



Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 20 december 2018 kenmerk ACM/18/032994 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in de artikelen 27, 31 en 54, eerste lid van de Elektriciteitswet 1998 over de implementatie van artikel 7 van de Verordening (EU) 2016/631, artikel 5 van de Verordening (EU) 2017/1485 en begripsomschrijvingen uit de Europese Verordeningen en Richtlijnen, Autoriteit Consument en Markt

Ons kenmerk: ACM/UIT/503723

Zaaknummer: ACM/18/032994

De Autoriteit Consument en Markt,

Gelet op artikel 36 en artikel 55 van de Elektriciteitswet 1998, artikel 7, zesde lid, van de Verordening (EU) 2016/631 en artikel 6 van de Verordening (EU) 2017/1485;

Besluit:

ARTIKEL I

De Begrippencode elektriciteit wordt gewijzigd als volgt:

A

In artikel 1.1 worden de volgende begrippen gewijzigd:

Het begrip *Aansluitdienst* komt te luiden als volgt:

Het verzorgen en instandhouden van een aansluiting van een aangeslotene of ander net op een net en het desgevraagd beschikbaar stellen van een meetinrichting;

Het begrip *Aansluit- en transportovereenkomst* komt te luiden als volgt:

Overeenkomst tussen een aangeslotene en een netbeheerder betreffende de aansluiting op een net en het transport van elektriciteit over dat net;

Het begrip *Beschikbaar vermogen* komt te luiden als volgt:

Het opgesteld vermogen verminderd met het vermogen dat niet beschikbaar is om de in artikel 13.8, tweede lid, van de Netcode elektriciteit genoemde redenen;

Het begrip *CG-aangeslotene* komt te luiden als volgt:

Een aangeslotene waarvoor de bieding als bedoeld in artikel 9.11, derde lid, van de Netcode elektriciteit is afgeroepen;

Het begrip *Laagspanning* komt te luiden als volgt:

Een spanningsniveau kleiner dan of gelijk aan 1 kV in geval van een wisselspanningsnet en kleiner dan of gelijk aan 1,5kV in geval van een gelijkspanningsnet.

Het begrip *Laagspanningsnet* komt te luiden als volgt:

Net bestemd voor het transport van elektriciteit op een spanningsniveau kleiner dan of gelijk aan 1 kV in geval van een wisselspanningsnet en kleiner dan of gelijk aan 1,5kV in geval van een gelijkspanningsnet en dat als zodanig wordt bedreven.

Het begrip *Onbemeten aansluiting* komt te luiden als volgt:



Een aansluiting waarbij op grond van artikel 2.30 of 2.31 van de Netcode elektriciteit geen meetinrichting aanwezig is;

Het begrip *Reconciliatie* komt te luiden als volgt:

Verrekening over een bepaalde periode op basis van het verschil tussen het met behulp van profielen berekende verbruik en het vastgestelde werkelijke verbruik tegen een gewogen marktprijs per kWh, zoals vastgesteld op basis van bijlage 2 van de Netcode elektriciteit;

In het begrip *Risicogebied* wordt 'artikel 2.2.1.2' vervangen door:

'artikel 2.32, tweede lid, van de Netcode elektriciteit'.

Het begrip *Transactiepartij* komt te luiden als volgt:

Een natuurlijke of rechtspersoon die in het energieprogramma van een erkende programmaverantwoordelijke als bedoeld in artikel 10.10 van de Netcode elektriciteit als partij is vermeld op de grond dat die programmaverantwoordelijke in dat programma een energietransactie met die natuurlijke of rechtspersoon verantwoordt.

Het begrip *Transportdienst* komt te luiden als volgt:

Het transporteren van elektriciteit van producenten naar verbruikers door gebruik te maken van het net. Hieronder wordt mede verstaan het oplossen van fysieke congestie, het compenseren van netverliezen en het in stand houden van de spannings- en blindvermogenshuishouding;

In het begrip *Verondersteld geprofileerd verbruik (VGV)* wordt 'afnemers' vervangen door: 'aangesloten'.

B

De opschriften van de volgende begrippen in artikel 1.1 worden gewijzigd als volgt:

Het opschrift van het begrip *Brandstof* wordt gewijzigd en alfabetisch ingevoegd als:

Primaire energiebron

In het opschrift van het begrip (*Normale bedrijfstoestand met*) *enkelvoudige storingsreserve* vervalt: 'bedrijfs'

In het opschrift van het begrip (*Normale bedrijfstoestand met*) *enkelvoudige storingsreserve tijdens onderhoud* vervalt: 'bedrijfs'

In het opschrift van het begrip *Verordening (EU) 2016/631* wordt na 631 ingevoegd: '(NC RfG)'

C

Aan artikel 1.1 wordt op alfabetische volgorde ingevoegd:

'*Distributienet*: Een net dat wordt beheerd door een regionale netbeheerder.'

'*GLDPM v1*: De methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast, als bedoeld in artikel 16 van de Verordening (EU) 2015/1222 (GL CACM)'

'*GLDPM v2*: De methodologie voor het verstrekken van gegevens betreffende opwekking en basislast, als bedoeld in artikel 17 van de Verordening (EU) 2016/1719 (GL FCA)'

'*Hoogspanningsnet*: Net bestemd voor het transport van elektriciteit op een spanningsniveau groter dan 35 kV en dat als zodanig wordt bedreven;'

'*KORRR*: De methodologie met de belangrijkste organisatorische vereisten, rollen en verantwoordelijkheden ten aanzien van gegevensuitwisseling in verband met de operationele veiligheid, als bedoeld in artikel 40, zesde lid, van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO)'

'*Verordening (EU) 2016/1388 (NC DCC)*: Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers;'

'*Verordening (EU) 2016/1447 (NC HVDC)*: Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules;'

'*Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO)*: Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen;'

'*Verordening (EU) 2017/2195 (GL EB)*: Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 28 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing;'



'Verordening (EU) 2017/2196 (NC ER): Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 28 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet;'

D

De volgende begrippen vervallen:

Aansluiting;
Aansluitovereenkomst;
Afnemer;
Agentschap;
Arbeidsfactor;
Autoriteit Consument en Markt;
Bedrijfsverbruik;
Biomassa;
Black-out;
Black-start-voorziening;
Capaciteitsplan;
Capaciteitstransactie;
Cascade-principe;
Comptabele meetinformatie;
Congestie;
Congestiegebied;
Congestie management;
Directe lijn;
Dode band;
Duurzame elektriciteit;
Economische eigendom;
Energieprogrammawijziging;
Expliciete veiling;
Frequentievermogensregeling;
Garantie van oorsprong voor duurzame elektriciteit;
Garantie van oorsprong voor elektriciteit opgewekt in een installatie voor hoogrenderende warmtekrachtkoppeling;
Gesloten distributiesysteem;
Groenproducent;
Groenverklaring;
Handelaar;
Handelaar in gas;
Hernieuwbare energiebronnen;
Impliciete veiling;
Installatie voor hoogrenderende warmtekrachtkoppeling;
Interconnector-beheerder
Klimaatneutrale elektriciteit;
Kritische kortsluit Tijd;
Landelijk hoogspanningsnet;
Landsgrensoverschrijdend net;
Leverancier;
Leverancier van gas;
Leveringszekerheid;
Meetbedrijf;
Meetinrichting;
Net;
Netbeheerder;
Notificatierichtlijn;
Onbalans buitenland;
Ongevoeligheid primaire regeling;
Onze Minister;
Operationele netwerkveiligheid;
Operationele taken;
Order;
Primaire regeling;
Primair reservevermogen;
Producent;
Producent van gas;



Productie-eenheid;
Productie-installatie;
Productielocatie;
Programmaverantwoordelijkheid;
Richtfrequentie;
Richtlijn;
Spanningsregeling;
Spanningsstatiek;
Statiek (van de primaire regeling);
Storing;
Systeemdiensten;
Transportbeperking;
UCTE;
Vergunninghouder;
Verordening 713/2009;
Verordening 714/2009;
Verstoorde bedrijfstoestand;
Verwant bedrijf; en
Warmtekrachtkoppeling.

ARTIKEL II

De Netcode elektriciteit komt als volgt te luiden:

Hoofdstuk 1 Algemene bepalingen

§ 1.1 Werkingssfeer en definities

Artikel 1.1

Deze code bevat de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid, onderdelen a, c, en f tot en met k, van de Elektriciteitswet 1998.

Artikel 1.2

1. Voor de toepassing van deze code gelden de begrippen en bijbehorende begripsbepalingen uit de Begrippencode elektriciteit.
2. In deze code wordt onder aangeslotene mede verstaan degene die om een aansluiting heeft verzocht.

Artikel 1.3

Indien de beheerder van een gesloten distributiesysteem gebruik maakt van het elektronisch berichtenverkeer wordt in de artikelen 2.12, eerste, derde en vierde lid, 2.30, 2.31, 9.2, 9.10, 9.11, 9.19, 10.25, inclusief de bijlagen 2 en 3, alsmede de artikelen 13.16, tweede lid, tot en met 13.20, onder netbeheerder tevens beheerder van een gesloten distributiesysteem verstaan.

Artikel 1.4

De processen in de artikelen 3.2, 3.3, 9.2, 9.4 tot en met 9.11, 9.19 en 13.4, alsmede hoofdstuk 10, inclusief de bijlagen 2 en 3, worden toegepast per allocatiepunt in plaats van per aansluiting.

Artikel 1.5

Met in deze code bedoelde materialen en/of producten worden gelijkgesteld materialen en/of producten die rechtmatig zijn vervaardigd of in de handel zijn gebracht in een andere lidstaat van de Europese Unie dan wel rechtmatig zijn vervaardigd of in de handel zijn gebracht in een staat, niet zijnde een lidstaat van de Europese Unie, die partij is bij een daartoe strekkend of mede daartoe strekkend Verdrag dat Nederland bindt, en die voldoen aan eisen die een beschermingsniveau bieden dat ten minste gelijkwaardig is aan het niveau dat met de nationale eisen wordt nagestreefd.



Hoofdstuk 2 Aansluitvoorwaarden

§ 2.1 Voorwaarden voor alle aansluitingen.

Artikel 2.1

1. De aansluiting voldoet aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.
2. In afwijking van het eerste lid, gelden de bepalingen van de artikelen 2.13 tot en met 2.16 niet voor de aansluiting van een net op een net.

Artikel 2.2

1. De netbeheerder stelt voor een aansluiting op een laagspanningsnet en voor een aansluiting op een hoogspanningsnet met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld vermogen kleiner dan 2 MW of een ander door de netbeheerder te bepalen vermogen, eenmalig een belastingkarakteristiek vast die kenmerkend is voor de categorie waartoe de aangesloten installatie behoort.
2. Wanneer de aard van de in het eerste lid bedoelde installatie zodanig wijzigt, dat zij tot een andere categorie gaat behoren, meldt de aangeslotene deze wijziging aan de netbeheerder en stelt de netbeheerder een nieuwe belastingkarakteristiek vast.

Artikel 2.3

1. Het verbinden van de elektrische installatie met de aansluiting geschiedt door of vanwege de netbeheerder.
2. Het verbinden van het primaire gedeelte van de meetinrichting met het secundaire gedeelte van de meetinrichting geschiedt door de netbeheerder of een derde die overeenkomstig de Meetcode elektriciteit een erkenning heeft als meetverantwoordelijke.

Artikel 2.4

1. De netbeheerder en de aangeslotene komen voor elk van de verbindingen behorende tot de aansluiting de locatie van het bijbehorende overdrachtpunt overeen.
2. Aan elke aansluiting kent de netbeheerder een primair allocatiepunt toe ongeacht het aantal overdrachtpunten van een aansluiting, met uitzondering van aansluitingen tussen netten waarvoor een netbeheerder is aangewezen zoals gedefinieerd in artikel 1, eerste lid, onderdeel k, van de Elektriciteitswet 1998.

Artikel 2.5

Indien een aansluiting waaraan een primair allocatiepunt is toegekend, bestaat uit meer dan één verbinding en de installaties die zich achter die verbindingen bevinden niet elektrisch gekoppeld zijn of kunnen worden anders dan via de netzijde van de aansluiting, kent de netbeheerder op verzoek van de aangeslotene een of meer secundaire allocatiepunten aan de aansluiting toe ten behoeve van het faciliteren van meerdere overeenkomsten met leveranciers en programmaverantwoordelijken op die aansluiting onder voorwaarde dat:

- a. elk allocatiepunt bij een afzonderlijke installatie behoort, die niet elektrisch gekoppeld is of kan worden met een andere installatie anders dan via de netzijde van de aansluiting;
- b. de afzonderlijke installaties als bedoeld in onderdeel a, zich op dezelfde onroerende zaak bevinden, met uitzondering van aansluitingen als bedoeld in artikel 1, vijfde lid, van de Elektriciteitswet 1998;
- c. de installatie die bij een secundair allocatiepunt hoort, niet wordt gebruikt ten behoeve van bewoning van een ruimte;
- d. op het overdrachtpunt van elke verbinding zich een meetinrichting bevindt overeenkomstig artikel 2.12 en overeenkomstig de voorwaarden voor meetinrichtingen die op grond van de Meetcode elektriciteit van toepassing zijn op de desbetreffende aansluiting;
- e. de locatie van elk van de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, aan de voorwaarden in artikel 2.11 voldoet;
- f. indien het een grootverbruikaansluiting betreft, voldaan wordt aan artikel 1.2.3.2 van de Meetcode elektriciteit;
- g. er sprake is van één aansluit- en transportovereenkomst tussen de aangeslotene en de netbeheerder voor de desbetreffende aansluiting, ongeacht het aantal aan die aansluiting



toegekende allocatiepunten en ongeacht het aantal leveringsovereenkomsten met verschillende leveranciers.

Artikel 2.6

Indien een aansluiting waaraan een primair allocatiepunt is toegekend, bestaat uit één verbinding of uit meerdere elektrisch parallelle verbindingen, kent de netbeheerder op verzoek van de aangeslotene een of meer secundaire allocatiepunten aan de aansluiting toe ten behoeve van het faciliteren van meerdere overeenkomsten met leveranciers en programmaverantwoordelijken op die aansluiting onder voorwaarde dat:

- a. elk allocatiepunt bij een afzonderlijke installatie behoort, die niet elektrisch gekoppeld is of kan worden met een andere installatie anders dan via de netzijde van de aansluiting;
- b. de afzonderlijke installaties als bedoeld in onderdeel a, zich op dezelfde onroerende zaak bevinden, met uitzondering van aansluitingen als bedoeld in artikel 1, vijfde lid, van de Elektriciteitswet 1998;
- c. de installatie die bij een secundair allocatiepunt hoort, niet wordt gebruikt ten behoeve van bewoning van een ruimte.
- d. op de grens tussen elke afzonderlijke installatie, als bedoeld in onderdeel a, en de aansluiting waarachter deze zich bevindt, zich een meetinrichting bevindt overeenkomstig artikel 2.12 en overeenkomstig de voorwaarden voor meetinrichtingen die op grond van de Meetcode elektriciteit van toepassing zijn op de desbetreffende aansluiting;
- e. de locatie van de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, aan de voorwaarden in artikel 2.11 voldoet;
- f. de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, zich bevinden in elkaars onmiddellijke nabijheid in dezelfde meterkast of meterruimte en zich zo dicht mogelijk bij het overdrachtpunt van de aansluiting bevinden;
- g. tussen de locatie van het overdrachtpunt van de aansluiting en de locatie van de meetinrichtingen als bedoeld in onderdeel d, geen energie-uitwisseling plaatsvindt met een andere installatie;
- h. indien het een grootverbruikaansluiting betreft, voldaan wordt aan artikel 1.2.3.2 van de Meetcode elektriciteit;
- i. er sprake is van één aansluit- en transportovereenkomst tussen de aangeslotene en de netbeheerder voor de desbetreffende aansluiting, ongeacht het aantal aan die aansluiting toegekende allocatiepunten en ongeacht het aantal leveringsovereenkomsten met verschillende leveranciers.

Artikel 2.7

Indien, in afwijking van artikel 2.6, onderdeel f, in geval van een grootverbruikaansluiting, zich een transformator bevindt tussen het overdrachtpunt van de aansluiting en de locatie van de meetinrichtingen, als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, geldt in aanvulling op artikel 2.6 dat:

- a. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting zorg draagt voor een zodanige correctie van de meetgegevens afkomstig uit de meetinrichtingen, als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, dat de aan de allocatiepunten toegewezen energie-uitwisseling tezamen de totale energie-uitwisseling op het overdrachtpunt representeren;
- b. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting de energieverliezen tussen het overdrachtpunt van de aansluiting en de locatie van de meetinrichtingen als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, toebedeelt aan het primaire allocatiepunt van die aansluiting, tenzij de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting een andere verdeling over de allocatiepunten overeenkomt met de aangeslotene.

Artikel 2.8

Indien, in afwijking van artikel 2.6, onderdeel f, in geval van een grootverbruikaansluiting zich een kabeltracé, en eventueel een transformator, bevindt tussen het overdrachtpunt van de aansluiting en de locatie van één of meer van de meetinrichtingen, als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, geldt in aanvulling op artikel 2.6 dat:

- a. er naast de meetinrichtingen, als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, zich ook op het overdrachtpunt van de aansluiting een meetinrichting bevindt overeenkomstig de Meetcode elektriciteit;
- b. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting zorg draagt voor een zodanige correctie van de meetgegevens afkomstig uit de meetinrichtingen, als bedoeld in artikel 2.6, onderdeel d, dat de aan de allocatiepunten toegewezen energie-uitwisseling tezamen de totale energie-uitwisseling op het overdrachtpunt representeren;
- c. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting de energieverliezen tussen het overdrachtpunt van de aansluiting en de locatie van de meetinrichtingen bedoeld in artikel



2.6, onderdeel d, toebedeelt aan het primaire allocatiepunt van die aansluiting, tenzij de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting een andere verdeling over de allocatiepunten overeenkomt met de aangeslotene.

Artikel 2.9

Aan een grootverbruikaansluiting waaraan een primair allocatiepunt is toegekend, kent de netbeheerder op verzoek van de aangeslotene een of meer secundaire allocatiepunten toe, ongeacht het aantal verbindingen waaruit de aansluiting bestaat, ten behoeve van het faciliteren van meerdere overeenkomsten met leveranciers en programmaverantwoordelijken op die aansluiting onder voorwaarde dat:

- a. elk allocatiepunt bij een afzonderlijke installatie behoort, die niet elektrisch gekoppeld is of kan worden met een andere installatie anders dan via de in onderdeel d bedoelde grens;
- b. de afzonderlijke installaties als bedoeld in onderdeel a zich op dezelfde onroerende zaak bevinden, met uitzondering van aansluitingen als bedoeld in artikel 1, vijfde lid, van de Elektriciteitswet 1998;
- c. de installatie die bij een secundair allocatiepunt hoort, niet wordt gebruikt ten behoeve van bewoning van een ruimte;
- d. op het overdrachtspunt van de aansluiting en op elke grens tussen de afzonderlijke installaties, als bedoeld in onderdeel a, en de andere installatie(s) achter de desbetreffende aansluiting, zich een meetinrichting bevindt overeenkomstig artikel 2.12 en overeenkomstig de voorwaarden voor meetinrichtingen die op grond van de Meetcode elektriciteit van toepassing zijn op de desbetreffende aansluiting;
- e. tussen een afzonderlijke installatie als bedoeld in onderdeel a en het overdrachtspunt van de aansluiting op het net zich maximaal één andere installatie bevindt;
- f. de locatie van elk van de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, aan de voorwaarden in artikel 2.11 voldoet;
- g. het primaire deel van de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, die zich niet op het overdrachtspunt van de aansluiting bevinden, aan artikel 2.6.5 van de Meetcode elektriciteit voldoet;
- h. voldaan wordt aan artikel 1.2.3.2 van de Meetcode elektriciteit;
- i. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting zorg draagt voor een zodanige bewerking van de meetgegevens afkomstig uit de meetinrichtingen, als bedoeld in onderdeel d, dat de meetgegevens per allocatiepunt de energie-uitwisseling met het net representeren;
- j. de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting de energieverliezen tussen het overdrachtspunt van de aansluiting en de locatie van de meetinrichtingen als bedoeld in onderdeel d, toebedeelt aan het primaire allocatiepunt van die aansluiting, tenzij de meetverantwoordelijke op de desbetreffende aansluiting een andere verdeling over de allocatiepunten overeenkomt met de aangeslotene;
- k. er sprake is van één aansluit- en transportovereenkomst tussen de aangeslotene en de netbeheerder voor de desbetreffende aansluiting, ongeacht het aantal aan die aansluiting toegekende allocatiepunten en ongeacht het aantal leveringsovereenkomsten met verschillende leveranciers.

Artikel 2.10

Met inachtneming van de artikelen 2.5 tot en met 2.9 kan de aangeslotene bij zijn verzoek om een of meer secundaire allocatiepunten aan zijn aansluiting toe te kennen, kiezen voor de variant met parallel geplaatste meetinrichtingen als bedoeld in de artikelen 2.5 tot en met 2.8 of serieel geplaatste meetinrichtingen als bedoeld in artikel 2.9.

Artikel 2.11

De aangeslotene zorgt er voor dat:

- a. de aansluiting goed bereikbaar blijft;
- b. de toegang tot de ruimte waarin zich de meetinrichting en de tot de aansluiting behorende apparatuur bevinden, niet op een naar het oordeel van de netbeheerder ontoelaatbare wijze wordt belemmerd;
- c. verzegelingen die door of vanwege de netbeheerder zijn aangebracht op de meetinrichting of op delen van de aansluiting niet worden geschonden of verbroken tenzij de netbeheerder uitdrukkelijk toestemming geeft tot het verbreken van de verzegeling;
- d. hij alle maatregelen neemt die redelijkerwijs van hem verwacht kunnen worden om schade aan het in het perceel aanwezige gedeelte van de aansluiting te voorkomen;
- e. de meetinrichting en de tot de aansluiting behorende apparatuur niet opgesteld worden in vochtige ruimten, ruimten met bijtende gassen, dampen of stoffen, ruimten met ontploffingsgevaar en ruimten met brandgevaar; en



- f. boven of in de onmiddellijke nabijheid van de meetinrichting geen water-, stoom- of soortgelijke leidingen voor komen, tenzij, ter beoordeling van de netbeheerder, passende voorzieningen zijn getroffen voor de bescherming van de meetinrichting.

Artikel 2.12

1. De aangeslotene zorgt voor comptabele meting bij het (de) overdrachtpunt(en) van de aansluiting met inachtneming van de Meetcode elektriciteit, tenzij op grond van deze code anders is bepaald.
2. De plaats van de comptabele meetinrichting wordt bepaald door de netbeheerder in overleg met de aangeslotene en, indien de aangeslotene een grootverbruiker is en hij zijn meetverantwoordelijkheid heeft overgedragen, met de door hem op grond van de Meetcode elektriciteit aangewezen meetverantwoordelijke.
3. De comptabel te meten grootheden worden vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.
4. De comptabele meetinrichting registreert de grootheden in het overdrachtpunt van de aansluiting. In geval van aansluitingen met een of meer secundaire allocatiepunten gebeurt dat voor elk allocatiepunt afzonderlijk.

Artikel 2.13

1. De beveiliging van elektrische installaties (en onderdelen daarvan) is selectief ten opzichte van de beveiliging die de netbeheerder in de aansluiting van de elektrische installatie of in het voedende net toepast.
2. Bij de dimensionering van de elektrische installatie wordt rekening gehouden met de door de netbeheerder toe te passen beveiliging.
3. De netbeheerder informeert de aangeslotene en overlegt met hem voor zover van toepassing bij eerste aansluiting en bij latere wijzigingen van het net omtrent:
 - a. de beveiligingsfilosofie;
 - b. de minimum- en maximumwaarde van het kortsluitvermogen tijdens de normale toestand;
 - c. de wijze van sterpuntsbehandeling;
 - d. de isolatiecoördinatie;
 - e. de netconfiguratie; en
 - f. de bedrijfsvoering.
4. Voor zover de in het derde lid genoemde gegevens nodig zijn voor de bedrijfsvoering van de aangeslotene worden deze in de aansluit- en transportovereenkomst vastgelegd.
5. Zowel de aangeslotene als de netbeheerder kunnen het vastgelegde maximale kortsluitvermogen slechts in overleg met elkaar aanpassen.

Artikel 2.14

1. Onverminderd het in of krachtens deze code bepaalde voldoen alle bedrijfsmiddelen en toestellen in of aangesloten op de elektrische installaties aan de op deze bedrijfsmiddelen en toestellen van toepassing zijnde normen.
2. De in een elektrische installatie opgenomen machines, toestellen, materialen en onderdelen voldoen aan de voor de handel daarin of het gebruik daarvan vastgestelde wettelijke voorschriften.
3. De elektrische installatie is bestand tegen het door de netbeheerder ter plaatse verwachte kortsluitvermogen.

Artikel 2.15

1. Elektrische installaties en de daarop aangesloten toestellen veroorzaken via het net van de netbeheerder geen ontoelaatbare hinder.
2. De netbeheerder kan de aangeslotene verzoeken tot het treffen van zodanige voorzieningen dat de ontoelaatbare hinder ophoudt, dan wel voor een door hem te bepalen aantal uren de



aangeslotene verbieden om door hem aan te wijzen toestellen en motoren te gebruiken.

Artikel 2.16

1. De elektrische installaties bevatten geen bedrijfsmiddelen die tot invoeding in het net van de netbeheerder kunnen leiden, tenzij aan de aanvullende voorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden zoals opgenomen in hoofdstuk 3 wordt voldaan.
2. De aangeslotene stelt de netbeheerder tijdig op de hoogte van zijn voornemen tot invoeding, opdat de netbeheerder eventueel noodzakelijke wijzigingen in het net kan doorvoeren.

Artikel 2.17

1. De aangeslotene onderhoudt de elektrische installatie naar behoren.
2. Bij aanleg van nieuwe elektrische installaties, alsmede bij uitbreiding, wijziging of vernieuwing van bestaande elektrische installaties waarbij de aansluiting dan wel de meetinrichting moet worden uitgebreid of gewijzigd, geeft de aangeslotene de netbeheerder zo spoedig mogelijk schriftelijk, op de door de netbeheerder aangegeven wijze, op:
 - a. zijn naam, volledige adres en telefoonnummer;
 - b. het volledige adres en de bestemming van het perceel, waarin of waarop de werkzaamheden zullen worden verricht; en
 - c. de naam, het volledige adres en het telefoonnummer van degene die de werkzaamheden verricht.
3. Ten minste drie volle werkdagen voor het gereedkomen van een nieuwe elektrische installatie respectievelijk van de uitbreiding, wijziging of vernieuwing van een bestaande elektrische installatie waarbij de aansluiting dan wel de meetinrichting moet worden uitgebreid of gewijzigd, stelt de aangeslotene hiervan de netbeheerder op de door de netbeheerder aangegeven wijze in kennis.
4. Onverminderd het bepaalde in het derde lid wordt een uitbreiding, wijziging of vernieuwing van een elektrische installatie geacht gereed te zijn, indien deze elektrische installatie geheel of gedeeltelijk is aangesloten.

Artikel 2.18

1. Indien naar het oordeel van de netbeheerder redelijke twijfel bestaat of een elektrische installatie voldoet aan de van toepassing zijnde bepalingen van de technische voorwaarden, toont de aangeslotene aan dat zijn elektrische installatie aan deze bepalingen voldoet.
2. Wanneer de aangeslotene in gebreke blijft, is de netbeheerder bevoegd om de elektrische installatie zelf te onderzoeken of te laten onderzoeken.
3. Indien een elektrische installatie naar het oordeel van de netbeheerder niet voldoet aan het bepaalde in deze regeling, herstelt de aangeslotene de gebreken, zo nodig onmiddellijk. De netbeheerder kan door de aangeslotene daarbij in acht te nemen aanwijzingen geven.
4. De netbeheerder heeft geen verplichting om na te gaan of aan het in de regeling bepaalde is voldaan.

§ 2.2 Voorwaarden voor de aansluiting op een laagspanningsnet

Artikel 2.19

In aanvulling op de voorwaarden in paragraaf 2.1 gelden voor een aansluiting op een wisselstroomnet met een spanningsniveau kleiner dan of gelijk aan 1 kV de voorwaarden van deze paragraaf.

Artikel 2.20

1. In percelen waar de elektrische installatie door middel van een in de grond gelegde kabel wordt aangesloten, worden voorzieningen getroffen voor het gemakkelijk en gasbelemmerend binnenleiden van deze kabel, waaronder in ieder geval een beschermbuis waarvan de netbeheerder het materiaal en de afmetingen bepaalt, tenzij de netbeheerder uitdrukkelijk te kennen heeft gegeven zulks niet noodzakelijk te achten. In het geval een leidinginvoerput wordt



aangebracht, voldoet deze aan NEN 2768:2016 'Meterkasten en bijbehorende bouwkundige voorzieningen voor leidingaanleg in woningen'.

2. In woonhuizen met individuele meting wordt voor het onderbrengen van alle tot de aansluiting en meetinrichting behorende apparatuur een kast ter beschikking gesteld, die voldoet aan de eisen, gesteld in NEN 2768:2016 'Meterkasten en bijbehorende bouwkundige voorzieningen voor leidingaanleg in woningen'. In geval de meteropname van buitenaf kan geschieden of het overdrachtpunt van buitenaf bereikbaar is, kan de netbeheerder ten aanzien van deze kast nadere eisen stellen.
3. Bij andere aansluitingen dan bedoeld in het tweede lid wijst de netbeheerder, na overleg met de aangeslotene, de ter beschikking te stellen ruimten aan voor het onderbrengen van de tot de aansluiting en de meetinrichting behorende apparatuur. De netbeheerder stelt de eisen vast waaraan deze ruimten voldoen.
4. De aangeslotene stelt voor de aansluiting van een tijdelijke installatie een stevige, deugdelijk afsluitbare kast of ruimte ter beschikking aan de netbeheerder, waarvan de netbeheerder de afmetingen en constructie bepaalt, voor het opstellen van de tot de aansluiting behorende apparatuur.

Artikel 2.21

1. Het gezamenlijke nominale vermogen van motoren in een installatie die niet van afzonderlijke of gemeenschappelijke nulspanningsbeveiliging zijn voorzien bedraagt niet meer dan 10 kW, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde.
2. De netbeheerder kan in gevallen van gemeenschappelijke nulspanningsbeveiligingen verlangen dat inschakeling niet kan plaatsvinden dan nadat alle desbetreffende motoren zijn uitgeschakeld.

Artikel 2.22

Tussen de elektrische installatie achter een aansluiting en de elektrische installatie achter een andere aansluiting bestaat geen verbinding, tenzij de netbeheerder anders bepaalt.

Artikel 2.23

1. Het bepaalde in artikel 2.39 is van overeenkomstige toepassing op laagspanningsaansluitingen indien deze deel uitmaken van aansluitingen als bedoeld in artikel 16c, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998.
2. Indien de aansluitingswerkzaamheden met betrekking tot het verbreken van het laagspanningsnet, om een fysieke verbinding van de installatie van de aangeslotene met dat laagspanningsnet tot stand te brengen, onder spanning dient plaats te vinden ten behoeve van de handhaving van de ongestoorde transportdienst bij andere aangeslotenen, toont het bedrijf dat de aansluitingswerkzaamheden verricht aan dat:
 - a. de personen die de bedoelde werkzaamheden uitvoeren, beschikken over de in artikel 2.39, vijfde lid, bedoelde aanwijzingen;
 - b. de personen die de bedoelde werkzaamheden uitvoeren, beschikken over de voor het onder spanning werken vereiste aanvullende opleidingen en bevoegdheden; en
 - c. de werkzaamheden worden uitgevoerd met voor onder spanning werken geëigende materialen en gereedschappen.

§ 2.3 Voorwaarden voor de aansluiting op een wisselstroomnet ongeacht spanningsniveau

Artikel 2.24

1. In aanvulling op de voorwaarden in paragraaf 2.1 en paragraaf 2.2 gelden voor een aansluiting op een wisselstroomnet, ongeacht het spanningsniveau, de voorwaarden van deze paragraaf.
2. In afwijking van het eerste lid, gelden de bepalingen van de artikelen 2.27 en 2.28 niet voor de aansluiting van een net op een net.



Artikel 2.25

1. Op basis van het tweede lid bepaalt de netbeheerder, rekening houdend met het bepaalde in de artikelen 2.32 tot en met 2.34 alsmede met de aard en de omvang van de elektrische installatie, in welke vorm van de in artikel 7.2 genoemde vormen de transportcapaciteit op de aansluiting ter beschikking wordt gesteld.
2. Een aansluiting met een aansluitcapaciteit:
 - a. kleiner dan of gelijk aan 5,5 kVA wordt aangesloten op een net met een spanningsniveau van 0,23 kV;
 - b. groter dan 5,5 kVA en kleiner dan of gelijk aan 60 kVA wordt aangesloten op een net met een spanningsniveau van 0,4 kV;
 - c. groter dan 60 kVA en kleiner dan of gelijk aan 0,3 MVA wordt aangesloten op de secundaire zijde van de laagspanningsdistributietransformator met een spanningsniveau van 0,4 kV;
 - d. groter dan 0,3 MVA en kleiner dan of gelijk aan 3 MVA wordt aangesloten op een net met een spanningsniveau groter dan 1 kV en kleiner dan 25 kV;
 - e. groter dan 3 MVA en kleiner dan of gelijk aan 100 MVA wordt aangesloten op een net met een spanningsniveau groter dan of gelijk aan 25 kV en kleiner dan of gelijk aan 50 kV;
 - f. groter dan 100 MVA wordt aangesloten op een net met een spanningsniveau groter dan 50 kV.
3. In gebieden waar geen net met een spanningsniveau van 25 kV tot en met 50 kV voorhanden is, wordt op een net met het naast hogere of lagere spanningsniveau aangesloten. De netbeheerder dient daartoe de waarden voor de aansluitcapaciteit aan te passen.
4. Het is de netbeheerder toegestaan om voor zijn gebied af te wijken van de in het tweede lid genoemde waarden voor de aansluitcapaciteit. Deze afwijkende waarden liggen ter inzage bij de netbeheerder en worden, ook bij wijzigingen ervan, schriftelijk gemeld bij de Autoriteit Consument en Markt.
5. De netbeheerder wijkt niet af van de spanningsniveaus genoemd in het tweede lid, tenzij de aangeslotene daar schriftelijk mee instemt. Bij afwijkingen vanaf het 25 kV spanningsniveau is het mogelijk dat de aangeslotene daardoor voor het transporttarief in een andere klasse terechtkomt.

Artikel 2.26

Indien een aansluiting waarvoor een verzoek wordt gedaan als bedoeld in de artikelen 2.5, 2.6 of 2.9 een doorlaatwaarde heeft groter dan 3x80A en een gecontracteerd vermogen kleiner dan of gelijk aan 0,1 MW, beschikt de desbetreffende aansluiting, in afwijking van artikel 2.4.2 van de Meetcode elektriciteit, over een telemetriegrootverbruikmeetinrichting.

Artikel 2.27

Indien de aangeslotene geen nadere contractuele afspraken heeft gemaakt met de netbeheerder daaromtrent, varieert de arbeidsfactor in het overdrachtspunt tussen 0,85 (inductief) en 1,0, tenzij sprake is van kortstondige afwijkingen en van perioden met zeer lage belasting.

Artikel 2.28

De aangeslotene toont aan dat bij machines, toestellen, materialen en onderdelen in elektrische installaties of aangesloten op elektrische installaties waarvan de elektromagnetische compatibiliteit niet is vastgelegd in een wettelijke regeling, op het netaansluitpunt wordt voldaan aan de voorschriften ter zake van elektromagnetische compatibiliteit die door de netbeheerder zijn vastgesteld.

- a. Voor apparatuur met een vermogen groter dan 11 kVA zijn de 'Richtlijnen voor toelaatbare harmonische stromen geproduceerd door apparatuur met een vermogen groter dan 11 kVA' d.d. juni 1997 uitgegeven door EnergieNed van toepassing.
- b. Voor de aansluiting van éénfasige tractievoedingen op hoogspanningsnetten is de 'Richtlijn voor harmonische stromen en netspanningsasymmetrie bij éénfasige 25 kV-voedingen' d.d. maart 1999, uitgegeven door EnergieNed van toepassing.



§ 2.4 Voorwaarden voor de aansluiting op laagspanningswisselstroomnet

Artikel 2.29

In aanvulling op de voorwaarden in de paragrafen 2.1, 2.2 en 2.3 gelden voor aansluitingen op een wisselstroomnet met een spanningsniveau kleiner dan of gelijk aan 1 kV de voorwaarden van deze paragraaf.

Artikel 2.30

1. In afwijking van het bepaalde in artikel 2.12 hoeft een aangeslotene met een aansluiting met een doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x25A niet te zorgen voor comptabele meting indien:
 - a. het een aansluiting betreft van een zogenaamde 'onbemande' installatie van een object zonder verblijfsfunctie in de openbare ruimte;
 - b. het belastingprofiel en het verbruik op de aansluiting:
 - 1°. van tevoren kan worden bepaald op basis van programmering;
 - 2°. achteraf kan worden bepaald op basis van geregistreerde schakeltijden;
 - 3°. kan worden bepaald met behulp van een representatieve set van referentiemetingen, of
 - 4°. kan worden bepaald op basis van de maximale doorlaatwaarde vermenigvuldigd met 8.760 uur, eventueel gecorrigeerd voor schakeltijden.
2. Ingeval van een aansluiting als bedoeld in het eerste lid zorgt de aangeslotene ervoor dat de netbeheerder altijd over de meest actuele informatie beschikt ten aanzien van:
 - a. het geïnstalleerde vermogen van de installatie;
 - b. de in- en uitschakeltijden van de installatie;
 - c. de tijden dat niet het volledige vermogen van de installatie wordt benut en de omvang van het dan ingeschakelde vermogen en
 - d. voor zover van toepassing, de overige gegevens als bedoeld in bijlage 2 bij de Informatiecode elektriciteit en gas.
3. Indien er wijzigingen worden aangebracht in de installatie of apparatuur achter een overdrachtspunt van een aansluiting, als bedoeld in het eerste lid, meldt de aangeslotene dit aan de netbeheerder teneinde te kunnen beoordelen of continuering van de onbemeten situatie verantwoord is.
4. Indien de netbeheerder twijfelt aan de juistheid of de volledigheid van de hem overeenkomstig het tweede lid verstrekte gegevens of niet in staat blijkt te zijn de hoeveelheid te transporteren elektriciteit overeenkomstig het eerste lid, onderdeel b, goed te berekenen, kan hij de aangeslotene opdragen tijdelijk te zorgen voor comptabele meting overeenkomstig artikel 2.12.
5. Onverminderd hetgeen bepaald is in de aansluit- en transportovereenkomst is de netbeheerder gerechtigd tijdelijk een meetinrichting te plaatsen en metingen te (laten) verrichten indien de aangeslotene aan de opdracht als bedoeld in het vierde lid geen gehoor geeft.

Artikel 2.31

1. In afwijking van artikel 2.12 hoeft een aangeslotene met een aansluiting met een doorlaatwaarde groter dan 3x25A niet te zorgen voor comptabele meting, indien:
 - a. het een aansluiting betreft van een zogenaamde 'onbemande' installatie van een object zonder verblijfsfunctie in de openbare ruimte;
 - b. de netbeheerder de in een jaar te transporteren hoeveelheid elektriciteit goed kan berekenen en de aangeslotene er mee instemt dat op basis van het aldus berekende verbruik de door hem verschuldigde transportkosten berekend worden;
 - c. voor deze installatie kan worden volstaan met een aansluiting met een doorlaatwaarde kleiner dan of gelijk aan 3x25A, gelet op het geïnstalleerde vermogen van de installatie, en
 - d. de aangeslotene bij de netbeheerder een verzoek heeft ingediend tot verlaging van de doorlaatwaarde van de aansluiting tot een waarde kleiner dan of gelijk aan 3x25A.
2. Artikel 2.30, tweede tot en met vijfde lid, is van overeenkomstige toepassing op een installatie, bedoeld in het eerste lid.

Artikel 2.32

1. Voor de toepassing van de in het tweede lid bedoelde voorschriften of bepalingen geldt dat de netbeheerder zal aangeven of het laagspanningsnet van de netbeheerder al dan niet is



aangelegd volgens een systeem waarbij voldoende is verzekerd, dat de nul onder normale omstandigheden ongeveer aardpotentiaal houdt.

2. De netbeheerder bepaalt of het net, of een gedeelte ervan, in aanmerking komt als TN-stelsel te worden gebruikt ten behoeve van de aardingsvoorziening van elektrische installaties en welke aanvullende voorwaarden daartoe op de aansluiting van toepassing zijn.
3. Het gebruik van objecten van de netbeheerder als aardingsvoorziening voor elektrische installaties of gedeeltes daarvan is niet toegestaan, tenzij anders met de netbeheerder is overeengekomen.
4. In afwijking van het eerste tot en met het derde lid wordt bij nieuwe aansluitingen met een doorlaatwaarde groter dan 3x80A altijd een TN-systeem toegepast en biedt de netbeheerder de aangeslotene een aardingsvoorziening aan.

Artikel 2.33

1. Aansluitingen waar naar het oordeel van de netbeheerder geen grotere gelijktijdige schijnbare belasting dan 5,5 kVA, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde, kan worden verwacht, worden als éénfase-aansluiting uitgevoerd, tenzij de aan te sluiten elektrische installatie verbruikende toestellen of motoren bevat die ingevolge het bepaalde in artikel 2.34 op drie fasen moeten worden aangesloten, dan wel de netbeheerder om vergelijkbare technische redenen een driefasen-aansluiting verlangt.
2. Aansluitingen waar naar het oordeel van de netbeheerder een grotere gelijktijdige schijnbare belasting dan 5,5 kVA, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde, kan worden verwacht, worden, behoudens ontheffing van de netbeheerder, als driefasen-aansluiting uitgevoerd. Daarbij zorgt de aangeslotene voor een zo veel mogelijk gelijke verdeling van de belasting over de drie fasen.
3. Voor de bepaling van de gelijktijdige schijnbare belasting op een aansluiting wordt het schijnbare vermogen per lichtpunt en contactdoos gesteld op de werkelijke waarde of, indien deze niet bekend is, op een minimum van 50 VA per lichtpunt en 200 VA per contactdoos. Een meervoudige contactdoos wordt als één contactdoos aangemerkt. Bij de bepaling van de gelijktijdige schijnbare belasting wordt rekening gehouden met de te verwachten gelijktijdigheidfactor.
4. Machines met een nominaal vermogen groter dan 2 kW, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde, zijn in de regel op drie fasen aangesloten.
5. Vermogenselektronische omzetter met een nominaal vermogen groter dan 5 kW, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde, zijn in de regel op drie fasen aangesloten.
6. Lastoestellen met een schijnbaar vermogen groter dan 2,5 kVA, dan wel een met de netbeheerder in individuele gevallen overeengekomen hogere waarde, worden tussen twee fasen aangesloten en zijn derhalve ingericht voor een nominale spanning van 400V.

Artikel 2.34

De bijdrage aan de snelle spanningsveranderingen door de aangeslotene op het overdrachtspunt wordt beperkt door een maximale bijdrage aan de Pst en de Plt door de eis: $\Delta Pst \leq 1,0$ en $\Delta Plt \leq 0,8$ (Zref = 283 m overeenkomstig IEC 61000-3-3:2013 'Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3 – 3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection').

§ 2.5 Voorwaarden voor de aansluiting op een wisselspanningsnet met een spanningsniveau groter dan 1 kV

Artikel 2.35

In aanvulling op de voorwaarden in de paragrafen 2.1 en 2.3 gelden voor een aansluiting op een wisselstroomnet met een spanningsniveau groter dan 1 kV de voorwaarden van deze paragraaf.



Artikel 2.36

1. De aangeslotene:
 - a. stelt een locatie ter beschikking aan de netbeheerder ten behoeve van de plaatsing van een compactstation, of
 - b. stelt een ruimte ter beschikking aan de netbeheerder ten behoeve van door de netbeheerder op te stellen apparatuur.
2. Indien de aangeslotene overeenkomstig het eerste lid, onderdeel b, een ruimte ter beschikking stelt:
 - a. wordt de plaats ervan na overleg met de aangeslotene door de netbeheerder vastgesteld;
 - b. voldoet de ruimte qua afmeting, constructie en inrichting aan de door de netbeheerder gestelde eisen;
 - c. is de ruimte vanaf de openbare weg toegankelijk; en
 - d. is de ruimte afgesloten door een of meerdere deuren en een door de netbeheerder ter beschikking gesteld slot.
3. De ruimte waarin de meetinrichting is opgesteld is voorzien van een doeltreffende verlichtingsinstallatie.

Artikel 2.37

De aangeslotene dient bij de netbeheerder in drievoud een staffelplan met betrekking tot de beveiligingsmiddelen in. De netbeheerder stelt na beoordeling en indien noodzakelijk na aanpassing één gewaarmerkt exemplaar aan de aangeslotene of diens installateur ter beschikking.

Artikel 2.38

De hoogspanningsinstallatie is bestand tegen het ter plaatse optredende kortsluitvermogen.

Artikel 2.39

1. Indien aansluitingswerkzaamheden ten behoeve van een aansluiting als bedoeld in artikel 16c van de Elektriciteitswet 1998 in opdracht van de aangeslotene worden uitgevoerd door een ander dan de netbeheerder, dient voorafgaand aan de uitvoering van deze aansluitingswerkzaamheden een overeenkomst te zijn gesloten tussen de aangeslotene en de netbeheerder.
2. In de overeenkomst wordt vastgelegd welke aansluitingswerkzaamheden de aangeslotene openbaar zal aanbesteden (aanleg, onderhoud, wijziging en/of verwijdering van de aansluiting).
3. In de overeenkomst wordt voor de openbaar aan te besteden aansluitingswerkzaamheden in elk geval datgene geregeld dat noodzakelijk is voor de waarborging van de veiligheid en betrouwbaarheid van het net.
4. Het bedrijf dat de in het eerste lid bedoelde aansluitingswerkzaamheden uitvoert, werkt overeenkomstig het Arbeidsomstandighedenbesluit, artikel 3.4 en 3.5 en de daarbij behorende beleidsregels en de daarin aangewezen normen:
 - a. NEN-EN 50110-1:2013 'Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Algemene eisen' en
 - b. NEN 3140+A1:2015 'Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Laagspanning' of
 - c. NEN 3840+A1:2015 'Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Hoogspanning'.
5. Het bedrijf dat de in het eerste lid bedoelde aansluitingswerkzaamheden uitvoert, zorgt er voor dat zijn personeel dat betrokken is bij de uitvoering van de desbetreffende aansluitingswerkzaamheden beschikt over de op grond van de in het vierde lid genoemde normen benodigde aanwijzingen, rekening houdend met het volgende:
 - a. de in 3.2.1 tot en met 3.2.4 van de NEN-EN 50110-1:2013 en de in 3.2.202 en 3.2.203 van de NEN 3840+A1:2015 genoemde personen worden door of namens de hoogst verantwoordelijke in de organisatie van de netbeheerder voor de naleving van de Arbeidsomstandighedenwet schriftelijk aangewezen;
 - b. het bedrijf dat de aansluitingswerkzaamheden uitvoert en de desbetreffende netbeheerder maken schriftelijk vast te leggen sluitende afspraken over de aanwijzing van de genoemde personen en hun onderlinge gezagsrelatie;
 - c. eerst na de schriftelijke aanwijzing, als bedoeld in onderdeel a en de schriftelijk vastgelegde afspraak, als bedoeld in onderdeel b, worden de in het eerste lid bedoelde aansluitingswerkzaamheden uitgevoerd.

6. Het bedrijf dat de in het eerste lid bedoelde aansluitingswerkzaamheden uitvoert, toont aan dat het beschikt over aantoonbare ervaring met het uitvoeren van desbetreffende aansluitingswerkzaamheden aan de desbetreffende installaties en met de daarin toegepaste materialen en bedrijfsmiddelen en op het desbetreffende spanningsniveau.
7. Indien het bedrijf dat de in het eerste lid bedoelde aansluitingswerkzaamheden uitvoert niet over de bedoelde ervaring beschikt, maar wel aan de overige voorwaarden uit het vierde en vijfde lid en eventueel artikel 2.23, tweede lid, wordt voldaan, vinden de werkzaamheden plaats onder toezicht van de netbeheerder op kosten van het bedoelde bedrijf.
8. Het in bedrijf nemen van de (gewijzigde) aansluiting geschiedt pas na een door de aannemer afgegeven schriftelijke verklaring waaruit blijkt dat de acceptatietest succesvol is doorlopen en pas nadat afspraken omtrent het tijdstip van ingebruikname en omtrent de beveiligingsinstellingen zijn gemaakt en vastgelegd in de in het eerste lid bedoelde overeenkomst. Indien dat voor de acceptatietest noodzakelijk is, wordt er een proefspanning aangelegd volgens specificatie van de netbeheerder.

Hoofdstuk 3 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden

§ 3.1 Algemene voorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden

Artikel 3.1

1. De maximumcapaciteitsdrempelwaarde, zoals bedoeld in artikel 5, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), bedraagt:
 - a. 1 MW voor onderdeel b.
 - b. 50 MW voor onderdeel c.
 - c. 60 MW voor onderdeel d.

Artikel 3.2

1. De netbeheerder verstrekt desgevraagd aan een aangeslotene die elektriciteit produceert per elektriciteitsproductie-installatie een EAN-code ter identificatie van de desbetreffende elektriciteitsproductie-installatie en legt deze vast in het register als bedoeld in paragraaf 13.4.
2. Indien er zich achter een aansluiting slechts één elektriciteitsproductie-installatie bevindt, of, indien er zich achter een aansluiting meer dan één elektriciteitsproductie-installaties bevinden van hetzelfde model, kan, in afwijking van het eerste lid, de in het eerste lid bedoelde EAN-code dezelfde zijn als die waarmee op grond van artikel 2.1.1 van de Informatiecode elektriciteit en gas de desbetreffende aansluiting wordt geïdentificeerd.

§ 3.2 Voorwaarden voor het onderzoek in het kader van artikel 16, eerste lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998.

Artikel 3.3

1. Indien een aangeslotene beschikt over meer dan één aansluiting en die aangeslotene een verzoek doet als bedoeld in artikel 16, eerste lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998, wordt, indien van toepassing, per aansluiting een verzoek ingediend.
2. Een aangeslotene die elektriciteit als bedoeld in artikel 73, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 produceert en gebruik wil maken van de Regeling garanties van oorsprong voor energie uit hernieuwbare energiebronnen en HR-WKK-elektriciteit, meldt zich overeenkomstig deze regeling bij zijn netbeheerder met een verzoek overeenkomstig de bijlage bij deze regeling.
3. De netbeheerder die een verzoek ontvangt als bedoeld in artikel 16, eerste lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998:
 - a. stelt vast of de aanwezige elektriciteitsproductie-installatie geschikt is om elektriciteit als bedoeld in artikel 73, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 te produceren;
 - b. stelt vast of een geschikte meetinrichting aanwezig is;
 - c. meldt, met inachtneming van de termijn bedoeld in artikel 2, negende lid, van de Regeling garanties van oorsprong voor energie uit hernieuwbare energiebronnen en HR-WKK-elektriciteit aan de in het tweede lid bedoelde aangeslotene en aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet of het verzoek van de in het tweede lid bedoelde aangeslotene als bedoeld in artikel 16, eerste lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998 is gehonoreerd;



- d. muteert het aansluitingenregister indien de in het tweede lid bedoelde aangeslotene op zijn net is aangesloten.
4. Het onderzoek door de netbeheerder, als bedoeld in het derde lid, onderdeel a, omvat het volgende:
 - a. De netbeheerder onderzoekt de volledigheid en de consistentie van het ingediende verzoek;
 - b. De netbeheerder toetst de inhoud van het verzoek aan de hand van de gegevens zoals die aanwezig zijn in archieven of systemen van de netbeheerder.
5. Indien de in het vierde lid, onderdeel b, bedoelde toets onvoldoende zekerheid geeft over de juistheid van de gegevens uit het verzoek, vraagt de netbeheerder aanvullende informatie over de elektriciteitsproductie-installatie op, aan de hand waarvan de bedoelde toets alsnog kan plaatsvinden, bijvoorbeeld:
 - a. gemeentelijke vergunning;
 - b. rekeningen van de aflevering/plaatsing of het onderhoud van/aan de installatie.
6. Indien ook de in het vijfde lid bedoelde informatie onvoldoende zekerheid geeft over de juistheid van de gegevens uit het verzoek, stelt de netbeheerder een aanvullend onderzoek in. De netbeheerder gaat pas over tot het instellen van dit aanvullend onderzoek na de in het tweede lid bedoelde aangeslotene hierover geïnformeerd te hebben en van hem vernomen te hebben dat hij zijn verzoek handhaaft.
7. In geval van zon/wind/water bestaat het aanvullende onderzoek als bedoeld in het zesde lid uit het zich ter plekke vergewissen van de aanwezigheid en de aansluitwijze van de bedoelde installatie.
8. In geval van biomassa kan tevens aanvullend technisch onderzoek door een externe, onafhankelijke technische deskundige worden uitgevoerd.
9. Het aanvullende onderzoek als bedoeld in het zesde lid zal plaatsvinden binnen drie weken nadat de netbeheerder overeenkomstig het zesde lid heeft vernomen dat de producent zijn verzoek handhaaft.
10. Indien het aanvullende onderzoek niet binnen drie weken kan plaatsvinden, ontvangt de desbetreffende in het tweede lid bedoelde aangeslotene binnen vijf werkdagen nadat de netbeheerder overeenkomstig het zesde lid heeft vernomen dat de aangeslotene zijn verzoek handhaaft, bericht binnen welke termijn het aanvullende onderzoek zal plaatsvinden.
11. De kosten voor het in het zesde tot en met het tiende lid bedoelde aanvullende onderzoek zijn niet voor rekening van de in het tweede lid bedoelde aangeslotene, indien de netbeheerder het in het vierde en vijfde lid beschreven traject niet heeft doorlopen.

§ 3.3 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden kleiner dan 800 W.

Artikel 3.4

Elektriciteitsproductie-eenheden kleiner dan 800 W voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.

Artikel 3.5

Het parallel schakelen van de elektriciteitsproductie-eenheid dient automatisch te verlopen.

Artikel 3.6

In afwijking van het bepaalde in artikel 2.27 mag de arbeidsfactor in het overdrachtspunt van een aansluiting waarachter zich een elektriciteitsproductie-eenheid bevindt, liggen tussen 0,9 capaciteif en 0,9 inductief.

