



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:

10.07.2019

The document is dated:

Esittelijä / Föredragande / Referendary

Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker

Nimi / Namn / Name: LAMPONEN JARNO JUKKA TAPANI

Nimi / Namn / Name: Antti Tapani Paananen

Pvm / Datum / Date: 10.07.2019

Pvm / Datum / Date: 10.07.2019

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Tupas

Allekirjoitustapa / Signerat med / Signed with:



Mobiilivarmenne



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 muutettu ehdotus taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä 14.5.2019

Päätös Fingrid Oyj:n ehdotukseen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä

Asianosainen

Fingrid Oyj

Vireilletulo

14.9.2018

Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n 14.5.2019 toimittaman ehdotuksen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä.

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

Selostus asiasta

Sähkön siirtoverkon käyttöä koskevista suuntaviivoista annetun Euroopan komission asetuksen (EU) 2017/1485 (jäljempänä myös SO suuntaviivat) 119 artiklan 1 kohdan mukaan taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 12 kuukauden kuluttua asetuksen voimaantulosta laadittava yhteinen 157 artiklan mukainen taajuuden palautusreservien mitoitussääntöjä koskeva ehdotus.

SO suuntaviivojen 157 artiklan mukaisilla taajuuden palautusreservien mitoitussäännöillä määritetään taajuudensäätöblokin tarvittava taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti historiallisten tietojen perusteella. Reservikapasiteetin tulee riittää taajuuden palautuksen säätövirheen tavoiteparametrien noudattamiseen tilastomatemattisen menetelmän perusteella. Mitoitussääntöihin on sisällytettävä automaattisen taajuuden palautusreservin, manuaalisen taajuuden palautusreservin, automaattisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan ja manuaalisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan suhteen määrittäminen.

Fingrid Oyj (jäljempänä myös Fingrid) toimitti SO suuntaviivojen 119 artiklan 1 kohdan mukaan ehdotuksen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä Ener-



giavirastoon 14.9.2018. Ennen ehdotuksen toimittamista Fingrid järjesti SO suuntaviivojen 11 artiklan mukaisesti kuulemisen kaikkien alueen siirtoverkonhaltijoiden kanssa.

SO suuntaviivojen 6 artiklan 7 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.

Energiavirasto pyysi Fingridiä muuttamaan ehdotustaan taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä alueen sääntelyviranomaisten yhteisesti sopiman linjan mukaisesti 14.3.2019. Muutospyynnössä Energiavirasto totesi siirtoverkonhaltijoiden esittämän näkemyksen mukaisesti, että hyväksyttäväksi toimitettu ehdotus taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä ei täytä SO suuntaviivojen sisällöllisiä vaatimuksia mitoitussäännöille.

SO suuntaviivojen 7 artiklan 1 kohdan mukaisesti asianomaisella siirtoverkonhaltijalla on muutospyynnön saatuaan kaksi kuukautta aikaa toimittaa muutettu ehdotus asianomaiselle sääntelyviranomaiselle. Fingrid toimitti muutetun ehdotuksen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä Energiavirastoon 14.5.2019.

Energiavirasto kuuli sidosryhmiä Fingridin toimittamasta muutetusta ehdotuksesta 15–30.5.2019. Energiavirastoon ei toimitettu ehdotuksesta lausuntoja.

Energiaviraston toimivalta

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY 35 artiklan mukaan kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi kansallinen sääntelyviranomaisella 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 asetus (EU) 2017/1485 sähkön siirtoverkon käyttöä koskevista suuntaviivoista

SO suuntaviivojen 4 artiklan mukaan:

” 1. Tämän asetuksen tavoitteena on

a) määrittää yhteiset käyttövarmuutta koskevat vaatimukset ja periaatteet;

b) määrittää yhteiset yhteenliitetyn verkon käyttötoiminnan suunnittelun periaatteet;



- c) määrittää yhteiset taajuudensäätöprosessit ja -rakenteet;
 - d) varmistaa olosuhteet, joissa käyttövarmuutta voidaan ylläpitää kaikkialla unionissa;
 - e) varmistaa olosuhteet, joissa kaikkien synkronialueiden taajuuden laatutasoa voidaan ylläpitää kaikkialla unionissa;
 - f) edistää verkon käyttöä ja käyttötoiminnan suunnittelua koskevaa koordinoitua;
 - g) varmistaa siirtoverkon toimintaa koskevien tietojen läpinäkyvyys ja luotettavuus ja parantaa sitä;
 - h) edistää unionin sähkösiirtoverkon ja sähköalan tehokasta toimintaa ja kehittämistä.
2. Jäsenvaltioiden, toimivaltaisten viranomaisten ja verkonhaltijoiden on tätä asetusta soveltaessaan
- a) sovellettava suhteellisuuden ja syrjimättömyyden periaatteita;
 - b) varmistettava avoimuus;
 - c) sovellettava periaatetta, jonka mukaan suurin kokonaistehokkuus ja alhaisimmat kokonaiskustannukset optimoidaan kaikkien asianomaisten osapuolten kesken;
 - d) varmistettava, että siirtoverkonhaltijat hyödyntävät, niin pitkälti kuin mahdollista, markkinapohjaisia mekanismeja verkon käyttövarmuuden ja stabiilisuuden varmistamiseksi;
 - e) kunnioitettava paikalliselle siirtoverkonhaltijalle annettua vastuuta varmistaa käyttövarmuus, myös kansallisessa lainsäädännössä vaaditulla tavalla;
 - f) kuultava asianomaisia jakeluverkonhaltijoita ja otettava huomioon niiden järjestelmään mahdollisesti kohdistuvat vaikutukset; ja
 - g) otettava huomioon sovitut eurooppalaiset standardit ja tekniset spesifikaatiot.”

