



**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: 22.03.2023

Dokumentet är daterat: 22.03.2023

The document is dated: 22.03.2023

## **Esittelijä / Föredragande / Referendary**

Nimi / Namn / Name: Tuomas Tyni

Pvm / Datum / Date: 22.03.2023

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

Nimi / Namn / Name: Simo Nurmi

Pvm / Datum / Date: 22.03.2023

### **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 vakautusreservien mitoitussäännöistä

### Asianosainen

Fingrid Oyj

### Vireilletulo

27.6.2022

### Ratkaisu

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

Päätös on voimassa toistaiseksi.

Päätöstä on noudatettava muutoksenhausta huolimatta.

### Selostus asiasta

Fingrid Oyj (jatkossa myös Fingrid) toimitti Energiavirastolle 27.06.2022 komission asetus (EU) 2017/1485 sähkön siirtoverkon käyttöä koskevien suuntaviivojen (jäljempänä SO suuntaviivat) mukaisen taajuuden vakautusreservien mitoitussääntöjä koskevan ehdotuksen sekä taustadokumentin, joka sisälsi 6.5.2022-6.6.2022 pidetyn julkisen kuulemisen tulokset. Ehdotus sisälsi muun muassa muutoksia taajuusohjatun häiriöreservin määrittelyyn siten, että se jakaantuisi sekä dynaamiseen että staattiseen reserviin. Staattisen ja dynaamisen reserviosuuden suhde määritellään vähintään vuosittain niin, että dynaamista taajuusohjattua häiriöreserviä on ainakin tietty osa. Osuus perustuu sähköverkon dynaamisiin ominaisuuksiin, pääosin inertian määrään.

Energiavirasto toimitti SO suuntaviivojen artiklan 7 nojalla muutospyyntön Fingridille 21.12.2022. Muutospyyntö sisälsi menetelmän koherenttiutta parantavia tarkennuksia, kuten termien määrittelypyynnön dynaamisen- ja staattisen taajuusohjatun häiriöreservin ylös- ja alassäädön osalta sekä pyynnön korjata 2 artiklan kappaleiden numerointia. Määräajaksi muutospyyntöön vastaamiselle oli asetettu 21.2.2023.

Fingrid toimitti Energiavirastolle 3.2.2023 täydennetyn ehdotuksen taajuuden vakautusreservien mitoitussäännöistä.

### **Energiaviraston toimivalta**

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

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

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

### **Asiaan liittyvä lainsäädäntö**

#### **Komission asetukset (EU) 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 sähkönsiirtoverkon 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:

” 7. 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. Jos virasto antaa lausunnon, toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on otettava se huomioon. Sääntelyviranomaisten on tehtävä 2 ja 3 kohdan mukaisesti ehdotettuja ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevat päätökset kuuden kuukauden kuluessa siitä, kun sääntelyviranomaisen tai, soveltuviissa tapauksissa, viimeinen asianosainen sääntelyviranomaisen on vastaanottanut ehdot ja edellytykset tai menetelmät.

8. Jos sääntelyviranomaiset eivät ole päässeet sopimukseen 7 kohdassa tarkoitetussa määräajassa tai niiden yhteisestä pyynnöstä virasto tekee päätöksen ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevista ehdotuksista kuuden kuukauden kuluessa asetuksen (EY) N:o 713/2009 8 artiklan 1 kohdan mukaisesti.

9. Jos ehtoja ja edellytyksiä tai menetelmiä koskevan ehdotuksen hyväksyminen edellyttää yhden nimetyn elimen päätöstä 4 kohdan mukaisesti, nimetyn elimen on tehtävä päätös kuuden kuukauden kuluessa ehtojen ja edellytysten tai menetelmien vastaanottamisesta.”

