

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:	06.04.2023
Dokumentet är daterat:	06.04.2023
The document is dated:	06.04.2023

## **Esittelijä / Föredragande / Referendary**

Nimi / Namn / Name:	Tuomas Tyni
Pvm / Datum / Date:	06.04.2023

## **Ratkaisija / Beslutsfattare / Decision-maker**

Nimi / Namn / Name:	Simo Nurmi
Pvm / Datum / Date:	06.04.2023

### **Tämä asiakirja koostuu seuraavista osista:**

- Kansilehti (tämä sivu)
- Alkuperäinen asiakirja tai alkuperäiset asiakirjat [Allekirjoitettu asiakirja alkaa seuraavalta sivulta. >](#)

### **Detta dokument består av följande delar:**

- Titelblad (denna sida)
- Originaldokument [Det signerade dokumentet börjar på nästa sida. >](#)

### **This document contains:**

- Front page (this page)
- The original document(s) [The signed document follows on the next page >](#)



Fingrid Oyj  
PL 530  
00101 Helsinki

## Päätös Fingrid Oyj:n ehdotukseen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöistä

### Asianosainen

Fingrid Oyj

### Vireilletulo

29.6.2022

### Ratkaisu

Energiavirasto vahvistaa Fingrid Oyj:n noudatettavaksi tämän päätöksen liitteenä olevat taajuuden palautusreservien mitoitussäännöt.

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

### Selostus asiasta

Fingrid Oyj (jatkossa myös Fingrid) toimitti Energiavirastolle 29.06.2022 komission asetus (EU) 2017/1485 sähkön siirtoverkon käyttöä koskevien suuntaviivojen (jäljempänä myös SO suuntaviivat) artiklan 157 mukaisen taajuuden palautusreservien mitoitussääntöjä koskevan ehdotuksen sekä taustadokumentin, joka sisälsi 1.3.2022-1.4.2022 pidetyn julkisen kuulemisen tulokset.

Energiavirasto toimitti SO suuntaviivojen artiklan 7 nojalla muutospyyntön Fingridille 21.12.2022.

Muutospyyntö sisälsi muun muassa pyynnön tarkentaa mitoitussääntöjen perustana olevan datan käyttöä erityisesti sen osalta, että käytettävä historiallinen data vastaa niitä tulevaisuuden ajanhetkiä, joille mitoitusta tehdään. Lisäksi käytettävän historiallisen datan resoluutiota pyydettiin tarkentamaan.

Muutospyyntö sisälsi myös parannusehdotuksia menetelmän ymmärrettävyyteen artikloissa 2, 4, 6, 7 ja 8. Lisäksi sen sijaan että menetelmä tulisi voimaan, kun kaikki Pohjoismaisen synkronialueen kantaverkkoyhtiöt ovat liittyneet PICASSO-alustalle (ehdotuksen artikla 10(2)), pyydettiin menetelmän voimaantulo sitomaan tekniseen toteutusperiaatteeseen (engl. ACE-based balancing, hallinta-alueen taasevirheeseen perustuva menetelmä). Muutospyyntöä kehoitettiin myös tarkentamaan artiklan 9 mitoitusprosessia niin, että se vastaisi mahdollisimman hyvin käytäntöä. Lisäksi muutospyyntöä yhteydessä nostettiin esille, ymmärrettävyyden parantamiseksi, myös mahdollisen esimerkin lisääminen selittävään dokumenttiin datan käytön osalta koskien taajuuden palautusreservien mitoitusta.



Määräaika muutospyyntöön vastaamiselle oli 21.2.2023.

Fingrid toimitti Energiavirastolle 13.2.2023 täydennetyt ehdotuksen taajuuden palautusreservien mitoitussäännöiksi.

Käytön suuntaviivojen artiklan 6(1) mukaan sääntelyviranomainen voi tarvittaessa ennen hyväksymistä tarkistaa kuultuaan ensin asianomaisia siirtoverkonhaltijoita, sen varmistamiseksi, että ne ovat yhdenmukaisia tämän asetuksen tarkoituksen kanssa ja edistävät markkinoiden yhdentymistä, syrjimättömyyttä, toimivaa kilpailua ja markkinoiden tehokasta toimintaa. Energiavirasto yhdessä muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa katsoi täydennyspyynnön jälkeen edelleen tarpeelliseksi täsmentää siirtoverkonhaltijoiden ehdotuksen 9 artiklan taajuuden palautusreservien mitoitusprosessia koskien, koska se ei vastannut siirtoverkonhaltijoiden indikoimaa käytännössä tavoiteltua sykliä mitoitukselle. Energiavirasto kuuli Fingridiä ja muita siirtoverkonhaltijoita yhdessä muiden sääntelyviranomaisten kanssa muodostetusta muutettavasta ehdosta 14.3.2023-28.3.2023. Fingrid yhdessä muiden siirtoverkonhaltijoiden kanssa toimitti Energiavirastolle lausuntonsa asiasta 27.3.2023. Energiavirasto yhdessä muiden sääntelyviranomaisten kanssa muutti menetelmää siirtoverkonhaltijoiden lausunnon mukaisesti.

