



energiavirasto energimyndigheten

Tämä on Energiaviraston sähköisesti allekirjoittama asiakirja.
Detta är ett dokument som har signerats elektroniskt av
Energimyndigheten.

This is a document that has been electronically signed by the
Energy Authority.

Asiakirjan päivämäärä on:

Dokumentet är daterat: 14.01.2019

The document is dated:

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Nimi / Namn / Name: SÄNTTI JORI VALTTERI

Pvm / Datum / Date: 14.01.2019

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 14.01.2019

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Tämä paketti koostuu seuraavista osista:

- Kansilehti (tämä sivu)
- Alkuperäinen asiakirja tai alkuperäiset asiakirjat
- Sähköiset allekirjoitukset. Nämä eivät ole näkyvillä tässä asiakirjassa, mutta ne on yhdistetty siihen sähköisesti.



Tämä asiakirja on sinetöity sähköisellä allekirjoituksella.
Sinetti takaa asiakirjan aitouden.

[Allekirjoitettu asiakirja alkaa seuraavalta sivulta. >](#)



Detta paket består av följande delar:

- Titelblad (denna sida)
- Originaldokument
- Elektroniska signaturer. Dessa syns inte i detta dokument, med de är elektroniskt integrerade i det.



Detta dokument har försetts med sigill genom elektronisk signatur.
Sigillet garanterar dokumentets äkthet.

[Det signerade dokumentet börjar på nästa sida. >](#)



This document package contains:

- Front page (this page)
- The original document(s)
- The electronic signatures. These are not visible in the document, but are electronically integrated.



This file is sealed with a digital signature.
The seal is a guarantee for the authenticity of the document.

[THE SIGNED DOCUMENT FOLLOWS ON THE NEXT PAGE >](#)

Tämä asiakirja on sähköisesti allekirjoitettu EU-direktiivin [1999/93/EY] mukaisella allekirjoituksella.

Detta dokument innehåller elektroniska signaturer enligt EU-direktivet [1999/93/EG] om ett gemenskapsramverk för elektroniska signaturer.

This document contains electronic signatures using EU-compliant PAdES - PDF Advanced Electronic Signatures [Directive 1999/93/EC]

Fingrid Oyj
PL 503
00101 Helsinki

Fingrid Oyj:n ehdotus Nordic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä 16.3.2018

Päätös Fingrid Oyj:n toimittamaan ehdotukseen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Nordic kapasiteetin laskenta-alueella

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

16.3.2018

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n 13.11.2018 toimittaman ehdotuksen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Nordic kapasiteetin laskenta-alueella.

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

Selostus asiasta

Fingridin toimittama ehdotus

Fingrid Oyj (jäljempänä myös Fingrid) toimitti kapasiteetin jakamista ja ylikuormituksen hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamisesta annetun Euroopan komission asetuksen (EU) 2015/1222 (jäljempänä myös CACM suuntaviivat) 74 artiklan 1 kohdan mukaisesti vahvistettavaksi ehdotuksen Nordic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Energiavirastoon 16.3.2018.

CACM suuntaviivojen 74 artiklan 1 kohdan mukaisesti Fingrid toimitti ehdotuksen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä 16 kuukauden kuluessa 15 artiklan 1 kohdan mukaisen kapasiteetin laskenta-alueiden määrittämiseen liittyvän ehdotuksen hyväksymisestä.



CACM suuntaviivojen 74 artiklan mukaiseen kustannustenjakomenetelmään on sisällyttävä sellaisiin toimiin liittyviä kustannustenjakoratkaisuja, joilla on rajat ylittävää merkitystä, ja ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannukset, jotka voidaan jakaa asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken, on määritettävä läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla.

Ehdotuksen käsittely

CACM suuntaviivojen 9 artiklan 10 kohdan mukaan, jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää useamman kuin yhden sääntelyviranomaisten päätöstä, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on kuultava toisiaan, tehtävä tiivistä yhteistyötä ja koordinoitava toimiaan sopimukseen pääsemiseksi. Sääntelyviranomaisten on tehtävä ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun viimeinen asianosainen sääntelyviranomaisen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät. CACM suuntaviivojen 9 artiklan 13 kohdan mukaisesti sääntelyviranomaiset voivat pyytää siirtoverkonhaltijoita muuttamaan niiden toimittamia ehdotuksia. CACM suuntaviivojen 9 artiklan 12 kohdan mukaisesti asianomaisella siirtoverkonhaltijalla on täydennyspyynnön saatuaan kaksi kuukautta aikaa toimittaa muutettu ehdotus asianomaiselle sääntelyviranomaiselle.

Energiavirasto järjesti julkisen kuulemisen Fingridin 16.3.2018 toimittamasta menetelmästä, mutta ei saanut siihen lausuntoja sidosryhmiltä. Energiavirasto, sekä muut Nordic kapasiteetin laskenta-alueen kansalliset sääntelyviranomaiset tulivat ehdotuksen arvioinnin seurauksena yhteiseen tulokseen siitä, että menetelmää täytyy muuttaa ennen kuin se voidaan hyväksyä. Energiavirasto pyysi 14.9.2018 Fingridiä muuttamaan ehdotustaan Nordic kapasiteetinlaskenta-alueen sääntelyviranomaisten yhteisesti sopiman muutospyyntönsä mukaisesti.