Artikel 3.7

1. In afwijking van artikel 2.16, tweede lid, is het niet nodig de netbeheerder vooraf tijdig op de hoogte te brengen van het voornemen tot invoeding, indien sprake is van een elektriciteitsproductie-eenheid gebruik makend van warmtekrachtkoppeling die rechtstreeks of als onderdeel van een elektrische installatie wordt aangesloten op een laagspanningsnet. In dat



geval informeert de aangeslotene de netbeheerder binnen een maand na de inbedrijfname van de elektriciteitsproductie-eenheid.

2. De in het eerste lid bedoelde afwijking is niet van toepassing indien sprake is van het op projectmatige basis gepland installeren van meerdere elektriciteitsproductie-eenheden gebruik makend van warmtekrachtkoppeling binnen een deelnet.

Artikel 3.8

1. De beveiligingen van de elektriciteitsproductie-eenheid zijn selectief ten opzichte van de beveiligingen in het net van de netbeheerder. De netbeheerder kan verlangen dat hiervan een berekening wordt gemaakt.
2. De beveiliging van de elektriciteitsproductie-eenheid is in ieder geval voorzien van:
 - a. een onderspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 80% van de nominale spanning;
 - b. een overspanningsbeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 110% van de nominale spanning;
 - c. een frequentiebeveiliging met een aanspreeksnelheid van 2 seconden bij 48 en 51 Hz.
3. De installatie met een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid is voorzien van een inrichting die binnen 0,2 seconden een scheiding met het net bewerkstelligt in geval de netspanning in één of meer fasen daalt tot 70% van de nominale waarde, tenzij uit een berekening blijkt dat een snellere uitschakeling noodzakelijk is.

Artikel 3.9

1. Het sterpunt van een elektriciteitsproductie-eenheid die zowel in eilandbedrijf als in parallelbedrijf kan functioneren, is deugdelijk geaard.
2. Maatregelen bij een elektriciteitsproductie-eenheid worden in ieder geval genomen in geval door harmonischen in de installatie de grootte van de nulleidingstroom in dezelfde orde van grootte als die van de fasestroom zal komen.

Artikel 3.10

1. Bij een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid die slechts enkele malen per dag start, respectievelijk parallel schakelt, wordt de aanloopstroom zodanig beperkt dat de spanningsdaling in het net, ter plaatse van de meest nabij gesitueerde aangeslotene, ten hoogste 5% bedraagt.
2. De (niet-)synchrone elektriciteitsproductie-eenheid vertoont een stabiel gedrag. Als een plotselinge verandering van het mechanische aandrijfkoppel optreedt, vinden geen ontoelaatbare elektrische slingeren plaats.
3. De aandrijvende machine van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid vertoont een rustig gedrag.
4. In ieder geval wanneer meer dan één synchrone elektriciteitsproductie-eenheid op een beperkt gedeelte van het net parallel draaien, gaat de netbeheerder op basis van berekeningen na of en zo ja welke maatregelen nodig zijn teneinde de bijdrage van een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid aan het kortsluitvermogen op het net waarop zij is aangesloten tot een minimum te beperken.
5. Wanneer bij een synchrone elektriciteitsproductie-eenheid compensatiecondensatoren worden toegepast, wordt de omvang daarvan, en het aantal stappen waarin deze worden geschakeld, in overleg met de beheerder van de elektriciteitsproductie-eenheid door de netbeheerder bepaald.
6. De synchrone elektriciteitsproductie-eenheid is voorzien van een inrichting die na het wegvallen van de netspanning de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid uitschakelt. Na uitschakeling mag de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid direct weer worden ingeschakeld.
7. De synchrone elektriciteitsproductie-eenheid voldoet ten aanzien van het veroorzaken van harmonische stromen aan de in NEN-EN 60034-1:2004: 'Roterende elektrische machines – Deel 1: Kengegevens en eigenschappen' gestelde grenzen.



Artikel 3.11

1. Wanneer bij een door middel van vermogenselektronica gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheid compensatiecondensatoren worden toegepast, wordt de omvang daarvan, en het aantal stappen waarin deze worden geschakeld, in overleg met de beheerder van de elektriciteitsproductie-eenheid door de netbeheerder bepaald.
2. Een door middel van vermogenselektronica gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheid mag, indien de netspanning buiten de gestelde grenzen genoemd in artikel 3.8, tweede lid, komt, zich van het elektriciteitsnet vrijchakelen. Na uitschakeling mag de door middel van vermogenselektronica gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheid direct weer inschakelen.

§ 3.4 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type A als bedoeld in artikel 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).

Artikel 3.12

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.
2. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, kleiner dan 11 kW, aangesloten op een laagspanningsnet, voldoen tevens aan de in paragraaf 3.3 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.5.
3. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A groter dan of gelijk aan 11 kW, aangesloten op een laagspanningsnet, voldoen tevens aan de in paragraaf 3.3 gestelde voorwaarden, met uitzondering van de artikelen 3.5, 3.7 en 3.11, tweede lid.

Artikel 3.13

1. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om op het net aangesloten en in bedrijf te blijven binnen de volgende frequentiebanden en tijdsperiodes, als bedoeld in artikel 13, eerste lid, onderdeel a, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. in de frequentieband van 47,5 Hz tot 48,5 Hz gedurende 30 minuten;
 - b. in de frequentieband van 48,5 Hz tot 49,0 Hz gedurende 30 minuten;
 - c. in de frequentieband van 49,0 Hz tot 51,0 Hz gedurende onbepaalde tijd;
 - d. in de frequentieband van 51,0 Hz tot 51,5 Hz gedurende 30 minuten.
2. [gereserveerd]
3. Indien een elektriciteitsproductie-eenheid geïntegreerd is in een industrieel productieproces, met dien verstande dat het afgegeven vermogen niet kan worden gewijzigd zonder verstoring van het productieproces, is het toegestaan om de activering van de FSM te relateren aan het in het (de) overdrachtpunt(en) van de aansluiting resulterende vermogen.
4. De elektriciteitsproductie-eenheid is voor de gelimiteerde frequentiegevoelige modus – overfrequentie (LFSM-O) in staat om de levering van de frequentierespons te activeren, als bedoeld in artikel 13, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), waarbij:
 - a. de frequentiedrempelwaarde instelbaar is tussen 50,2 Hz en 50,5 Hz (inclusief);
 - b. de instelling van de frequentiedrempelwaarde 50,2 Hz is;
 - c. de statiek instelbaar is tussen 4% en 12%;
 - d. de default instelling van de statiek 5% is;
 - e. de elektriciteitsproductie-eenheid bij het bereiken van het minimumregelniveau op dit niveau in bedrijf blijft;
 - f. in geval van een power park module is Pref, als bedoeld in figuur 1 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), gelijk aan het feitelijk gegenereerde werkzame vermogen op het moment dat de drempelwaarde van de LFSM-O is bereikt.
5. De elektriciteitsproductie-eenheid mag beneden een frequentie van 49,5 Hz het werkzaam vermogen reduceren met een gradiënt van 10% van de maximale capaciteit bij 50 Hz, per frequentiedaling met 1 Hz, als bedoeld in artikel 13, vierde lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
6. Indien de netbeheerder eisen stelt aan de apparatuur waarmee het werkzaam uitgangsvermogen van een elektriciteitsproductie-eenheid op afstand binnen vijf seconden naar nul kan worden gereduceerd, als bedoeld in artikel 13, zesde lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC

RfG), maakt hij deze eisen openbaar door publicatie op zijn website.

7. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om automatisch aan het net te koppelen, als bedoeld in artikel 13, zevende lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), indien:
 - a. de spanning groter is dan of gelijk aan 0,90 pu en kleiner dan of gelijk aan 1,10 pu;
 - b. de frequentie groter is dan of gelijk aan 49,9 Hz en kleiner dan of gelijk aan 50,1 Hz;
 - c. de minimum tijd dat de spanning en de frequentie zich binnen de in de onderdelen a en b genoemde bereiken bevinden 60 seconden is;
 - d. de maximum gradiënt van het werkzaam vermogen 20% is van de maximumcapaciteit per minuut.

Artikel 3.14

1. Een elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit groter dan 11 kW, aangesloten op een laagspanningsnet, is in ieder geval voorzien van:
 - a. een meetinrichting voor de afgegeven stroom;
 - b. een signalering of de elektriciteitsproductie-eenheid al dan niet parallel is geschakeld met het net.
2. De beveiliging van de elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit groter dan 11 kW, aangesloten op een laagspanningsnet, is in ieder geval op drie fasen voorzien van:
 - a. een onderspanningsbeveiliging met een aanspreeknelheid van 2 seconden bij 80% van de nominale spanning én van 0,2 seconden bij 70% van de nominale spanning;
 - b. een overspanningsbeveiliging met een aanspreeknelheid van 2 seconden bij 110% van de nominale spanning;
 - c. een maximum-stroomtijdbeveiliging; bij een vermogenselektronische omzetter een overbelastingsbeveiliging;
 - d. een frequentiebeveiliging met een aanspreeknelheid van 2 seconden bij 47,5 en 51,5 Hz; deze beveiliging mag éénfasig zijn.
3. Bij een door middel van vermogenselektronica gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit groter dan 11 kW, aangesloten op een laagspanningsnet, mag parallelschakeling eerst enkele minuten nadat de netspanning weer aanwezig is, plaatsvinden.

Artikel 3.15

1. In afwijking van het bepaalde in artikel 2.27 mag de arbeidsfactor van een elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten op een middenspanningsnet of hoogspanningsnet met een spanningsniveau kleiner dan 110 kV, in het overdrachtspunt liggen tussen 0,98 capacitief en 0,98 inductief.
2. De elektriciteitsproductie-eenheid, die is aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, is voorzien van een bedrijfsmeting.
3. De vereiste nauwkeurigheid van de in het tweede lid bedoelde metingen is klasse 2, tenzij anders met de netbeheerder is overeengekomen.
4. De beveiligingen van de elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, zijn selectief ten opzichte van de beveiligingen in het net van de netbeheerder. De producenten dragen zorg en zijn verantwoordelijk voor adequate beveiligingen van de elektriciteitsproductie-eenheden tegen zowel storingen die ontstaan in het net als extreme afwijkingen van spanning en frequentie. De netbeheerder kan verlangen dat hiervan een berekening wordt gemaakt.
5. De elektriciteitsproductie-eenheid aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, is voorzien van en wordt bedreven met een automatische spanningsregeling waarvan de helling instelbaar is tussen 0% en 10%. De netbeheerder kan op basis van de lokale situatie voor een elektriciteitsproductie-eenheid een arbeidsfactor-regeling eisen of toestaan.
6. De elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten op een middenspanningsnet of op een hoogspanningsnet met een spanningsniveau kleiner dan 110 kV, dient bij verlaagde netspanning de maximaal beschikbare hoeveelheid blindvermogen te kunnen leveren, gedurende de volgende tijdsperioden:
 - a. onbepakt bij een verlaagde netspanning kleiner dan of gelijk aan U_n en groter dan of gelijk aan $0,95 U_n$;

- b. 15 minuten bij een verlaagde netspanning kleiner dan 0,95 Un en groter dan of gelijk aan 0,85 Un;
 - c. 10 seconden bij een verlaagde netspanning kleiner dan 0,85 Un en groter dan of gelijk aan 0,8 Un.
7. De behandeling van het sterpunt van de elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, wordt bepaald door de netbeheerder in overleg met de beheerder van de elektriciteitsproductie-eenheid.
 8. In overleg met de netbeheerder gaat de aangeslotene door berekeningen na of en zo ja door welke maatregelen, de bijdrage aan het kortsluitvermogen door de elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, redelijkerwijs kan worden beperkt.

§ 3.5 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het

type B als bedoeld in artikel 5 van de NC RfG'

Artikel 3.16

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.
2. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B voldoen tevens aan de in paragraaf 3.4 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.14.

Artikel 3.17

1. Indien de netbeheerder eisen stelt aan de extra apparatuur waarmee het werkzaam uitgangsvermogen van een elektriciteitsproductie-eenheid op afstand te sturen is, als bedoeld in artikel 14, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), maakt hij deze eisen openbaar door publicatie op zijn website.
2. De parameters voor de fault-ride-through-capaciteit van de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel a, subonderdeel i en in tabel 3.1 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), zijn als volgt:
 - a. de spanningsparameters:
 - 1°. U_{ret} is 0,05 pu;
 - 2°. U_{clear} is 0,70 pu;
 - 3°. U_{rec1} is U_{clear} ;
 - 4°. U_{rec2} is 0,85 pu;
 - b. de tijdsparameters:
 - 1°. t_{clear} is 0,15 s;
 - 2°. t_{rec1} is t_{clear} ;
 - 3°. t_{rec2} is t_{rec1} ;
 - 4°. t_{rec3} is 1,5 s.
3. De parameters voor de fault-ride-through-capaciteit van de power park module, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel a, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) en tabel 3.2 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), zijn als volgt:
 - a. de spanningsparameters:
 - 1°. U_{ret} is 0,05 pu;
 - 2°. U_{clear} is U_{ret} ;
 - 3°. U_{rec1} is U_{clear} ;
 - 4°. U_{rec2} is 0,85 pu;
 - b. de tijdsparameters:
 - 1°. t_{clear} is 0,25 s;
 - 2°. t_{rec1} is t_{clear} ;
 - 3°. t_{rec2} is t_{rec1} ;
 - 4°. t_{rec3} is 3,0 s.
4. De condities voor de berekening van het minimum kortsluitvermogen op het overdrachtpunt van een aansluiting voorafgaand aan een storing, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel a, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), zijn:
 - a. dat van het minimum kortsluitvermogen wordt verondersteld dat het de helft van het maximum kortsluitvermogen bedraagt;
 - b. dat het maximum kortsluitvermogen wordt berekend op basis van de netconfiguratie,



waarbij rekening wordt gehouden met de kortsluitbijdrage van alle op het desbetreffende net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden en met de kortsluitbijdrage van aangrenzende netten.

5. Het bedrijfspunt van de elektriciteitsproductie-eenheid voor het bepalen van de fault-ride-through, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel a, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is het punt met nominaal werkzaam vermogen en een blindvermogensuitwisseling van 0 Mvar op het overdrachtpunt van de aansluiting.
6. Voor het minimum kortsluitvermogen op het overdrachtpunt van de aansluiting na de storing, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel a, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), wordt dezelfde waarde genomen als bepaald in het vierde lid voor de situatie voorafgaand aan de storing.
7. De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen, als bedoeld in artikel 14, derde lid, onderdeel b, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is identiek aan de fault-ride-through-capaciteit bij symmetrische storingen.
8. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om na een storing aan het net te koppelen, als bedoeld in artikel 14, vierde lid, onderdeel a, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), indien:
 - a. de spanning groter is dan of gelijk aan 0,90 pu en kleiner dan of gelijk aan 1,10 pu;
 - b. de frequentie groter is dan of gelijk aan 47,5 Hz en kleiner dan of gelijk aan 51,0 Hz indien de koppeling handmatig plaatsvindt;
 - c. de frequentie groter is dan of gelijk aan 49,9 Hz en kleiner dan of gelijk aan 50,1 Hz indien de koppeling automatisch plaatsvindt;
 - d. de tijd dat de spanning en de frequentie zich beide gelijktijdig en ononderbroken binnen de in de onderdelen a en b genoemde bereiken bevinden tenminste 60 seconden is
 - e. de maximum gradiënt van het werkzaam vermogen 20% is van de maximumcapaciteit per minuut.
9. De tussen de netbeheerder en de aangeslotene overeengekomen besturingssystemen en instellingen en de wijzigingen daarop van de verschillende regelapparatuur van de elektriciteitsproductie-eenheid die vereist zijn voor de stabiliteit van het landelijk hoogspanningsnet en voor het nemen van noodmaatregelen, als bedoeld in artikel 14, vijfde lid, onderdeel a, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), worden vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.
10. Ten aanzien van de beveiliging van de elektriciteitsproductie-eenheid en overige onderdelen van de elektrische installatie, als bedoeld in artikel 14, vijfde lid, onderdeel b, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is artikel 2.13 van overeenkomstige toepassing.
11. Indien de netbeheerder specificaties voorschrijft voor het uitwisselen van informatie tussen de elektriciteitsproductie-installatie en de netbeheerder als bedoeld in artikel 14, vijfde lid, onderdeel d, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), maakt hij deze eisen openbaar door publicatie op zijn website.

Artikel 3.18

[gereserveerd]

Artikel 3.19

[gereserveerd]

Artikel 3.20

1. Indien de elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit groter dan 5 MW, aangesloten op een midden- of hoogspanningsnet, door een kortsluiting in het net van het net gescheiden wordt, en de netspanning binnen 60 minuten wederkeert, is de elektriciteitsproductie-eenheid binnen 30 minuten nadat de kortsluiting opgeheven is, in staat stabiel bedrijf te voeren parallel aan het net met alle generatoren in bedrijf.
2. Indien de in het eerste lid genoemde periode van 30 minuten technisch niet mogelijk is, dient desbetreffende producent dit aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet toe te lichten. Tevens dient vermeld te worden aan de netbeheerder van het landelijk hoogspannings-

net binnen welke tijd het in het eerste lid genoemde stabiel bedrijf in dat geval mogelijk is.

Artikel 3.21

1. Indien het feitelijke gedrag van de elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit groter dan 5 MW tijdens een storings situatie daartoe aanleiding geeft, kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de betrokken aangeslotene verzoeken aan te tonen dat de elektriciteitsproductie-eenheid voldoet aan de in artikel 3.20 neergelegde technische eisen.
2. Indien een verzoek als bedoeld in het eerste lid is gedaan, wordt binnen twee maanden daarna aangetoond dat de elektriciteitsproductie-eenheid voldoet aan de in artikel 3.20 neergelegde technische eisen.
3. Op verzoek van de aangeslotene kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een langere termijn vaststellen dan de in het tweede lid genoemde termijn en kan hij de in het tweede lid genoemde termijn of de met toepassing van dit artikel vastgestelde langere termijn verlengen.

Artikel 3.22

1. De beproevingen waarmee aan een verzoek als bedoeld in artikel 3.21, eerste lid, kan worden voldaan, de wijze van uitvoering daarvan alsmede de wijze van rapporteren over en de beoordeling door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet van de beproevingen worden gespecificeerd door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en gepubliceerd op diens website.
2. Indien uit de beproevingsresultaten blijkt dat de elektriciteitsproductie-eenheid niet aan de eisen voldoet, verplicht de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de aangeslotene om maatregelen te nemen. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt, na de aangeslotene daarover te hebben gehoord, een termijn voor het uitvoeren van de maatregelen vast. Nadat de maatregelen genomen zijn, wordt de beproeving herhaald.
3. De in de dit artikel bedoelde beproevingen worden uitgevoerd door en op kosten van de aangeslotene.

§ 3.6 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type C als bedoeld in artikel 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG)

Artikel 3.23

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.
2. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen tevens aan de in paragraaf 3.4 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.13, zesde lid, en artikel 3.14.
3. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type C voldoen tevens aan de in paragraaf 3.5 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.17, eerste lid.

Artikel 3.24

1. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat een referentiewaarde van het werkzaam vermogen te ontvangen en te volgen op aangeven van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. Hiervoor gelden de volgende voorwaarden:
 - a. Het regelbereik ligt tussen het technisch minimum vermogen en het actuele maximum vermogen, tenzij anders overeengekomen is door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de aangeslotene.
 - b. De tijdsperiode, waarbinnen de aangepaste referentiewaarde voor het werkzaam vermogen moet worden bereikt, wordt vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.
 - c. De tolerantie voor de nieuwe referentiewaarde bedraagt 2% van de maximumcapaciteit.
2. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat voor de gelimiteerde frequentiegevoelige modus – onderfrequentie (LFSM-U) de levering van de frequentierespons voor het werkzaam vermogen te activeren overeenkomstig de volgende parameters, als bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel c, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. de frequentiedrempelwaarde is instelbaar tussen 49,5 en 49,8 Hz;

- b. de instelling van de frequentiedrempelwaarde is: 49,8 Hz;
 - c. de statiek is instelbaar tussen 4 en 12%;
 - d. de default instelling van de statiek is: 5%;
 - e. in geval van een power park module is Pref, als bedoeld in figuur 4 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) gelijk aan het feitelijk gegenereerde werkzame vermogen op het moment dat de drempelwaarde van de LFSM-U is bereikt.
3. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat, wanneer de frequentiegevoelige modus (FSM) in bedrijf is, de frequentierespons voor het werkzaam vermogen te leveren, als bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel d, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), overeenkomstig de volgende parameters:
 - a. het bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit: range is: 1,5% – 10%;
 - b. de ongevoeligheid van de frequentierespons is: 10 mHz;
 - c. de dode band van de frequentierespons is instelbaar tussen 0 en 500 mHz;
 - d. de statiek is instelbaar tussen 4% en 12%;
 - e. in geval van een power park module is Pref, als bedoeld in figuur 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) gelijk aan het feitelijk gegenereerde werkzame vermogen op het moment dat de drempelwaarde van de FSM is bereikt.
4. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat de volledige frequentierespons te leveren, als bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel d, subonderdeel iii, en tabel 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), overeenkomstig de volgende parameters:
 - a. het bereik van het werkzaam vermogen in verhouding tot de maximumcapaciteit ligt tussen de 1,5% en 10%; de waarde van het bereik wordt per elektriciteitsproductie-eenheid vastgelegd in de overeenkomst voor de levering van de balanceringscapaciteit FCR voor het FCP;
 - b. de maximaal toegestane tijd t_2 voor elektriciteitsproductie-eenheden is: 30 seconden.
5. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om, na activering van de FSM een volledige frequentierespons te leveren gedurende ten minste 15 minuten, als bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel d, subonderdeel v, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
6. De elektriciteitsproductie-eenheid heeft functionaliteiten, als bedoeld in artikel 15, tweede lid, onderdeel e van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), die voldoen aan de specificaties van de artikelen 158 en 159 van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO).
7. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat automatisch te ontkoppelen indien de spanning op het overdrachtspunt van de aansluiting kleiner is dan 0,85 pu of groter dan 1,15 pu. De instelling, waarbij automatische ont koppeling plaatsvindt, kan door de aangeslotene worden bepaald, mits deze instelling niet conflicteert met de eisen uit de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) met betrekking tot bedrijfsperiodes voor spanningen en met betrekking tot fault-ride-trough capaciteit.
8. De elektriciteitsproductie-eenheid met black-start-capaciteit is in staat om vanuit stilstand op te starten overeenkomstig de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vastgestelde en gepubliceerde specificaties, als bedoeld in artikel 15, vijfde lid, onderdeel a, subonderdeel iii, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
9. De elektriciteitsproductie-eenheid met black-start-capaciteit is in staat tot synchronisatie overeenkomstig de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vastgestelde en gepubliceerde specificaties, als bedoeld in artikel 15, vijfde lid, onderdeel a, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
10. De elektriciteitsproductie-eenheid is in staat zich automatisch van het net te ont koppelen in geval van verlies van rotorhoekstabiliteit of verlies van besturing, als bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel a, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG). De criteria hiervoor worden opgenomen in de aansluit- en transportovereenkomst.
11. Indien van toepassing leggen de aangeslotene en de netbeheerder de instellingen van de storingsregistratieapparatuur, inclusief de startcriteria en bemonsteringsfrequenties, als bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel b, subonderdeel ii, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), vast in de aansluit- en transportovereenkomst.
12. De aangeslotene en de netbeheerder leggen een startcriterium voor de oscillatie, als bedoeld in

artikel 15, zesde lid, onderdeel b, subonderdeel iii, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), vast in de aansluit- en transportovereenkomst.

13. De aangeslotene en de netbeheerder leggen, in overleg met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, de communicatieprotocollen voor geregistreerde gegevens vast in de aansluit- en transportovereenkomst als bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel b, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
14. Indien van toepassing leggen de aangeslotene en de netbeheerder de installatie van apparatuur voor bedrijfsvoering en veiligheid van het systeem vast in de aansluit- en transportovereenkomst, als bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel d, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).
15. Zoals bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel e, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) is:
 - a. het minimum van de op- en afregelsnelheid van het werkzame vermogen 1% van de maximumcapaciteit per minuut;
 - b. het maximum van de regelsnelheid van het werkzame vermogen 20% van de maximumcapaciteit per minuut.
16. De aangeslotene legt het aardingsconcept van de sterpunten aan de netzijde van de machinetransformatoren, als bedoeld in artikel 15, zesde lid, onderdeel f, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), vast in de aansluit- en transportovereenkomst.

Artikel 3.25

De responstijd voor de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid om over te gaan tot elk bedrijfspunt binnen zijn U-Q/Pmax-profiel, als bedoeld in artikel 18, tweede lid, onderdeel b, subonderdeel iv, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is 15 minuten. Afwijkingen worden overeengekomen en vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.

Artikel 3.26

[gereserveerd]

§ 7 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden van het type D als bedoeld in artikel 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG).

Artikel 3.27

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.
2. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen tevens aan de in paragraaf 3.4 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.13, zesde lid en zevende lid, en artikel 3.14.
3. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen tevens aan de in paragraaf 3.5 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.17, eerste lid.
4. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D voldoen tevens aan de in paragraaf 3.6 gestelde voorwaarden, met uitzondering van artikel 3.24, zevende lid.

Artikel 3.28

1. De tijdsduur van de bedrijfsperiode voor spanningen tussen 1,118 pu en 1,15 pu in netten met nominale spanning tussen 110 kV (inclusief) en 300 kV (exclusief) en voor spanningen tussen 1,05 pu en 1,10 pu in netten met nominale spanning tussen 300 kV (inclusief) en 400 kV, als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel a, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is 20 minuten.
2. De parameters voor de fault-ride-through-capaciteit van de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid als bedoeld in artikel 16, derde lid, onderdeel a, subonderdeel i, en tabel 7.1 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) zijn:
 - a. de spanningsparameters:
 - 1°. Uret is 0 pu;

- 2°. Uclear is 0,25 pu;
 - 3°. Urec1 is 0,70 pu;
 - 4°. Urec2 is 0,85 pu;
 - b. de tijdsparameters:
 - 1°. t_{clear} is 0,25 s;
 - 2°. trec1 is 0,3 s;
 - 3°. trec2 is trec1;
 - 4°. trec3 is 1,5 s.
3. De parameters voor de fault-ride-through-capaciteit van de power park module, als bedoeld in artikel 16, derde lid, onderdeel a, onderdeel i, en tabel 7.2 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) zijn:
 - a. de spanningsparameters:
 - 1°. Uret is 0 pu;
 - 2°. Uclear is Uret;
 - 3°. Urec1 is Uclear;
 - 4°. Urec2 is 0,85 pu;
 - b. de tijdsparameters:
 - 1°. t_{clear} is 0,25 s;
 - 2°. trec1 is t_{clear} ;
 - 3°. trec2 is trec1;
 - 4°. trec3 is 3,0 s.
 4. Indien de elektriciteitsproductie-eenheid redelijkerwijs niet aan de parameter t_{clear} van de fault-ride-through curve kan voldoen, wordt in overleg tussen de aangeslotene en de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, rekening houdend met de kritische kortsluittijd, de waarde van t_{clear} vastgesteld en gespecificeerd. Deze waarde wordt opgenomen in de aansluit- en transportovereenkomst.
 5. De fault-ride-through-capaciteit in het geval van asymmetrische storingen, als bedoeld in artikel 16, derde lid, onderdeel c, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), is identiek aan de fault-ride-through bij symmetrische storingen.
 6. De aangeslotene en de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bereiken overeenstemming over de instellingen van de synchronisatieapparatuur, als bedoeld in artikel 16, vierde lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG). De overeenstemming wordt vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.
 7. De combinatie van spanningseisen als bedoeld in het eerste lid en de frequentie -eisen als bedoeld in artikel 3. 13, eerste lid, gelden bij een spanningsgradiënt van maximaal 0,05 pu/min en een frequentiegradiënt van maximaal 0, 5%/min.

Artikel 3.29

[gereserveerd]

Artikel 3.30

[gereserveerd]

Artikel 3.31

1. De beproevingen, de wijze van uitvoering daarvan alsmede de wijze van rapporteren over en de beoordeling door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet van de beproevingen, als bedoeld in Titel IV van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) worden gespecificeerd door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en gepubliceerd op zijn website.
2. De in het eerste lid bedoelde beproevingen worden uitgevoerd door en op kosten van de aangeslotene.

§ 3.8 Aansluitvoorwaarden voor offshore-power park modules.

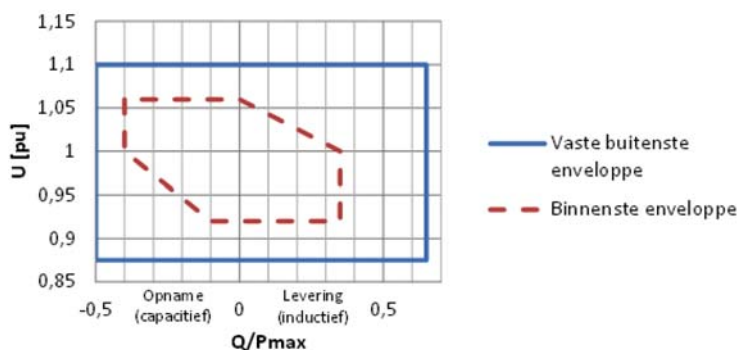
Artikel 3.32

1. Offshore-power park modules voldoen aan de in deze paragraaf gestelde voorwaarden.

2. Offshore-power park modules voldoen tevens aan de in artikel 3.13, eerste tot en met vijfde lid, en artikel 3.15, achtste lid, gestelde voorwaarden.
3. Offshore-power park modules voldoen tevens aan de in artikel 3.17, met uitzondering van het eerste en zevende lid, artikel 3.19, vijfde, zesde en zevende lid, en artikel 3.20, eerste en tweede lid, gestelde voorwaarden.
4. Offshore-power park modules voldoen tevens aan de in artikel 3.24, met uitzondering van het zevende lid, en artikel 3.26 gestelde voorwaarden.
5. Offshore-power park modules voldoen tevens aan de in artikel 3.28, tweede, derde en zesde lid, en artikel 3.29, eerste, tweede, derde en vierde lid, gestelde voorwaarden.

Artikel 3.33

1. De offshore-power park module, aangesloten op een spanningsniveau lager dan 300 kV is in staat aan het net gekoppeld en in bedrijf te blijven gedurende de volgende tijdsperioden, als bedoeld in artikel 25, eerste lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. onbeperkt bij een netspanning kleiner 1,118 pu en groter dan of gelijk aan 0,9 pu;
 - b. 60 minuten bij een netspanning kleiner dan 0,9 pu en groter dan of gelijk aan 0,85 pu;
 - c. 60 minuten bij een netspanning kleiner dan 1,15 pu en groter dan of gelijk aan 1,118 pu.
2. De offshore-power park module, aangesloten op een hoogspanningsnet met een spanningsniveau lager dan 300 kV is in staat bij variërende spanning maximaal een hoeveelheid blindvermogen te leveren dat gekenschetst wordt door een verhouding van blindvermogen tot maximumcapaciteit, als bedoeld in artikel 21, derde lid, onderdeel b, subonderdeel i, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. gelijk aan 0 bij een spanning van 1,06 pu;
 - b. gelijk aan 0,35 bij een spanning van 0,92 pu tot 1 pu;
 - c. dat bepaald wordt door het lineaire verloop tussen respectievelijk 0,35 en 0,0 bij een spanning van 1 pu tot 1,06 pu.
3. De offshore-power park module, aangesloten op een hoogspanningsnet met een spanningsniveau lager dan 300 kV is in staat bij variërende spanning maximaal een hoeveelheid blindvermogen op te nemen dat gekenschetst wordt door een verhouding van blindvermogen tot maximumcapaciteit, als bedoeld in artikel 25, vijfde lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. gelijk aan 0,1 bij een spanning van 0,92 pu;
 - b. gelijk aan 0,4 bij een spanning van 1 pu tot 1,06 pu;
 - c. dat bepaald wordt door het lineaire verloop tussen respectievelijk 0,1 en 0,4 bij een spanning van 0,92 pu tot 1 pu.
4. De offshore-power park module, aangesloten op een hoogspanningsnet met een spanningsniveau lager dan 300 kV is op grond van het tweede en het derde lid in staat blindvermogen te leveren of op te nemen binnen en inclusief de grenzen van het rood gemarkeerde profiel in onderstaand U-Q/Pmax-diagram:



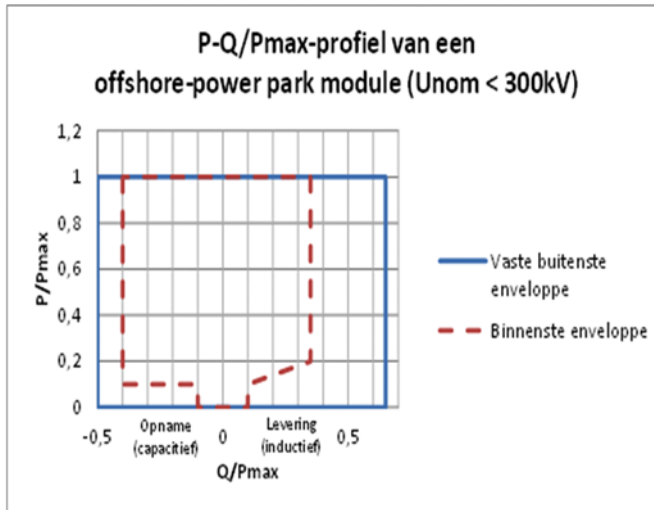
5. De offshore-power park module is in staat snelle foutstroom op het overdrachtpunt van de aansluiting te leveren in het geval van symmetrische (driefasen) storingen, als bedoeld in artikel 20, tweede lid, onderdeel b, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG), onder de volgende voorwaarden:
 - a. ingeval van een spanningsafwijking van meer dan 10% van de effectieve waarde op de aansluitklemmen van de afzonderlijke elektriciteitsproductie-eenheden van de offshore-

- power park module wordt additionele blindstroominjectie geactiveerd. De 10% afwijkingsspanning wordt de dode band genoemd;
- de spanningsregeling zorgt ervoor dat de aanvoer van additionele blindstroom, afkomstig van het overdrachtspunt van de aansluiting van de aansluitklemmen van de afzonderlijke elektriciteitsproductie-eenheden van de offshore-power park module, met minimaal 2% en maximaal 10% van de nominale stroom (gebaseerd op het nominale schijnbare vermogen $S_{max} = \sqrt{(P_{max}^2 + Q_{max}^2)}$) per procent spanningsafwijking verzekerd is;
 - de vereiste blindstroom is volledig beschikbaar na 40 ms (tijd tot eerste piek bij het in-slingereffect) na de storingsaanvang in het net, met een stijgtijd van minder dan 30 ms tussen 10 en 90% van de stabiele eindwaarde;
 - additionele blindstroominjectie wordt geleverd met een spanningslimiet van ten minste 120% van de nominale spanning op de aansluitklemmen van de afzonderlijke elektriciteitsproductie-eenheden van de power park module;
 - de te injecteren additionele blindstroom ΔI_B is het verschil van de reactieve stroom tijdens de storing (I_B) en de reactieve stroom voor de storing (I_{B0}) en deze is evenredig aan de spanningsafwijking als volgt: $\Delta I_B = ((U - U_0) / U_N) * I_N * k$
waarbij: ΔI_B : additionele blindstroominjectie;
 $(U - U_0) / U_N$: relatieve spanningsafwijking in pu;
U: spanning tijdens de storing;
 U_0 : spanning vóór de storing;
 U_N : nominale spanning;
 I_N : nominale stroom;
k: helling voor de additionele blindstroominjectie;
 - het aanpassingsbereik van k is: $2 \leq k \leq 10$;
 - de aanpassingsstap van k is kleiner dan of gelijk aan 0,01 pu;
 - de standaardwaarde van k is: 2;
 - in geval van wijziging van het instelpunt geeft de netbeheerder twee weken van tevoren een kennisgeving aan de aangeslotene;
 - nadat de storing voorbij is, wordt weer gestreefd naar een stabiele werking.
 - de te injecteren blindstroom bedraagt minimaal IN bij maximale spanningsdaling.

Artikel 3.34

- Overige eisen ten aanzien van de spanningsstabiliteit:
 - De voorschriften van artikel 21 van de Verordening (EU) 2016/631 verwijzen uitsluitend naar de stabiele staat van het energiesysteem en niet naar transiënte stabiliteit.
 - Als een offshore-power park module meer blindvermogen kan opwekken dan de minimum eisen, wordt het vermogen niet opzettelijk beperkt.
 - De offshore-power park module is in staat om automatisch blindvermogen te leveren in de spanningsregelmodus, blindvermogen-regelmodus of de arbeidsfactor-regelmodus.
 - De ingestelde punten en het verval (spannings-droop) kunnen gedurende normaal bedrijf aangepast worden.
 - Ingestelde puntwaarden hebben betrekking op het overdrachtspunt van de aansluiting van de offshore-power park module naar het net op zee.
 - De parameters voor de regelsnelheid van de blindvermogen-regelaar worden ten minste zes maanden voor het op spanning brengen in onderling overleg afgesproken tussen de netbeheerder van het net op zee en de aangeslotene, met inachtneming van de feitelijke netkarakteristieken.
 - De blindvermogen-regelmodus spanning leidt tot stabiel en gedempt gedrag van de spanning op het overdrachtspunt van de aansluiting van de offshore-power park module. Als de blindvermogen-regelmodus spanning is, is het mogelijk het werkpunt van de helling binnen 15 minuten aan te passen, om de uitwisseling van het blindvermogen op het overdrachtspunt van de aansluiting aan te passen.
 - Als de blindvermogen-regelmodus blindvermogen is, valt de aanpassing van het instelpunt binnen de definitie van frequentie en juistheid van de onshore spanningsregelaar (die het blindvermogen instelpunt op het overdrachtspunt van de aansluiting van de offshore-power park module vaststelt).
- De offshore-power park module is in staat bij een werkzaam vermogen beneden de maximum-capaciteit maximaal een hoeveelheid blindvermogen te leveren dat gekenschetst wordt door een verhouding van blindvermogen tot maximumcapaciteit als bedoeld in artikel 21, derde lid, onderdeel c, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - gelijk aan 0,1 bij een werkzaam vermogen van 0 tot 0,1 pu;
 - dat bepaald wordt door het lineaire verloop tussen respectievelijk 0,1 en 0,35 bij een werkzaam vermogen van 0,1 pu tot 0,2 pu;
 - gelijk aan 0,35 bij een werkzaam vermogen van 0,2 pu tot 1 pu.

3. De offshore-power park module is in staat bij een werkzaam vermogen beneden de maximumcapaciteit maximaal een hoeveelheid blindvermogen op te nemen dat gekenschetst wordt door een verhouding van blindvermogen tot maximumcapaciteit als bedoeld in artikel 21, derde lid, onderdeel c, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG):
 - a. gelijk aan 0,1 bij een werkzaam vermogen van 0 tot 0,1 pu;
 - b. gelijk aan 0,4 bij een werkzaam vermogen van 0,1 pu tot 1 pu.
4. De power park module is op grond van het tweede en derde lid in staat blindvermogen te leveren of op te nemen binnen en inclusief de grenzen van het rood gemarkeerde profiel in onderstaand P-Q/Pmax-diagram



5. Beperking van de mogelijkheid om blindvermogen op te wekken gebaseerd op het aantal actieve opwekkingseenheden mag niet van invloed zijn op het gedrag van de blindvermogenregelaar binnen deze beperkte mogelijkheden.
6. Voor de aansluiting van de offshore-power park module op het net op zee kan, in afwijking van artikel 27 en artikel 15, vijfde lid, van de Verordening (EU) 2016/631, de netbeheerder van het net op zee met de aangeslotene overeenkomen dat een black-start-mogelijkheid niet vereist is.
7. In aanvulling op de artikelen 2.14, 2.15 en 2.28 gelden voor een aansluiting van de offshore-power park module op het net op zee de volgende eisen ten aanzien van harmonische emissielimieten:
 - a. Het compatibiliteitsniveau voor de totale harmonische vervorming (THD) op een (66 kV) overdrachtpunt van een aansluiting van een offshore-power park module bedraagt:
 - 1°. THD < 5% gedurende 95% van de metingen van het tien minuten gemiddelde in een week;
 - 2°. THD < 6% gedurende 99,9% van de metingen van het tien minuten gemiddelde in een week.
 - b. Het planningsniveau voor de totale harmonische vervorming (THD) op een (66 kV) overdrachtpunt van een aansluiting van een offshore-power park module bedraagt:
 - 1°. THD < 3%, gedurende 95% van de metingen van het tien minuten gemiddelde in een week;
 - 2°. THD < 3,6%, gedurende 99,9% van de metingen van het tien minuten gemiddelde in een week.
 - c. Indien er meer dan één offshore-power park module is aangesloten op één 66 kV railsysteem, wordt het geplande emissieniveau evenredig verdeeld over de offshore-power park modules naar rato van het vermogen dat aan elke offshore-power park module is toegekend.

Hoofdstuk 4 Aansluitvoorwaarden voor verbruikersinstallaties

[gereserveerd]



Hoofdstuk 5 Voorwaarden voor aansluiting van distributienetten en gesloten distributiesystemen

§ 5.1 Voorwaarden voor de aansluiting van een distributienet op een ander net.

Artikel 5.1

In aanvulling op de voorwaarden in de paragrafen 2.1, 2.3 en 2.5 gelden voor een aansluiting van een distributienet op een ander net de voorwaarden van deze paragraaf.

Artikel 5.2

1. De netbeheerders bepalen in onderling overleg welke documentatie aan elkaar ter beschikking wordt gesteld.
2. De netbeheerders bepalen in onderling overleg op welke wijze toegang tot elkaars terrein of installatie geregeld wordt.

Artikel 5.3

1. Op het overdrachtspunt tussen twee netten wordt blindvermogen gemeten, tenzij de betrokken netbeheerders na onderling overleg anders overeenkomen.
2. Indien de gekoppelde netten van verschillend spanningsniveau zijn, wordt het blindvermogen gemeten aan de laagspanningzijde van de transformator.
3. Op het overdrachtspunt van twee netten van verschillend spanningsniveau is het transformatorveld voorzien van een bedrijfsmeting.
4. De vereiste nauwkeurigheid van de in het eerste en derde lid bedoelde metingen is klasse 0,5 tenzij anders door de netbeheerders is overeengekomen. De nauwkeurigheid heeft betrekking op de primaire meetwaarde. De metingen van het werkzame vermogen en het blindvermogen zijn uitgevoerd met een vierleider meetsysteem met ongelijk belaste fase.

Artikel 5.4

1. In geval van een aansluiting van een net op een ander net, stellen de netbeheerders na onderling overleg de toe te passen beveiligingsconcepten vast.
2. Het beveiligingsconcept van de transformator wordt bepaald door de beheerder van de transformator. De netbeheerders stellen elkaar de uitschakelcommando's voor het uitschakelen van de vermogensschakelaars aan weerszijden van de transformator ter beschikking. De voor het overbrengen van deze commando's benodigde verbindingen met toebehoren zijn eigendom van de eigenaar van de transformator.
3. Instellingen van de beveiligingen, het type beveiliging en de inschakelvoorwaarden worden in de aansluit- en transportovereenkomst vastgelegd.
4. De behandeling van het sterpunt en de eventuele regeling van de blusspoelinstelling wordt door de betrokken netbeheerders in onderling overleg bepaald.
5. Ter voorkoming van schade ten gevolge van bedieningsfouten worden elektrische of mechanische vergrendelingen tussen scheiders en aarders en de vermogensschakelaars aangebracht.

Artikel 5.5

In afwijking van de begripsomschrijving van 'overdrachtspunt' in de Begrippencode elektriciteit, bevindt het overdrachtspunt van de aansluiting van het net op zee op het landelijk hoogspanningsnet zich aan de railzijde van de railscheider(s) van het desbetreffende afgaande veld in het station van het landelijk hoogspanningsnet.

Artikel 5.6

[gereserveerd]



§ 5.2 Voorwaarden voor aansluitingen van gesloten distributiesystemen.

Artikel 5.7

In aanvulling op de voorwaarden in paragraaf 5.1 gelden voor een aansluiting van een gesloten distributiesysteem op een net de voorwaarden van deze paragraaf voor zover van toepassing op het spanningsniveau waarop het gesloten distributiesysteem aangesloten is op het net van de netbeheerder. In paragraaf 5.1 dient dan in plaats van 'de netbeheerders' gelezen te worden 'de beheerder van het gesloten distributiesysteem en de netbeheerder'.

Artikel 5.8

1. Indien de beheerder van een gesloten distributiesysteem gebruikt wenst te maken van het elektronisch berichtenverkeer bedoeld in paragraaf 13.5 van deze code en artikel 9.1.2 van de Informatiecode elektriciteit en gas, dan
 - a. dient hij daartoe op grond van artikel 13.17, eerste lid van deze code respectievelijk artikel 9.1.6 van de Informatiecode elektriciteit en gas gerechtigd te zijn, en;
 - b. zijn de volgende onderdelen van deze code en van de Informatiecode elektriciteit en gas van overeenkomstige toepassing op de beheerder van het gesloten distributiesysteem:
 - 1°. artikel 2.12, met uitzondering van het tweede lid,
 - 2°. de artikelen 9.2, 9.10, 9.11 en 13.4;
 - 3°. artikel 10.23 inclusief de bijlagen 2 en 3, alsmede de artikelen 10.25, 13.6 tot en met 13.10 en 13.16 tot en met 13.20; en
 - 4°. de Informatiecode elektriciteit en gas, met uitzondering van de hoofdstukken 3, 5 en 8 alsmede van de artikelen 9.1.1 en 9.1.3.
2. Op een recreatienet is het eerste lid van overeenkomstige toepassing.

Artikel 5.9

1. Een aangeslotene op een gesloten distributiesysteem, die elektriciteit als bedoeld in artikel 73, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 produceert, kan bij de netbeheerder in de desbetreffende regio een verzoek indienen als bedoeld in artikel 16, eerste lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998. In dat geval is artikel 2.12 van overeenkomstige toepassing op de aansluiting van deze aangeslotene op het gesloten distributiesysteem en dient bij het in artikel 2.12, tweede lid, bedoelde overleg tevens de beheerder van het gesloten distributiesysteem te worden betrokken.
2. Desgevraagd stelt de netbeheerder een EAN-code ter beschikking ter identificatie van de in het eerste lid bedoelde elektriciteitsproductie-installatie. De in artikel 16, eerste lid, onderdeel i, van de Elektriciteitswet 1998 bedoelde uitlezing van de meetinrichting kan de desbetreffende aangeslotene door de netbeheerder of door een meetverantwoordelijke laten uitvoeren.

Hoofdstuk 6 Aansluitvoorwaarden voor beheerders van HVDC verbindingen

[gereserveerd]

Hoofdstuk 7 Transportvoorwaarden

§ 7.1 Het recht op transport

Artikel 7.1

1. Transport vindt plaats op grond van een tussen de netbeheerder en de aangeslotene te sluiten aansluit- en transportovereenkomst en zal voorts alleen plaatsvinden indien de aangeslotene tevens op grond van deze aansluit- en transportovereenkomst recht heeft op een aansluiting en indien bij de netbeheerder bekend is welke partijen ten behoeve van de desbetreffende aansluiting, of, indien het een aansluiting betreft waaraan secundaire allocatiepunten zijn toegekend, voor alle allocatiepunten van de desbetreffende aansluiting, optreden als leverancier, programmaverantwoordelijke en, indien het een grootverbruikaansluiting betreft, meetverantwoordelijke. De respectievelijke identificaties van genoemde partijen legt de netbeheerder op grond van de artikelen 2.1.3 tot en met 2.1.5a van de Informatiecode elektriciteit en gas vast in zijn aansluitingenregister.
2. De aangeslotene heeft recht op transport van elektriciteit door heel Nederland tot een

hoeveelheid ter grootte van het op de aansluiting gecontracteerde en beschikbaar gestelde vermogen.

Artikel 7.2

Op de aansluiting stelt de netbeheerder transportcapaciteit ter beschikking in de vorm van:

- a. éénfase-wisselstroom van lage spanning met een nominale frequentie van 50 Hertz en een nominale spanning van 230 volt tussen fase en nul of tussen twee fasen;
- b. driefasen-wisselstroom van lage spanning met een nominale frequentie van 50 Hertz en een nominale spanning van 400 volt tussen de fasen en van 230 volt tussen fasen en nul;
- c. driefasen-wisselstroom van lage spanning met een nominale frequentie van 50 Hertz en een nominale spanning van 230 volt tussen de fasen;
- d. éénfase-wisselstroom van hoge spanning met een nominale frequentie van 50 Hertz, waarbij de nominale spanning is bepaald op basis van artikel 2.25 en wordt vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst;
- e. driefasen-wisselstroom van hoge spanning met een nominale frequentie van 50 Hertz, waarbij de nominale spanning is bepaald op basis van artikel 2.25 en wordt vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.

§ 7.2 De kwaliteit van het transport

Artikel 7.3

1. De voorwaarden ten aanzien van spanningskwaliteit voor aansluitingen op netten in de normale toestand met een spanningsniveau U_n kleiner dan of gelijk aan 1 kV zijn als volgt gedefinieerd:
 - a. De langzame spanningsvariatie is op het overdrachtspunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. U_n plus of min 10% voor 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende 1 week;
 - 2°. U_n plus 10% of min 15% voor alle over 10 minuten gemiddelde waarden.
 - b. De snelle spanningsvariatie is op het overdrachtspunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. kleiner dan of gelijk aan 10% U_n ;
 - 2°. kleiner dan of gelijk aan 3% U_n in situatie zonder uitval van productie, grote verbruikers of verbindingen;
 - 3°. PLT is kleiner dan of gelijk 1 gedurende 95% van de over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een week;
 - 4°. PLT is kleiner dan of gelijk 5 voor alle over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een week.
 - c. De asymmetrie is op het overdrachtspunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. De inverse component van de spanning ligt tussen 0 en 2% van de normale component gedurende 95% van de 10 minuten meetperioden per week;
 - 2°. De inverse component van de spanning ligt tussen 0 en 3% van de normale component voor alle meetperioden.
 - d. De harmonische vervorming is op het overdrachtspunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. De relatieve spanning per harmonische is kleiner dan het in de NEN-EN 50160:2010 genoemde percentage voor 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden. Voor harmonischen die niet vermeld zijn, geldt de kleinst vermelde waarde uit de norm.
 - 2°. THD is kleiner dan of gelijk aan 8% voor alle harmonischen tot en met de 40e, gedurende 95% van de tijd.
 - 3°. De relatieve spanning per harmonische is kleiner dan 1,5 vermenigvuldigd met het in de norm genoemde percentage voor 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden.
 - 4°. THD is kleiner dan of gelijk aan 12% voor alle harmonischen tot en met de 40e, gedurende 99,9% van de tijd.
2. De voorwaarden ten aanzien van spanningskwaliteit voor aansluitingen op netten in de normale bedrijfstoestand met een spanningsniveau U_c groter dan 1 kV en kleiner dan 35 kV zijn als volgt gedefinieerd:
 - a. De langzame spanningsvariatie is op het overdrachtspunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. U_c plus of min 10% voor 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende 1 week;
 - 2°. U_c plus 10% of min 15% voor alle over 10 minuten gemiddelde waarden.

- b. De snelle spanningsvariatie is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. $\leq 10\% U_c$;
 - 2°. $\leq 3\% U_c$ in situatie zonder uitval van productie, grote afnemers of verbindingen;
 - 3°. PLT is kleiner dan of gelijk 1 gedurende 95% van de over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een week;
 - 4°. PLT is kleiner dan of gelijk 5 voor alle over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een beschouwingsperiode van een week.
 - c. De asymmetrie is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. De inverse component van de spanning ligt tussen 0 en 2% van de normale component gedurende 95% van de 10 minuten meetperioden per week;
 - 2°. De inverse component van de spanning ligt tussen 0 en 3% van de normale component voor alle meetperioden.
 - d. De harmonische vervorming is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. De relatieve spanning per harmonische is kleiner dan het in de norm genoemde percentage voor 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden. Voor harmonischen die niet vermeld zijn, geldt de kleinst vermelde waarde uit de norm.
 - 2°. THD is kleiner dan of gelijk aan 8% voor alle harmonischen tot en met de 40e, gedurende 95% van de tijd.
 - 3°. De relatieve spanning per harmonische is kleiner dan 1,5 vermenigvuldigd met het in de norm genoemde percentage voor 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden.
 - 4°. THD is kleiner dan of gelijk aan 12% voor alle harmonischen tot en met de 40e, gedurende 99,9% van de tijd.
3. De voorwaarden ten aanzien van spanningskwaliteit voor aansluitingen op netten in de normale toestand met een spanningsniveau U_c groter dan of gelijk aan 35kV zijn als volgt gedefinieerd:
- a. De langzame spanningsvariatie is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. U_c plus of min 10% voor 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
 - b. De snelle spanningsvariatie is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. $\leq 10\% U_c$;
 - 2°. $\leq 3\% U_c$ in situatie zonder uitval van productie, grote afnemers of verbindingen;
 - 3°. PLT is kleiner dan of gelijk 1 gedurende 95% van de over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een week;
 - 4°. PLT is kleiner dan of gelijk 5 voor alle over 10 minuten voortschrijdende gemiddelde waarden gedurende een week.
 - c. De asymmetrie is op het overdrachtpunt van de aansluiting als volgt begrensd:
 - 1°. De inverse component is kleiner dan of gelijk aan 1% van de normale component gedurende 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
 - d. De harmonische vervorming is op het overdrachtpunt van de aansluiting op een net met spanningsniveau U_c is groter dan 35 kV en kleiner dan 220 kV als volgt begrensd:
 - 1°. THD is kleiner dan of gelijk aan 6% voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
 - 2°. THD is kleiner dan of gelijk aan 7% voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
 - e. De harmonische vervorming is op het overdrachtpunt van de aansluiting op een net met spanningsniveau U_c is groter dan of gelijk aan 220 kV als volgt begrensd:
 - 1°. THD is kleiner dan of gelijk aan 5% voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
 - 2°. THD is kleiner dan of gelijk aan 6% voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een week.
4. Voor alle niet in het eerste tot en met het derde lid genoemde voorwaarden ten aanzien van spanningskwaliteit geldt de norm NEN-EN 50160:2010 'Spanningskarakteristieken in openbare elektriciteitsnetten'.
5. De voorwaarden ten aanzien van spanningskwaliteit van de transportdienst zoals genoemd in het eerste tot en met het vierde lid zijn niet van toepassing op aansluitingen van netbeheerders.
6. In aanvulling op het eerste tot en met het vierde lid geldt voor aangesloten op netten met een spanningsniveau van 35 kV of hoger in de normale bedrijfstoestand, dat het aantal

opgetreden spanningsdips per categorie per aansluiting per jaar in de regel kleiner is dan of gelijk is aan de in onderstaande tabel vermelde waarden:

restspanning U [%]	duur t [ms]			
	10 < t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000
90 > U ≥ 80	16	2	1	1
80 > U ≥ 70	8	2	1	0
70 > U ≥ 40	5	2	0	0
40 > U ≥ 5	2	1	0	0
5 > U	1	1	0	0

7. Bij de registratie van en de rapportage over de spanningsdips als bedoeld in het tweede lid, onderdeel e, en het derde lid, onderdeel f, maakt de netbeheerder bij de hinderlijke spanningsdip onderscheid naar de volgende oorzaken:
 - a. handeling van een netbeheerder;
 - b. handeling van een aangeslotene;
 - c. kortsluiting in het net;
 - d. kortsluiting in de installatie van een aangeslotene;
 - e. externe invloeden, zoals weersomstandigheden;
 - f. overige en onbekende oorzaken.
8. [gereserveerd]
9. De betrouwbaarheid van de geleverde transportdienst bij aangeslotenen op netten met een spanningsniveau groter dan 50 kV wordt mede bepaald door de toetsingscriteria die worden gehanteerd bij de planning van hoogspanningsnetten, beschreven in paragraaf 9.3.