### **Energiaviraston toimivalta**

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/72/EY 35 artiklan mukaan kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi kansallinen sääntelyviranomainen 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) 2017/1485 sähkön siirtoverkon käyttöä koskevista suuntaviivoista (SO suuntaviivat)**

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 6 artiklan mukaan:

” 1. Kunkin sääntelyviranomaisen tai tarvittaessa viraston on hyväksyttävä 2 ja 3 kohdan mukaiset siirtoverkonhaltijoiden laatimat ehdot ja edellytykset tai menetelmät. Jäsenvaltion nimeämän elimen on hyväksyttävä 4 kohdan mukaiset siirtoverkonhaltijoiden laatimat ehdot ja edellytykset tai menetelmät. Nimetyn elimen on oltava sääntelyviranomainen, ellei jäsenvaltio toisin säädi. Ennen ehtojen ja edellytysten tai menetelmien hyväksymistä sääntelyviranomainen, virasto tai nimetty elin tarkistaa tarvittaessa ehdotuksia, kuultuaan ensin asianomaisia siirtoverkonhaltijoita, sen varmistamiseksi, että ne ovat yhdenmukaisia tämän asetuksen tarkoituksen kanssa ja edistävät markkinoiden yhdenmukaisuutta, syrjimättömyyttä, toimivaa kilpailua ja markkinoiden tehokasta toimintaa.

3. Seuraavia ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskeville ehdotuksille ja niiden muutoksille tarvitaan asianomaisen alueen kaikkien sääntelyviranomaisten



hyväksyntä, josta jäsenvaltio voi antaa lausunnon asianomaiselle sääntelyviranomaiselle:

e) 119 artiklan mukaisiin taajuudensäätöblokin käyttösopimukseen sisältyvät menetelmät ja ehdot, jotka koskevat seuraavia näkökohtia:

iv) 157 artiklan 1 kohdan mukaiset taajuuden palautusreservien mitoitussäännöt;

6. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevaan ehdotukseen on sisällyttävä ehdotettu täytäntöönpanoaikataulu ja kuvaus niiden odote tuista vaikutuksista tämän asetuksen tavoitteisiin. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat ehdotukset, joille tarvitaan useiden sääntelyviranomaisten hyväksyntä 3 kohdan mukaisesti, on toimitettava virastolle viikon kuluessa siitä, kun ne on annettu sääntelyviranomaisten hyväksyttäväksi. Ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat ehdotukset, joille tarvitaan nimetyn elimen hyväksyntä 4 kohdan mukaisesti, voidaan toimittaa virastolle nimetyn elimen harkinnan mukaan kuukauden kuluessa siitä, kun ne on annettu hyväksyttäväksi, mutta ne on toimitettava viraston pyynnöstä tietojen saamiseksi asetuksen (EU) 2019/942 3 artiklan 2 kohdan mukaisesti, jos virasto katsoo, että ehdotuksella on rajat ylittäviä vaikutuksia. Viraston on toimivaltaisten sääntelyviran omaisten pyynnöstä annettava lausunto näistä ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotuksista kolmen kuukauden kuluessa.”

” 7. Jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen 3 kohdan mukaisesti tai muutoksen hyväksyminen 7 artiklan mukaisesti edellyttää useamman kuin yhden sääntelyviranomaisten päätöstä 3 kohdan mukaisesti, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on kuultava toisiaan, tehtävä tiivistä yhteistyötä ja koordinoitava toimiaan sopimukseen pääsemiseksi. Jos virasto antaa lausunnon, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on otettava se huomioon. Sääntelyviran omaisten tai viraston, jos sillä on toimivalta, on tehtävä 2 ja 3 kohdan mukaisesti ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun virasto tai sääntelyviranomaisen tai, soveltuvin tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomaisen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät. Määräaika alkaa kulua sitä päivää seuraavana päivänä, jona ehdotus toimitettiin virastolle 2 kohdan mukaisesti tai viimeiselle asianomaiselle sääntelyviranomaiselle 3 kohdan mukaisesti.

8. Jos sääntelyviranomaiset eivät ole päässeet sopimukseen 7 kohdassa tarkoitettussa määräajassa tai niiden yhteisestä pyynnöstä tai viraston pyynnöstä asetuksen (EU) 2019/942 5 artiklan 3 kohdan kolmannen alakohdan mukaisesti, virasto tekee päätöksen ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotuksista kuuden kuukauden kuluessa asetuksen (EU) 2019/942 5 artiklan 3 kohdan ja 6 artiklan 10 kohdan toisen alakohdan mukaisesti.

9. Jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää yhden nimetyn elimen päätöstä 4 kohdan mukaisesti tai toimivaltaisen sääntelyviranomaisen päätöstä 5 kohdan mukaisesti, nimetyn elimen tai toimivaltaisen sääntelyviranomaisen on tehtävä päätös kuuden kuukauden kuluessa



ehtojen ja edellytysten tai menetelmien vastaanottamisesta. Määräaika alkaa kulua sitä päivää seuraava päivä, jona ehdotus toimitettiin nimetyille elimille 4 kohdan mukaisesti tai toimivaltaiselle sääntelyviranomaiselle 5 kohdan mukaisesti.”

