijker wordende factor in de kostenveroorzaking voor de netbeheerder gegeven de toenemende 'drukke' op het net. Om de kostenreflectiviteit van de tarieven te borgen en om prikkels te geven voor efficiëntere benutting van het net is het gewenst om in de transporttarieven nu wel onderscheid naar het moment van individuele benutting te gaan maken. Daarmee wordt de kostenreflectiviteit van de tarieven verbeterd en worden aangeslotenen blootgesteld aan prikkels tot efficiënter gebruik van het net. Immers, als gevolg van het onderscheid in het transporttarief op basis van de (on)gelijktijdigheid van de verbruikspiek, krijgen partijen de prikkel om met hun verbruik rekening te houden met de 'drukke' op het net op bepaalde momenten. Op deze wijze wordt netvriendelijk gedrag gestimuleerd. De mate waarin de benuttingsefficiëntie toeneemt als gevolg van deze wijziging zal zich in de praktijk moeten uitwijzen.

Daarnaast heeft de ACM aangekondigd in 2023 aan de slag te gaan met een herziening van de tariefstructuren. Het onderscheid maken naar het moment van gebruik van het net is een onderdeel van deze herziening. In een

IBAN NL51 ABNA 0613001036

BTW-nummer NL8185.25.101.B01

KvK-nummer 09175117

recente publicatie van de ACM, genaamd transporttarieven en elektriciteitsopslag (ref: ACM/INT/467135), roept de ACM de netbeheerders ook op om met een codewijzigingsvoorstel voor tijdsdifferentiatie in tarieven te komen. Door middel van dit codewijzigingsvoorstel hopen de netbeheerders bij te dragen aan deze tariefherziening.

### Inhoud van het voorstel

Bijlage 1 bij dit voorstel bevat de tekst van die artikelen uit de codes, die door het onderhavige voorstel gewijzigd dienen te worden inclusief de thans voorgestelde wijzigingen. De daarin gebruikte kleuren hebben de volgende betekenis:

- zwart weergegeven tekst is bestaande, thans geldende codetekst,
- rood weergegeven tekst betreft wijzigingen uit het bij u in behandeling zijnde codewijzigingsvoorstel BR-2022-1913 betreffende aanpassingen met betrekking tot het gecontracteerd transportvermogen.
- azuurblauw weergegeven tekst betreft wijzigingen uit ontwerpbesluit ACM/UIT/603135, d.d. 28 september 2023 betreffende de non-firm ATO (ACM-dossier ACM/22/180165).
- grijsblauw weergegeven tekst betreft wijzigingen uit het onderhavige voorstel.

Toe te voegen tekst is onderstreept en te verwijderen tekst is doorgehaald.

### Toelichting op het voorstel

In het onderhavige voorstel wordt de tariefsystematiek gewijzigd zodat het moment van gebruik van het net gaat meespelen in de hoogte van de te betalen transporttarieven. Tijdens momenten van hoge belasting van het net wordt het duurder om gebruik te maken van het net, tijdens momenten van lage belasting van het net wordt het goedkoper om gebruik te maken van het net. Omdat transporttarieven (vooralsnog) alleen worden betaald over afname uit het net wordt er hier specifiek gekeken naar hoge belasting als gevolg van afname uit het net.

Allereerst wordt stilgestaan bij de uitgangspunten die aan transporttarieven ten grondslag dienen te liggen (1). Daarna wordt beschreven dat een nieuwe tariefdrager wordt geïntroduceerd (2), dat er is gekozen voor een statische systematiek (3) zonder locatiedifferentiatie (4). Vervolgens wordt beschreven hoe de momenten van lagere en hogere tarieven worden vastgesteld (5), in welke mate de hogere en lagere tarieven van elkaar verschillen (6) en hoe deze momenten kunnen worden herzien (7). Ten slotte wordt stilgestaan bij de toepassing van de systematiek op alleen de hoogste netvlakken (8), het onderscheid tussen aangesloten regionale netbeheerders (RNB's) en overige aangeslotenen (9) en de samenhang met congestiemanagement en non-firm ATO's (10).

#### 1. Uitgangspunten van transporttarieven

De transporttarieven dienen aan meerdere uitgangspunten te voldoen. Het is niet mogelijk om een tarievenstructuur te ontwerpen die volledig aan alle uitgangspunten voldoet. In de praktijk zal dus altijd een afweging tussen de verschillende uitgangspunten gemaakt moeten worden. De transporttarieven dienen:

- Kostendekkend (tariefopbrengsten dekken tezamen de efficiënte kosten van de netbeheerder);
- Kostenreflectief (tarieven reflecteren de kosten die het gebruik van het net veroorzaakt);
- Non-discriminatoir (gelijke aangeslotenen dienen gelijke tarieven te betalen);
- Transparant (het moet voor aangeslotenen herleidbaar zijn hoe de tarieven worden bepaald);
- Voorspelbaar (aangeslotenen moeten kunnen voorspellen welke tarieven ze verschuldigd zijn);
- Eenvoudig (het vaststellen van de tarieven moet eenvoudig te volgen zijn);
- Efficiënt netgebruik bevorderend (de prikkels die uit de tarieven voortkomen stimuleren efficiënt netgebruik door de aangeslotenen);

- Niet marktverstorend (de tarieven hebben een zo klein mogelijke invloed op de marktwerking en de toegang tot het net); en
  - Robuust/transitieproof (de tarieven moeten ook in een verander(en)d systeem blijven voldoen)
- te zijn.

De eerste vier uitgangspunten volgen direct uit de Europese elektriciteitsverordening<sup>1</sup>, de overige uitgangspunten zijn meer algemene overwegingen voor het ontwerp van tariefstructuren en zijn vanuit het belang van aangeslotenen en het algehele systeem ook zeker wenselijk. In de rest van de toelichting bij het codewijzigingsvoorstel wordt terugverwezen naar deze uitgangspunten als uitleg bij de gemaakte keuzes.

### 2. Nieuwe tariefdrager $kW_{maxgewogen}$

Het voorstel ziet op de aanpassing van de bestaande tariefdrager  $kW_{max}$  voor aangeslotenen op het EHS- of HS-netvlak. De nieuwe tariefdrager noemen we de ' $kW_{maxgewogen}$ '. Deze nieuwe tariefdrager lijkt sterk op de huidige  $kW_{max}$ , die overigens behouden blijft voor de overige netvlakken. Dit onderscheid wordt verder toegelicht in sectie 8 van deze toelichting. Alleen de wijze waarop de volumes voor de  $kW_{maxgewogen}$  worden vastgesteld wijzigt. De tarieven voor het EHS- en HS-netvlak blijven daarmee volledig capaciteitgebaseerd, omdat de kosten op het EHS- en HS-netvlak primair worden gedreven door de capaciteit die wordt afgenomen en niet het volume (kWh) van afgenomen elektriciteit. Een capaciteitgebaseerd tarief past dus beter vanuit het uitgangspunt van kostenreflectiviteit.

Waar tot op heden de gemeten kwartierwaardes van een aangeslotene bepalend zijn voor het vaststellen van de  $kW_{max}$ , wordt er in dit voorstel een weging – afhankelijk van het moment in de tijd – over deze gemeten waardes uitgevoerd. Het maximum<sup>2</sup> van de gewogen kwartierwaardes in een maand (of week in het geval van het 600-uurs tarief) wordt vastgesteld als de waarde waarover een aangeslotene het transporttarief betaalt.

Ter verduidelijking, de introductie van de tariefdrager  $kW_{maxgewogen}$  heeft geen gevolgen voor het bestaande  $kW_{gecontracteerd}$ -tarief. Bij de beoordeling of een overschrijding heeft plaatsgevonden van het gecontracteerd transportvermogen (GTV) voor afname – waarover het  $kW_{gecontracteerd}$ -tarief wordt betaald – wordt geen wegingsfactor toegepast. Dan is een fysieke overschrijding van het GTV bepalend met als gevolg voor de aangeslotene het betalen van het  $kW_{gecontracteerd}$ -tarief gedurende het kalenderjaar over dit hogere GTV.

### 3. Statische tarieven (en dus niet dynamisch)

Bij het differentiëren van tarieven in de tijd moet de keuze worden gemaakt tussen een statische of dynamische benadering. De netbeheerders stellen voor om een statische systematiek te hanteren waarbij voor het hele jaar vooruit bekend is op welke momenten gebruik van het net goedkoper dan wel duurder is. Deze benadering is eenvoudiger dan een dynamische systematiek. Het nadeel van een statische systematiek is dat met de tarieven niet kan worden ingespeeld op momenten dat de daadwerkelijke netbelasting significant afwijkt van de inschatting voorafgaand aan het jaar. Echter, een dynamische systematiek waarin dat wel zou kunnen heeft als nadeel dat er digitale infrastructuur voor nodig is om alle aangeslotenen tijdig en correct te informeren over de hoogte van de tarieven op verschillende momenten. Vervolgens is er – aan de zijde van de aangeslotene – verdere digitalisering nodig om ook op tariefsignalen in te kunnen spelen (en bijvoorbeeld het net minder te belasten als de kosten – en dus ook de tarieven – hoog zijn). Ook biedt een dynamische systematiek minder voorspelbaarheid op de langere termijn. De implementatiekosten zijn beperkter voor een statische

<sup>1</sup> Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit. Artikel 18

<sup>2</sup> Dit maximum kan dus voortkomen uit zowel een lage gemeten waarde tijdens een moment met een hoge wegingsfactor of vice versa. Als de hoogste gemeten waarde tijdens een moment met een hoge wegingsfactor plaatsvindt, leidt dit vanzelfsprekend tot een maximale piek.

systematiek. Bovendien, zolang aangeslotenen nog niet op dynamische tariefsignalen kunnen inspelen zijn de te betalen tarieven voor aangeslotenen minder transparant en voorspelbaar. Daarom is in eerste instantie gekozen voor een statische systematiek. Op termijn kan (indien de noodzaak en mogelijkheden daartoe ontstaan) de systematiek worden aangepast naar een (meer) dynamische variant.

#### 4. Geen locatiedifferentiatie

De netbeheerders zijn van mening dat lokale verschillen in de tariefstructuur aanzienlijk zou compliceren. Indien er per locatie in het net significante verschillen in belasting zouden optreden zou deze complicatie gerechtvaardigd zijn. Een analyse over de berekeningen die ten grondslag liggen aan het in ontwikkeling zijnde investeringsplan van TenneT (IP2024) heeft laten zien dat momenten met hoge belasting van het net over het algemeen op verschillende locaties in het net op dezelfde momenten plaatsvinden. Er is dus geen noodzaak tot locatiedifferentiatie en vanwege de eenvoud zien de netbeheerders daar dus ook vanaf in dit voorstel.