Artikel 7.4

1. Ten behoeve van de registratie van de onderbrekingen in het transport van elektriciteit, als bedoeld in artikel 4.1, eerste lid, van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, alsmede van de vaststelling van de prestatie-indicatoren, als bedoeld in artikel 3.1, onderdelen a tot en met c, van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, past de netbeheerder de 'Handleiding Nestor Elektriciteit' (versie 2.0 van september 2012) toe. Deze handleiding ligt ter inzage bij de regionale netbeheerder.
2. Ten behoeve van de registratie van de afwijkingen van de eisen aan de kwaliteit van het transport van elektriciteit, als bedoeld in artikel 4.1, eerste lid, van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, alsmede van de vaststelling van de prestatie-indicatoren, als bedoeld in artikel 3.1, onderdeel d, van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, past de netbeheerder het 'Achtergronddocument Spanningskwaliteit in Nederland' toe. Dit document ligt ter inzage bij de netbeheerder.
3. [Gereserveerd].
4. De metingen bedoeld in het derde lid omvatten voor de aansluitingen bedoeld in de Bijlage bij het besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 17 maart 2009 met kenmerk 102971_1/24 tevens de meting van transiënte overspanningen.
5. Op de metingen als bedoeld in het derde lid is IEC 61000-4-30:2008-10 'Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30 Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods' van toepassing.
6. De netbeheerder stelt de meetresultaten van de in het derde lid bedoelde metingen, betrekking hebbend op een bepaalde aansluiting, desgevraagd ter beschikking aan de desbetreffende aangeslotene.

Artikel 7.5

1. De netbeheerder evalueert na afloop van elk kwartaal per aansluiting het aantal opgetreden spanningsdips over de voorafgaande periode van vier aaneengesloten kwartalen en de oorzaken van deze spanningsdips.
2. Indien het aantal opgetreden hinderlijke spanningsdips per categorie op een aansluiting per aaneengesloten periode van vier kwartalen hoger is dan het in artikel 7.3, zesde lid, vermelde

aantal voor de desbetreffende categorie, zal de netbeheerder een onafhankelijke deskundige partij opdracht geven onderzoek te laten doen naar de fysieke oorzaak van deze spanningsdips.

Artikel 7.6

1. Indien uit het in artikel 7.5, tweede lid, bedoelde onderzoek blijkt dat er sprake is van één onomstotelijk aanwijsbare oorzaak van de spanningsdips in een net of een elektrische installatie, worden de kosten van het onderzoek in rekening gebracht bij de beheerder van het desbetreffende net of van de desbetreffende elektrische installatie, tenzij dat disproportioneel is.
2. In overige gevallen komen de kosten van het in artikel 7.5, tweede lid, bedoelde onderzoek voor rekening van de netbeheerder.
3. De resultaten van het in artikel 7.5, tweede lid, bedoelde onderzoek worden openbaar gemaakt, behoudens informatie die tot een individuele aansluiting herleidbaar is.
4. Ten behoeve van het in artikel 7.5, tweede lid, bedoelde onderzoek naar spanningsdips zullen alle desbetreffende aangeslotenen meewerken met de netbeheerder om de oorsprong van de spanningsdips te achterhalen en, indien technisch mogelijk, zo nodig mogelijkheden bieden om meetapparatuur, spannings- en stroomopnemers voor het onderzoek naar de spanningsdips te plaatsen.
5. Op basis van de resultaten van het in artikel 7.5 bedoelde onderzoek zal de netbeheerder maatregelen voorstellen die nodig zijn om de in artikel 7.3, zesde lid, vermelde criteria te kunnen realiseren. Indien uit het in artikel 7.5, tweede lid, bedoelde onderzoek blijkt dat er sprake is geweest van spanningsdips afkomstig uit het net of uit een installatie van een aangeslotene, dan (zal)(zullen) de beheerder(s) van het desbetreffende net en/of de desbetreffende elektrische installatie(s) maatregelen treffen om deze spanningsdips te reduceren tot het niveau zoals aangegeven in artikel 7.3, tweede en derde lid, indien de maatregelen technisch, maatschappelijk en economisch verantwoord zijn.

Artikel 7.7

De gezamenlijke netbeheerders dienen op basis van de meetresultaten als bedoeld in artikel 7.4, derde lid, en met in achtneming van de artikelen 31 tot en met 36 van de Elektriciteitswet 1998 uiterlijk 1 januari 2018 een voorstel tot wijziging van de Netcode elektriciteit in bij ACM. Het wijzigingsvoorstel bevat voor netten met een spanningsniveau van 35 kV en hoger in elk geval criteria en een nalevingsverplichting ten aanzien van spanningsdips. De gezamenlijke netbeheerders houden bij het vaststellen van hun wijzigingsvoorstel rekening met relevante ontwikkelingen ter zake van criteria met betrekking tot spanningskwaliteit binnen Europa.

§ 7.3 De veiligheid van het transport.

Artikel 7.8

1. Voor risicogebieden geldt: het laagspanningswisselstroomnet overschrijdt niet een aanraakspanning van 25 V of wordt bij een optredende fout waarbij de aanraakspanning hoger wordt dan 25 V binnen 5 seconden uitgeschakeld.
2. Voor gebieden die niet tot de risicogebieden behoren, geldt: het laagspanningswisselstroomnet overschrijdt niet een aanraakspanning van 50 V of wordt bij een optredende fout waarbij de aanraakspanning hoger wordt dan 50 V binnen 5 seconden uitgeschakeld.
3. Aan de in het tweede lid genoemde eis wordt voldaan wanneer het laagspanningswisselstroomnet zo is ontworpen dat een optredende foutspanning boven 66 V in uiterlijk 5 seconden wordt uitgeschakeld in het geval de aardingsvoorziening
 - a. aan de aangeslotene ter beschikking wordt gesteld als bedoeld in artikel 2.32, tweede lid, of
 - b. door de netbeheerder wordt gebruikt voor de elektrische veiligheid van de laagspanningsnetten.
4. Een netbeheerder kan ook andere maatregelen treffen dan beschreven in het derde lid om te voldoen aan de eis in het tweede lid.
5. De laagspanningsnetten zijn kortsluitvast. Voor aansluitleidingen kan hier van worden afgeweken mits dit niet leidt tot veiligheidsrisico's ten gevolge van een kortsluiting.



6. De netbeheerder hanteert de eisen genoemd in het eerste tot en met het vijfde lid bij het ontwerp van laagspanningsnetten vanaf 1 april 2018.
7. De netbeheerder hanteert de eisen genoemd in het eerste tot en met het vijfde lid bij de inspectie, de bedrijfsvoering en de herinspectie van laagspanningsnetten als bedoeld in het zesde lid.

Hoofdstuk 8 Kwaliteitsvoorwaarden

Artikel 8.1

1. De netbeheerder rapporteert jaarlijks aan de ACM over de registratie van de onderbrekingen in het transport van elektriciteit, als bedoeld in artikel 4.1, eerste lid, van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, alsmede over de prestatie-indicatoren, als bedoeld in artikel 3.1, onderdelen a tot en met c, van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas en maakt daarbij onderscheid naar het spanningsniveau:
 - a. tot en met 1 kV;
 - b. groter dan 1 kV tot en met 35 kV;
 - c. groter dan 35 kV tot en met 150 kV; en
 - d. 220 kV en 380 kV.
2. De netbeheerder rapporteert jaarlijks aan de ACM over de afwijkingen van de eisen aan de kwaliteit van het transport van elektriciteit, als bedoeld in artikel 4.1, eerste lid, van het Besluit investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas, alsmede van de vaststelling van de prestatie-indicatoren, als bedoeld in artikel 3.1, onderdeel d, van de Regeling investeringsplan en kwaliteit elektriciteit en gas.
3. In aanvulling op het tweede lid worden de resultaten van de kwaliteitsbewaking zoals bedoeld in artikel 7.4, tweede en derde lid van de gezamenlijke netbeheerders in enig jaar jaarlijks voor 1 mei van het daaropvolgende jaar op geschikte wijze openbaar gemaakt in een rapportage, getiteld 'Spanningskwaliteit in Nederland'. Deze rapportage bevat voor de kwaliteitsbewaking zoals bedoeld in artikel 7.4, derde lid, voor zover van toepassing, per criterium de gemiddelde waarde, de standaarddeviatie, de uiterste waarde en de trend over de periode vanaf 2005.
4. De netbeheerder rapporteert jaarlijks aan de ACM per kwaliteitscriterium over de realisatie van de uitvoering van het gestelde in de artikelen 8.2 tot en met 8.7.
5. De netbeheerder rapporteert jaarlijks aan de ACM een overzicht van de overeenkomstig artikel 8.8 betaalde compensatievergoeding.

Artikel 8.2

1. De netbeheerder stelt al hetgeen redelijkerwijs binnen zijn vermogen ligt in het werk om onderbreking van de transportdienst te voorkomen, of indien een onderbreking van de transportdienst optreedt, deze zo snel mogelijk te verhelpen.
 - a. een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV is binnen 4 uur hersteld;
 - b. een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau groter dan 1 kV tot en met 35 kV is binnen 2 uur hersteld;
 - c. een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau groter dan 35 kV is binnen 1 uur hersteld;
2. Indien een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing niet binnen de in het eerste lid genoemde tijden is hersteld, is artikel 8.8 van toepassing.

Artikel 8.3

Voor aansluitingen met een doorlaatwaarde tot en met 3x80A geldt dat de netbeheerder:

- a. binnen twee uur na een melding door een aangeslotene ter plaatse is, indien een storing aan de aansluiting van de aangeslotene is opgetreden, al dan niet gepaard gaand met een onderbreking in de transportdienst;
- b. correspondentie van een aangeslotene binnen tien werkdagen afhandelt. Indien een oplossing in deze periode niet mogelijk is, ontvangt de aangeslotene binnen vijf werkdagen bericht binnen welke termijn een adequate reactie kan worden verwacht;
- c. bij het maken van afspraken met de aangeslotene tijdsblokken van twee uur hanteert;
- d. met de aangeslotene overeengekomen werkzaamheden uitvoert;

- 1°. binnen drie werkdagen wanneer de transportdienst aan andere aangeslotene niet hoeft te worden onderbroken en volgens de planning minder dan vier mensuur zijn gemoeid;
 - 2°. binnen tien werkdagen wanneer de transportdienst aan andere aangeslotenen dient te worden onderbroken;
 - 3°. binnen tien werkdagen wanneer volgens de planning meer dan vier mensuur zijn gemoeid;
- e. tenminste vijf werkdagen van tevoren schriftelijk of telefonisch een afspraak met de aangeslotene maakt, voor het uitvoeren van inspannende werkzaamheden op verzoek van de netbeheerder;
 - f. de aangeslotene tenminste drie werkdagen van tevoren op de hoogte stelt van door de netbeheerder geplande werkzaamheden waarbij het noodzakelijk is dat de transportdienst bij de aangeslotene wordt onderbroken.

Artikel 8.4

Voor aansluitingen met een doorlaatwaarde groter dan 3x80A, geldt dat de netbeheerder:

- a. de aangeslotene op een laagspanningsnet tenminste drie werkdagen van tevoren op de hoogte stelt van door de netbeheerder geplande werkzaamheden waarbij de transportdienst aan de aangeslotene wordt onderbroken;
- b. de aangeslotene op een hoogspanningsnet tenminste tien werkdagen van tevoren op de hoogte stelt van door de netbeheerder geplande werkzaamheden indien de transportdienst aan de aangeslotene wordt onderbroken en de datum van de genoemde werkzaamheden pas vaststelt na overleg met de daardoor getroffen aangeslotene, waarbij de netbeheerder in redelijkheid belangen van de aangeslotenen weegt.
- c. correspondentie van een aangeslotene binnen tien werkdagen afhandelt. Indien een oplossing in deze periode niet mogelijk is, ontvangt de aangeslotene binnen vijf werkdagen bericht binnen welke termijn een adequate reactie kan worden verwacht;
- d. offertes voor aansluitingen met een aansluitcapaciteit tot en met 10 MVA verzendt binnen tien werkdagen na ontvangst van een volledige aanvraag daarvoor.
- e. binnen tien werkdagen na ontvangst van een aanvraag daarvoor de aangeslotene bericht binnen welke termijn deze een offerte voor een aansluiting met een aansluitcapaciteit groter dan 10 MVA kan verwachten.
- f. indien de netbeheerder in de tabel in artikel 2.3.3c van de Tarievencode elektriciteit een afwijkende grens hanteert, die afwijkende grens eveneens hanteert bij de toepassing van onderdeel e.
- g. indicatieve nettekeningen aan offertes toevoegt waaruit de plaats in het net blijkt waarop het aansluittarief is gebaseerd en waaruit de plaats in het net blijkt waar de aangeslotene waarschijnlijk zal worden aangesloten.
- h. uiterlijk twee uur nadat een onderbreking van de transportdienst door een aangeslotene aan hem is gemeld, een begin maakt met de werkzaamheden die moeten leiden tot de opheffing van de onderbreking en aangeslotenen op netten met een spanningsniveau van 25 kV of meer desgevraagd informeert over de omvang van de onderbreking, de te verwachten duur en de door de netbeheerder te nemen maatregelen.
- i. aan door een onderbreking van de transportdienst getroffen aangeslotenen op hun verzoek binnen tien werkdagen een verklaring van het ontstaan van de onderbreking geeft. Indien dit binnen deze termijn niet mogelijk is, geeft de netbeheerder binnen genoemde termijn aan wanneer de aangeslotene de verklaring van de netbeheerder mag verwachten.

Artikel 8.5

Indien en voor zover door de netbeheer in overleg met de aangeslotene voor een of meer van de in de artikelen 8.2 tot en met 8.4 genoemde kwaliteitscriteria afwijkende afspraken zijn gemaakt, zijn deze afspraken van toepassing in plaats van de desbetreffende in de artikelen 8.2 tot en met 8.4 genoemde kwaliteitscriteria.

Artikel 8.6

De netbeheerder handelt een verzoek van een aangeslotene tot verstrekking van EAN-codes, als bedoeld in artikel 5.9 of artikel 3.2, eerste lid, binnen tien werkdagen af. Indien afhandeling binnen deze periode niet mogelijk is, ontvangt de aangeslotene binnen vijf werkdagen bericht binnen welke termijn een reactie kan worden verwacht.

Artikel 8.7

1. Vanaf het moment dat een aangeslotene de netbeheerder heeft verzocht geïnformeerd te worden over opgetreden spanningsdips, geeft de netbeheerder, nadat een hinderlijke spanningsdip is opgetreden, en het optreden van deze hinderlijke spanningsdip door de

netbeheerder is gesignaleerd of door een aangeslotene is gesignaleerd en aan de netbeheerder is gemeld, de aangeslotene:

- a. zo spoedig mogelijk na signalering een indicatie van de verwachting van een eventuele vervolgspanningsdip, en
 - b. binnen tien werkdagen een indicatie van de vermoedelijke oorzaak van de hinderlijke spanningsdip alsmede informatie over de diepte en de duur van de hinderlijke spanningsdip.
2. De netbeheerder maakt informatie omtrent de diepte en duur alsmede de vermoedelijke oorzaak van de in het eerste lid bedoelde spanningsdips zo spoedig mogelijk, doch uiterlijk binnen tien werkdagen, op een geschikte wijze openbaar.
 3. Indien de spanningsdip zijn oorsprong vindt in de installatie van de aangeslotene is het eerste lid van overeenkomstige toepassing op de desbetreffende aangeslotene jegens de netbeheerder.

Artikel 8.8

1. De netbeheerder betaalt, uitgezonderd de in het tweede lid genoemde omstandigheden, aan aangeslotenen op zijn net bij wie de transportdienst ten gevolge van een storing wordt onderbroken, een compensatievergoeding ter hoogte van het hieronder genoemde bedrag:
 - a. ingeval van een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV:
 - 1°. per aansluiting gelijk aan 1 x 10 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 10,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 5,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 2°. per 1-fase aansluiting groter dan 1 x 10 A en per 3-fase aansluiting kleiner dan of gelijk aan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 35,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 20,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 3°. per aansluiting groter dan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 195,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 100,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - b. ingeval van een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau van 1 kV tot 35 kV:
 - 1°. per aansluiting gelijk aan 1 x 10 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 10,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 5,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 2°. per 1-fase aansluiting groter dan 1 x 10 A en per 3-fase aansluiting kleiner dan of gelijk aan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 35,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 20,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 3°. per aansluiting groter dan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 2 uur dan wel € 195,- bij een onderbreking van 2 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 100,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 4°. per aansluiting op een net met een spanningsniveau van 1 kV tot 35 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 2 uur dan wel € 910,- bij een onderbreking van 2 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 500,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen bij de eerstvolgende jaar- respectievelijk maandafrekening.
 - c. ingeval van een onderbreking van de transportdienst ten gevolge van een storing in een net met een spanningsniveau van 35 kV of hoger:
 - 1°. per aansluiting gelijk aan 1 x 10 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 10,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 5,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 2°. per 1-fase aansluiting groter dan 1 x 10 A en per 3-fase aansluiting kleiner dan of gelijk aan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 4 uur dan wel € 35,- bij een onderbreking van 4 uur tot 8 uur,

- vermeerderd met € 20,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
- 3°. per aansluiting groter dan 3 x 25 A op een net met een spanningsniveau tot en met 1 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 1 uur dan wel € 195,- bij een onderbreking van 1 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 100,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen binnen zes maanden na het herstel van de onderbreking.
 - 4°. per aansluiting op een net met een spanningsniveau van 1 kV tot 35 kV: € 0,- bij een onderbreking korter dan 1 uur dan wel € 910,- bij een onderbreking van 1 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 500,- voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen bij de eerstvolgende jaar- respectievelijk maandafrekening.
 - 5°. per aansluiting op een net met een spanningsniveau van 35 kV en hoger: € 0,- bij een onderbreking korter dan 1 uur dan wel € 0,35 per kWgecontracteerd bij een onderbreking van 1 uur tot 8 uur, vermeerderd met € 0,20 per kWgecontracteerd voor elke volgende aaneengesloten periode van 4 uur, uit te betalen bij de eerstvolgende jaar- respectievelijk maandafrekening.
2. De in het eerste lid genoemde verplichting geldt niet,
 - a. wanneer een onderbreking van de transportdienst het gevolg is van een automatische afschakeling van belasting als bedoeld in artikel 9.25, eerste lid, of een handmatige afschakeling van belasting op verzoek van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet als bedoeld in artikel 9.20, of
 - b. wanneer de netbeheerder kan aantonen dat deze netbeheerder als gevolg van een extreme situatie niet binnen de hersteltijden, als bedoeld in het eerste lid, een onderbreking kan herstellen. Met een extreme situatie wordt bedoeld een incident dat zo weinig voorkomt dat het oneconomisch zou zijn om daarmee rekening te houden in de reguleringssystematiek en dat bovendien niet beïnvloed kan worden door de netbeheerder. Een incident is een niet te voorziene gebeurtenis of situatie die redelijkerwijs buiten de controle van een netbeheerder ligt en niet te wijten is aan een fout van een netbeheerder. Hierbij kan gedacht worden aan aardbevingen, overstromingen, uitzonderlijke weersomstandigheden, terroristische aanslagen en oorlog, of
 - c. wanneer een onderbreking van de transportdienst het gevolg is van een storing in een net met een spanningsniveau van 220 kV of hoger.
 3. Indien een onderbreking van de transportdienst zijn oorsprong vindt in het net van een andere netbeheerder, komen de in het eerste lid bedoelde compensatievergoedingen voor rekening van de netbeheerder van het net waarin de onderbreking zijn oorsprong vindt.
 4. De in het eerste lid genoemde verplichting geldt niet voor aansluitingen ten behoeve van openbare verlichting alsmede voor (overige) aansluitingen in de categorie kleiner dan of gelijk aan 1x6 A.
 5. De in het eerste lid genoemde termijnen vangen voor alle door de onderbreking van de transportdienst getroffen aangeslotenen aan op het moment dat de netbeheerder de eerste melding van die onderbreking van een aangeslotene ontvangt of, indien dat eerder is, op het moment van vaststelling van de onderbreking door de netbeheerder.

Hoofdstuk 9 Bedrijfsvoeringsvoorwaarden

§ 9.1 Voorwaarden met betrekking tot het oplossen van fysieke congestie

Artikel 9.1

1. Verbruikers en producenten met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van meer dan 60 MW zijn verplicht om tegen vooraf met de netbeheerder overeengekomen voorwaarden een bijdrage te leveren aan het oplossen van fysieke congestie.
2. Indien er sprake is van een congestiegebied als bedoeld in artikel 9.5, eerste lid, kan de netbeheerder de grens als genoemd in het eerste lid verlagen.
3. De in het tweede lid bedoelde verlaging wordt tenminste één maand van te voren bekendgemaakt door middel van publicatie op de website van de desbetreffende netbeheerder(s).

Artikel 9.2

1. De netbeheerders controleren of op basis van de ingediende transportprognoses transportpro-

blemen te verwachten zijn. De netbeheerders hanteren daarbij bedrijfsvoeringscriteria voor de veilig toelaatbare transporten.

2. In geval van koppeling tussen twee distributienetten controleren beide betrokken netbeheerders of er fysieke congestie te verwachten is.
3. Indien in de operationele planning (dagelijkse voorbereiding) door de regionale netbeheerder in zijn net een transportprobleem wordt geconstateerd, treft de regionale netbeheerder maatregelen om het transportprobleem op te lossen. De regionale netbeheerder hanteert daarbij de volgende procedure:
 - a. De regionale netbeheerder bepaalt de te nemen maatregelen en verifieert de effectiviteit van deze maatregelen door een (loadflow)analyse uit te voeren op de betrouwbaarheid van het transport van elektriciteit. De regionale netbeheerder tracht het transportprobleem tegen laagste kosten op te lossen.
 - b. De regionale netbeheerder stemt bij maatregelen die de netten van andere netbeheerders beïnvloeden de voorgenomen acties met de desbetreffende netbeheerders af. Indien maatregelen worden gevraagd in een net van een andere netbeheerder, dan is daarvoor instemming van de netbeheerder van het desbetreffende net nodig.
 - c. De regionale netbeheerder stuurt verzoeken aan de desbetreffende aangeslotenen om meer respectievelijk minder te produceren of af te nemen (indien andere maatregelen niet afdoende zijn om het transportprobleem op te heffen) en geeft aan waar en hoe lang de gevraagde acties duren.
 - d. De regionale netbeheerders maken onderling afspraken over eventuele wederzijdse ondersteuning.
 - e. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet coördineert indien hij dit noodzakelijk acht uit hoofde van zijn wettelijke taak overeenkomstig artikel 16, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998, dan wel op verzoek van andere relevante netbeheerders de te nemen maatregelen. Hij maakt daarbij gebruik van het in artikel 9.19, eerste lid, bedoelde vermogen.
4. Indien na het oplossen van een transportprobleem de mogelijkheid bestaat dat in hetzelfde distributienet opnieuw één of meer transportproblemen optreden kan de netbeheerder van dat net restricties opleggen aan marktpartijen. De restrictie houdt in dat de netbeheerder, gedurende de tijd waarvoor de restrictie geldt, wijzigingen van transportprognoses niet accepteert indien deze leiden tot nieuwe transportproblemen.
5. In voorkomende gevallen communiceert de regionale netbeheerder over de in het vierde lid genoemde restrictie met alle betrokkenen door middel van een bericht via het centrale communicatiesysteem als bedoeld in artikel 13.16, eerste lid.
6. Daar waar geen gebruik kan worden gemaakt van het centrale communicatiesysteem als bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, wordt gecommuniceerd door middel van telefoon of e-mail met bevestiging per fax.
7. In het bericht wordt aangegeven:
 - a. de richting waarvoor de restrictie geldt,
 - b. de te verwachten tijdsduur van de restrictie,
 - c. plaats (netdeel/biedzone(s)).
8. De in het vierde lid genoemde restrictie wordt met onmiddellijke ingang opgeheven zodra de noodzaak daartoe niet meer aanwezig is.
9. Indien de restrictie opgeheven is wordt dit zo spoedig mogelijk gemeld aan alle betrokkenen met een bericht op overeenkomstige wijze als genoemd in het vijfde lid.
10. Indien in de uitvoering of de actuele bedrijfsvoering een probleem ontstaat, hanteren de regionale netbeheerders in principe een zelfde procedure als genoemd in het derde lid.
11. In geval van dreigende grootschalige storingen is de netbeheerder bevoegd om belasting af te schakelen of om opdracht te geven om meer of minder te produceren of om een aangesloten regionale netbeheerder te verplichten de transportvraag te verminderen.

Artikel 9.3

In geval van een onverwachte onderbreking van de transportdienst die haar oorzaak vindt in de hoogspanningsinstallatie van de netbeheerder, kan de netbeheerder de transportdienst hervatten

zonder de aangeslotene voorafgaand te waarschuwen.

§ 9.2 Voorwaarden met betrekking tot binnenlands congestiemanagement

Artikel 9.4

1. Congestiemanagement, zoals beschreven in deze paragraaf, wordt uitsluitend toegepast ter voorkoming van een op artikel 24, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998 gebaseerde weigering van de netbeheerder om aan een of meer aangeslotene(n) transportcapaciteit beschikbaar te stellen in netten van 110 kV of hoger en in netten lager dan 110 kV indien dit, met inachtneming van artikel 16, eerste lid, onderdeel b, van de Elektriciteitswet 1998, mogelijk is.
2. Toepassing van congestiemanagement, zoals beschreven in deze paragraaf, in netten lager dan 110 kV is mogelijk indien en voor zover:
 - a. de verwachte fysieke congestie in deze netten geen relatie heeft met het overschrijden van het toegestane kortsluitvermogen in deze netten en;
 - b. de netten voor invoering van genoemde maatregelen technisch uitgerust zijn of kunnen worden, waaronder wordt verstaan de continu beschikbare mogelijkheid om de relevante netdelen en -componenten op afstand te bewaken en te bedienen en;
 - c. de benodigde systemen om de genoemde maatregelen effectief te kunnen uitvoeren beschikbaar zijn of dit zijn binnen maximaal 25% van de doorlooptijd van de uit te voeren netverzwaring, -wijziging of -uitbreiding zoals genoemd in het derde lid.
3. Toepassing van congestiemanagement in een gebied dient uitsluitend ter overbrugging van de periode die resteert tot het moment waarop het (de) net(ten) zodanig verzaamd, gewijzigd of uitgebreid is (zijn) dat het gevraagde transport volledig beschikbaar gesteld kan worden.

Artikel 9.5

1. Indien op een bepaald deelnet in een afgebakend en duidelijk gedefinieerd gebied het geheel van verzoeken om transport tot het beloop van het gecontracteerde en beschikbaar gestelde transportvermogen voorzienbaar in enige programmatijdseenheid niet volledig gehonoreerd kan worden, meldt de netbeheerder van het net waarvan dat deelnet onderdeel is, door middel van een vooraankondiging dat er sprake kan zijn van structurele congestie.
2. Indien de in het eerste lid bedoelde situatie zich voordoet op de deelnetten van gekoppelde netten die door verschillende netbeheerders worden beheerd, doen de netbeheerders van die netten gezamenlijk de vooraankondiging dat er sprake kan zijn van structurele congestie.
3. De in het eerste lid bedoelde vooraankondiging zal tenminste de volgende gegevens bevatten:
 - a. het verwachte congestiegebied (geografische aanduiding) en;
 - b. de periode waarin structurele congestie wordt verwacht in dat gebied en;
 - c. de oorzaak van de verwachte structurele congestie en;
 - d. het in het verwachte congestiegebied totale gecontracteerde en beschikbaar opgestelde transportvermogen en;
 - e. een planning van de netverzwaring.
4. De in het eerste lid bedoelde vooraankondiging wordt gepubliceerd op de website(s) van de netbeheerder(s) die de melding heeft, dan wel hebben, gedaan en in alle gevallen tevens op de website van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. De betrokken netbeheerder zenden een afschrift van de vooraankondiging aan de Autoriteit Consument en Markt.
5. De betrokken netbeheerder(s) start(en) voor een gebied waarvoor een vooraankondiging is afgegeven, een onderzoek naar de mogelijkheden voor de toepassing van congestiemanagement. Congestiemanagement zal worden toegepast indien uit het onderzoek blijkt dat:
 - a. de betrokken netbeheerder(s) het nettechnisch mogelijk acht(en) en;
 - b. de betrokken netbeheerder(s) het bedrijfsvoeringstechnisch mogelijk acht(en) en;
 - c. de periode van verwachte structurele congestie langer duurt dan 1 jaar en korter dan 4 jaar en;
 - d. in het desbetreffende gebied voldoende potentiële deelnemers aanwezig zijn voor de uitvoering van congestiemanagement.
6. Indien uit het in het vijfde lid genoemde onderzoek blijkt dat congestiemanagement geen oplossing biedt of de in het vierde lid gemelde vooraankondiging, om wat voor reden dan ook, is komen te vervallen, doen de desbetreffende netbeheerders hiervan binnen één week na

afronding van het onderzoek, of het bekend worden van elke andere reden, melding via hun website en in alle gevallen tevens op de website van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. Deze melding zal tenminste bevatten:

- a. het gebied waarop de melding betrekking heeft;
- b. een verklaring waarom de vooraankondiging is komen te vervallen, waarbij tenminste wordt aangegeven wat het actuele totale gecontracteerde en beschikbaar gestelde transportvermogen in het desbetreffende gebied is.

Voor het desbetreffende gebied zullen dan ook geen aanvullende eisen van toepassing worden verklaard.

7. Indien van toepassing, geschiedt de vooraankondiging door de in het vierde of zesde lid bedoelde netbeheerder na overleg met eventuele andere betrokken netbeheerders.

Artikel 9.6

1. Indien op basis van artikel 9.5, vijfde lid, genoemde onderzoek blijkt dat in het congestiegebied waarover een vooraankondiging is afgegeven congestiemanagement een oplossing biedt, zal de netbeheerder binnen één week na afronding van het onderzoek, of het bekend worden van elke andere reden, een melding doen aan de hierna in onderdeel a bedoelde aangeslotenen in het congestiegebied. De melding bevat in ieder geval de volgende gegevens:
 - a. een aanduiding van het congestiegebied door middel van een lijst van EAN-codes van aansluitingen met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van 0,1 MW of hoger en een geografische beschrijving van het betrokken gebied met het desbetreffende deelnet of de desbetreffende deelnetten in dat gebied en;
 - b. de ingangsdatum van de verwachte structurele congestie en;
 - c. de verwachte periode waarvoor het congestiegebied is aangewezen en;
 - d. een onderbouwing en motivering, op grond waarvan duidelijk blijkt dat er binnen het gestelde gebied sprake is van structurele congestie en omvat in ieder geval de onder a. tot en met c. genoemde punten en;
 - e. een onderbouwing en motivering van de onmogelijkheid om de fysieke congestie op andere wijze op te lossen dan het toepassen van congestiemanagement.
2. De netbeheerder bepaalt de grens als bedoeld in artikel 9.1, tweede lid, op basis van de omvang van het congestiegebied en de hoeveelheid vermogen die minimaal aanvullend nodig is om de enkelvoudige storingsreserve tijdens de verwachte congestieperiode op een efficiënte wijze te handhaven.
3. De melding als bedoeld in het eerste lid, alsmede het in het eerste lid bedoelde onderzoek en de uitkomsten daarvan, wordt binnen één week na afronding van het in het eerste lid bedoelde onderzoek gepubliceerd op de website van de netbeheerder die de melding heeft gedaan of, in het geval bedoeld in artikel 9.5, tweede lid, op de websites van de netbeheerders die de melding hebben gedaan en in alle gevallen tevens op de website van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
4. Indien de melding als bedoeld in het eerste lid niet gedaan wordt door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, stelt de netbeheerder die de melding heeft gedaan hiervan uiterlijk op de dag waarop publicatie volgens het derde lid plaatsvindt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in kennis, onder vermelding van in ieder geval de gegevens, genoemd in het eerste lid.
5. De melding als bedoeld in het eerste lid wordt gestuurd aan alle aangeslotenen in het congestiegebied, met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld vermogen van 0,1 MW en meer.

Artikel 9.7

1. Na publicatie van de melding, bedoeld in artikel 9.6, eerste lid, verzoekt de netbeheerder alle aangeslotenen vanaf een door de netbeheerder te bepalen ondergrens, op basis van het opgesteld vermogen in het desbetreffende gebied ten opzichte van de maximaal mogelijke overschrijding van de transportcapaciteit per dag, zich vrijwillig voor de minimale periode van één maand te willen verplichten tot het doen van biedingen overeenkomstig artikel 9.11, tweede lid, overeenkomstig de specificaties die de netbeheerder dienaangaande heeft opgesteld en bekendgemaakt.
2. Indien de netbeheerder op enig moment op grond van het eerste lid minder vermogen dan de maximaal mogelijke overschrijding ter beschikking heeft om de van toepassing zijnde

operationeleveiligheidsgrenzen tijdens de verwachte congestieperiode te handhaven, dan kan de netbeheerder alle aangeslotenen met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld vermogen vanaf een nader te bepalen, en per congestiegebied vast te stellen grens, minimaal één maand van te voren verplichten om een bijdrage te leveren aan het oplossen van de verwachte fysieke congestie door middel van biedingen overeenkomstig artikel 9.11, tweede lid.

3. Indien de netbeheerder vermoedt dat de biedingen als bedoeld in het eerste en tweede lid niet resulteren in een vanuit een oogpunt van doelmatig netbeheer kosteneffectieve prijs voor het opregelen en het afregelen stelt de netbeheerder, in samenspraak met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, de in het eerste en tweede lid genoemde (onder)grens zo nodig op- of neerwaarts bij.
4. Indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vermoedt dat één of meer bij het biedproces betrokken aangeslotenen uitzonderlijk afwijkende biedingen doen waardoor het biedproces als bedoeld in het eerste en tweede lid mogelijk ondoelmatig verloopt, meldt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet dit vermoeden aan de Autoriteit Consument en Markt.

Artikel 9.8

Congestiemangement in een bepaald gebied eindigt op het moment dat er geen sprake meer is van structurele congestie in het desbetreffende gebied zoals aangekondigd in artikel 9.6, tweede lid, dan wel als de termijn zoals genoemd in artikel 9.6, eerste lid, onderdeel c, is verstreken en er geen reden is om deze termijn te verlengen. Het einde van congestiemangement in een bepaald gebied zal door de netbeheerder tenminste één week voor het daadwerkelijke einde worden gepubliceerd via zijn website. Deze publicatie bevat tenminste de volgende gegevens:

- a. een aanduiding van het desbetreffende congestiegebied en;
- b. de datum waarop congestiemangement niet meer van kracht zal zijn en;
- c. de onderbouwing van de beëindiging van congestiemangement.

Artikel 9.9

De regeling als bedoeld in artikel 9.7, tweede lid, en in de artikelen 9.10 en 9.11 is niet van toepassing op:

- a. aangeslotenen met elektriciteitsproductie-eenheden die uitsluitend gebruik maken van één of meer niet-regelbare energiebronnen, of,
- b. aangeslotenen met elektriciteitsproductie-eenheden die die zijn geïntegreerd in een industrieel productieproces, met dien verstande dat het afgegeven vermogen niet kan worden gewijzigd zonder verstoring van het productieproces
- c. verbruikers met installaties waarbij het substantieel en ongepland wijzigen van het opgenomen vermogen direct van invloed is op het functioneren van openbare voorzieningen, zoals openbaar vervoer en aardgasproductie en -transport.

Artikel 9.10

De aangeslotene kan de uitvoering van de regeling bedoeld in artikel 9.11 overdragen aan zijn programmaverantwoordelijke of leverancier. Indien hij hiervoor kiest doet hij hiervan schriftelijk melding bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en/of, indien van toepassing, bij de netbeheerder van het net waarop hij is aangesloten.

Artikel 9.11

1. Mede op basis van de transportprognoses zoals genoemd in artikel 13.4, eerste, tweede en vijfde lid, bepaalt de netbeheerder dagelijks of de enkelvoudige storingsreserve tijdens de verwachte periode met fysieke congestie in het congestiegebied kan worden gehandhaafd voor elke programmatijdseenheid. De netbeheerder publiceert elke dag uiterlijk om 14:00 uur op de dag voor de dag van de verwachte structurele congestie voor welke programmatijdseenheden congestiemangement nodig is.
2. Vanaf de dag voorafgaand aan de dag met verwachte fysieke congestie stellen de aangeslotenen als bedoeld in artikel 9.7, eerste en tweede lid, door middel van biedingen vermogen ter beschikking aan de netbeheerder dat de volgende dag meer of minder kan worden geproduceerd dan wel worden verbruikt. Deze biedingen worden uiterlijk 16:00 uur op de dag voor de dag van de verwachte structurele congestie bij de netbeheerder ingediend en bevatten de duur, omvang en prijs van het ter beschikking gestelde vermogen.

3. Er moet een bieding als bedoeld in het tweede lid worden gedaan per tijdseenheid. Daarnaast mogen de biedingen als bedoeld in het tweede lid ook in de vorm van blokbiedingen worden gedaan. Onder een blokbieding wordt verstaan een set van biedingen die op aangeven van de desbetreffende bieder zodanig met elkaar verbonden zijn dat ze hetzij allemaal worden geaccepteerd, hetzij allemaal worden afgewezen.
4. De netbeheerder lost de verwachte fysieke congestie op met behulp van het hem overeenkomstig het tweede en derde lid ter beschikking gestelde vermogen.
5. Aangeslotenen waarvan de bieding overeenkomstig het vierde lid is afgeroepen (hierna: CG-aangeslotene) ontvangen uiterlijk 17:00 uur op de dag voor de dag van de verwachte structurele congestie hiervan bericht. Zowel de transportprognose als het bijbehorende energieprogramma van de CG-aangeslotene in het congestiegebied worden voor de afgeroepen hoeveelheid vermogen aangepast.
6. Biedingen die niet zijn afgeroepen blijven afroepbaar tot de tijdseenheid waar de bieding betrekking op heeft. Biedingen die niet zijn afgeroepen kunnen tot 1 uur voor het moment waarop ze betrekking hebben worden gewijzigd.
7. Ter handhaving van de balans roept de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vervolgens per programmatijdseenheid een gelijke hoeveelheid vermogen af buiten het congestiegebied. Hij gebruikt daarvoor het vermogen dat hem overeenkomstig artikel 9.19, eerste lid, ter beschikking is gesteld.
8. Indien de CG-aangeslotene als bedoeld in het vijfde lid afwijkt van zijn transportprognose op een wijze die opnieuw tot structurele congestie zou kunnen leiden dan wordt het verschil tussen de transportprognose van die CG-aangeslotene en de daadwerkelijk uitgewisselde energie op de desbetreffende aansluiting per programmatijdseenheid verrekend met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet tegen een prijs per kWh, hierna te noemen de congestie-onbalansprijs.
9. Indien een situatie als bedoeld in het achtste lid zich voordoet en de desbetreffende te verrekenen hoeveelheid heeft het karakter van:
 - a. het invoeden van energie, dan betaalt de CG-aangeslotene een congestie-onbalansprijs waarvan de hoogte gelijk is aan de voor de desbetreffende programmatijdseenheid geldende landelijke onbalansprijs voor onbalans met het karakter invoeden. De CG-aangeslotene betaalt deze congestie-onbalansprijs aan de netbeheerder. Indien de voor de desbetreffende programmatijdseenheid geldende landelijke onbalansprijs voor onbalans met het karakter invoeden negatief is, dan bedraagt de congestie-onbalansprijs € 0,00;
 - b. het afnemen van energie, dan betaalt de CG-aangeslotene een congestie-onbalansprijs waarvan de hoogte gelijk is aan de voor de desbetreffende programmatijdseenheid landelijke onbalansprijs voor onbalans met het karakter afnemen dan wel de geldende day-ahead-clearingprijs indien deze hoger is. De CG-aangeslotene betaalt deze congestie-onbalansprijs aan de netbeheerder.
10. De netbeheerder publiceert de dag nadat toepassing van congestiemanagement nodig was per programmatijdseenheid het totaal afgeroepen vermogen overeenkomstig het vijfde lid: een overzicht van de transporten van en naar het congestiegebied, het totaal van de ingediende transportprognoses, inclusief het deel daarvan dat tot overschrijding van de enkelvoudige storingsreserve leidt, en de gerealiseerde transporten, alsmede een overzicht van het ter beschikking gestelde vermogen als bedoeld in artikel 9.19, eerste lid, en 9.11, vierde lid, het aantal aangeslotenen dat een bieding heeft gedaan, de mate waarin artikel 9.7, tweede lid, is toegepast en de resulterende prijzen voor zowel het op- als het afregelen, op zijn website. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de hiervoor bedoelde informatie eveneens op zijn website.
11. De netbeheerder verzorgt de administratieve afhandeling met zijn aangeslotenen in het congestiegebied, waaronder begrepen de financiële afrekening van met de desbetreffende aangeslotenen op basis van de biedingen zoals genoemd in het tweede lid en de verrekening als bedoeld in het achtste lid. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verzorgt de betaling van de afgeroepen hoeveelheden vermogen ten behoeve van de opregelactie buiten het congestiegebied die in het kader van congestiemanagement zijn ingezet. De netbeheerders dragen onderling zorg voor een correcte financiële afwikkeling tussen de netbeheerders.
12. De betrokken netbeheerders kunnen de grens zoals opgenomen in artikel 13.4, vijfde lid, met



betrekking tot de indiening van transportprognoses aanpassen in het congestiegebied. De betrokken netbeheerders dienen aanpassing van voornoemde grens te onderbouwen.

§ 9.3 Voorwaarden met betrekking tot de netontwerp- en bedrijfsvoeringscriteria

Artikel 9.12

1. Het netontwerp van het 380/220 kV-net inclusief de hiermee verbonden transformatoren naar de 150/110 kV-netten wordt getoetst aan de hand van de volgende criteria:
 - a. Bij een volledig in bedrijf zijnd net worden de door de aangeslotenen gewenste invoedingen respectievelijk afnamen gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve;
 - b. Bij het voor onderhoud niet beschikbaar zijn van een willekeurig circuit, dan wel een willekeurige transformator, dan wel een willekeurige elektriciteitsproductie-eenheid, dan wel een grote verbruiker, worden de door de aangeslotenen gewenste invoedingen dan wel afnamen gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve. Hierbij wordt alleen rekening gehouden met de als gevolg van de invoedingen dan wel afnamen optredende belastingen tijdens de onderhoudsperiode;
 - c. Bij de hoogste belasting en bij het uit bedrijf zijn van een willekeurig circuit, dan wel een willekeurige transformator, dan wel twee willekeurige elektriciteitsproductie-eenheden, dan wel een grote verbruiker, wordt door een aangepaste productieverdeling of door andere (vooraf overeengekomen) maatregelen de enkelvoudige storingsreserve gewaarborgd.
2. Het netontwerp van hoogspanningsnetten met een spanningsniveau van 110 kV en 150 kV, inclusief de hiermee verbonden transformatoren naar netten met een spanningsniveau lager dan 110 kV, wordt getoetst aan de hand van de volgende criteria:
 - a. Bij een volledig in bedrijf zijnd net worden de door de aangeslotenen gewenste invoedingen dan wel afnamen gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve. Bij een enkelvoudige storing is een onderbreking van maximaal 10 minuten met een maximale belasting van 100 MW toegestaan;
 - b. Bij het voor onderhoud niet beschikbaar zijn van een willekeurig circuit, dan wel een willekeurige transformator dan wel een willekeurige elektriciteitsproductie-eenheid kunnen de door de aangeslotenen gewenste invoedingen dan wel afnamen worden gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve. Hierbij hoeft alleen rekening te worden gehouden met de als gevolg van de invoedingen dan wel afnamen optredende belastingen tijdens de onderhoudsperiode. Afwijking hiervan is toelaatbaar indien de onderbrekingsduur beperkt blijft tot 6 uur en 100 MW.
3. Het netontwerp van zowel het 380/220 kV-net als van de 110/150 kV-netten wordt bovendien getoetst aan de hand van het volgende criterium: Bij alle belastingstoestanden en bij een volledig in bedrijf zijnd net kan, na uitval van een willekeurige elektriciteitsproductie-eenheid, de dan benodigde bedrijfsreserve volledig worden ingezet onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve.
4. Het netontwerp wordt getoetst aan de criteria voor de kwaliteit van de netspanning, zoals gedefinieerd in paragraaf 7.2.
5. Bij het voorbereiden en realiseren van investeringen informeren netbeheerders elkaar en werken zij samen, teneinde de netten doelmatig en betrouwbaar met elkaar te verbinden.
6. Netbeheerders van netten aangesloten op netten die beheerd worden door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet informeren de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet omtrent de inhoud van hun het door hen opgestelde investeringsplan, als bedoeld in artikel 21 van de Elektriciteitswet 1998.

Artikel 9.13

1. De netbeheerder hanteert voor de bedrijfsvoering van netten van 110 kV en 150 kV de volgende criteria:
 - a. Bij een in bedrijf zijnd net worden de door de aangeslotenen gewenste invoedingen dan wel afnamen gerealiseerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve.
 - b. Onverminderd hetgeen ten aanzien van het netontwerp is bepaald in artikel 9.12, tweede lid, is afwijking van onderdeel a toegestaan voor uitlopers, transformatoren en railsystemen.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet beschouwt de uitval van één 380 kV of

220 kV railsysteem in de normale toestand wel als een enkelvoudige storing. Er wordt geen rekening gehouden met de uitval van het laatste in een station in bedrijf zijnde railsysteem.

3. In verband met het bepaalde in het eerste en tweede lid leggen de netbeheerders voor de netkoppelingselementen vooraf vast wat aanvaardbaar is met betrekking tot:
 - a. het maximale toegestane transport;
 - b. de maximale toegestane spanningsafwijking ten opzichte van de nominale spanning;
 - c. de maximale toegestane spanningsverandering; en
 - d. de tijd waarin na een enkelvoudige storing weer aan de hierboven genoemde criteria dient te worden voldaan
4. In geval van dreigende grootschalige storingen heeft de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voorrang boven de overige netbeheerders ten aanzien van het aanspreken van producenten ten behoeve van productieverschuiving of andere beschikbare middelen.
5. De netbeheerders spreken met elkaar af, wie de koppelverbinding sluit.

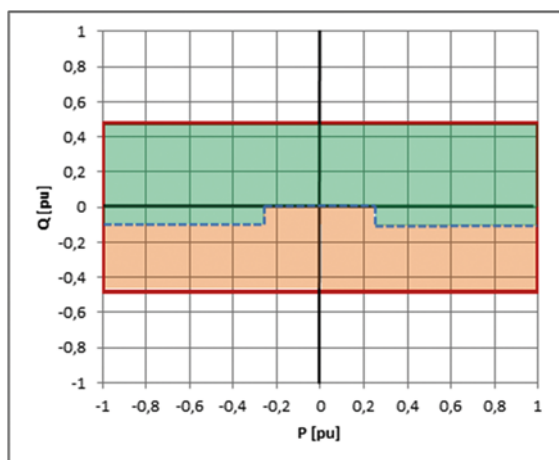
§ 9.4 Voorwaarden met betrekking tot de spannings- en blindvermogenshuishouding

Artikel 9.14

1. De regionale netbeheerder bepaalt de instelling van de helling en de referentiewaarde van de automatische spanningsregeling van de elektriciteitsproductie-eenheid.
2. Indien een elektriciteitsproductie-eenheid niet bijdraagt aan de blindvermogenshuishouding in de normale toestand moet, de referentiewaarde 15 minuten na constatering van een afwijking naar een uitwisseling van 0 Mvar worden teruggebracht, tenzij anders is overeengekomen.

Artikel 9.15

1. De netbeheerder is verantwoordelijk voor de spannings- en blindvermogenshuishouding in het eigen net.
2. Het blindvermogensbereik op het samenstel van alle aan de aansluiting tussen twee netten gerelateerde overdrachtpunten op één locatie (dat wil zeggen: per onderstation) is als volgt gespecificeerd:
 - a. regionale netten importeren uit het bovenliggende net maximaal 48% van de grootste waarde van de maximale import- en exportcapaciteit;
 - b. bij import of export van werkzaam vermogen van meer dan 25% van de importcapaciteit exporteren zij naar het bovenliggende net niet meer dan 10% van de grootste waarde van de maximale import- en exportcapaciteit.
3. Op grond van het tweede lid komt het blindvermogensbereik overeen met het groene gebied in onderstaand P/Q-diagram.



4. Bij import of export van werkzaam vermogen van niet meer dan 25% van de maximale importcapaciteit is het toegestaan dat regionale netten maximaal 10% van de grootste waarde van de maximale import- en exportcapaciteit exporteren naar het bovenliggende net indien dit geen aantoonbare knelpunten veroorzaakt in een van beide netten; in geval van aantoonbare

hinder treden beide netbeheerders met elkaar in overleg en stellen een gezamenlijke analyse op met als doel maatregelen vast te stellen waarmee voldaan kan worden aan het gespecificeerde blindvermogensbereik.

5. Indien het blindvermogensbereik niet voldoet aan het tweede en vierde lid, voeren de betrokken netbeheerders achtereenvolgens de volgende stappen uit:
 - a. zij stellen vast of één van beide netbeheerders knelpunten constateert met betrekking tot bijvoorbeeld spanningseisen of blindvermogenshuishouding;
 - b. indien knelpunten zijn geconstateerd, worden in beide betrokken netten de reeds aanwezige stationaire blindvermogenscompensatiemiddelen ingezet met als doel te voldoen aan het gespecificeerde blindvermogensbereik;
 - c. indien de inzet van de reeds aanwezige stationaire blindvermogenscompensatiemiddelen onvoldoende is om aan het gespecificeerde blindvermogensbereik te voldoen, verzoeken beide betrokken netbeheerders de producenten waarmee zij een overeenkomst tot levering of opname van blindvermogen hebben, om blindvermogen te compenseren met als doel te voldoen aan het gespecificeerde blindvermogensbereik;
 - d. Indien door toepassing van de in onderdeel b of c bedoelde maatregelen de knelpunten onvoldoende kunnen worden weggenomen, voeren de betrokken netbeheerders een gezamenlijke analyse uit die, met inachtneming van artikel 2 van de Samenwerkingscode elektriciteit, leidt tot het voldoen aan het gespecificeerde blindvermogensbereik door middel van:
 - 1°. aanvullende overeenkomsten met producenten tot levering of opname van blindvermogen;
 - 2°. investering in nieuwe stationaire blindvermogenscompensatiemiddelen; of
 - 3°. investering in netverzwaring
6. Een overeengekomen afwijking van het in het tweede en vierde lid gespecificeerde blindvermogensbereik wordt vastgelegd in de aansluit- en transportovereenkomst.
7. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet coördineert de regeling van de trapstanden van de transformatoren van netten met een spanningsniveau groter dan of gelijk aan 110 kV naar netten met een spanningsniveau kleiner dan 110 kV.
8. Het in het eerste tot en met zevende lid bepaalde is tevens van toepassing op gesloten distributiesystemen aangesloten op hoogspanningsniveau. In deze leden dient dan in plaats van 'de netbeheerders' gelezen te worden 'de beheerder van het gesloten distributiesysteem en de netbeheerder'.

§ 9.5 Voorwaarden met betrekking tot training

Artikel 9.16

1. De netbeheerder stelt een draaiboek op en organiseert trainingen met de netbeheerders van de aan zijn net gekoppelde netten en met de beheerders van de op zijn net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit groter dan 60 MW teneinde grootschalige storingen effectief te voorkomen en te herstellen.
2. Het in het eerste lid bedoelde draaiboek bevat tenminste de procedures, de oefeningen, de uit te wisselen informatie en de andere benodigde middelen teneinde grootschalige storingen effectief te voorkomen en te herstellen.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet coördineert de in het eerste lid bedoelde activiteiten en stelt jaarlijks een evaluatie op, die tot uitdrukking brengt in welke mate maatregelen zijn getroffen teneinde grootschalige storingen effectief te voorkomen en te herstellen.
4. De beheerders van elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit groter dan 60 MW werken mee aan de uitvoering van de in het eerste lid bedoelde activiteiten.

§ 9.6 Voorwaarden met betrekking tot de niet-beschikbaarheidscoördinatie

Artikel 9.17

1. Met betrekking tot de in artikel 13.3, tweede lid, onderdeel d, bedoelde revisieperioden houden de regionale netbeheerders en de beheerders van op een regionaal net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden elkaar met een zichtperiode van één jaar schriftelijk op de

hoogte van alle plannen en wijzigingen met betrekking tot het onderhoud en de revisies van hun bedrijfsmiddelen.