SO suuntaviivojen 7 artiklan mukaan:

” 1. Jos virasto tai kaikki toimivaltaiset sääntelyviranomaiset pyytävät 6 artiklan 2 ja 3 kohdan mukaisesti toimitettujen ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista ennen hyväksymistä, asianomaisten siirto verkonhaltijoiden on annettava ehdotus muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa viraston tai toimi valtaisten sääntelyviranomaisten esittämästä pyynnöstä. Viraston tai toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on päätettävä muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa niiden esittämisestä.”

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 taajuuden säätöblokin 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 käytettäessään otettava huomioon reservien jakamista tai vaihtoa koskevissa sopimuksissa määritellyt rajoitukset, jotka johtuvat mahdollisista käyttövarmuusrajojen ylityksistä ja taajuuden palautusreservien käytettävyyksistä. Taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on otettava huomioon kaikki odotettavissa olevat merkittävät muutokset taajuudensäätöblokin epätasa painojen jakautumisessa tai muut tarkasteltuun ajanjaksoon liittyvät merkitykselliset vaikuttavat tekijät;

c) taajuudensäätöblokin kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä automaattisen taajuuden palautusreservin, manuaalisen taajuuden palautusreservin,



automaattisen taajuuden palautusreservin täyden akti vointiajan ja manuaalisen taajuuden palautusreservin täyden aktivointiajan suhde b alakohdan vaatimuksen noudattamiseksi. Tätä tarkoitusta varten taajuudensäättöblokin automaattisen taajuuden palautusreservin täysi aktivointiaika ja taajuudensäättöblokin manuaalisen taajuuden palautusreservin täysi aktivointiaika ei saa olla suurempi kuin taajuuden palautusaika

d) taajuudensäättöblokin 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 irtikytkemisestä taajuudensäättöblokin sisällä;

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

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

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

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

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

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

i) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla taajuuden säätöblokin taajuuden palautusreservien positiivisen reservikapasiteetin pienennys rajoittuu positiivisen mitoittavan tapahtuman koon ja sen taajuuden palautusreservien reservikapasiteetin erotukseen, joka tarvitaan kattamaan taajuudensäättöblokin 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;

ii) GB- ja IE/NI-synkronialueilla taajuudensäätöblokin siirtoverkon haltijoiden on arvioitava jatkuvasti taajuuden palautusreservien positiivista reservikapasiteettia ja jakamisesta johtuvaa toimittamatta jättämisen riskiä;

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 taajuuden säätöblokin taajuuden palautusreservien negatiivisen reservikapasiteetin pienennys rajoittuu negatiivisen mitoittavan tapahtuman koon ja sen taajuuden palautusreservien reservikapasiteetin erotukseen, joka tarvitaan kattamaan taajuudensäätöblokin negatiiviset epätasapainot vähintään 99 prosenttia ajasta a alakohdassa tarkoitettujen historiallisten tietojen perusteella, jos tämä erotus on positiivinen;

ii) GB- ja IE/NI-synkronialueilla taajuudensäätöblokin siirtoverkon haltijoiden on arvioitava jatkuvasti taajuuden palautusreservien negatiivista reservikapasiteettia ja jakamisesta johtuvaa toimittamatta jättämisen riskiä.

3. Kun taajuudensäätöblokkissa toimii useampi kuin yksi siirtoverkon haltija, 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 mitoitus sääntöjen mukainen riittävä taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti. Taajuuden säätöblokin siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä taajuudensäätöblokin käyttösopimuksessa erillismenettely sellaisia tapauksia varten, joissa on olemassa vakava riski, ettei taajuudensäätöblokin taajuuden palautusreservien reservikapasiteetti ole riittävä."

## Perustelut

SO suuntaviivojen mukaisesti Energiavirasto on tätä päätöstä valmisteltaessa tehnyt tiivistä yhteistyötä ja koordinoinut toimiaan muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa. Energiaviraston päätös noudattaa toimivaltaisten sääntelyviranomaisten yhteisesti sopimaa linjaa, joka on esitetty tämän päätöksen liitteenä dokumentissa "Approval by All Regulatory Authorities in the Nordic LFC block on Amended Nordic LFC block 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".

Siirtoverkonhaltijoiden 29.6.2022 sääntelyviranomaisille toimittama ehdotus täytti SO suuntaviivojen 6 artiklan muotoseikat.





Energiavirasto katsoi, että Fingridin 13.2.2023 toimittama täydennetty ehdotus ei täysin täyttänyt Energiaviraston ja muiden sääntelyviranomaisten laatiman muutospyyntönsä vaatimuksia. Täydennetty ehdotus sisälsi pyydettyjä muutokset, lukuun ottamatta artiklaan 9 pyydettyjä muutoksia. Myöskään menetelmän ohessa toimitettuun selittävään dokumenttiin ei ollut lisätty mitoituksen pohjalla olevan datan käyttöä avaavaa esimerkkiä. Siten Energiavirasto yhdessä muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa päätti SO suuntaviivojen artiklan 6(1) nojalla muuttaa siirtoverkonhaltijoiden toimittamaa täydennettyä ehdotusta ennen sen hyväksymistä 9 artiklan osalta niin, että se vastaa siirtoverkonhaltijoiden indikoimaa tavoitetasoa mitoituksen aikajänteestä.