Energiavirasto katsoi, että ehdotettu menetelmä ei kuvaa kustannustenjakoa riittävän selkeästi, ja että menetelmän määrittelyt kaipaavat tarkennusta. Mainitun lisäksi Energiavirasto pyysi muutospyyntönsä selvennettävän terminologiaa, implementointiaikataulua sekä korjaamaan kirjoitusvirheitä.

Muutettu ehdotus ja sen käsittely

Fingrid toimitti muutetun ehdotuksen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä Energiavirastoon 13.11.2018 CACM suuntaviivojen mukaisessa aikataulussa kahden kuukauden kuluessa sääntelyviranomaisten vaatimusten esittämisestä.

Energiavirasto, sekä muut Nordic kapasiteetin laskenta-alueen kansalliset sääntelyviranomaiset tulivat muutetun ehdotuksen arvioinnin seurauksena yhteiseen tulokseen siitä, että ehdotus vastaa muutospyyntönsä edellytyksiin.

Energiaviraston toimivalta

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY 35 artiklan mukaan kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi kansallinen sääntelyviranomaisen kansallisella tasolla.



Lain Energiavirastosta (870/2013) 1 §:n 2 momentin mukaan Energiavirasto hoitaa kansalliselle sääntelyviranomaiselle kuuluvat tehtävät, joista säädetään:

3) sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta annetun Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY, jäljempänä sähkömarkkinadirektiivi, nojalla annetuissa, suuntaviivoja koskevissa komission asetuksissa tai päätöksissä.

Asiaan liittyvä lainsäädäntö

Komission asetukset (EU) 2015/1222 kapasiteetin jakamista ja ylikuormituksen hallintaa koskevien suuntaviivojen vahvistamisesta

CACM suuntaviivojen 3 artiklan mukaan:

”Tämän asetuksen tavoitteena on

- a) edistää tehokasta kilpailua sähkön tuotannossa, kaupassa ja toimittamisessa;
- b) varmistaa siirtoinfrastruktuurin optimaalinen käyttö;
- c) varmistaa käyttövarmuus;
- d) optimoida alueiden välisen kapasiteetin laskenta ja jakaminen;
- e) varmistaa siirtoverkonhaltijoiden, nimitettyjen sähkömarkkinaoperaattoreiden, viraston, sääntelyviranomaisten ja markkinaosapuolten oikeudenmukainen ja syrjimätön kohtelu;
- f) varmistaa tietojen avoimuus ja luotettavuus ja parantaa niitä;
- g) edistää Euroopan sähkönsiirtoverkon ja sähköalan tehokasta toimintaa ja kehittämistä pitkällä aikavälillä;
- h) ottaa huomioon tarve taata oikeudenmukaiset ja säännönmukaisesti toimivat markkinat sekä oikeudenmukainen ja säännönmukainen hinnanmuodostus;
- i) luoda tasapuoliset toimintaedellytykset nimitetyille sähkömarkkinaoperaattoreille;
- j) tarjota syrjimätön pääsy alueiden väliseen kapasiteettiin.”

CACM suuntaviivojen 9 artiklan mukaan:

”7. Seuraavia ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeville ehdotuksille tarvitaan asianomaisen alueen kaikkien sääntelyviranomaisten hyväksyntä:

- h) 74 artiklan 1 kohdan mukainen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vasta-kaupan kustannustenjakomenetelmä.



10. Jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää useamman kuin yhden sääntelyviranomaisten päätöstä, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on kuultava toisiaan, tehtävä tiivistä yhteistyötä ja koordinoitava toimiaan sopimukseen pääsemiseksi. Toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on soveltuviissa tapauksissa otettava huomioon viraston lausunto. Sääntelyviranomaisten on tehtävä 6, 7 ja 8 kohdan mukaisesti ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun sääntelyviranomainen tai, soveltuviissa tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomainen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät.

13. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen laatimisesta vastaavat siirtoverkonhaltijat tai nimitetyt sähkömarkkinaoperaattorit ja niiden hyväksymisestä 6, 7 ja 8 kohdan mukaisesti vastaavat sääntelyviranomaiset voivat pyytää näiden ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista.

Ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista koskevista ehdotuksista on järjestettävä kuuleminen 12 artiklassa säädetyn menettelyn mukaisesti, ja ehdotukset on hyväksyttävä tässä artiklassa säädetyn menettelyn mukaisesti.”

CACM suuntaviivojen 74 artiklan mukaan:

”1. Kunkin kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 16 kuukauden kuluttua kapasiteetin laskenta-alueita koskevan päätöksen tekemisestä laadittava ehdotus ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannusten jakamista koskevasta yhteisestä menetelmästä.

2. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmään on sisällyttävä sellaisiin toimiin liittyviä kustannustenjakoratkaisuja, joilla on rajat ylittävää merkitystä.

3. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannukset, jotka voidaan jakaa asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken, on määritettävä läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla.

4. Ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmässä on vähintään

a) määriteltävä, mitkä sellaiset kustannukset, jotka ovat aiheutuneet kapasiteetin laskennassa huomioon otettujen kustannuksia aiheuttavien korjaavien toimenpiteiden käytöstä, kun tällaisten toimien käytölle on vahvistettu yhteiset puitteet, voidaan jakaa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden kesken 20 ja 21 artiklassa määritellyn kapasiteetin laskentamenetelmän mukaisesti;

b) määriteltävä, mitkä sellaiset kustannukset, jotka ovat aiheutuneet ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vastakaupan käytöstä alueiden välisen kapasiteetin sitovuuden takaamiseen, voidaan jakaa kapasiteetin laskenta-alueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden kesken 20 ja 21 artiklassa määritellyn kapasiteetin laskentamenetelmän mukaisesti;



c) laadittava säännöt a ja b alakohdassa määriteltyä alueen laajuista kustannusten jakamista varten.

5. Edellä olevan 1 kohdan mukaisesti kehitettyyn menetelmään on sisällyttävä

a) mekanismi, jonka avulla varmennetaan ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn tai vastakaupan todellinen tarve asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken;

b) jälkiseurantamekanismi, jolla seurataan kustannuksia aiheuttavien korjaavien toimenpiteiden käyttöä;

c) mekanismi, jolla arvioidaan korjaavien toimenpiteiden vaikutuksia käyttövarmuuden ja taloudellisten kriteerien pohjalta;

d) prosessi, joka mahdollistaa korjaavien toimenpiteiden parantamisen;

e) prosessi, joka mahdollistaa kunkin kapasiteetin laskenta-alueen seurannan toimivaltainen sääntelyviranomaisten toimesta.

6. Edellä olevan 1 kohdan mukaisesti kehitetyn menetelmän on lisäksi

a) tarjottava kannustimia ylikuormituksen hallintaan, mukaan lukien korjaavat toimenpiteet, sekä kannustimia tehokkaisiin investointeihin;

b) oltava yhteensopiva asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden vastuiden ja korvausvelvollisuuksien kanssa;

c) taattava kustannusten ja hyötyjen tasapuolisen jakaminen asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden kesken;

d) oltava yhteensopiva muiden asiaan liittyvien mekanismien kanssa, mukaan lukien vähintään seuraavat: i) edellä olevassa 73 artiklassa määritelty pullonkaulatulojen jakamisen menetelmä; ii) asetuksen (EY) N:o 714/2009 13 artiklassa ja komission asetuksessa (EU) N:o 838/2010 (1) määritelty siirtoverkonhaltijoiden välinen korvausmekanismi;

e) helpotettava yleiseurooppalaisen yhteenliitetyn verkon tehokasta toimintaa ja kehittämistä pitkällä aikavälillä ja edistettävä yleiseurooppalaisten sähkömarkkinoiden tehokasta toimintaa;

f) helpotettava asetuksen (EY) N:o 714/2009 16 artiklassa määriteltyjen ylikuormituksen hallintaa koskevien yleisten periaatteiden noudattamista;

g) mahdollistettava kohtuullinen taloudellinen suunnittelu;

h) oltava yhteensopiva vuorokausimarkkinoiden ja päivänsisäisten markkinoiden aikavälien kesken; ja

i) noudatettava avoimuuden ja syrjimättömyyden periaatteita. ”

Perustelut

Fingrid Oyj toimitti muutetun ehdotuksen Nordic kapasiteetin laskenta-alueen ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannustenjakomenetelmästä 13.11.2018.

CACM suuntaviivojen mukaan, jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää useamman kuin yhden sääntelyviranomaisten päätöstä, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on kuultava toisiaan, tehtävä tiivistä yhteistyötä ja koordinoitava toimiaan sopimukseen pääsemiseksi. Energiavirasto on tätä päätöstä valmisteltaessa tehnyt tiivistä yhteistyötä ja koordinoinut toimiaan muiden Nordic kapasiteetin laskenta-alueen toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa. Energiaviraston päätös noudattaa alueen sääntelyviranomaisten yhteisesti sopimaa linjaa, joka on esitetty tämän päätöksen liitteinä olevassa dokumentissa "Approval by Capacity Calculation Region Nordic Regulatory Authorities of Capacity Calculation Region Nordic TSO proposal for methodology pursuant to Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 14 January 2019".

Energiavirasto katsoo, että Fingridin 13.11.2018 toimittama muutettu ehdotus täyttää alueen sääntelyviranomaisten yhteisessä muutospyyntöissä edellytetyt vaatimukset. Energiavirasto katsoo myös, että menetelmään sisältyy toimia, joilla on rajat ylittävää merkitystä ja että menetelmä määrittää ajojärjestyksen uudelleenmäärittelyn ja vastakaupan kustannusten jakamisen läpinäkyvällä ja tarkastettavissa olevalla tavalla. Fingrid toimitti ehdotuksen sekä muutetun ehdotuksen CACM suuntaviivojen mukaisessa aikataulussa, ja muutettu ehdotus täyttää edellytykset implementointiaikataulusta sekä vaikutusten arvioinnista. Fingridin ehdotus täyttää siten CACM suuntaviivojen vaatimukset sekä tavoitteet, ja on hyväksyttävissä.