SO suuntaviivojen 7 artiklan mukaan:

” 1. Jos yksi tai useampi sääntelyviranomaisen vaatii 6 artiklan 2 ja 3 kohdan mukaisesti toimitettujen ehtojen ja edellytysten tai menetelmien muuttamista ennen hyväksymistä, asianomaisten siirtoverkonhaltijoiden on esitettävä hyväksyttäväksi ehdotus muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa sääntelyviranomaisten vaatimuksen esittämisestä. Toimivaltaisten sääntelyviranomaisten on päätettävä muutetuista ehdoista ja edellytyksistä tai menetelmistä kahden kuukauden kuluessa niiden esittämisestä.”

SO suuntaviivojen 153 artiklan mukaan:



" 1. Kunkin synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määritettävä vähintään kerran vuodessa synkronialueella tarvittava taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetti ja kunkin siirtoverkonhaltijan alustava taajuuden vakautusreserviä koskeva velvoite 2 kohdan mukaisesti.

2. Kunkin synkronialueen kaikkien siirtoverkonhaltijoiden on määriteltävä synkronialueen käytösopimuksessa mitoitussäännöt seuraavien kriteerien mukaisesti:

a) synkronialueella tarvittavan taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin on katettava vähintään vertailutapahtuma ja, Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueiden osalta, c alakohdan mukaisesti toteutetun taajuuden vakautusreservien tilastomatemattisen mitoituksen tulokset;

b) vertailutapahtuman koko on määritettävä seuraavien ehtojen mukaisesti:

i) Manner-Euroopan synkronialueella vertailutapahtuman on oltava 3 000 MW positiiviseen suuntaan ja 3 000 MW negatiiviseen suuntaan;

ii) GB-, IE/NI- ja Pohjoismaiden synkronialueilla vertailutapahtuma on suurin epätasapaino, joka voi aiheutua yksittäisen sähköntuotantomoduulin, yksittäisen kulutuslaitoksen tai yksittäisen HVDC-yhdysjohdon pätötehon hetkellisestä muutoksesta tai vaihtosähköjohdon irtikytketyksestä, tai se on yhden tai kahden liittymispisteen irtikytketyksestä johtuva suurin hetkellinen pätötehon kulutuksen menetys. Vertailutapahtuma on määritettävä erikseen positiiviseen ja negatiiviseen suuntaan;

c) Manner-Euroopan ja Pohjoismaiden synkronialueilla synkronialueen kaikilla siirtoverkonhaltijoilla on oltava oikeus määritellä taajuuden vakautusreservien tilastomatemattinen mitoitustapa, jossa otetaan huomioon kulutuksen, tuotannon ja inertian, mukaan lukien synteettinen inertia, rakenne sekä käytettävissä olevat keinot ottaa vähimmäisinertia käyttöön reaaliaikaisesti 39 artiklassa tarkoitetun menetelmän mukaisesti, kun tavoitteena on alentaa riittämättömän taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin määrän esiintymistodennäköisyys enintään yhteen kertaan 20 vuodessa; ja

d) taajuuden vakautusreservien reservikapasiteetin osuuksien, jotka vaaditaan kullakin siirtoverkonhaltijalta alustavana taajuuden vakautusreserviä koskevana velvoitteena, on perustuttava sen vastuualueen nettotuotannon ja -kulutuksen summaan jaettuna synkronialueen nettotuotannon ja -kulutuksen summalla yhden vuoden ajalta"

## 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 synchronous area on Amended Nordic synchronous area proposal for dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation".



Energiavirasto katsoo, että Fingridin 3.2.2023 toimittama täydennetty ehdotus täyttää Energiaviraston ja muiden sääntelyviranomaisten laatiman muutospyyntöön vaatimukset. Energiavirasto toteaa, että menetelmä ei täsmällisesti määrittele sitä, kuinka dynaamisen taajuusohjatun häiriöreservin osuus lasketaan ja mihin dynaamisiin ominaisuuksiin tämä osuus perustuu. Energiavirasto kuitenkin ymmärtää, että siirtoverkohaltijoiden on haastavaa toimittaa täsmällistä menetelmää edellä mainituilta osin, koska sopiva menettely dynaamisen taajuusohjatun häiriöreservin osuuden laskentaan on vielä todentamatta. Siten Energiavirasto yhdessä muiden toimivaltaisten sääntelyviranomaisten kanssa sovitun linjan mukaisesti toteaa, että siirtoverkonhaltijoiden odotetaan toimittavan uuden ehdotuksen heti kun he ovat määrittäneet edellä mainitun laskentatavan ja sen perustelut.