Siirtoverkonhaltijoille tarjottiin mahdollisuus lausua näistä muutoksista. Siirtoverkonhaltijat lausuiivat mitoittamisen aikajänteen tavoitetason olevan käytännössä tiheämpi kuin mitä sääntelyviranomaiset siirtoverkonhaltijoiden toimittaman selittävän dokumentin mukaisesti menetelmään esittivät kirjattavaksi. Energiavirasto yhdessä muiden sääntelyviranomaisten kanssa muutti menetelmää siirtoverkonhaltijoiden tarkennuksen mukaisesti, koska tiheämpi mitoittamisen aikajänteen tavoitetaso johtaa reservien täsmällisempään ja tarkoituksen mukaisempaan reservien mitoitukseen siirtoverkon käytön näkökulmasta.

Energiavirasto toteaa, että sääntelyviranomaisten muutoksien jälkeenkin menetelmä ei täysin täsmällisesti määrittele sitä, kuinka taajuuden palautusreservien mitoitus tullaan tulevaisuudessa tekemään. Koska dynaamista menetelmää taajuuden palautusreservien mitoitukseen ei ole vielä kehitetty, on yksityiskohtaisen täsmällisen menetelmän toimittaminen asiaa koskien hankalaa. Siten Energiavirasto yhdessä muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa sovitun linjan mukaisesti odottaa, että siirtoverkonhaltijat toimittavat sääntelyviranomaisten hyväksyttäväksi uuden SO suuntaviivojen 157 artiklan mukaisen ehdotuksen heti, kun he ovat määrittäneet edellä mainitun dynaamisen menetelmän ja sen perustelut.

Energiavirasto katsoo, että ehdotus edellisessä kappaleessa todetuista seikoista huolimatta täyttää riittävässä määrin siirtoverkon käytön suuntaviivojen vaatimukset, on suuntaviivojen tavoitteiden mukainen ja siten hyväksyttävissä.

## Sovelletut säännökset

Komission asetus (EU) 2017/1485 4 artikla, 6 artikla, 7 artikla, 157 artikla

Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013) 36 §, 38 §

## Muutoksenhaku

Muutoksenhakua koskeva ohjeistus liitteenä.

Liitteet Valitusosoitus markkinaoikeuteen

“Approval by All Regulatory Authorities in the Nordic LFC block on Amended Nordic LFC block 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”, 4 Apr 2023

“Amended Nordic LFC block methodology for FRR dimensioning 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”, 4 Apr 2023

Jakelu      Fingrid Oyj



## VALITUSOSOITUS

### ***Valitusoikeus hallintopäätöksestä***

Energiaviraston antamaan hallintopäätökseen saa hakea muutosta valittamalla siten kuin laissa oikeudenkäynnistä hallintoasioissa (808/2019) säädetään. Valituskelpoisella hallintopäätöksellä tarkoitetaan päätöstä, jolla asia on ratkaistu tai jätetty tutkimatta.

Hallintopäätökseen saa hakea muutosta valittamalla se, johon päätös on kohdistettu tai jonka oikeuteen, velvollisuuteen tai etuun päätös välittömästi vaikuttaa ja se, jonka valitusoikeudesta laissa erikseen säädetään.

### ***Valitusviranomainen***

Valitusviranomainen Energiaviraston päätökseen on markkinaoikeus.

### ***Valituksen tekeminen ja valitusaika***

Valituksen saa tehdä sillä perusteella, että päätös on lainvastainen.

Valitus on tehtävä kirjallisesti 30 päivän kuluessa päätöksen tiedoksisaannista.

Jos tiedoksianto on toimitettu tavallisena tiedoksiantona postitse kirjeellä vastaanottajalle, katsotaan hänen saaneen asiasta tiedon seitsemäntenä päivänä kirjeen lähettämisestä, jollei muuta näytetä. Mikäli päätös annetaan hakijalle tiedoksi sähköisenä viestinä, päätös katsotaan annetuksi tiedoksi kolmantena päivänä viestin lähettämisestä, jollei muuta näytetä. Jos päätös on postitettu saantitodistusta vastaan, vastaanottajan katsotaan saaneen asiasta tiedon saantitodistuksen osoittamana aikana. Valitusaikaa laskettaessa tiedoksiantopäivää ei oteta lukuun.

Milloin kysymyksessä on sijaistiedoksianto, tiedoksisaannin katsotaan tapahtuneen kolmantena päivänä sijaistiedoksiantoa koskevan tiedoksiantotodistuksen osoittamasta päivästä. Viranomaisen tietoon asian katsotaan tulleen kirjeen saapumispäivänä.

