



# Tasevastaavapäivä 2022, talvi

30.11.2022 Tasevastaavapäivä

**FINGRID**

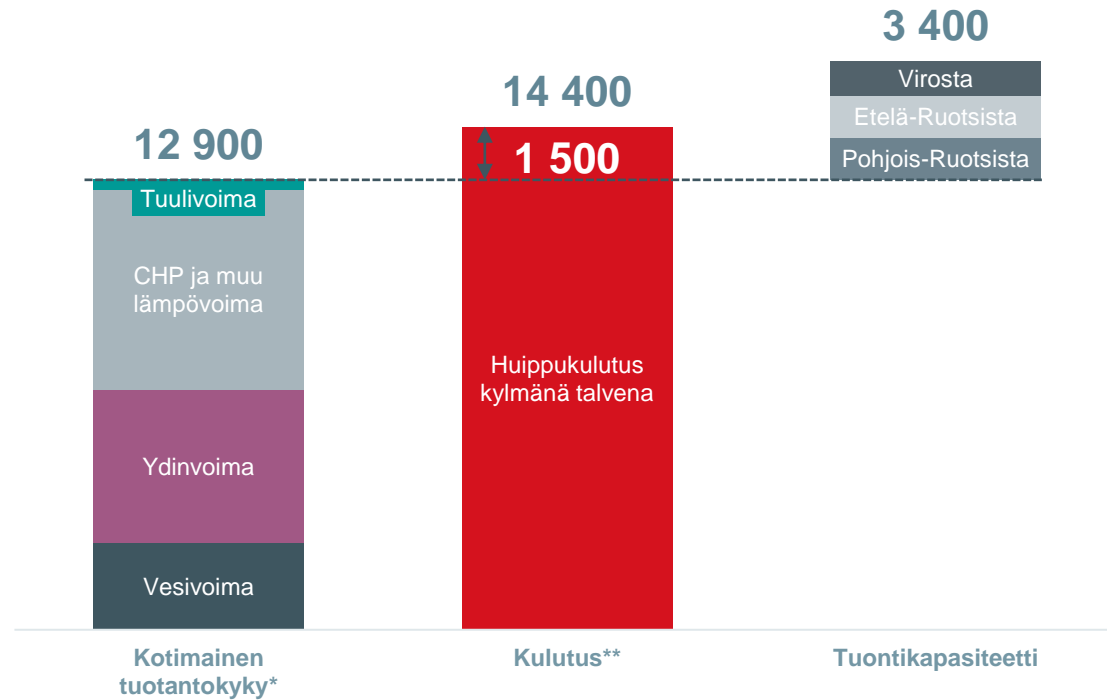
# Asialista

- 9.30 – 9.40** Tilaisuuden avaus, **Jani Piipponen**
- 9.40 – 10.05** Tehopula / talven tilanne, **Tuomas Rauhala**
- 10.05 – 10.25** Vapaaehtoinen sähköjärjestelmän tuki, **Laura Ihamäki**
- 10.25 – 10.50** Reservit sähköjärjestelmän tasapainon turvana, **Jyrki Uusitalo**
- TAUKO (10 min)**
- 11.00 – 11.30** Itsenäinen aggregaattori reservimarkkinoilla, **Suvi Peltoketo & Laura Ihamäki**
- 11.30 – 11.35** Tuulivoima reservimarkkinoille, **Laura Ihamäki**
- 11.35 – 12.15** eSett ajankohtaiset, **Tuomas Lahti**
- LOUNAS (35 min)**
- 12.50 – 13.50** Varttitase
1. Varttitaseen yleiskatsaus ja ajankohtaiset, 5 min / **Meri Viikari**
  2. eSett muutokset, 15 min / **Tuomas Pulkkinen**
  3. Datahub muutokset, 10 min / **Pauliina Himanen**
  4. Fingridin varttisiirtymä ja tasevastaavien ehdot, 15min / **Heikki Raatikainen**
  5. Tuotantosuunnitelmat varttiin, 15 min / **Teemu Väre**
- 13.50 – 14.05** Jouston arvo markkinoilla / **Jukka Rinta-Luoma**
- TAUKO (10 min)**
- 14.05 – 14.35** Tasepoikkeaman hinnoittelumalli, **Heikki Raatikainen & Elina Lahtinen**
- 14.35 – 14.50** Tasepalvelun hinnoittelu 2023, **Jani Piipponen**
- 14.50 – 15.00** Loppukeskustelu