Sovelletut säännökset

Komission asetus (EU) 2015/1222 artikkelit 3, 9, ja 74

Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013) 36 §

Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.

Liitteet Valitusosoitus Markkinaoikeuteen

Approval by Capacity Calculation Region Nordic Regulatory Authorities of Capacity Calculation Region Nordic TSO proposal for methodology pursuant to Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 14 January 2019



All TSOs' of the Nordic Capacity Calculation Region for a coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 14 November 2018

Jakelu Fingrid Oyj

Tiedoksi

Valitusosoitus

Muutoksenhakuoikeus

Energiaviraston päätökseen saa hakea muutosta valittamalla siten kuin hallintolainkäyttölaissa (586/1996) säädetään. Valituskelpoisella päätöksellä tarkoitetaan toimenpidettä, jolla asia on ratkaistu tai jätetty tutkimatta.

Valitusoikeus on sillä, johon päätös on kohdistettu tai jonka oikeuteen, velvollisuuteen tai etuun päätös välittömästi vaikuttaa.

Valitusviranomainen

Valitusviranomainen Energiaviraston päätökseen on Markkinaoikeus.

Valitusaika

Valitus on tehtävä 30 päivän kuluessa päätöksen tiedoksisaannista. Valitusaikaa laskettaessa tiedoksisaantipäivää ei oteta lukuun.

Valituskirjelmän sisältö

Valitus tehdään kirjallisesti. Valituksen voi tehdä myös hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelussa osoitteessa <https://asiointi2.oikeus.fi/hallintotuomioistuimet>. Valituskirjelmässä on ilmoitettava:

- valittajan nimi ja kotikunta
- postiosoite ja puhelinnumero, joihin asiaa koskevat ilmoitukset valittajalle voidaan toimittaa
- päätös, johon haetaan muutosta
- miltä kohdin päätökseen haetaan muutosta ja mitä muutoksia siihen vaaditaan tehtäväksi sekä
- perusteet, joilla muutosta vaaditaan.

Valittajan, laillisen edustajan tai asiamiehen on allekirjoitettava valituskirjelmä. Jos valittajan puhevaltaa käyttää hänen laillinen edustajansa tai asiamiehensä tai jos valituksen laatijana on muu henkilö, on valituskirjelmässä ilmoitettava myös tämän nimi ja kotikunta.

Valituskirjelmän liitteet

Valituskirjelmään on liitettävä:

- muutoksenhaun kohteena oleva päätös alkuperäisenä tai jäljennöksenä
- todistus siitä, minä päivänä päätös on annettu tiedoksi tai muu selvitys valitusajan alkamisajankohdasta sekä
- asiakirjat, joihin valittaja vetoaa vaatimuksensa tueksi, jollei niitä ole jo aikaisemmin toimitettu Energiavirastolle tai markkinaoikeudelle.

Asiamiehen on liitettävä valituskirjelmään valtakirja, jollei päämies ole valtuuttanut häntä suullisesti valitusviranomaisessa. Asianajajan ja yleisen oikeusavustajan tulee esittää valtakirja ai-noastaan, jos valitusviranomainen niin määrää.

Kun valituskirjelmä toimitetaan hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelun kautta, liitteet voi toimittaa skannattuna asiointipalvelussa tai kirjeitse.

Valituskirjelmän toimittaminen valitusviranomaiselle

Valituskirjelmä on toimitettava valitusajan kuluessa Markkinaoikeudelle, jonka osoite on:

Markkinaoikeus

Radanrakentajantie 5

00520 Helsinki

Faksi: 029 56 43300

Sähköposti: markkinaoikeus@oikeus.fi



Danish
Utility Regulator



Energimarknadsinspektionen
Swedish Energy Markets Inspectorate



energy authority



Approval by Capacity Calculation Region Nordic Regulatory Authorities

of

**Capacity Calculation Region Nordic TSO proposal for
methodology pursuant to Article 74 of Commission
Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing
a guideline on capacity allocation and congestion
management**

14 January 2019

I. Introduction and legal context

This document elaborates an opinion of the Regulatory Authorities (Danish Utility Regulator, Finnish Energy Authority and the Swedish Energy Markets Inspectorate) of the Capacity Calculation Region (“CCR”) Nordic and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate, agreed on 14 January 2019, on the coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (“Regulation 2015/1222”).

This document is intended to constitute the basis on which the CCR Nordic Regulatory Authorities will each subsequently make national decisions pursuant to Regulation 2015/1222 Article 9(7)(h) and Article 9(10) to approve the proposal submitted by the Transmission System Operators (TSOs) of CCR Nordic. The CCR Nordic TSOs are: Fingrid, Svenska Kraftnät, Energinet and Statnett.