Kun valituksen tekemisen määräajan viimeinen päivä on pyhäpäivä, itsenäisyyspäivä, vapunpäivä, joului- tai juhannusaatto tai arkilauantai, saa valituksen toimittaa ensimmäisenä arkipäivänä sen jälkeen. Valitus on toimitettava valitusviranomaiselle viimeistään valitusajan viimeisenä päivänä ennen valitusviranomaisen aukioloajan päättymistä.

Valituksen tekemisestä säädetään lisäksi sähköisestä asioinnista viranomaistoiminnassa annetussa laissa (13/2003). Määräaikaisten laskemisesta säädetään säädettyjen määräaikain laskemisesta annetussa laissa (150/1930).



## Valituksen sisältö

Valituksessa on ilmoitettava:

- päätös, johon haetaan muutosta (*valituksen kohteena oleva päätös*);
- miltä kohdin päätökseen haetaan muutosta ja mitä muutoksia siihen vaaditaan tehtäväksi (*vaatimukset*);
- vaatimusten perustelut; sekä
- mihin valitusoikeus perustuu, jos valituksen kohteena oleva päätös ei kohdistu valittajaan.

Valituksessa on lisäksi ilmoitettava valittajan nimi ja yhteystiedot. Jos puhevaltaa käyttää valittajan laillinen edustaja tai asiamies, myös tämän yhteystiedot on ilmoitettava. Yhteystietojen muutoksesta on valituksen vireillä ollessa ilmoitettava viipymättä tuomioistuimelle.

Valituksessa on ilmoitettava myös se postiosoite ja mahdollinen muu osoite, johon oikeudenkäyntiin liittyvät asiakirjat voidaan lähettää (*prosessiosoite*). Mikäli valittaja on ilmoittanut enemmän kuin yhden prosessiosoitteen, voi tuomioistuin valita, mihin ilmoitetuista osoitteista se toimittaa oikeudenkäyntiin liittyvät asiakirjat.

Oikaisuvaatimuksen tekijä saa valittaessaan oikaisuvaatimuspäätöksestä esittää vaatimuksilleen uusia perusteluja. Hän saa esittää uuden vaatimuksen vain, jos se perustuu olosuhteiden muutokseen tai oikaisuvaatimuksen tekemisen määräajan päättymisen jälkeen valittajan tietoon tulleeseen seikkaan.

## Valituksen liitteet

Valitukseen on liitettävä:

- valituksen kohteena oleva päätös valitusosoituksineen;
- selvitys siitä, milloin valittaja on saanut päätöksen tiedoksi, tai muu selvitys valitusajan alkamisen ajankohdasta; sekä
- asiakirjat, joihin valittaja vetoaa vaatimuksensa tueksi, jollei niitä ole jo aikaisemmin toimitettu viranomaiselle.
- asiamiestä käytettäessä valtakirja, sen mukaan kuin oikeudenkäynnistä hallintoasioissa annetun lain 32 §:ssä säädetään.

## Valituskirjelmän toimittaminen valitusviranomaiselle

Valituskirjelmä on toimitettava valitusajan kuluessa markkinaoikeuteen, jonka osoite on:

**Sörnäistenkatu 1  
00580 HELSINKI**



**faksi: 029 56 43314**

**sähköposti: [markkinaoikeus@oikeus.fi](mailto:markkinaoikeus@oikeus.fi)**

Valituskirjelmä voidaan toimittaa valitusviranomaiselle myös postitse.

Valituksen voi tehdä myös hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelussa osoitteessa <https://asiointi2.oikeus.fi/hallintotuomioistuimet>

*Kun valituskirjelmä toimitetaan hallinto- ja erityistuomioistuinten asiointipalvelun kautta, liitteet voi toimittaa skannattuna asiointipalvelussa tai kirjeitse. Kirjeitse toimitettaessa mainitse asiasta asiointipalvelun Viesti-kentässä.*

Valituskirjelmän lähettäminen postitse tai sähköisesti tapahtuu lähettäjän omalla vastuulla.

## **Oikeudenkäyntimaksu**

Valittajalta peritään markkinaoikeudessa oikeudenkäyntimaksu 2120 euroa. Tuomioistuinmaksulaissa (1455/2015) on erikseen säädetty tapauksista, joissa maksua ei peritä.

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

**on**

**Amended Nordic LFC block 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**

**04 April 2023**

## 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 04 April 2023, on the Nordic TSOs (hereinafter referred to as TSOs) “Amended Nordic LFC block 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” (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), 7(1), 11, 119(1)(h), 157(1) and 157(2) of Regulation 2017/1485, Article 5(3) and 5(6) of Regulation 2019/942.*

### Regulation 2017/1485

#### 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 7(1)**

Where one or several regulatory authorities require an amendment in order to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 2 and 3 of Article 6, the relevant TSOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within 2 months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within 2 months following their submission.

#### **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.

### **Article 157(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.

## **Regulation 2019/942**

### **Article 5(3)**

Where one of the following legal acts provides for the development of proposals for terms and conditions or methodologies for the implementation of network codes and guidelines which require the approval of all the regulatory authorities of the region concerned, those regulatory authorities shall agree unanimously on the common terms and conditions or methodologies to be approved by each of those regulatory authorities:

- (a) a legislative act of the Union adopted under the ordinary legislative procedure;
- (b) network codes and guidelines that were adopted before 4 July 2019 and subsequent revisions of those network codes and guidelines; or
- (c) network codes and guidelines adopted as implementing acts pursuant to Article 5 of Regulation (EU) No 182/2011.