2. Afhankelijk van de netsituatie en de omvang van de productiecapaciteit zullen de beheerders van op een regionaal net aangesloten elektriciteitsproductie-eenheden en de regionale netbeheerders hun onderhoudsplannen schriftelijk afstemmen en wijzigen, waarbij beoogd wordt de voorzieningszekerheid te waarborgen.
3. Indien één of beide partijen onderhoudsplannen dienen te fixeren, bijvoorbeeld ten gevolge van een contractuele overeenkomst of afspraak met een derde partij, wordt een planning bindend verklaard vanaf de door die omstandigheden bepaalde datum en schriftelijk bevestigd naar de andere partij.
4. Indien een partij na een bindend verklaring, alsnog van de planning wil afwijken, zal de andere partij daar zoveel als mogelijk aan tegemoet komen, door bijvoorbeeld het verschuiven of verwisselen van reeds gepland onderhoud over andere elektriciteitsproductie-eenheden en transportnet-onderdelen.

Artikel 9.18

1. Indien voor een overeenkomstig artikel 99 van de Verordening 2017/1485 (GL SO) ingediende planning een afwijking wordt ingediend overeenkomstig artikel 100 van de Verordening 2017/1485 (GL SO) en deze afwijking tot extra kosten leidt, zullen deze kosten gedragen worden door de veroorzakende partij, waarbij de andere partij al het mogelijke zal doen om de extra kosten te beperken.
2. Indien een afwijking van een bindende planning als bedoeld in artikel 9.17 tot extra kosten leidt, zullen deze kosten gedragen worden door de veroorzakende partij, waarbij de andere partij al het mogelijke zal doen om de extra kosten te beperken.

§ 9.7 Voorwaarden met betrekking tot de belastingfrequentieregeling en reserves.

Artikel 9.19

1. Aangeslotenen, niet zijnde netbeheerders, met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van meer dan 60 MW stellen daags van tevoren, overeenkomstig door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vast te stellen procedures en specificaties, door middel van biedingen het vermogen ter beschikking van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet dat de volgende dag minder kan worden afgenomen respectievelijk meer of minder kan worden geproduceerd. De aangeslotene kan zowel de omvang als de prijs van zijn bieding aanpassen tot een uur voorafgaand aan de programmatijdseenheid waarop de aanpassing betrekking heeft.
2. Aangeslotenen, niet zijnde netbeheerders, met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van 60 MW of minder kunnen het in het eerste lid bedoelde vermogen op vrijwillige basis aanbieden volgens dezelfde procedures en specificaties als die gelden voor de verplichte biedingen.

Artikel 9.20

1. In geval van onbalans tussen vraag en aanbod in Nederland neemt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maatregelen om tegengestelde regelacties door buitenlandse instellingen als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998, met wie zij dienaangaande een onbalansnettingsovereenkomst als bedoeld in artikel 122 van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO) heeft, te voorkomen.
2. Indien nodig, neemt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vervolgens maatregelen volgens onderstaande volgorde:
 - a. hij activeert de hem ter beschikking staande middelen, waaronder het in artikel 9.19, eerste lid, bedoelde vermogen.
 - b. indien hem niet voldoende middelen ter beschikking staan om de n-1-reserve te handhaven is de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bevoegd reeds toegelaten exporten geheel of gedeeltelijk te annuleren overeenkomstig de in hoofdstuk 12 vermelde procedure bij onvoorziene fysieke congestie. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt onverwijld de andere netbeheerders en de programmamaverantwoordelijken op de hoogte van de ontstane situatie en de genomen of te nemen maatregelen.

- c. indien de in onderdeel a genoemde maatregelen niet tot herstel van de balans leiden en de systeemtoestand afwijkt van de normaaltoestand, draagt hij beheerders van hem nog niet ter beschikking gesteld vermogen van elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit van 5 MW of meer op om dit vermogen op dan wel af te (doen) regelen of in dan wel uit bedrijf te (doen) nemen, één en ander met inachtneming van het bepaalde in artikel 9.21. De andere netbeheerders en de programmaverantwoordelijken worden door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onverwijld bericht dat deze situatie is ontstaan.
- d. indien de in onderdeel a tot en met c genoemde maatregelen niet tot herstel van de balans leiden, schakelt hij belasting af dan wel draagt hij een of meer andere netbeheerders op om belasting af te schakelen, een en ander met inachtneming van het bepaalde in artikel 9.22.

Artikel 9.21

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet geeft een opdracht als bedoeld in artikel 9.20, tweede lid, onderdeel c, telefonisch.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kondigt de opdracht tevoren aan en verstrekt daarbij een toelichting. Deze toelichting wordt, zonodig achteraf, schriftelijk bevestigd.
3. Indien de situatie dermate spoedeisend is dat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de opdracht niet tevoren kan aankondigen, licht hij de opdracht en de reden voor het achterwege laten van een voorafgaande aankondiging achteraf schriftelijk alsnog toe.
4. De opregeling onderscheidenlijk inbedrijfsname dient binnen de tijd die technisch mogelijk is te zijn uitgevoerd.
5. Indien de opdracht is gegeven aan een of meer andere netbeheerders, ontvangt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een telefonische terugmelding van hetgeen door de andere netbeheerder of netbeheerders is gedaan ter uitvoering van de opdracht.

Artikel 9.22

1. De netbeheerders beschikken over onderling afgestemde afschakelplannen en herstelplannen. Deze plannen liggen ter inzage bij de netbeheerder. Elke netbeheerder dient, ook na eventuele wijzigingen, een afschrift van de plannen naar de Autoriteit Consument en Markt te sturen.
2. De in artikel 9.20, tweede lid, onderdeel d, bedoelde afschakeling geschiedt handmatig en wordt, in geval van een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan een andere netbeheerder opgedragen afschakeling, telefonisch opgedragen.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kondigt een opdracht tot afschakeling tevoren aan en verstrekt daarbij een toelichting.
4. Indien de situatie dermate spoedeisend is dat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een opdracht tot afschakeling niet tevoren kan aankondigen, licht hij de opdracht en de reden voor het achterwege laten van een voorafgaande aankondiging achteraf alsnog toe.
5. Tenzij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een tijdsperiode noemt waarbinnen de opdracht tot afschakeling moet zijn uitgevoerd, wordt de opdracht onverwijld uitgevoerd nadat zij is verstrekt.
6. Indien een of meer andere netbeheerders opdracht tot afschakeling is gegeven, ontvangt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een telefonische terugmelding van hetgeen door de andere netbeheerder of netbeheerders is gedaan ter uitvoering van de opdracht.

Artikel 9.23

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet contracteert de initiële FCR-verplichting. Hij doet dit overeenkomstig de eisen die aan hem gesteld zijn ten aanzien van het contracteren van energie en vermogen op een marktconforme, transparante en non-discriminatoire wijze als volgt:
 - a. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zal een gedetailleerde beschrijving van het contracteringsmechanisme, de administratieve en technische eisen en regels waaraan voldaan moet worden om deel te kunnen nemen alsook de resultaten van het

contracteren (inclusief prijsinformatie) via zijn openbare webpagina publiek maken. Tevens zal verdere relevante informatie tijdig via deze webpagina beschikbaar worden gemaakt, waaronder maar niet beperkt tot tijdschema's.

- b. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zal een drempelwaarde hanteren voor biedingen van maximaal 1 MW, waarbij wel verlangd mag worden dat een bieding voor opregelende primaire reactie dient te worden gecombineerd met een bieding voor afregelende primaire reactie
- c. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zal minimaal eenmaal per week contracteren waarbij de periode waarvoor gecontracteerd wordt niet langer dan een week zal zijn.
- d. Voor winnende aanbiedingen van primaire reactie zal de aangeboden prijs de contractsprijs zijn (pay as bid). Met een vooraankondiging van minimaal drie maanden kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, in het geval ontwikkelingen op de internationale markt daar aanleiding toe geven, overstappen op de day ahead-clearingprijs als contract prijs.

Artikel 9.24

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert op zijn website informatie aangaande het onbalansnettingsproces, waaronder:
 - a. welke participanten deelnemen in de overeenkomst bedoeld in artikel 9.20, eerste lid, en per wanneer zij participant zijn;
 - b. de actuele omvang van de onbalansnettingvermogensuitwisseling.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet heeft tot taak de energiebalans met het buitenland te bewaken, in voorkomend geval te herstellen en verwerft het daarvoor benodigde vermogen.

Artikel 9.25

[Gereserveerd]

§ 9.8 Voorwaarden met betrekking tot de nood- en hertsteltoestand.

Artikel 9.26

1. In geval van frequentiedalingen tot 49,0 Hz en lagere waarden, doen de regionale netbeheerders door middel van het frequentierelais automatisch een deel van de belasting afschakelen volgens het volgende schema:
 - a. eerste afschakeling: bij 49,0 Hz 15% van de oorspronkelijke totale belasting afschakelen;
 - b. tweede afschakeling: bij 48,7 Hz, aanvullend op de in onderdeel a bedoelde hoeveelheid, 15% van de oorspronkelijke totale belasting afschakelen;
 - c. derde afschakeling: bij 48,4 Hz, aanvullend op de in onderdeel a en b bedoelde hoeveelheid, 20% van de oorspronkelijke totale belasting afschakelen.
2. Bij de bepaling van de af te schakelen belasting wordt rekening gehouden met eventueel mee af te schakelen elektriciteitsproductie-eenheden.
3. Het frequentierelais is zodanig ingesteld, dat:
 - a. binnen 100 ms na het overschrijden van de in het eerste lid genoemde frequentiegrenzen een uitschakelbevel volgt;
 - b. de werking van het relais wordt geblokkeerd als de meetspanning daalt tot beneden 70% van de nominale spanning.
4. De meetnauwkeurigheid van het relais mag maximaal 10 mHz bedragen.
5. De storingsgevoeligheid van het relais is afgestemd op de installatie waarin het wordt toegepast, maar voldoet ten minste aan IEC 1000-4 klasse 3.

Artikel 9.27

1. Wederinschakeling van,
 - a. door middel van frequentierelais afgeschakelde belasting,
 - b. handmatig afgeschakelde belasting, voor zover de afschakeling valt onder de coördinatie van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, vindt uitsluitend plaats met toestemming van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.



2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verwerft black-startmogelijkheden in een door hem te bepalen omvang. Hij bepaalt welke eisen daaraan worden gesteld en waar zij bij voorkeur gelokaliseerd zijn.

Artikel 9.28

De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bevordert dat een enkelvoudige storing in het elektriciteitsvoorzieningssysteem zich niet uitbreidt tot een grootschalige storing, dan wel leidt tot de black-outtoestand.

§ 9.9 Internationale voorwaarden en methodologieën.

Artikel 9.29

De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en, voor zover van toepassing, de andere netbeheerders en overige aangeslotenen, zullen de navolgende voorwaarden of methodologieën in acht nemen:

- a. *All TSOs' proposal for the determination of LFC blocks for the Synchronous Area Continental Europe in accordance with Article 141(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*, van 15 juli 2018, zoals opgenomen in bijlage 5;
- b. *All TSOs' proposal for a common grid model methodology in accordance with Articles 67(1) and 70(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*, van 12 februari 2018, zoals opgenomen in bijlage 6.

Hoofdstuk 10 Balanceringsvoorwaarden

§ 10.1 Programmaverantwoordelijkheid

Artikel 10.1

1. Tot het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid voor een aansluiting laat een netbeheerder slechts natuurlijke en rechtspersonen toe aan wie de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overeenkomstig artikel 10.10 een volledige erkenning als programmaverantwoordelijke heeft verleend.
2. Een aangeslotene die de programmaverantwoordelijkheid voor zijn aansluiting niet zelf uitoefent, draagt die programmaverantwoordelijkheid over aan een in het eerste lid bedoelde natuurlijke of rechtspersoon.
3. Een aangeslotene die de programmaverantwoordelijkheid voor zijn aansluiting niet zelf uitoefent, laat de beoogde programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder op wiens net hij is aangesloten overeenkomstig het proces uit paragraaf 4.5 van de Informatiecode elektriciteit en gas melden aan welke programmaverantwoordelijke met volledige erkenning hij zijn programmaverantwoordelijkheid heeft overgedragen.
4. Bij de in het derde lid bedoelde melding is een verklaring van de programmaverantwoordelijke gevoegd waarin hij bevestigt dat de aangeslotene zijn programmaverantwoordelijkheid aan hem heeft overgedragen, bij gebreke waarvan de netbeheerder de melding niet aanvaardt.
5. Een aangeslotene die het voornemen heeft zijn programmaverantwoordelijkheid over te dragen aan een andere programmaverantwoordelijke dan de programmaverantwoordelijke die tot dan toe programmaverantwoordelijkheid voor hem heeft uitgeoefend, laat de beoogde programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder die het aangaat overeenkomstig het proces uit paragraaf 4.5 van de Informatiecode elektriciteit en gas melden aan welke programmaverantwoordelijke met volledige erkenning hij zijn programmaverantwoordelijkheid heeft overgedragen.
6. In afwijking van het gestelde in het derde tot en met het vijfde lid geldt dat in het geval een leverancier, daartoe bepaaldelijk gemachtigd, voor een aangeslotene programmaverantwoordelijkheid regelt, de leverancier de in het derde en het vijfde lid bedoelde melding doet overeenkomstig de processen uit hoofdstuk 3 of 4 van de Informatiecode elektriciteit en gas.
7. Een netbeheerder doet overeenkomstig hoofdstuk 3 of 4 van de Informatiecode elektriciteit en gas aan de programmaverantwoordelijke die tot aan de in het vijfde lid bedoelde overdracht de



programmaverantwoordelijkheid van de aangeslotene uitoefent, onverwijld mededeling van het feit dat hem een kennisgeving als bedoeld in het vijfde lid heeft bereikt en door hem is aanvaard.

Artikel 10.2

1. Netbeheerders dragen hun programmaverantwoordelijkheid voor de compensatie van netverliezen over aan een in artikel 10.1, eerste lid, genoemde natuurlijke of rechtspersoon.
2. Met betrekking tot de programmaverantwoordelijkheid van een netbeheerder, niet zijnde de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, voor de compensatie van netverliezen is het in artikel 10.1, derde tot en met zevende lid, bepaalde van toepassing, met dien verstande dat de in kennis te stellen netbeheerder de netbeheerder is van het net op een hoger spanningsniveau waarop het net van de eerstgenoemde netbeheerder is aangesloten.

Artikel 10.3

1. Indien een programmaverantwoordelijke die door middel van een overeenkomst met een leverancier programmaverantwoordelijkheid draagt voor een grootverbruikaansluiting die overeenkomst wenst te beëindigen, stelt hij de aangeslotene en de leverancier en de netbeheerder die het aangaat tenminste twintig werkdagen voor de beoogde ingangsdatum schriftelijk in kennis.
2. De in het eerste lid bedoelde in kennis stelling van de aangeslotene vindt plaats bij aangetekende brief en de in dat lid bedoelde termijn van twintig werkdagen vangt aan op het moment van ontvangst van deze aangetekende brief.
3. De aangeslotene laat de beoogde programmaverantwoordelijke of de leverancier, daartoe bepaaldelijk gemachtigd, tenminste vijf werkdagen voor de in het eerste lid bedoelde ingangsdatum de netbeheerder die het aangaat overeenkomstig het proces uit paragraaf 4.5 van de Informatiecode elektriciteit en gas melden welke programmaverantwoordelijke met volledige erkenning vanaf die datum voor de aansluiting programmaverantwoordelijkheid draagt.
4. Indien de aangeslotene of de leverancier, daartoe bepaaldelijk gemachtigd, niet tijdig aan zijn in het derde lid bedoelde verplichting voldoet, treedt de in artikel 10.8 genoemde regeling voor de betreffende aansluiting in werking. De netbeheerder die het aangaat, verwittigt onverwijld de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de Autoriteit Consument en Markt.

Artikel 10.4

Op het moment dat de programmaverantwoordelijkheid van een natuurlijke of rechtspersoon met volledige erkenning wordt ingetrokken, stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onverwijld de overige netbeheerders, programmaverantwoordelijken en de Autoriteit Consument en Markt daarvan in kennis. Vanaf dat moment treedt de in artikel 10.6 genoemde regeling in werking voor de aansluitingen waarvoor de natuurlijke of rechtspersoon die niet meer als programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning in het aansluitingenregister staat vermeld. De overige netbeheerders stellen in dat geval de betreffende leveranciers, indien deze bepaaldelijk zijn gemachtigd, en de betreffende aangeslotenen voor zover die geen leverancier hebben gemachtigd, onverwijld in kennis over de intrekking. Grootverbruikers die wel een leverancier hebben gemachtigd worden in kennis gebracht door de gemachtigde leverancier.

Artikel 10.5

1. Indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voorziet dat een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning niet langer in staat zal zijn, zijn verplichtingen na te komen of voor een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning de toepassing van de wettelijke schuldsaneringsregeling is uitgesproken, surséance van betaling is verleend, respectievelijk faillissement is uitgesproken, pleegt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overleg met de Autoriteit Consument en Markt. In dit overleg wordt bepaald of en zo ja onder welke voorwaarden de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet (de curator of de bewindvoerder van) de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning kan respectievelijk moet aanbieden de intrekking van de erkenning als programmaverantwoordelijke met volledige erkenning op te schorten, en voor zover dat redelijkerwijs noodzakelijk is voor het borgen van de economische stabiliteit van het systeem garant te staan voor de kosten van inkoop van de elektriciteit en balancering en eventuele andere aan deze opschorting gerelateerde kosten tegen de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet te

stellen voorwaarden voor de garantstelling tijdens deze tijdelijke voortzetting. Afhankelijk van het resultaat van dit overleg treedt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in overleg met de betreffende (curator of bewindvoerder van) de programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning en kan hij een aanbod tot het afgeven van een garantie in laatstbedoelde zin doen voor ten hoogste tien werkdagen.

2. Indien en voor zover op grond van dit artikel of van artikel 10.6 de programmamaverantwoordelijkheid van groepen aangeslotenen wijzigt als gevolg van de intrekking van de erkenning van de aanvankelijke programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning, verkoop of doorstart van de onderneming van de aanvankelijke programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning of anderszins, zorgt de netbeheerder die het aangaat ervoor dat de wisseling van programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning binnen één werkdag in het aansluitingenregister is verwerkt.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet neemt de te zijnen laste blijvende kosten, gemaakt ter uitvoering van zijn taak bedoeld in het eerste lid, op in zijn tarieven.

Artikel 10.6

1. In de gevallen bedoeld in artikel 10.4 wordt de programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning voor de in dat artikel bedoelde aansluitingen door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet over de andere programmamaverantwoordelijken met volledige erkenning als volgt verdeeld:
 - a. de aansluitingen waarvoor de leverancier, daartoe bepaaldelijk gemachtigd, de programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning heeft geregeld en heeft ondergebracht bij een andere rechtspersoon dan hijzelf, zullen worden verdeeld aan de programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning die de leverancier onverwijld schriftelijk aan de netbeheerder die het aangaat opgeeft. Deze schriftelijke mededeling bevat tevens een bevestiging van die programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning dat hij de programmamaverantwoordelijkheid op zich neemt;
 - b. de aansluitingen van kleinverbruikers waarop de programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning niet is geregeld, zullen worden verdeeld naar rato van het aantal aangesloten kleinverbruikers waarvoor een programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning programmamaverantwoordelijkheid draagt. De verdeling zal worden uitgevoerd in tienden van procenten;
 - c. de aansluitingen van grootverbruikers die zelf een erkende programmamaverantwoordelijke hebben geregeld, dienen schriftelijk aan de betreffende netbeheerder op te geven wie de programmamaverantwoordelijkheid over gaat nemen. Deze schriftelijke mededeling bevat tevens een bevestiging van die programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning dat hij de programmamaverantwoordelijkheid op zich neemt;
 - d. de aansluitingen van grootverbruikers waarvoor de programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning niet tijdig is geregeld, zullen worden verdeeld naar rato van het totaal van de gecontracteerde transportvermogens in deze categorie waarvoor een programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning programmamaverantwoordelijkheid draagt. De verdeling zal worden uitgedrukt in tienden van procenten. Bij verdeling van grootverbruikers met een gecontracteerd transportvermogen boven de 10 MW of bij substantiële hoeveelheden kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vooraf in contact treden met betrokken programmamaverantwoordelijke(n) met volledige erkenning ten aanzien van het aanpassen van de verdeling.
2. De programmamaverantwoordelijken met een volledige erkenning die op grond van onderdeel b en/of d van het eerste lid aansluitingen toegewezen hebben gekregen, informeren zo spoedig mogelijk, maar uiterlijk binnen drie werkdagen na de verdeling de betrokken aangeslotenen respectievelijk hun leverancier, indien deze bepaaldelijk is gemachtigd de programmamaverantwoordelijkheid met volledige erkenning te regelen, over deze toewijzing, en over de bij hen geldende voorwaarden en de opzeggingsmogelijkheden. Grootverbruikers die een leverancier hebben gemachtigd worden in kennis gebracht door de gemachtigde leverancier.
3. De aangeslotene voor wiens aansluiting via de in dit artikel bedoelde verdeling een andere programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning heeft gekregen, heeft gedurende twee maanden het recht zonder opzegtermijn van programmamaverantwoordelijke met volledige erkenning te wisselen.
4. Een programmamaverantwoordelijke met een volledige erkenning die op grond van dit artikel de programmamaverantwoordelijkheid voor aansluitingen toegewezen heeft gekregen, mag de toewijzing niet weigeren, tenzij hij voordat toewijzing plaatsvindt schriftelijk de netbeheerder

van het landelijk hoogspanningsnet heeft verzocht niet voor deze toewijzing in aanmerking te willen komen en daarbij tevens tijdig gezamenlijk met een ontvangende programmaverantwoordelijke met volledige erkenning heeft aangegeven dat die ontvangende programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning alsdan zijn aandeel overneemt. De verwerkingstermijn van een dergelijk verzoek bedraagt maximaal twee weken. Wel kan deze ontvangende programmaverantwoordelijke met volledige erkenning met toepassing van artikel 10.3, eerste lid, opzeggen.

Artikel 10.7

1. Indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet geïnformeerd wordt dat of voorziet dat een leverancier niet langer in staat zal zijn, zijn leveringsplicht na te komen of voor de leverancier de toepassing van de wettelijke schuldsaneringsregeling is uitgesproken, surséance van betaling is verleend respectievelijk faillissement is uitgesproken, pleegt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overleg met de Autoriteit Consument en Markt. In dit overleg wordt onder andere bepaald of en zo ja onder welke voorwaarden invulling aan het Besluit leveringszekerheid wordt gegeven. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kan respectievelijk moet (de curator of de bewindvoerder van) de vergunninghouder of de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning voor betreffende aansluitingen van de leverancier aanbieden de tijdelijke voortzetting van de levering van ten hoogste tien werkdagen te ondersteunen, wanneer dit redelijkerwijs noodzakelijk is voor het borgen van de economische stabiliteit van het systeem. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet doet dit door garant te staan voor de kosten van inkoop van de elektriciteit, balancering en andere bijkomende kosten tegen de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet te stellen voorwaarden voor de garantstelling tijdens deze tijdelijke voortzetting. Afhankelijk van het resultaat van dit overleg pleegt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overleg met (de curator of de bewindvoerder van) de vergunninghouder of de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning voor betreffende aansluitingen van de leverancier, en kan hij een aanbod tot het afgeven van een garantie in laatstbedoelde zin doen.
2. Voor de levering van grootverbruikers van de leverancier, treedt de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die de programmaverantwoordelijkheid voor die aangeslotenen draagt, in de plaats van de leverancier tot het moment waarop de grootverbruiker een nieuwe leveringsovereenkomst heeft gesloten dan wel de levering aan die grootverbruiker is beëindigd. De betreffende programmaverantwoordelijke met volledige erkenning wordt onverwijld van deze situatie door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op de hoogte gesteld. De betrokken aangeslotenen worden zo spoedig mogelijk, maar uiterlijk binnen drie werkdagen na de in de plaatstreding schriftelijk door de betreffende programmaverantwoordelijke met volledige erkenning van de ontstane situatie en de thans geldende voorwaarden (daaronder begrepen de opzeggingsmogelijkheden) op de hoogte gesteld.
3. Een vergunninghouder meldt, voor het geval hem, op grond van artikel 2, zesde lid, van het Besluit leveringszekerheid Elektriciteitswet 1998, de levering aan kleinverbruikers wordt toegewezen, aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet welke programmaverantwoordelijke met volledige erkenning voor de desbetreffende kleinverbruikers programma-verantwoordelijk met volledige erkenning dient te worden. De verwerkingstermijn van een dergelijk verzoek bedraagt maximaal twee weken.
4. In de in het tweede lid bedoelde situatie wordt de aangeslotene geacht een leveringscontract te hebben met de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die in de plaats van de leverancier treedt. De grootverbruiker, heeft twee maanden het recht het leveringscontract zonder opzegtermijn te beëindigen. Tevens kan de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning, voor zover niet reeds overeengekomen, redelijke afspraken maken ten aanzien van programmaverantwoordelijkheid voor de aansluiting.
5. De in het tweede lid bedoelde programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die in de plaats van de leverancier treedt, mag aan de aangeslotene, niet zijnde kleinverbruikers, een tarief voor de geleverde energie in rekening brengen dat overeenkomt met de uurlijkse day ahead prijs op de dag zelf tot stand gekomen op de aangewezen beurs, tenzij de aangeslotene met deze programmaverantwoordelijke anders is overeengekomen.
6. Indien en voor zover op grond van dit artikel (daaronder begrepen op grond van verkoop of doorstart van de onderneming van de aanvankelijke leverancier) de leverancier van groepen aangeslotenen wijzigt, zorgt de netbeheerder die het aangaat ervoor dat de wisseling van leverancier binnen één werkdag in het aansluitingenregister is verwerkt.

Artikel 10.8

In geval van samenloop van het dreigen weg te vallen dan wel wegvallen van een leverancier en een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning voor aansluitingen die door beide partijen bediend worden, gelden de volgende aanvullende bepalingen:

- a. Bij het gelijktijdig nemen van het besluit om een vergunning en een erkenning in te trekken, geldt de aanvullende bepaling dat het besluit dat de vergunning wordt ingetrokken eerder geacht wordt te zijn genomen dan de beslissing tot het intrekken van de erkenning als programmaverantwoordelijke.
- b. Als binnen de opschortingsperiode van de intrekking van de erkenning van de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning de vergunning van de leverancier bij besluit ingetrokken wordt, kan, indien noodzakelijk, de opschortingsperiode van de programmaverantwoordelijke verlengd worden. Deze verlenging loopt ten hoogste tot het einde van de tijdelijke voortzettingsperiode die geldt voor de betreffende leverancier en geldt alleen voor de aansluitingen die onder deze vergunninghouder vallen.

Artikel 10.9

1. In de situatie als bedoeld in artikel 10.3, vierde lid, treedt de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die de programmaverantwoordelijkheid voor die aangeslotenen draagt, in de plaats van de leverancier tot het moment waarop de grootverbruiker een nieuwe leveringsovereenkomst heeft gesloten dan wel de levering aan die grootverbruiker is beëindigd. De betreffende programmaverantwoordelijke switcht daartoe de betreffende aangeslotenen overeenkomstig paragraaf 4.1 van de Informatiecode elektriciteit en gas naar zich toe. De betrokken aangeslotenen worden zo spoedig mogelijk, maar uiterlijk binnen drie werkdagen na de effectuering van de switch schriftelijk door de betreffende programmaverantwoordelijke met volledige erkenning van de ontstane situatie en de thans geldende voorwaarden (daaronder begrepen de opzeggingsmogelijkheden) op de hoogte gesteld.
2. In de in het eerste lid bedoelde situatie wordt de aangeslotene geacht een leveringscontract te hebben met de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die in de plaats van de leverancier treedt. De grootverbruiker, heeft twee maanden het recht het leveringscontract zonder opzegtermijn te beëindigen. Tevens kan de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning, voor zover niet reeds overeengekomen, redelijke afspraken maken ten aanzien van programmaverantwoordelijkheid voor de aansluiting.
3. De in het eerste lid bedoelde programmaverantwoordelijke met volledige erkenning die in de plaats van de leverancier treedt, mag aan de aangeslotene, niet zijnde kleinverbruikers, een tarief voor de geleverde energie in rekening brengen dat overeenkomt met de uurlijkse day ahead prijs op de dag zelf tot stand gekomen op de aangewezen beurs, tenzij de aangeslotene met deze programmaverantwoordelijke anders is overeengekomen.

Artikel 10.10

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kan aan een natuurlijke of rechtspersoon op aanvraag een erkenning als programmaverantwoordelijke verlenen. De erkenning kan zijn:
 - a. een volledige erkenning;
 - b. een handelserkenning.
2. De programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning heeft het recht:
 - a. programmaverantwoordelijkheid voor de eigen aansluitingen uit te oefenen, tenzij hij kleinverbruiker is;
 - b. de uitoefening van programmaverantwoordelijkheid voor de aansluitingen van derden aan te bieden als dienst;
 - c. energieprogramma's in te dienen;
 - d. transactiepartij te zijn in energieprogramma's.
3. De programmaverantwoordelijke met een handelserkenning heeft uitsluitend het recht, genoemd in de onderdelen c en d van het tweede lid.
4. De in het tweede en derde lid genoemde rechten zijn niet overdraagbaar.
5. De programmaverantwoordelijke mag de in het tweede en derde lid genoemde rechten uitoefenen met ingang van de dag die volgt op de dag waarop hij als zodanig in het PV-register, bedoeld in artikel 10.13, eerste lid, is ingeschreven.

6. De aanvraag om een erkenning als programmaverantwoordelijke wordt schriftelijk ingediend bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overeenkomstig een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uit te geven model.
7. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet beslist binnen dertig dagen na ontvangst van het aanvraagformulier of de aanvrager voor erkenning als programmaverantwoordelijke in aanmerking kan worden gebracht.
8. Indien bij de aanvraag niet alle benodigde gegevens zijn verstrekt, wordt de in het zevende lid genoemde termijn opgeschort totdat is voldaan aan het verzoek van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet om vestrekking van de ontbrekende gegevens.
9. Onverminderd het overigens bij of krachtens de Elektriciteitswet 1998 bepaalde, wordt een erkenning verleend, nadat:
 - a. de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zich ervan heeft vergewist dat de aanvrager beschikt over de deskundigheid en over de technische, administratieve en organisatorische faciliteiten die vereist zijn om programmaverantwoordelijkheid te kunnen uitoefenen, en
 - b. de aanvrager zich jegens de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in een eenvormige overeenkomst heeft verbonden tot naleving van de voorwaarden voor het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid, welke voorwaarden betrekking hebben op de door de aanvrager, tenzij hij vergunninghouder in de zin van de Elektriciteitswet 1998 is, te verstrekken financiële zekerheden, op de naleving van de krachtens artikel 36 van de Elektriciteitswet 1998 door de Autoriteit Consument en Markt vastgestelde codes, op de betaling van op grond van de overeenkomst verschuldigd geworden bedragen en op de gevallen waarin en de voorwaarden waaronder de overeenkomst eindigt of kan worden beëindigd.
10. De in het negende lid bedoelde financiële zekerheid wordt gesteld in de vorm van een bankgarantie overeenkomstig een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uit te geven model, al dan niet, naar keuze van de programmaverantwoordelijke, aangevuld met een bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aangehouden deposito. Met betrekking tot de vaststelling en de wijziging van de omvang van de te stellen financiële zekerheid geldt het bepaalde in artikelen 10.11 en 10.12.
11. Wanneer een eerdere erkenning van de aanvrager is ingetrokken, wiligt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de aanvraag niet in dan nadat hij zich ervan heeft vergewist dat de redenen die tot intrekking van de eerdere erkenning hebben geleid niet meer aanwezig zijn en geen grond bestaat voor het vermoeden dat deze redenen zich opnieuw zullen voordoen.
12. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet doet een beslissing tot verlening van een erkenning als programmaverantwoordelijke zo spoedig mogelijk in de Staatscourant publiceren, waarbij worden vermeld:
 - a. naam, adres en woonplaats van de programmaverantwoordelijke;
 - b. of sprake is van een volledige erkenning dan wel van een handelserkenning.
13. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kan in de in het negende lid, onderdeel b, genoemde overeenkomst geen andere voorwaarden stellen voor erkenning als programmaverantwoordelijke dan in dit artikel zijn opgenomen.

Artikel 10.11

1. De omvang van de door een programmaverantwoordelijke met een handelserkenning te stellen financiële zekerheid wordt afgeleid van het hoogste netto-transactievolume in MWh van die programmaverantwoordelijke met enige andere programmaverantwoordelijke gedurende één etmaal.
2. De eerste maal is de omvang van de te stellen financiële zekerheid gebaseerd op het door de programmaverantwoordelijke verwachte hoogste netto-transactievolume als bedoeld in het eerste lid, met een ondergrens van 50 MW.
3. De in het eerste lid bedoelde omvang wordt vermenigvuldigd met de factor 2, waarna het product wordt vermenigvuldigd met de gemiddelde marktprijs van energie over een periode van drie maanden voorafgaand aan de bepaling van de omvang van de te stellen financiële zekerheid. Het aldus resulterende bedrag is het bedrag waarvoor financiële zekerheid dient te worden gesteld.

4. Indien wordt vastgesteld dat het hoogste netto-transactievolume waarop de omvang van de zekerstelling is gebaseerd meer dan incidenteel wordt overschreden, verhoogt de programmaverantwoordelijke de zekerstelling op eerste schriftelijke verzoek van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, waarbij de nieuwe omvang zal worden gebaseerd op het hoogste netto-transactievolume dat in de zes voorafgaande weken gedurende één etmaal is vastgesteld.
5. Indien wordt vastgesteld dat het daadwerkelijk hoogste netto-transactievolume op etmaalbasis structureel lager is dan het hoogste netto-transactievolume waarop de omvang van de zekerstelling is gebaseerd, verleent de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op schriftelijk verzoek van de programmaverantwoordelijke toestemming tot verlaging van de zekerstelling, waarbij de nieuwe omvang zal worden gebaseerd op het gemiddelde van de hoogste dagelijkse nettotransactievolumes in de zes voorafgaande weken, met een ondergrens van 50 MW.

Artikel 10.12

1. De omvang van de door een programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning te stellen financiële zekerheid wordt afgeleid van
 - a. het hoogste netto-transactievolume in MWh van die programmaverantwoordelijke met enige andere programmaverantwoordelijke gedurende één etmaal, en;
 - b. de totale transportcapaciteit van de aansluitingen van grootverbruikers waarvoor hij programmaverantwoordelijkheid draagt.
2. Het voor de programmaverantwoordelijke met een handelserkenning in artikel 10.11 bepaalde is van overeenkomstige toepassing op de vaststelling van het in het eerste lid, onderdeel a, bedoelde element voor de bepaling van de omvang van de te stellen financiële zekerheid, behoudens dat de in artikel 10.11, derde lid, genoemde vermenigvuldiging met de factor 2 niet wordt toegepast. Het resulterende bedrag wordt in het negende lid aangeduid met de letter 'A'.
3. De transportcapaciteit, bedoeld in het eerste lid, onderdeel b, wordt bepaald aan de hand van de opgave door de andere netbeheerders aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, waarbij de andere netbeheerders per programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning eens per maand aangeven hoeveel aansluitingen vallen in de klasse:
 - a. 2-10 MW;
 - b. 11-25 MW;
 - c. 26-50 MW;
 - d. groter dan 50 MW, met vermelding van de capaciteit per aansluiting in deze klasse.
4. Per programmaverantwoordelijke wordt voor de in het derde lid, onderdelen a tot en met c, genoemde klassen per klasse het aantal aansluitingen in die klasse vermenigvuldigd met de laagste capaciteit van die klasse.
5. Voor de in het derde lid, onderdeel d, genoemde klasse wordt uitgegaan van het totaal van de feitelijke capaciteit van de aansluitingen in die klasse.
6. Het in het eerste lid, onderdeel a, bedoelde element voor de bepaling van de omvang van de door een programmaverantwoordelijke te stellen financiële zekerheid is gebaseerd op de overeenkomstig het derde tot en met vijfde lid bepaalde capaciteit voor die programmaverantwoordelijke, vermenigvuldigd met 24, met een ondergrens van 50 MW.
7. Het in het zesde lid bedoelde product wordt vermenigvuldigd met de gemiddelde marktprijs van energie over een periode van drie maanden voorafgaand aan de bepaling van de omvang van de te stellen financiële zekerheid. Het resulterende bedrag wordt in het negende lid aangeduid met de letter 'B'.
8. Indien en zolang de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning slechts de prikkelcomponent van de onbalansprijs verschuldigd is, wordt, in afwijking van het in het zevende lid bepaalde, het in het zesde lid bedoelde product vermenigvuldigd met het actuele bedrag van de prikkelcomponent, waarbij evenwel geldt dat het bedrag van de te stellen financiële zekerheid nooit lager wordt gesteld dan EUR 25.000, ongeacht of de berekening volgens het negende lid op een lager bedrag uitkomt.
9. Het bedrag waarvoor de programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning financiële zekerheid dient te stellen wordt vervolgens aldus bepaald:
 - a. indien geldt $(2 * A) > B$, bedraagt het bedrag van de te stellen financiële zekerheid: $2 * A$;

b. indien geldt $(2 * A) < B$, bedraagt het bedrag van de te stellen financiële zekerheid: $A + B$. Het bepaalde in artikel 10.11, vierde en vijfde lid, is van overeenkomstige toepassing, met dien verstande dat het daar bepaalde zowel betrekking heeft op de transactievolumes van de programmaverantwoordelijke als op de transportcapaciteit van de aansluitingen waarvoor hij programmaverantwoordelijkheid draagt, terwijl bovendien geldt dat indien in enige maand de totale capaciteit van de aansluitingen waarvoor de programmaverantwoordelijkheid bestaat met meer dan 50 MW wordt uitgebreid, de programmaverantwoordelijke gehouden is daarvan onverwijld mededeling te doen aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

Artikel 10.13

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet beheert een register, hierna te noemen het programmaverantwoordelijkenregister, waarin de namen, adressen, telefoon- en faxnummers alsmede de gegevens ten behoeve van computermatige communicatie zijn vermeld van de in artikel 10.1, eerste lid, bedoelde natuurlijke en rechtspersonen en waarin voorts is aangekend of sprake is van een volledige erkenning dan wel van een handelserkenning.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet deelt aan de programmaverantwoordelijke de datum van zijn inschrijving in het programmaverantwoordelijkenregister mee.
3. Een programmaverantwoordelijke heeft het recht het programmaverantwoordelijkenregister in te zien en hem betreffende onjuistheden daarin te doen corrigeren.
4. Wijzigingen in het programmaverantwoordelijkenregister geeft de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onverwijld door aan de andere netbeheerders en programmaverantwoordelijken.

Artikel 10.14

1. Een programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning is jegens de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet steeds verplicht programmaverantwoordelijkheid uit te oefenen met betrekking tot de aansluitingen waarvoor hij in het aansluitingenregister op enig moment als programmaverantwoordelijke is vermeld.
2. Ten aanzien van de verplichting van een programmaverantwoordelijke om met betrekking tot een aansluiting programmaverantwoordelijkheid uit te oefenen, mag de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet afgaan op hetgeen in het aansluitingenregister omtrent de programmaverantwoordelijkheid voor die aansluiting is vermeld, onverminderd het recht van die programmaverantwoordelijke op correctie van een onjuiste vermelding en onverminderd zijn aanspraak jegens de desbetreffende netbeheerder tot vergoeding van de kosten die door een aan die netbeheerder toe te rekenen onjuiste vermelding zijn veroorzaakt.

Artikel 10.15

1. De programmaverantwoordelijkheid met volledige erkenning van een natuurlijke of rechtspersoon als bedoeld in artikel 10.1, eerste lid, wordt ingetrokken met ingang van de datum waarop de in artikel 10.10, negende lid, onderdeel b, bedoelde overeenkomst is geëindigd, ongeacht of zijn inschrijving in het programmaverantwoordelijkenregister op die datum is doorgehaald en de intrekking van zijn erkenning is gepubliceerd, een en ander als bedoeld in het tweede en derde lid.
2. Wanneer de programmaverantwoordelijkheid met volledige erkenning van een natuurlijke of rechtspersoon is ingetrokken, stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de andere netbeheerders en programmaverantwoordelijken daarvan onverwijld in kennis en haalt hij de desbetreffende inschrijving in het programmaverantwoordelijkenregister door.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de intrekking van een erkenning van een programmaverantwoordelijke met volledige erkenning zo spoedig mogelijk in de Staatscourant, onder vermelding van naam, adres en woonplaats van de betrokken natuurlijke of rechtspersoon alsmede van de datum waarop de erkenning is ingetrokken en van de datum waarop zijn inschrijving in het programmaverantwoordelijkenregister is doorgehaald.



§ 10.2 Energieprogramma's

Artikel 10.16

1. Een programmaverantwoordelijke dient dagelijks vóór 09:00 uur of een door de gezamenlijke netbeheerders in onderling overleg te bepalen ander tijdstip bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een planning in van importen, exporten en transits van elektriciteit voor de volgende dag ('IET-planning'), die voortvloeien uit eerder verkregen toestemming van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voor importen, exporten en transits voor meer dan één dag.
2. Uiterlijk twee uur en 15 minuten na het tijdstip waarop de in het eerste lid bedoelde planning moet zijn ingediend bericht de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke welke in de planning opgenomen importen, exporten en transits hij, rekening houdend met de beschikbare capaciteit van de landsgrensoverschrijdende verbindingen voor de volgende dag heeft toegewezen en welke ruimte ten behoeve van de spotmarkt voor de volgende dag beschikbaar is op de landsgrensoverschrijdende verbindingen.
3. Indien de toewijzing, bedoeld in het tweede lid, niet overeenstemt met de planning, bedoeld in het eerste lid, dient de programmaverantwoordelijke bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vóór 14:00 uur op dezelfde dag een bijgestelde planning in.
4. Indien de IET-planning of bijgestelde IET-planning voor de volgende dag niet vóór het in het eerste lid onderscheidenlijk het derde lid bedoelde tijdstip is ingediend, wijst de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet geen capaciteit op landsgrensoverschrijdende verbindingen ten behoeve van de in die planning opgenomen transporten toe.

Artikel 10.17

1. Een programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning dient dagelijks vóór 14:00 uur bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet met betrekking tot aansluitingen waarvoor hij programmaverantwoordelijke is een energieprogramma in, waarin mede een IET-planning is opgenomen.
2. Een programmaverantwoordelijke met een handelserkenning dient dagelijks vóór 14:00 uur bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een energieprogramma met betrekking tot energietransacties voor de volgende dag in, waarin mede een IET-planning is opgenomen.

Artikel 10.18

1. Voor zover in de in artikel 10.17 bedoelde energieprogramma's andere importen, exporten en transits zijn opgenomen dan de importen, exporten en transits die overeenkomstig artikel 10.16 zijn toegewezen, bericht de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uiterlijk een half uur na het in artikel 10.17 genoemde tijdstip welke van die importen, exporten en transits hij, rekening houdend met de beschikbare capaciteit van de landsgrensoverschrijdende verbindingen, heeft toegewezen.
2. In geval de toewijzing, bedoeld in het eerste lid, niet overeenstemt met het in artikel 10.17 bedoelde energieprogramma, dient de programmaverantwoordelijke bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vóór 16:00 uur een met betrekking tot de IET-planning bijgesteld energieprogramma in.
3. Artikel 10.16, vierde lid, is van overeenkomstige toepassing ten aanzien van de planning van de in het eerste en tweede lid bedoelde importen, exporten en transits.
4. Indien een toewijzing van transportcapaciteit als bedoeld in artikel 10.16, tweede lid, of artikel 10.17, eerste lid, niet vóór 17:30 uur op dezelfde dag wordt bevestigd door de beheerder van dat deel van de desbetreffende landsgrensoverschrijdende verbinding dat niet in Nederland is gelegen, vervalt de toewijzing.
5. Zo spoedig mogelijk nadat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de programmaverantwoordelijke die het aangaat heeft ingelicht dat zich het in het vierde lid bedoelde geval heeft voorgedaan, dient deze programmaverantwoordelijke een wijziging van het energieprogramma in waarin het vervallen van de toewijzing is verwerkt en waarbij het bepaalde in artikel 10.19, vijfde lid, in acht is genomen.

6. Voor het geval een programmaverantwoordelijke met een volledige of met handelserkenning in zijn energieprogramma een energietransactie heeft opgenomen die niet strookt met hetgeen omtrent die transactie is opgenomen in het energieprogramma van een andere programmaverantwoordelijke en deze inconsistentie niet vóór het tijdstip van ingang van dat energieprogramma is weggenomen, wordt het aldus niet-verantwoorde deel van de energietransactie door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bij beide betrokken programmaverantwoordelijken in rekening gebracht tegen de onbalansprijs die behoort bij de van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet afgenomen en geleverde elektrische energie.

Artikel 10.19

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onthoudt zijn goedkeuring aan een energieprogramma, indien dat energieprogramma niet voldoet aan de eisen van interne en externe consistentie, waarbij wordt verstaan onder:
 - a. *interne consistentie*:
 - 1°. indien het gaat om een programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning: per programmatijdseenheid zijn de afname, verkoop en export van energie enerzijds in evenwicht met de invoeding, inkoop en import van energie anderzijds;
 - 2°. indien het gaat om een programmaverantwoordelijke met een handelserkenning: per programmatijdseenheid zijn de verkoop en export van energie in evenwicht met de inkoop en import van energie,
 - b. *externe consistentie*: hetgeen per programmatijdseenheid omtrent een energietransactie is vermeld, strookt met hetgeen omtrent diezelfde transactie is vermeld in het energieprogramma van enige andere programmaverantwoordelijke.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onthoudt voorts zijn goedkeuring aan een energieprogramma, indien dat programma, gelet op de bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet ingediende transportprognoses, de verwachting wettigt dat zich transportproblemen op de aankoppelingpunten met het landelijk hoogspanningsnet zullen voordoen.
3. Aanstonds nadat hij van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bericht heeft ontvangen dat goedkeuring aan zijn energieprogramma is onthouden, dient de programmaverantwoordelijke een verbeterd energieprogramma in, dat opnieuw de goedkeuring van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet behoeft.
4. Een goedgekeurd energieprogramma gaat in op 0:00 uur van de dag waarop het betrekking heeft.
5. In het in artikel 10.18, vijfde lid, bedoelde geval, of in geval van een annulering van importen, exporten of transits dient een programmaverantwoordelijke een wijziging op het energieprogramma in die zodanig is dat daardoor het evenwicht wordt hersteld dat door het vervallen van de toewijzing van capaciteit voor onderscheidenlijk de annulering van importen, exporten of transits verloren is gegaan.
6. In de volgende gevallen leidt een door een programmaverantwoordelijke ingediende wijziging op een goedgekeurd energieprogramma dan wel door conform de regeling betreffende meer dan één NEMO in een biedzone namens de programmaverantwoordelijke ingediende wijziging van de in het goedgekeurde energieprogramma opgenomen IET-planning, tot goedkeuring daarvan door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet:
 - a. indien de wijziging een transactie met een andere programmaverantwoordelijke betreft: hetgeen in de ingediende wijziging per programmatijdseenheid omtrent een energietransactie is vermeld, strookt met hetgeen omtrent diezelfde transactie is vermeld in een door enige andere erkende programmaverantwoordelijke ingediende wijziging op een goedgekeurd energieprogramma;
 - b. indien de wijziging de in het goedgekeurde energieprogramma opgenomen IET-planning betreft: de betreffende netbeheerder van het in het buitenland gelegen deel van de desbetreffende landsgrensoverschrijdende verbinding, bevestigt de wijziging.
7. Wijzigingen op een goedgekeurd energieprogramma kunnen ingediend worden tot uiterlijk 10:00 uur op de dag die volgt op de dag waar het energieprogramma betrekking op heeft.

Artikel 10.20

1. De uitwisseling van meetgegevens in het kader van programmaverantwoordelijkheid vindt plaats overeenkomstig hetgeen omtrent deze uitwisseling is bepaald in de hoofdstuk 5 en 6 van de Informatiecode elektriciteit en gas.

Artikel 10.21

1. Iedere werkdag stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet per programmaverantwoordelijke een overzicht samen van diens prestaties met betrekking tot het direct voorafgaande etmaal. Dit overzicht bevat per etmaal de volgende gegevens:
 - a. het door de programmaverantwoordelijke bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet ingediende en door hem goedgekeurde energieprogramma, met inbegrip van eventuele goedgekeurde wijzigingen daarvan;
 - b. de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op basis van 6.3.6.1 van de Informatiecode elektriciteit en gas van netbeheerders ontvangen meetgegevens;
 - c. de onbalans;
 - d. de in artikel 10.28 bedoelde onbalansprijs voor elke programmatijdseenheid;
 - e. het totaalbedrag ter zake van de onbalans.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stuurt het op grond van het eerste lid samengestelde overzicht aan de desbetreffende programmaverantwoordelijke voor 17:00 uur van de eerste werkdag na het etmaal waarop dat overzicht betrekking heeft.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stuurt het op grond van het eerste lid samengestelde overzicht aan de desbetreffende programmaverantwoordelijke voor 17:00 uur van de vijfde werkdag na het etmaal waarop dat overzicht betrekking heeft. Daarbij dient in het eerste lid, onderdeel b, '6.3.7.3' in plaats van '6.3.6.1' gelezen te worden.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stuurt het op grond van het eerste lid samengestelde overzicht, aan de desbetreffende programmaverantwoordelijke voor 15:00 uur van de tiende werkdag na het etmaal waarop dat overzicht betrekking heeft. Daarbij dient in het eerste lid, onderdeel b, '6.3.8.3' in plaats van '6.3.6.1' gelezen te worden.
5. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stuurt, indien van toepassing, direct na de op basis van 6.3.9.3 van de Informatiecode elektriciteit en gas van een netbeheerder ontvangen meetgegevens van een bepaald etmaal, het op grond van het eerste lid samengestelde overzicht onverwijld aan de desbetreffende programmaverantwoordelijke. Daarbij dient in het eerste lid, onderdeel b, '6.3.9.3' in plaats van '6.3.6.1' gelezen te worden.
6. Wanneer de in het eerste lid bedoelde werkdag volgt op een weekeinde of een algemeen erkende feestdag, betreft de in het eerste lid bedoelde gegevensverstrekking dat weekeinde onderscheidenlijk die feestdag of -dagen en het etmaal dat daaraan is voorafgegaan.
7. Bij de vaststelling van de in artikel het eerste lid, onderdeel c, bedoelde afwijking houdt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet rekening met de hoeveelheid energie die meer of minder is geleverd ingeval het gaat om:
 - a. de programmaverantwoordelijkheid voor de aansluiting of aansluitingen van een producent met wie de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een overeenkomst met betrekking tot de terbeschikkingstelling van regelvermogen heeft gesloten en het meer of minder leveren heeft plaatsgevonden onder die overeenkomst,
 - b. de programmaverantwoordelijkheid voor de aansluiting of aansluitingen van een aangeslotene die minder heeft afgenomen of, ingeval van een producent, meer of minder heeft geproduceerd volgens artikel 9.20 tweede lid, onderdeel a,
 - c. het meer of minder leveren volgens een transactie tussen de programmaverantwoordelijke en een andere programmaverantwoordelijke en deze transactie tot stand is gekomen volgens een door de netbeheerder van landelijk hoogspanningsnet vastgestelde en openbaar gemaakte procedure.

Artikel 10.22

1. De programmaverantwoordelijke kan bij controle op grond van het tweede en vierde lid gebruik maken van de gegevens die hij ingevolge artikel 10.21, tweede tot en met vierde lid, van de netbeheerder heeft ontvangen.
2. De programmaverantwoordelijke controleert de meetgegevens die hij op grond van 6.3.6.4 en 6.3.7.4 van de Informatiecode elektriciteit en gas van de netbeheerders ontvangen heeft voor de hem aangaande aansluitingen tenminste op de volgende criteria:
 - a. De netbeheerder heeft de volumes toegerekend overeenkomstig de gegevens in zijn aansluitingenregister;
 - b. De door de netbeheerder aangeleverde meetgegevens zijn in lijn met de verwachtingen van de programmaverantwoordelijke.

3. Indien uit de controle in het tweede lid van de meetgegevens die de programmaverantwoordelijke op grond van 6.3.7.4 van de Informatiecode elektriciteit en gas van de netbeheerder heeft ontvangen, voor één of meer meetwaarden blijkt dat deze niet voldoet, dient de programmaverantwoordelijke een herzieningsverzoek in bij de desbetreffende netbeheerder. Daarbij wordt aangegeven om welk van de volgende redenen de meetwaarde is afgekeurd.
 - a. De meetgegevens worden betwist;
 - b. De meetgegevens werden verwacht, maar zijn niet ontvangen;
 - c. De meetwaarden zijn over een te lange periode (meer dan vijf dagen) geschat;
 - d. De meetwaarden zijn ontvangen maar werden niet verwacht.
4. In het geval onderdeel a van het derde lid van toepassing is, doet de programmaverantwoordelijke zelf een voorstel voor de te gebruiken meetgegevens.
5. De programmaverantwoordelijke kan tot 16:00 uur van de dag waarop hij op grond van 6.3.8.3 van de Informatiecode elektriciteit en gas meetgegevens heeft ontvangen bij de desbetreffende netbeheerder reclameren over deze meetgegevens.