Er zijn daarnaast ook netdelen waarbij hoge belasting (vooral) voortkomt uit invoeding op het net. Voor deze netdelen zijn minder eenduidige patronen te ontdekken. Echter, de transporttarieven worden betaald over afname van het net en niet over invoeding op het net. Vanuit kostenveroorzaking bezien is locatiedifferentiatie in transporttarieven voor afname niet nodig en vanuit eenvoud gezien is het hanteren van één landelijk systeem dan ook wenselijk.

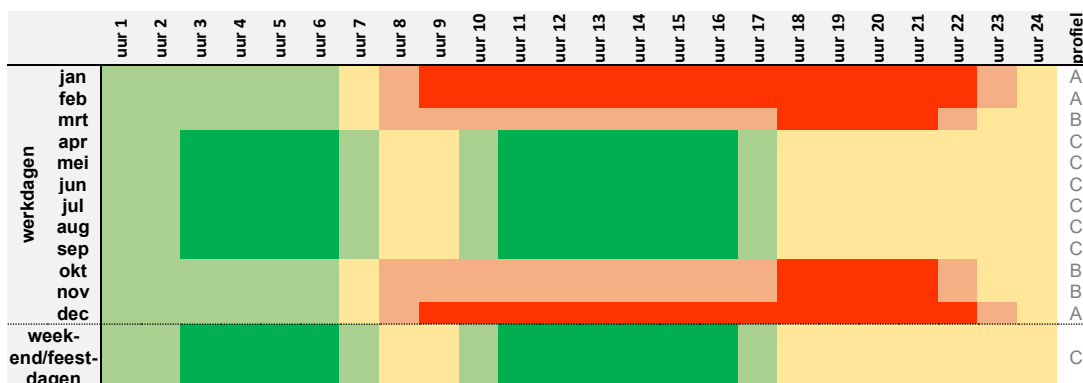
#### 5. Tarieftijdvensters (vaststelling piek- en daluren)

Er wordt onderscheid gemaakt in 5 afzonderlijke tarieftijdvensters. Er is gekozen voor 5 tarieftijdvensters als afweging tussen eenvoud, het borgen van netstabiliteit en het bevorderen van efficiënt netgebruik. De tarieftijdvensters volgen elkaar altijd volgorde-lijk in de tijd op (dat wil zeggen, tijdsvenster 3 kan worden opgevolgd door tijdsvenster 2 of 4, maar niet door tijdsvenster 1 en 5). Er is gekozen om meerdere tijdsvensters te hanteren (in tegenstelling tot bijvoorbeeld een systeem van 'critical peak pricing' met één prijs voor piekverbruik en één prijs voor al het andere verbruik) om een geleidelijk verloop van de netbelasting in stand te houden. Mocht er een groot verschil in de transporttarieven tussen twee verschillende tarieftijdvensters zijn (door te weinig verschillende tijdsvensters of door het niet volgorde-lijke karakter) dan bestaat het risico dat aangeslotenen van het ene op het andere moment in te grote mate hun verbruik omhoog of juist omlaag aanpassen met negatieve gevolgen voor de netstabiliteit. Daarnaast zou dergelijk gedrag ook kunnen leiden tot een nieuwe (mogelijk zelfs hogere) piek waardoor het net juist minder efficiënt wordt gebruikt. Door meerdere tarieftijdvensters volgorde-lijk toe te passen wordt er geprikkeld tot een meer geleidelijk verloop in de netbelasting. Immers, naar verwachting zal de prijselasticiteit van de vraag van verschillende aangeslotenen verschillen en zullen zij hun belasting dus bij verschillende wegingsfactoren aanpassen. Bovendien is bij een verlaging van de wegingsfactor slechts een beperkte verhoging van de belasting mogelijk (of vice versa), anders leidt de gewogen belasting alsnog tot een nieuwe piek voor de aangeslotene.

Voor de vaststelling van momenten dat het gebruik van het net goedkoper of duurder is, wordt uitgegaan van openbare data van het ENTSO-e Transparency Platform van de belasting van het Nederlands hoogspanningsnet,<sup>3</sup> en daarmee de netvlakken waarvoor in dit voorstel de tariefstructuur wordt gewijzigd. Vervolgens wordt het patroon vanuit het belang van eenvoud in beperkte mate gestileerd met drie vaste patronen verdeeld over

<sup>3</sup> Zie: [https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2023+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10YNL-----L!BZN|10YNL-----L&dateTime.timezone=CET\\_CEST&dateTime.timezone\\_input=CET+\(UTC+1\)+/CEST+\(UTC+2\)](https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2023+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10YNL-----L!BZN|10YNL-----L&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/CEST+(UTC+2)) Actual Load Netherlands. De data is beschikbaar met een gratis account en kan per jaar geëxporteerd worden.

de verschillende maanden en een onderscheid tussen werkdagen en weekend-/feestdagen.<sup>4</sup> Dat resulteert dan in de verdeling van de tijdsvensters zoals weergegeven in figuur 1 hieronder.



Figuur 1. Vaststelling tarieftijdsvensters direct aangeslotenen. (1 = donkerrood, 2 = lichtrood, 3 = geel, 4 = lichtgroen, 5 = donkergroen)

TenneT zal jaarlijks in het tarievenvoorstel de daadwerkelijke belasting van het landelijk hoogspanningsnet over het afgelopen jaar rapporteren<sup>5</sup> en deze vergelijken met de in bovenstaande figuur aangenomen netbelasting. Hiermee hebben (potentiële) aangeslotenen van TenneT inzicht in verschillen tussen de daadwerkelijke belasting en de aangenomen belasting in de statische tijdsafhankelijke systematiek en kan op basis van de vergelijking gekeken worden of de afwijkingen nog binnen acceptabele marges vallen.

#### 6. Differentiatie in de wegingsfactoren voor de $kW_{maxgewogen}$

Nadat is vastgesteld wat de momenten van hoge en lage belasting van het landelijk hoogspanningsnet zijn, moet de mate waarin kosten worden toegerekend aan verbruik in de verschillende uren worden bepaald. De differentiatie wordt bepaald aan de hand van het beslag dat een aangeslotene met zijn afname legt op het totale net. Het net is uitgelegd op piekbelasting van het systeem. Indien het piekverbruik van een aangeslotene overeenkomt met de piekbelasting van het net als geheel, dan legt de aangeslotene met zijn verbruik dus een relatief groot beslag op het net. Het beslag dat belasting op het net legt rekenen we naar rato van de algehele systeembelasting toe aan de individuele aangeslotenen. Dat betekent dat als verbruik van een individuele aangeslotene plaatsvindt tijdens de systeempiek, dit verbruik volledig wordt aangeslagen. Maar indien verbruik plaatsvindt tijdens een van de dalmomenten, dan wordt ditzelfde verbruik in mindere mate aangeslagen.

De weging van het volume voor de  $kW_{maxgewogen}$  stellen we op 1,0 voor de uren met de hoogste belasting (tarieftijdsvenster '1'). Uit de ENTSO-e data blijkt dat de gemiddelde belasting tijdens de uren met de laagste belasting circa 60% is van de gemiddelde belasting tijdens de uren met de hoogste belasting. De tussenliggende tijdsvensters zijn steeds zó vastgesteld zodat de gemiddelde belasting tijdens die uren met circa 10 procentpunt toeneemt. Dit resulteert in de wegingsfactoren voor de verschillende tarieftijdsvensters als weergegeven in tabel 1 hieronder.

<sup>4</sup> Dit zijn de officiële Nederlandse feestdagen, te weten: Nieuwjaarsdag, Goede vrijdag, 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> Paasdag, Koningsdag, Bevrijdingsdag, Hemelvaartsdag, 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> Pinksterdag, 1<sup>e</sup> en 2<sup>e</sup> Kerstdag.

<sup>5</sup> Bijvoorbeeld: het TenneT tarievenvoorstel voor 2025 wordt in september 2024 ingediend bij de ACM. TenneT zal hierin rapporteren over de daadwerkelijke netbelasting gedurende 2023.

Tabel 1. Wegingsfactoren voor de verschillende tarieftijdsvensters.

Tarieftijdsvenster	Wegingsfactor
1	1,0
2	0,9
3	0,8
4	0,7
5	0,6

Effectief betekent dit dat een aangeslotene tijdens een tarieftijdsvenster '5' een fysiek gemeten vermogen tot maximaal  $(1/0,6)-1 = 66,7\%$  hoger dan de fysiek gemeten piek tijdens tarieftijdsvenster '1' kan afnemen zonder dat dit leidt tot een nieuwe gewogen piek. Immers, de  $kW_{\text{maxgewogen}}$  komt in beide gevallen op dezelfde waarde uit  $(1+66,7\%)*0,6 = 1,0$ .

#### 7. Frequentie van herziening piek- en daluren

Het toekomstige patroon van netbelasting zal veranderen. Zowel als reactie op de prikkels die volgen uit de nieuwe tarievensystematiek als door overige ontwikkelingen (bijv. momenten van aanbod van goedkope elektriciteit, economische ontwikkeling, etc.). Dat betekent ook dat de momenten van, en de mate waarin, gebruik van het net tot lagere of hogere kosten leidt, kunnen veranderen. In dat geval moet de tarievensystematiek op deze nieuwe werkelijkheid worden aangepast.

De gezamenlijke netbeheerders kiezen er in dit voorstel voor om de mate van differentiatie en de vooraf vastgestelde (tarief)piek- en daluren voor de EHS- en HS-netvlakken in de Tarievensystematiek vast te leggen. Dit betekent dat een herziening van deze wegingsfactoren, tarieftijdsvensters, een heroverweging van locatie-differentiatie en/of andere wijzigingen alleen bewerkstelligd kunnen worden door middel van een codewijziging. Hiermee ligt de drempel voor een wijziging relatief hoog en geeft het aangeslotenen uitgebreid de kans om in de toekomst mee te praten bij een eventuele wijziging. Wanneer het voorstel door de netbeheerders wordt ingebracht in een GEN-bijeenkomst en daarnaast in ieder geval in reactie op een eventueel ontwerpbesluit van de ACM. Deze optie biedt enerzijds meerjarige zekerheid over de tariefssystematiek wat de voorspelbaarheid van de tarieven voor aangeslotenen ten goede komt, anderzijds blijft de mogelijkheid open om de wegingsfactoren aan te passen wanneer ontwikkelingen in het netgebruik dit vereisen. De tariefssystematiek is daarmee voldoende robuust.