The proposals referred to in the first subparagraph shall be notified to ACER within one week of their submission to those regulatory authorities. The regulatory authorities may refer the proposals to

ACER for approval pursuant to point (b) of the second subparagraph of Article 6(10) and shall do so pursuant to point (a) of the second subparagraph of Article 6(10) where there is no unanimous agreement as referred to in the first subparagraph.

The Director or the Board of Regulators, acting on its own initiative or on a proposal from one or more of its members, may require the regulatory authorities of the region concerned to refer the proposal to ACER for approval. Such a request shall be limited to cases in which the regionally agreed proposal would have a tangible impact on the internal energy market or on security of supply beyond the region.

### **Article 5(6)**

Before approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs 2 and 3, the regulatory authorities, or, where competent, ACER, shall revise them where necessary, after consulting the ENTSO for Electricity, the ENTSO for Gas or the EU DSO entity, in order to ensure that they are in line with the purpose of the network code or guideline and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market. ACER shall take a decision on the approval within the period specified in the relevant network codes and guidelines. That period shall begin on the day following that on which the proposal was referred to ACER.

## **II. The revised amended FRR dimensioning rules proposal**

This amended dimensioning rules for FRR proposal constitutes an amendment of the proposal the TSOs submitted to NRAs in May 2019. The proposal was approved by the NRAs in June 2019.

In the revised methodology the TSOs have included more details and increased the transparency of the dimensioning process of FRR compared to the previous approved methodology. In addition to this, the TSOs have also included a method on how to determine the ratio between aFRR and mFRR when dimensioning FRR. Another amendment from the first approved methodology is the full activation time for aFRR and mFRR. The TSOs have proposed that this should be harmonized with the rules for standard products for aFRR and mFRR in accordance with Electricity Balancing Guideline Article 25, 4(c), (EU) 2017/2195.

The first amended FRR dimensioning rules proposal was submitted to the NRAs on 29 June 2022 together with a separate explanatory document. The NRAs sent a Request for Amendment (RfA) 20 December 2023 to the TSOs as the proposal lacked some clarifications and details.

The amended FRR dimensioning rules proposal was submitted to the NRAs 13 February 2023 together with a separate explanatory document.

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 13 April 2023.

The NRAs closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement on the amended proposal dated 13 February 2023. The NRAs agreed that the amended proposal did not sufficiently take into account all items of the RfA.

The NRAs have engaged the process of revising the amended FRR dimensioning rules proposal pursuant to Regulation 2019/942 article 5(6).

Through close cooperation and coordination with each other and through consultation of ENTSO-E and the Nordic TSOs, the NRAs reached an agreement on 04 April 2023 to approve the revised proposal.

The NRAs have consulted the revised FRR dimensioning rules proposal with the Nordic TSOs and ENTSO-E. The NRAs have consulted the revised FRR dimensioning rules proposal from 14 March 2023 – 28 March 2023.

The NRAs have not received consultation answers from ENTSO-E.

The NRAs have received the following consultation answer from the Nordic TSOs:

- Proposed change: To replace “*The TSOs aim to dimension FRR for the reference incident on a daily basis and FRR for normal imbalances on a quarterly basis.*” with “*The TSOs aim to dimension FRR on a daily basis*”.
  - Background: The TSOs have started a separate project looking at dynamic dimensioning of FRR. This project aims to develop a common Nordic model for dynamic dimensioning of FRR. With this as background, the TSOs propose to adjust the text.

The NRAs have accepted and incorporated the proposed change into the revised FRR dimensioning rules proposal.

### **III. Conclusion**

The NRAs of the Nordic LFC block have on 04 April 2023 reached an agreement on approval of the revised FRR dimensioning rules proposal in accordance with Article 157(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing guideline on electricity transmission system operation.

---

**Amended Nordic LFC block methodology for FRR dimensioning 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**

---

04 April 2023

All TSOs of the Nordic LFC block, taking into account the following:

**Whereas**

- (1) This document is a common methodology 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 methodology is hereafter referred to as ‘**Methodology**’. The methodology is an amended version of the methodology ‘*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*’ of 13 May 2019 that was approved by the NRAs in July 2019.
- (2) The Methodology takes into account the general principles and goals set in SO Regulation as well as Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (Regulation (EU) No 2019/943). 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 Methodology: “*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 Methodology 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 Methodology on the objectives of the SO Regulation has to be described and is presented below.
- (7) The Methodology 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 Methodology 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 Low Frequency Demand Disconnection (LFDD), forced manual load shedding, tripping or automatic reduction of generation and for system blackouts due to under or over frequency. The Methodology also considers available transmission capacity for exchange of balancing energy.
- (8) In conclusion, the Methodology contributes to the general objectives of the SO Regulation to the benefit of all market participants and electricity end consumers.