Energiavirasto katsoo, että ehdotus mahdollistaa siirtoverkon käytön suuntaviivojen vaatimusten täyttämisen, on suuntaviivojen tavoitteiden mukainen ja siten hyväksyttävissä.

### **Sovelletut säännökset**

Komission asetus (EU) 2017/1485 4 artikla, 6 artikla, 7 artikla, 153 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 synchronous area on Amended Nordic synchronous area proposal for dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”, 8 March 2023

”Amended Nordic synchronous area methodology for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”, 3 February 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 oikaisuvaatuspäätöksestä 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  
synchronous area**

**on**

**Amended Nordic synchronous area proposal for  
dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153  
of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August  
2017 establishing a guideline on electricity transmission  
system operation**

**08 March 2023**

## **I. Introduction and legal context**

This document elaborates an agreement of all Regulatory Authorities in the Nordic synchronous area (hereinafter referred to as NRAs), agreed on 08 March 2023, on the Nordic TSOs (hereinafter referred to as TSOs) “Amended Nordic synchronous area methodology for dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation” dated 3 February 2023 (hereinafter referred to as respectively “amended dimensioning rules for FCR proposal” and “Regulation 2017/1485”).

This agreement of the NRAs shall provide evidence that a decision on the amended dimensioning rules for FCR 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 dimensioning rules for FCR 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 dimensioning rules for FCR proposal, and this all NRAs agreed opinion, are Articles 4(1), 5(1), 6(3)(d)(ii), 6(6), 6(7), 7(1), 11, 118(1)(a) and 153 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)(d)(ii)**

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, conditions and values included in the synchronous area operational agreements in Article 118 concerning:  
the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;

#### **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 118(1)(a)**

By 12 months after entry into force of this Regulation, all TSOs of each synchronous area shall jointly develop common proposals for:  
the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;

#### **Article 153**

1. All TSOs of each synchronous area shall determine, at least annually, the reserve capacity for FCR required for the synchronous area and the initial FCR obligation of each TSO in accordance with paragraph 2.
2. All TSOs of each synchronous area shall specify dimensioning rules in the synchronous area operational agreement in accordance with the following criteria:
  - (a) the reserve capacity for FCR required for the synchronous area shall cover at least the reference incident and, for the CE and Nordic synchronous areas, the results of the probabilistic dimensioning approach for FCR carried out pursuant to point (c);
  - (b) the size of the reference incident shall be determined in accordance with the following conditions:
    - (i) for the CE synchronous area, the reference incident shall be 3 000 MW in positive direction and 3 000 MW in negative direction;
    - (ii) for the GB, IE/NI, and Nordic synchronous areas, the reference incident shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power such as that of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line, or it shall be the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of one or two connection points. The reference incident shall be determined separately for positive and negative direction;
  - (c) for the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs of the synchronous area shall have the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years; and
  - (d) the shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of 1 year.

## **II. The amended TSO proposal**

This amended dimensioning rules for FCR proposal constitutes an amendment of the proposal the TSOs submitted to NRAs in September 2018. The proposal was approved by the NRAs in March 2019.

The first proposal for an amended dimensioning rules for FCR methodology was submitted to the NRAs on 29 June 2022 together with a separate explanatory document which also included the results from the public consultation. The NRAs sent a request for amendment to the TSOs on 21 December 2022. After the request for amendment the TSOs submitted the amended dimensioning rules for FCR proposal to the NRAs on 3 February 2023 together with a separate explanatory document.