The legal provisions relevant to the submission and approval of the proposal, and this CCR Nordic Regulatory Authorities agreed opinion, can be found in Articles 3, 9, 12, and 74 of Regulation 2015/1222. They are set out below for reference:

Article 3 of Regulation 2015/1222:

This Regulation aims at:

- (a) promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;*
- (b) ensuring optimal use of the transmission infrastructure;*
- (c) ensuring operational security;*
- (d) optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;*
- (e) ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants;*
- (f) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;*
- (g) contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union;*
- (h) respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;*
- (i) creating a level playing field for NEMOs;*
- (j) providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity.*

Article 9 of Regulation 2015/1222:

- 1. TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.*
- 2. (...)*
- 3. (...)*

4. *If TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies to the national regulatory authorities within the deadlines defined in this Regulation, they shall provide the competent regulatory authorities and the Agency with the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies, and explain what has prevented an agreement. The Agency shall inform the Commission and shall, in cooperation with the competent regulatory authorities, at the Commission's request, investigate the reasons for the failure and inform the Commission thereof. The Commission shall take the appropriate steps to make possible the adoption of the required terms and conditions or methodologies within four months from the receipt of the Agency's information.*
5. *Each regulatory authority shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 6, 7 and 8.*
6. (...)
7. *The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region*
 - (a) (...)
 - (b) (...)
 - (c) (...)
 - (d) (...)
 - (e) (...)
 - (f) (...)
 - (g) (...)
 - (h) *the redispatching or countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74(1).*
8. (...)
9. *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. Proposals on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.*
10. *Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.*
11. (...)
12. (...)
13. *TSOs or NEMOs responsible for developing a proposal for terms and conditions or methodologies or regulatory authorities responsible for their adoption in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, may request amendments of these terms and conditions or methodologies. The proposals for amendment to the terms and conditions or methodologies shall be submitted to consultation in accordance with the procedure set out in Article 12 and approved in accordance with the procedure set out in this Article.*

14. TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.

Article 12 of Regulation 2015/1222:

1. TSOs and NEMOs responsible for submitting proposals for terms and conditions or methodologies or their amendments in accordance with this Regulation shall consult stakeholders, including the relevant authorities of each Member State, on the draft proposals for terms and conditions or methodologies where explicitly set out in this Regulation. The consultation shall last for a period of not less than one month.
2. The proposals for terms and conditions or methodologies submitted by the TSOs and NEMOs at Union level shall be published and submitted to consultation at Union level. Proposals submitted by the TSOs and NEMOs at regional level shall be submitted to consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall consult at least the Member States concerned.
3. The entities responsible for the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly consider the views of stakeholders resulting from the consultations undertaken in accordance with paragraph 1, prior to its submission for regulatory approval if required in accordance with Article 9 or prior to publication in all other cases. In all cases, a clear and robust justification for including or not the views resulting from the consultation shall be developed in the submission and published in a timely manner before or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.

Article 74 of Regulation 2015/1222:

Redispatching and countertrading cost sharing methodology

1. No later than 16 months after the decision on the capacity calculation regions is taken, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for redispatching and countertrading cost sharing.
2. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall include cost-sharing solutions for actions of cross-border relevance.
3. Redispatching and countertrading costs eligible for cost sharing between relevant TSOs shall be determined in a transparent and auditable manner.
4. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall at least:
 - a. determine which costs incurred from using remedial actions, for which costs have been considered in the capacity calculation and where a common framework on the use of such actions has been established, are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;
 - b. define which costs incurred from using redispatching or countertrading to guarantee the firmness of cross-zonal capacity are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;

- c. *set rules for region-wide cost sharing as determined in accordance with points (a) and (b).*
5. *The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall include:*
- (a) *a mechanism to verify the actual need for redispatching or countertrading between the TSOs involved;*
 - (b) *an ex post mechanism to monitor the use of remedial actions with costs;*
 - (c) *a mechanism to assess the impact of the remedial actions, based on operational security and economic criteria;*
 - (d) *a process allowing improvement of the remedial actions;*
 - (e) *a process allowing monitoring of each capacity calculation region by the competent regulatory authorities.*
6. *The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall also:*
- (a) *provide incentives to manage congestion, including remedial actions and incentives to invest effectively;*
 - (b) *be consistent with the responsibilities and liabilities of the TSOs involved;*
 - (c) *ensure a fair distribution of costs and benefits between the TSOs involved;*
 - (d) *be consistent with other related mechanisms, including at least: (i) the methodology for sharing congestion income set out in Article 73; (ii) the inter-TSO compensation mechanism, as set out in Article 13 of Regulation (EC) No 714/2009 and Commission Regulation (EU) No 838/2010 (1);*
 - (e) *facilitate the efficient long-term development and operation of the pan-European interconnected system and the efficient operation of the pan-European electricity market;*
 - (f) *facilitate adherence to the general principles of congestion management as set out in Article 16 of Regulation (EC) No 714/2009;*
 - (g) *allow reasonable financial planning;*
 - (h) *be compatible across the day-ahead and intraday market time-frames; and (i) comply with the principles of transparency and non-discrimination.*

II. The CCR Nordic TSO proposal

The proposed coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology was consulted by CCR Nordic TSOs in January 2018 in line with Article 74 and Article 12 of Regulation 2015/1222.