Artikel 10.23

1. De netbeheerders voeren de reconciliatie uit over maand M aan de hand van meterstanden die betrekking hebben op maand M en die uiterlijk op de laatste dag van maand M+3 zijn vastgesteld.
2. De netbeheerders, niet zijnde de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, zenden uiterlijk de laatste werkdag van maand M+4 het aan een programmaverantwoordelijke toe te rekenen totale reconciliatievolume voor de reconciliatieperiode als bedoeld in bijlage 2 aan de desbetreffende programmaverantwoordelijke en deze totalen van alle betrokken programmaverantwoordelijken aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. Op de wijze waarop deze gegevens worden verzameld en bewerkt, is paragraaf 13.5 van toepassing.
3. Uiterlijk op de tiende werkdag van maand M+5 ontvangt de programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning van de netbeheerders, niet zijnde de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet, ter specificatie van de volgens het vierde lid te ontvangen gegevens de volgende gegevens per gereconcilieerde aansluiting en per kalendermaand:
 - a. De kalendermaand waarin reconciliatie heeft plaatsgevonden
 - b. De kalendermaand waarover gereconcilieerde volume is vastgesteld
 - c. De EAN-code van de aansluiting
 - d. De bedrijfs EAN-code van de programmaverantwoordelijke
 - e. De bedrijfs EAN-code van de leverancier
 - f. De EAN-code van het netgebied waartoe aansluiting behoort
 - g. Het standaardjaarverbruik voor normaaluren
 - h. Het standaardjaarverbruik voor laaguren
 - i. Het op basis van 6.3.8.2 van de Informatiecode elektriciteit en gas toegerekende volume tijdens normaaluren
 - j. Het op basis van 6.3.8.2 van de Informatiecode elektriciteit en gas toegerekende volume tijdens laaguren
 - k. Het o.b.v. meterstanden berekende volume tijdens normaaluren
 - l. Het o.b.v. meterstanden berekende volume tijdens laagurenOp de wijze waarop deze gegevens worden verzameld en bewerkt, is paragraaf 13.5 van toepassing.
4. Uiterlijk op de tiende werkdag van maand M+5 ontvangt de programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de volgende gegevens:
 - a. Het totaal van de in het tweede lid bedoelde verzamelde gegevens;
 - b. De reconciliatieprijs, zijnde de gewogen gemiddelde day-ahead-clearingprijs voor de normaaluren en de laaguren periode. De wijze waarop deze prijs wordt bepaald is vermeld in bijlage 3;
 - c. Het totaal nog te betalen of te ontvangen bedrag.
5. De programmaverantwoordelijken die per saldo betalen, dragen er zorg voor dat de te betalen bedragen op de eerste dinsdag na de in het vierde lid bedoelde moment zijn gestort op een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet speciaal daarvoor geopende bankrekening, tenzij tussen bedoelde moment en de eerste dinsdag niet meer dan drie werkdagen zijn gelegen. In dat geval dragen de programmaverantwoordelijken met een volledige erkenning er zorg voor dat de te betalen bedragen op de daaropvolgende dinsdag

zijn gestort op de speciale bankrekening van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

6. Op de woensdag volgende op die in het vijfde lid bedoelde dinsdag stort de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de op grond van het vierde lid uit te keren bedragen op een daartoe door hen bekend gemaakt bankrekeningnummer van de programmaverantwoordelijken die per saldo ontvangen. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet is niet gehouden meer uit te keren dan door de programmaverantwoordelijken aan hem is overgedragen.
7. Indien de in het vijfde en zesde lid bedoelde dinsdag of woensdag niet op een werkdag valt, schuiven de termijnen op tot de eerstvolgende werkdag.
8. De formules en de rekenmodellen die de netbeheerders hanteren bij het bepalen van de te reconciliëren volumes zijn vermeld in bijlage 3.
9. De netbeheerders leggen ten behoeve van het reconciliatieproces de gegevens vast volgens bijlage 2.

Artikel 10.24

1. Verschillen tussen de historische allocatie en de herberekende allocatie worden tussen desbetreffende netbeheerder en programmaverantwoordelijke met een volledige erkenning verrekend tegen de reconciliatieprijs, zoals genoemd in artikel 10.23, vierde lid, onderdeel b.
2. In afwijking van het eerste lid kunnen partijen overeenkomen om verrekening achterwege te laten indien de kosten van het verrekenen substantieel zijn ten opzichte van het te verrekenen bedrag.
3. Netbeheerders en programmaverantwoordelijken met een volledige erkenning melden uiterlijk op 31 oktober van het tweede kalenderjaar na een verbruiksjaar, onderbouwd, aan een wederpartij welke verschillen zij wensen te verrekenen.
4. De wederpartij in een verzoek als bedoeld in het derde lid heeft tot uiterlijk 31 december van dat jaar de tijd te reageren op het desbetreffende verzoek.

Artikel 10.25

1. Op basis van de volgens 6.3.5.6 en 6.3.6.3 van de Informatiecode elektriciteit en gas ontvangen gegevens vergelijkt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de som van de invoedingen in elk deelnet, waarvan het spanningsniveau gelijk is aan of hoger is dan 110 kV, met de som van het verbruik in dat deelnet. Bij een geconstateerde afwijking groter dan 1000 kWh per dag wordt een melding gemaakt naar de desbetreffende netbeheerder en wordt deze netbeheerder verzocht de gegevens te (doen) corrigeren.
2. Elk kwartaal zal de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de overige netbeheerders berichten over de trends in de meetcorrectiefactoren die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op grond van artikel 6.3.6.2 van de Informatiecode elektriciteit en gas ontvangt.

Artikel 10.26

In de artikelen 10.26 tot en met 10.29 wordt verstaan onder:

- a. *opregelen*: het leveren van elektrische energie aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uit het door die netbeheerder ten behoeve van de systeembalans ingezette regelvermogen, reservevermogen en noodvermogen;
- b. *afregelen*: het leveren van elektrische energie door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de beheerders van het door die netbeheerder ten behoeve van de systeembalans ingezette regelvermogen, reservevermogen en noodvermogen;
- c. *prijs voor opregelen*: de prijs per kWh, bepaald per programmatijdseenheid, overeenkomend met de hoogste biedprijs als bedoeld in artikel 9.19, eerste lid, van het ingezette regel- en reservevermogen voor opregelen of, indien deze hoger is, de prijs van het ingezette noodvermogen voor opregelen tijdens een toestand van inzet noodvermogen opregelen;
- d. *prijs voor afregelen*: de prijs per kWh, bepaald per programmatijdseenheid, overeenkomend met de laagste biedprijs als bedoeld in artikel 9.19, tweede lid, van het ingezette regel- en

reservevermogen voor afregelen of, indien deze lager is, de prijs van het ingezette noodvermogen voor afregelen tijdens een toestand van inzet noodvermogen afregelen. Deze prijs kan negatief zijn;

e. *prikkelcomponent*: een bedrag per kWh als omschreven in artikel 10.29;

f. *regeltoestand*: een parameter waarmee de gevraagde regelactie aan leveranciers van regelvermogen en het verloop daarvan gedurende een programmatijdseenheid wordt geïdentificeerd. Deze parameter wordt door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vastgesteld volgens artikel 10.27;

g. *balans-delta*: de door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet te publiceren som van de door de frequentie regeling gevraagde reactie aan leveranciers van regelvermogen;

h. *middenprijs*: het gemiddelde van de prijs per kWh, bepaald per programmatijdseenheid, van de laagste bieding voor opregelen aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de prijs per kWh, bepaald per programmatijdseenheid, van de hoogste bieding voor afregelen aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

Artikel 10.27

De regeltoestand gedurende een programmatijdseenheid wordt door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet als volgt vastgesteld:

Indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet gedurende een programmatijdseenheid

- a. opregelt noch afregelt bedraagt de regeltoestand 0,
- b. uitsluitend heeft opgeregeld bedraagt de regeltoestand +1,
- c. uitsluitend heeft afgeregeld bedraagt de regeltoestand -1,
- d. zowel heeft opgeregeld als afgeregeld en de balans-delta vormt uitsluitend een continue niet dalende reeks bedraagt de regeltoestand +1,
- e. zowel heeft opgeregeld als afgeregeld en de balans-delta vormt uitsluitend een continue niet stijgende reeks bedraagt de regeltoestand -1,
- f. zowel heeft opgeregeld als afgeregeld en de balans-delta vormt noch een continue niet stijgende reeks noch een continue niet dalende reeks bedraagt de regeltoestand 2,
- g. zowel heeft opgeregeld als afgeregeld en de balans-delta vormt zowel een continue niet stijgende reeks als een continue niet dalende reeks bedraagt de regeltoestand 2.

Artikel 10.28

1. De in artikel 10.21, eerste lid, onderdeel c, bedoelde onbalans wordt met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verrekend tegen een prijs per kWh, hierna te noemen de onbalansprijs.
2. De in het eerste lid bedoelde onbalansprijs bedraagt in een programmatijdseenheid waarin de regeltoestand -1 is:
 - a. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor afregelen vermeerderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet;
 - b. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van invoeden van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor afregelen verminderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke.
3. De in het eerste lid bedoelde onbalansprijs bedraagt in een programmatijdseenheid waarin de regeltoestand +1 is:
 - a. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor opregelen vermeerderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet;
 - b. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van invoeden van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor opregelen verminderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke.

4. De in het eerste lid bedoelde onbalansprijs bedraagt in een programmatijdseenheid waarin de regeltoestand 2 is:
 - a. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie en de middenprijs hoger is dan de prijs voor opregelen, wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de middenprijs vermeerderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet;
 - b. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van invoeden van elektrische energie en de middenprijs lager is dan de prijs voor afregelen, wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de middenprijs verminderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke;
 - c. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie en de middenprijs niet hoger is dan de prijs voor opregelen, wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor opregelen vermeerderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet;
 - d. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van invoeden van elektrische energie en de middenprijs niet lager is dan de prijs voor afregelen, wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke gelijk aan de prijs voor afregelen verminderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke.
5. De in het eerste lid bedoelde onbalansprijs voor een programmaverantwoordelijke bedraagt in een programmatijdseenheid waarin de regeltoestand 0 is:
 - a. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke de middenprijs vermeerderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de programmaverantwoordelijke aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet;
 - b. Indien de in artikel 10.21, eerste lid, genoemde afwijking het karakter heeft van afnemen van elektrische energie wordt de onbalansprijs voor de desbetreffende programmaverantwoordelijke de middenprijs verminderd met de prikkelcomponent. In dit geval betaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de programmaverantwoordelijke.

Artikel 10.29

1. De startwaarde van de prikkelcomponent per 1 januari 2001 bedraagt 10 Euro per MWh. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet streeft naar een zo laag mogelijke waarde voor zover de kwaliteit van de systeembalans dat toelaat.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zal de hoogte van de prikkelcomponent op basis van objectieve factoren aanpassen volgens een procedure die wordt vastgesteld door voornoemde beheerder. De actuele hoogte van de prikkelcomponent wordt door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op haar website gepubliceerd. De Autoriteit Consument en Markt kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verzoeken de voornoemde procedure integraal als onderdeel van deze code op te nemen.
3. Het in een kalenderjaar voor de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet resulterende saldo van de verrekeningen van:
 - a. onbalans met programmaverantwoordelijke partijen;
 - b. de kosten van de geactiveerde middelen volgens artikel 9.20 eerste lid, waaronder de niet door het transportafhankelijk verbruikerstarief van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet gedekte kosten voor regel-, reserve- en noodvermogen;
 - c. het onbalansnettingproces,zal de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in het jaar volgend op het jaar van verrekening verrekenen via het transportafhankelijk verbruikerstarief van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet als bedoeld in paragraaf 3.2 van de Tarievencode elektriciteit.
4. Indien onbalans het gevolg is van een gebeurtenis in het net of van ingrijpen van een netbeheerder, zullen programmaverantwoordelijken gecompenseerd worden voor de betaalde prikkelcomponent.

Enkele voorbeelden van dergelijke gebeurtenissen zijn:

 - a. automatische afschakeling van belasting als bedoeld in artikel 9.20 eerste lid, of handmatige afschakeling in opdracht van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet als bedoeld in artikel 9.22 eerste tot en met zesde lid;



- b. wijziging van de afname of invoeding op verzoek van een netbeheerder als bedoeld in artikel 9.2, derde tot en met elfde lid;
- c. (gedeeltelijke) onderbreking van de transportdienst.
De compensatie wordt verstrekt door de netbeheerder die voor de afschakeling verantwoordelijk is (a) of die een wijziging van de afname of invoeding heeft verzocht (b) of in wiens net de onderbreking plaatsvindt (c). De compensatie vindt slechts plaats voor dat deel van de onbalans dat door de afschakeling of de onderbreking is veroorzaakt en indien de hierdoor veroorzaakte onbalans voor alle programmaverantwoordelijken gezamenlijk tenminste 1000 MWh bedraagt.

Hoofdstuk 11 [Gereserveerd]

Hoofdstuk 12 Voorwaarden voor buitenlandtransporten

Artikel 12.1

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt na overleg met de buitenlandse instellingen als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998 jaarlijks voor 15 september de op basis van de artikelen 12.18 en 12.20 berekende veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteit voor het volgende kalenderjaar op uurbasis openbaar.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt ten hoogste één dag voor de in artikel 12.6 genoemde dag waarop de day-aheadcapaciteit wordt bekendgemaakt opnieuw een zo nauwkeurig mogelijke op basis van de artikelen 12.18 en 12.20 berekende waarde voor de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit van de verbindingen Eemshaven–Noorwegen en Eemshaven–Denemarken voor de betreffende dag van transport op uurbasis openbaar.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt ten hoogste één dag voor de in artikel 12.6 genoemde dag waarop het day-aheadcapaciteitsdomein wordt bekendgemaakt een zo nauwkeurig mogelijke op basis van de artikelen 12.19 en 12.20 met gebruikmaking van de stroomgebaseerde aanpak berekende waarde voor het veilig beschikbare capaciteitsdomein voor landsgrensoverschrijdend transport (hierna: het capaciteitsdomein) voor de betreffende dag van transport op uurbasis openbaar.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt eventuele wijzigingen van de in het eerste lid genoemde veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit zo spoedig mogelijk openbaar.

Artikel 12.2

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet reserveert op de landsgrensoverschrijdende verbindingen de overeenkomstig artikel 12.21 berekende capaciteit voor noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt jaarlijks voor 15 november de grootte van de in het eerste lid genoemde reservering voor het volgende kalenderjaar op uurbasis openbaar.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt ten hoogste één dag voor de in artikel 12.6 genoemde dag waarop de day-aheadcapaciteit wordt bekendgemaakt opnieuw een zo nauwkeurig mogelijke op basis van artikel 12.21 berekende waarde voor de capaciteit voor noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten op uurbasis openbaar.

Artikel 12.3

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet wijst de in artikel 12.1, eerste lid, genoemde veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit toe door middel van veilingen, na aftrek van respectievelijk:
 - a. de hoeveelheid capaciteit die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overeenkomstig artikel 12.2, eerste lid, reserveert om noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten te kunnen uitvoeren;

- b. de hoeveelheid capaciteit die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet reserveert ter uitvoering van een besluit van de Autoriteit Consument en Markt op grond van artikel 26, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet wijst het in artikel 12.1, derde lid, genoemde veilig beschikbare capaciteitsdomein toe door middel van veilingen, waarbij deze rekening houdt met de hoeveelheid capaciteit die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet overeenkomstig artikel 12.2, eerste lid, reserveert om noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten te kunnen uitvoeren.

Artikel 12.4

1. Bij het toewijzen van de beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit van de verbindingen Meeden–Duitsland, Hengelo–Duitsland, Doetinchem–Duitsland, Maasbracht–Duitsland, Borssele–België, Geertruidenberg–België, Maasbracht–België en Eemshaven–Denemarken worden de volgende categorieën transporten onderscheiden:
 - a. jaartransporten, als bedoeld in artikel 9 van de Verordening (EU) 2016/1719 (GL FCA), te weten transporten met een looptijd van 1 januari tot en met 31 december;
 - b. maandtransporten, als bedoeld in artikel 9 van de Verordening (EU) 2016/1719 (GL FCA), te weten transporten met een looptijd van 1 kalendermaand, te beginnen op de eerste dag van die maand;
 - c. day-aheadtransporten, als bedoeld in artikel 14, eerste lid, onderdeel a van de Verordening (EU) 2015/1222 (GL CACM), met een looptijd van tenminste één klokuur en maximaal één kalenderdag;
 - d. intradaytransporten, als bedoeld in artikel 14, eerste lid, onderdeel b van de Verordening (EU) 2015/1222 (GL CACM).
2. Bij de toewijzing van de in het eerste lid genoemde categorieën transporten worden voor de verbindingen Meeden–Duitsland, Hengelo–Duitsland, Doetinchem–Duitsland, Maasbracht–Duitsland, Borssele–België, Geertruidenberg–België, en Maasbracht–België de volgende uitgangspunten gehanteerd:
 - a. 1300 MW komt ter beschikking van de jaartransporten;
 - b. tenminste 400 MW en ten hoogste 850 MW komt ter beschikking van maandtransporten;
 - c. de onder b bedoelde capaciteit wordt vermeerderd met de jaarcapaciteit die door marktpartijen aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet is terugverkocht volgens hoofdstuk 5 van de HAR en volgens artikel 45 van het SAP, en die in de desbetreffende maand geveild wordt;
 - d. het restant van de voor de veiling gereserveerde landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit komt ter beschikking van het day-aheadcapaciteitsdomein.
 - e. het veilig beschikbare deel van het in onderdeel d bedoelde capaciteitsdomein, dat niet wordt gebruikt voor day-aheadtransporten, wordt gebruikt om de beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor intradaytransporten te bepalen.
3. De veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit van de verbinding Eemshaven–Noorwegen komt volledig ten goede aan day-aheadtransporten, met een looptijd van ten minste één klokuur en maximaal één kalenderdag. De transportcapaciteit die niet wordt gebruikt, komt ter beschikking van de intradaytransporten.
4. Bij de toewijzing van de in het eerste lid genoemde categorieën transporten worden voor de verbinding Eemshaven–Denemarken de volgende uitgangspunten gehanteerd:
 - a. de jaar- en maandtransporten worden aangeboden in de vorm van financiële transmissierechten – opties, als bedoeld in artikel 33 van de Verordening (EU) 2016/1719 (GL FCA);
 - b. de in onderdeel a bedoelde jaar- en maandtransporten worden geveild in overeenstemming met de HAR en het SAP;
 - c. voor de in onderdeel a bedoelde jaar- en maandtransporten is een compensatiemaximum van toepassing in overeenstemming met artikel 59, derde lid, van de HAR;
 - d. een voorstel voor de beschikbare capaciteit voor jaar- en maandtransporten voor de verbinding Eemshaven–Denemarken wordt jaarlijks door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan de Autoriteit Consument en Markt ter goedkeuring voorgelegd;
 - e. de veilig beschikbare fysieke landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit van de verbinding komt volledig ten goede aan day-aheadtransporten, met een looptijd van ten minste één klokuur en maximaal één kalenderdag;
 - f. de transportcapaciteit die niet wordt gebruikt voor day-aheadtransporten, komt ter beschikking van de intradaytransporten.

5. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet neemt bij het ter beschikking stellen van landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor day-aheadtransporten de mogelijkheden met betrekking tot saldering van import en export van genomineerde transporten in acht alsmede de mogelijkheid van saldering van biedingen voor import en export op de dagveiling overeenkomstig een door hem op te stellen methodiek. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet neemt bij het ter beschikking stellen van landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor intradaytransporten de mogelijkheden met betrekking tot saldering van import en export van genomineerde transporten in acht alsmede de mogelijkheid van saldering van biedingen voor import en export ten behoeve van intradayallocatie overeenkomstig een door hem op te stellen methodiek.
6. De in het vijfde lid genoemde methodiek houdt in ieder geval in dat saldering van import en export per landsgrens plaatsvindt.

Artikel 12.5

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verdeelt de in artikel 12.4, tweede lid, genoemde capaciteit over de verbindingen met buitenlandse netten, tenzij de capaciteit met gebruikmaking van stroomgebaseerde aanpak op basis van artikel 12.19 wordt bepaald, in welk geval de capaciteit over de verbindingen wordt verdeeld tijdens de procedure van toewijzing van het capaciteitsdomein in de impliciete toewijzing, waarbij hij onderscheid maakt tussen:
 - a. de capaciteit van de verbindingen Meeden–Duitsland, Hengelo–Duitsland, Doetinchem–Duitsland en Maasbracht–Duitsland, en
 - b. de capaciteit van de verbindingen Borssele–België, Geertruidenberg–België en Maasbracht–België.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet wijst de beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor de jaar- en maandtransporten op de landsgrensoverschrijdende verbinding Eemshaven–Denemarken aan de marktpartijen toe door middel van expliciete toewijzing.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt de beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor day-aheadtransporten op de landsgrensoverschrijdende verbindingen genoemd in het eerste lid, onderdelen a en b, alsmede de landsgrensoverschrijdende verbindingen Eemshaven–Noorwegen en Eemshaven–Denemarken, aan de marktpartijen ter beschikking door middel van impliciete toewijzing.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet wijst de beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor de intradaytransporten op de landsgrensoverschrijdende verbindingen genoemd in het eerste en derde lid impliciet toe door middel van continue handel in elektriciteit.

Artikel 12.6

De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt dagelijks uiterlijk 11:00 uur de in artikel 12.4, tweede lid, onderdeel d, derde lid en vierde lid, onderdeel e, genoemde en volgens artikel 12.5 gespecificeerde capaciteit danwel capaciteitsdomein voor day-aheadtransporten voor de volgende dag, op uurbasis vastgesteld, bekend.

Artikel 12.7

1. Iedere persoon aan wie in de jaarveiling of de maandveiling transportcapaciteit is toegewezen volgens hoofdstuk 4 van de HAR of die transportcapaciteit volgens hoofdstuk 6 van de HAR heeft gekocht, heeft de mogelijkheid deze capaciteit geheel of gedeeltelijk te nomineren. In dat geval maakt deze persoon op zijn vroegst vanaf 14:00 uur op de tweede dag voor de dag van transport en op zijn laatst tot 08:30 uur op de dag voorafgaand aan de dag van transport, aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bekend of, en zo ja voor welk deel men van de genoemde toegewezen transportcapaciteit voor de dag van transport gebruik wil maken.
2. De in het eerste lid genoemde nominatie dient plaats te vinden via de programmaverantwoordelijke die het betreffende transport in zijn energieprogramma zal opnemen in overeenstemming met artikel 10.16, eerste lid.
3. De in het eerste lid genoemde nominaties dienen ongewijzigd in het energieprogramma van de in het tweede lid genoemde programmaverantwoordelijke te worden omgezet. Energiepro-

gramma's welke worden ingediend ten behoeve van landsgrensoverschrijdende transporten kunnen niet worden gewijzigd, tenzij:

- a. artikel 10.19, zesde lid, wordt toegepast, of
- b. indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de toegewezen capaciteit voor jaar- en maandtransporten overeenkomstig hoofdstuk 9 van de HAR reduceert.

Artikel 12.8

Indien er onvoorziene fysieke congestie optreedt waardoor de veilig beschikbare transportcapaciteit vermindert, handelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet als volgt:

- a. De transportcapaciteit voor intradaytransport kan op elk moment van de dag worden vermindert tot 0 MW, indien deze capaciteit niet is verdeeld aan marktpartijen.
- b. De transportcapaciteit voor day-aheadtransporten, als bedoeld in artikel 12.4, tweede lid, onderdeel d, kan tot het moment van publicatie van die capaciteit en uiterlijk 11:00 uur op de dag voorafgaand aan het transport vermindert worden tot 0 MW. De transportcapaciteit voor day-aheadtransporten als bedoeld in artikel 12.4, derde lid, en vierde lid, onderdeel e, kan tot 11:00 uur op de dag voorafgaand aan het transport worden gereduceerd tot 0 MW.
- c. Indien de transportcapaciteit als bedoeld in artikel 12.4, tweede lid, onderdeel d, en derde lid, na het moment van publicatie van die capaciteit en uiterlijk om 11:00 uur op de dag voorafgaand aan het transport vermindert dient te worden, voorziet de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in vervangend vermogen, zodat de beschikbaarheid van de in artikel 12.6 genoemde importcapaciteit voor zover gerelateerd aan impliciete toewijzing, is gegarandeerd.

Artikel 12.9

1. De congestie-ontvangsten vermindert met de kosten van de toewijzing worden door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de beheerders van de buitenlandse delen van de landsgrensoverschrijdende verbindingen verdeeld.
2. Tot de kosten bedoeld in het eerste lid behoren ook de kosten die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt voor de inkoop van transportonafhankelijke netverliezen op de verbinding Eemshaven–Noorwegen en voor de inkoop van alle aan transport gerelateerde netverliezen op de verbinding Eemshaven–Denemarken.

Artikel 12.10

Indien ten aanzien van één of meer landsgrensoverschrijdende verbindingen de beheerder van het buitenlandse deel niet aan de toewijzing deelneemt, verdeelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het Nederlandse deel van de betreffende verbinding via een toewijzing, waarbij de artikelen 12.4 tot en met 12.9 van overeenkomstige toepassing zijn.

Artikel 12.11

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zendt de Autoriteit Consument en Markt elk jaar voor 1 februari een verslag van de verdeling van de transportcapaciteit gedurende het vorige jaar.
2. In het in het eerste lid genoemde verslag geeft de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet zijn visie op de continuering van de toewijzing van transportcapaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbindingen via toewijzing dan wel een andere marktconforme methode, waarbij hij tevens ingaat op de ervaringen van marktpartijen met de toewijzing. Tevens geeft de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in het verslag de totale congestie-ontvangsten aan en de wijze waarop deze congestie-ontvangsten zijn verdeeld, bestemd en eventueel reeds besteed.

Artikel 12.12

1. Het doel van de impliciete toewijzing is de efficiënte allocatie van de landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor day-aheadtransporten, die wordt uitgevoerd door middel van een prijkoppingsalgoritme voor de verbindingen binnen de regio waarvan de day-aheadmarkten gekoppeld zijn, hierna aan te duiden als de 'Prijskoppeling-regio'.
2. Voor de uitvoering van de impliciete toewijzing werkt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet samen met zowel de netbeheerders van de landelijke hoogspanningsnetten als de elektriciteitsbeurzen van alle landen binnen de Prijskoppeling-regio, zodanig dat de



beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor day-ahead-transporten tussen Nederland en Duitsland, Nederland en België, Nederland en Noorwegen, en Nederland en Denemarken via de elektriciteitsbeurzen aan de markt ter beschikking worden gesteld.

3. Om te bieden op de EPEX SPOT SE (hierna: 'EPEX') dient een marktpartij lid te zijn van de EPEX.

Artikel 12.13

1. De marktpartijen hebben tot 12:00 uur op de dag voorafgaande aan het transport de mogelijkheid vraag- en aanbodorders van elektriciteit aan de day-aheadmarkt aan te bieden, als bedoeld in artikel 47, tweede lid, van Verordening (EU) 2015/1222 (GL CACM).
2. Op basis van de geaggregeerde vraag- en aanbodcurves, de vastgestelde blokbiedingen, en de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit voor transporten voor eenvormige day-aheadkoppeling worden voor elk marktgebied van de Prijskoppeling-regio de netto positie, de clearingprijs en de geaccepteerde blokbiedingen bepaald, waarbij rekening wordt gehouden met de noodzakelijke beperkingen in de veranderingen in de elektriciteitsstromen voor de verbinding Eemshaven–Noorwegen, en Eemshaven–Denemarken.
3. De day-aheadmarkten van de Prijskoppeling-regio bepalen de netto posities, de clearingprijzen en de geaccepteerde blokbiedingen door middel van de 'branch & bound' optimalisatietechniek. Het doel hiervan is de maximalisatie van de sociale welvaart in de Prijskoppeling-regio voor zover gerelateerd aan de verdeling van grensoverschrijdende transportcapaciteit ten behoeve van day-aheadtransporten tussen deze marktgebieden. Met sociale welvaart wordt bedoeld de som van het consumentensurplus, het producentensurplus en de congestie-ontvangsten die door de toewijzing van de in dit artikel bedoelde grensoverschrijdende transportcapaciteit gecreëerd wordt.
4. De in het derde lid genoemde optimalisatietechniek voor de day-aheadmarkten kan er in voorzien dat bij het bepalen van de netto posities en clearingprijzen de transporten tussen de marktgebieden uitsluitend van een laag geprijsd marktgebied naar een hoog geprijsd marktgebied lopen ('intuïtiviteit'), ook indien dit niet leidt tot maximalisatie van de sociale welvaart.
5. Voor de verbinding Eemshaven–Noorwegen houdt de in het derde lid beschreven doelfunctie voor sociale welvaart tevens rekening met de marginale kosten van de energie voor compensatie van de kabelverliezen voor zover die aan de markt te relateren zijn door te rekenen met de netto congestie-ontvangsten (congestie-ontvangsten minus de kosten voor kabelverliezen).
6. De EPEX maakt dagelijks uiterlijk 13:00 uur de marktprijs en verhandelde volumes op uurbasis voor de volgende dag bekend.
7. Overeenkomstig de marktregels van de betrokken day-aheadmarkten kan gestelde in het tweede lid opnieuw worden uitgevoerd. In dat geval worden marktpartijen eerst in de gelegenheid gesteld om hun biedingen bij de EPEX aan te passen. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet draagt er zorg voor dat de EPEX haar marktpartijen hierover tijdig informeert.
8. Indien de berekening als bedoeld in artikel het tweede lid om technische redenen vertraging oploopt, of indien het zevende lid toegepast wordt, kan de publicatie van de marktprijzen en de verhandelde volumes, als bedoeld in het zesde lid uitgesteld worden tot uiterlijk 14:55 uur.
9. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet informeert de marktpartijen tijdig over toepassing van het achtste lid. Daarbij informeert de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de marktpartijen ook over het tijdstip tot wanneer bieders de energieprogramma's (waarin mede een IET planning is opgenomen) als bedoeld in artikel 10.16, derde lid en artikel 10.17 kunnen indienen. Dit tijdstip ligt in ieder geval niet later dan 15:30 uur.
10. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningnet stelt in overleg met de EPEX High Level Properties op. De High Level Properties geven ten eerste aan waar de resultaten van de impliciete toewijzing aan dienen te voldoen. Deze hebben betrekking op de prijzen en volumes die via de impliciete toewijzing tot stand komen. Ten tweede geven de High Level Properties de wijze aan waarop de EPEX afzonderlijke orders en de blokorders behandelt.
11. Indien de resultaten van de impliciete toewijzing voldoen aan de gestelde High Level Proper-

ties, zoals bedoeld in de tweede volzin van het tiende lid, en zoals gepubliceerd op de website van de EPEX, gebruikt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de beschikbare landgrensoverschrijdende capaciteit voor dag-voortuittransporten voor het transport van de hoeveelheid elektriciteit overeenkomstig de resultaten van de impliciete toewijzing.

Artikel 12.14

De resultaten van de impliciete toewijzing worden administratief verwerkt tussen enerzijds de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de beheerder van het buitenlandse deel van de desbetreffende landsgrensoverschrijdende verbindingen en anderzijds tussen de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de day-aheadmarkt. Tevens wordt door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het transport van de hoeveelheid elektriciteit administratief verwerkt ten behoeve van de balanshandhaving.

Artikel 12.15

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt door middel van een publicatie op haar website de werking van de impliciete toewijzing inzichtelijk, waarbij tevens een beschrijving van het algoritme en van de high level properties gegeven wordt.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet ziet erop toe dat de volgende gegevens betreffende de resultaten van de impliciete toewijzing eenvoudig en kosteloos openbaar toegankelijk zijn op de in dit artikel omschreven wijze.
 - a. De marktprijzen en verhandelde volumes van de Nederlandse day-aheadmarkt op uurbasis (de publicatie geschiedt uiterlijk om 13:30 uur op de dag voorafgaande aan het transport).
 - b. De geaggregeerde vraag en aanbod curve van de Nederlandse day-aheadmarkt op uurbasis (de publicatie geschiedt uiterlijk twee uren na gate-sluitingstijd van de day-aheadmarkt op de dag voorafgaande aan het transport).
 - c. Uiterlijk op de tiende werkdag van de kalendermaand een maandelijkse rapportage over de door de impliciete toewijzing gecreëerde sociale welvaart waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen het consumentensurplus, het producentensurplus en de congestie-ontvangsten en vergelijkingen worden opgenomen tussen de daadwerkelijke situatie en een situatie waarin er sprake is van oneindige capaciteit tussen de verschillende day-aheadmarkten.
 - d. Indien artikel 12.13, achtste lid, wordt toegepast, vindt de publicatie van het gestelde in onderdeel a en b uiterlijk om 15:00 uur plaats.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet is ervoor verantwoordelijk dat de volgende gegevens betreffende paradoxaal afgewezen blokorders op de Nederlandse markt eenvoudig en kosteloos opvraagbaar zijn bij EPEX op de in dit artikel omschreven wijze.
 - a. Het gemiddeld en het maximum aantal paradoxaal afgewezen blokorders per dag.
 - b. Het gemiddelde en het maximale prijsverschil van de paradoxaal afgewezen blokorders per dag (waarbij het prijsverschil het verschil is tussen de limietprijs van de blokorder en de gemiddelde clearingprijs over de periode van de blokorder).
 - c. Het gemiddelde van de dagelijkse maximale prijsverschillen van de paradoxaal afgewezen blokorders.
 - d. De gegevens als bedoeld in de voorgaande bepalingen in onderdeel a tot en met c kunnen met terugwerkende kracht vanaf 1 januari van het voorgaande jaar worden opgevraagd.

Artikel 12.16

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert voor de in artikel 12.5, eerste lid, onderdelen a en b, en derde lid bedoelde verbindingen, op haar website een alternatieve methode van toewijzen van beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit, de fallback procedure.
2. De fallback procedure bestaat uit de volgende stappen:
 - a. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet draagt er zorg voor dat marktpartijen vanaf 13:00 uur worden ingelicht over de verhoogde kans op toepassing van de fallback procedure.
 - b. Indien de impliciete toewijzing, als bedoeld in artikel 12.13, derde lid, om 13:30 uur nog niet heeft plaatsgevonden of tot resultaten heeft geleid die niet voldoen aan de High Level Properties, zoals bedoeld in de tweede volzin van artikel 12.13, tiende lid, dan laat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet in samenwerking met de betrokken buitenlandse netbeheerder(s), voor de betrokken impliciet toe te wijzen capaciteit op de landsgrensoverschrijdende verbinding(en) tussen deze marktgebieden de fallback

- procedure bestaande uit een expliciete toewijzing in werking treden. De biedingen die voor 13:40 uur zijn uitgebracht, worden gebruikt in de expliciete toewijzing.
- c. Indien de impliciete toewijzing als bedoeld in artikel 12.13, derde lid, om 13:50 uur nog niet heeft plaatsgevonden of tot resultaten heeft geleid die niet voldoen aan de High Level Properties, zoals bedoeld in artikel 12.13, tiende lid, dan worden de resultaten van de fallback procedure toegepast voor de Eemshaven–Noorwegen en Eemshaven–Denemarken. De resultaten worden uiterlijk om 14:00 gepubliceerd. De impliciete toewijzing als bedoeld in artikel 12.13, derde lid, zal vervolgens separaat plaatsvinden voor de CWE-regio en Maasvlakte–Groot-Brittannië.
 - d. Indien de impliciete toewijzing voor de CWE-regio en Maasvlakte–Groot-Brittannië als bedoeld in onderdeel c, om uiterlijk 14:35 uur nog niet heeft plaatsgevonden of tot resultaten heeft geleid die niet voldoen aan de High Level Properties, zoals bedoeld in artikel 12.13, tiende lid, dan worden de resultaten van de fallback procedure toegepast voor de verbindingen als bedoeld in artikel 12.5, eerste lid. De resultaten worden uiterlijk om 14:40 uur gepubliceerd.
 - e. Indien de fallback procedure wordt toegepast (en de resultaten daarvan worden gebruikt), dan heropent EPEX haar orderboeken, zodat marktpartijen in de gelegenheid worden gesteld hun biedingen aan te passen.
3. Aan de fallback procedure kunnen slechts partijen deelnemen die beschikken over een erkenning als programmaverantwoordelijke dan wel over een vergelijkbare status in België voor de capaciteit van de verbindingen Borssele–België, Geertruidenberg–België en Maasbracht–België, of een vergelijkbare status in Duitsland voor capaciteit van de verbindingen Meeden–Duitsland, Hengelo–Duitsland, Doetinchem–Duitsland en Maasbracht–Duitsland, of een vergelijkbare status in Noorwegen voor de capaciteit van de verbinding Eemshaven–Noorwegen of een vergelijkbare status in Denemarken voor de capaciteit van de verbinding Eemshaven–Denemarken.
 4. Indien de fallback procedure wordt toegepast kunnen energieprogramma's (waarin mede een IET planning is opgenomen) als bedoeld in artikel 10.16, derde lid, en artikel 10.17 door de bidders tot uiterlijk 15:30 uur worden ingediend.

Artikel 12.17

1. Ten behoeve van de uitvoering van artikel 12.5, vierde lid, stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor de intradaytransporten ter beschikking aan de beurzen die aan het XBID-project deelnemen in de Nederlandse biedzone conform de regeling betreffende meer dan één NEMO in een biedzone.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor de intradaytransporten uiterlijk om 21:00 uur voor de komende 24 uren.
3. Marktpartijen kunnen deelnemen in landsgrensoverschrijdende handel tussen Nederland en Duitsland, en Nederland en België tot het tijdstip dat is bepaald in het besluit No 04/2018 van het Agentschap van 24 april 2018 'on all transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross zonal gate closure times'.
4. Marktpartijen kunnen tot uiterlijk 1 uur voor uitvoering van transport deelnemen in landsgrensoverschrijdende handel tussen Nederland en Noorwegen en Nederland en Denemarken.

Artikel 12.18

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt de in artikel 12.1, eerste lid, genoemde veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteit op basis van de onderstaande methode.
2. De transportcapaciteit wordt op uurbasis vastgesteld.
3. De transportcapaciteit wordt separaat voor importen en exporten vastgesteld.
4. De transportcapaciteit wordt bepaald door middel van netberekeningen met inachtneming van het in artikel 12.20 gestelde op basis van een volledig beschikbaar net, waaronder verstaan wordt het samenstel van Nederlandse netten op een spanningsniveau van 220 kV of hoger, inclusief de landsgrensoverschrijdende verbindingen.

5. De transportcapaciteit wordt afzonderlijk vastgesteld voor de winterperiode, waaronder verstaan wordt een aaneensluitende periode van 100 dagen waarvoor geldt dat de belastbaarheid van de netcomponenten maximaal is ten gevolge van natuurlijke koeling.
6. De transportcapaciteit wordt afzonderlijk vastgesteld voor de perioden waarin één of meer landsgrensoverschrijdende verbindingen vanwege onderhoud niet of gedeeltelijk beschikbaar zijn. In dit geval dient de transportcapaciteit overeenkomstig het gestelde in het vierde lid op basis van een op de te onderhouden netcomponenten na volledig beschikbaar net te worden vastgesteld.
7. De in het vierde en zesde lid genoemde berekeningen vinden plaats voor diverse scenario's. In elk scenario wordt de maximale waarde voor de importcapaciteit en de exportcapaciteit bepaald door de landsgrensoverschrijdende transporten maximaal te verhogen onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve voor de landsgrensoverschrijdende verbindingen.
8. De in het zevende lid genoemde verhoging van de landsgrensoverschrijdende transporten gebeurt door de productie van alle Nederlandse elektriciteitsproductie-installaties die in het betreffende scenario zijn meegenomen, proportioneel te verlagen dan wel verhogen en door gelijktijdig de productie van de buitenlandse elektriciteitsproductie-installaties die in het betreffende scenario beschikbaar zijn proportioneel te verhogen dan wel verlagen.
9. De veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor import wordt gelijk gesteld aan de laagste waarde van de in het zevende lid genoemde maximale importcapaciteit voor elk van de scenario's.
10. De veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor export wordt gelijk gesteld aan de laagste waarde van de in het zevende lid genoemde maximale exportcapaciteit voor elk van de scenario's.
11. In het geval dat een beheerder van een buitenlands net op basis van netberekeningen voor zijn net de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verzoekt een lagere waarde voor de maximale transportcapaciteit op een landsgrensoverschrijdende verbinding te hanteren dan de waarde die overeenstemt met de in het negende of tiende lid genoemde veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit, kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de in het negende of tiende lid bedoelde veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit overeenkomstig het verzoek aanpassen. Daarbij stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vast in hoeverre dit verzoek tot een aanpassing van de transportcapaciteit van andere landsgrensoverschrijdende verbindingen leidt en past hij de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit dienovereenkomstig aan.

Artikel 12.19

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt, in samenwerking met de buitenlandse instellingen als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998 van de regio, het in artikel 12.1, derde lid, genoemde veilig beschikbare capaciteitsdomein voor landsgrensoverschrijdende transport voor elektriciteit – voorts in deze paragraaf aangeduid als: 'het capaciteitsdomein' – op basis van de onderstaande methode.
2. Het capaciteitsdomein wordt op uurbasis bepaald.
3. Het capaciteitsdomein wordt bepaald door middel van netberekeningen met inachtneming van het in artikel 12.20 gestelde op basis van een volledig beschikbaar net, waaronder verstaan wordt het samenstel van Nederlandse netten op een spanningsniveau van 220 kV of hoger, inclusief de landsgrensoverschrijdende verbindingen.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt de maximale capaciteit voor de in artikel 12.20, tweede lid, genoemde kritieke netcomponenten. Daarbij wordt rekening gehouden met het feit dat de belastbaarheid van de netcomponenten maximaal is gedurende de winterperiode ten gevolge van natuurlijke koeling.
5. Voor elk van de kritieke netcomponenten bepaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de betrouwbaarheidsmarge met inachtneming van de volgende principes:
 - a. De betrouwbaarheidsmarge geeft de onzekerheid in de vaststelling van de elektriciteitsstromen op het moment van bepaling van het capaciteitsdomein in vergelijking met de

- werkelijke elektriciteitsstromen in het netcomponent weer;
- b. De betrouwbaarheidsmarge wordt vastgesteld op basis van een analyse van het verschil tussen de historische vaststelling van de elektriciteitsstromen op het moment van bepaling van het capaciteitsdomein en de historisch werkelijke elektriciteitsstromen in het netcomponent.
6. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt een congestievoorspelling van het landelijk hoogspanningsnet op basis van een vooraf met de buitenlandse instellingen als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998 gezamenlijk afgestemd scenario. De congestievoorspelling wordt gemaakt op basis van verwachte beschikbaarheid en inzet van netcomponenten, verwachte beschikbaarheid en inzet van elektriciteitsproductie-installaties, verwachte elektriciteitsvraag en verwachte elektriciteitsstromen op de landsgrensoverschrijdende gelijkstroomverbindingen Eemshaven–Noorwegen, Eemshaven–Denemarken en Maasvlakte–Groot-Brittannië behorende bij het gezamenlijk afgestemd scenario.
 7. Gezamenlijk met de congestievoorspellingen van de buitenlandse instellingen (als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998) stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een gezamenlijk netmodel van de regio op. Dit dient als input om te komen tot gecoördineerde bepaling van het capaciteitsdomein.
 8. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt de veilig beschikbare capaciteit voor elk kritiek netcomponent gecoördineerd met de buitenlandse instellingen als bedoeld in artikel 16, tweede lid, onderdeel h, van de Elektriciteitswet 1998 als volgt vast:
 - a. De gecoördineerde bepaling resulteert in een initieel beschikbare capaciteit voor een kritiek netcomponent op basis van de in het vierde lid genoemde maximale capaciteit voor het kritiek netcomponent verminderd met de in het vijfde lid genoemde betrouwbaarheidsmarge en de referentiestromen door het kritiek netcomponent afkomstig uit het in het zevende lid genoemde gezamenlijk netmodel.
 - b. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet beoordeelt de resultaten uit deze gecoördineerde bepaling door de landsgrensoverschrijdende transporten maximaal te verhogen onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve voor de kritieke netcomponenten.
 - c. Met inachtneming van de in artikel 12.20 genoemde randvoorwaarden, kan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet beheersmaatregelen inzetten om de verwachte elektriciteitsstromen in het landelijk hoogspanningsnet te beïnvloeden, zodanig dat dit resulteert in een aanpassing van de beschikbare capaciteit voor een kritiek netcomponent.
 9. De in het achtste lid genoemde verhoging van de landsgrensoverschrijdende transporten gebeurt door de productie van Nederlandse elektriciteitsproductie-installaties die in het betreffende scenario zijn meegenomen, proportioneel te verlagen dan wel verhogen en door gelijktijdig de productie van buitenlandse elektriciteitsproductie-installaties die in het betreffende scenario beschikbaar zijn proportioneel te verhogen dan wel verlagen.
 10. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet houdt bij de bepaling van het capaciteitsdomein rekening met de dynamische stabiliteit en spanningshuishouding van het net door middel van maximale capaciteit voor import en export.
 11. De veilig beschikbare capaciteit voor elk kritiek netcomponent als vastgesteld in het achtste lid, samen met de in twaalfde lid genoemde invloedsfactoren voor elk kritiek netcomponent, bepalen het capaciteitsdomein.
 12. De in het negende lid genoemde proportionele verlaging dan wel verhoging van elektriciteitsproductie-installaties bepalen de invloedsfactoren ('power transfer distribution factors') van landsgrensoverschrijdende transporten op een kritiek netcomponent.

Artikel 12.20

1. Indien, bij de bepaling van de transportcapaciteit in artikel 12.18, de transportcapaciteit wordt beperkt door de capaciteit van verbindingen in het net die niet tot de landsgrensoverschrijdende verbindingen behoren, zal deze beperking eerst zoveel mogelijk door operationele middelen worden opgelost alvorens de transportcapaciteit wordt beperkt.
2. Bij het bepalen van capaciteitsdomein geldt, gelet op artikel 16, derde lid, van Verordening 714/2009, het principe dat de maximale capaciteit van de grensoverschrijdende verbindingen en/of de maximale capaciteit van de transmissienetten waarmee grensoverschrijdende

elektriciteitsstromen worden verzorgd (samen de 'kritieke netcomponenten') beschikbaar wordt gesteld, zulks in overeenstemming met de voor een bedrijfszekere exploitatie van het net geldende veiligheidsnormen.

3. Indien de transportcapaciteit, danwel het capaciteitsdomein, wordt beperkt doordat de kwaliteit van de transportdienst als beschreven in artikel 7.3 niet kan worden gehandhaafd, zal deze beperking eerst zoveel mogelijk door inzet van operationele middelen dienen te worden opgelost alvorens de transportcapaciteit, danwel het capaciteitsdomein, wordt beperkt.
4. Stuurbare netelementen, waaronder mede verstaan worden dwarsregeltransformatoren, worden in de berekeningen zodanig bedreven dat een zo hoog mogelijke transportcapaciteit, danwel een voor de markt optimaal capaciteitsdomein, wordt verkregen.
5. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt de belastbaarheid van de netcomponenten gedurende de winterperiode aan de hand van een kwantitatief onderzoek.
6. De in artikel 12.18 genoemde scenario's beschrijven de transporten in het net op basis van een aantal samenhangende uitgangspunten en verschillen onderling in de keuze van belasting en belastingverdeling over het net en in de keuze van productie en productieverdeling over het net, waarbij ook de inzet van productie in het buitenland wordt beschouwd. De scenario's zijn realistisch, waaronder verstaan wordt dat zij elk afzonderlijk een mogelijke en zinvolle combinatie van belastingen productieverdeling beschrijven. Voor wat betreft de belasting en belastingverdeling over de netten in het buitenland wordt voor alle scenario's uitgegaan van de situatie die zo goed mogelijk overeenkomt met de te verwachten situatie bij een volledig beschikbaar net.
7. Ten behoeve van het in artikel 12.1, tweede en derde lid en 12.2, derde lid, gestelde berekent de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit, het capaciteitsdomein en de capaciteit voor noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten in overeenstemming met de in de artikelen 12.18 tot en met 12.21 beschreven methode op basis van de hem ter beschikking staande meest actuele informatie, waaronder mede verstaan worden de verwachte belastbaarheid van de netcomponenten voor de betreffende dag. Hiertoe past hij zo nodig de gehanteerde scenario's aan mede op basis van de hem ter beschikking staande informatie omtrent de beschikbaarheid van elektriciteitsproductie-installaties in Europa.

Artikel 12.21

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt de in artikel 12.2, eerste lid, genoemde capaciteit voor noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp en bijstand ten behoeve van de instandhouding van de integriteit van de netten (voorts in deze paragraaf aangeduid als: 'de transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand') op basis van de onderstaande methode.
2. De transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand wordt op uurbasis vastgesteld.
3. De transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand wordt separaat voor importen en exporten vastgesteld.
4. De transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand wordt bepaald door middel van netberekeningen met inachtneming van het in artikel 12.21 gestelde op basis van een volledig beschikbaar net, waaronder verstaan wordt het samenstel van de Nederlandse netten op een spanningsniveau van 220 kV of hoger, inclusief de landsgrensoverschrijdende verbindingen.
5. Voor elk van de in artikel 12.18 of 12.19 genoemde scenario's wordt overeenkomstig het in artikel 12.18 of 12.19 en 12.20 gestelde de transportcapaciteit bepaald met uitval van een willekeurige elektriciteitsproductie-eenheid of belasting van een enkele aangeslotene, niet zijnde netbeheerder, voor zover van belang voor de bepaling van de transportcapaciteit en zonder uitval van overige elementen in het net en onder handhaving van de normale toestand.
6. Indien de laagste waarde van de overeenkomstig het vijfde lid berekende transportcapaciteit voor de verschillende scenario's, afzonderlijk berekend voor import en export, lager is dan de op basis van artikel 12.18, negende lid respectievelijk tiende lid of artikel 12.19, elfde lid, bepaalde waarde voor de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit of capaciteitsdomein, bedraagt de transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand het

verschil tussen de op basis van artikel 12.18, negende lid respectievelijk tiende lid of artikel 12.19, elfde lid bepaalde waarde voor de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit of capaciteitsdomein en de hiervoor genoemde laagste waarde van de overeenkomstig artikel 12.21, vijfde lid berekende transportcapaciteit. In de overige gevallen bedraagt de transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand 0 MW.

Artikel 12.22

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert op haar website alle voor de in artikelen 12.18 tot en met 12.21 genoemde berekeningen van belang zijnde gegevens, met inbegrip van tenminste de hieronder genoemde gegevens.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de volgende gegevens ten behoeve van de netberekeningen:
 - a. de topologie van het volledige net dat gebruikt is voor de netberekeningen.
 - b. technische gegevens omtrent het net waaronder tenminste begrepen worden de impedantie en de mogelijke instellingen van alle in de netberekening meegenomen componenten.
 - c. het toegekend vermogen in MVA van de in de netberekening meegenomen componenten gedurende het jaar.
 - d. de uitgangspunten, berekeningen en kwantitatieve resultaten van het in artikel 12.20, vijfde lid, genoemde onderzoek.
 - e. specificatie van het in artikel 12.18, zesde lid, bedoelde onderhoud waaronder tenminste begrepen wordt de periode waarin het onderhoud plaats vindt en een aanduiding van de netcomponenten die ten gevolge van het onderhoud niet beschikbaar zijn.
3. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de volgende gegevens ten behoeve van de gehanteerde scenario's:
 - a. de uitgangspunten op basis waarvan elk scenario is opgesteld.
 - b. de gemodelleerde belasting op elk knooppunt in het net voor elk scenario.
 - c. de gemodelleerde productie voor elk knooppunt in het net voor elk scenario.
 - d. de aangenomen verhoging en verlaging van de productie zoals in artikel 12.18, achtste lid, of 12.19, negende lid, genoemd.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert de volgende tussenresultaten afzonderlijk voor zowel de situatie met een volledig beschikbaar net als de perioden waarin onderhoud aan de landsgrensoverschrijdende verbindingen plaatsvindt en afzonderlijk per scenario en afzonderlijk voor de netberekeningen als bedoeld in artikel 12.18 of 12.19 en 12.21, vijfde lid:
 - a. de maximale transportcapaciteit beschikbaar voor import en export als bepaald in artikel 12.18, negende lid respectievelijk tiende lid, of het capaciteitsdomein als bepaald in artikel 12.19, elfde lid.
 - b. de verdeling van de landsgrensoverschrijdende transporten over de verschillende landsgrensoverschrijdende verbindingen (per circuit) in de ongestoorde situatie en na de enkelvoudige storing die de landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit beperkt, met aanduiding van de enkelvoudige storing en de instelling van de regelbare componenten (waaronder mede begrepen de dwarsregeltransformatoren).
 - c. in het geval dat een andere component dan een landsgrensoverschrijdende verbinding beperkend blijkt voor de transportcapaciteit de belasting van dit element voor en na de enkelvoudige storing alsmede een verklaring waarom deze beperking niet door middel van operationele middelen kan worden opgelost.
 - d. in het geval dat de transportcapaciteit wordt beperkt doordat de kwaliteit van de transportdienst niet kan worden gehandhaafd, als genoemd in artikel 12.20, derde lid, een kwalitatieve en kwantitatieve beschrijving van de oorzaak hiervan alsmede een verklaring waarom deze beperking niet door middel van operationele middelen kan worden opgelost.
 - e. alleen ten behoeve van de netberekeningen als bedoeld in artikel 12.21: de transportcapaciteit voor onderlinge hulp en bijstand en, in het geval deze niet gelijk is aan 0 MW, tevens een kwantitatieve beschrijving van de balansverstoring die leidt tot de betreffende waarde.
5. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet publiceert op uurbasis de volgende resultaten afzonderlijk voor zowel de situatie met een volledig beschikbaar net als de perioden waarin onderhoud aan de landsgrensoverschrijdende verbindingen plaatsvindt:
 - a. de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor import als bedoeld in artikel 12.18, negende lid.
 - b. de veilig beschikbare landsgrensoverschrijdende transportcapaciteit voor export als bedoeld in artikel 12.18, tiende lid.
 - c. de capaciteit voor noodzakelijk transport van elektriciteit in het kader van onderlinge hulp

en bijstand voor zowel import als export als bedoeld in artikel 12.21, zesde lid.

6. Indien de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de veilig beschikbare landsgrens-overschrijdende transportcapaciteit op grond van artikel 12.18, elfde lid, aanpast, maakt hij openbaar om welke reden hij tot deze aanpassing is overgegaan, op welke landsgrensoverschrijdende verbinding de vermindering betrekking heeft, hoe groot de vermindering is en op welke uren de vermindering betrekking heeft.

Hoofdstuk 13 Voorwaarden inzake uitwisseling en registratie van systeemgerelateerde gegevens

§ 13.1 Uitwisseling van structurele gegevens.

Artikel 13.1

1. De beschikbare capaciteit aan blindvermogen op het netaansluitpunt zowel voor het opnemen uit als het leveren aan het net wordt eenmalig vastgesteld.
2. Ten behoeve van – eventueel toekomstige – stabiliteitsberekeningen worden de volgende gegevens van generatoren bij levering overgelegd:
 - a. het toegekende schijnbaar vermogen,
 - b. de toegekende spanning,
 - c. de toegekende arbeidsfactor.
3. Bij elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit groter dan 2 MW wordt de volgende informatie ter beschikking gesteld:
 - a. de transiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
 - b. de subtransiënte impedantie(s) en bijbehorende tijdconstante(n),
 - c. de statorstrooi-impedantie(s),
 - d. het traagheidsmoment (inclusief dat van de aandrijvende machine),
 - e. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de automatische spanningsregeling,
 - f. de overdrachtsfunctie en de instelparameters van de turbineregeling.
4. In aanvulling op het eerste lid wordt bij synchrone elektriciteitsopwekkingseenheden met een maximumcapaciteit groter dan 2 MW de volgende informatie ter beschikking gesteld:
 - a. de synchrone (langs- en dwars-) impedantie; en
 - b. regelbereik en tijdconstanten van het bekrachtigingsregelsysteem.