SO suuntaviivojen 119 artiklan mukaan:

”1. Kunkin taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on viimeistään 12 kuukauden kuluttua tämän asetuksen voimaantulosta laadittava yhdessä yhteiset ehdotukset seuraavista:

...

h) 157 artiklan 1 kohdan mukaisesti määritellyt taajuuden palautusreservien mitoitussäännöt;”



SO suuntaviivojen 157 artiklan mukaan:

”1. Taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä taajuuden palautusreservien mitoitussäännöt taajuudensäätöblokin käyttösopimuksessa.

2. Taajuuden palautusreservien mitoitussääntöihin on sisällyttävä vähintään seuraavat:

a) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä taajuudensäätöblokin tarvittava taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti historiallisten tietojen perusteella, joihin sisältyvät vähintään taajuudensäätöblokin historialliset epätasapainoarvot. Näiden historialliset tietojen otoksen on katettava vähintään taajuuden palautusaika. Näissä tiedoissa huomioon otetun ajanjakson on oltava edustava ja siihen on sisällyttävä vähintään yksi vuoden jakso, joka päättyy aikaisintaan kuusi kuukautta ennen laskenta-ajankohtaa;

b) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä se taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti, joka riittää 128 artiklan mukaisten voimassa olevien taajuuden palautuksen säätövirheen tavoiteparametrien noudattamiseen a alakohdassa tarkoitettuna ajanjaksona ainakin tilastomatemattisen menetelmän perusteella. Siirtoverkonhaltijoiden on tätä tilastomatemattista menetelmää käyttäessään otettava huomioon reservien jakamista tai vaihtoa koskevissa sopimuksissa määritellyt rajoitukset, jotka johtuvat mahdollisista käyttövarmuusrajojen ylityksistä ja taajuuden palautusreservien käytettävyyksivaatimuksista. Taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on otettava huomioon kaikki odotettavissa olevat merkittävät muutokset taajuudensäätöblokin epätasapainojen jakautumisessa tai muut tarkasteltuun ajanjaksoon liittyvät merkittävät vaikutukset tekijät;

c) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä automaattisen taajuuden palautusreservin, manuaalisen taajuuden palautusreservin, automaattisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan ja manuaalisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan suhde b alakohdan vaatimuksen noudattamiseksi. Tätä tarkoitusta varten taajuudensäätöblokin automaattisen taajuuden palautusreservin täysi aktivointiaika ja taajuudensäätöblokin manuaalisen taajuuden palautusreservin täysi aktivointiaika ei saa olla suurempi kuin taajuuden palautusaika;

d) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä vertailutapahtuman koko, joka on sama kuin suurin epätasapaino, joka voi aiheutua yksittäisen sähköntuotantomoduulin, yksittäisen kulutuslaitoksen tai yksittäisen HVDC-yhdysjohdon pätötehon hetkellisestä muutoksesta tai vaihtosähköjohdon irtikytkeytymisestä taajuudensäätöblokin sisällä;

e) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä taajuuden palautusreservien positiivinen reservikapasiteetti, jonka on oltava vähintään yhtä suuri kuin taajuudensäätöblokin positiivinen mitoittava tapahtuma;



f) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä taajuuden palautusreservien negatiivinen reservikapasiteetti, jonka on oltava vähintään yhtä suuri kuin taajuudensäätöblokin negatiivinen mitoittava tapahtuma;

g) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti, mahdolliset maantieteelliset rajoitukset, jotka vaikuttavat sen jakamiseen taajuudensäätöblokin sisällä, sekä mahdolliset maantieteelliset rajoitukset, jotka vaikuttavat käyttövarmuusrajojen noudattamiseksi tehtävään reservien vaihtoon tai jakamiseen toisten taajuudensäätöblokkien kanssa;

h) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on varmistettava, että taajuuden palautusreservien positiivinen reservikapasiteetti tai taajuuden palautusreservien ja korvaavien reservien yhdistetty reservikapasiteetti riittää kattamaan taajuudensäätöblokin positiiviset epätasapainot vähintään 99 prosenttia ajasta a alakohdassa tarkoitettujen historiallisten tietojen perusteella;

i) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on varmistettava, että taajuuden palautusreservien negatiivinen reservikapasiteetti tai taajuuden palautusreservien ja korvaavien reservien yhdistetty reservikapasiteetti riittää kattamaan taajuudensäätöblokin negatiiviset epätasapainot vähintään 99 prosenttia ajasta a alakohdassa tarkoitettujen historiallisten tietojen perusteella;

j) taajuudensäätöblokin kaikki siirtoverkonhaltijat voivat pienentää taajuuden palautusreservien mitoitusprosessin tuloksena saatua taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien positiivista reservikapasiteettia tekemällä taajuuden palautusreservien jakamista koskevan sopimuksen toisten taajuudensäätöblokkien kanssa 8 osaston säännösten mukaisesti. Jakosopimukseen sovelletaan seuraavia vaatimuksia:

i) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien positiivisen reservikapasiteetin pienennys rajoittuu positiivisen mitoittavan tapahtuman koon ja sen taajuuden palautusreservien reservikapasiteetin erotukseen, joka tarvitaan kattamaan taajuudensäätöblokin positiiviset epätasapainot vähintään 99 prosenttia ajasta a alakohdassa tarkoitettujen historiallisten tietojen perusteella, jos tämä erotus on positiivinen. Positiivisen reservikapasiteetin pienennys saa olla enintään 30 prosenttia positiivisen mitoittavan tapahtuman koosta;

...

k) taajuudensäätöblokin kaikki siirtoverkonhaltijat voivat pienentää taajuuden palautusreservien mitoitusprosessin tuloksena saatua taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien negatiivista reservikapasiteettia tekemällä taajuuden palautusreservien jakamista koskevan sopimuksen toisten taajuudensäätöblokkien kanssa 8 osaston säännösten mukaisesti. Jakosopimukseen sovelletaan seuraavia vaatimuksia:

i) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien negatiivisen reservikapasiteetin pienennys rajoittuu negatiivisen mitoittavan tapahtuman koon ja sen taajuuden



palautusreservien reservikapasiteetin erotukseen, joka tarvitaan kattaamaan taajuudensäätöblokin negatiiviset epätasapainot vähintään 99 prosenttia ajasta a alakohdassa tarkoitettujen historiallisten tietojen perusteella, jos tämä erotus on positiivinen;

...

3. Kun taajuudensäätöblokissa toimii useampi kuin yksi siirtoverkonhaltija, taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä taajuudensäätöblokin käyttösopimuksessa 2 kohdassa vahvistettujen velvollisuuksien täyttämiseen liittyvien vastuiden tarkka jakautuminen taajuudensäätöalueiden siirtoverkonhaltijoiden kesken.

4. Taajuudensäätöblokin kaikilla siirtoverkonhaltijoilla on oltava kaikkina aikoina taajuuden palautusreservien mitoitussääntöjen mukainen riittävä taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti. Taajuudensäätöblokin siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä taajuudensäätöblokin käyttösopimuksessa erillismenettely sellaisia tapauksia varten, joissa on olemassa vakava riski, ettei taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti ole riittävä.”

Perustelut

Fingrid toimitti muutetun ehdotuksen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä Energiavirastoon 14.5.2019 SO suuntaviivojen mukaisesti kahden kuukauden aikana muutospyyntöä.

Energiavirasto katsoo, että muutettu ehdotus taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä määrittää taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien reservikapasiteetin historiallisten tietojen perusteella ja tilastomatemattisen menetelmään perustuen sekä sisältää automaattisen taajuuden palautusreservin, manuaalisen taajuuden palautusreservin, automaattisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan ja manuaalisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan suhteen määrittämisen.

Energiavirasto katsoo muiden alueen sääntelyviranomaisten kanssa yhteisesti, että muutettu ehdotus taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä täyttää SO suuntaviivojen vaatimukset ja mahdollistaa SO suuntaviivojen tavoitteiden täyttämisen. Kuitenkin mitoitussääntöjen läpinäkyvän käyttöönoton varmistamiseksi Energiavirasto odottaa muiden alueen sääntelyviranomaisten kanssa yhteisesti, että siirtoverkonhaltijat käyvät jatkuvaa keskustelua sekä markkinaosapuolten että sääntelyviranomaisten kanssa menetelmän käyttöönotosta.

Sovelletut säännökset

Komission asetus (EU) 2017/1485 4 artikla, 6 artikla, 119 artikla, 157 artikla

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

Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.



Liitteet Valitusosoitus Markkinaoikeuteen

Approval by All Regulatory Authorities in the Nordic LFC block on the Nordic TSOs' amended proposal for the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 25 June 2019

Amended Nordic synchronous area proposal for the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 13 May 2019

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.