The proposed coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology was received by the CCR Nordic Regulatory Authorities in March 2018. The proposal included proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of Regulation 2015/1222.

Article 9(10) of Regulation 2015/1222 requires Regulatory Authorities of the region, in this case CCR Nordic, to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned.

In September 2018 the CCR Nordic NRAs agreed to request an amendment to the proposed coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology. On this basis each CCR Nordic NRA sent a request for amendment to their respective TSO.

The CCR Nordic NRAs received amended coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology on 15 November 2018, within the deadline under Article 9(12) of the Regulation 2015/1222.

III. All Regulatory Authority position

The CCR Nordic NRAs are of the opinion that the proposed coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology enables the achievement of the objectives of Article 3 of Regulation 2015/1222.

The CCR Nordic NRAs have reached an agreement that the proposed coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology meet the requirements of Regulation 2015/1222.

IV. Conclusions

All CCR Nordic NRAs along with the Norwegian Water Resources and Energy Directorate have assessed, consulted and closely cooperated to reach an agreement that the coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology for CCR Nordic meet the requirements of Regulation 2015/1222 and as such can be approved by All CCR Nordic NRAs.

On the basis of this agreement, each CCR Nordic NRAs will subsequently adopt a decision to approve the amended coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology by 14 January 2019.

Following national decisions taken by each CCR Nordic NRAs, all CCR Nordic TSOs will be required to publish the coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology on the internet in line with Article 9(14) of Regulation 2015/1222.

All TSOs' of the Nordic Capacity Calculation Region for a coordinated redispatching and countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

DATE 14th of November 2018

All TSOs of the Nordic Capacity Calculation Region, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is a common methodology of the Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) of Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “CCR”) Nordic in accordance with Article 15 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (hereafter referred to as the “CACM Regulation”)
- (2) This methodology is a common methodology for coordinated redispatching and countertrading cost sharing (hereafter referred to as “**CRCCS Methodology**”) in accordance with Article 74 of CACM regulation.
- (3) This CRCCS methodology takes into account the general principles, goals and other methodologies set in the CACM Regulation, Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “SO Regulation, 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 CACM Regulation is coordination and harmonisation of capacity calculation and capacity allocation in the day-ahead and intra-day cross-border markets, and it sets requirements for the TSOs to cooperate on the level of CCRs, on a pan-European level and across bidding zone borders. The SO Regulation defines rules and requirements for methodology development for the purpose of safeguarding operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources.
- (4) In accordance with Article 9(9) of the CACM Regulation, the CRCCS Methodology across the Nordic CCR contributes to and does not in any way hinder the achievement of the objectives of Article 3 of CACM Regulation. The CRCCS Methodology together with the methodology developed according to article 35 in the CACM Regulation ensures fair and non-discriminatory treatment of TSOs (Article 3(e) of the CACM Regulation). It ensures operational security by specifying the cost sharing principles for the process for coordination of countertrading and redispatching actions thus enabling the use of countertrading and redispatching in a regionally coordinated way. This in addition ensures equal treatment of TSOs. Further the methodology ensures transparency in the actions taken by TSOs by obliging them to record all actions taken and the subsequent cost of these actions.
- (5) In CCR Nordic the task as CCC is assigned to the Nordic Regional Security Coordination (hereafter referred to as the “CCR Nordic RSC”)
- (6) This CRCCS Methodology complements Capacity calculation methodology (hereafter referred to as “CCR Nordic CCM”) of CCR Nordic and the CRC Methodology of CCR Nordic in promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity, ensuring optimal use of transmission infrastructure, contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union and optimizing the calculation and allocation of cross-zonal capacity. (Article 3(a) of the CACM Regulation).
- (7) Coordination between TSOs and CCR Nordic RSC and application of redispatching and countertrading in the day-ahead and intra-day timeframes in accordance with the CCR Nordic CCM of CCR Nordic in combination with a fair cost sharing of applied actions will ensure

optimal use of the transmission infrastructure (Article 3(b) of the CACM Regulation). By enhancing coordination between TSOs and between TSOs and CCR Nordic RSC and allowing for more effective use of redispatching and countertrading resources, the methodology ensures and enhance the transparency and reliability of information and contributes to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union (Article 3(g) of the CACM Regulation). The methodology and its coordination process leads to a more effective allocation of cross-zonal capacity (Article 3(d) of the CACM Regulation).