Artikel 13.2

1. Bij gekoppelde netten stellen de desbetreffende netbeheerders jaarlijks in de maand april aan elkaar de volgende gegevens ter beschikking (bij parallel bedrijf voor het samenstel van de overdrachtspunten):
 - a. de technische gegevens en de transportcapaciteiten van de verbindingen en transformatoren van het 380/220/150/110 kV net;
 - b. opgesteld compensatievermogen;
 - c. invoedend kortsluitvermogen;
 - d. topologie en standaard schakeltoestand.
2. De in het eerste lid genoemde gegevens worden in onderling overleg beoordeeld en vastgelegd en zijn daarmee maatgevend voor de middellange termijn en de dagelijkse bedrijfsvoering.
3. Het bepaalde in het eerste en tweede lid is tevens van toepassing op gesloten distributiesystemen aangesloten op hoogspanningsniveau.

§ 13.2 Prognosegegevens

Artikel 13.3

1. Verbruikers, aangesloten op een spanningsniveau van 10 kV en hoger, met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld vermogen van meer dan 2 MW, stellen jaarlijks in de eerste week van de maand februari aan de netbeheerder voor de komende periode van zeven jaar vanaf het in werking treden van de regeling een zo goed mogelijke schatting van de volgende gegevens beschikbaar:

- a. ontwikkeling van het maximaal af te nemen vermogen (MW/Mvar) op jaarbasis
 - b. beschrijving van het patroon van het af te nemen werkzaam vermogen
 - c. de verwachte trendbreuken.
2. Beheerders van elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit van meer dan 2 MW stellen jaarlijks in de eerste week van de maand februari aan de netbeheerder voor de komende periode van zeven jaar een zo goed mogelijke schatting van de volgende gegevens ter beschikking:
 - a. plaats, capaciteit, technische gegevens, operationele grenzen en regelgedrag van de afzonderlijke elektriciteitsproductie-eenheden,
 - b. plaats, data, technische gegevens, operationele grenzen en regelgedrag van de in bedrijf te stellen elektriciteitsproductie-eenheden,
 - c. plaats van te amoveren elektriciteitsproductie-eenheden en de datum van amovering,
 - d. een revisieplanning per elektriciteitsproductie-eenheid (aan te geven periode en duur in weken).
 3. Beheerders van elektriciteitsproductie-eenheden waarvan de elektriciteitsproductie-eenheden zijn aangesloten op een net met een spanningsniveau van 10 kV-niveau of hoger stellen bovendien jaarlijks in de eerste week van de maand februari aan de netbeheerder een zo goed mogelijke schatting van het verwachte draaiplan per elektriciteitsproductie-eenheid in tijdsperiodes van minimaal 1 week voor de komende periode van zeven jaar ter beschikking in de vorm van een aanduiding hoe de elektriciteitsproductie-eenheid zal draaien, zoals:
 - a. basislast;
 - b. middenlast;
 - c. pieklast;
 - d. niet regelbaar vermogen;
 - e. draaiende reserve / regeleenheid;
 - f. stilstaande reserve;
 - g. stilstand.

Artikel 13.4

1. Aangeslotenen op een midden- of hoogspanningsnet met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van 2 MW, dan wel een hoger door de netbeheerder te bepalen transportvermogen, of meer leveren, eventueel via hun programmaverantwoordelijke, transportprognoses in overeenkomstig de specificaties die de netbeheerder dienaangaande heeft opgesteld en bekendgemaakt
2. Ten behoeve van de aangeslotenen op laagspanningsnetten alsmede de aangeslotenen op midden- of hoogspanningsnetten met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen kleiner dan 2 MW, dan wel een hoger door de netbeheerder te bepalen transportvermogen, levert de programmaverantwoordelijke op de door de netbeheerder vastgestelde verzamelpunten transportprognoses in overeenkomstig de specificaties die de netbeheerder dienaangaande heeft opgesteld en bekendgemaakt.
3. De in het eerste en tweede lid bedoelde transportprognoses worden dagelijks voor de volgende dag of een afgesproken periode van opeenvolgende dagen ingeleverd en bestaan uit MW-waarden per uur en voor netbeheerders uit MW- en Mvar-waarden per uur.
4. De netbeheerder publiceert dagelijks een wekelijks voortschrijdend totaal van de transportprognoses en de daadwerkelijke transporten per deelnet op zijn website.
5. Aangeslotenen, niet zijnde netbeheerders, met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van meer dan 60 MW dienen, na indiening van de transportprognoses volgens het derde lid, wijzigingen van meer dan 3 MW in de transportprognoses van elektriciteitsproductie-eenheden, direct nadat die bekend zijn, overeenkomstig de specificaties in paragraaf 13.5 in bij de netbeheerder. Indien sprake is van een congestiegebied, als bedoeld in artikel 9.5, geldt de voorgaande volzin tevens voor aangeslotenen met een gecontracteerd en beschikbaar gesteld transportvermogen van 3 MW tot 60 MW.

Artikel 13.5

1. De beheerders van elektriciteitsproductie-eenheden aangesloten op netten van 10 kV en hoger, melden onverwijld aan de betrokken netbeheerders wanneer een elektriciteitsproductie-eenheid groter dan 60 MW in onderhoud is, dan wel om andere redenen niet inzetbaar is.

2. De beheerders van elektriciteitsproductie-eenheden aangesloten op netten van 10 kV en hoger stellen aan de netbeheerder de volgende informatie ter beschikking:
 - a. Netto vermogen (MW) met richting,
 - b. Bij elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit groter dan 2 MW dient daarenboven de volgende informatie ter beschikking te worden gesteld:
 - 1°. Blindvermogen (Mvar) met richting,
 - 2°. Standmelding (waarbij 'in' betekent dat één of meer generatoren opwekkingseenheden van de elektriciteitsproductie-eenheid parallel met het net is of zijn).

Artikel 13.6

Voor iedere elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit van 5 MW of meer aangesloten op het net, meldt de desbetreffende aangeslotene ieder kwartaal uiterlijk op respectievelijk 15 maart, 15 juni, 15 september en 15 december voor elke productielocatie afzonderlijk aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet per dag voor de eerstvolgende 12 kalendermaanden de maximumcapaciteit (MW) en de primaire energiebron.

Artikel 13.7

1. Indien de maximumcapaciteit over de in artikel 13.6 genoemde termijn om de in artikel 13.8, tweede lid, genoemde redenen niet, minder of meer beschikbaar [hieronder aangeven als: 'gewijzigd beschikbaar'] is, dan meldt de desbetreffende aangeslotene de omvang van de gewijzigde beschikbaarheid (MW) en de programmatijdseenheden waarop de gewijzigde beschikbaarheid naar verwachting betrekking heeft, binnen 24 uren na het bekend worden van de gewijzigde beschikbaarheid aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
2. Indien de gewijzigde beschikbaarheid zich voordoet binnen 24 uren voor het klokkuur waarop zij als eerste betrekking heeft, dient de in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene de omvang van de gewijzigde beschikbaarheid en de programmatijdseenheden waarop de gewijzigde beschikbaarheid naar verwachting betrekking heeft, onverwijld te melden aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
3. Van een technisch mankement waardoor het opgesteld vermogen minder beschikbaar is of de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid onmogelijk is, waaronder mede begrepen storingen, doet de in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene onverwijld melding aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en meldt binnen 24 uren de technische oorzaak van het mankement.
4. Indien de omvang of de oorzaak van een eerder gemelde gewijzigde beschikbaarheid verandert, of de programmatijdseenheden waarop een eerder gemelde gewijzigde beschikbaarheid betrekking heeft wijzigen, doet de aangeslotene hier onverwijld melding van aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
5. Meldingen als bedoeld in eerste tot en met vier lid van dit artikel behoeven niet te worden verricht indien de gewijzigde beschikbaarheid minder dan 10 MW per productielocatie afwijkt van de op dat moment bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bekende gegevens.

Artikel 13.8

1. De in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene geeft bij meldingen als bedoeld in artikel 13.7 de reden of de redenen van de gewijzigde beschikbaarheid aan, alsmede op welke elektriciteitsproductie-eenheid de gewijzigde beschikbaarheid betrekking heeft.
2. Redenen voor gewijzigde beschikbaarheid kunnen uitsluitend zijn:
 - a. het vermogen van een elektriciteitsproductie-eenheid dat benut kan worden voor het leveren van elektriciteit wijkt af van het opgesteld vermogen ten gevolge van omgevingscondities;
 - b. technische mankementen waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd of niet mogelijk is, waaronder mede begrepen storingen;
 - c. onderhoud aan een elektriciteitsproductie-eenheid, dan wel onderhoud aan de aansluiting van de elektriciteitsproductie-eenheid, waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd of niet mogelijk is;
 - d. conservering of amovering van een elektriciteitsproductie-eenheid;
 - e. naleving van voorwaarden als gesteld in de milieuvergunning van de elektriciteitsproductie-eenheid of van de inrichting waarvan de elektriciteitsproductie-

- eenheid deel uitmaakt waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd of niet mogelijk is, waaronder mede begrepen koelwaterbeperkingen;
- f. technische beperkingen van de elektriciteitsproductie-eenheid of in de aansluiting op het net waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd mogelijk is;
 - g. technische beperkingen ten aanzien van de brandstofvoorziening waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd mogelijk is;
 - h. technische beperkingen met betrekking tot het afvoeren van warmte waardoor de bedrijfsvoering van de elektriciteitsproductie-eenheid verminderd mogelijk is.

Artikel 13.9

1. Een in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene meldt per programmatijdseenheid de regelruimte (MW) van zijn afzonderlijke productie-eenheden voor 14:45 uur van de dag voorafgaand aan de dag waarop de regelruimte betrekking heeft aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet. Hij onderscheidt daarbij de volgende categorieën:
 - a. vermogen dat instantaan beschikbaar is voor regelacties overeenkomstig artikel 9.20;
 - b. vermogen dat binnen 15 minuten beschikbaar is voor regelacties overeenkomstig artikel 9.20;
 - c. vermogen dat op een termijn tussen 15 minuten en 30 minuten beschikbaar is voor regelacties overeenkomstig artikel 9.20;
 - d. vermogen dat op een termijn tussen 30 minuten en 2 uren beschikbaar is voor regelacties overeenkomstig artikel 9.20;
 - e. vermogen dat op een termijn tussen 2 uren en 8 uren beschikbaar is voor regelacties overeenkomstig artikel 9.20.
2. De in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene meldt afwijkingen van meer dan 10 MW per productielocatie van de op grond van het eerste lid gedane melding direct na bekendwording aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
3. Indien de in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene de op grond van het eerste lid gemelde regelruimte volledig door middel van biedingen, als bedoeld in de artikel 9.19, aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet heeft aangeboden, kunnen de in het tweede lid van dit artikel bedoelde meldingen worden verricht door wijzigingen van genoemde biedingen.

Artikel 13.10

1. De in artikel 13.6 bedoelde aangeslotene kan de uitvoering van het gestelde in de artikelen 13.6 tot en met 13.10 overdragen aan zijn programmaverantwoordelijke. Indien hij hiervoor kiest doet hij hiervan schriftelijk melding bij de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
2. Artikel 13.9 is niet van toepassing op opgesteld vermogen dat elektriciteit produceert uit niet-regelbare energiebronnen, te weten wind en zon.

Artikel 13.11

1. Bij gekoppelde netten stellen de desbetreffende netbeheerders jaarlijks in de maand april aan elkaar de volgende belastinggegevens ter beschikking (bij parallel bedrijf voor het samenstel van de overdrachtspunten):
 - a. de ontwikkeling van de wintermaxima, de zomermaxima en de dalbelasting op jaarbasis voor een periode van zeven jaar (MW/Mvar);
 - b. een beschrijving van het belastingpatroon (bijvoorbeeld standaard dagcurve voor een werkdag, zaterdag en zondag);
 - c. de verdeling over de relevante stations (MW/Mvar).
2. Bij gekoppelde netten stellen de desbetreffende netbeheerders jaarlijks in de maand april aan elkaar de volgende productiegegevens ter beschikking (bij parallel bedrijf voor het samenstel van de overdrachtspunten):
 - a. de revisieplanning van de productie-eenheden groter dan 60 MW, die zijn aangesloten op het betreffende net;
 - b. het samengestelde draaiplan van de productie-eenheden, die zijn aangesloten op het betreffende net voor een periode van zeven jaar.
3. De in het eerste en het tweede lid genoemde gegevens worden in onderling overleg beoor-



deeld en vastgelegd en zijn daarmee maatgevend voor de middellange termijn en de dagelijkse bedrijfsvoering.

4. Het bepaalde in het eerste, tweede en derde lid is tevens van toepassing op gesloten distributiesystemen aangesloten op hoogspanningsniveau.

Artikel 13.12

1. Ten behoeve van de operationele taken van de betrokken netbeheerders worden ten minste de in het tweede lid genoemde procesgegevens uitgewisseld, voor zover van toepassing op het spanningsniveau waarop de aansluiting tussen de netten plaatsvindt.
2. Ten behoeve van de operationele planning en de (dagelijkse bedrijfsvoering) aanvullend op de transportprognoses die door de netbeheerders onderling op de overdrachtspunten worden uitgewisseld overeenkomstig artikel 13.4:
 - a. de transportprognoses van alle productie-eenheden groter dan 60 MW (incl. wijzigingen, op uurbasis),
 - b. Σ productie in het deelnet (op uurbasis),
 - c. de belasting per deelnet (op uurbasis),
 - d. de belastingverdeelfactoren voor de stationsbelastingen (op uurbasis),
 - e. de arbeidsfactor van de belasting,
 - f. schakelsituatie net (status), inclusief overdrachtspunten tussen deelnetten (op uurbasis).
3. Het in het eerste en het tweede lid bepaalde is tevens van toepassing op gesloten distributiesystemen aangesloten op hoogspanningsniveau. In deze leden wordt in dat geval in plaats van 'de netbeheerders' gelezen 'de beheerder van het gesloten distributiesysteem en de netbeheerder'.

§ 13.3 Realtimegegevens.

Artikel 13.13

1. De netbeheerder stelt standmeldingen en spanning- en stroommetingen ter beschikking die voor een adequate beveiliging van de elektriciteitsproductie-installatie, die is aangesloten op een net met een spanningsniveau van meer dan 1 kV, bij storingen vanuit het net noodzakelijk zijn.
2. De netbeheerder stelt standmeldingen ter beschikking zodat op een juiste wijze gesignaleerd kan worden of een elektriciteitsproductie-eenheid, die is aangesloten op een net met een spanningsniveau van meer dan 1 kV, met het net is verbonden.
3. De netbeheerders stellen elkaar op verzoek alle benodigde standmeldingen voor het realiseren van de vergrendelingen beschikbaar.

Artikel 13.14

1. Ten behoeve van de operationele taken van de betrokken netbeheerders worden ten minste de in het tweede lid genoemde procesgegevens uitgewisseld, voor zover van toepassing op het spanningsniveau waarop de aansluiting tussen de netten plaatsvindt.
2. Ten behoeve van de uitvoering on line (actuele bedrijfsvoering):
 - a. Σ productie in het deelnet,
 - b. productie van alle productie-eenheden groter dan 60 MW,
 - c. schakelsituatie net (status), belasting en spanningen op: overdrachtspunten met het bovenliggende net, belangrijke maascircuits en overdrachtspunten tussen deelnetten.
3. De netbeheerders stellen aan elkaar op verzoek de navolgende bedrijfsmetingen in het transformatorveld ter beschikking:
 - a. 1^*U_g gekoppelde spanning primaire zijde
 - b. 1^*I_f fasestroom, primaire zijde
 - c. MW primaire zijde met richting
 - d. Mvar primaire zijde met richting
 - e. MW secundaire zijde met richting
 - f. Mvar secundaire zijde met richting
 - g. MW tertiaire zijde met richting
 - h. Mvar tertiaire zijde met richting.



4. Bij koppeling op gelijk spanningsniveau stellen de betrokken netbeheerders elkaar op verzoek de stationsspanning ter beschikking.

§ 13.4 Door de netbeheerder te registreren gegevens

Artikel 13.15

1. Voor elke aansluiting waarachter zich een of meer elektriciteitsproductie-eenheden bevinden, registreert de netbeheerder per elektriciteitsproductie-eenheid:
 - a. de EAN-code van de aansluiting waarachter zich de elektriciteitsproductie-eenheid zich bevindt;
 - b. de EAN-code die aan de elektriciteitsproductie-eenheid is toegekend op grond van artikel 3.2, tweede lid;
 - c. of sprake is van een bestaande elektriciteitsproductie-eenheid als bedoeld in artikel 4 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG);
 - d. het type van de elektriciteitsproductie-eenheid als bedoeld in artikel 5 van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG);
 - e. de maximumcapaciteit van de elektriciteitsproductie-eenheid als bedoeld in artikel 2.16 en artikel 45 van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO) (daar geïnstalleerd vermogen genoemd);
 - f. de primaire energiebron van de elektriciteitsproductie-eenheid als bedoeld in art. 45 van de Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO);
 - g. of de desbetreffende elektriciteitsproductie-eenheid een bijdrage levert aan de FCR;
 - h. of de desbetreffende elektriciteitsproductie-eenheid een bijdrage levert aan de FRR.

§ 13.5 Governance van het berichtenverkeer ten behoeve van de gegevensuitwisseling bedoeld in dit hoofdstuk

Artikel 13.16

1. Ten behoeve van de gegevensuitwisseling, bedoeld in dit hoofdstuk, stellen de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en de overige netbeheerders in onderling overleg regels vast ten aanzien van hetgeen tussen de netbeheerders onderling alsmede tussen hen en programmamaverantwoordelijken en voor zover van toepassing aangeslotenen geldt omtrent:
 - a. berichtspecificaties voor de (elektronische) berichtenuitwisseling;
 - b. procedures en specificaties van het te gebruiken centrale communicatiesysteem voor de geautomatiseerde berichtenuitwisseling;
 - c. communicatieprotocollen voor de dagelijkse informatie-uitwisseling;
 - d. specificaties waaraan de energieprogramma's en daarmee verband houdende berichten voldoen;
 - e. specificaties waaraan de transportprognoses voldoen;
 - f. het tijdschema waarbinnen het aanleveren en wijzigen van transportprognoses geschiedt.
2. In afwijking van het eerste lid vindt de gegevensuitwisseling als bedoeld in de artikelen 13.1, 13.2, eerste tot en met derde lid, 13.3, 13.11, 13.13 en 13.14 niet plaats met behulp van het in het eerste lid bedoelde gezamenlijke communicatiesysteem.
3. Het in het eerste lid bedoelde centrale communicatiesysteem wordt beheerd door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt iedere programmamaverantwoordelijke en voor zover van toepassing de relevante aangeslotenen op de hoogte van de het eerste lid bedoelde regels door toezending daarvan.

Artikel 13.17

1. Het is de gebruiker van het centrale communicatiesysteem slechts toegestaan berichten uit te wisselen, als die gebruiker voor ieder uit te wisselen bericht in het bezit is van een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uitgegeven testcertificaat. Het certificaat is maximaal 12 maanden geldig.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kan de toegang tot het gezamenlijke communicatiesysteem weigeren, indien:
 - a. een gebruiker van het centrale communicatiesysteem in strijd met het eerste lid berichten uitwisselt waarvoor hij geen door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet uitgegeven testcertificaat bezit,



- b. hij na daartoe uitgenodigd door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet niet direct een test aanvraagt en
- c. hij binnen twee weken na de hiervoor bedoelde uitnodiging nog geen testcertificaat in het bezit heeft.

Artikel 13.18

1. Onverminderd het bepaalde in artikel 13.16, eerste lid, stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het elektronische berichtenverkeer bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, open voor berichtenverkeer ten behoeve van gesloten distributiesystemen die voldoen aan de voorwaarden genoemd in artikel 5.8. Daarbij stelt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de beheerder van het desbetreffende gesloten distributiesysteem op de hoogte van de in artikel 13.16, eerste lid, bedoelde regels door toezending daarvan.
2. Alvorens de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het elektronische berichtenverkeer bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, open stelt voor de beheerder van een gesloten distributiesysteem, verstrekt deze beheerder aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een afschrift van de aan hem krachtens artikel 15, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 verleende ontheffing.
3. Indien een ontheffing op grond van artikel 15, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 vervalt, dan wel wordt ingetrokken, stelt de Autoriteit Consument en Markt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet daarvan op de hoogte. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt daarop het elektronische berichtenverkeer als bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, niet langer open voor het desbetreffende gesloten distributiesysteem.
4. In afwijking van het tweede lid overlegt de beheerder van een net als bedoeld in artikel 5.8, tweede lid, een afschrift van het in artikel 5.8, tweede lid, bedoelde bestemmingsplan alvorens de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het elektronische berichtenverkeer bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, open stelt voor de beheerder van een net als bedoeld in artikel 5.8 tweede lid.

Artikel 13.19

1. Ten behoeve van beheer en onderhoud van de specificaties en protocollen, als bedoeld in artikel 13.16, eerste lid, organiseren de gezamenlijke netbeheerders een overlegplatform, waarin zitting hebben een delegatie van de gezamenlijke netbeheerders en van representatieve organisaties van partijen op de elektriciteitsmarkt, die op basis van deze code gebruik maken van de bedoelde elektronische datacommunicatiemiddelen.
2. De kosten van het overlegplatform ten behoeve van beheer en onderhoud zullen door het in het eerste lid bedoelde platform ten laste worden gebracht van de netbeheerders.

Artikel 13.20

1. Registraties van berichten die in verband met het bepaalde in deze code zijn verzonden overeenkomstig de in artikel 13.16, eerste lid, vastgestelde regels, leveren, behoudens tegenbewijs, bewijs op van de in die berichten vervatte gegevens.
2. Een bericht behoeft slechts met ontvangstbevestiging te worden verzonden wanneer de in het eerste lid genoemde regels dat voorschrijven, in welk geval die regels tevens de procedure voor de verzending met ontvangstbevestiging en de verzending van het ontvangstbericht voorschrijven.
3. Indien de in het eerste lid genoemde regels verzending van een bericht met ontvangstbevestiging voorschrijven, is een dergelijk bericht ongeldig indien de ontvangst ervan niet binnen de in die regels daartoe gestelde termijn wordt bevestigd en de verzender de geadresseerde daarvan in kennis heeft gesteld, tenzij in overeenstemming met die regels een herstelprocedure in gang is gezet, bij gebreke of falen waarvan het bericht ongeldig is vanaf het moment waarop de eerder genoemde termijn is verstreken.
4. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verstrekt overeenkomstig het daaromtrent bepaalde in de regels, bedoeld in het eerste lid, een toegangscode en versleutelingsmethode aan degenen die gebruik maken van het in artikel 13.16, eerste lid, bedoelde gezamenlijke communicatiesysteem.



5. Gebruikers van het in artikel 13.16, eerste lid, bedoelde gezamenlijke communicatiesysteem zijn gehouden tot de uitvoering en instandhouding van beveiligingsprocedures en -maatregelen om berichten te beschermen tegen verlies en tegen ongeautoriseerde kennisneming, wijziging of vernietiging.
6. De in het vijfde lid bedoelde procedures en maatregelen hebben mede betrekking op de verificatie van de oorsprong en de volledigheid van een bericht.
7. Indien beveiligingsprocedures of -maatregelen leiden tot de afwijzing van een bericht of een fout in het bericht aan het licht brengen, stelt de ontvanger de verzender hiervan in overeenstemming met het daaromtrent bepaalde in de regels, bedoeld in het eerste lid, op de hoogte. De ontvanger geeft aan het bericht geen gevolg totdat hij door de verzender is geïnstrueerd. In geval de verzender het bericht opnieuw verzendt, is daarbij ondubbelzinnig aangegeven dat het een gecorrigeerd bericht betreft.
8. De inhoud van de in dit artikel bedoelde berichten is vertrouwelijk en mag slechts worden gebruikt voor het doel waarvoor zij worden verzonden, tenzij de daarin vervatte gegevens algemeen toegankelijk zijn.
9. Van berichten die via het in artikel 13.16, eerste lid, bedoelde gezamenlijke communicatiesysteem zijn uitgewisseld wordt door iedere ontvanger en verzender een tegen verlies, tenietgaan of wijziging beschermde chronologische registratie bijgehouden, met inachtneming van een termijn die op grond van de regels, bedoeld in het eerste lid, of op grond van enige wettelijke bepaling aangewezen is
10. De verzender bewaart door hem verzonden berichten in het formaat van verzending. De ontvanger bewaart de ontvangen berichten in het formaat van ontvangst.

Hoofdstuk 14 Voorwaarden voor bestaande installaties als bedoeld in de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG)

§ 14.1 Bestaande elektriciteitsproductie-eenheden.

Artikel 14.1

1. Op elektriciteitsproductie-eenheden van het type A die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, is artikel 3.13 niet van toepassing.
2. Op elektriciteitsproductie-eenheden van het type B die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, zijn de artikelen 3.13 en 3.17 tot en met 3.19 niet van toepassing
3. Op elektriciteitsproductie-eenheden van het type C die op grond van artikel 4, eerste en tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, zijn de artikelen 3.13, 3.17 tot en met 3.19 en 3.24 tot en met 3.26 niet van toepassing.
4. Op elektriciteitsproductie-eenheden van het type D die op grond van artikel 4, eerste en tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, zijn de artikelen 3.13, 3.17 tot en met 3.19, 3.24 tot en met 3.26 en 3.28 tot en met 3.31 niet van toepassing.

Artikel 14.2

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, en die zijn aangesloten op een laagspanningsnet, voldoen in aanvulling op paragraaf 3.4 aan het tweede lid.
2. Het parallel schakelen van de elektriciteitsproductie-eenheid dient automatisch te verlopen.

Artikel 14.3

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type A die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, en die zijn aangesloten op een middenspanningsnet, voldoen in aanvulling op paragraaf 3.4 aan het tweede tot en met het zevende lid.

2. Van de plicht tot het aanbieden van reservevermogen en blindvermogen zijn uitgezonderd elektriciteitsproductie-eenheden die uitsluitend afhankelijk zijn van één of meer niet-regelbare energiebronnen.
3. Alle elektriciteitsproductie-eenheden aangesloten op middenspanningsnetten kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,85 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.
4. Over de grenswaarden van de arbeidsfactor zoals genoemd in het derde lid vindt tijdig overleg plaats met de netbeheerder, zodat in overleg besloten kan worden tot afwijkende waarden, zodat ook capaciteef draaien mogelijk is.
5. De aandrijvende machine van de elektriciteitsproductie-eenheid vertoont een rustig gedrag.
6. Indien de elektriciteitsproductie-eenheid niet direct is aangesloten op het net van de netbeheerder, is de bij het ontwerp aan de generator of de machinetransformator toe te kennen spanning afgestemd op de te verwachten gemiddelde bedrijfsspanning op het netaansluitpunt en het gemiddelde spanningsverlies tussen de generator en het aansluitpunt. De spanningsafwijking ter plaatse van de generator is een afgeleide van de spanningsafwijking op het netaansluitpunt.
7. Indien door de netbeheerder wordt verwacht dat de gemiddelde bedrijfsspanning in de toekomst beduidend zal wijzigen wordt hiermede bij het ontwerp van de installatie rekening gehouden.

Artikel 14.4

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type B en type C die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, voldoen in aanvulling op paragraaf 3.5 aan artikel 14.3 en aan het tweede tot en met achtste lid.
2. Elektriciteitsproductie-eenheden aangesloten op netten met een spanningsniveau van 50 kV en hoger kunnen bedrijf voeren met een arbeidsfactor tussen 1,0 en 0,8 (inductief) gemeten op de generatorklemmen.
3. Voor elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit groter dan 5 MW en aangesloten op netten met een spanning groter dan of gelijk aan 1 kV gelden de technische eisen die:
 - a. met betrekking tot de robuustheid van de elektriciteitsproductie-eenheid zijn neergelegd in het vijfde tot en met het achtste lid;
 - b. met betrekking tot de toetsing en beproeving zijn neergelegd in artikel 3.21 en artikel 14.5, het achtste tot en met dertiende lid. Artikel 3.22 is niet van toepassing.
4. Het vijfde lid en artikel 14.5, tweede lid tot en met zevende lid, zijn niet van toepassing op elektriciteitsproductie-eenheden die uitsluitend afhankelijk zijn van één of meer niet-regelbare energiebronnen. Beproevingen als bedoeld in artikel 14.5, elfde lid, voor zover ze betrekking hebben op voorgaande uitzonderingen zijn niet van toepassing op voornoemde elektriciteitsproductie-eenheden.
5. Een elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om overeenkomstig de vier gebieden die in bijlage 1 zijn gedefinieerd voor elektriciteitsproductie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning lager dan 110 kV onderscheidenlijk elektriciteitsproductie-eenheden die zijn aangesloten op netten met een nominale spanning hoger dan of gelijk aan 110 kV:
 - a. nominaal vermogen te leveren gedurende een onbepaalde tijd;
 - b. nominaal vermogen te leveren gedurende 15 minuten, vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
 - c. tenzij de elektriciteitsproductie-eenheid ingevolge onderdeel b reeds in uitsluitend parallelbedrijf is gegaan, 90% van nominaal vermogen te leveren gedurende 10 seconden en vervolgens gedurende 5 minuten parallel aan het net in bedrijf te blijven;
 - d. parallel aan het net gedurende 5 minuten in bedrijf te blijven.
6. Een elektriciteitsproductie-eenheid is in staat om in de in bijlage 1 gedefinieerde gebieden het blindvermogen te leveren overeenkomstig het bepaalde in de artikelen 3.15, zesde lid, 13.1, eerste lid, 14.3, derde en vierde lid, en 14.4, tweede lid.
7. Indien een elektriciteitsproductie-eenheid uitgerust is met meerdere generatoren die invoeden op netten met verschillende spanningsniveaus gelden de eisen die van toepassing zijn voor het

hoogste spanningsniveau waarop de elektriciteitsproductie-eenheid invoedt.

8. In geval van kortsluitingen in een net geldt:
 - a. Voor elektriciteitsproductie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning lager dan 110 kV, is ont koppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft tussen $0,8 U_n$ en $0,7 U_n$, na 300 ms. Indien de restspanning een waarde heeft $< 0,7 U_n$ mag ont koppeld worden na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien $300 \text{ ms} > 0,9 \text{ KKT}$.
 - b. Voor elektriciteitsproductie-eenheden die zijn gekoppeld aan netten met een nominale spanning van 110 kV en hoger is ont koppeling toegestaan bij een spanningsdip, waarbij de restspanning een waarde heeft $< 0,7 U_n$, na 300 ms of na 90% van de kritische kortsluittijd (KKT) indien $300 \text{ ms} > 0,9 \text{ KKT}$.

Artikel 14.5

1. Elektriciteitsproductie-eenheden van het type D die op grond van artikel 4, tweede lid, van de Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG) als bestaand worden beschouwd, voldoen in aanvulling op paragraaf 3.5 aan de artikelen 14.3 en 14.4 en aan het tweede tot en met dertiende lid.
2. De activering van de frequentiebegrenzingsreserves dient:
 - a. automatisch plaats te vinden,
 - b. te voldoen aan de volgende karakteristieken:
 - 1°. de statiek is instelbaar tussen 4 en 20%;
 - 2°. een dode band van de frequentierespons van 500 mHz is toegestaan behoudens bij door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet gecontracteerde elektriciteitsproductie-eenheden;
 - 3°. de maximaal toelaatbare ongevoeligheid bedraagt $\pm 10 \text{ mHz}$.
 - c. na activering gedurende ten minste 15 minuten gehandhaafd te blijven.
3. Indien ten gevolge van een momentane frequentieafwijking de volledige primaire reserve gevraagd wordt, moet deze binnen 30 seconden na het begin van de momentane frequentieafwijking gerealiseerd zijn.
4. Indien de gevraagde primaire bijdrage tussen 50% en 100% van de primaire reserve bedraagt, moet deze binnen een evenredige tijd tussen 15 en 30 seconden na het begin van de momentane frequentieafwijking gerealiseerd zijn.
5. Indien de gevraagde primaire bijdrage 50% of minder van de primaire reserve bedraagt, moet deze binnen 15 seconden na het begin van de momentane frequentieafwijking gerealiseerd zijn.
6. Een momentane frequentieafwijking is gelijk aan de afwijking ten opzichte van de nominale frequentie van 50 Hz.
7. Elektriciteitsproductie-eenheden die niet bijdragen aan de gecontracteerde primaire reserve dienen wel te beschikken over een primaire regeling en dienen deze actief te houden en in te stellen zoals beschreven in het negende lid. De in het negende lid genoemde bijdrage hoeft alleen geleverd te worden indien en voor zover de productiesituatie van de eenheid dit technisch toelaat en wanneer een bijdrage van de eenheid niet verstorend werkt in een afhankelijk productieproces. Indien sprake is van een dergelijke verstoring moet dit in voorkomende gevallen op verzoek van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aangetoond worden.
8. De aangeslotene toont voorafgaand aan de aansluiting van de elektriciteitsproductie-eenheid en voorts telkens wanneer de primaire regeling van een elektriciteitsproductie-eenheid een wijziging ondergaat, door middel van beproeving ten genoegen van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan dat de elektriciteitsproductie-eenheid voldoet aan de in het tweede tot en met zevende lid neergelegde technische eisen.
9. Bij elektriciteitsproductie-eenheden die niet bijdragen aan het gecontracteerde reservevermogen, is het toegestaan een dode band van de frequentierespons van 500 mHz aan te houden en wordt de statiek ingesteld op 8%.
10. De aangeslotene met een elektriciteitsproductie-eenheid die is aangesloten op een net met een nominale spanning groter dan of gelijk aan 110 kV toont voorafgaand aan de aansluiting en voorts telkens wanneer de eigen bedrijfsinstallatie van een elektriciteitsproductie-eenheid een



belangrijke wijziging ondergaat door middel van beproeving ten genoeg van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aan dat de elektriciteitsproductie-eenheid voldoet aan de in het tweede tot en met zevende lid neergelegde technische eisen.

11. De beproevingen, de wijze van uitvoering daarvan alsmede de wijze van rapporteren over en de beoordeling door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet van de beproevingen zijn beschreven in bijlage 4.
12. Indien uit de beproevingsresultaten blijkt dat een elektriciteitsproductie-eenheid niet aan de eisen voldoet, verplicht de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de aangeslotene om maatregelen te nemen. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet stelt, na de aangeslotene daarover te hebben gehoord, een termijn voor het uitvoeren van de maatregelen vast. Nadat de maatregelen genomen zijn, wordt de beproeving herhaald.
13. De in het achtste tot en met twaalfde lid bedoelde beproevingen worden uitgevoerd door en op kosten van de aangeslotene.

Hoofdstuk 15 Overgangs- en slotbepalingen

Artikel 15.1

1. In gevallen waarin aan een of meer bepalingen van deze code op het tijdstip van inwerkingtreding ervan niet wordt voldaan, en de netbeheerder daardoor zijn wettelijke taken niet kan uitvoeren, treedt de netbeheerder met de betrokkene, of treden de gezamenlijke netbeheerders onderling, in overleg teneinde vast te stellen welke aanpassingen noodzakelijk zijn en binnen welke termijn deze dienen te zijn doorgevoerd.
2. De netbeheerder zal na overleg met de aangeslotene vaststellen in hoeverre zoveel als technisch en economisch mogelijk aan deze code kan worden voldaan bij renovaties en modificaties van bestaande:
 - a. aansluitingen;
 - b. elektriciteitsproductie-eenheden die vallen onder artikel 4, tweede lid, van Verordening (EU) 2016/631 (NC RfG);
 - c. installaties.
3. Voor zover in deze code wordt verwezen naar technische normen geldt dat indien een nieuwe versie daarvan wordt vastgesteld die nieuwe norm geldt. Indien deze norm wordt neergelegd in een wettelijke regeling dan wordt deze toegepast zodra deze van kracht wordt.

Artikel 15.2

1. In afwijking van artikel 2.12, hoeft in een overdrachtpunt van een aansluiting tussen het landelijk hoogspanningsnet en een regionaal net tot 1 januari 2030 geen comptabele meetinrichting als bedoeld in hoofdstuk 2 van de Meetcode elektriciteit aanwezig te zijn indien:
 - a. het desbetreffende overdrachtpunt op 1 januari 2008 reeds aanwezig was, maar de aansluiting waartoe dat overdrachtpunt behoort tot 1 januari 2008 geen aansluiting tussen het landelijk hoogspanningsnet en een regionaal net was, en
 - b. de totale hoeveelheid uitgewisselde energie in alle overdrachtpunten van één aansluiting gezamenlijk met behulp van de I2R-methode aantoonbaar kan worden vastgesteld met een onnauwkeurigheid kleiner dan of gelijk aan 0,55%.
2. De in het eerste lid bedoelde I2R-methode houdt in dat de hoeveelheid in het (de) overdrachtpunt(en) uitgewisselde energie wordt berekend uit de vijftienminutenwaarden van de comptabele meetinrichtingen in het bovenliggende 110 of 150 kV-net, gecorrigeerd met de Ohmse verliezen in het tussenliggende deel van het desbetreffende 110 of 150 kV-net.
3. De in het tweede lid bedoelde correctie met de Ohmse verliezen treedt voor de in het eerste lid bedoelde aansluitingen in de plaats van de in de artikelen 1.3.8, 2.1.6, 2.3.2.1, onderdeel j, 2.3.6.1, 2.3.6.6 en 5.1.3.7, onderdeel c, van de Meetcode elektriciteit bedoelde correctie in geval van plaatsing van de comptabele meetinrichting op een andere locatie dan het overdrachtpunt van de aansluiting.
4. Ten behoeve van de uitvoering van de in het tweede lid bedoelde correctie met de Ohmse verliezen, worden de in het tweede lid bedoelde vijftienminutenwaarden van comptabele meetinrichtingen alsmede gegevens van bedrijfsmetingen door de netbeheerder van het



landelijk hoogspanningsnet verzameld, gearchiveerd en uitgewisseld met de desbetreffende regionale netbeheerder.

5. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voert de in het tweede lid bedoelde berekeningen uit overeenkomstig het KEMA-rapport 30913271-Consulting 09-2489 'Bepaling van de netverliezen in het 110 en 150 kV net' inclusief de bij dat rapport behorende addenda met kenmerk 30913271-Consulting 09-2635 en 30913271-Consulting 10-0152. Deze documenten worden openbaar gemaakt op de website van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet.
6. In een overdrachtpunt van een aansluiting tussen het landelijk hoogspanningsnet en een regionaal net, als bedoeld in het eerste lid, wordt het primaire deel van de comptabele meetinrichting aangepast aan de eisen uit artikel 4.3.2 van de Meetcode elektriciteit, eventueel met inachtneming van artikel 2.2.2 van de Meetcode elektriciteit, indien:
 - a. de meettransformator defect raakt;
 - b. een of meer primaire meetcomponenten in het veld gerenoveerd, vervangen, aangepast of gemoderniseerd worden;
 - c. de populatie van het type meettransformator onbetrouwbaar blijkt te functioneren;
 - d. het een nieuw overdrachtpunt is dat aan de desbetreffende aansluiting wordt toegevoegd;
 - e. op ten minste 75% van de overige overdrachtpunten van de desbetreffende aansluiting het primaire deel van de comptabele meetinrichting voldoet aan de eisen uit artikel 4.3.2 van de Meetcode elektriciteit.
7. In een overdrachtpunt van een aansluiting tussen het landelijk hoogspanningsnet en een regionaal net, als bedoeld in het eerste lid, wordt het secundaire deel van de comptabele meetinrichting aangepast aan de eisen uit de artikelen 4.3.5 tot en met 4.3.7 van de Meetcode elektriciteit, zodra op alle overdrachtpunten van de desbetreffende aansluiting het primaire deel van de comptabele meetinrichting voldoet aan de eisen uit artikel 4.3.2 van de Meetcode elektriciteit, eventueel met inachtneming van artikel 2.2.2 van de Meetcode elektriciteit.

Artikel 15.3

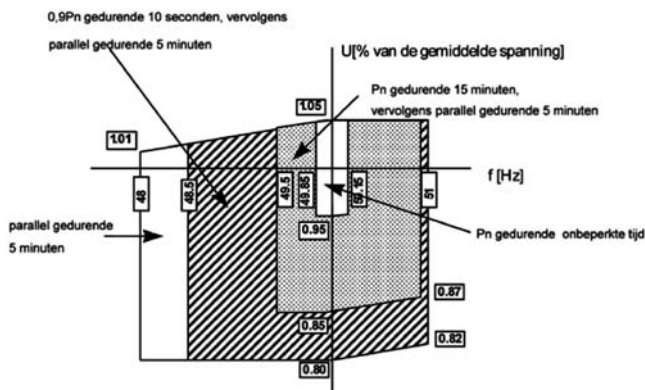
Aansluitingen, aangelegd voor 1 juli 2017 die niet beschikken over een meetinrichting, als bedoeld in artikel 2.12, en waarvoor niet wordt voldaan aan de artikelen 2.13 en 2.14, mogen onbemeten blijven tot op het moment dat er wijzigingen worden aangebracht aan de aansluiting, aan de achter het overdrachtpunt van de aansluiting aanwezige installatie of apparatuur of dat er op grond van artikel 2.30, vierde lid, een comptabele meetinrichting geplaatst dient te worden.

Artikel 15.4

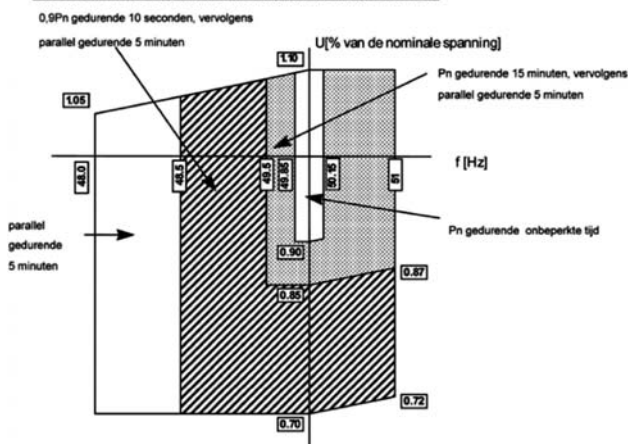
1. In deze regeling wordt onder gesloten distributiesysteem mede verstaan een net waarvoor een vrijstelling of ontheffing is verleend als bedoeld in artikel V, eerste lid, van de Wet van 12 juli 2012 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (implementatie van richtlijnen en verordeningen op het gebied van elektriciteit en gas), tot op het tijdstip waarop deze van rechtswege komt te vervallen ingevolge het vierde, vijfde of zesde lid van dat artikel.
2. In deze regeling wordt onder gesloten distributiesysteem mede verstaan een net waarvoor een ontheffing is verleend als bedoeld in artikel V, zevende lid, van de Wet van 12 juli 2012 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (implementatie van richtlijnen en verordeningen op het gebied van elektriciteit en gas), tot op het in het genoemde artikellid bedoelde tijdstip.

BIJLAGE 1, BIJ ARTIKEL 14.4: BEDRIJFSITUATIES WAARBIJ DE GENERATOR GEKOPPELD DIEN'T TE BLIJVEN MET HET NET VAN DE NETBEHEERDER.

Productiemiddelen aangesloten op netten lager dan 110kV



Productiemiddelen aangesloten op netten gelijk aan of hoger dan 110kV



BIJLAGE 2, BIJ ARTIKEL 10.23: VOOR RECONCILIATIE DOOR NETBEHEERDERS VAST TE LEGGEN GEGEVENS

De netbeheerder kan op twee manieren zorgen voor de voor reconciliatie benodigde gegevens: (1) via het veiligstellen van de basisgegevens, om later alles uit te kunnen rekenen, en (2) via het veiligstellen van de procesgegevens, om daarmee op het moment van het toekennen van de verbruiken de gegevens die uiteindelijk nodig zijn bij reconciliatie te kunnen berekenen. (De formules in bijlage 3 zijn gebaseerd op de tweede manier.)

In onderstaande tabel zijn voor beide manieren de benodigde gegevens weergegeven. Voor de inrichting van systemen van de netbeheerder is het van belang onderscheid te maken naar:

Groep I: Profiel- /rekenregelgebonden gegevens, deze gegevens worden niet per aansluiting bijgehouden

Groep II: Aansluiting gebonden gegevens.

1	Basisgegevens	Groep I	Groep II
A	Profielfracties van de profielen (nu 9)	X	
B	De definitieve meetcorrectiefactor per programmatijdseenheid in zijn (deel)gebied.	X	
C	Het definitieve totaal verbruik van profielafnemers per programmatijdseenheid in zijn (deel)gebied.	X	
D	De historie op het aansluitingenregister betreffende de volgende items:		
D1	De standaardjaarverbruiken met begin en eventuele einddatum		X
D2	De profielcategorie met begin en eventuele einddatum		X

1	Basisgegevens	Groep I	Groep II
D3	De leverancier en programmaverantwoordelijke met begin en eventuele einddatum		X
E	De meterstand bij de start van de reconciliatieperiode op 1-1-2002		X
F	De vastgestelde meterstanden met de datum		X
G	De meterstanden die reeds zijn gereconcilieerd zijn herkenbaar		X

2	Proces gegeven	Groep I	Groep II
A	Het definitieve gecorrigeerd geprofileerd verbruik per dag per tariefperiode per aangeslotene per tariefregime		X
B	Aan welke leverancier en programmaverantwoordelijke de geprofileerde verbruiken zijn toegerekend	X	
C	Toekenning werkelijk verbruik per maand per tariefperiode per aangeslotene per leverancier en programmaverantwoordelijke		X
D	De meterstanden die reeds zijn gereconcilieerd moeten herkenbaar zijn		X

De gegevens voor reconciliatie worden per programmaverantwoordelijke en per leverancier vastgehouden. De gegevens worden alleen naar programmaverantwoordelijken verzonden.

Na het definitief worden van de laatste gegevens van een maand kan een verdere sommatie plaatsvinden, waarbij rekening moet worden gehouden met een splitsing van deze gegevens van voor en na de datum van vaststelling van meterstanden, of wijziging van programmaverantwoordelijke, leverancier, standaardjaarverbruik of profielcategorie.

Na 17 maanden moet de som van de geprofileerde verbruiken in de reconciliatieberichten per tariefperiode gelijk zijn aan de som van deze periode in de berichten van de programmaverantwoordelijken die in de uiteindelijke onbalans verrekend zijn. De periode van 17 maanden begint met de eerste maand na maand M+3 als bedoeld in artikel 10.23, eerste lid.

BIJLAGE 3, BIJ ARTIKEL 10.23: FORMULES EN REKENMODELLEN BIJ HET RECONCILIATIEPROCES

Het reconciliatie proces kent de volgende stappen:

1. Aan de hand van de vastgestelde meterstanden per aansluiting bepalen van het te reconciliëren volume
2. Het te reconciliëren volume per aansluiting verdelen naar de juiste kalendermaanden
3. Het te reconciliëren volume sommeren naar programmaverantwoordelijke
4. Het te reconciliëren volume m.b.t. tot de netverliezen bepalen.
5. Bericht met de te reconciliëren volumes per programmaverantwoordelijke naar de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet sturen
6. Sommatie ontvangen gegevens van de netbeheerders naar programmaverantwoordelijke
7. Het berekenen van de gemiddelde gewogen day-ahead-clearingprijs per maand voor normaaluren en laaguren
8. Financiële verrekening maken naar programmaverantwoordelijke

In de volgende paragrafen komen een aantal formules voor. Daarbij zijn de volgende symbolen gebruikt.

V = volume

PF = profielfractie

TF = tariefcorrectiefactor

SJV = standaard jaarverbruik

MCF = meetcorrectie factor

NV = netverliezen

LD profielen = landelijk debiet van profielafnemers

N = normaaluren

L = laaguren

1 Berekenen van het te reconciliëren volume per aansluiting

- 1.1 Het te reconciliëren volume wordt voor normaaluren en laaguren periode per maand per Programmaverantwoordelijke bepaald.
- 1.2 Het te reconciliëren volume is het verschil tussen het toegerekende volume op basis van de profielenmethodiek en het vastgestelde verbruik op basis van vastgestelde volume.
- 1.3 Het toegerekende volume kan bepaald worden aan de hand van de volgende formule:

$$V_{\text{toegerekend in } N, \text{ begin t.m. eind}} = TF_N * SJV * \sum_{\text{begin}}^{\text{eind}} (PF * MCF)_{N, \text{ dag}}$$

Met begin wordt bedoeld de eerste dag van de reconciliatieperiode en met 'eind' de laatste dag. Het product $(PF * MCF)_{N, \text{ dag}}$ kan berekend worden door:

$$(PF * MCF)_{N, \text{ dag } Y} = \left[\sum_{29}^{92} PF \right] * MCF_{N, \text{ dag } Y}$$

$$MCF_{N, \text{ dag } Y} = \frac{\sum D_{\text{inkomend}, N, \text{ dag } Y} - \sum D_{\text{telemetrie}, N, \text{ dag } Y} - \sum NV_{N, \text{ dag } Y}}{\sum P_{\text{verondersteld}, N, \text{ dag } Y}}$$

1.4 Indien het vastgestelde verbruik alleen wordt vastgesteld voor normaaluren en laaguren periode dient dit gesplitst te worden naar normaaluren en laaguren. Splitsing vindt als volgt plaats:

$$V_{\text{gerekend naar } N} = \frac{\sum_{\text{start verbruiksp. periode}}^{\text{eind verbruiksp. periode}} (PF * MCF)_{N, \text{ verbruiksp. periode}}}{\sum_{\text{begin}}^{\text{eind}} (PF * MCF)_{N, \text{ verbruiksp. periode}} + \sum_{\text{begin}}^{\text{eind}} (PF * MCF)_{L, \text{ verbruiksp. periode}}} * V_{\text{gemeten enkeltelwerk}}$$

$$V_{\text{gerekend naar } L} = \frac{\sum_{\text{start verbruiksp. periode}}^{\text{eind verbruiksp. periode}} (PF * MCF)_{L, \text{ verbruiksp. periode}}}{\sum_{\text{begin}}^{\text{eind}} (PF * MCF)_{N, \text{ verbruiksp. periode}} + \sum_{\text{begin}}^{\text{eind}} (PF * MCF)_{L, \text{ verbruiksp. periode}}} * V_{\text{gemeten enkeltelwerk}}$$

1.5 Indien de afnemer een andere schakeltijd heeft dan volgens de definitie voor normaaluren en laaguren dient het vastgestelde verbruik te worden omgerekend naar de juiste verbruikersperiodes.

$$V_{N \text{ gecorr}} = V_{\text{hoog avond gemeten}} + \frac{\sum_{\text{start verbruiksp. periode}}^{\text{eind verbruiksp. periode}} (PF * MCF)_{N, \text{ verbruiksp. periode}} - \sum_{\text{start verbruiksp. periode}}^{\text{eind verbruiksp. periode}} (PF * MCF)_{\text{hoog avond}}}{\sum_{\text{start verbruiksp. periode}}^{\text{eind verbruiksp. periode}} (PF * MCF)_{\text{hoog avond, verbruiksp. periode}}} * V_{\text{laag avond, gemeten}}$$

Voor de laaguren periode geldt:

$$V_{L \text{ gecorrigeerd}} = V_{L \text{ gemeten}} - (V_{N \text{ gecorrigeerd}} - V_{\text{hoog avond gemeten}})$$

1.6 Na bepaling van het toegerekende volume en vastgestelde gebruik kan het te reconciliëren volume worden bepaald door:

$$V_{\text{reconciliatie, } N, \text{ verbruiksp. periode}} = V_{\text{toegerekend, } N, \text{ verbruiksp. periode}} - V_{\text{actueel, } N, \text{ verbruiksp. periode}}$$

$$V_{\text{reconciliatie, } L, \text{ verbruiksp. periode}} = V_{\text{toegerekend, } L, \text{ verbruiksp. periode}} - V_{\text{actueel, } L, \text{ verbruiksp. periode}}$$

2 Het te reconciliëren volume per aansluiting verdelen naar de juiste kalendermaanden.

2.1 Het te reconciliëren volume dient te worden gealloceerd naar de maanden waarover het verbruik heeft plaatsgevonden:



$$V_{reconciliatie, N, verbruiksperiode} = V_{recon, N, beginmaand} + V_{recon, N, beginmaand+1} + \dots + V_{recon, N, eindmaand}$$

$$V_{recon, N, maand} = \frac{\sum_{startdatum\ maand}^{einddatum\ maand} (PF * MCF)_{P, maand}}{\sum_{begin}^{eind} (PF * MCF)_{N, verbruiksperiode}} * V_{reconciliatie, N, verbruiksperiode}$$

Dit dient gesplitst te gebeuren voor normaaluren en laaguren periode.

3 Het te reconciliëren volume sommeren naar Programmaverantwoordelijke per leverancier

3.1 Na allocatie per kalendermaand per Programmaverantwoordelijke het te reconciliëren volume per tariefperiode bepalen:

$$V_{recon, N, PV1, leverancier\ r1, maand\ 1} = V_{recon, N, afnemer\ 1, maand\ 1} + V_{recon, N, afnemer\ 2, maand\ 1} + \dots$$

Bovenstaande berekening wordt zowel voor normaaluren als laaguren gedaan.

4 Het te reconciliëren volume m.b.t. tot de netverliezen bepalen.

4.1 Nadat per Programmaverantwoordelijke is bepaald hoeveel volume te verrekenen is, kan het te reconciliëren netverlies berekend worden.

$$V_{recon, N, netverlies\ en, nb1} = - \left[V_{recon, N, PV1, maand\ 1} + V_{recon, N, PV2, maand\ 1} + etc \right]$$

Bovenstaande berekening wordt zowel voor normaaluren als laaguren gedaan. Het resultaat van de berekeningen in 3.1 en 4.1 worden naar de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verstuurd (in de vorm van een Edine bericht). Daarbij wordt het te reconciliëren volume m.b.t. de netverliezen apart vermeld.