#### 8. Van toepassing op welke netvlakken?

De nieuwe tariefssystematiek wordt ingevoerd voor de netvlakken EHS en HS die worden beheerd door TenneT.<sup>6</sup> Dat betekent dat aangeslotenen op de regionale netten vooralsnog niet aan deze nieuwe tariefssystematiek worden blootgesteld. De netbeheerders kiezen bewust om deze systematiek in eerste instantie alleen voor de TenneT-netten in te voeren en hebben daar meerdere overwegingen voor:

- Netbeheerders veronderstellen dat de prikkels tot efficiënt netgebruik ook zullen leiden tot de ontsluiting en inzet van flexibiliteit voor efficiënter gebruik van het net. De mate waarin laat zich echter vooraf moeilijk voorspellen. Door deze wijziging eerst voor TenneT in te voeren kan dat inzicht verkregen worden voordat alle RNB's deze systematiek invoeren.
- De tijdsvensters met hoge en lage belasting zijn bekend voor TenneT, maar niet voor de regionale netten. De afwijkingen (tussen RNB's en TenneT en tussen RNB's onderling) en het feit de sommige RNB's zijn aangesloten op andere regionale netten hebben mogelijk effecten voor het gelijke speelveld voor RNB's. Bovendien valt het piekmoment in het meer vermaasde landelijk hoogspanningsnet

<sup>6</sup> Uitzondering is het Randmeren net dat als HS-net kwalificeert en wordt beheerd door Liander

op meerdere plekken in het net gelijk. Voor de meer radiale regionale netten is de mogelijkheid groter dat verschillende deelnetten verschillende piekmomenten kennen. De netbeheerders zullen de mogelijke consequenties hiervan nader moeten bezien, maar het verkrijgen van inzicht hierin is complex. Daarnaast is de klantenmix bij de regionale netbeheerders groter en meer divers. De piekmomenten in de regionale netten zijn niet vanzelfsprekend dezelfde momenten als in het landelijke net. Hoe de prikkels zinvol op elkaar af te stemmen moet eerst goed uitgezocht worden.

- De mate van flexibiliteit bij RNB-aangeslotenen is momenteel slecht in te schatten. Ervaringen bij TenneT kunnen dit inzicht vergroten. Daarmee zullen de eventuele effecten bij RNB-aangeslotenen (in absolute aantallen een veel grotere groep) duidelijker worden.
- Voor de nieuwe systematiek moet een inschatting gemaakt worden van de volumes die, na toepassing van de wegingsfactoren, in rekening gebracht kunnen worden. Voor TenneT geldt in de reguleringsperiode 2022-2026 omzetregering. De onzekerheden over de ontwikkelingen van de (gewogen) (reken)volumes als gevolg van de introductie van tijdsafhankelijke transporttarieven worden in de regulering van TenneT afgedekt door een nacalculatie van daadwerkelijke volumes in het jaar T+2. Daardoor komen eventueel te lage dan wel te hoge rekenvolumes niet voor rekening van respectievelijk TenneT of haar aangeslotenen. RNB's kennen gedurende reguleringsperiode 2022-2026 tariefregulering waarbij foute inschattingen van rekenvolumes wel voor rekening van de RNB's of de aangeslotenen komen.

Mogelijk kan een vergelijkbare systematiek in de toekomst ook voor de regionale netten worden ingevoerd, waarbij deze systematiek dan mogelijk op relevante punten geschikt moet worden gemaakt.<sup>7</sup> Ervaring van de invoering bij TenneT kan helpen om bovengenoemde bezwaren weg te nemen of deze te mitigeren bij de eventuele toekomstige systematiek voor de lagere netvlakken.

#### *9. Onderscheid tussen aangesloten RNB's en overige aangeslotenen*

In het voorstel wordt onderscheid gemaakt tussen toepassing van de wegingsfactoren voor aangesloten RNB's en overige aangeslotenen. De wegingsfactoren voor RNB's zijn gedurende het gehele jaar gelijk aan 0,9. Omdat de RNB's met enige afstand de grootste afnemers van TenneT zijn, valt de (individuele) piekbelasting van de RNB's bijna per definitie gelijk aan de totale piekbelasting op het TenneT-net. De RNB-piekbelasting in de maanden januari t/m maart en oktober t/m december dus altijd tijdens de rode uren met een wegingsfactor van 1,0 vallen. In de maanden april t/m september zal de piekbelasting altijd gedurende de gele uren met een wegingsfactor van 0,8 vallen. Daarmee zijn er zes maanden met een piekbelasting met een weging van 1,0 en zes maanden met een wegingsfactor van 0,8. Het gewogen gemiddelde van deze wegingsfactoren is 0,9. Deze onderbouwing is daarnaast ook kwantitatief aangetoond met een analyse van de daadwerkelijke netbelasting van alle aangeslotenen bij TenneT. De facto zorgt de wegingsfactor van 0,9 bij ongewijzigde belastingprofielen voor een voortzetting van de huidige systematiek. Waarbij er dus geen herverdeling van de kosten van TenneT plaatsvindt tussen de verschillende RNB's onderling en ook niet tussen de gezamenlijke RNB's en de gezamenlijke overige aangeslotenen. Mochten bijvoorbeeld direct bij TenneT aangesloten afnemers hun belastingprofiel aanpassen zodat de piek buiten de rode uren valt, dan zal wel een groter gedeelte van de totale kosten van TenneT bij de RNB's terecht komen.

Zodra onderscheid tussen verschillende aangeslotenen wordt gemaakt komt het vraagstuk van non-discriminatie op. Non-discriminatie betekent dat gelijke gevallen ook gelijk behandeld moeten worden. Ongelijke gevallen mogen echter wel degelijk ongelijk behandeld worden. De netbeheerders betogen dat bij voorliggend vraagstuk de RNB's op objectieve gronden, relevant voor dit vraagstuk, te onderscheiden zijn van overige aangeslotenen. Netbeheerders zien hier meerdere redenen voor:

---

<sup>7</sup> Mogelijk gelden op RNB-netten andere piek- en dalmomenten, zijn andere wegingsfactoren aangewezen, etc.

- De tariefsystematiek prikkelt afnemers om hun belasting te sturen. Het is RNB's conform artikel 10b van de Elektriciteitswet verboden om elektriciteit te produceren, te leveren of daarin te handelen. Dit betekent ook dat RNB's aanzienlijk beperkt zijn in het beïnvloeden van het belastingpatroon op hun aansluiting, het belasting patroon is de resultante van de onderliggende aangeslotenen op het regionale net. Overige aangeslotenen hebben meer invloed op hun eigen belastingprofiel.
- In onderhavig voorstel wordt de nieuwe tariefsystematiek alleen voor de TenneT-netvlakken ingevoerd. De prikkel die uit deze systematiek voortvloeit wordt dus nog niet op de regionale netten doorgelegd.
- Mochten deze kosten wel aan de RNB's worden doorberekend, dan ontstaat ook het risico dat de gezamenlijke aangeslotenen van een specifieke RNB vanwege het gezamenlijke belastingprofiel met hogere tarieven worden geconfronteerd<sup>8</sup> zonder dat deze aangeslotenen zelf aan deze prikkel tot efficiënt netgebruik zijn blootgesteld.
- Daarnaast kunnen individuele netbeheerders – via de maatstaf – door belasting buiten hun invloedssfeer worden geconfronteerd met onterecht te hoge of te lage vergoeding voor de inkoopkosten TenneT. Daarmee worden ook aangeslotenen van deze specifieke netbeheerders geconfronteerd met onterecht te hoge of te lage tarieven.
- Bovendien stelt artikel 18 lid 1 van de elektriciteitsverordening dat:

*“(...) Zonder afbreuk te doen aan artikel 15, leden 1 en 6, van Richtlijn 2012/27/EU en de criteria van bijlage XI bij die richtlijn ondersteunt de voor het bepalen van de netwerktarieven gebruikte methode op neutrale wijze de algehele systeemefficiëntie op lange termijn door middel van prijssignalen aan afnemers en producenten (...)”*

Regionale netbeheerders kwalificeren duidelijk niet als afnemers of producenten zoals aangeduid in dit artikel. Nettarieven moeten dus prijssignalen aan afnemers en producenten geven, maar dit hoeft niet voor regionale netbeheerders.

Ondanks dat beheerders van een gesloten distributiesysteem (GDS) een net beheren, kwalificeren zij niet als een netbeheerder zoals bedoeld in de elektriciteitswet. Voor GDS'en worden de wegingsfactoren dus wel toegepast net als voor alle andere niet-RNB aangeslotenen. De transporttarieven voor aangeslotenen op een GDS worden niet vastgesteld op basis van de tarieencode en wijzigen dus ook niet als gevolg van deze codewijziging.

Het onderscheid tussen RNB's en overige aangeslotenen wordt overigens nader verduidelijkt in de nieuwe Energiewet (zoals ingediend bij de Tweede Kamer door de minister voor Klimaat en Energie) die naar verwachting in 2025 in werking zal treden. In deze nieuwe Energiewet worden aansluitingen van regionale netbeheerders op het landelijk hoogspanningsnet aangeduid als 'systeemkoppelingen' en daarmee duidelijk onderscheiden van andere aansluitingen op het landelijk hoogspanningsnet.

#### *10. Precisie en reikwijdte, relatie met congestiemanagement en non-firm ATO's*

Inherent aan een statische systematiek die voor het hele land gelijk is, is dat de systematiek op bepaalde momenten en/of locaties een lage netbelasting veronderstelt, terwijl er juist een hoge netbelasting plaatsvindt of vice versa. Dat heeft tot gevolg dat de kostenreflectiviteit en dus ook de prikkel tot efficiënt netgebruik niet de allerhoogste precisie heeft. Dat er limieten aan de precisie zijn is echter inherent aan een gereguleerd tarief. De relevante vraag is dus of de statische tijdsafhankelijke transporttarieven uit dit voorstel leiden tot een betere kostenreflectiviteit (hogere precisie) dan de huidige systematiek; dat is het geval.

---

<sup>8</sup> Via de nacalculatie inkoopkosten TenneT



De precisie van de prikkel tot efficiënt netgebruik vanuit de tarieven is lager dan bij congestiemanagement en non-firm ATO's (NFA's; conform gepubliceerd ontwerpbesluit<sup>9</sup>), maar de reikwijdte is wel breder. Bij congestiemanagement en NFA's wordt de prikkel alleen bij specifieke aangeslotenen neergelegd, die zich bovendien noodzakelijkerwijs in een congestiegebied moeten bevinden. Bovendien is congestiemanagement per definitie een tijdelijke maatregel die dient ter overbrugging van de periode waarin de noodzakelijke uitbreiding van het net gereed wordt gemaakt.