Oikeudenkäyntimaksu

Valittajalta peritään markkinaoikeudessa oikeudenkäyntimaksu 2.050 euroa. Tuomioistuinnak-sulaissa (1455/2015) on erikseen säädetty tapauksista, joissa maksua ei peritä.

Valituskirjelmän sisältö

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

- valittajan nimi ja kotikunta
- postiosoite ja puhelinnumero, joihin asiaa koskevat ilmoitukset valittajalle voi-daan 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.

7 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

**Approval by All Regulatory Authorities in the Nordic LFC
block**

on

**the Nordic TSOs' amended proposal for the FRR
dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the
Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017
establishing a guideline on electricity transmission system
operation**

25 June 2019

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of all Regulatory Authorities in the Nordic LFC block (hereinafter referred to as NRAs), agreed on 25 June 2019, on all TSOs' in the Nordic LFC block (hereinafter referred to as TSOs) amended proposal, for the FRR dimensioning rules, in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing guideline on electricity transmission system operation (hereinafter referred to as respectively "amended FRR dimensioning rules proposal" and "Regulation 2017/1485").

This agreement of the NRAs shall provide evidence that a decision on the amended FRR dimensioning rules proposal does not need to be adopted by ACER pursuant to Article 6(8) of the Regulation 2017/1485 at this stage. This document is intended to constitute the basis on which all NRAs will each subsequently make national decisions pursuant to Regulation 2017/1485 Article 6(1) to approve the amended FRR dimensioning rules proposal submitted by the TSOs. The TSOs are Fingrid Oyj, Svenska kraftnät, Energinet, Kraftnät Åland AB and Statnett SF.

The legal provisions relevant to the submission and approval of the amended FRR dimensioning rules proposal, and this all NRAs agreed opinion, are Articles 4(1), 5(1), 6(3)(e)(iv), 6(6), 6(7), 11, 119(1)(h) and 157 of Regulation 2017/1485, listed below.

Article 4(1)

This Regulation aims at:

- a) determining common operational security requirements and principles;
- b) determining common interconnected system operational planning principles;
- c) determining common load-frequency control processes and control structures;
- d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union;
- e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union;
- f) promoting the coordination of system operation and operational planning;
- g) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on transmission system operation;
- h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.

Article 5(1)

TSOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities in accordance with Article 6(2) and (3) or for approval to the entity designated by the Member State in accordance with Article 6(4) within the respective deadlines set out in this Regulation.

Article 6(3)(e)(iv)

The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region, on which a Member State may provide an opinion to the concerned regulatory authority:

methodologies and conditions included in the LFC block operational agreements in Article 119, concerning:

the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1);

Article 6(6)

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 3 months on the proposals for terms and conditions or methodologies.

Article 6(7)

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 to reach an agreement. Where the Agency issues an opinion, the competent regulatory authorities shall take that opinion into account. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs (2) and (3), within 6 months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.

Article 11

- 1 TSOs 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 listed in Article 6(2) and (3). The consultation shall last for a period of not less than 1 month.
- 2 The proposals for terms and conditions or methodologies submitted by the TSOs at Union level shall be published and submitted to public consultation at Union level. Proposals submitted by the TSOs at regional level shall be submitted to public consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall carry out a public consultation at least in the Member States concerned.
- 3 The TSOs responsible for developing the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly take into account the views of stakeholders resulting from the consultations prior to its submission for regulatory approval. In all cases, a sound justification for including or not including the views resulting from the consultation shall be provided together with the submission of the proposal and published in a timely manner before, or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.

Article 119(1)(h)

By 12 months after entry into force of this Regulation, all TSOs of each LFC block shall jointly develop common proposals for:
the FRR dimensioning rules defined in accordance with Article 157(1);

Article 157

- 1) All TSOs of a LFC Block shall set out FRR dimensioning rules in the LFC Block operational agreement.
- 2) The FRR dimensioning rules shall include at least the following:
 - a) all TSOs of a LFC block in the CE and Nordic synchronous areas shall determine the required reserve capacity of FRR of the LFC block based on consecutive historical records comprising at least the historical LFC block imbalance values. The sampling of those historical records shall cover at least the time to restore frequency. The time period considered for those records shall be representative and include at least one full year period ending not earlier than 6 months before the calculation date;
 - b) all TSOs of a LFC block in the CE and Nordic synchronous areas shall determine the reserve capacity on FRR of the LFC block sufficient to respect the current FRCE target parameters in Article 128 for the time period referred to in point (a) based at least on a probabilistic methodology. In using that probabilistic methodology, the TSOs shall take into account the restrictions defined in the agreements for the sharing or exchange of reserves due to possible violations of operational security and the FRR availability requirements. All TSOs of a LFC block shall take into account any expected significant changes to the distribution of LFC block imbalances or take into account other relevant influencing factors relative to the time period considered;
 - c) all TSOs of a LFC block shall determine the ratio of automatic FRR, manual FRR, the automatic FRR full activation time and manual FRR full activation time in order to comply with the requirement of paragraph (b). For that purpose, the automatic FRR full activation time of a LFC block and the manual FRR full activation time of the LFC block shall not be more than the time to restore frequency;
 - d) the TSOs of a LFC block shall determine the size of the reference incident which shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line within the LFC block;
 - e) all TSOs of a LFC block shall determine the positive reserve capacity on FRR, which shall not be less than the positive dimensioning incident of the LFC block;
 - f) all TSOs of a LFC block shall determine the negative reserve capacity on FRR, which shall not be less than the negative dimensioning incident of the LFC block;
 - g) all TSOs of a LFC block shall determine the reserve capacity on FRR of a LFC block, any possible geographical limitations for its distribution within the LFC block and any possible geographical limitations for any exchange of reserves or sharing of reserves with other LFC blocks to comply with the operational security limits;
 - h) all TSOs of a LFC block shall ensure that the positive reserve capacity on FRR or a combination of reserve capacity on FRR and RR is sufficient to cover the positive LFC block imbalances for at least 99 % of the time, based on the historical records referred to in point (a);
 - i) all TSOs of a LFC block shall ensure that the negative reserve capacity on FRR or a combination of reserve capacity on FRR and RR is sufficient to cover the negative LFC block imbalances for at least 99 % of the time, based on the historical record referred to in point (a);