The amended proposal facilitates for the division of the FCR-D into Dynamic FCR-D and Static FCR-D as defined in the amended Nordic synchronous area methodology for additional properties of the FCR in accordance with Article 154(2) of Regulation 2017/1485. This means that the total amount of FCR-D both upwards and downwards shall be the sum of Dynamic FCR-D and Static FCR-D. The TSOs have proposed that the Dynamic FCR-D response shall be at least a certain share of the total response in the system, and that share will be based upon the dynamic properties of the power system, mainly system inertia. The share will be reviewed at least annually by the TSOs.

Regulation 2017/1485 requires the NRAs to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach agreement and make decisions within six months following receipt of submissions of the last NRA concerned. According to Regulation 2017/1485, a request for amendment gives the TSOs two months to amend the proposal and the NRAs two months to reach an agreement. A decision is therefore required by each NRA by 3 April 2023.

## **III. NRAs' position**

The NRAs have seen in our assessment that there will be a need to further clarify how the TSOs calculate the share of Dynamic FCR-D, and what kind of dynamic properties this share will depend upon. At the same time, we acknowledge that the TSOs do not have the information necessary at this point to provide those details. The NRAs will request the TSOs to submit a new proposal as soon as the model of calculating Dynamic FCR-D is developed.

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

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

## **IV. Conclusions**

All NRAs have assessed, consulted and closely cooperated to reach an agreement that the amended dimensioning rules for FCR proposal meet the requirements of Regulation 2017/1485 and as such can be approved by all NRAs. The TSOs are nonetheless required to fulfil the following tasks:

- Submit a new proposal once the TSOs have developed a method to calculate the share of Dynamic FCR-D and at the latest five years after the approval of the NRAs.

The NRAs shall, based on this agreement, make their national decisions by 3 April 2023. The amended dimensioning rules for FCR proposal will be adopted upon the decision of the last the NRA in the Nordic synchronous area. Following the national decisions by all NRAs, the TSOs are required to publish the amended dimensioning rules for FCR proposal as approved, according to Article 8(1) of Regulation 2017/1485. All TSOs must respect the implementation deadlines provided in the amended dimensioning rules for FCR proposal.

---

**Amended Nordic synchronous area methodology for the  
dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 of the  
Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing  
a guideline on electricity transmission system operation**

---

3 Feb 2023



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

### Whereas

- (1) This document is the common methodology developed by all Transmission System Operators within the Nordic synchronous area (hereafter referred to as “TSOs”) for the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153 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 dated 10 September 2018 that was approved by the Nordic regulators in March 2019.
- (2) This Methodology is subject to approval in accordance with Article 6(3) of the SO Regulation.
- (3) 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 (hereafter referred to as "Regulation (EU) No 2019/943"). The goal of the SO Regulation and Regulation (EU) No 2019/943 is the safeguarding of operational security, frequency quality and the efficient use of the interconnected system and resources. Article 118(1)(a) of the SO Regulation sets for this purpose requirements for the TSOs to “jointly develop common proposals for: [...] the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;”
- (4) Article 153(2) of the SO Regulation describes the scope of this Methodology:  
“2. All TSOs of each synchronous area shall specify dimensioning rules in the synchronous area operational agreement [...]”. Article 153(1) of the SO Regulation stipulates how these dimensioning rules shall be applied: “1. All TSOs of each synchronous area shall determine, at least annually, the reserve capacity for FCR required for the synchronous area and the initial FCR obligation of each TSO in accordance with paragraph 2”.
- (5) Article 153(2) of the SO Regulation further states that the “dimensioning rules” shall be specified “in accordance with the following criteria:  
(a) the reserve capacity for FCR required for the synchronous area shall cover at least the reference incident and [...] the results of the probabilistic dimensioning approach for FCR carried out pursuant to point (c);  
(b) the size of the reference incident shall be determined in accordance with the following conditions:  
[...]  
(ii) [...] the reference incident shall be the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power such as that of a single power generating module, single demand facility, or single HVDC interconnector or from a tripping of an AC line, or it shall be the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of one or two connection points. The reference incident shall be determined separately for positive and negative direction;  
(c) for the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs of the synchronous area shall have the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years; and