Waar de tarievenssystematiek voor het hele systeem een prikkel voor efficiënt netgebruik geeft kunnen congestiemanagement en NFA's lokaal de aanvullende benodigde sturing bieden. Zo werken de tariefprikkel en congestiemanagement en NFA's complementair aan elkaar. Derhalve verwachten netbeheerders dat de gezamenlijke prikkels die hieruit volgen op de lange termijn leiden tot een efficiëntere benutting van het net. Dat leidt vervolgens tot een mitigerende invloed op de noodzaak aan uitbreidingsinvesteringen en de daarmee gerelateerde kosten. Op lange termijn kunnen daarmee de totale netkosten, en dus ook de kosten voor de gezamenlijke aangeslotenen, beperkt worden. De mate waarin dit wordt gerealiseerd is vooraf echter moeilijk in te schatten. Op de korte termijn – waarop aangeslotenen hun verbruik wellicht nog in beperktere mate zullen kunnen aanpassen – zal de tariefherziening waarschijnlijk vooral leiden tot een herverdeling van de netkosten tussen verschillende aangeslotenen. Deze herverdeling leidt echter wel tot een eerlijkere verdeling omdat de kostenreflectiviteit van de tarieven is verbeterd.

#### *11. Directe sturing met alternatieve contractvormen*

In het kader van het Landelijk Actieplan Netcongestie worden voortvarend alternatieve contractvormen uitgewerkt die een verdere verfijning ten opzichte van de NFA moeten bieden. Deze alternatieve contractvormen moeten ook buiten congestiegebieden beschikbaar worden. Deze contracten met alternatieve transportrechten en de tariefssystematiek werken altijd en overal en dus zijn ook alle aangeslotenen (voor elektriciteit afgenomen uit het net) altijd en overal blootgesteld aan de prikkels die uit de tariefssystematiek volgen en indien van toepassing ook die uit een alternatief contract. Ook deze alternatieve contractvormen kunnen complementair aan de prikkels uit de tarievenssystematiek werken. Daarbij is de tariefprikkel wederom breder maar minder precies terwijl bij de alternatieve contracten de netbeheerder (onder voorwaarden) het verbruik van een individuele aangeslotene direct kan bijsturen.

#### **Samenhang met andere codewijzigingsdossiers**

De artikelen 3.7.5, 3.7.5a en 3.7.6 van de Tarievenscode elektriciteit bevatten niet alleen wijzigingen die onderdeel zijn van het onderhavige voorstel maar ook van voorstel BR-2022-1913 d.d. 3 november 2022 met betrekking tot de harmonisatie en verbetering van de aanduiding van het gecontracteerd transportvermogen. Deze wijzigingen zijn echter inhoudelijk onafhankelijk van elkaar.

Artikel 3.7.15 van de Tarievenscode elektriciteit is een nieuw artikel in het ontwerpbesluit ACM/UIT/603135, d.d. 28 september 2023 betreffende de non-firm aansluit en transportovereenkomst (NFA). Onderhavig codewijzigingsvoorstel overlapt inhoudelijk in beperkte mate met dit ontwerpbesluit. Aangeslotenen met een NFA hebben geen recht op transport en blijven dus – conform de toelichting bij het ontwerpbesluit – ook vrijgesteld van het  $kW_{\text{gecontracteerd}}$  tarief. Net zoals alle aangeslotenen leggen ook aangeslotenen met een NFA met hun gebruik wel een beslag op het net. Daarom worden ook aangeslotenen met een NFA blootgesteld aan tijdsafhankelijke transporttarieven. De relatie tussen statische tijdsafhankelijke transporttarieven en NFA's is hierboven onder sectie 10 ook al toegelicht.

---

<sup>9</sup> Referentie: ontwerpbesluit ACM/UIT/603135, d.d. 28 september 2023 betreffende de non-firm ATO (ACM-dossier ACM/22/180165)

### **Toetsing aan artikel 36, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998**

Dit voorstel draagt met name bij aan het belang van het doelmatig functioneren van de elektriciteitsvoorziening (onderdeel b) en de bevordering van doelmatig handelen van afnemers (onderdeel d).

### **Gevolgde procedure**

Het voorstel is vastgesteld als voorstel van de gezamenlijke netbeheerders, als bedoeld in artikel 32 van de Elektriciteitswet 1998, door de Taakgroep Regulering van de vereniging Netbeheer Nederland op 14 september 2023.

Het overleg met representatieve organisaties van partijen op de elektriciteitsmarkt, als bedoeld in artikel 33 van de Elektriciteitswet 1998, heeft plaatsgevonden in de bijeenkomst van het Gebruikersplatform elektriciteits- en gasnetten (GEN), gehouden op 12 oktober 2023. Het op dit voorstel betrekking hebbende deel van het verslag van deze bijeenkomst is als bijlage 2 bijgevoegd. De tijdens de behandeling in het GEN ontvangen commentaren hebben geleid tot de volgende aanpassingen van het voorstel:

- Aanscherping van de aanleiding tot het voorstel.
- Verduidelijking in de toelichting met betrekking tot de gebruikte data en de monitoring en rapportage daarover in paragraaf 5 van de toelichting.
- Verduidelijking van de onderbouwing van de vaste wegingsfactor van 0,9 die van toepassing is op RNB's aangesloten op het landelijk hoogspanningsnet in paragraaf 9 van de toelichting.

Na de GEN-bijeenkomst zijn er nog schriftelijke commentaren nagezonden door NLHydrogen. Deze commentaren inclusief reactie van de netbeheerders zijn in een commentarenmatrix als bijlage 3 bijgevoegd. Deze commentaren hebben niet geleid tot een aanpassing van het voorstel.

### **Besluitvorming en inwerkingtreding**

Gelet op de actualiteit van de diverse dossiers rond het mitigeren van de transportschaarste is voortvarende besluitvorming en zo spoedig mogelijke inwerkingtreding van de onderhavige wijziging gewenst. Wel wijzen netbeheerders erop dat een wijziging van de Tarieencode elektriciteit moet aansluiten op de planning van de tarievenbesluiten en dat de netbeheerders voldoende tijd nodig zullen hebben om (facturatie)systemen aan te passen. De netbeheerders verzoeken de ACM het besluit inwerking te laten treden op 1 januari 2015..

Uiteraard zijn wij desgewenst graag bereid tot een nadere toelichting op het voorstel. U kunt daartoe contact opnemen met de heer [REDACTED] van ons bureau (gegevens zie briefhoofd).

Met vriendelijke groet,

[REDACTED]  
directeur Netbeheer Nederland

## Tarievencode elektriciteit

[...]

[01-10-1999] besluit 99-002  
[03-11-2022] voorstel BR-2022-1913  
[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

3.7.5 De tariefdragers voor het TAVT voor verbruikers in de tariefcategorieën, genoemd in [artikel 3.7.1](#), ~~onder a tot en met c~~, zijn **voor afname**:

- a. [voor onderdelen a1 en a2](#):
- 1°  $kW_{\text{gecontracteerd}}$  voor gecontracteerd transportvermogen **voor afname** ter dekking van 50% van de kosten die met toepassing van 3.6.3 worden toegerekend aan de in die tariefcategorieën genoemde netvlakken;
  - 2°  $kW_{\text{maxgewogen}}$  per maand ter dekking van 50% van de kosten die met toepassing van [artikel 3.6.3](#) worden toegerekend aan de in die tariefcategorieën genoemde netvlakken;
- b. [voor onderdelen b en c](#):
- 1°  $kW_{\text{gecontracteerd}}$  voor gecontracteerd transportvermogen **voor afname** ter dekking van 50% van de kosten die met toepassing van [3.6.3](#) worden toegerekend aan de in die tariefcategorieën genoemde netvlakken;
  - 2°  $kW_{\text{max}}$  per maand ter dekking van 50% van de kosten die met toepassing van 3.6.3 worden toegerekend aan de in die tariefcategorieën genoemde netvlakken.

[01-01-2001] besluit 00-068  
[15-01-2002] besluit 100498/12  
[01-01-2004] besluit 100804/119  
[10-04-2015] besluit 1014/207224  
[03-11-2022] voorstel BR-2022-1913  
[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

3.7.5a De tariefdragers voor het TAVT voor verbruikers met een bedrijfstijd (totaal aantal afgenomen kWh's per jaar / maximaal afgenomen vermogen per jaar) van maximaal 600 uur in de tariefcategorieën, genoemd in [artikel 3.7.1](#), ~~onder a tot en met c~~, zijn **voor afname**:

- a. [voor onderdelen a1 en a2](#):
- 1°  $0,5 * kW_{\text{gecontracteerd}}$  voor gecontracteerd transportvermogen **voor afname**;
  - 2°  $kW_{\text{maxgewogen}}$  per week waarvoor het tarief gelijk is aan  $18/52 * kW_{\text{maxgewogen}}$  per maand.
- b. [voor onderdelen b en c](#):
- 1°  $0,5 * kW_{\text{gecontracteerd}}$  voor gecontracteerd transportvermogen **voor afname**;
  - 2°  $kW_{\text{max}}$  per week waarvoor het tarief gelijk is aan  $18/52 * kW_{\text{max}}$  per maand.

— ~~Onder de in dit onderdeel genoemde week~~ [Onder week, genoemd in onderdeel a, subonderdeel 2° en onderdeel b subonderdeel 2°](#) wordt verstaan een kalenderweek, die loopt van maandag 06:00 uur tot de volgende maandag 06:00 uur. Week 1 is de week, waarin de eerste donderdag van het jaar valt.

Op basis van het ingeschatte gebruik, dat wordt afgerekend met deze ~~twee~~ tariefdragers, dient een deel van de kosten, die met toepassing van artikel 3.6.3 worden toegerekend aan de in die tariefcategorieën genoemde netvlakken, met de in dit artikel ~~onder a en b~~ genoemde tariefdragers te worden gedeelt.

[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

[3.7.5b](#) ~~De  $kW_{\text{maxgewogen}}$  voor een bepaald uur wordt bepaald door de  $kW_{\text{max}}$  te vermenigvuldigen met de wegingsfactor geldende op het desbetreffende moment van belasting overeenkomstig de waarden in tabel B1 van bijlage B.~~

[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

3.7.6 De in [artikel 3.7.5](#), ~~onder a onderdelen a en b, beide subonderdeel 1° en de in artikel 3.7.5a, onder a onderdelen a en b, beide subonderdeel 1°~~, genoemde tariefdragers worden gebaseerd op de waarde van het gecontracteerde transportvermogen **voor afname** voor een kalenderjaar. ~~Bij overschrijding wordt het gecontracteerde transportvermogen aangepast en geldt de nieuwe waarde voor het gehele kalenderjaar waarin de overschrijding zich voordoet. Dit is alleen van toepassing wanneer de verschillende netaansluitpunten van een aangesloten in de normale bedrijfstoestand operationeel zijn.~~

[28-07-2023] ontwerpbesluit ACM/UIT/603135  
[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

[...]