- j) all TSOs of a LFC block may reduce the positive reserve capacity on FRR of the LFC block resulting from the FRR dimensioning process by concluding a FRR sharing agreement with other LFC blocks in accordance with provisions in Title 8. The following requirements shall apply to that sharing agreement:
 - i) for the CE and Nordic synchronous areas, the reduction of the positive reserve capacity on FRR of a LFC block shall be limited to the difference, if positive, between the size of the positive dimensioning incident and the reserve capacity on FRR required to cover the positive LFC block imbalances during 99 % of the time, based on the historical records referred to in point (a). The reduction of the positive reserve capacity shall not exceed 30 % of the size of the positive dimensioning incident;
 - ii) for the GB and IE/NI synchronous areas, the positive reserve capacity on FRR and the risk of non-delivery due to sharing shall be assessed continually by the TSOs of the LFC block;
 - k) all TSOs of a LFC block may reduce the negative reserve capacity on FRR of the LFC block, resulting from the FRR dimensioning process by concluding a FRR sharing agreement with other LFC blocks in accordance with the provisions of Title 8. The following requirements shall apply to that sharing agreement:
 - i) for the CE and Nordic synchronous areas, the reduction of the negative reserve capacity on FRR of a LFC block shall be limited to the difference, if positive, between the size of the negative dimensioning incident and the reserve capacity on FRR required to cover the negative LFC block imbalances during 99 % of the time, based on the historical records referred to in point (a);
 - ii) for the GB and IE/NI synchronous areas, the negative reserve capacity on FRR and the risk of non-delivery due to sharing shall be assessed continually by the TSOs of the LFC block.
- 3) All TSOs of a LFC block where the LFC block comprises more than one TSO shall set out, in the LFC block operational agreement, the specific allocation of responsibilities between the TSOs of the LFC areas for the implementation of the obligations established in paragraph 2.
 - 4) All TSOs of a LFC block shall have sufficient reserve capacity on FRR at any time in accordance with the FRR dimensioning rules. The TSOs of a LFC block shall specify in the LFC block operational agreement an escalation procedure for cases of severe risk of insufficient reserve capacity on FRR in the LFC block.

II. The TSO proposal

The FRR dimensioning rules proposal was submitted to the NRAs on 14 September 2018 together with a separate explanatory document. The NRAs sent an RfA on 14 March to the TSOs. The NRAs requested the TSOs to amend the proposal by developing a methodology according to Article 157(1) of Regulation 2017/1485.

The amended FRR dimensioning rules proposal was submitted to the NRAs on 14 May 2019 together with a separate explanatory document. The amended proposal included a timescale for its implementation according to article 6(6). The proposal is scheduled for implementation no later than 2022. A description of the impact of the proposed FRR dimensioning rules on the objectives in Article 4(1) of Regulation 2017/1485 was included in the amended proposal.

Regulation 2017/1485 requires NRAs to consult, closely cooperate, and coordinate with each other in order to reach agreement and make decisions within two months following receipt of submissions of the last NRA concerned. A decision is therefore required by each NRA by 14 July 2019.

III. NRAs' position

The NRAs are of the opinion that the amended FRR dimensioning rules proposal enables the achievement of the objectives of Article 4 of Regulation 2017/1485.

The NRAs have therefore reached an agreement that the amended FRR dimensioning rules proposal meet the requirements of Regulation 2017/1485.

However, in order to ensure transparency, the NRAs expect the TSOs to have an ongoing dialogue with the markets actors and the NRAs about the implementation of the methodology.

IV. Conclusions

All NRAs have assessed, consulted and closely cooperated to reach an agreement that the amended FRR dimensioning rules proposal meet the requirements of Regulation 2017/1485 and as such can be approved by all NRAs.