5 Sommatie ontvangen gegevens van de netbeheerders naar Programmaverantwoordelijke

De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet ontvangt van alle andere netbeheerders een overzicht als bedoeld in 4. Daarna vindt er een sommatie naar programmaverantwoordelijke plaats. Dit vindt gescheiden plaats voor zowel normaaluren als laaguren. Door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet wordt de volgende berekening uitgevoerd:

$$V_{recon, N, PV1, maand\ 1} = V_{recon, N, nb1, maand\ 1} + V_{recon, N, nb2, maand\ 1} + \dots$$

6 Het berekenen van de gemiddelde gewogen day-ahead-clearingprijs per maand voor normaaluren en laaguren

De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt per kalendermaand de gewogen day-ahead-clearingprijs voor normaaluren en laaguren. De weging vindt plaats aan de hand van het aan profielklanten toegerekend verbruik op uurbasis op landelijk niveau. Op deze manier wordt het uur met een hoge landelijke belasting zwaarder meegenomen dan een nachtelijk uur. In formule vorm:

$$Gewogen\ gemiddelde\ clearingprijs_{N, maand\ 1} = \frac{LD_{profielen, uur1} * clearingprijs_{uur1} + LD_{profielen, uur2} * clearingprijs_{uur2} + \dots}{\sum LD_{profielen, maand\ 1}}$$

waarbij LDuur het landelijk debiet van profielafnemers op een bepaald uur is. Ook deze berekening wordt voor normaaluren en laaguren gescheiden gemaakt.

7 De financiële verrekening

Met behulp van deze prijs kan de financiële verrekening plaats vinden:

$$\text{Financiële verrekening}_{PV1} = \text{Gem. gewogen clearingprijs}_{N, maand1} * V_{recon, N, PV1, maand1} \\ + \text{Gem. gewogen clearingprijs}_{L, maand1} * V_{recon, L, PV1, maand1} + \text{etc}$$

8 Afrondingen

Aay-ahead-clearingprijzen worden berekend met twee decimalen.

Volumes:

- In de uitwisseling met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet worden alleen gehele getallen gebruikt.
 - Op programmaverantwoordelijke-niveau is de som altijd exact gelijk aan nul.
- Afronding vindt pas plaats in stap 3.

BIJLAGE 4, BIJ ARTIKEL 14.5, ELFDE LID: BEPROEVINGEN

I. Beproeving primaire regeling

1. Voor de vaststelling van de vermogensinstellingen moet de productie-eenheid gedurende twee aaneengesloten uren het maximum-netto-vermogen leveren. Het gedurende deze periode geleverde netto vermogen wordt op vijf minuten-basis geregistreerd en vervolgens per half uur gemiddeld. De kleinste waarde van de halfuur-waarden is bepalend voor de vermogensinstellingen voor de hieronder vermelde sprongproeven.
2. De onder 2a. en 2b. beschreven proeven worden uitgevoerd zonder dode band.
- 2a. Bij één, in overleg met de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet vastgesteld, vermogenspunt tussen minimum-netto-vermogen en maximum-netto-vermogen moet in 30 seconden een vermogensafname van 5% van het maximum-netto-vermogen gerealiseerd worden bij een ingestelde statiek van 8% en een gesimuleerde frequentieverstoring van +200 mHz.
- 2b. Bij het onder 2a. vermelde vermogenspunt moet in 30 seconden een vermogenstoename van 5% van het maximum-netto-vermogen gerealiseerd worden bij een ingestelde statiek van 8% en een gesimuleerde frequentieverstoring van -200 mHz.
- 2c. Bij het onder 2a. vermelde vermogenspunt moet een gelijkmatig verlopende productieafname van 5% van het maximum-netto-vermogen gerealiseerd worden bij een ingestelde statiek van 8% en een gesimuleerde gelijkmatig toenemende frequentieverstoring van 0 mHz naar +200 mHz in 2 minuten. De vermogensafname moet een lineair verloop hebben en binnen 2,5 minuten volledig gerealiseerd zijn (30 seconden na-ijlend op gesimuleerde frequentieverloop).
- 2d. Bij het onder 2a. vermelde vermogenspunt moet een gelijkmatig verlopende productietoename van 5% van het maximum-netto-vermogen gerealiseerd worden bij een ingestelde statiek van 8% en een gesimuleerde gelijkmatig afnemende frequentieverstoring van 0 mHz naar -200 mHz in 2 minuten. De vermogenstoename moet een lineair verloop hebben en binnen 2,5 minuten volledig gerealiseerd zijn (30 seconden na-ijlend op gesimuleerde frequentieverloop).
3. De vermogenswijzigingen moeten worden bewerkstelligd via de primaire regeling. Hiertoe zal een signaal dat overeenkomt met de vereiste frequentieverandering in het regelsysteem ingevoerd worden.
4. Na elke proef dient de eenheid gedurende tenminste 15 minuten het tijdens de sprong bereikte aangepaste vermogen te leveren.
5. De proeven moeten worden uitgevoerd met alle generatoren in bedrijf.
6. De proeven worden onder toezicht van een door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet aangewezen onafhankelijke instantie uitgevoerd. Deze instantie brengt aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet verslag uit over de beproevingsresultaten.
7. In het verslag worden ten minste vermeld:
 - het maximum-netto-vermogen, herleid naar nominale omgevingscondities;
 - de vermogensinstellingen waarbij de proeven zijn uitgevoerd, herleid naar nominale condities;
 - de ingegeven frequentieverstoring;
 - de procentuele vermogenstoename na 15 respectievelijk 30 seconden.
8. De landelijke netbeheerder beoordeelt de beproevingsresultaten en zendt de beoordeling tezamen met het beproevingsverslag aan de betrokken aangeslotene.



II. Beproeving van de robuustheid bij verlaagde spanning

1. De productie-eenheid moet bij 85% van de nominale eigenbedrijfsspanning gedurende 15 minuten (of korter in het geval dat de productie-eenheid is voorzien van een automatisch geregelde eigen bedrijfstransformator) het vastgestelde maximum-netto-vermogen, bedoeld onder I.1, leveren bij de toegekende arbeidsfactor.
2. Aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet worden gerapporteerd:
 - tijdstip van aanvang en beëindiging;
 - spanning eigen bedrijfsrail als functie van de tijd;
 - netto vermogen als functie van de tijd.

III. Beproeving van de robuustheid bij kortsluitingen in het net

1. Bij levering van tenminste 80% van het vastgestelde maximum-netto-vermogen, bedoeld onder I.1, bij de arbeidsfactor die is overeengekomen met de netbeheerder op wiens net de productie-eenheid is aangesloten, wordt de hoofdschakelaar van de eigen bedrijfsinstallatie geopend.
2. Na een periode van tenminste 1,5 seconden, ingaande op het moment dat de restspanning op de hoofdrails van het eigen bedrijf lager is dan 70% van de nominale waarde, wordt de schakelaar weer gesloten. Gedurende deze tijd mag de productie-eenheid niet door de beveiliging van het eigen bedrijf van het net worden gescheiden of tot stilstand komen.
3. De onder 2. genoemde tijd van 1,5 seconde is een sommatie van:
 - de maximale kortsluitduur (300 ms);
 - hersteltijd van de netspanning tot 85% na afschakeling van de kortsluiting;
 - detectietijd van het minimum-spanningsrelais bij terugkerende spanning;
 - tijdvertraging minimum spanningsrelais;
 - schakeltijd van de schakelaar waarmee de eenheid van het net wordt gescheiden;
 - hersteltijd van de generatorspanning.
4. Aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet worden gerapporteerd:
 - tijdstip van aanvang en beëindiging.
 - spanning eigen bedrijfsrail als functie van de tijd.
 - netto vermogen als functie van de tijd.

IV. Beproeving van parallelschakeling na een kortsluiting in het net

1. Bij levering van tenminste 85% van het onder vastgestelde maximum-netto-vermogen, bedoeld onder I.1, bij de toegekende arbeidsfactor, wordt de productie-eenheid met de netschakelaar van het net gescheiden. Na één uur wordt de productie-eenheid parallel geschakeld met het net. Vervolgens dient de productie-eenheid na 30 minuten gedurende 1 uur stabiel minimum-vermogen aan het net te kunnen leveren.
2. Aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet worden gerapporteerd:
 - tijdstip openen netschakelaar;
 - netto-vermogen als functie van de tijd;
 - tijdstip synchronisatie per generator.

V. Overige rapportageverplichtingen

1. Aan de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet worden in aanvulling op de onder II.2, III.4 en IV.2 genoemde gegevens tevens gerapporteerd:
 - elektrisch schema eigen bedrijfsinstallatie;
 - datum dan wel data van uitvoering;
 - beschrijving van de bedrijfssituatie voorafgaand aan de proeven;
 - beschrijving van de uitvoering;
 - overzicht van de schakelhandelingen;
 - totaal opgenomen vermogen van het eigen bedrijf voor, na en tijdens de proeven;
 - overzicht van de belangrijkste in bedrijf zijnde installaties van het eigen bedrijf (> 100 kVA).

BIJLAGE 5, BIJ ARTIKEL 9.28, ONDERDEEL A: INDELING LFC-BLOKKEN

All TSOs' proposal for the determination of LFC blocks for the Synchronous Area Continental Europe in accordance with Article 141(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (zoals bedoeld in artikel 9.28, onderdeel a).

Date 15/07/2018



Whereas

- (1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators of Synchronous Area Continental Europe (hereafter referred to 'TSOs') regarding the development of a proposal for the determination of LFC blocks (hereafter referred to as 'LFC blocks determination') in accordance with Article 141(2) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as 'SO GL').
- (2) The LFC blocks determination proposal takes into account the general principles and goals set in the SO GL, the Commission Regulation (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration (NC ER) as well as in the Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as 'Regulation (EC) No 714/2009'). The goal of the SO GL/Regulation is the safeguarding of operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources. It sets for this purpose requirements to determine the LFC blocks per synchronous area, which shall comply with the followings requirements:
 - a. a monitoring area corresponds to or is a part of only one LFC area.
 - b. an LFC area corresponds to or is a part of only one LFC block.
 - c. an LFC block corresponds to or is a part of only one synchronous area; and
 - d. each network element is part of only one monitoring area, only one LFC area and only one LFC block.
- (3) The LFC blocks determination proposal takes into account the load-frequency control structure of each synchronous area in accordance with Article 139 of SO GL. The operation of Load-Frequency Control processes is based on operational areas, where every area has their individual responsibilities with respect to the LFC structure. The superior structure is the synchronous area in which frequency is the same for the whole area. The synchronous area CE consists of several LFC Blocks, each LFC Block consists of one or more LFC Areas. An LFC Area itself consists of one or more Monitoring areas.
- (4) The scope of the LFC blocks determination proposal is to establish the LFC blocks, LFC areas and monitoring areas for Continental Europe, while respecting the requirements set in Article 141(2) of the SO GL.
- (5) According to Article 6(6) of the SO GL, the expected impact of the LFC blocks determination proposal on the objectives of the SO GL has to be described. It is presented below. The proposed LFC blocks determination proposal generally contributes toward determining the common load-frequency control processes and control structures required by Article 4(1)(a)(c) of the SO GL.
- (6) In particular, the LFC blocks determination proposal specifies the LFC blocks, LFC areas and Monitoring areas in Continental Europe, organized in order to improve the performance of the LFC control and the efficiency of the reserves dimensioning process, while it is consistent with the existing bidding zones. With this in mind the structure presented below will contribute to system security and a common control process and structures, and therefore to the achievement of the objectives of Article 4 of the SO GL.
- (7) In conclusion, the LFC blocks determination proposal contributes to the general objectives of the SO GL Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

SUBMIT THE FOLLOWING LFC BLOCKS DETERMINATION PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1 Subject matter and scope

1. The determination of LFC blocks as specified in this proposal shall be considered as the common proposal of all TSOs from Continental Europe in accordance with Article 141(2) of SO GL Regulation.
2. For the LFC blocks encompassing the LFC areas of third country TSOs, the fulfilment of the obligations set out in SO GL towards these LFC blocks shall be subject to the content of an agreement concluded by all Synchronous Area Continental Europe TSOs with the third country TSOs in accordance with Article 13 of SO GL.

Article 2 Definitions and interpretation

1. For the purposes of the LFC blocks determination proposal, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO GL Regulation, Article 2 of Regulation (EC) 714/2009 and Article 2 of the Directive 2009/72/EC.
2. In this LFC blocks proposal, unless the context requires otherwise:
 - a) the singular indicates the plural and vice versa;
 - b) the table of contents and headings are inserted for convenience only and do not affect the



interpretation of this LFC blocks determination proposal; and c) any reference to legislation, regulations, directive, order, instrument, code or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it then in force.

Article 3 Synchronous Area Continental Europe LFC blocks, LFC areas and monitoring area

The synchronous area Continental Europe shall consist of the LFC blocks, LFC areas and monitoring area set out in Table 1. LFC blocks encompassing the LFC areas of third country TSOs shall be subject to re-determination after the entry into force of the agreement mentioned in Article 1.2 above.

Table 1: List of Monitoring Areas, LFC Areas and LFC Blocks.

Country	TSO (full company name)	TSO (short name)	Monitoring Area	LFC AREA	LFC Block
Austria	Austrian Power APG Grid AG	APG	APG	APG	APG
	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH	VUEN			
Belgium	Elia System Operator SA	Elia	ELIA	ELIA	ELIA
Bulgaria	Elektroenergien Systemen Operator EAD	ESO	ESO	ESO	ESO
Czech Republic	ČEPS a.s.	ČEPS	CEPS	CEPS	CEPS
Germany	TransnetBW GmbH	TransnetBW	TNG	TNG	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS
	TenneT TSO GmbH	TenneT GER	TTG	TTG+EN	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS
	Amprion GmbH	Amprion	AMP	AMP+CREOS	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS
	50Hertz Transmission GmbH	50Hertz	50HZT	50HZT	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS
Denmark West	Energinet	Energinet	EN	TTG+EN	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS
Spain	Red Eléctrica de España: S.A.U.	REE	REE	REE	REE
France	Réseau de Transport d'Electricité	RTE	RTE	RTE	RTE
Greece	Independent Power Transmission Operator S.A.	IPTO	IPTO	IPTO	IPTO
Croatia	HOPS d.o.o.	HOPS	HOPS	HOPS	SHB
Hungary	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság	MAVIR ZRt.	MAVIR	MAVIR	MAVIR
Italy	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna	TERNA	TERNA	TERNA
Luxembourg	CREOS Luxembourg S.A.	CREOS	CREOS	AMP+CREOS	TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS



Country	TSO (full company name)	TSO (short name)	Monitoring Area	LFC AREA	LFC Block
Netherlands	TenneT TSO B.V.	TenneT NL	TTB	TTB	TTB
Poland	PSE S.A.	PSE	PSE	PSE	PSE
Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S.A.	REN	REN	REN	REN
Romania	C.N. Transelec-trica S.A.	Transelec-trica	TEL	TEL	TEL
Slovenia	ELES, d.o.o.	ELES	ELES	ELES	SHB
Slovak Republic	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a.s.	SEPS	SEPS	SEPS	SEPS

* SHB: Control Block Slovenia, Croatia and Bosnia/Herzegovina

Each monitoring area, LFC area and LFC block shall be physically demarcated by accounting points for interconnectors to other monitoring areas, LFC areas and LFC blocks respectively, and therefore each network element is part of only one monitoring area, LFC area and LFC block.

Interconnectors between two monitoring areas, LFC areas or LFC blocks shall be considered as two network elements (each network element shall be delimited from the substation to the accounting point of each of the monitoring area, LFC area or LFC block).

Article 4 Publication and implementation of the LFC blocks determination proposal

1. The TSOs shall publish the LFC blocks determination proposal without undue delay after all NRAs have approved the proposal or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with Article 8(1) of the SO GL.
2. The TSOs shall implement the LFC blocks determination proposal provided one month after the regulatory authorities have approved the proposal in accordance with Article 6(3) SO GL or a decision has been taken by the Agency in accordance with Article 6(8) SO GL.

Article 5 Language

The reference language for this LFC blocks determination Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this LFC blocks determination proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 8 of the SO GL Regulation and any version in another language, the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the LFC blocks determination proposal.

BIJLAGE 6, BIJ ARTIKEL 9.28, ONDERDEEL B: GEMEENSCHAPPELIJK NETWERKMODEL

All TSOs' proposal for a common grid model methodology in accordance with Articles 67(1) and 70(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, d.d. 12 februari 2018 (zoals bedoeld in artikel 9.28, onderdeel b).

12 February 2018

TSOs, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as 'TSOs') regarding the development of a proposal for a common grid model methodology (hereafter referred to as 'CGMM').
- (2) This proposal (hereafter referred to as the 'CGMM Proposal') takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as 'Regulation 2017/1485') as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border

exchanges in electricity (hereafter referred to as 'Regulation (EC) No 714/2009'). The goal of Regulation 2017/1485 is to lay down detailed guidelines on requirements and principles concerning system operation with the aim of ensuring the safe operation of the interconnected system. To facilitate this aim, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created on the basis of a common methodology for building such a model.

- (3) Article 17 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as 'Regulation 2015/1222') is referred to in Article 67(1) and Article 70(1) of Regulation 2017/1485 and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:
'1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12. 2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:
 - (a) *a definition of scenarios in accordance with Article 18;*
 - (b) *a definition of individual grid models in accordance with Article 19;*
 - (c) *a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model.'*
- (4) Article 67(1) of Regulation 2017/1485 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid model methodology as far as year-ahead common grid models are concerned and sets out several additional requirements:
'By 6 months after entry into force of this Regulation, all TSOs shall jointly develop a proposal for the methodology for building the year-ahead common grid models from the individual grid models established in accordance with Article 66(1) and for saving them. The methodology shall take into account, and complement where necessary, the operational conditions of the common grid model methodology developed in accordance with Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222 and Article 18 of Regulation (EU) 2016/1719, as regards the following elements:
 - (a) *deadlines for gathering the year-ahead individual grid models, for merging them into a common grid model and for saving the individual and common grid models;*
 - (b) *quality control of the individual and common grid models to be implemented in order to ensure their completeness and consistency; and (1) and 70(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing*
 - (c) *correction and improvement of individual and common grid models, implementing at least the quality controls referred to in point (b).'*
- (5) Article 70(1) of Regulation 2017/1485 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid model methodology as far as day-ahead and intraday common grid models are concerned and contains the following additional requirements:
'By 6 months after entry into force of this Regulation, all TSOs shall jointly develop a proposal for the methodology for building the day-ahead and intraday common grid models from the individual grid models and for saving them. That methodology shall take into account, and complement where necessary, the operational conditions of the common grid model methodology developed in accordance with Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222, as regards the following elements:
 - (a) *definition of timestamps;*
 - (b) *deadlines for gathering the individual grid models, for merging them into a common grid model and for saving individual and common grid models. The deadlines shall be compatible with the regional processes established for preparing and activating remedial actions;*
 - (c) *quality control of individual grid models and the common grid model to be implemented to ensure their completeness and consistency;*
 - (d) *correction and improvement of individual and common grid models, implementing at least the quality controls referred to in point (c); and*
 - (e) *handling additional information related to operational arrangements, such as protection setpoints or system protection schemes, single line diagrams and configuration of substations in order to manage operational security.'*
- (6) Whereas the CGMM pursuant to Regulation 2015/1222 aims at establishing a CGM for the purpose of calculating capacity for the day-ahead and intraday capacity calculation time frames and the CGMM pursuant to Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation aims at establishing a CGM for the purpose of calculating long-term capacity, the present CGMM Proposal addresses the building of CGMs for various system operation processes. Since the methodologies required by Article 67(1) and Article 70(1), respectively, referred to above are inherently linked, for the sake of efficiency this CGMM Proposal is a joint proposal for both methodologies.
- (7) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as:



- 'a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process'*
- (8) Article 2(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:
'the forecasted status of the power system for a given time-frame'
- (9) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as:
'a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model'
- (10) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:
1. *All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a (1) and 70(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 02 August 2017 establishing specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.*
 2. *One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.*
 3. *For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009.'*
- 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:
'When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users.'
- (11) Article 19 of Regulation 2015/1222 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common grid model:
1. *For each bidding zone and for each scenario:*
 - (a) *all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or*
 - (b) *each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).*
 2. *Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.*
 3. *Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.*
 4. *All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.*
 5. *Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.*
 6. *Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses.'*
- (12) Article 79(5) of Regulation 2017/1485 sets out the following requirement with respect to regional security coordinators:
'In accordance with the methodologies referred to in Articles 67(1) and 70(1), and in accordance with Article 28 of Regulation (EU) 2015/1222, a regional security coordinator shall be appointed by all TSOs to build the common grid model for each time-frame and store it on the ENTSO for Electricity operational planning data environment.'
- (13) Article 6(6) of Regulation 2017/1485 sets out two further obligations:
'The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale



for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation.'

The expected impact on the objectives is presented below (points (13) to (18) of this Whereas Section).

- (14) The CGMM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 4(1) of Regulation 2017/1485. In particular, the CGMM Proposal serves the objective of determining common operational security requirements and principles by prescribing a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.
- (15) In accordance with Article 4(b) of Regulation 2017/1485, and taking into account the additional methodologies to be developed under Regulation 2017/1485, the creation of the common grid model and use thereof in operational planning will contribute to determining common interconnected system operational planning principles by ensuring a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.
- (16) By having a common grid model prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2017/1485 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union.
- (17) The CGM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information on transmission system operation by providing for monitoring of quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring.
- (18) The CGMM Proposal also contributes to the objective of ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union (Article 4(1)(d) of Regulation 2017/1485) through the provision of a common grid model on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.
- (19) Finally, the CGMM Proposal will promote the coordination of system operation and operational planning by virtue of providing for the establishment of a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union (Article 4(1)(f) of Regulation 2017/1485).
- (20) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of Regulation 2017/1485 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1 Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 67(1) and Article 70(1) of Regulation 2017/1485.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 2(2) of Regulation 2017/1485.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 2(2) of Regulation 2017/1485 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that
 - a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of Regulation 2017/1485;
 - b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology applies to the relevant parties in their control area as well;
 - c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;
 - d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;
 - e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 5(3) of Regulation 2017/1485.
4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2017/1485, the



TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 5(3) of Regulation 2017/1485.

Article 2 Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of Regulation 2017/1485 and the other items of legislation referenced therein as well as Article 2 of the Common Grid Model Methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222.

Article 3 Scenarios

1. When building year-ahead IGMs pursuant to Article 66 of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a year-ahead IGM for each of the scenarios developed pursuant to Article 65 of Regulation 2017/1485 as well as any additional scenarios defined pursuant to the common grid model methodology developed in accordance with Article 18 of Regulation (EU) 2016/1719.
2. When building day-ahead IGMs for each market time unit on the day before the day of delivery and when building intraday IGMs for each future market time unit of the day of delivery, each TSO shall apply the principles set out in paragraph 3.
3. The following principles are applicable to all day-ahead and intraday scenarios:
 - a. forecast situation for grid topology
 - i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall be modelled regardless of whether the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the scenario or only part thereof;
 - ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
 - iii. the topology shall reflect the operational situation.
 - b. where structural data change during the time period that the scenario relates to
 - i. network elements being added or removed shall be included for the entire duration of the scenario and shall be removed from the IGM topology in all scenarios where they are not available for at least part of the duration of the scenario;
 - ii. changes in the characteristics of network elements shall be handled by including those characteristics the use of which is most conservative from the point of view of operational security;
 - c. operational limits
 - i. each TSO shall apply the appropriate limits corresponding to Article 14(3) to each network element;
 - ii. for thermal limits, each TSO shall use both PATLs and TATLs.
 - d. with respect to the forecast situation for generation
 - i. for intermittent generation each TSO shall use the latest forecast of intermittent generation;
 - ii. for dispatchable generation: each TSO shall base its forecast on schedules;
 - e. with respect to the forecast situation for load
 - i. each TSO shall base its forecast on the best forecast of load;
 - f. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line
 - i. each TSO shall use the latest available results pursuant to Article 13 and Article 18.

Article 4 Individual Grid Models

1. Pursuant to Article 66(1) of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a year-ahead IGM for each of the scenarios developed pursuant to Article 65 of Regulation 2017/1485.
2. Pursuant to Article 70(2) of Regulation 2017/1485, each TSO shall build a day-ahead IGM for each market time unit of the day of delivery. The mid-point of each market time unit shall be used as the reference timestamp.
3. Pursuant to Article 70(2) of Regulation 2017/1485, prior to each reference time each TSO shall build an intraday IGM for each market time unit of the day of delivery between the reference time and the time eight hours later than the reference time. The reference times shall be 00:00h, 08:00h, and 16:00h. The mid-point of each market time unit shall be used as the reference timestamp.
4. Pursuant to Articles 70(2) and 76(1)(a) of Regulation 2017/1485, each TSO of each capacity calculation region shall build an intraday IGM for each market time unit of the day of delivery between the additional reference times defined pursuant to Article 76(1)(a) (if any) and the time T hours later than the reference time. All TSOs of each capacity calculation region shall jointly define the parameter T as well as the additional reference times pursuant to Article 76(1)(a) of Regulation 2017/1485 and publish this information (if any) on the internet. The mid-point of

- each market time unit shall be used as the reference timestamp.
5. When building IGMs, in order to ensure their quality, completeness and consistency each TSO shall complete the following steps:
 - a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;
 - b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;
 - c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in Articles 12 to 16 in the model;
 - d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;
 - f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;
 - g. ensure that remedial actions already decided (if any) are included in the model, can be clearly identified as required by Article 70(4) of Regulation 2017/1485 and are consistent with, inter alia, the methodology for the preparation of remedial actions managed in a coordinated way pursuant to Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 and the general objective of non-discriminatory treatment pursuant to Article 4(2)(a) of Regulation 2017/1485;
 - h. perform a load flow solution in order to verify
 - i. solution convergence;
 - ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid elements;
 - iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;
 - iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and
 - v. compliance with applicable operational security standards;
 - i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);
 - j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;
 - k. as required by Article 79(2) of Regulation 2017/1485 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;
 - m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.
 6. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.
 7. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5 Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain the elements of the 220 kV and higher voltage transmission systems, including HVDC systems. Elements of the transmission system with voltage below 220kV shall be included if these have significant impact on the TSO's transmission system. At a minimum, this requires including the elements of the high-voltage network insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame as well as all additional grid elements which it is necessary to include for an appropriate representation of the corresponding parts of the grid including the grid elements connected to these.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform pursuant to Regulation 543/2013 is required.
4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6 Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (including CDSO) if these grid elements are of a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and the grid elements of which are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
 - a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach

- used by the TSO switching devices, to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker, isolator or load break switch;
- b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
 - c. power transformers including phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation, where applicable;
 - d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
3. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (including CDSO) if
 - a. these parts of the grid have elements which are used in regional operational security analysis, or
 - b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting
 - i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 9 to the 220 kV or higher voltage level;
 - ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
 4. Models or equivalent models of those parts of the grid operated at a voltage of less than 100 kV shall only be included in IGMs insofar as this is necessary for an appropriate representation of the corresponding parts of the grid including the grid elements connected to these.
 5. Regardless of voltage level, models and equivalent models pursuant to paragraph 3 or 4 shall contain at least aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 7 Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8 Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity, separated by primary energy sources and separated from load, the following data shall be included in the IGM: a. connection point; b. primary energy source.
5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:
 - a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided (i.e., one each for the generating and the pumping mode);
 - b. the type of control mode, being one of the following: 'disabled', 'voltage control', 'power factor control', 'reactive power control' and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses where the scheduled voltage is set up;
 - c. power is delivered as well as, if this is required for regional operational security analysis, the associated capability curve;
 - d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit if this is required for regional operational security analysis.
6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM: a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent

model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9 Load

1. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level
 - a. of 220 kV or above;
 - b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.
2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.
3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.
4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:
 - a. connection point;
 - b. power factor or reactive power;
 - c. conforming flag (where the value 'true' means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load).
5. For loads modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:
 - a. aggregates of loads (separated from generation) in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 10 HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:
 - a. connection points.
4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its IGM. Detailed models of HVDC links shall include
 - a. electrical characteristics;
 - b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.
6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11 Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12 Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
 - a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
 - b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
 - c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of

- equipment that are known to be unavailable in line with the scenarios described in Article 3;
- d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions decided on the basis of the methodologies pursuant to Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 as well as other topological remedial actions if applicable;
 - e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
 - f. the details of modelling and the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
 - g. the topology of all IGMs created for intraday purposes shall reflect the forced unavailability of modelled equipment.

Article 13 Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:
 - a. For the energy injections pattern
 - i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled in- service generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;
 - ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;
 - iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 76(1)(b) of Regulation 2017/1485 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;
 - b. For the load pattern
 - i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled in- service load and pump;
 - ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.
2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:
 - a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;
 - b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
 - i. outage plans;
 - ii. testing profiles;
 - iii. scheduled unavailability;
 - iv. any active power capacity restrictions;
 - c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:
 - i. for all scenarios
 1. the availability status;
 2. the applicable priority dispatch policies and agreements;
 - ii. for year-ahead models, the best forecast dispatch based upon a selection of the following:
 1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;
 2. a distinction between base load generation and marginal generation;
 3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
 4. any other relevant information;
 - iii. for day-ahead and intraday models
 1. the latest available market schedules;
 - d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account
 - i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:
 1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;
 2. distinction between base load generation and marginal generation;
 3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;
 4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated

- by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
5. any other relevant information;
- e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status in line with the scenarios described in Article 3;
 - f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account in line with the scenarios described in Article 3
 - i. for year-ahead models the most appropriate forecast in line with the scenarios developed pursuant to Article 65(1) of Regulation 2017/1485;
 - ii. for day-ahead and intraday models the latest forecast of intermittent generation derived from meteorological forecasts;
3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:
- a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;
 - b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:
 - i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;
 - ii. SCADA and/or metered data;
 - iii. state estimated data;
 - iv. statistical analysis or forecast data;
 - v. distinction between conforming and non-conforming load;
 - vi. planned outages at least for loads modelled in detail;
 - vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response;
 - viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, aggregates of maximum and minimum active power available for demand response, separated from generation, and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;
 - ix. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, a forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response;
 - x. for day-ahead and intraday models, for loads modelled in detail the IGM shall reflect the scheduled active and forecast reactive consumption;
 - xi. any other relevant information.

Article 14 Monitoring

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational security limits for all modelled grid elements.
2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.
3. For each scenario, each TSO shall ensure that
 - a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either
 - i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading; or
 - ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;
 - b. the IGM specifies, for the relevant assets, one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;
 - c. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a TATL is specified, for each TATL specified;
 - d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;

- e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;
- f. operational security limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;
- g. operational security limits specified in the IGM are mutually consistent;
- h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;
- i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15 Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:
 - a. power transformers and associated tap changers;
 - b. phase-shifting transformers and associated tap changers;
 - c. reactive compensation devices, including but not limited to
 - i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;
 - ii. static VAR compensators;
 - iii. synchronous condensers;
 - iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;
 - d. generators assisting with voltage regulation;
 - e. DC equipment.
2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:
 - a. regulation status -enabled/disabled;
 - b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
 - c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;
 - d. regulation target deadband;
 - e. regulation participation factor;
 - f. regulated node.
3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:
 - a. operating mode -inverter/rectifier;
 - b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;
 - c. active power targets;
 - d. voltage targets;
 - e. regulated nodes.
4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.
5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.
6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16 Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(5)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.



Article 17 Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of IGMs during relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21:
 - a. generation shift keys.

Article 18 Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the year-ahead IGMs pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19.
2. For all scenarios for the day-ahead and intraday IGMs pursuant to Article 3,
 - a. the best forecast of the net position for each bidding zone and of the flow on each direct current line shall be based on verified matched scheduled exchanges;
 - b. each TSO shall share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM via the ENTSO for Electricity operational planning data environment described in Article 21 in accordance with the CGM process described in Article 22.
3. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19 CGM alignment

1. For each scenario for the year-ahead models pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of
 - a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;
 - b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;
 - c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.
2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm
 - a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;
 - b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.
3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:
 - a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;
 - b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:
 - i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;
 - ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria;
 - c. the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;
 - d. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.
4. TSOs shall agree on procedures
 - a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and
 - b. to provide updated input data if necessary; and
 - c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.
5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.
6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222 and Article 26(3) of Regulation 2016/1719. If the algorithm was modified during the reporting period, TSOs shall clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.



7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
8. Each TSO shall designate a regional security coordinator who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:
 - a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
 - b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - c. security coordinators (if any).
9. Pursuant to Article 4(5)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the regional security coordinator.

Article 20 Common Grid Model

1. In accordance with Article 77(1)(a) of Regulation 2017/1485 each TSO shall designate a regional security coordinator who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:
 - a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79 of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);
 - e. identify violations of operational security limits in the CGM;
 - f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the remedial actions agreed if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;
 - g. validate the resulting CGM by checking that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any) and make it available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the regional security coordinators and the merging process in accordance with Article 23.
3. Each regional security coordinator shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.
4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.
5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.

Article 21 ENTSO for Electricity operational planning data environment

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint ENTSO for Electricity operational planning data environment that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 114 of Regulation 2017/1485.
2. The ENTSO for Electricity operational planning data environment shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:
 - a. year-ahead models – each TSO shall be able to use the ENTSO for Electricity operational planning data environment in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of
 - i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;
 - ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;
 - iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);
 - b. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - c. the regional security coordinator(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - d. day-ahead and intraday models – each TSO shall be able to use the ENTSO for Electricity

- operational planning data environment in order to share with all other TSOs the net position for its bidding zone(s) and the values for the flow on each direct current line used in its IGM pursuant to the CGM process described in Article 22;
- e. the ENTSO for Electricity operational planning data environment shall allow all relevant information on scheduled exchanges to be available from the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - f. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - g. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - h. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - i. the ENTSO for Electricity operational planning data environment shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;
 - j. all regional security coordinators shall be able to make the CGM available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - k. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment;
 - l. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment:
 - i. generation shift keys.

Article 22 CGM process

1. When preparing year-ahead CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:
 - a. by 15 July plus three business days of the year preceding the year of delivery, each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - b. by 15 July plus five business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;
 - c. by 15 July plus six business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);
 - d. by 15 July plus nine business days of the year preceding the year of delivery, the regional security coordinator(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - e. by 01 September each TSO shall make its IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the regional security coordinator(s);
 - f. by 01 September plus five business days the TSO's regional security coordinator shall
 - i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - g. by 01 September plus ten business days the TSO's regional security coordinator shall
 - i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any).
2. Pursuant to Article 68(1) of Regulation 2017/1485, where applicable TSOs shall send updated models up until the cut-off date of 01 September of each year and pursuant to Article 68(2) of Regulation 2017/1485 regional security coordinators shall prepare updated CGMs until the

- cut-off date of 01 September plus ten business days of each year.
3. The deadlines set out in paragraph 1 apply to the preparation of a year-ahead CGM covering a full calendar year beginning on 01 January and ending on 31 December. Where the target time horizon for the year-ahead CGM differs from this, the deadlines shall shift accordingly. All TSOs may jointly agree to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 1.
 4. T0 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which each TSO needs to have submitted its IGMs for the following day in order for the CGM process to advance in a timely manner given all the subsequent steps in the process. T3 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which a CGM based on at least one full iteration; i.e., based upon a set of IGMs updated in the light of a preceding version of the CGM; has to be available in order to allow for the completion of all subsequent steps in the process in a timely manner. T5 is defined as that point in the day-ahead CGM process at which all findings and decisions based on the coordinated security analysis building on the CGM have been consolidated and communicated and the process ends. When preparing day-ahead CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:
 - a. by time T0 minus 95 minutes on the day before the day of delivery each TSO shall make its net position and flows on direct current lines for each day-ahead scenario available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21. These net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of time T0 minus 120 minutes. TSOs in bidding zones where the cross-zonal intraday market for the following day opens before time T0 minus 90 minutes shall use the data as of time T0 minus 120 minutes;
 - b. by time T0 minus 90 minutes on the day before the day of delivery aligned net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
 - c. immediately after time T0 minus 15 minutes on the day before the day of delivery updated net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be made available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 by those TSOs whose net positions and flows on direct current lines change relative to the values established at T0 minus 120 minutes due to preventive remedial actions activated by these TSOs. The updated net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of T0 minus 120 minutes as well as TSO-TSO transactions entered into between that time and T0 minus 20 minutes for the purpose of activating preventive remedial actions.
 - d. by time T0 minus 10 minutes on the day before the day of delivery updated aligned net positions and flows on direct current lines for each day-ahead scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21.
 - e. by time T0 on the day before the day of delivery each TSO shall make its IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment in accordance with Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the scheduled exchanges referred to in Article 22(4)(d) as well as agreed remedial actions determined in the previous time frame;
 - f. by time T0 plus 50 minutes on the day before the day of delivery the TSO's regional security coordinator shall
 - i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - g. by time T0 plus 60 minutes on the day before the day of delivery the TSO's regional security coordinator shall
 - i. apply the requirements specified in Article 20(2) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - ii. validate each CGM obtained to ensure that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);
 - h. following the validation of the CGM at time T0 plus 60 minutes on the day before the day of delivery
 - i. TSOs and regional security coordinators shall carry out coordinated operational security analyses as required by the methodology for coordinating operational security



- analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485, the common provisions for regional operational security coordination pursuant to Article 76(1) and other relevant procedures and agreements;
- ii. the regional security coordinator shall, where applicable, make available an updated CGM including any remedial actions agreed by time T3;
 - i. the process shall be repeated between time T0 and time T5 as required by the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485.
5. All TSOs shall jointly define times T0 and T3 and T5 in accordance with the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485 and publish these times on the ENTSO-E website. All TSOs may jointly agree to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 4.
 6. When preparing intraday CGMs, all TSOs and regional security coordinators shall complete the following steps:
 - a. by 1 hour 35 minutes before the reference time each TSO shall make its net position and flows on direct current lines for each intraday scenario available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21. These net positions and flows on direct current lines shall reflect cross-zonal exchanges as of the reference time minus 2 hours;
 - b. by 1 hour 30 minutes before the reference time aligned net positions and flows on direct current lines for each TSO and for each intraday scenario shall be available to all TSOs via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - c. by 1 hour before the reference time each TSO shall make its IGM for each market time unit between the reference time and the time eight hours later than the reference time available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment in accordance with Article 21; pursuant to Article 4(5)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the scheduled exchanges referred to in Article 22(6)(b) as well as agreed remedial actions determined in the previous time-frame;
 - d. by 55 minutes before the reference time the TSO's regional security coordinator shall
 - i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;
 - ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20(4) and make this validated IGM available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - e. by 45 minutes before the reference time the TSO's regional security coordinator shall
 - i. apply the requirements specified in Article 20(2) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 79(5) of Regulation 2017/1485 and make the resulting CGMs available to all relevant parties via the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21;
 - ii. validate each CGM obtained to ensure that it is consistent with those obtained by all other regional security coordinators (if any);
 - f. without undue delay, following the validation of the CGM 45 minutes before the reference time
 - i. the regional security coordinator shall, where applicable, make available an updated CGM based on updated IGMs to be provided by each TSO including any remedial actions agreed in accordance with the methodology for coordinating operational security analysis pursuant to Article 75(1) of Regulation 2017/1485, the common provisions for regional operational security coordination pursuant to Article 76(1) and other relevant procedures and agreements.
 7. The reference times referred to in paragraph 6 shall initially be 00:00h, 08:00h, 16:00h. All TSOs may jointly agree to define additional reference times and / or to shorten the deadlines in such a way that less time is allowed for the completion of one or more of the tasks listed in paragraph 6. Pursuant to Article 76(1)(a) of Regulation 2017/1485 as well as Article 4(4), all TSOs of a capacity calculation region may jointly agree to define additional reference times applicable to the TSOs of that capacity calculation region only as well as the associated substitution rules.
 8. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the relevant operational deadlines set out in the applicable legislation and associated methodologies to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for each timeframe.



Article 23 Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.
2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the ENTSO for Electricity operational planning data environment.
3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.
4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 31(3) of Regulation 2015/1222 as well as Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

Article 24 Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 8(1) of Regulation 2017/1485.
2. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3.
3. By three months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Articles 67(1) and 70(1) of Regulation 2017/1485 all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:
 - a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2;
 - b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the regional security coordinator referred to in Article 19;
 - c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;
 - d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;
 - e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to regional security coordinators and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);
 - f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the regional security coordinator referred to in Article 20.
4. By six months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Articles 67(1) and 70(1) of Regulation 2017/1485, the ENTSO for Electricity operational planning data environment referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs and all regional security coordinators shall be connected to the ENTSO for Electricity operational planning data environment and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology. All TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by all relevant parties.
5. All TSOs shall jointly publish the available data related to quality monitoring on a yearly basis following the implementation of the OPDE.

Article 25 Language

The reference language for this CGMM Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 8(1) of Regulation 2017/1485 and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal.

ARTIKEL III

De Tarieencode elektriciteit wordt gewijzigd als volgt:



A

Artikel 1.2.1 komt te luiden:

'1.2.1 Voor de toepassing van deze code gelden de begrippen en bijbehorende begripsbepalingen uit de Begrippencode elektriciteit.'

B

Artikel 2.1.7 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'artikel 2.3.4.1' wordt vervangen door: 'artikel 2.39, eerste tot en met derde lid';
2. 'artikel 16c lid 3 van de Wet' wordt vervangen door: 'artikel 16, derde lid, van de Elektriciteitswet 1998.

C

In artikel 2.4.1 en artikel 2.4.2 wordt 'aansluitcontract' vervangen door: 'aansluit- en transportovereenkomst'.

D

In artikel 3.1.2 wordt 'transportbeperkingen' vervangen door: 'fysieke congestie'.

E

Artikel 3.2.2 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'transportbeperkingen' vervangen door 'fysieke congestie';
2. 'zoals bedoeld in 3.2.2a' wordt vervangen door 'zoals bedoeld in artikel 3.2.2a'.

F

Artikel 3.2.2a wordt gewijzigd als volgt:

1. Na 'in aanvulling op' wordt ingevoegd: 'artikel';
2. 'Wet' wordt vervangen door: 'Elektriciteitswet 1998';
3. Onder b. wordt 'voorzieningen' vervangen door: 'mogelijkheden';
4. Onder f. wordt na 'bedoeld in' ingevoegd: 'artikel';
5. Onder g. wordt '3.1b.5 van de Systemcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 10.5, derde lid, van de Netcode elektriciteit'.

G

Artikel 3.2.6 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'transportbeperkingen' wordt tweemaal vervangen door 'fysieke congestie';
2. Na 'kosten van de netten op de in' wordt ingevoegd: 'artikel';
3. Na 'wijze als bepaald in' wordt ingevoegd: 'artikel'.

H

In artikel 3.9.1 wordt '2.1.5.6' vervangen door: 'artikel 2.27'.

I

Artikel 3.9.3 wordt gewijzigd als volgt:



1. 'artikel 2.4.1.2' wordt vervangen door: 'artikel 3.6';
2. artikel 2.1.5.6a, eerste lid, wordt vervangen door 'artikel 3.15, eerste lid,'.

J

Artikel 3.10.3 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'Op de onder' wordt vervangen door: 'Over de in';
2. 'hoofdstuk 4 en 5' wordt vervangen door: 'hoofdstuk 13'.

K

In het opschrift van A.5. en het onderschrift bij figuur 5 wordt 'fysieke levering van' vervangen door: 'meting op'.

ARTIKEL IV

De Gebiedsindelingcode elektriciteit wordt gewijzigd als volgt:

Artikel 1 komt te luiden als volgt:

'Artikel 1: Werkingssfeer en definities

1. Deze code bevat de gebiedsindeling van de netbeheerders, bedoeld in artikel 31, eerste lid, onderdeel d, van de Elektriciteitswet 1998.
2. Voor de toepassing van deze code gelden de begrippen en bijbehorende begripsbepalingen uit de Begrippencode elektriciteit.'

ARTIKEL V

De Samenwerkingscode elektriciteit wordt gewijzigd als volgt:

A

Artikel 1 komt te luiden:

'Artikel 1: Definities

Voor de toepassing van deze code gelden de begrippen en bijbehorende begripsbepalingen uit de Begrippencode elektriciteit.'

B

In artikel 3 wordt 'afnemers' vervangen door: 'aangeslotenen'.

C

Artikel 4 wordt gewijzigd als volgt:

1. In het opschrift wordt 'aansluitovereenkomst' vervangen door:
'aansluit- en transportovereenkomst'.
2. 'afnemers' wordt vervangen door: 'aangeslotenen'.

D

Artikel 5 komt te luiden als volgt:

'Artikel 5: Netcode elektriciteit / Meetcode elektriciteit / Tarievencode elektriciteit

Iedere netbeheerder is gehouden producenten, netbeheerders, particuliere neteigenaren en andere aangeslotenen uitsluitend op het door hem beheerde net aan te sluiten indien deze zich op hun



beurt in of krachtens de aansluit- en transportovereenkomst verbinden de op hen van toepassing zijnde passages uit de Netcode elektriciteit, Meetcode elektriciteit en Tarievenscode elektriciteit volledig in acht te nemen en na te komen. Onverminderd de keuze- en afwijkingmogelijkheden die de codes zelf bieden, zal een netbeheerder in of krachtens de aansluit- en transportovereenkomst niet van een code afwijken.'

E

In artikel 9 vervalt: ', Systeemcode elektriciteit'.

F

In artikel 12 vervalt: ', Systeemcode elektriciteit en/'.

G

Artikel 13 vervalt.

H

Artikel 14 komt te luiden als volgt:

'Artikel 14 Beheer en implementatie codes en aanverwante stukken en behandeling van andere aangelegenheden in relatie tot de Autoriteit Consument en Markt

- 14.1 De netbeheerders zijn gehouden mee te werken aan de oprichting en instandhouding van een samenwerkingsverband voor alle netbeheerders en onder andere:
- deze code, de Netcode elektriciteit, de Meetcode elektriciteit, de Tarievenscode elektriciteit en aanverwante codes na te komen en waar nodig uitbreidingen en wijzigingen voor te bereiden;
 - voor zover wettelijk vereist en/of gewenst te overleggen met representatieve organisaties van partijen op de elektriciteitsmarkt en daartoe één of meer platforms in te stellen waaraan alle bedoelde representatieve organisaties kunnen deelnemen.
- 14.2 Met inachtneming van het bepaalde in artikel 16, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998 neemt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet deel aan het overleg in Entso-E verband en zal de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet binnen het in het eerste lid bedoelde samenwerkingsverband overleg voeren en afstemmen over in Entso-E verband te maken afspraken en over de uitvoering van de aldus in Entso-E verband gemaakte afspraken.'

ARTIKEL VI

De Meetcode elektriciteit wordt gewijzigd als volgt:

A

Artikel 1.1.4 komt te luiden als volgt:

'1.1.4 Voor de toepassing van deze code gelden de begrippen en bijbehorende begripsbepalingen uit de Begrippencode elektriciteit.'

B

Artikel 1.2.3.4 wordt gewijzigd als volgt:

1. '2.1.3.5, eerste lid' wordt tweemaal vervangen door: 'artikel 2.30, eerste lid'
2. Na 'in combinatie met' wordt ingevoegd: 'artikel'.

C

Artikel 2.2.2 wordt gewijzigd als volgt

1. Na 'zoals bedoeld in' wordt ingevoegd: 'artikel'
2. '7.3.6, eerste lid,' wordt vervangen door: 'artikel 15.2, eerste lid,'



3. Na 'met inachtneming van' wordt ingevoegd: 'artikel'.

D

In artikel 2.4.4 wordt '2.1.5.6 of 2.1.5.6a, eerste lid' vervangen door: 'de artikelen 2.27 en 3.15, eerste lid'.

E

In artikel 2.6.4 wordt 'fysieke levering' vervangen door: 'meting'.

F

In artikel 2.6.5 wordt 'artikel 2.1.1.13' tweemaal vervangen door: 'artikel 2.9'.

G

Artikel 3.3.1 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'artikel 26ad, lid 6 of artikel 26ae, lid 7 van de Wet,' wordt vervangen door:

'artikel 26ad, zesde lid, of artikel 26ae, zevende lid, van de Elektriciteitswet 1998, '

2. 'afnemer' wordt vervangen door: 'aangeslotene'.

H

Artikel 3.3.3 komt te luiden als volgt:

'3.3.3 Het resultaat van de in artikel 3.3.2 genoemde vaststelling wordt binnen vijf werkdagen na de in artikel 3.3.1 bedoelde melding door de netbeheerder meegedeeld aan de ander dan de netbeheerder die op verzoek van de aangeslotene conform artikel 26ad, zesde lid, of artikel 26ae, zevende lid, van de Elektriciteitswet 1998, er zorg voor draagt dat de aangeslotene beschikt over een op afstand uitleesbare kleinverbruikmeetinrichting. Indien niet aan alle in artikel 3.3.2 genoemde criteria wordt voldaan, wordt de procedure plaatsing door derden van een door de netbeheerder geleverde meetinrichting gestopt door de netbeheerder.'

I

Artikel 3.4.1 wordt gewijzigd als volgt:

1. 'artikel 26ad, lid 6 of artikel 26ae, lid 7 van de Wet,' wordt vervangen door:

'artikel 26ad, zesde lid, of artikel 26ae, zevende lid, van de Elektriciteitswet 1998, '

2. 'afnemer' wordt vervangen door: 'aangeslotene'.

J

Artikel 3.4.3 komt te luiden als volgt:

'3.4.3 Het resultaat van de in artikel 3.4.2 genoemde vaststelling wordt binnen vijf werkdagen na de in artikel 3.4.1 bedoelde melding meegedeeld aan de ander dan de netbeheerder die op verzoek van de aangeslotene conform artikel 26ad, zesde lid, of artikel 26ae, zevende lid, van de Elektriciteitswet 1998, er zorg voor draagt dat de aangeslotene beschikt over een op afstand uitleesbare kleinverbruikmeetinrichting. Indien niet aan alle in artikel 3.4.2 genoemde criteria wordt voldaan, wordt de procedure plaatsing door derden van een niet door de netbeheerder geleverde meetinrichting gestopt.'

K

In artikel 4.3.1.4 wordt 'artikel 2.1.1.13' vervangen door: 'artikel 2.9'.

L

Artikel 4.3.2.3 komt te luiden:



'4.3.2.3 Bij meting aan laagspanningszijde van de MS/LS-transformator zorgt de beheerder van het primaire deel van de meetinrichting voor aansluitklemmen in de spannings- en stroomcircuits waarop het secundaire deel van de meetinrichting kan worden aangesloten. De smeltveiligheden (inclusief de zekeringhouder) in de spanningsmeetcircuits maken onderdeel uit van het primaire deel van de meetinrichting.'

M

In artikel B3.2.2.3 wordt 'aansluitpunten' vervangen door: 'aansluitklemmen'.

N

In artikel B3.2.2.7 wordt 'aansluitpunt' vervangen door: 'overdrachtspunt'.

ARTIKEL VII

De Informatiecode elektriciteit en gas wordt gewijzigd als volgt:

A

Artikel 2.1.5, onderdeel f, en de bij dit onderdeel horende tekst in Bijlage 7.1 worden gewijzigd als volgt:

1. 'productie-installaties' wordt telkens vervangen door: 'elektriciteitsproductie-installaties';
2. 'het brandstoftype' wordt telkens vervangen door: 'de primaire energiebron'.

B

In de artikelen 2.1.5, 6.1.1.2, B2.1.1 en B2.2.1 en in Bijlage 7.1 wordt '2.1.3.5' telkens vervangen door: 'artikel 2.30, eerste lid'.

C

In artikel 2.1.11 wordt 'paragraaf 3.3 van de Systeemcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 10.13 van de Netcode elektriciteit'.

D

In artikel 2.9.1.1 wordt '6.3.1 van de Netcode elektriciteit en 4.2.1 van de Aansluit- en transportcode gas RNB' vervangen door: 'artikel 8.8 van de Netcode elektriciteit en artikel 4.2.1 van de Aansluit- en transportcode gas RNB'.

E

In de artikelen 2.11.2 en 2.11.3 wordt 'artikel 2.1.1.13 van de Netcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 2.9 van de Netcode elektriciteit'.

F

In artikel 5.3.2.5 wordt '2.1.3.6 van de Netcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 2.30, tweede lid, van de Netcode elektriciteit'.

G

In artikel 6.2.2.6 wordt '3.8 en 4.1 van de Systeemcode elektriciteit' vervangen door: 'paragraaf 13.5 van de Netcode elektriciteit'.

H

In de artikelen 6.3.3.1 en 6.3.3.2 wordt '3.7.10 van de Systeemcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 10.22, derde lid, van de Netcode elektriciteit'.

I

In de artikelen 6.3.4.1 en 6.3.8.4 wordt '3.7.11 van de Systeemcode elektriciteit' vervangen door:



'artikel 10.22, vijfde lid, van de Netcode elektriciteit'.

J

In artikel 6.3.5.2 wordt '2.1.3.5 en volgende van de Netcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 2.30 en 2.31 van de Netcode elektriciteit'.

K

In artikel 6.3.5.5 wordt '5.1.2.3 van de Netcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 9.11, tweede lid van de Netcode elektriciteit'.

L

In artikel 6.3.5.8 wordt '5.1.2 van de Netcode elektriciteit' vervangen door: '9.2 van de Netcode elektriciteit'.

M

In de artikelen 6.3.11.1 en 6.3.11.2 wordt '2.9.2a van de Netcode elektriciteit' vervangen door: 'artikel 3.2, eerste lid, van de Netcode elektriciteit'.

N

In artikel 7.1 wordt 'de Systeemcode elektriciteit' vervangen door: 'hoofdstuk 10 van de Netcode elektriciteit'.

O

In artikel 9.1.4 wordt '3.8 en 4.1 van de Systeemcode elektriciteit bedoelde CPS' vervangen door: 'paragraaf 13.5 van de Netcode elektriciteit bedoelde centrale communicatiesysteem'.

P

In artikel 9.1.8 wordt '2.7.5 van de Netcode elektriciteit' vervangen door: '5.8 van de Netcode elektriciteit'.

ARTIKEL VIII

De Systeemcode elektriciteit, zoals vastgesteld bij besluit van 21 april 2016 en nadien diverse malen gewijzigd, wordt ingetrokken.

ARTIKEL IX

Dit besluit treedt in werking met ingang van de dag na de datum van uitgifte van de Staatscourant waarin het is geplaatst.

's-Gravenhage, 20 december 2018

*De Autoriteit Consument en Markt,
namens deze:
F.J.H. Don
bestuurslid*

Tegen dit besluit kan degene, wiens belang rechtstreeks bij dit besluit is betrokken, binnen zes weken na bekendmaking beroep instellen bij het College van Beroep voor het bedrijfsleven, Postbus 20021, 2500 EA, 's-Gravenhage.