[3.7.15](#) ~~In afwijking van de artikelen 3.7.5, 3.7.5a, 3.7.9, 3.7.10 en 3.7.12, onderdeel a, zijn de tariefdragers voor het TAVT voor verbruikers die overeenkomstig artikel 7.1, derde lid, van de Netcode elektriciteit een aansluit- en transportovereenkomst zijn overeengekomen met een variabel recht op transport van elektriciteit:~~

a. ~~voor verbruikers in de tariefcategorieën, genoemd in artikel 3.7.1, onderdelen a tot en met c a1 en a2,  $kW_{\text{maxgewogen}}$  per maand waarvoor~~

- [het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.5, onderdeel b a, subonderdeel 2°;](#)
- [b. voor verbruikers in de tariefcategorieën, genoemd in artikel 3.7.1, onderdeel b en c, kW<sub>max</sub> per maand waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.5, onderdeel b, subonderdeel 2°](#)
- [bc. voor verbruikers in de tariefcategorieën, genoemd in artikel 3.7.1, onderdelenel a tot en met e a1 en a2, met een bedrijfstijd van maximaal 600 uur kW<sub>maxgewogen</sub> per week waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.5a, onderdeel b a, subonderdeel 2°;](#)
- [d. voor verbruikers in de tariefcategorieën, genoemd in artikel 3.7.1, onderdeel b en c, met een bedrijfstijd van maximaal 600 uur kW<sub>max</sub> per week waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.5a, onderdeel b, subonderdeel 2°;](#)
- [ee. voor verbruikers in de tariefcategorie, genoemd in artikel 3.7.1, onderdeel d, kW<sub>max</sub> per maand waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.9, onderdeel b en kWh waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.9, onderdeel c;](#)
- [ef. voor verbruikers in de tariefcategorie, genoemd in artikel 3.7.1, onderdeel e, kW<sub>max</sub> per maand waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.10, onderdeel b, en kWh waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.10, onderdeel c;](#)
- [eg. voor verbruikers in de tariefcategorie, genoemd in artikel 3.7.1, onderdeel f, met een aansluiting met een doorlaatwaarde groter dan 3x80A, kWh waarvoor het tarief gelijk is aan 100% van het tarief bedoeld in artikel 3.7.12, onderdeel a, tweede aandachtstreepje.](#)

[...]

[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

**Bijlage B bij artikel 3.7.5b: Wegingsfactoren voor kW<sub>maxgewogen</sub>**

B.1. wegingsfactoren voor aangesloten en, niet zijnde regionale netbeheerders, aangesloten op het landelijk hoogspanningsnet

	uur 1	uur 2	uur 3	uur 4	uur 5	uur 6	uur 7	uur 8	uur 9	uur 10	uur 11	uur 12	uur 13	uur 14	uur 15	uur 16	uur 17	uur 18	uur 19	uur 20	uur 21	uur 22	uur 23	uur 24		
jan	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	
feb	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8
mrt	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	
apr	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
mei	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
jun	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
jul	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
aug	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
sep	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
okt	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	
nov	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	
dec	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	
week-end/feestdagen	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	

B.2. wegingsfactoren voor aansluitingen van regionale netbeheerders, aangesloten op het landelijk hoogspanningsnet.

elke dag elk uur: 0.9

[...]

**Begrippencode elektriciteit**

[...]

[8-11-2023] voorstel BR-2023-2011

***kW<sub>maxgewogen</sub>***

de maximale, in de tijd variërende gewogen belasting van het net door een aangeslotene op een aansluiting.

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 13 van 23

Datum	12 oktober 2023
Locatie	Netbeheer Nederland, Den Haag // MS Teams
Voorzitter	[REDACTED]
Secretaris	[REDACTED]
	<p><i>Namens de representatieve organisaties:</i></p> <p>Energie-Nederland [REDACTED]  VEMW [REDACTED] en [REDACTED]  [REDACTED]</p> <p>NWEA [REDACTED]  Energie Samen [REDACTED]  Holland Solar [REDACTED] en [REDACTED]  Energy Storage NL [REDACTED]  DDA [REDACTED]</p> <p><i>Namens een representatief deel van de partijen die zich bezighouden met leveren, transporteren en meten van energie:</i></p> <p><i>Namens de gezamenlijke netbeheerders:</i></p> <p>NBNL [REDACTED]  TenneT [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED]  [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED]  [REDACTED] (agendapunt 5) en [REDACTED]  [REDACTED] (agendapunt 5)</p> <p>Verslag: [REDACTED]  (Notuleerservice Nederland)</p>

## 6. BR-2023-2011 Codewijzigingsvoorstel tijdgebonden tarieven (E)HS-netten

[REDACTED] (namens **TenneT**) licht het voorstel kort toe. Voorgesteld wordt om een statische tijdsafhankelijke systematiek in te voeren voor de transporttarieven op het EHS-net en het HS-net. Statisch tijdsafhankelijk betekent dat de tarieven hoger dan wel lager worden afhankelijk van de tijd. De mate waarin dat gebeurt en de momenten waarop dat gebeurt worden dan vooraf vastgelegd in de Tarievecode. Het is van toepassing op alle aangeslotenen op het HS-net en het EHS-net, met uitzondering van de regionale netbeheerders die zijn aangesloten bij TenneT.

Een voordeel van deze grove systematiek is dat het eenvoudig implementeerbaar is. Zowel aan de zijde van de netbeheerder als voor de aangesloten partijen op het net is het eenvoudig om rekening te houden met deze systematiek. Iedereen weet ruim van tevoren waar hij aan toe is.

Er zijn drie patronen opgesteld voor de wintermaanden, de zomermaanden en de 'tussenmaanden'. In die patronen zijn de tarieven op verschillende momenten hoger dan wel lager. Met tarieven wordt dan eigenlijk bedoeld: de mate waarin het gebruik wordt toegerekend voor facturatie van de tarieven. In de drie verschillende patronen zijn er vervolgens vijf verschillende tijdsvensters: variërend van piekgebruik van het net tot dalgebruik van het net. Afhankelijk van waar het gebruik plaatsvindt, wordt het gebruik zwaarder dan wel lichter toegerekend. Dat gaat met een verdeelsleutel van 100 procent, in stapjes van 10 procentpunt tot 60 procent. Dit is gebaseerd op de gemiddelde belasting tijdens de momenten die gedefinieerd zijn.

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 14 van 23

**VEMW** wil hierbij graag opmerken dat netbeheerders gewoon de wettelijke taak hebben om toegang te verlenen tot het net en dat daarbij geen prijsprikkels moeten worden geboden om het netgebruik te sturen.

Ten tweede wordt voorgesteld het toe te passen op alle EHS- en HS-netgebruikers niet zijnde regionale netbeheerders. Dat betekent dat in feite sprake is van een verplaatsing van de kosten voor die gebruikers van de zomer naar de winter. Dat roept bij VEMW de vraag op of het wel het gewenste effect heeft.

Ten derde vraagt VEMW zich af of je het gewenste effect haalt als de regionale netbeheerders die verantwoordelijk zijn voor de pieken, de rode vlakken in het voorstel, niet mee hoeven doen?

Het gaat ook om het handelingsperspectief. De vraag dringt zich op: los je hiermee het probleem op wanneer een hele groep grootverbruikers die een vlak afnameprofiel heeft, geen handelingsperspectief heeft op basis van deze prikkel om op andere momenten te gaan produceren en daarmee dus af te nemen? Bij de echte grootverbruikers zijn die mogelijkheden heel erg beperkt. Zij worden dan dus gestraft door bepaalde partijen die op een bepaald moment ineens heel veel afnemen, waardoor de 'rode situatie' ontstaat. Deze discussie is ook gevoerd in het informele GEN. Ook daar heeft VEMW de vragen gesteld: wat gaat dit nu precies opleveren? Wat lost het op? En is dit nog wel kostenreflectief? De gedachtevorming op zich is goed, maar VEMW vraagt zich af of het wel voldoende doordacht is. VEMW vraagt zich hardop af of het voorstel nu al doorgezet moet worden naar ACM. Het zou beter zijn als de vragen eerst goed beantwoord worden. Wellicht is daar eerst onderzoek voor nodig. VEMW begrijpt tegelijkertijd dat beargumenteerd kan worden dat er sprake is van haast omwille van de congestie. Het lijkt VEMW echter onverstandig om dan onvoldoende onderbouwd maatregelen in te voeren die bovendien ondoordacht zijn.

**TenneT** reageert als eerst op het punt van de prijsprikkels. In de Europese verordening staat expliciet dat prijsprikkels juist wel in de tarieven verwerkt moeten worden om een efficiënt gebruik van het systeem te stimuleren. TenneT is van mening dat de prijsprikkels dus wel degelijk een plek moeten hebben in de tariefensystematiek. Daarnaast zijn er andere harde eisen waar de tarieven aan moeten voldoen, zoals de kosteneffectiviteit. TenneT verwijst hierbij naar de toelichting; daarin staat uiteengezet hoe aan al deze eisen wordt voldaan.

Het tweede punt ging over het onderscheid tussen de RNB's en de gewone aangeslotenen en dat dit voor die laatste groep eigenlijk vooral een kostenverplaatsing zou betekenen van de zomer naar de winter. Dit punt is ook in het informele GEN toegelicht. Er is een berekening gemaakt op basis van de daadwerkelijke profielen van alle aangeslotenen en wat dit zou betekenen voor de volumes die worden gebruikt voor het vaststellen van de tarieven. De verwachting is dat de volumes ongeveer met 10 procent afnemen. Dat is precies wat je ziet bij een partij die base load zal verbruiken. Die krijgt gedurende de zomermaanden, als volledig base load wordt afgenomen, dan 80 procent verbruik toegerekend en in de wintermaanden 100 procent. Hij krijgt overall dus 10 procent lagere volumes toegerekend, maar wel tegen 10 procent hogere tarieven. Netto kom je dan dus rond de nul uit.

Het derde punt ging over de verantwoordelijkheid voor de piek. De RNB's hebben inderdaad een wat meer 'piekprofiel' dan base load-grootverbruikers. Het openbare net is echter iets gezamenlijks. TenneT is van mening dat de verantwoordelijken voor de piek diegenen zijn die tijdens de piek afnemen. Daarom wordt een hoger tarief in rekening gebracht voor het verbruik tijdens de piek.