NRAs shall, on the basis of this agreement, make their national decisions by 14 July 2019. The amended FRR dimensioning rules proposal will be adopted upon the decision of the last the NRA in the Nordic LFC block. Following the national decisions by all NRAs, TSOs are required to publish the amended FRR dimensioning rules proposal as approved, according to Article 8(1) of Regulation 2017/1485. All TSOs must respect the implementation deadlines provided in the amended FRR dimensioning rules proposal.

**Amended Nordic synchronous area proposal for the FRR
dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the
Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing
a guideline on electricity transmission system operation**

13 May 2019

All TSOs of the Nordic synchronous area, taking into account the following:

Whereas

- (1) This document is the common proposal developed by all Transmission System Operators within the Nordic synchronous area (hereafter referred to as “TSOs”) for the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “SO Regulation”). This proposal is hereafter referred to as “Proposal”.
- (2) The Proposal takes into account the general principles and goals set in SO Regulation 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 the SO Regulation/Regulation (EC) No 714/2009 is the safeguarding of operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources. Article 119(1)(h) of the SO Regulation sets for this purpose requirements for the TSOs to “jointly develop common proposals for: [...] the FRR dimensioning rules defined in accordance with Article 157(1);”
- (3) Article 157(1) of the SO Regulation defines the scope of this Proposal: “1. All TSOs of a LFC Block shall set out FRR dimensioning rules in the LFC Block operational agreement.”. In Article 157(2) of the SO Regulation the minimum requirements for the FRR dimensioning rules are specified.
- (4) The TSOs apply two types of Frequency Restoration Reserves (FRR). This Proposal covers the dimensioning of both manual FRR (mFRR) and automatic FRR (aFRR).
- (5) In regard to regulatory approval, Article 6(3) of the SO Regulation states:

“The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region, on which a Member State may provide an opinion to the concerned regulatory authority: [...]
(e) methodologies and conditions included in the LFC block operational agreements in Article 119, concerning: [...]
(iv) the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1);”
- (6) According to Article 6(6) of the SO Regulation the expected impact of the Proposal on the objectives of the SO Regulation has to be described and is presented below.
- (7) The Proposal generally contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 4 of the SO Regulation. In particular, the Proposal contributes to these objectives by specifying the dimensioning rules for mFRR and aFRR, which are key reserves that are used in the common Nordic load-frequency control processes. Sufficient mFRR and aFRR guarantee the right FRCE and frequency quality level and consequently maintain the operational security by reducing the risk for automatic Under Frequency Load Shedding (UFLS), automatic reduction of generation and for system blackouts due to under or over frequency.

Amended Nordic synchronous area proposal for the FRR dimensioning rules in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

- (8) In conclusion, the Proposal contributes to the general objectives of the SO Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

SUBMIT THE FOLLOWING AMENDED PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE NORDIC SYNCHRONOUS AREA:

Article 1 - Subject matter and scope

1. The FRR dimensioning rules described in this Proposal are the common proposal of TSOs in accordance with article 157(1) of the SO Regulation. The Proposal applies solely to the Nordic LFC block.

The Nordic synchronous area covers transmission systems of East-Denmark (DK2), Finland, Sweden and Norway.

This Proposal has been developed by Energinet, Fingrid Oyj, Kraftnät Åland AB, Svenska kraftnät and Statnett SF.

2. This Proposal is subject to approval in accordance with Article 6(3) of the SO Regulation.

Article 2 - Definitions and interpretation

1. For the purposes of this Proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO Regulation.

2. In addition, this Proposal applies the following definitions and interpretations:
- a. Normal imbalances: Imbalances caused by the continuous mismatch between generation, demand, import and export. Normal imbalances include stochastic imbalances, deterministic imbalances and forecast errors;
 - b. Disturbances: Occasional imbalances caused by power deviation occurring instantaneously between generation and demand in a synchronous area. The largest disturbance in the LFC block equals the reference incident as defined in Article 3(2)(58) of the SO Regulation.

The dimensioning incident as defined in Article 3(2)(109) of the SO Regulation consists of the normal imbalances and disturbances. In a Nordic terminology this would be the maximum imbalance for LFC block, regardless of the cause of the imbalance.

3. In this Proposal, unless the context requires otherwise:
- a) the singular indicates the plural and vice versa;
 - b) the headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of the Proposal; and
 - c) any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it when in force.