# **Tehopula / talven tilanne**

## **Tuomas Rauhala**

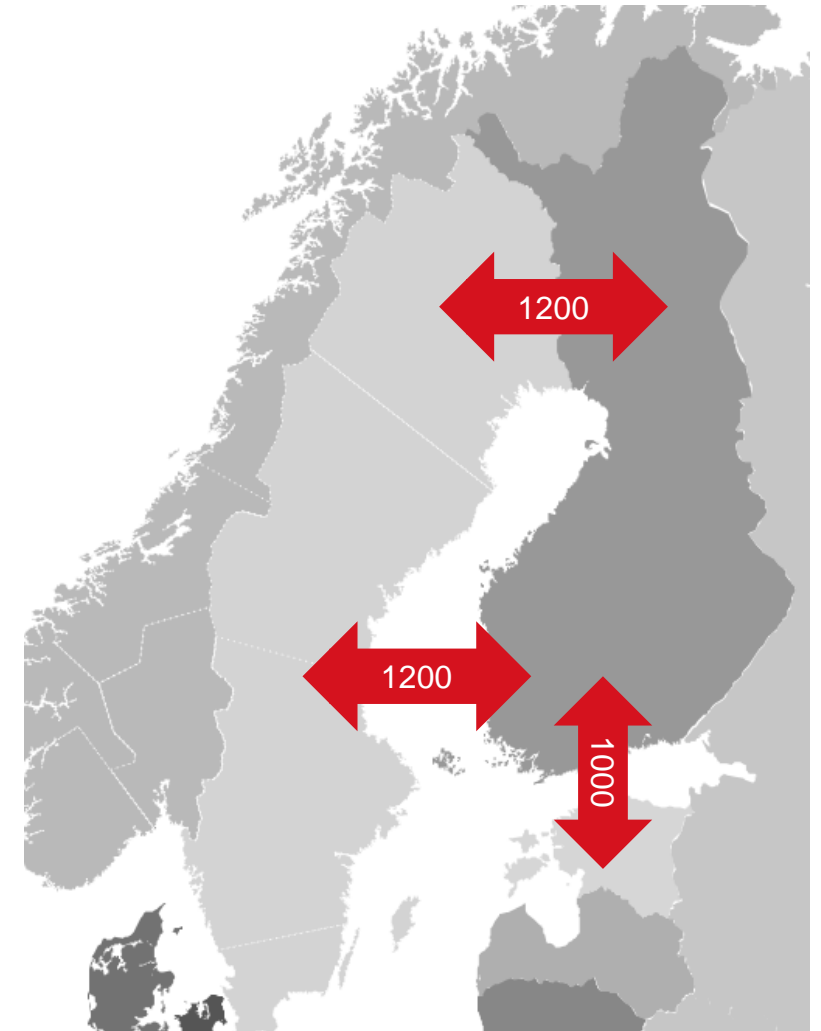
# Suomi tarvitsee tuontisähköä hyvin kylmänä ja vähätuulisena talvipäivänä



\* Arvio sisältää Olkiluoto 3 ydinvoimalan (1600 MW). TVO:n ilmoituksen mukaan sähköntuotanto jatkuu aikaisintaan 11.12.2022 koeohjelman mukaan vaihtelevilla tehotasoilla. Säännöllinen sähköntuotanto alkaa TVO:n mukaan aikaisintaan 22.1.2023.

\*\* Arviota on laskettu 5 % syksyllä 2022 havaitun sähkön säästämisen seurauksena. Arvio vastaa myös EU:n tavoitetta sähkön kokonaiskulutuksen vähentämisestä huipputunteina.

Kuvan nuolet kertovat sähkön siirtokapasiteetin Suomen ja naapurimaiden välillä



Fingrid – Arvio sähkön riittävydestä talvella 2022/23

# Kolme skenaariota tulevalle talvelle:

1) Kotimainen tuotanto toimii luotettavasti

2) Sähköä saadaan Ruotsista

3) Talvi lauha ja tuulinen

**Kaikki kolme toteutuvat**

Energiansäästö varmistaa, että sähkön riittävyys on hyvällä tasolla

**Yksi kolmesta ei toteudu**

Energiansäästö auttaa välttämään sähköpulatilanteita

**Kaksi kolmesta ei toteudu**

Energiansäästö ja käytön ajoittaminen edellytykset sähköpulan välttämiseksi

\* sähkön käytön jousto on arvokasta kaikissa skenaarioissa sähköpulan välttämiseksi yllättävissä vika- ja häiriötilanteissa

# Miten kiristytvä tehotilanne etenee?

**Ei häiriötä:**  
kesto useista  
tunneista  
kymmeneen  
tunteihin

**Häiriötilanne:**  
kesto  
kymmenistä  
minuuteista  
tunteihin

Pitkä pakkasjakso kasvattaa sähkönkulutusta – tilannetta voi kiihdyttää ja hankaloittaa sähkön tuotannon tai tuonnin häiriöt

→ Tehotilanteen käydessä kireäksi, tarpeesta säästää sähköä tiedotetaan laajasti

→ Jos sähköpula näyttää mahdolliselta, kaikkiin suuriin sähköntuottajiin ja käyttäjiin (=markkinatoimijoihin) sekä naapurimaihin otetaan suoraan yhteyttä ja kehoitetaan tarjoamaan kaikki tuotanto ja kysynnänjousto markkinoille (=lisätarjousten pyytäminen)