Dat de meeste grootverbruikers base load draaien is begrijpelijk vanwege operationele redenen bij de betreffende fabrieken, om zo veel mogelijk productie te kunnen draaien. Daarnaast is de afgelopen twintig jaar sprake geweest van een enorme stimulering van het base load draaien van partijen. Dat zit zowel in de huidige tariefensystematiek die voor TenneT-aangesloten volledig capaciteitsgebaseerd is, waarbij je, als je volledig base load draait, het laagste nettatarief per afgenomen kilowattuur

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 15 van 23

betaalt. Daarnaast is de volumecorrectieregeling een sterke prikkel geweest om zo vlak mogelijk af te nemen. **Energie-Nederland** merkt hierbij op dat de prikkel vanuit de marktprijzen, die variabel zijn, en de kosten voor het proces of de baten die je met je proces genereert waarschijnlijk dominant zullen zijn. **VEMW** geeft aan dat de grootverbruikers met een vlak profiel gewoon hun kapitaal, dat in het primaire productieproces zit, zo efficiënt mogelijk hebben ingezet. En er worden steeds nieuwe stappen gezet om dat nog efficiënter te benutten. De energiekosten zijn voor die partijen hoog, tussen de 10 en soms wel 50 procent van hun totale kosten. Ze hebben echter maar een heel klein handelingsperspectief om met die energiekosten te spelen, omdat de toegevoegde waarde die uit het productieproces komt maatgevend is. **Energie-Nederland** wijst erop dat netcongestie heel vaak een groot probleem is. Op zich is het goed dat geprobeerd wordt dat aan te pakken, maar het is daarbij wel van groot belang niet het bredere plaatje van de elektriciteitsmarkt te vergeten. Je moet laden als de prijs laag is en batterijen moeten ontladen als de prijs hoog is. De rol van het net is natuurlijk cruciaal wat betreft de technische grenzen, maar de mate van prikkelen – wat op zich wel degelijk ook moet gebeuren – moet niet overschat worden.

**VEMW** benadrukt: voor de eindgebruiker, voor de industrie, is van belang dat die nu geconfronteerd wordt met diverse pijlen die allemaal dezelfde kant op wijzen: het wordt duurder. Daarom moet gezamenlijk vanuit het systeem worden nagedacht over hoe kan worden voorkomen dat TenneT jaar in jaar uit steeds grotere inspanningen moet doen om 'de zaak overeind te houden'. Tegelijk is de industrie zelf ook aan het kijken in hoeverre er mogelijkheden zijn om niet alleen meer flexibiliteit achter de meter beter te benutten, maar ook hoe de flexibiliteit in het productieproces kan worden vergroot, gegeven de omstandigheid dat ook het aanbod aan het veranderen is. Ook verschillende universiteiten werken hieraan. Dit alles is echter niet morgen al veranderd. **TenneT** wijst erop dat in het voorstel 2025 staat. Er is daarmee geen sprake van een soort eindsituatie. Niet iedereen heeft dezelfde wens. Er zijn ook veel grote partijen die er anders in staan. Vanuit theoretisch perspectief is er natuurlijk niet veel tegen om te zeggen: op dit moment is het duurder om die belasting te hebben, vanuit het netperspectief, dan op een ander moment.

TenneT geeft aan dat in de Europese verordening ook staat dat er locatieprikkels mogen worden gegeven. Ook dat is vanuit de gedachte dat het op de ene plek nu eenmaal beter is dan op de andere plek qua kosten en dat daarmee iets kan worden gedaan. **VEMW** legt uit: als je twintig jaar geleden aan een ondernemer vroeg: wat vind je belangrijker, leveringszekerheid of de energiekosten, dan zou dat het laatste zijn. De leveringszekerheid was toen namelijk niet iets wat op zijn netvlies stond. Die was er in Nederland namelijk altijd. Tijdens de crisis werd leveringszekerheid echter in één keer een issue. De kosten blijven echter ook evident. **TenneT** antwoordt dat in theorie de marktprikkel en de prikkel van het net kunnen samenvallen en elkaar dan misschien versterken, om toch meer te kunnen investeren in flexibiliteit. **VEMW** begrijpt dat wanneer je in de 'rode uren' produceert je ook medeveroorzaker bent van het rood, terwijl een ondernemer dat zelf niet zo zal zien, als zijn afname vlak is. **TenneT** herhaalt: iedereen die op dat moment afneemt, draagt bij aan de piek. Het is dan non-discriminatoire dat iedereen wordt geprikkeld om in die piek zijn gedrag aan te passen. Nu alleen de direct aangeslotenen, later ook de RNB's.

**VEMW** geeft aan dat TenneT aangaf dat dit in 2025 van start kan gaan. Waarom wordt niet gewacht en wordt eerst uitgezocht hoe de RNB's ook meegenomen kunnen worden? **TenneT** antwoordt dat het idee ook is om ervaring op te doen met bepaalde groepen, om te kijken of die hun gedrag wel of niet aanpassen. Daarnaast was er vanuit diverse partijen de oproep om deze stap te gaan maken op dit dossier.

Het geeft de juiste prikkels. Als partijen erop inspelen dan is er een voordeel te behalen. Als er helemaal niemand op inspeelt dan vindt er ook geen herverdeling plaats tussen de directe netaangeslotenen en de RNB-aangeslotenen.

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 16 van 23

**Energy Storage NL** dankt TenneT voor de toelichting. Energy Storage NL is blij dat deze stappen gezet worden. De opslagbranches denken er flexibel op te kunnen inspelen. Wel zou het wenselijker zijn als ook wordt nagedacht over een fijnmaziger oplossing. Er is nu voor een best grove oplossing gekozen.

De tijdsblokken zijn geïdentificeerd op basis van bepaalde openbare data. Energy Storage NL miste in het stuk de precieze verwijzing naar die data. Voor de transparantie zou het goed zijn als daar direct naar gelinkt zou worden.

Er wordt nu voorgesteld te werken met blokken van 10 procent. In het stuk wordt daarbij opgemerkt dat niet verdergegaan kan worden dan 10 procent, want dan wordt het onzeker welk effect dat heeft op de belasting, omdat grotere sprongen ook weer kunnen leiden tot grotere sprongen in het gedrag. In het stuk staat ook: een verlaging van de wegingsfactor kan een beperkte verhoging van de belasting mogelijk maken, anders leidt het alsnog tot een nieuwe piek voor de aangesloten. Energy Storage NL is echter benieuwd wat de marges daarin zijn en of dat überhaupt bekend is. Dus waarom is gekozen voor die blokken van 10 procent? En is bekend wat er gebeurt als er juist grotere stappen zouden worden gezet? Bijvoorbeeld voor de piekbelasting.

Ook vraagt Energy Storage NL wanneer het voorstel zal worden geëvalueerd. Is daar al over nagedacht?

Energy Storage NL sluit zich aan bij het punt van VEMW over de onderbouwing van de wegingsfactor voor de RNB's. De andere tijdsindicatie staat vrij mager onderbouwd, maar voor de RNB's is er bijna geen onderbouwing. Het zou goed zijn als in het voorstel op dit punt een betere toelichting zou komen.

Ten slotte wil Energy Storage NL benadrukken dat het belangrijk is dat er snel iets soortgelijks komt voor de middenspannings- en de laagspanningsnetten. Vanuit de energieopslag gezien is het heel belangrijk dat juist ook daar prikkels komen om daar meer flexibiliteit via opslag te realiseren.

**TenneT** wil graag een wedervraag stellen: hoe ziet Energy Storage NL een fijnmaziger oplossing voor zich? **Energy Storage NL** geeft aan dat een dynamischer systematiek het meest ideaal zou zijn, maar ziet ook de moeilijkheden daarbij, die ook in het stuk benoemd worden. Energy Storage NL zou TenneT graag wel willen uitdagen een idee te vormen hoe het fijnmaziger kan dan vijf blokken van 10 procent, verdeeld over drie jaardelen. Je zou bijvoorbeeld kunnen denken aan meer dan vijf tijdsblokken. Energy Storage NL snapt dat dit ook afhankelijk zal zijn van de metingen die TenneT zelf kan doen en de data waarop dat gebaseerd wordt. Als dat wel mogelijk is, zou het goed zijn als daar ook naar gekeken wordt, om te voorkomen dat er kansen misgelopen worden om een efficiënter netgebruik verder te stimuleren.

**Energie-Nederland** wil graag een suggestie geven voor een fijnmaziger aanpak. Er is een lange rode periode in de winter. Een batterij zal nooit zes uur laden in zo'n periode, maar hooguit twee uur. Wellicht is het daarom gerechtvaardigd daar onderscheid in te maken, want het netgebruik van een batterij zal per definitie echt anders zijn en daarmee dus ook de bijdrage aan de netbelasting. **TenneT** geeft aan deze suggestie voor een aparte tariefcategorie voor batterijen voor dit moment even te willen parkeren, omdat dat een andere discussie is.

In antwoord op Energy Storage NL geeft **TenneT** aan dat fijnmaziger inderdaad zou kunnen en snapt dat de achterban van Energy Storage NL dit het liefst zo dynamisch mogelijk wil hebben. Het is wel van belang dat de partijen waarop dit van toepassing is niet alleen batterijen zijn, maar ook de grote bedrijven waar zo-even over werd gesproken die misschien minder snel kunnen inspelen. Juist om ook voor dat soort partijen handelingsperspectief te creëren, is er nu in eerste instantie voor gekozen om een statische systematiek toe te passen, zodat iedereen van tevoren weet waar die aan toe is. TenneT zegt toe de verwijzing naar de data expliciet op te nemen in de toelichting.



Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 17 van 23

Er liggen geen harde data onder de tijdvensters en de stapgrootte. Een tijdvenster kan altijd alleen van donkergroen naar lichtgroen en van lichtgroen alleen naar donkergroen of naar geel. Er is dus altijd sprake van een geleidelijk verloop, om te voorkomen dat er ineens een nieuwe piek ontstaat. Stel dat je in een tijdvenster van 80 procent zit, dan zal het volgende tijdvenster altijd alleen of 90 of 70 procent zijn.

**Energy Storage NL** is benieuwd wanneer de tijdvensters en stapgrootte heroverwogen kunnen worden. **TenneT** geeft aan het liefst zo weinig mogelijk te gaan wijzigen, om langjarige zekerheid te kunnen bieden. Er is geen harde grens voor opgesteld. TenneT verwacht terughoudend te zullen zijn als het gaat om het heroverwegen van de tijdvensters en de stapgrootte. Het wordt jaarlijks gemonitord. Dus in principe kan elk jaar met de volledige data aanleiding zijn om wel tot andere keuzes te komen. Als dat aan de orde is, zal TenneT die keuze ook toelichten bij het GEN.

**Energy Storage NL** wil graag weten hoe dit gerapporteerd zal worden en welke toetsingscriteria daarbij gelden. **TenneT** antwoordt dat er vooraf geen harde grenswaardes zijn opgesteld. In principe is het goed mogelijk aan te geven wat het verschil is tussen de 'kleur die was aangenomen' en de kleur die het daadwerkelijk is geweest. Dat geeft alle partijen de gelegenheid om dat ter discussie te stellen. **Energy Storage NL** is van mening dat het goed is om transparant te zijn over de invloed die het uiteindelijk daadwerkelijk heeft gehad, zodat dat ook weer naar het GEN geadresseerd kan worden als dat nodig is.