**SUBMIT THE FOLLOWING AMENDED METHODOLOGY FOR THE DIMENSIONING RULES FOR FRR TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE NORDIC LFC BLOCK:**

**Article 1 - Subject matter and scope**

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

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

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

## **Article 2 - Definitions and interpretation**

1. For the purposes of this Methodology, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO Regulation.
2. In addition, this Methodology 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; In this Methodology the imbalances are represented by the Area Control Error Open Loop (ACE OL);
    - i Fast-changing imbalance: The fast-changing imbalance are the imbalances that are intended to be handled by FRR. They are obtained by filtering ACE OL data, imbalances which change faster than the maximum Full Activation Time of automatic FRR are filtered out.
    - ii Slow-changing imbalance: The slow-changing imbalance are the imbalances that are intended to be handled with manual FRR. They are obtained by filtering ACE OL data, imbalances which change faster than the Time to Restore Frequency are filtered out.
    - iii Short-term imbalances: The short-term imbalances are calculated by subtracting the slow-changing imbalance time series from the fast-changing imbalance time series. In the context of FRR dimensioning the short term imbalances are defined as the variation in normal imbalance during a quarter hour.
  - b. Available transmission capacity (ATC): In this Methodology ATC is the cross-zonal capacity available for exchange of balancing energy across a border between two LFC areas. It is equivalent to the remaining cross-zonal capacity after the clearing of the intraday market. Exchange of balancing energy encompasses both imbalance netting and transmission of FRR.
3. In this Methodology, 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 Methodology; 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 total amount of reserve capacity on FRR for the LFC block shall be the combination of the automatic and manual FRR for normal imbalances and the manual FRR for reference incident in both positive and negative direction.
2. The reserve requirements on automatic and manual FRR indicated in paragraph 1 will set the ratio between automatic and manual FRR for the LFC block and per LFC area, and the ratio will be dynamic. Dimensioning of reserve capacity on automatic FRR is described in Article 8(5).
3. All TSOs shall use the input data as described in Article 5.
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 6;
  - b. The rules for dimensioning FRR for reference incident as described in Article 7;
  - c. The rules for dimensioning FRR for normal imbalances as described in Article 8.
5. The TSOs geographically distribute the required FRR by dimensioning FRR per LFC area in accordance with the rules set out in Article 7 and 8.

#### **Article 4 – Full Activation Time for FRR**

Full Activation Time, FAT, for mFRR and aFRR are in accordance with Electricity Balancing Guideline Article 25, 4(c), (EU) 2017/2195.

#### **Article 5– Input to FRR dimensioning methodology**

The input to the FRR dimensioning methodology shall be:

- a. *Historical LFC block imbalance*: aggregated historical LFC area imbalance of all LFC areas with a sample rate of minimum one minute;
- 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 sampling of those historical records shall be minimum one minute. 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, 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, 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, single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line within the LFC area;
- f. *Historical data on ATC* per LFC area border and direction with a sample rate of minimum one minute.

#### **Article 6 – 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 5(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 5(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. A probabilistic methodology is used for dimensioning of FRR reserves for the LFC block, and to fulfil the FRCE target parameters set out in paragraph 3 of this article, the TSOs shall take into account:
  - a. The ATC per LFC area border and direction based on historical records;



- b. 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)(l)/158(2) of the SO Regulation;
- c. Any expected significant changes to the distribution of LFC block imbalances; or
- d. Other relevant influencing factors relative to the time period considered.

### **Article 7 – Rules for dimensioning FRR for reference incident**

1. The reserve capacity on positive FRR for reference incident for the LFC block shall be the sum of reserve capacity on positive FRR for reference incident for all control areas after possible sharing according to Article 7(3);
2. For each control area, the required capacity on positive FRR for reference incident 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 reference incident to cover the positive reference incident for the LFC area, taking into account the ATC between LFC areas;
3. The required reserve capacity on positive FRR for reference incident for the LFC block shall be reduced by sharing of the required reserve capacity on positive FRR for reference incident of control areas subject to all of the following conditions:
  - a. Agreement on sharing by all TSOs of the LFC block;
  - b. The probability that the required ATC will be available shall be calculated based on the historical data on ATC (specified in Article 5(1)(f)), and shall not be less than a specified threshold of 99% (hereafter referred to as “ATC threshold”). The ATC 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 6);
4. Paragraph 3(a) and 3(b) shall take into account known long-term grid outages, cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity by the market and other factors which may impact the results for the time period for which FRR is dimensioned.
5. The reserve capacity on negative FRR for reference incident for the LFC block shall be the sum of reserve capacity on negative FRR for reference incident for all control areas after possible sharing according to Article 7(6);
6. For each control area, the required capacity on negative FRR for reference incident 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 reference incident to cover the negative reference incident for the LFC area, taking into account the ATC between LFC areas;
7. The required reserve capacity on negative FRR for reference incident for the LFC block shall be reduced by sharing of the required reserve capacity on negative FRR for reference incident of control areas subject to all of the following conditions:
  - a. Agreement on sharing by all TSOs of the LFC block;
  - b. The probability that the required ATC will be available shall be calculated based on the historical data on ATC (specified in Article 5(1)(f)) and shall not be less than a specified threshold of 99% (hereafter referred to as “ATC threshold”). The ATC 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 6.;
8. Paragraph 7(a) and 7(b) shall take into account known long-term grid outages, cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity by the market and other factors which may impact the results for the time period for which FRR is dimensioned.
9. The minimum reserve capacity for automatic FRR is 0, as this reserve is not dimensioned to handle reference incidents.