- (8) The eligible costs are determined in a transparent and auditable manner, as required by CACM Article 74(3), as CCR Nordic RSC following Article 78(2)(a) of the SO Regulation is obliged to recommend to the relevant TSOs the most effective and economically efficient remedial actions, following the updated list of possible remedial actions and their anticipated costs, which each TSO – following Article 78(1)(b) SO Regulation is obliged to submit to CCR Nordic RSC.
- (9) Planning the use of remedial actions, including countertrading and redispatching will take place in advance of operation in coordination between Nordic CCR TSOs and the RSC according to the methodology developed under article 35 in the CACM Regulation, while the activation of actions is done as close to the time of operation as needed. This will allow for the planning to be updated with the latest information regarding redispatching and countertrading. This leads to continuous improvements of the application of remedial actions, and thus this methodology fulfils the requirement of article 74.5(d) in the CACM regulation.
- (10) The CRCCS Methodology follows the requirements by articles 74.6(a-c) and (f) in CACM Regulation as it provides incentives for TSOs to invest effectively and the TSOs and CCR Nordic RSC to manage congestions in a coordinated and effectively manner by fair cost sharing between TSOs.
- (11) The CRCCS Methodology promotes fair cost sharing by costs being covered by the CCR Nordic TSO for whose control areas redispatching and countertrading is applied to mitigate congestions or optimizing capacities or covered by the TSO of the relevant CCR in case redispatching and countertrading is proposed based on coordinated operational security analysis according to article 75 in the SO Regulation. This transparent and coordinated procedure, between TSOs and between TSOs and the CCR Nordic RSC as well between regional security operator of different CCRs, allows the TSOs to have reasonable financial planning as required by CACM Regulation article 74.6(g).
- (12) The CRCCS methodology is consistent with other relevant mechanisms, as the cost sharing principles is not conflicting with the principles for sharing congestion income as set out in Article 73 of the CACM, and the inter-TSO compensation mechanism as set out in Article 13 of Regulation (EC) No 714/2009 and Commission Regional (EU) No 838/2010. Thus it complies with article 74.6(d) in CACM Regulation.
- (13) The CRCCS Methodology facilitates long-term development and operation of the pan-European interconnected system and the efficient operation of the pan-European electricity market as required by article 74.6(e) in CACM Regulation. As specified in whereas 7 and 10 the methodology provides incentives to invest efficiently, to coordinate the use of redispatching and countertrading, to allow improvements in the use of remedial actions and to ensure efficient utilisation of the transmission grid.
- (14) The CRCCS Methodology follows the requirements by CACM Regulation Articles 74.5(a) and (c) as the need to utilise redispatching and countertrading is analysed and verified through the

operational security analysis carried out by CCR Nordic RSC and in real-time by the TSOs. If redispatching and countertrading has been recommended by CCR Nordic RSC, the CCR Nordic RSC has verified the redispatching and countertrading of cross-border relevance to have been the most effective and economically efficient solution to violations of the operational security limits in the operational security analysis. In the CCR Nordic CRC methodology Article 4, the TSOs oblige the CCR Nordic RSC to document the use of redispatching and countertrading and the costs in order to monitor the use of redispatching and countertrading with costs ex post following the requirements by CACM Regulation Article 74.5(b).

- (15) The CCR Nordic RSC will run a coordinated operational security analysis. In case the operational security analysis finds violations of operational security limits, the CCR Nordic RSC shall recommend the most effective and economically efficient redispatching and countertrading resources to relieve the violations to TSOs. The recommendation shall be based on a list of possible remedial actions provided by the TSOs in accordance to the CCR Nordic CCM. In case a CCR Nordic TSO disagrees with the proposal, the TSO can make a counter proposal to the CCR Nordic RSC. The CCR Nordic RSC will test the new proposal in the operational security analysis. If the new set of redispatching and countertrading actions relieves the violation, the CCR Nordic RSC will propose this to the CCR Nordic TSO.
- (16) In the coordinated operational security analysis, the CCR Nordic RSC identifies the need for redispatching and countertrading and make proposals to the TSOs. This is a daily process fed by updated Common Grid Models (hereafter referred to as “CGM”s). The activation of redispatching or countertrading will be done by the TSOs as close to the time of operation as necessary.
- (17) In CCR Nordic redispatching and countertrading resources is activated by the TSOs from the Common Merit Order List (hereafter referred to as “CMOL”) in the balancing market or according to other appropriate mechanisms and agreements. When choosing bids to be activated from the common balancing market, the bids shall be selected by merit order taking regards technical efficiency of each resource in relieving the relevant violation.
- (18) In CCR Nordic costs for redispatching and countertrading will according to article 35.5(a) in the CACM Regulation be based on bid prices of redispatching and countertrading resources in the relevant electricity markets for the relevant timeframe. The acquisition of redispatching and countertrading resources in CCR Nordic shall be made by bids from the balancing market but could also be resources available through other appropriated mechanisms and agreements applicable to each CCR Nordic TSO control area.
- (19) The mechanism to verify the actual need for redispatching and countertrading as required by CACM Article 74.5(a) follows the requirements put out by Articles 78.2 and 78.3 of the SO Regulation to CCR Nordic RSC’s coordinated regional operational security assessment and the individual TSO’s assessment following Article 78.4 of the SO Regulation.
- (20) The assessment of the impact on operational security and economic criteria of the redispatching and countertrading are performed in accordance with Article 74.5(c) in CACM and Article 78.2(a) of the SO Regulation specifying that when the CCR Nordic RSC detects a constraint, it shall recommend to the relevant TSOs the most effective and economically efficient remedial actions.