Article 3 – FRR dimensioning for the LFC block

1. The articles below set out the FRR dimensioning rules for the LFC block. The total amount of reserve capacity on FRR for the LFC block shall be the sum of the automatic and manual FRR for normal imbalances and the automatic and manual FRR for disturbances in both positive and negative direction;
2. The sum of all reserve requirements on automatic FRR indicated in paragraph 1 and the sum of all reserve requirements of manual FRR indicated in paragraph 1 will set the ratio between automatic and manual FRR for the LFC block;
3. All TSOs shall use the input data as described in Article 4;
4. All TSOs shall dimension FRR with the objective to minimise within geographical limitations the total amount of required FRR for the LFC block taking into account:
 - a. The rules for dimensioning the total amount of reserve capacity on FRR for the LFC block as described in Article 5;
 - b. The rules for dimensioning FRR for normal imbalances as described in Article 6;
 - c. The rules for dimensioning FRR for disturbances as described in Article 7.
5. The TSOs geographically distribute the required FRR by dimensioning FRR per LFC area in accordance with the rules set out in Article 6 and 7.

Article 4 – Input to FRR dimensioning methodology

1. The input to the FRR dimensioning methodology shall be:
 - a. *Historical LFC block imbalance*: aggregated historical LFC area imbalance of all LFC areas;
 - b. *Historical LFC area imbalance* for each LFC area, consisting of consecutive historical records of the LFC area imbalance in accordance with the requirements for historical records in article 157(2)(a) of the SO Regulation. The LFC area imbalance will be calculated as the power deficit or surplus, if the TSO would not have taken any regulation actions to restore FRCE of the LFC area to zero;
 - c. *Reference incident for the LFC Block* in both positive and negative direction: the largest of the reference incidents of all control areas, which shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line within the LFC block;
 - d. *Reference incident for each control area* in both positive and negative direction: the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line within the control area;
 - e. *Reference incident for each LFC area* in both positive and negative direction: the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line within the LFC area;
 - f. *Historical data on remaining, free transmission capacity* per LFC area border and direction. The *free transmission capacity* shall be the cross zonal capacity remaining after the day ahead- and intraday markets.

Article 5 – Rules for dimensioning the total amount of reserve capacity on FRR for the LFC block

1. The total amount of reserve capacity on positive FRR for the LFC block shall be sufficient to cover the positive LFC block imbalances for at least 99 % of the time, based on the historical records referred to in Article 4(1)(a);
2. The total amount of reserve capacity on negative FRR for the LFC block shall be sufficient to cover the negative LFC block imbalances for at least 99 % of the time, based on the historical records referred to in Article 4(1)(a);
3. The reserve capacity on FRR of the LFC block shall be sufficient to respect the current FRCE target parameters for the LFC block as specified in the synchronous area operational agreement in accordance with article 118(1)(d)/128 of the SO Regulation. The TSOs shall ensure that the following probabilistic restrictions are fulfilled:
 - a. The probability that the FRCE of the LFC block shall be outside the Level 1 FRCE range shall be less than 30 %; and
 - b. The probability that the FRCE of the LFC block shall be outside the Level 2 FRCE range shall be less than 5 %.
4. In using that probabilistic methodology for calculating the probabilities mentioned in paragraph 3 of this article, the TSOs shall take into account:
 - a. The restrictions defined in the agreements for sharing or exchange of reserves due to possible violations of operational security and the FRR availability requirements as specified in the LFC block operational agreement in accordance with article 119(1)(1)/158(2) of the SO Regulation;
 - b. Any expected significant changes to the distribution of LFC block imbalances; or
 - c. Other relevant influencing factors relative to the time period considered.

Article 6 – Rules for dimensioning FRR for normal imbalances

1. The reserve capacity on positive FRR for normal imbalances for the LFC block shall be the aggregated reserve capacities on positive FRR for normal imbalances for all LFC areas;
2. The reserve capacity on positive FRR for normal imbalances for the LFC block shall be minimised within the geographical limitations for the distribution of these reserves over the LFC block, based on the following rules:
 - a. For each LFC area, the probability that the imbalance can be completely covered by imbalance netting and reserve capacity on positive FRR for normal imbalances shall not be less than a specified target. This target is determined in order to meet the objective specified in Article 3(4) and the requirements for the LFC block as specified in Article 5. The target will be evaluated and updated at least once a year. The probability will be determined based on the historical LFC area imbalance referred to in Article 4(1)(b) and historical data on free transmission capacity referred to in Article 4(1)(f);
 - b. The result of a. shall be adjusted according to known long-term grid outages, possible transmission capacity withheld from the market for exchange of FRR and other constraints affecting the time period for which FRR is dimensioned.
3. The reserve capacity on negative FRR for normal imbalances for the LFC block shall be the aggregated reserve capacities on negative FRR for normal imbalances for all LFC areas;
4. The reserve capacity on negative FRR for normal imbalances for the LFC block shall be minimised within the geographical limitations for the distribution of these reserves over the LFC block, based on the following rules:

- a. For each LFC area, the probability that the imbalance can be completely covered by imbalance netting and reserve capacity on negative FRR for normal imbalances shall not be less than a specified target. This target is determined in order to meet the objective specified in article 3(4) and the requirements for the LFC block as specified in Article 5. The target will be evaluated and updated at least once a year. The probability will be determined based on the historical LFC area imbalance referred to in Article 4(1)(b) and historical data on free transmission capacity referred to in Article 4(1)(f);
 - b. The result of a. shall be adjusted according to known long-term grid outages, possible transmission capacity withheld from the market for exchange of FRR and other constraints affecting the time period for which FRR is dimensioned.
5. All TSOs shall determine the minimum reserve capacity on automatic FRR per LFC area using a probability-based approach. The required minimum volumes of automatic FRR will be determined by setting a confidence interval on the probability distribution of the short-term imbalances of each LFC area. This confidence interval shall consider the fulfilment of the requirements of Article 5(3) and shall take into account the automatic FRR full activation time and the manual FRR full activation time of standard products and – if applicable – to specific products, which shall not be more than the time to restore frequency;
6. Short-term imbalances represent imbalances that are intended to be handled with automatic FRR. The determination of short-term imbalances shall take into account the automatic FRR and the manual FRR full activation times. The short-term imbalances are extracted/calculated after the netting/aggregation process is performed.

Article 7 – Rules for dimensioning FRR for disturbances

1. The reserve capacity on positive FRR for disturbances for the LFC block shall be the aggregated reserve capacity on positive FRR for disturbances for all control areas;
2. For each control area, the required capacity on positive FRR for disturbances shall cover at least the positive reference incident for the control area. Each TSO shall make sure that each LFC area within its control area will have access to sufficient positive FRR for disturbances to cover the positive reference incident for the LFC area;
3. The required reserve capacity on positive FRR for disturbances for the LFC block shall be reduced by sharing of the required reserve capacity on positive FRR for disturbances of control areas subject to the following conditions:
 - a. Agreement on sharing by all TSOs of the LFC block;
 - b. The probability that the required cross zonal capacity will be available shall not be less than a specified threshold. This threshold is evaluated and updated at least once a year in order to meet the objective specified in article 3(4) and the requirements for the LFC block as specified in Article 5. The probability that the required cross zonal capacity will be available shall be based on the historical data on remaining, free transmission capacity as specified in Article 4(1)(f);
 - c. Paragraph a. and b. shall take into account known long-term grid outages, possible transmission capacity withheld from the market for exchange of FRR and other constraints affecting the output time period for which FRR is dimensioned.
4. The reserve capacity on negative FRR for disturbances for the LFC block shall be the aggregated reserve capacity on negative FRR for disturbances for all control areas;
5. For each control area, the required capacity on negative FRR for disturbances shall cover at least the negative reference incident for the control area. Each TSO shall make sure that each LFC area within

- its control area will have access to sufficient negative FRR for disturbances to cover the negative reference incident for the LFC area;
6. The required reserve capacity on negative FRR for disturbances for the LFC block shall be reduced by sharing of the required reserve capacity on negative FRR for disturbances of control areas subject to the following conditions:
 - a. Agreement on sharing by all TSOs of the LFC block;
 - b. The probability that the required cross zonal capacity will be available shall not be less than a specified threshold. This threshold is evaluated and updated at least once a year in order to meet the objective specified in article 3(4) and the requirements for the LFC block as specified in Article 5. The probability that the required cross zonal capacity will be available shall be based on the historical data on remaining, free transmission capacity as specified in Article 4(1)(f);
 - c. Paragraph a. and b. shall take into account known long-term grid outages, possible transmission capacity withheld from the market for exchange of FRR and other constraints affecting the output time period for which FRR is dimensioned.
 7. The minimum reserve capacity on automatic FRR for disturbances per control area / LFC areas is 0 MW.

Article 8 – Process for FRR dimensioning

The FRR dimensioning process shall include the following steps:

1. Collection of input data including the input data specified in Article 4;
2. Dimensioning calculations in accordance with the rules in Article 3 to 7, including
 - a. baseline calculations, including
 - i. calculation of probability distributions;
 - ii. calculation of stand-alone requirements per LFC area;
 - iii. calculation of minimum LFC block requirement, without taking into account congestions between LFC areas (copper plate).
 - b. optimisations, including
 - i. statistical aggregation of imbalances between LFC areas using free transmission capacity;
 - ii. sharing of FRR for disturbances using free transmission capacity.
 - c. calculation of minimum amount of aFRR in accordance with the rules in Article 6(5).
3. Definition of output, including the FRR volume requirements and the minimum requirement for aFRR;
4. Evaluation, based on operational experience with the results from the dimensioning process;
5. Tuning of the FRR dimensioning methodology based on the results of the evaluation.

Article 9 – Publication and implementation

1. The relevant TSOs shall publish (in accordance with Article 8 of the SO Regulation) the Proposal without undue delay after the competent NRAs have approved the Proposal or a decision has been taken by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators in accordance with article 6 of the SO Regulation;
2. The TSOs shall implement the dimensioning rules for FRR by 2022.

Article 10 - Language

The reference language for this Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs needs to translate this Proposal into national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in Nordic Synchronous Area in accordance with Article 8(1) of the SO Regulation and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authority with an updated translation of the Proposal.