*(d) the shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of 1 year.*

- (6) The TSOs concluded that *"the maximum instantaneous loss of active power consumption due to the tripping of [...] two connection points"* that is suggested in Article 153(2)(b)(ii) of the SO Regulation shall not set the 'reference incident' for the Nordic synchronous area. The reason for this is that the TSOs do not consider the probability for two simultaneous outages of demand facilities significant.
- (7) In addition to the types of *'instantaneous change of active power'* that may set the reference incident as suggested by Article 153(2)(b)(ii) of the SO Regulation, the TSOs consider that tripping of one busbar may be evaluated as a reasonable N-1 disturbance. This may be relevant during especially longer outages on a busbar.
- (8) The Nordic Frequency Containment Process (FCP) applies two types of Frequency Containment Reserves (FCR). FCR for normal operation (FCR-N) is used for continuous imbalances to keep the frequency within the  $\pm 100\text{mHz}$  range. For this reason, the purpose of FCR-N is not to mitigate the consequences of a disturbance such as a reference incident. The purpose of FCR-D is to mitigate the impact of incidental disturbances, including the reference incident. The criteria that are specified in Article 153(2)(a)-(c) of the SO Regulation refer to (reference) incidents and can therefore only be applied to FCR-D. With respect to the dimensioning rules for FCR, the scope of this Methodology shall therefore be limited to the dimensioning rules for FCR-D.
- (9) Article 153(2)(d) of the SO Regulation about the initial distribution of FCR does not make an explicit differentiation between FCR-N and FCR-D. However, in contradiction to Article 153(2)(a)-(c), Article 153(2)(d) can be applied to both FCR-N and FCR-D. The TSOs therefore consider Article 153(2)(d) of the SO Regulation applicable to both FCR-N and FCR-D.
- (10) The Nordic Methodology for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the SO regulation in general requires that the response from FCR-N and/or FCR-D providing units and groups shall be dynamic and continuously follow the changes in the system frequency. The Methodology for additional properties of FCR however allow for a limited amount of FCR-D with only a static response. This Methodology contains additional rules for the minimum dimensioning of Dynamic FCR-D.
- (11) The TSOs have discussed a probabilistic methodology that can be used for a probabilistic dimensioning approach for FCR-D as mentioned in Article 153(2) of the SO Regulation. The TSOs decided on not using this methodology at the moment because the process for how to translate a certain risk level, inertia level and actual probability for incidents and other inputs to suitable measures, including FCR-D dimensioning needs to be further defined. For this reason, the TSOs do not use *"the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR"* in accordance with Article 153(2)(c) of the SO Regulation.
- (12) 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: [...]"*

*(d) methodologies, conditions and values included in the synchronous area operational agreements in Article 118 concerning:*

*(ii) the dimensioning rules for FCR in accordance with Article 153;*

- (13) 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.
- (14) 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 serves the objectives to (1)(c) determining common load-frequency control processes and control structures, (1)(d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union, (1)(e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union and (1)(h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union. The Methodology contributes to these objectives by specifying the dimensioning rules for FCR-D, which is one of the key reserves that is used in the common Nordic load-frequency control processes. Sufficient FCR-D guarantees the operational security by reducing the risk for automatic Low Frequency Demand Disconnection (LFDD), automatic reduction of generation and for system blackouts due to under or over frequency. The dimensioning rules balance the impact of both cost for FCR-D and outage risk and therefore ensure efficient operation of the electricity transmission system.
- (15) The TSOs together operate the Nordic synchronous system. Consequently, the TSOs and all the power consumers, generators, balance service providers and networks directly or indirectly connected to the TSOs' networks, influence the frequency quality level and experience the same frequency level. The dimensioning of FCR-D in this Methodology has been analysed, discussed and agreed by the TSOs and will only be effective if all providers of FCR-D will provide the contracted amounts in accordance with their specifications.
- (16) 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 FCR TO ALL REGULATORY AUTHORITIES OF THE NORDIC SYNCHRONOUS AREA:**

**Article 1 - Subject matter and scope**

1. The dimensioning rules for FCR described in this Methodology are the common methodology of TSOs in accordance with article 153 of the SO Regulation. The Methodology applies solely to the Nordic synchronous area.