**TenneT** wil graag nog even benadrukken dat er wel harde data liggen onder de manier waarop de tijdvensters verdeeld zijn. Dat zijn gewoon de openbare data waarnaar dus expliciet verwezen zal worden.

Het daadwerkelijke netgebruik zal uiteraard gewoon gepubliceerd worden op het dataplatform, dus dat is voor iedereen inzichtelijk. Bij een tarievenvoorstel zal het overzicht bijgevoegd worden hoe het 'kleurenplaatje' er uiteindelijk feitelijk uit heeft gezien ten opzichte van de verwachtingen. Dan kan goed worden nagegaan in hoeverre die van elkaar verschillen.

Het volgende punt gaat over de onderbouwing van de wegingsfactor bij de RNB's. Die is tweeledig. Het piekgebruik van de RNB's is bijna per definitie ook het piekgebruik op het TenneT-net, gewoon omdat die RNB's gezamenlijk zo groot zijn. Naar verwachting zal het individuele piekgebruik van een RNB ook altijd tijdens de piekuren in een maand vallen. Als je kijkt naar de verschillende maanden in het jaar dan zie je dat in de wintermaanden en de 'tussenmaanden' de maximale wegingsfactor, dus op het moment van de zwaarste belasting, 100 procent is. In die rode uren heeft tot nu toe ook altijd de piekvraag van de RNB's plaatsgevonden. Dus die zal daar voor 100 procent worden toegerekend. Daarnaast zijn er de zomermaanden. Daar is de maximale wegingsfactor 80 procent. Dat zijn de 'gele uren'. Er zijn dus zes maanden met een maximale wegingsfactor van 100 procent en zes maanden met een maximale wegingsfactor van 80 procent. Daarbij weet je met redelijke zekerheid dat de individuele piek van de RNB's ook tijdens die maximale piekmomenten gaat vallen. Gemiddeld kom je dan dus uit op 90 procent. Een en ander is doorgerekend op basis van de daadwerkelijke huidige profielen van alle aangeslotenen bij TenneT. Dat zijn dus zowel de direct-aangeslotenen als de RNB's. Als je deze systematiek inderdaad zou toepassen dan is er bij het huidige gebruik geen sprake van een herverdeling. **Energy Storage NL** geeft aan dit nu beter te snappen en geeft de suggestie deze onderbouwing nog toe te voegen aan de toelichting. **TenneT** licht toe dat voorzien is dat de implementatiedatum 1-1-2025 kan zijn. Dat heeft er onder andere mee te maken dat het tarievenvoorstel voor 2024 reeds is ingediend bij ACM. ACM heeft gevraagd haast te maken met het voorstel en heeft tevens gevraagd om te onderzoeken of het operationeel mogelijk en wenselijk is het al eerder te implementeren. TenneT verwacht niet dat dat gaat lukken vanwege praktische

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 18 van 23

redenen, maar ook vanwege meer fundamentele bezwaren daarbij. De onderbouwing van de 90-procentfactor bijvoorbeeld gaat alleen op als je het voor het hele jaar doorrekent.

**Energy Storage NL** vraagt wanneer definitief duidelijk is wat de implementatiedatum zal worden. **TenneT** antwoordt dat dat het geval is bij het definitieve besluit van ACM.

**Energie-Nederland** is van mening dat het een belangrijk onderwerp is. Het idee om dit te doen snijdt echt hout. Energie-Nederland ziet ook graag een degelijke analyse voor de RNB's, Het zou in theorie ook een verkeerd, ongewenst effect kunnen hebben op bepaalde momenten en tot meer redispatch kunnen leiden.

Energie-Nederland vindt het belangrijk om vast te stellen dat, als je wilt investeren in een batterij, een mogelijke jaarlijkse of tweejaarlijkse aanpassing, zo'n investering onzeker maakt.

Energie-Nederland is bang dat het nooit gaat lukken om het effect echt goed vast te stellen en daar dus niet te hoge verwachtingen van te hebben. Er zijn immers altijd 1001 factoren die het gebruik beïnvloeden.

**TenneT** geeft aan dat gekeken kan worden wat het doet, maar je weet niet of de verandering een-op-een gedreven is door deze prikkel. **Energie-Nederland** reageert dat je zelfs 100 procent zeker weet dat het niet alleen door die prikkel komt. Meer inzicht op zich is echter goed.

Het kostenveroorzakersprincipe wordt genoemd, op bladzijde 4. Energie-Nederland ziet dit principe niet als hét doorslaggevende principe om nettarieven goed op te bouwen. Doorslaggevend is dat de tarieven kostenreflectief zijn. Elke vorm van sturing en prikkeling is op zich een goed idee, maar zal nooit perfect zijn. Het leidend principe is dat de kosten gealloceerd kunnen worden. Daar is **TenneT** het mee eens.

De oproep voor de RNB's, de degelijke analyse waar Energie-Nederland om verzocht, zal intern bij TenneT worden doorgegeven.

Bijna per definitie zal het statische systeem ook af en toe de verkeerde kant op werken en dus mogelijk tot extra redispatch leiden, of juist andersom: een hoog tarief in rekening brengen op momenten dat er eigenlijk nog wel veel ruimte op het net is. De geraadpleegde data laten zien hoe het gemiddelde patroon eruitziet. TenneT ziet ook zelf dit algemene patroon, zowel in Groningen als in Zeeland.

TenneT begrijpt de opmerking over de langjarige zekerheid en snapt dat die gewenst is. Het is lastig daar meer zekerheid op te geven dan de toezegging te doen daar terughoudend mee te zijn.

**Energie-Nederland** benoemt de investeringsplannen. Er zijn ook gewoon verwachte netbelastingen voor de komende tien jaar. Je zou op basis van de huidige verwachtingen voor de investeringsplannen kunnen aangeven in hoeverre deze plannen robuust lijken. Dat zou al iets meer investeringszekerheid geven voor een batterijproject. **TenneT** zal intern checken hoe het zit met de gegevens voor de periode na 2025.

**TenneT** is het eens met de opmerking van Energie-Nederland over de meetbaarheid. Wel is er de hoop dat een en ander wellicht leidt tot meer investeringen in flex, omdat de nettarieven hiermee ook een beetje flexibeler worden. Mogelijk is dat nog niet volgend jaar maar op de wat langere termijn zichtbaar.

**Energy Storage NL** benadrukt de langjarige zekerheid ook erg belangrijk te vinden. De opmerking over het monitoren was beslist geen oproep om het systeem jaarlijks helemaal om te gooien.

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 19 van 23

**VEMW** heeft nog een suggestie, naar aanleiding van de zogenoemde tussenliggende maanden. **VEMW** wijst erop dat we bij gas de flankmaanden kennen, omdat er een duidelijk winterprofiel is en een zomerprofiel. Er is dan een 'badkuip', waarbij de wanden van de badkuip de flanken zijn. Dat zou je hier kunnen overnemen, hoewel je bij elektriciteit natuurlijk een ander profiel hebt dan het badkuipprofiel. Omdat er meer geëlektrificeerd gaat worden, zal het daar misschien wel meer op gaan lijken. Een alternatief zou dus kunnen zijn te werken met overgangsmaanden in plaats van tussenmaanden. **TenneT** wijst erop dat de term 'tussenmaanden' alleen in de toelichting wordt gebruikt.

De **secretaris** leest de inbreng van de **NVDE** voor. De **NVDE** signaleert dat deze codewijziging alleen geldt voor hoogspanning. Dat is an sich geen reden om het niet te doen, of het niet in te dienen, maar de **RNB's** zouden wel snel moeten volgen. Dit zorgt namelijk voor een oneerlijk speelveld. Dat het nu alleen geldt voor hoogspanning zorgt voor een oneerlijk speelveld voor de markt; de flexibiliteit op hoogspanning, bijvoorbeeld een gascentrale, is dan gunstiger dan op minder spanning waar het vaak vooral ten behoeve van inpassing van wind en zon wordt toegepast. Dus eigenlijk zouden we het tegelijk moeten doen, want zolang dat niet gebeurt, creëren we een ongelijk speelveld tussen het hoogspanningsnet en de overige netten. **VEMW** is het daar niet mee eens, want zij betalen helemaal niet. **Energie-Nederland** wijst erop dat er sowieso verschillen zijn in de nettarieven. Als dit een beter tarief is voor TenneT-net, dan veranderen de TenneT-tarieven iets. De **RNB-tarieven** waren sowieso anders en die veranderen dan niet. Er was dus al een verschil. **TenneT** is het eens met de opmerking van Energie-Nederland.

De **secretaris** leest het volgende punt van de **NVDE** voor: De **NVDE** geeft de suggestie om in het voorstel scherper te benoemen wat nu eigenlijk het doel is: kostenreflectiviteit, meer flexibiliteit in het systeem, en waarom kiezen we dan voor dat doel? **TenneT** geeft aan dat dit punt zojuist al aan de orde is geweest. Het doel is de kostenreflectiviteit te verbeteren en ook de belemmeringen voor netvriendelijk gedrag te laten zien en die weg te nemen.

De **secretaris** leest het volgende punt van de **NVDE** voor: Geef in de code meer inzicht in hoe de wegingsfactoren kunnen worden aangepast of niet, bijvoorbeeld via een duidelijk proces. Als de wegingsfactoren vaak veranderen, of als onduidelijk is wanneer dit veranderd wordt, zullen marktpartijen die onzekerheid ook gaan inprijzen en dat kan dan weer leiden tot onnodig hoge prijzen. Enige mate van voorspelbaarheid is nodig voor de markt, terwijl er natuurlijk ook recht gedaan moet worden aan het flexibele karakter van een duurzaam energiesysteem. **TenneT** antwoordt dat ook dit punt al aan de orde is geweest. TenneT wil daar zeer terughoudend mee zijn. Bij het tarievenvoorstel kan verantwoording worden afgelegd over hoe de daadwerkelijke belasting eruitziet en hoe dat matcht met waar rekening mee gehouden was.

De **secretaris** leest het vierde punt van de **NVDE** voor: Het stelsel lost niet het probleem op dat als je op dag 1 op een duur moment een piek trekt, je daarna alles kan doen binnen die piek die je toen getrokken hebt. Welke overwegingen zijn er geweest om oplossingen hiervoor niet mee te nemen in het voorstel? **TenneT** antwoordt dat dit inherent is aan de systematiek met tarieven gebaseerd op capaciteit. Dus de problematiek die hier geschetst wordt, is dat als je op 1 januari een piek trekt van 100 megawatt je de rest van de maand eigenlijk geen prikkel meer hebt om onder die 100 megawatt te blijven tijdens de andere rode momenten, terwijl dat misschien wel wenselijk zou zijn geweest. Er is natuurlijk de volledige vrijheid op de markt om in te zetten zoals partijen dat graag willen. Dit punt is aan de orde geweest bij diverse discussies in de vele informele overleggen die voor dit voorstel hebben plaatsgevonden. Dan neig je snel richting een meer kilowattuur-gebaseerd tarief. TenneT ziet allereerst dat kilowatturen eigenlijk geen belangrijke kostendrijver zijn. Dat is echt de piekcapaciteit. TenneT wil met haar tarieven dan ook aansluiten bij de piekcapaciteit.