TOELICHTING

1 Samenvatting

1. Met dit codebesluit voegt de ACM op voorstel van de gezamenlijke netbeheerders de Netcode elektriciteit en de Systeemcode elektriciteit samen tot een nieuwe Netcode elektriciteit. Daarin worden bestaande codebepalingen zodanig gewijzigd dat deze in lijn zijn met de Europese Netcode over de eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net (Requirements for Generators)¹ (hierna: RfG verordening) en de Europese richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen² (hierna SO Verordening).
2. Tegelijkertijd wordt met dit codebesluit op voorstel van TenneT invulling gegeven aan de eisen van algemene toepassing die krachtens artikel 7 van de RfG verordening moeten worden vastgesteld. Hiermee worden nieuwe, veelal Europees geharmoniseerde, eisen gesteld aan elektriciteitsproductie-eenheden. De nieuwe Netcode elektriciteit is gestructureerd op basis van de indeling van de bovengenoemde Europese verordeningen. Verder worden met dit besluit begripsomschrijvingen geharmoniseerd met die uit de Europese codes en de daaraan gerelateerde Europese Richtlijnen en Verordeningen. Deze begripsomschrijvingen worden ook gewijzigd in de Tarievencode elektriciteit, Meetcode elektriciteit, Samenwerkingscode elektriciteit, Begrippencode elektriciteit en Gebiedsindelingscode elektriciteit.
3. Tenslotte wijzigt de ACM op voorstel van de NEDU³ de Informatiecode elektriciteit en gas zodat deze in lijn is met de nieuwe Nederlandse codes.

2 Aanleiding en gevolgde procedure

4. Netbeheer Nederland en TenneT hebben bij brief van 17 mei 2018,⁴ een voorstel ingediend tot het schrappen van de Systeemcode elektriciteit en het wijzigen van de Netcode elektriciteit, Tarievencode elektriciteit, Meetcode elektriciteit, Samenwerkingscode elektriciteit, Begrippencode elektriciteit en Gebiedsindelingscode elektriciteit. Het betreft een codewijzigingsvoorstel zoals bedoeld in artikel 26 en 31, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998.
5. De aanleiding van deze codewijziging is de bepaling in artikel 7, vierde lid, van de RfG Verordening die voorschrijft dat TenneT uiterlijk op 17 mei 2018 een voorstel voor eisen voor algemene toepassing ter goedkeuring bij de ACM moet indienen. De andere delen van deze codewijziging zijn uit praktische overwegingen door de gezamenlijke netbeheerders met dit voorstel gecombineerd.
6. De NEDU heeft bij brief van 23 januari 2018⁵ een codewijzigingsvoorstel ingediend tot wijziging van de Informatiecode elektriciteit en gas op grond van artikel 54 van de Elektriciteitswet 1998. In dit voorstel worden wijzigingen in de Informatiecode elektriciteit en gas gedaan waarmee deze in lijn wordt gebracht met de overige Nederlandse codes.
7. De ACM stelt op grond van artikel 36 en artikel 55 van de Elektriciteitswet 1998 regelgeving vast voor de energiemarkt. Dit besluit is tot stand gekomen op basis van het voorstel van Netbeheer Nederland en TenneT en het voorstel van de NEDU. Met dit besluit worden de technische codes en de Informatiecode elektriciteit en gas in lijn gebracht met de eisen uit de RfG Verordening en de SO Verordening. Daarnaast worden de Netcode elektriciteit en de Systeemcode elektriciteit en de gehanteerde begrippen en definities in de codes in lijn gebracht met Europese richtlijnen en verordeningen.
8. Als onderdeel van de uniforme openbare voorbereidingsprocedure heeft de ACM het ontwerpbesluit en de daarop betrekking hebbende stukken ter inzage gelegd en gepubliceerd op haar internetpagina. Van de terinzagelegging is kennis gegeven in de Staatscourant van 22 oktober 2018. De ACM stelt belanghebbenden in de gelegenheid om binnen zes weken hun zienswijzen op het ontwerp kenbaar te maken.
9. ACM heeft schriftelijke zienswijzen ontvangen van de gezamenlijke netbeheerders (hierna: Netbeheer Nederland), Energie Nederland, de Vereniging voor Energie, Milieu en Water (hierna: VEMW) en een gezamenlijke zienswijze van de Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie (hierna: NVDE), de Nederlandse Windenergie Associatie (hierna: NWEA) en de Particuliere Windturbine Exploitanten (hierna: PAWEX). Deze zienswijzen zijn gepubliceerd op de internetpagina van ACM.

¹ Verordening (EU) 2016/631 van de commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net.

² Verordening (EU) 2017/1485 van de commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen.

³ Vereniging Nederlandse Energie Data Uitwisseling.

⁴ Kenmerk: BR-2018-1386.

⁵ BR-2018-1386.



10. De voorwaarden in dit besluit niet in ontwerp ter notificatie aangeboden omdat het gaat om de implementatie van Europeesrechtelijke voorschriften.⁶

3 Inhoudelijke toelichting

11. In dit hoofdstuk worden de codevoorstellen met als kenmerken BR-2018-1386 en 18004/MH toegelicht. Door de vaststelling van de RfG Verordening en de SO Verordening moeten de nationale codes in lijn worden gebracht met deze Verordeningen. Deze codewijziging regelt de volgende onderwerpen:

3.1 Implementatie van de RfG Verordening

12. De meeste bepalingen uit de RfG Verordening zullen vanaf 26 april 2019 van toepassing zijn. Deze bepalingen gelden in beginsel alleen voor nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden (productie-eenheden). Tenzij anders in de RfG Verordening aangegeven, zullen voor bestaande productie-eenheden de vigerende regels blijven gelden.
13. Deze codewijziging dient onder andere ter implementatie van de bepalingen uit de RfG Verordening in de Nederlandse codes. Voor de implementatie is het relevant dat er in de RfG Verordening twee soorten bepalingen voorkomen.

Rechtstreeks werkende bepalingen

14. De rechtstreeks werkende bepalingen in de RfG Verordening schrijven bepaalde eisen of functionaliteiten aan de productie-eenheid voor. Deze bepalingen hoeven niet in de Nederlandse codes opgenomen te worden. Bepalingen uit de Nederlandse codes die niet met de rechtstreeks werkende bepalingen in de RfG Verordening overeenkomen, worden met deze codewijziging uit de codes geschrapt.

Bepalingen met eisen van algemene toepassing

15. De RfG Verordening schrijft voor dat de relevante transmissiesysteembeheerder bepaalde eisen of functionaliteiten nationaal nog nader kan of moet specificeren, eventueel binnen een door de RfG Verordening gegeven bandbreedte. Het gaat hier om eisen van algemene toepassing. Dit worden ook wel 'niet-limitatieve eisen' genoemd. De invulling van deze eisen vindt plaats in de Netcode elektriciteit. Eventuele bestaande artikelen uit de Netcode elektriciteit die betrekking hebben op dezelfde onderdelen zullen daaraan worden aangepast. Het gaat daarbij in hoofdzaak om de paragrafen 2.4 en 2.5 van de huidige Netcode elektriciteit en delen van het huidige hoofdstuk 2 van de Systeemcode elektriciteit. Voor zover de uitwerking van de eisen van algemene toepassing netbeheerder- of locatie-specifiek zijn, zullen deze in de aansluit- en transportovereenkomst worden vastgelegd of door de netbeheerder ter beschikking worden gesteld (website), afhankelijk van het feit of de desbetreffende eis of functionaliteit betrekking heeft op de aansluiting of op de installatie.
16. Bij de bepalingen in de RfG Verordening wordt onderscheid gemaakt tussen bepalingen die voor alle productie-eenheden gelden, bepalingen die gelden voor de typen A,B,C en/of D en bepalingen die gelden voor powerpark modules. Dit onderscheid komt in de verschillende bepalingen van deze codewijzigingen terug.

3.2 Implementatie van de SO Verordening

17. Voor de implementatie van de SO Verordening worden alle bepalingen uit de Nederlandse codes geschrapt die al in de SO Verordening zijn vastgelegd. Het gaat daarbij om artikelen en paragrafen uit de huidige hoofdstukken 4 en 5 van de Netcode elektriciteit en uit het huidige hoofdstuk 2 van de Systeemcode elektriciteit.

3.3 Begrippenkader

18. Ook begrippen uit de Nederlandse codes worden gewijzigd. In de eerste plaats worden begrippen in de Begrippencode elektriciteit geschrapt die ook al gedefinieerd zijn in de Elektriciteitswet 1998 en de verschillende relevante Europese verordeningen en richtlijnen. Ten tweede worden begrippen aangepast waar twee verschillende zaken met hetzelfde begrip worden aangeduid. Ten

⁶ Zoals bedoeld in Richtlijn (EU) 2015/1535 van 9 september 2015 betreffende een informatieprocedure op het gebied van technische voorschriften en regels betreffende de diensten van de informatiemaatschappij.



derde worden begrippen aangepast waar verschillende begrippen worden gebruikt om dezelfde zaken aan te duiden.

3.4 Nieuwe opzet Netcode elektriciteit

19. De voormalige Netcode elektriciteit en de Systeemcode elektriciteit worden samengevoegd tot een nieuwe Netcode elektriciteit. De indeling van deze nieuwe code is in lijn met de indeling van de Europese verordeningen. De nieuwe Netcode elektriciteit is conform de Aanwijzingen voor de regelgeving opgesteld. De ACM zal de inhoud van de Netcode elektriciteit hieronder per hoofdstuk toelichten.

3.4.1 Hoofdstuk 1 Algemene bepalingen

20. In hoofdstuk 1 zijn de algemene bepalingen uit de voormalige Netcode elektriciteit en de Systeemcode elektriciteit samengevoegd. Daarbij zijn overlappende artikelen samengevoegd en zijn artikelen die relevantie hebben verloren verwijderd.

3.4.2 Hoofdstuk 2 Aansluitvoorwaarden

21. In hoofdstuk 2 zijn de technische voorwaarden voor het aansluiten opgenomen. Hierin zijn de eisen opgenomen voor het aansluiten op de verschillende spanningsniveaus. De artikelen zijn voornamelijk afkomstig uit paragrafen 2.1, 2.2 en 2.3 van de voormalige Netcode elektriciteit.

3.4.3 Hoofdstuk 3 Aansluitvoorwaarden voor elektriciteitsproductie-eenheden

22. In hoofdstuk 3 zijn de eisen voor het aansluiten van productie-eenheden opgenomen. Het gaat dan om reeds bestaande eisen uit de paragrafen 2.4, 2.6 en 2.8 van de voormalige Netcode elektriciteit en paragraaf 2.1 van de Systeemcode elektriciteit en om nieuwe eisen die een gevolg zijn van de implementatie van de eisen van algemene toepassing uit de RfG Verordening. Niet alle eisen zijn van toepassing op bestaande productie-eenheden, volgt uit artikel 14.1. Ten eerste is in dit hoofdstuk de type-indeling van productie-eenheden vastgelegd. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen de typen A, B, C en D. Ten tweede is een paragraaf met algemene voorwaarden opgenomen die voor alle productie-eenheden gelden. Ten derde zijn de eisen voor de vier typen productie-eenheden vastgelegd. Ten vierde zijn de eisen voor offshore powerpark modules vastgelegd.

3.4.4 Hoofdstuk 4 Aansluitvoorwaarden voor verbruikersinstallaties

23. Hoewel hoofdstuk 4 wel aan de Netcode elektriciteit is toegevoegd, zijn hierin nog geen bepalingen opgenomen. De gezamenlijke netbeheerders hebben inmiddels bij brief van 7 september 2018,⁷ een codevoorstel ingediend waarin de aansluitvoorwaarden voor verbruikersinstallaties zijn opgenomen. Dit codevoorstel dient ter implementatie van de Europese Netcode voor de aansluiting van verbruikers, ook wel Demand Connection Code (hierna: DCC Verordening).⁸ De vaststelling daarvan zal op een later moment plaatsvinden.

3.4.5 Hoofdstuk 5 Voorwaarden voor aansluiting van distributienetten en GDS-en

24. Hoofdstuk 5 bestaat uit de paragrafen 2.7 en 2.8 van de voormalige Netcode elektriciteit. De bepalingen worden inhoudelijk vrijwel ongewijzigd vastgesteld. Het bovengenoemde recente voorstel van de gezamenlijke netbeheerders voor de implementatie van de DCC Verordening zal onder meer de bepalingen in hoofdstuk 5 aanvullen.

3.4.6 Hoofdstuk 6 Aansluitvoorwaarden voor HVDC verbindingen

25. Hoewel hoofdstuk 6 aan de Netcode elektriciteit is toegevoegd, zijn hierin nog geen bepalingen opgenomen. Op 1 oktober 2018 heeft Netbeheer Nederland een codewijzigingsvoorstel⁹ ingediend waarin voorwaarden zijn opgenomen die voortvloeien uit de Europese Netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten powerpark modules, ook wel High Voltage Direct Current verordening (hierna: HVDC Verordening). De bepalingen die hierin worden voorgesteld zijn onderdeel van hoofdstuk 6 van de

⁷ Kenmerk BR-2018-1418.

⁸ Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules.

⁹ Kenmerk: BR-2018-1477.



Netcode elektriciteit. De vaststelling van deze voorwaarden zal op een later moment plaatsvinden.

3.4.7 Hoofdstuk 7 en 8 Transportvoorwaarden en kwaliteitsvoorwaarden

26. In de hoofdstukken 7 en 8 zijn bepalingen uit de hoofdstukken 3 en 6 van de voormalige Netcode elektriciteit opgenomen.

3.4.8 Hoofdstuk 9 Bedrijfsvoeringsvoorwaarden

27. In hoofdstuk 9 zijn de bepalingen uit de hoofdstukken 4 en 5 van de voormalige Netcode elektriciteit en delen van hoofdstuk 2 van de Systeemcode elektriciteit opgenomen. Het gaat daarbij over het oplossen van fysieke congestie, binnenlands congestiemanagement, netontwerp- en bedrijfsvoerings-criteria, spannings- en blindvermogenshuishouding, training, niet-beschikbaarheidscoördinatie en belasting-frequentieregeling en reserves. Daar waar vanuit de SO Verordening aanpassingen aan deze onderdelen noodzakelijk zijn, worden er bepalingen aangepast of toegevoegd. Ten slotte is er een paragraaf toegevoegd met bepalingen over onderwerpen uit de Europees Netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet, ook wel Emergency and Restoration-verordening¹⁰ (hierna: ER Verordening).

3.4.9 Hoofdstuk 10 Balanceringsvoorwaarden

28. Hoofdstuk 10 bevat op dit moment onderdelen van hoofdstuk 3 van de Systeemcode elektriciteit. Het door de gezamenlijke netbeheerders ingediende codevoorstel van 12 juli 2018¹¹ op basis van artikel 18 van de Europese richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing, ook wel Guideline for Electricity Balancing,¹² (hierna: EB Verordening), ziet op inhoudelijke wijziging en aanvulling van hoofdstuk 10 en het verplaatsen van die onderdelen uit het nieuwe hoofdstuk 10 die niet passen binnen het kader van artikel 18 van de EB Verordening naar het nu nog leeg gelaten hoofdstuk 11.

3.4.10 Hoofdstuk 12 Voorwaarden voor buitenlandstransporten

29. Hoofdstuk 12 bevat de bepalingen uit de paragrafen 5.6 en 5.7 van de voormalige Netcode elektriciteit.

3.4.11 Hoofdstuk 13 Voorwaarden inzake uitwisseling en registratie van systeem gerelateerde gegevens

30. In hoofdstuk 13 zijn bepalingen opgenomen uit de voormalige Netcode elektriciteit en de Systeemcode elektriciteit die te maken hebben met uitwisseling van systeemgerelateerde gegevens. Deze bepalingen zijn voor het grootste deel afkomstig uit de hoofdstukken 4 en 5 van de voormalige Netcode elektriciteit en uit hoofdstuk 2 van de Systeemcode elektriciteit. Daarnaast bevat het enkele losstaande artikelen uit hoofdstuk 5 van de voormalige Netcode elektriciteit en de paragrafen 3.8 en 4.1 uit de Systeemcode elektriciteit. Deze laatste twee paragrafen hebben betrekking op het elektronische berichtenverkeer dat voor de data-uitwisseling gebruikt wordt. Het door de gezamenlijke netbeheerders ingediende voorstel van 12 juli 2018 voor de invulling van artikel 40, paragraaf 5, van de SO Verordening ziet op nadere invulling van dit hoofdstuk met regels voor de toepasselijkheid en reikwijdte van gegevensuitwisseling.

3.4.12 Hoofdstuk 14 Voorwaarden voor bestaande installaties

31. De technische eisen in hoofdstuk 3 gelden in beginsel alleen voor nieuwe productie-eenheden. Voor bestaande productie-eenheden¹³ blijven de eisen gelden uit de voormalige Netcode elektriciteit. Omdat de voormalige Netcode elektriciteit met dit besluit zal komen te vervallen, zijn in hoofdstuk 14 de eisen voor bestaande productie-eenheden opgenomen. In bepaalde gevallen gelden de eisen uit hoofdstuk 3 wél voor bestaande productie-eenheden, en daarom is in hoofdstuk 14 expliciet gemaakt welke artikelen uit hoofdstuk 3 ook gelden voor bestaande productie-eenheden.

¹⁰ Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet.

¹¹ Voorstel met kenmerk BR-2018-1417.

¹² Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing.

¹³ Bestaande elektriciteitsproductie-eenheden zoals bedoeld in artikel 4, eerste en tweede lid, van de RfG Verordening.



3.4.13 Hoofdstuk 15 Overgangs- en slotbepalingen

32. Hoofdstuk 15 bestaat uit de overgangs- en slotbepalingen van de voormalige Netcode elektriciteit en Systeemcode elektriciteit. Waar nodig zijn de bepalingen aangepast aan de RfG Verordening.

4 Beoordeling

4.1 Proces

33. De ACM constateert dat het voorstel op 29 april 2018 in een overleg met representatieve organisaties is besproken. In het voorstel is een verslag opgenomen van dit overleg en de indieners hebben in het voorstel aangegeven welke gevolgtrekkingen zij hebben verbonden aan de zienswijzen die organisaties naar voren hebben gebracht. Naar het oordeel van de ACM voldoet het voorstel daarmee aan de vereisten bedoeld in artikel 33, eerste en tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998.
34. De ACM constateert dat het voorstel voor wat betreft de wijziging van de Informatiecode elektriciteit en gas is ingediend namens een representatief deel van de ondernemingen die zich bezighouden met transporteren, leveren of meten van elektriciteit of gas, zoals artikel 54, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 voorschrijft. Dit blijkt uit het feit dat het voorstel is aangenomen in de algemene ledenvergadering van NEDU van 23 mei 2018.

4.2 Implementatie rechtstreeks werkende bepalingen in de RfG Verordening

35. De ACM stelt vast dat met deze codewijziging de gevolgen van de rechtstreeks werkende bepalingen in de RfG Verordening in de Nederlandse codes zijn verwerkt door overeenkomstige bepalingen in de Nederlandse codes te schrappen. In artikel 14.1 is bepaald dat niet alle bepalingen uit hoofdstuk 3 van toepassing zijn op bestaande productie-eenheden. Wat wordt verstaan onder bestaande eenheden volgt uit artikel 4 van de RfG Verordening in combinatie met de besluiten die op grond van dat artikel kunnen worden genomen.
36. De ACM is van oordeel dat het schrappen van deze bepalingen in de codewijziging zoals Netbeheer Nederland dat voorstelt, niet in strijd is met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste en tweede lid, en artikel 55 van de Elektriciteitswet 1998.

4.3 Implementatie eisen van algemene toepassing uit de RfG Verordening

37. De ACM maakt uit het GEN-verslag op dat over twee onderdelen uit het codevoorstel bezwaren zijn geuit door Energie-Nederland. Deze bezwaren gaan ten eerste over de waarde van de frequentiegradiënt zoals bedoeld in het voorgestelde artikel 3.13, tweede lid, van de Netcode elektriciteit. De voorgestelde waarde voor elektriciteitsproductie-eenheden is twee Hertz per seconde gedurende vijfhonderd milliseconden. Ten tweede gaan de bezwaren over de eisen die gesteld worden aan de capaciteit van productie-eenheden om blindvermogen te kunnen leveren en op te nemen. Deze eisen zijn vastgelegd in het voorgestelde artikel 3.18, tweede lid, onderdeel b, onder i, van de Netcode elektriciteit.
38. De ACM is van mening dat de antwoorden die de gezamenlijke netbeheerders tijdens het GEN-overleg hebben gegeven op de bezwaren van Energie-Nederland de ACM onvoldoende informatie geven om te kunnen beoordelen of het codevoorstel voor deze twee onderdelen in lijn is met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste en tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998.
39. De ACM zal daarom voor deze twee onderdelen een informatieverzoek aan Netbeheer Nederland en TenneT doen. Na beantwoording ervan zal de ACM de beoordeling van deze twee onderdelen hervatten. Om te voorkomen dat deze twee onderdelen de vaststelling van de overige onderdelen van dit codevoorstel zullen vertragen, zal de ACM in een afzonderlijke codewijzigingsprocedure hierover beslissen. Daarom zijn de artikelen waarin deze twee onderdelen geregeld worden uit dit codebesluit weggelaten.
40. De ACM is van oordeel dat de overige onderdelen uit dit codevoorstel die dienen ter implementatie van eisen van algemene toepassing uit de RfG Verordening niet in strijd zijn met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste en tweede lid, en artikel 55 van de Elektriciteitswet 1998.

4.4 Implementatie van de SO Verordening

41. De ACM stelt vast dat met deze codewijziging de gevolgen van de rechtstreeks werkende bepalingen in de SO Verordening in de Nederlandse codes zijn verwerkt door overeenkomstige bepalingen in de Nederlandse codes te schrappen.
42. De ACM is van oordeel dat het schrappen van deze bepalingen in de code, zoals Netbeheer Nederland dat voorstelt, niet in strijd is met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36,

eerste en tweede lid, en artikel 55 van de Elektriciteitswet 1998.

4.5 Begrippen

43. De ACM stelt vast dat in het voorgestelde artikel 1.2, vierde tot en met zevende lid, van de Begrippencode elektriciteit vijf begrippen uit de Europese Richtlijnen of Verordeningen niet van toepassing worden verklaard voor de Nederlandse codes. De ACM is van oordeel dat deze wijzigingen in strijd zijn met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste lid, onderdeel i, van de Elektriciteitswet 1998. De ACM is van oordeel dat op grond van Europees recht begrippen uit Europese Richtlijnen en Verordeningen van toepassing zijn in de Nederlandse rechtsorde. Daardoor is het niet mogelijk om bepalingen uit deze Europese regelgeving, waarin definities van begrippen zijn vastgelegd, voor de Nederlandse codes niet van toepassing te verklaren.
44. Daarom neemt de ACM het vierde en tot en met zevende lid van artikel 1.2 niet over. Ten aanzien van het begrip *gesloten distributie systeem* stelt de ACM vast dat de definitie van dit begrip in de Elektriciteitswet 1998 een implementatie is van hetzelfde begrip uit de Richtlijn. Omdat er vanuit de Richtlijn de mogelijkheid bestaat om een begrip nationaal nader in te vullen, geldt binnen de Nederlandse codes de definitie zoals bepaald in de Elektriciteitswet 1998. Ten aanzien van de begrippen *profiel*, *tijd en fout* blijkt uit hun context duidelijk hoe zij gebruikt worden. Het begrip *congestie* is op de juiste manier verwerkt. Omdat het begrip *zekerheid* zoals het wordt gebruikt in artikel 10.11 en 10.12 van de Netcode elektriciteit verwijst naar 'financiële zekerheid' heeft de ACM dat duidelijk gemaakt in deze artikelen.
45. Ook de leden een tot en met drie van artikel 1.2 van de Begrippencode elektriciteit hoeven naar het oordeel van de ACM niet te worden overgenomen. De toepasselijkheid van de begrippen uit de Elektriciteitswet 1998, de Richtlijnen en de Verordeningen volgt immers al uit de wettelijke systematiek.

4.6 Nieuwe opzet Netcode elektriciteit

46. De ACM is van oordeel dat de samenvoeging van de bestaande Netcode elektriciteit en Systeemcode elektriciteit tot een nieuwe Netcode elektriciteit niet in strijd is met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste en tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998.
47. Ten opzichte van het codevoorstel van de gezamenlijke netbeheerders heeft de ACM grammatica, spelling en interpunctie waar nodig gecorrigeerd.
48. Op grond van de uitspraak van 4 september 2002 in zaak nr. AWB 01/400 kunnen het voorgestelde artikel 15.1 en artikel 13 van de Samenwerkingscode niet worden opgenomen in de codes. Daarin is opgenomen dat indien er zich situaties voordoen waarin niet is voorzien in de bepalingen van de code, de netbeheerder bepaalt welke maatregelen nodig zijn. Het CBb heeft in haar uitspraak echter geoordeeld dat de toekenning van een dergelijke vergaande bevoegdheid aan de netbeheerders in strijd is met artikel 36 van de Elektriciteitswet 1998. Daarom heeft de ACM deze twee artikelen geschrapt, onder vernummering van de artikelen die erna volgen. Dit heeft ook geleid tot aanpassing van een verwijzing in de Meetcode elektriciteit.
49. Tevens kon door de gebruikte notatie in het voorstel van de gezamenlijke netbeheerders abusievelijk worden gedacht dat een wijziging ten aanzien van laagspanningsgelijkstroomnetten reeds was vastgesteld, terwijl dit niet het geval was. De ACM heeft deze bepalingen niet overgenomen. De ACM heeft ook de wijzigingen die sinds het indienen van het voorstel zijn vastgesteld in de betreffende codes meegenomen. Ook hebben de gezamenlijke netbeheerders nog een aantal redactionele correcties en verduidelijkingen op het voorstel doorgegeven, die de ACM heeft meegenomen.

5 Zienswijzen

5.1 Tekstuele wijzigingen (Netbeheer Nederland)

50. Netbeheer Nederland stelt in haar zienswijze voor om in artikelen tekstuele wijzigingen door te voeren die niet inhoudelijk van aard zijn. Het gaat om redactionele wijzigingen en om aanpassingen van verwijzingen. Daar waar nodig heeft de ACM de voorgestelde aanpassingen verwerkt in de bepalingen. Ook zijn artikelen 7.4 en 8.1 gewijzigd in verband met de Wet voortgang energietransitie en bijbehorende ministeriële regeling.
51. De verwijzing naar de Handleiding Nestor Elektriciteit actualiseert de ACM niet met deze codewijziging. Dit gebeurt met een besluit op codewijzigingsvoorstel BR-2018-1383 van 20 maart 2018 (dossier ACM/28/032716).
52. De wijzigingen met betrekking tot primaire reserve neemt de ACM ook niet over, omdat deze in een ander codewijzigingsvoorstel worden meegenomen.
53. Netbeheer Nederland merkt ook op dat de citeertitel in het besluit moet worden opgenomen. De

citeertitel is echter al opgenomen in de huidige Netcode elektriciteit. Deze code wordt niet ingetrokken, maar alleen gewijzigd. Hierdoor blijft de huidige citeertitel bestaan.

5.2 Inwerkingtredingstermijn (Netbeheer Nederland)

54. Netbeheer Nederland stelt dat, als het besluit op een willekeurige datum ergens voor 27 april 2019 in werking treedt, er nagedacht moet worden over welke delen van Hoofdstuk 3 direct van toepassing zijn, en welke delen pas per 27 april 2019 in werking treden. Gelet op het besluit van 27 november 2018 in zaak nummer ACM/18/033562 is naar het oordeel van de ACM echter duidelijk voor welke eenheden welke bepalingen uit de Netcode elektriciteit van toepassing zijn. Eenheden als bedoeld in artikel 4, tweede lid, van de RfG Verordening, waarvoor een koopovereenkomst is afgesloten op een datum gelegen tussen twee jaar na inwerkingtreding (17 mei 2018) en drie jaar na publicatie (27 april 2019) worden eveneens beschouwd als bestaande elektriciteitsproductie-eenheden. Dit geldt ook als het gaat om een productie-eenheid die wordt gewijzigd als bedoeld in artikel 4, eerste lid, van de RfG Verordening. Artikel 14 bepaalt vervolgens welke artikelen niet van toepassing zijn op bestaande elektriciteitsproductie-eenheden.

5.3 Zienswijze generatorgrenzen (Netbeheer Nederland)

55. Netbeheer Nederland geeft in haar zienswijze aan dat in het ontwerpbesluit het tweede lid van artikel 3.1 van de Netcode elektriciteit door de ACM is geschrapt. Daardoor is het volgens Netbeheer Nederland onduidelijk tot welke categorie elektriciteitsproductie-eenheden behoren wanneer de maximumcapaciteit van de eenheden exact gelijk is aan 1 of 50 MW. Volgens haar is uit de RfG Verordening niet eenduidig op te maken of de vastgestelde drempelwaarde een ondergrens of een bovengrens is. Daardoor is het onduidelijk in welke categorie deze eenheden worden ingedeeld.
56. Volgens Netbeheer Nederland is het, gelet op het belang van het doelmatig handelen van aangeslotenen en van de goede kwaliteit van dienstverlening van netbeheerders, noodzakelijk dat een eenduidige keuze kan worden gemaakt in welke categorie een eenheid wordt ingedeeld. Daarom doet Netbeheer Nederland het voorstel om in artikel 3.1 een tweede lid op te nemen waaruit volgens haar duidelijk wordt tot welke categorie eenheden behoren waarvan de maximumcapaciteit exact gelijk is aan 1 of 50 MW.

5.3.1 Oordeel ACM

57. In artikel 5, tweede lid, van de RfG Verordening zijn de criteria vastgelegd op basis waarvan de type-indeling voor elektriciteitsproductie-eenheden moet worden uitgevoerd. Daarnaast zijn in artikel 3.1, eerste lid, van de Netcode elektriciteit de minimale drempelwaarden voor de type(n) B, C, en D vastgelegd.
58. De ACM is van oordeel dat de stelling van Netbeheer Nederland, dat het in de RfG Verordening niet duidelijk is tot welke categorie een elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit van exact 1 of 50 MW, niet juist is.
59. Volgens de ACM wordt in artikel 5, tweede lid onderdeel b) en c) uit het tekstgedeelte *‘van minimaal een drempelwaarde van’* duidelijk dat voor die situaties, waarbij de maximumcapaciteit van de elektriciteitsproductie-eenheid overeenkomt met de drempelwaarde, de eenheid behoort tot het betreffende type. Dit betekent dat op grond van genoemde artikelen een elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit van 1 MW behoort tot het type B en een elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit van 50 MW behoort tot het type C.
60. Daarnaast stelt de ACM vast dat op grond van artikel 5, tweede lid onderdeel d), van de RfG Verordening een elektriciteitsproductie-eenheid met een maximumcapaciteit van 60 MW behoort tot het type D.
61. Omdat op grond van artikel 5, tweede lid, van de RfG Verordening en artikel 3.1, eerste lid, van de Netcode elektriciteit al duidelijk is tot welk type een elektriciteitsproductie-eenheid behoort, is het volgens de ACM niet meer noodzakelijk om dit in de Netcode elektriciteit nogmaals vast te leggen. Op grond van de Aanwijzingen voor de regelgeving acht de ACM het niet doelmatig om bepalingen dubbel in regelgeving vast te leggen.

5.4 Blindvermogenvenster (NVDE ea, en Energie Nederland)

62. De NVDE, NWEA en PAWEX maken in een gezamenlijke zienswijze, evenals Energie Nederland, bezwaar tegen de eisen die worden gesteld aan het venster waarbinnen blindvermogen moet worden geleverd en ontvangen. Dit betreft de artikelen 3.18, 3.19, 3.26, 3.29 en 3.30 van de Netcode elektriciteit uit het voorstel en artikel 3.26 van de Netcode elektriciteit uit het ontwerpbesluit. De bezwaren gaan over het brede venster waarbinnen productie-installaties van type B, C en D blindvermogen moeten kunnen leveren. Daardoor moeten productie-installaties van dit type in alle situaties in staat zijn om blindvermogen te leveren. De partijen geven aan dat:

- a. Generatoren hiervoor niet ontworpen zijn.
 - b. Het toepassen van een transformator met een stappenschakelaar, om aan de blindstroomeisen te voldoen, heeft praktische bezwaren.
 - c. Tijdens windstilte de generator van een windproductie-eenheid helemaal geen vermogen kan leveren. In zo'n situatie kan dit alleen via de omvormer van het type 'full converter' geleverd worden. Voor parkoperatoren is dit ongunstig wegens de hoge investeringen.
 - d. De eisen aan het blindstroomvenster uit het voorstel strenger zijn dan in andere Europese landen. Deze eis leidt daarmee tot een beperking van de concurrentie.
 - e. De eisen aan het blindstroomvenster in het voorstel voor windparken op land strenger zijn dan voor windparken op zee.
 - f. De mogelijkheid om blindvermogen te kunnen leveren in de praktijk bijna nooit wordt benut.
 - g. De noodzaak voor het leveren van de voorgestelde hoeveelheden blindvermogen zeer lokaal is gebonden.
63. De partijen stellen in hun zienswijze vragen over de blindstroomvensters in de artikelen 3.26 en 3.34 van de Netcode elektriciteit. Daarnaast hebben ze vragen gesteld over de wijze waarop de vergoeding van blindstroom geregeld wordt.
64. De partijen vinden de eisen aan de blindstroomvensters in de artikelen 3.18, 3.19 en 3.26 van de Netcode elektriciteit niet proportioneel en stellen dat deze de marktwerking beperken. De partijen doen de volgende voorstellen om de eisen aan te passen:
- a. Voor die regio's waar een grotere behoefte bestaat aan blindvermogen vinden zij het efficiënter dat de netbeheerder het blindvermogen levert en de kosten die hiervoor gemaakt worden in de tarieven gesocialiseerd worden.
 - b. Het gelijktrekken van de blindvermogen-eisen op land met die voor offshore power park modules zoals bedoeld in artikel 3.34 van de Netcode elektriciteit.
 - c. Een vermindering van blindvermogen toe te staan bij een verlaagde spanning als dit voor de stabiliteit van het net mogelijk is. Ze geven aan dat binnen de Duitse en Franse richtlijnen een 5% actieve vermogensvermindering toegestaan wordt.
65. De partijen brengen in hun zienswijze in herinnering dat de ACM nog aanvullend onderzoek uitvoert naar blindvermogen en daarom artikel 3.19 niet heeft opgenomen in het ontwerpbesluit. Dit artikel gaat over de eisen voor type B productie-installaties. De partijen geven aan dat hun bezwaren ook gelden voor type C en type D productie-installaties. De eisen voor de typen zijn vastgelegd in artikel 3.26. Partijen doen het voorstel om, hangende het onderzoek, de eisen in artikel 3.26 voorlopig niet vast te stellen.

5.4.1 Vermogenshersteltijd

66. De partijen geven aan dat in artikel 3.19, zevende lid, uit het voorstel eisen zijn vastgelegd voor de tijd waarbinnen het vermogensherstel van een elektriciteitsproductie-eenheid na een spanningsval moet zijn uitgevoerd. Zij maken bezwaar tegen de onvoorwaardelijke eis dat het vermogensherstel altijd binnen 500 milliseconden (ms) moet zijn uitgevoerd. Ze geven aan dat dubbel-gevoede asynchrone generatoren hier niet aan kunnen voldoen omdat er een directe koppeling tussen de spanning in het net en de machine bestaat. Spanningsdips hebben daardoor directe invloed op de mechanische lasten. Ze doen het voorstel om de verplichting te schrappen en te vervangen door een hersteltijd die afhankelijk is van het spanningsniveau van waaruit het herstel moet plaatsvinden. Ze stellen voor om het snelle vermogensherstel van 500 ms alleen voor spanningsdips tot 20% restspanning te vereisen en tussen 0% en 20% restspanning een langere hersteltijd toe te staan.

5.4.2 Foutstroom

67. De partijen geven aan dat in artikel 3.19, zesde lid, uit het voorstel eisen zijn vastgelegd over de foutstroom die mag optreden bij generatoren. Ze vragen een nadere onderbouwing van de gestelde eisen omdat zij zelf geen noodzaak zien voor deze eisen. Ze doen alvast een tekstvoorstel om de bepaling te wijzigen.

5.5 Inwerkingtredingstermijn blindstroom

68. De in paragraaf 5.4 genoemde partijen geven aan dat met het besluit van 27 november 2018¹⁴ productie-installaties die zijn aangeschaft voor 27 april 2019 als bestaand worden beschouwd. Dit geeft duidelijkheid voor een aantal projecten die momenteel in ontwikkeling zijn en waarvoor tot nu toe onduidelijk was aan welke eisen deze installaties moesten gaan voldoen. Doordat bepaalde onderwerpen uit deze codewijziging nog niet worden vastgesteld en hierover op een later tijdstip

¹⁴ Besluit als bedoeld in artikel 4, tweede lid, van de RfG Verordening en artikel 4, tweede lid, van de DCC Verordening RfG Verordening, Kenmerk: ACM/UIT/502867

zal worden besloten, blijft er voor nog te ontwikkelen projecten onduidelijkheid bestaan over de technische eisen waar de installaties aan moeten voldoen. Dit geldt volgens partijen met name voor de blindstroom-eisen. Om partijen voldoende in de gelegenheid te stellen zich te kunnen aanpassen aan de blindstroom-eisen, stellen zij voor om na de vaststelling van deze eisen een inwerkingtredingstermijn te hanteren van zes tot twaalf maanden.

5.5.1 Oordeel ACM

69. De ACM stelt vast dat deze zienswijzen samenhangen met het onderzoek dat zij op dit moment uitvoert naar de blindstroom-eisen in de artikelen 3.18 en 3.19 van de Netcode elektriciteit. Dit is voor de ACM aanleiding geweest om de artikelen 3.18 en 3.19 uit dit codebesluit weg te laten. Gelet op deze samenhang zal de ACM deze zienswijzen betrekken bij dit onderzoek. Omdat dit onderzoek nog niet is afgerond kan de ACM op dit moment niet beoordelen of de gestelde eisen in artikel 3.26 van de Netcode elektriciteit in lijn zijn met de belangen, regels en eisen bedoeld in artikel 36, eerste en tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998. Om te voorkomen dat de beoordeling van artikel 3.26 van de Netcode elektriciteit de vaststelling van de overige onderdelen van dit codevoorstel gaat vertragen, zal de ACM in een afzonderlijke codewijzigingsprocedure hierover beslissen. Daarom is artikel 3.26 uit dit codebesluit weggelaten.

5.6 Zienswijze VEMW

5.6.1 Begrippen en tekstuele opmerkingen en oordeel daarover van de ACM

70. VEMW heeft opmerkingen gemaakt over de volgende begrippen:
- Aansluit- en transportovereenkomst. VEMW wijst erop dat bij het begrip ‘aansluitovereenkomst’ (wat wordt verwijderd) ook stond: *Specifieke technische en commerciële voorzieningen met betrekking tot het netaansluitpunt en het gebruik van het net zijn opgenomen*. De ACM constateert echter dat er in de praktijk geen ‘aansluitovereenkomsten’ zijn. Het begrip ‘aansluit- en transportovereenkomst’ wordt inhoudelijk niet gewijzigd: alleen ‘elektriciteitsnet’ wordt vervangen door ‘net’.
 - Hoogspanningsnet. VEMW vraagt zich af of de begripsomschrijving niet korter kan. Volgens de ACM is de zinsnede ‘als zodanig wordt bedreven’ echter noodzakelijk omdat een verbinding niet altijd wordt bedreven op het spanningsniveau waarvoor die is ontworpen en gebouwd. Daarnaast is hiermee aangesloten bij de bestaande definities van laag- en middenspanningsnet, waarin dezelfde frase ‘als zodanig wordt bedreven’ wordt gehanteerd.
 - Aansluiting: VEMW vraagt waarom dit begrip vervalft. De ACM stelt hierop dat dit begrip vervalft omdat het al in artikel 1, onder b, van de Elektriciteitswet 1998 is opgenomen.
 - Afnemer: De ACM begrijpt de zienswijze van VEMW aldus dat zij betoogt dat het begrip ‘afnemer’ gedefinieerd moet blijven omdat het nog in verschillende bepalingen in de codes wordt gebruikt. De ACM merkt op dat ‘afnemer’ is gedefinieerd in artikel 1, eerste lid, onder c, van de Elektriciteitswet 1998.
 - Gesloten distributiesysteem: VEMW is tegen de verwijdering van dit begrip omdat in de huidige term werd gespecificeerd dat een GDS ‘maximaal 500 huishoudens’ voorziet van elektriciteit. Naar het oordeel van de ACM wijzigt dit begrip inhoudelijk niet, omdat ook uit artikel 15 van Elektriciteitswet 1998 volgt dat het gaat om maximaal 500 huishoudens.
 - Landelijk hoogspanningsnet: VEMW vraagt waarom het begrip is verwijderd. De ACM verwijdert dit begrip omdat het in artikel 1, onder j, van de Elektriciteitswet 1998 is opgenomen.
 - Leveringszekerheid: VEMW meent dat dit begrip niet kan worden verwijderd. Zij stelt dat het overeenkomende Europese begrip is: ‘Zekerheid: zowel de zekerheid van de levering en de voorziening van elektriciteit als de technische beveiliging.’ Ze stelt dat dit onhandig is, gezien hoe veelvoorkomend het woord is. Dit begrip kan naar het oordeel van de ACM worden verwijderd omdat zekerheid in de code wordt gebruikt in de zin van het Europese begrip. Als er een andere ‘zekerheid’ wordt bedoeld, is dit duidelijk uit de context en is bijvoorbeeld ‘financiële’ aan het begrip toegevoegd.

5.6.2 Overige opmerkingen en reactie ACM

71. VEMW verzoekt een toelichting op de wijziging van artikel 2.11. Dit artikel is gewijzigd, maar deze wijziging is beleidsneutraal en hier is alleen beoogd om het artikel actief te formuleren.
72. In artikel 2.12 was een zinsdeel verwijderd. VEMW heeft verzocht dit zinsdeel terug te plaatsen en de ACM heeft dit gedaan.
73. Bij artikel 2.15 verzoekt VEMW om een definitie van ‘ontoelaatbare hinder’. De ACM stelt dat dit onderdeel is van een andere codewijziging, namelijk de codewijziging ‘Snelle spanningsvariaties’, BR-16-1178 van 16 juni 2016 (dossier 16.0622.53).
74. De wijziging van artikel 2.22 maakt naar het oordeel van VEMW de inhoud onduidelijker. Naar het oordeel van de ACM maakt de wijziging het artikel juist duidelijker en uniformer. Het nu aange-

- haalde begrip 'aansluiting' is gedefinieerd in de Elektriciteitswet 1998.
75. VEMW stelt dat in artikel 2.30, vijfde lid, ten onrechte 'verzoek' is gewijzigd in 'opdracht'. Naar het oordeel van de ACM is echter sprake van een beleidsneutrale wijziging omdat in het vierde lid, waarnaar het vijfde lid verwijst, wordt vermeld dat netbeheerders de aangeslotene 'kunnen opdragen'. Het wijzigen van 'verzoek' in 'opdracht' zorgt dus voor consistentie met het vierde lid.
 76. In het eerste artikel van paragraaf 5.2 is de zinsnede 'voor zover van toepassing op het spanningsniveau waarop het gesloten distributiesysteem aangesloten is op het net van de netbeheerder' teruggeplaatst vanwege de opmerking van VEMW hierover. Het is niet de bedoeling dit artikel inhoudelijk te wijzigen.
 77. VEMW heeft een opmerking over het laatste artikel van hoofdstuk 5. De ACM is van mening dat dit artikel hetzelfde beschrijft als het oorspronkelijke artikel. Dit artikel wordt niet inhoudelijk gewijzigd.
 78. De opmerking bij artikel 7.1 betreft een opmerking over de bestaande tekst. Indien VEMW dit artikel wil wijzigen, kan zij dit via het GEN aan de ACM voorleggen.
 79. VEMW merkt terecht op dat er in artikel 7.3 en 7.5 wijzigingen werden doorgevoerd die niet uit het codewijzigingsvoorstel volgen. Deze wijzigingen zijn teruggedraaid.
 80. Bij hoofdstuk 9 en de Tarievcodes merkt VEMW op dat de wijziging van transportbeperking in 'fysieke congestie' erop neerkomt dat netbeheerders niet moeten controleren of er contractuele congestie te verwachten is. De ACM begrijpt de zorg van VEMW maar is van oordeel dat er geen inhoudelijke wijziging aan de orde is: Fysieke congestie sluit aan op de bepalingen in de Europese Verordeningen. 'Transportbeperkingen' is minder geschikt; een transportbeperking is immers een maatregel die een netbeheerder oplegt om fysieke congestie te voorkomen. Het doel is niet om transportbeperkingen op te lossen, maar de fysieke congestie. VEMW geeft aan dat de wijziging kan impliceren dat contractuele congestie niet onder fysieke congestie valt. Los van het feit dat de bestaande tekst van de Netcode elektriciteit eveneens 'contractuele schaarste' niet noemt, is de ACM ook van mening, zoals ook beschreven in het visiedocument transportschaarste uit 2009, dat contractuele congestie geen reden is voor een weigering om transport aan te bieden zoals bedoeld in artikel 24, tweede lid, E-wet. Daarom hoeft 'contractuele congestie' ook niet expliciet benoemd te worden.
 81. VEMW merkt bij artikel 9.2 op dat de verplichting voor de landelijk netbeheerder tot het controleren van transportbeperkingen voor direct op het hoogspanningsnet aangeslotenen, lijkt te vervallen. De ACM wijst er op dat de verplichting voor de landelijk netbeheerder in artikel 23, derde en vierde lid, van de SO Verordening is opgenomen.
 82. De ACM heeft de opmerking van VEMW bij artikel 13.6 dat 'brandstoftype' moet worden vertaald naar 'primaire energiebron' overgenomen.
 83. VEMW merkt terecht op dat er een tabel in Bijlage 2, bij artikel 10.23 ontbreekt, de ACM heeft deze tabel teruggeplaatst en de begrippen geactualiseerd ('klant' vervangen door 'aangeslotene').

5.7 Zienswijze Energie Nederland

5.7.1 Begrippen en tekstuele opmerkingen en oordeel daarover van de ACM

84. Energie Nederland heeft opmerkingen gemaakt over de volgende begrippen:
 - Programmaverantwoordelijkheid en programmaverantwoordelijke register: Volgens Energie Nederland moeten deze begrippen worden omgeschreven naar BRP en BRPregister. De ACM wijst erop dat dit in een ander codewijzigingsvoorstel aan de orde komt, namelijk het codewijzigingsvoorstel naar aanleiding van artikel 18 van de EB Verordening. Daarom hoeft dat niet in dit voorstel te worden meegenomen.
 - Aangeslotene: Energie Nederland stelt voor om dit begrip in toevoegen, maar de ACM stelt dat dit begrip al is opgenomen in de Begrippencode elektriciteit.
 - Middenspanningsnet: Energie Nederland wijst erop het dit begrip niet is gedefinieerd, maar de ACM merkt op dat dit begrip in de Begrippencode elektriciteit is opgenomen.
85. ACM heeft naar aanleiding van opmerkingen van Energie Nederland de volgende tekstuele wijzigingen doorgevoerd:
 - De titel van paragraaf 2.5 is aangepast overeenkomstig het verzoek van Energie Nederland, alsmede de tekst van artikel 2.36, tweede lid, onder c, aangezien de Netcode elektriciteit geen bepalingen voor laagspanningsgelijkstroomnetten kent.
 - De ACM heeft in artikel 3.2 'type' veranderd in 'model' omdat Energie Nederland terecht stelde dat niet duidelijk was wat werd bedoeld met 'hetzelfde type'.
 - Energie Nederland merkt terecht op dat het derde lid, van artikel 3.11 niet bestaat. De ACM heeft de verwijzing in artikel 3.12, derde lid, daarop aangepast.
 - Energie Nederland merkt terecht op dat de voorgestelde tekst van artikel 3.17, achtste lid, onder d, niet eenduidig is. De ACM heeft de tekst gewijzigd.
 - Bij artikel 2.24, tweede lid, onder a, heeft Energie Nederland terecht opgemerkt dat de eenheid ontbreekt. De ACM heeft hier 'Hz' toegevoegd.
 - In artikel 19.1 is 'aangeslotenen' vervangen door: 'aangeslotene'.

5.7.2 Uitzonderingen voor 'net op net' en oordeel daarover van de ACM

86. Energie Nederland stelt dat artikelen 2.14 en 2.15 ook moeten gelden tussen netten onderling. Artikel 2.1, tweede lid, maakt hierop ten onrechte een uitzondering. Datzelfde geldt volgens Energie Nederland voor artikel 2.24, tweede lid, waarin ten onrechte de artikelen 2.27 en 2.28 worden uitgezonderd voor net op net.
87. De ACM merkt op dat de artikelen 2.14 en 2.15 waren opgenomen in paragraaf 2.1.4 en 2.1.5 van de oude Netcode elektriciteit. Deze artikelen zijn óók niet van toepassing op 'net op net'-verbindingen, gelet op artikel 2.8.1.1 van de oude Netcode elektriciteit. Het betreft dus een beleidsneutrale wijziging. Hetzelfde geldt voor de artikelen 2.27 en 2.28. Deze waren opgenomen in paragraaf 2.1.5 en dus al uitgezonderd voor de 'net op net'-verbindingen.

5.7.3 Opmerkingen over de tekst van de Begrippencode elektriciteit en de Netcode elektriciteit zoals die al luiden

88. De opmerkingen bij de volgende begrippen en artikelen gaan over de tekst van de Begrippencode elektriciteit en de Netcode elektriciteit zoals die al luiden. Als Energie Nederland hierin wijzigingen wil, verzoekt de ACM deze wijzigingen via het GEN aan de ACM voor te leggen.
 - De begrippen: Aanspreeksnelheid, Elektronisch berichtenverkeer, en Grootchalige storing.
 - Artikel 2.18, artikel 2.25, artikel 2.36, artikel 3.3, vierde lid, aanhef, artikel 3.8, artikel 3.10, derde lid, artikel 3.14, tweede lid, onder d, artikel 3.15, artikel 3.20, eerste lid, artikel 3.21, artikel 5.1, artikel 9.4, eerste lid, 9.12, eerste lid, onder b, 9.14, eerste en tweede lid, 15.1, tweede en derde lid.

5.7.4 Andere opmerkingen

89. Energie Nederland merkt bij artikel 3.10, tweede lid, op dat dit tweede lid ten onrechte beperkt is tot de synchrone elektriciteitsproductie-eenheid. De opmerking is terecht en de ACM heeft dit artikel gewijzigd en het ook van toepassing verklaard op de niet-synchrone eenheid. Energie Nederland vraagt ook wat 'ontoelaatbare elektrische slingeringen' zijn, maar dit onderdeel is overgenomen uit de Netcode zoals die al luidt.
90. Energie Nederland merkt op dat de term 'besturingssystemen' een vertaalfout in de RfG Verordening is. De ACM merkt op dat de Franse en Duitse Verordeningen vergelijkbare termen kennen als de Nederlandse (systèmes de contrôle-commande en Regelsysteme). Daarom kan niet worden geconcludeerd dat dit een vertaalfout was. De ACM heeft deze term dan ook laten staan.
91. Energie Nederland merkt bij artikel 3.15 op dat de benoemde beperking (kleiner dan 110 kV) discriminerend werkt omdat elektriciteitsproductie-eenheden van het type A, B en C beperkt mogen deelnemen aan de blindvermogensmarkt. Dit in tegenstelling tot elektriciteitsproductie-eenheden van het type D. De ACM wijst er in dit verband op dat artikelen 3.18 en 3.19 (die zien op eenheden van het type D) nog niet zijn opgenomen in de code. Bij de vaststelling van deze artikelen zal de ACM beoordelen of sprake is van discriminatie.
92. Naar aanleiding van de opmerking van Energie Nederland bij artikel 3.22 en 14.5 heeft de ACM bijlage 4 bij de oude Systemcode weer toegevoegd, zodat de bestaande eisen gelden voor bestaande eenheden. De ACM heeft daarvoor ook artikelen 14.1, vierde lid, 14.4, derde lid, onderdeel b, en artikel 14.5, elfde lid, gewijzigd. Voor nieuwe eenheden is artikel 3.31 in combinatie met titel IV van de RfG Verordening van toepassing.
93. Energie Nederland heeft bezwaren tegen de eisen in artikel 3.28, eerste lid, van de Netcode elektriciteit over de tijdsperiode waarbinnen elektriciteitsproductie-eenheden in staat zijn met het netwerk verbonden te blijven in het geval van gelijktijdige overspanning en onder-frequentie of gelijktijdige onderspanning en over-frequentie. Energie Nederland geeft aan dat door fysieke beperkingen van transformatoren en generatoren kortere tijdsperiodes gewenst zijn waardoor deze componenten kleiner gedimensioneerd kunnen worden en de energieverliezen in deze componenten lager zijn. Hoge netverliezen vindt Energie Nederland in strijd met artikel 16, eerste lid onderdeel c, van de Elektricitwet 1998.
94. Energie Nederland doet het voorstel om een extra bepaling aan artikel 3.28 toe te voegen waarin deze periode beperkt wordt. Er wordt daarbij aangegeven dat artikel 16, tweede lid onderdeel (a) onderdeel ii, van de RfG Verordening deze ruimte biedt.
95. De ACM is van mening dat enerzijds het toestaan van kortere perioden waarbinnen transformatoren en generatoren met het net verbonden moeten zijn, de betrouwbaarheid van het functioneren van de elektriciteitsvoorziening kan verslechteren. Anderzijds is de ACM van oordeel dat, gelet op het belang van het doelmatig handelen van afnemers, over-dimensionering van componenten zoveel mogelijk moet worden voorkomen. Daarbij stelt de ACM vast dat de RfG Verordening ruimte biedt voor het vaststellen van kortere perioden. De ACM is van oordeel dat de voorgestelde toevoeging van een extra lid aan artikel 3.28 in lijn is met de belangen zoals bedoeld in artikel 36, eerste lid, van de Elektricitwet 1998. De ACM voegt daarom een nieuw lid 7 toe aan artikel 3.28 van de Netcode elektriciteit.



Bij artikel 3.28, zesde lid, heeft de ACM 'synchronisatieapparatuur' gewijzigd in 'instellingen van de synchronisatieapparatuur' naar aanleiding van de opmerking van Energie Nederland. De andere taalversies van de RfG Verordening bevatten vergelijkbare woorden en in de Nederlandse versie lijken deze woorden ten onrechte niet overgenomen.

*De Autoriteit Consument en Markt,
namens deze:
F.J.H. Don
bestuurslid*