The Nordic synchronous area 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.

2. The Methodology covers the dimensioning of FCR for the Nordic synchronous area (only) and shall be applied by the Nordic TSOs (only).

**Article 2 - Definitions and interpretation**

1. For the purposes of the Methodology, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO Regulation.
2. For the purposes of this Methodology, the definitions in the methodology for additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the SO regulation shall apply, regarding FCR-N, and static and dynamic FCR-D.
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 – Dimensioning rules for FCR-D**

1. Following the dimensioning rules in this article, the Nordic TSOs will dimension FCR-D daily, separately for FCR-D upwards and FCR-D downwards.
2. The input to the dimensioning process of FCR-D shall be:
  - a. Planned network topology, considering maintenance of relevant network components;
  - b. Estimated (gross) generation of large generation modules;
  - c. Estimated demand of large connected consumers;
  - d. Estimated flows on HVDC interconnectors;
3. The total reserve capacity for FCR-D upwards required for the Nordic synchronous area shall be dimensioned to be at least equal to the imbalance caused by the reference incident in the negative direction. Dynamic FCR-D upwards shall make up at least a certain share of the system level FCR-D upwards response. The share shall be determined based on the dynamic properties of the power system, mainly system inertia. The share shall be reviewed at least annually.

4. The total reserve capacity for FCR-D downwards required for the Nordic synchronous area shall be dimensioned to be at least equal to the imbalance caused by the reference incident in the positive direction. Dynamic FCR-D downwards shall make up at least a certain share of the system level FCR-D downwards response. The share shall be determined based on the dynamic properties of the power system, mainly the system inertia. The share shall be reviewed at least annually.
5. The reference incident shall be defined as the largest imbalance that may result from an instantaneous change of active power of:
  - a. *A single power generating module;*
  - b. *A single demand facility;*
  - c. *A single HVDC interconnector;*
  - d. *Tripping of an AC-line:* This may result in i) system protection scheme (SPS) activation which may trip one or more power generating units or ii) loss of a regional part of the system.
  - e. *A single failure on a busbar tripping more than one generation module or demand facility.*
6. The imbalance volume of the ‘instantaneous change of active power’ mentioned in item 5 of this article shall be determined by the net loss of active power as seen from the grid. I.e., it should be taken into account that auxiliary load of the generation module may still consume power in the case that the unit generator breaker is tripped. Furthermore, the imbalance volume of the reference incident is determined by the maximum production, import, consumption or export that has been scheduled for the period for which the reference incident is determined.

#### **Article 4 – Calculation of the initial distribution per TSO**

1. In accordance with article 153(2)(d) of the SO Regulation, FCR-D and FCR-N shall be distributed to the TSOs pro-rata to the shares defined below.
2. The inputs to the calculation of the initial distribution are:
  - a. net generation per control area for calendar year  $y-2$  in which the net generation of a unit is defined as the gross power generation minus the internal auxiliary power consumption of the unit;
  - b. net consumption per control area for calendar year  $y-2$  in which ‘net’ means that the consumption of power plants’ auxiliaries is excluded, but network losses are included.
3. The shares of the reserve capacity on FCR required for each TSO as initial FCR obligation shall be based on the sum of the net generation and consumption of its control area divided by the sum of net generation and consumption of the synchronous area over a period of one year.
4. The shares shall be revised each year before 1 October of year  $y-1$  and the new shares will enter into force on 1 January of year  $y$ .

#### **Article 5 – 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 have already implemented the dimensioning rules for FCR-D (article 3 of this Methodology) and the rules for the initial distribution of FCR (article 4 of this Methodology), apart from the requirements on Dynamic FCR-D volumes in article 3. The dimensioning rules of Dynamic FCR-D shall be implemented no later than 2.5 years after the approval of this Methodology.

### **Article 6 - Language**

The reference language for this Methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where the 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 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.