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 20 van 23

Tegelijkertijd geldt dat als je een deel van je tarief niet meer in kilowatt, maar in kilowatturen gaat rekenen, je meteen je efficiëntieprikkel die in de tarieven zit aan het verminderen bent, omdat je een gedeelte van de kosten met je kilowattuurtarieven moet ophalen. Dus de prikkel die uitgaat van het bedrag in euro per kilowatt wordt dan minder. En dus neemt ook de prikkel om onder de piek te blijven af.

De **secretaris** leest het laatste punt van de **NVDE** voor: Voor veel partijen is de interactie met alternatieve transportrechten onduidelijk. Kan er een voorbeeld gegeven worden van de interactie van het voorstel met een alternatief transportrecht, bijvoorbeeld de NFA-85.

**TenneT** merkt op dat de NFA-85 nog niet in de code staat. Een belangrijk verschil is dat de tariefsystematiek geldt voor alle aangeslotenen op het net, zelfs voor gascentrales. De alternatieve transportrechten gelden alleen voor partijen die bewust een overeenkomst met de netbeheerder aangaan voor zo'n alternatief transportrecht. Uit deze tarieven volgt een financiële prikkel om netvriendelijk gedrag te vertonen. Dat is anders dan bij een alternatief transportrecht waarbij het recht van een aangeslotene daadwerkelijk wordt ingeperkt. Dus ook in deze systematiek heb je nog volledig het recht om je gecontracteerde vermogen tijdens de rode uren volledig af te nemen als je dat nodig vindt. Bij een alternatief transportrecht is dat anders. Als de netbeheerder zegt: het net zit naar verwachting vol morgen, dan mag je op dat moment het net überhaupt niet op.

**VEMW** hecht eraan haar zienswijze nogmaals kort toe te lichten. Er zijn toch nog steeds een heleboel vraagpunten die nu als het ware worden geparkeerd. **VEMW** begrijpt heel goed dat de wens er is haast te maken. Maar als de facto de situatie is dat de haast niet leidt tot een versnelling dan kun je je afvragen wat daarvan het nut is. **ACM** moet dadelijk een besluit gaan nemen, maar heeft binnen de organisatie niet de kennis en mensen die nu aan tafel zitten. **Energie-Nederland** geeft aan sympathie te hebben voor wat **VEMW** zegt, maar dit gevoel zelf wat minder te hebben, met één aantekening: wat kan het effect zijn? Dat zit met name bij de batterijen. Wellicht kan nog beter geanalyseerd worden wat het effect is. Het idee is theoretisch goed. Als het ook echt effect heeft en onnodige belemmeringen voor batterijen worden weggenomen waardoor er meer batterijen komen gaat iedereen daarvan profiteren, ook eindgebruikers, dus ook consumenten, dus ook de achterban van **VEMW**. Als je doet wat **VEMW** wil, namelijk eerst uitzoeken of hetgeen je wilt doen wel effect heeft, dan zou je moeten inzoomen op het eventueel investeren van batterijen. **TenneT** geeft aan dat er berekeningen zijn gemaakt, met het gecombineerde voorstel, want batterijen vallen enerzijds hieronder en anderzijds onder de NFA-85. De analyse is dat in elk geval een aantal batterijen daarmee hun businesscase rond krijgt. Voor een heel aantal is het een begin. **Energie-Nederland** vermoedt dat het ook gunstig kan zijn voor de achterban van **VEMW**. Zij nemen het risico en het effect op de prijs is dempend. Ze hebben toegevoegde waarde voor het systeem en ook op de leveringszekerheid. **VEMW** denkt niet dat de tarieven gebruikt moeten worden om businesscases rond te krijgen. Als het moet gebeuren, dan zijn het subsidies. **Energie-Nederland** merkt op dat het niet gaat om het verbeteren van de businesscases. Het moet gerechtvaardigd worden door een beter nettatarief. Het idee dat je kosten alloceert naar rato van piekverbruik op momenten dat er ook veel verbruik is, is in elk geval een gezond idee. Als dat werkt, heb je dus minder netinfrastructuur nodig om veel markt te faciliteren. Dat moet de rechtvaardiging zijn en niet om de businesscase te verbeteren. Daar is **TenneT** het mee eens. De tarieven zijn er niet om een businesscase rond te maken.

**VEMW** wil ten slotte nogmaals benadrukken geen voorstander te zijn van het op dit moment doorzenden naar **ACM**.

De **voorzitter** dankt iedereen voor de gegeven input. Energy Storage NL checkt nog even goed of de gegeven input correct verwoord staat in de notulen.

**Kenmerk**

BR-2023-2011

**Datum**

8 november 2023

Pagina 21 van 23

Besloten wordt dat Netbeheer Nederland het codewijzigingsvoorstel toestuurt naar ACM, met de toevoeging van alle ingebrachte punten plus de eventuele gevolgen daarvan voor de codeteksten en de verantwoording. De zienswijze van VEMW om het voorstel nog niet door te zenden naar ACM blijft staan en zal ook worden vermeld.

De **voorzitter** heeft nog een kleine praktische opmerking. Het blok staat nu half op één pagina en half op een andere pagina. Voor de leesbaarheid zou het fijn zijn als het blok of op de ene pagina komt of op de andere. **TenneT** antwoordt dat dit zal worden aangepast.

Bijlage 3 Nagekomen commentaren in commentarenmatrix

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 22 van 23

Nr	Van Wie	Commentaar	Reactie Netbeheerders
1	NLHydrogen	<p><u>Systeemrol elektrolyzers</u>: elektrolyzers zorgen voor flexibiliteit in het systeem doordat ze snel op en af kunnen schakelen. De installaties absorberen piekproductie van hernieuwbare elektriciteit die anders gecurtailed zou worden. Daarnaast kunnen elektrolyzers op basis van het huidige 380 kV net helpen structurele congestie te voorkomen.</p> <p>Het time of use voorstel, nu het een korting biedt op het te betalen transporttarief voor elektriciteit, kan voor de business case van een elektrolyzer zeer interessant zijn. Op het eerste gezicht lijkt het voor een elektrolyzer -gegeven de regels in de EU delegated acts and draaprofielen van wind op zee – echter lastig om waterstof gedurende het jaar te produceren op momenten dat de benutting van het net laag is, vanwege de volgende redenen.</p> <p>In het huidige ‘Time of Use’ voorstel van Tennet, zijn de hoogste tarieven van toepassing in de winter- en herfstmaanden, wanneer de windsnelheid op zijn hoogst is. Voor de productie van waterstof zijn dit de beste maanden om zoveel mogelijk te produceren en op te slaan voor de maanden met weinig wind, om te worden gebruikt voor het balanceren en als back-up van het energiesysteem.</p> <p>Dit betekent dat waterstof moet worden geproduceerd tegen de duurste tarieven, wat resulteert in een hoge prijs voor waterstof die in tegenspraak is met de huidige behoeften en strategieën om de prijs van waterstof te verlagen. Of de elektrolyzers alleen worden gebruikt gedurende de uren waarin de tarieven niet op hun hoogst zijn, die leidt tot aanzienlijk minder waterstof.</p> <p>Binnen NLHydrogen zijn we al bezig met een studie om de exacte effecten van dit voorstel op de productieprijs te bepalen, maar zelfs vóór deze resultaten is het duidelijk dat de hoge tarieven een risico zullen zijn voor het businessmodel van de waterstofproducenten die elektrolyzers gebruiken; en het kan dat vele projecten gaan vertragen naar de buurlanden (België en Duitsland met lagere tarieven) of in de ijskast komen.</p>	<p>Netbeheerders zien ook dat flexibele inzet van vraag naar elektriciteit (zoals bijvoorbeeld mogelijk door elektrolyzers) kan bijdragen aan het verlagen van de kosten van het net. Voorwaarde hiervoor is wel dat de flexibele vraag wordt ingezet op momenten dat de overige (‘inflexibele’) vraag naar elektriciteit laag is, en dat flexibele vraag dus niet leidt tot een hogere piekbelasting van het net.</p> <p>De netvriendelijke inzet door flexibele vraag wordt d.m.v. het invoeren van tijdsafhankelijke tarieven aantrekkelijker door het hanteren van een lagere wegingsfactor op momenten van lage(re) netbelasting. Als elektrolyzers desondanks voornamelijk tijdens momenten van hoge netbelasting worden ingezet is het gerechtvaardigd dat daar hogere tarieven tegenover staan.</p> <p>Netbeheerders begrijpen dat het productievolume en/of de prijs van waterstof kunnen wijzigen als op de prikkels van tijdsafhankelijke tarieven wordt gereageerd. Het stimuleren van een lage prijs voor, of maximale productie van waterstof kan echter geen overweging zijn in het vaststellen van de transporttarieven. Dit volgt uit de Europese elektriciteitsverordening (EU 2019/943) artikel 18 lid 1 waarin het volgende gesteld wordt: “[...] Deze tarieven omvatten geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen.”</p>

Bijlage 3 Nagekomen commentaren in commentarenmatrix

Kenmerk  
BR-2023-2011

Datum  
8 november 2023

Pagina 23 van 23

2	NLHydrogen	<p><u>Nettarieven niet kostenreflectief</u>: netkosten zijn een kostenverdelingsvraagstuk waar flexibiliteitsmiddelen disproportioneel aan bijdragen. Momenteel betalen elektrolyser meer aan nettarieven dan het werkelijke netgebruik, doordat de piekbelasting 50% van het tarief bepaalt. Dat sluit niet aan bij het kostenreflectiviteitsprincipe van de ACM.</p>	<p>De inkomsten van TenneT worden in het voorstel voor 50% opgehaald middel het <math>kW_{\text{maxgewogen}}</math>-tarief en voor 50% middels het <math>kW_{\text{gecontracteerd}}</math>-tarief. Beide tariefdragers hebben een sterke relatie met de piekbelasting van het net.</p> <p>Piekbelasting is de belangrijkste verklarende factor voor de kosten van het net. De capaciteit van het net is immers gedimensioneerd op de piekbelasting. Ook worden ondersteunende diensten zoals het compenseren van netverliezen en het oplossen van transportbeperkingen voornamelijk ingezet op momenten van hoge belasting van het net.</p> <p>Netbeheerders zijn dan ook van mening dat kostenreflectieve tarieven juist wel op basis van piekbelasting gebaseerd moeten zijn.</p>
---	------------	--	---