### **Article 8 – Rules for dimensioning FRR for normal imbalances**

1. The reserve capacity on positive FRR for normal imbalances for the LFC block shall be the sum of 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, it shall be taken into account that a normal imbalance can be partly or completely covered by imbalance netting.. This is done by performing an aggregation of normal imbalances between LFC areas within the control block, taking the remaining ATC after the dimensioning of reserve capacity on positive and negative FRR for reference incident into account in the aggregation. The result of the imbalance netting is a new set of normal imbalances for each LFC area;
  - b. For each LFC area, the probability that the imbalances, after imbalance netting is taken into account, can be completely covered by reserve capacity on positive FRR for normal imbalances shall not be less than a defined risk level for the LFC Block. The risk level is applied to each individual LFC area to set the FRR need. The risk level is determined in accordance with Article 10;
  - c. Paragraph a. and b. shall take into account known long-term grid outages, cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity by the market and other factors, which may impact the results for 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 sum of 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, it shall be taken into account that a normal imbalance can be partly or completely covered by imbalance netting. This is done by performing an aggregation of normal imbalances between LFC areas within the control block, taking the remaining ATC after the dimensioning of reserve capacity on positive and negative FRR for reference incident into account in the aggregation. The result of the imbalance netting is a new set of normal imbalances for each LFC area;
  - b. For each LFC area, the probability that the imbalances, after imbalance netting is taken into account, can be completely covered by reserve capacity on negative FRR for normal imbalances shall not be less than a defined risk level for the LFC Block. The risk level is applied to each individual LFC area to set the FRR need. The risk level is determined in accordance with Article 10;
  - c. Paragraph a. and b. shall take into account known long-term grid outages, cross-zonal capacity allocated for the exchange of balancing capacity by the market and other factors, which may impact the results for the time period for which FRR is dimensioned.
5. The minimum reserve capacity on automatic FRR for normal imbalances for the LFC areas are calculated from the short-term imbalances. The short-term imbalances represent the imbalances that are intended to be handled with automatic FRR. The determination of short-term imbalances shall take into account the activation time of automatic FRR and the manual FRR, the full activation time of automatic FRR and manual FRR are stated in Article 4.

### **Article 9 – Process for FRR dimensioning**

The FRR dimensioning process shall follow step 1 to 3 of this Article and be conducted at least once a year. The TSOs aim to dimension FRR on a daily basis.

1. Collection of input data including the input data specified in Article 5;
2. Dimensioning calculations in accordance with the rules in Article 3 to 8, including
  - a. baseline calculations, including
    - i. stand-alone FRR requirements per LFC area based on a confidence interval on the probability distribution of historical ACE OL data, where the confidence interval corresponds to the risk level;
    - ii. calculation of minimum LFC block and control area requirements, without taking limitations in ATC into account (so called copper plate), by applying a confidence interval on the probability distribution of the historical ACE OL of the LFC block. The confidence interval corresponds to the risk level.
  - b. optimisations, including
    - i. aggregation of reserve capacity on FRR for reference incident between the LFC areas within a control area taking limitations in ATC into account in accordance with Article 7(2) and 7(5);
    - ii. sharing of FRR for reference incident between control areas taking limitations in ATC into account in accordance with Article 7(3) and 7(6);
    - iii. statistical aggregation of normal imbalances between LFC areas within a control area taking limitations in ATC into account in accordance with Article 8(2)(a) and 8(4)(a);
    - iv. statistical aggregation of normal imbalances between LFC areas within the LFC block taking limitations in ATC into account in accordance with Article 8(2)(a) and 8(4)(a).
  - c. calculation of minimum amount of aFRR in accordance with the rules in Article 8(5).
3. Determination of FRR volume requirements and the minimum requirement for aFRR;

#### **Article 10 – Process for yearly tuning of the FRR dimensioning**

1. The FRR dimensioning process shall be evaluated yearly in order to ensure compliance for the LFC Block with Article 6(1-3). The evaluation is based on operational experience with the results from the dimensioning process.
2. A yearly tuning of the parameters ATC threshold, mentioned in Article 7(3)(b) and 7(7)(b), and risk level, mentioned in Article 8(2)(b) and Article 8(4)(b), shall be performed based on the results of the evaluation.

#### **Article 11 – Publication and implementation**

1. The relevant TSOs shall publish (in accordance with Article 8 of the SO Regulation) the Methodology without undue delay after the competent NRAs have approved the Methodology 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 when all TSOs in Nordic LFC Block are using fully ACE based balancing.

#### **Article 12 - Language**

The reference language for this Methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this Methodology into national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in Nordic Synchronous Area in accordance with

Nordic synchronous area methodology 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

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 Methodology.