SUBMIT THE FOLLOWING CRCCS METHODOLOGY TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE NORDIC CCR:

**Article 1
Subject matter and scope**

1. This CRCCS Methodology is the common methodology of the TSO's in CCR Nordic in accordance with Article 74 of CACM Regulation
2. The CRCCS Methodology for CCR Nordic shall cover the coordinated redispatching and countertrading cost sharing for;
 - a. Critical network elements (hereafter referred to as "CNE") and Power Transfer Corridors (hereafter referred to as "PTC") with cross border relevance that are included in capacity calculation of CCR Nordic, according to Article 2 in the CCR Nordic CCM.
 - b. Capacity calculation for day-ahead and intra-day timeframes corresponding to timeframes covered by the CCR Nordic CCM.

**Article 2
Definitions and interpretation**

1. For the purposes of the CRCCS Methodology, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of the CACM Regulation, of Regulation (EC) 714/2009, Directive 2009/72/EC and Commission Regulation (EU) 543/2013 and definitions listed in the Methodology developed according to art 35 in the CACM Regulation.
2. In addition, the following definitions shall apply:
 - a. "Requesting TSO" means the TSO for whose control area redispatching and countertrading is required.
 - b. "costs" are the actual costs and income incurred by application and activation of redispatching and countertrading resources for CNEs or PTCs in capacity calculation or in operations to relieve congestions.
3. In this CRCCS Methodology, unless the context requires otherwise:
 - a. The singular indicates the plural and vice versa.
 - b. Headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of the methodology.
 - c. References to an "Article" are, unless otherwise stated, references to an article of this CRCCS Methodology ; and
 - d. Any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes or any other enactment includes any modification, extension or re-enactment of it when in force.

Article 3

Actions of cross border relevance

1. The coordinated cost sharing principles for redispatching and countertrading for CCR Nordic applies to the following situations:
 - a. If costly redispatching or countertrading is activated during real time operation for CNEs or PTCs owned by one TSO in CCR Nordic and these costly redispatching or countertrading resources was applied to increase day-ahead and/or intra-day capacity in accordance with CCR Nordic CCM;
 - b. If costly redispatching or countertrading is activated during real time operation for CNEs or PTCs owned by more than one TSO (e.g interconnectors) in CCR Nordic and these costly redispatching or countertrading was applied to increase day-ahead and/or intra-day capacity in accordance with CCR Nordic CCM.
 - c. If costly redispatching and countertrading not used in capacity calculation is activated in real time operations to guarantee firmness of day-ahead or intra-day capacities on interconnectors between CCR Nordic TSOs;
 - d. If costly redispatching and countertrading not used in capacity calculation is activated in real time operations to relieve congestions in AC or DC grid owned by one TSO in CCR Nordic.
 - e. If a TSO of CCR Nordic activates costly redispatching and countertrading in real time operations by request from a TSO in an adjacent CCR;

Article 4

Cost sharing principles for costly redispatching and countertrading of cross-border relevance

1. Costs and income according to article 3.1(a) shall be covered by requesting TSO.
2. Costs and income according to article 3.1(b) and (c) shall be shared equally between the TSOs responsible for operating the CNE, PTC or interconnector.
3. Costs and income according to article 3.1(d) and (e) shall be covered by requesting TSO.
4. The price for the activated countertrading and redispatching resources used when calculating the cost to be shared between TSOs should be the actual bid prices payed by the TSO on the market where the bids are activated e.g, balancing market(s) or price payed according to appropriate mechanisms and agreements.

Article 5

Monitoring the application and activation of costly countertrading and redispatching

1. For monitoring purposes, TSOs shall collect data on redispatching and countertrading activities. CCR Nordic TSO will publish redispatching and countertrading related information on ENTSO-E Transparency platform according to Article 13 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets.

2. TSO shall at least monitor and record the following information related to redispatching and countertrading per market time unit according to requirements by Commission Regulation on Transparency No 543/2013 Amending Annex 1 to Regulation No 714/2009 of the European Parliament and the Council. The data will be published on the European Transparency Platform
 - a. Information related to redispatching
 - i. The action taken (production increase/decrease, load increase/decrease)
 - ii. The identification, location and type of network elements concerned by the action
 - iii. The reason for the action
 - iv. Capacity affected by the action taken (MW)
 - v. The costs incurred in a given month (EUR)
 - a. Information related to countertrading
 - vi. The action taken (that is to say cross-zonal exchange increase or decrease)
 - vii. The bidding zone concerned
 - viii. The reason for the action
 - ix. Change in cross-zonal exchange (MW)
 - x. The costs incurred in a given month (EUR)
3. Upon request from a CCR Nordic NRA, the corresponding CCR Nordic TSO is obliged to provide a complete record of the items stated in Article 5.2 (a) and (b) of this CRCCS Methodology.

Article 6 Implementation of the CRCCS Methodology

1. CCR Nordic TSOs shall implement this methodology after regulatory approval and in coordination with the implementation of:
 - a. The coordinated redispatching and countertrading methodology required by Article 35 of the CACM Regulation.

Article 7 Language

1. The reference language for this Methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this Methodology into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 9(14) of the CACM Regulation and any version in another language, the relevant TSOs shall be obliged to dispel any inconsistencies by providing a revised translation of this Methodology to their relevant national regulatory authorities.