→ Mahdollisen sähköpulan ajankohdan tarkentuessa siitä tiedotetaan laajasti ja samalla otetaan suoraan yhteyttä mahdollisiin markkinoiden ulkopuolisiin toimijoihin

→ Markkinoiden ulkopuolinen vapaaehtoinen sähköjärjestelmän tuki aktivoituu  
(<https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/vapaaehtoisella-sahkojarjestelman-tuella-pyritaan-ehkaisemaan-sahkopulatilanteita/>)

Jos nämä toimenpiteet eivät riitä, käynnistyvät kiertävät sähkökatkot

**Vapaaehtoinen  
sähköjärjestelmän tuki  
Laura Ihamäki**

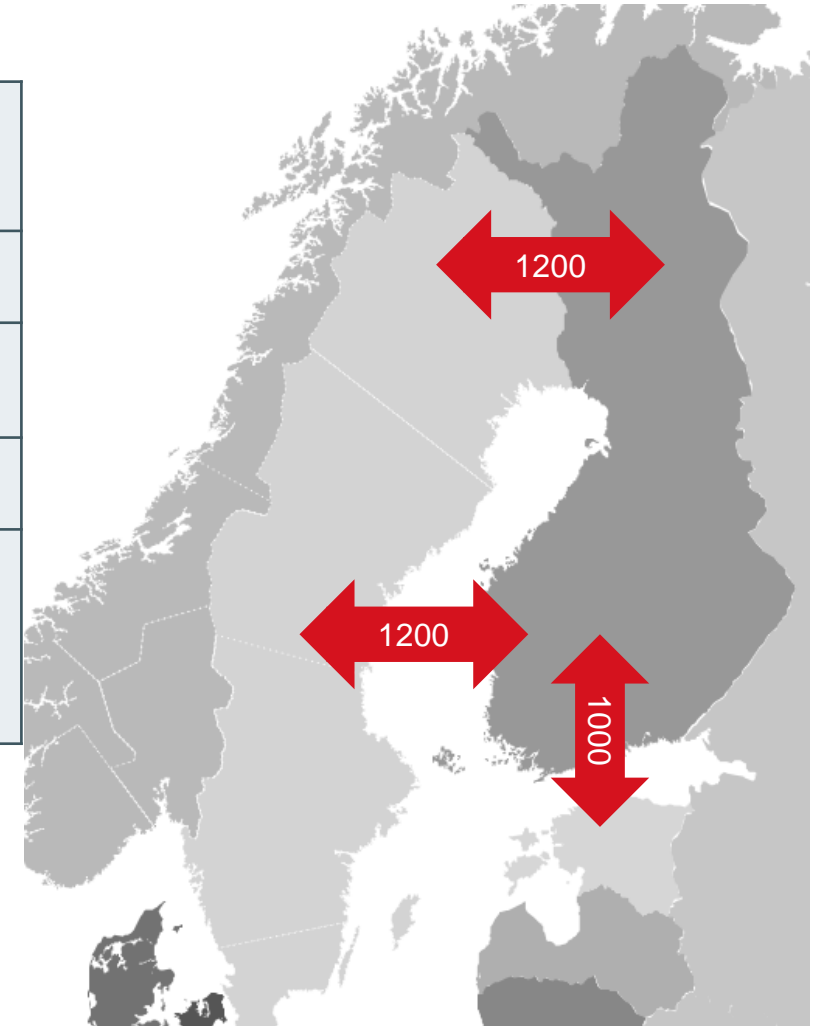
# Sähköpula mahdollinen tulevana talvena

Arvio tehotaseesta Suomessa talvikaudella 2022–2023	
Erittäin kylmänä ja tyynenä talvipäivänä	
Kotimainen saatavilla oleva kapasiteetti	<b>12 900 MW*</b>
Arvioitu huippukulutus - Huippukulutuksen keskiarvo vuosilta 2007–2022	<b>14 400 MW**</b> 14 000 MW
Kotimaan tehotase, netto	<b>-1 500 MW</b>
Tuontikapasiteetti EU-maista - Ruotsista - Virossa	<b>3 400 MW</b> 2 400 MW 1 000 MW
Tuontikapasiteetti Venäjältä (ei käytössä 05/2022 alkaen)	0 MW

\* Arvio sisältää Olkiluoto 3 ydinvoimalan (1600 MW). TVO:n ilmoituksen mukaan sähköntuotanto jatkuu aikaisintaan 11.12.2022 koeohjelman mukaan vaihtelevilla tehotasoilla. Säännöllinen sähköntuotanto alkaa TVO:n mukaan aikaisintaan 22.1.2023.

\*\* Arviota on laskettu 5 % syksyllä 2022 havaitun sähkön säästämisen seurauksena. Arvio vastaa myös EU:n tavoitetta sähkön kokonaiskulutuksen vähentämisestä huipputunteina.

Kuvan nuolet kertovat sähkön siirtokapasiteetin Suomen ja naapurimaiden välillä



Fingrid – Arvio sähkön riittävydestä talvella 2022/23

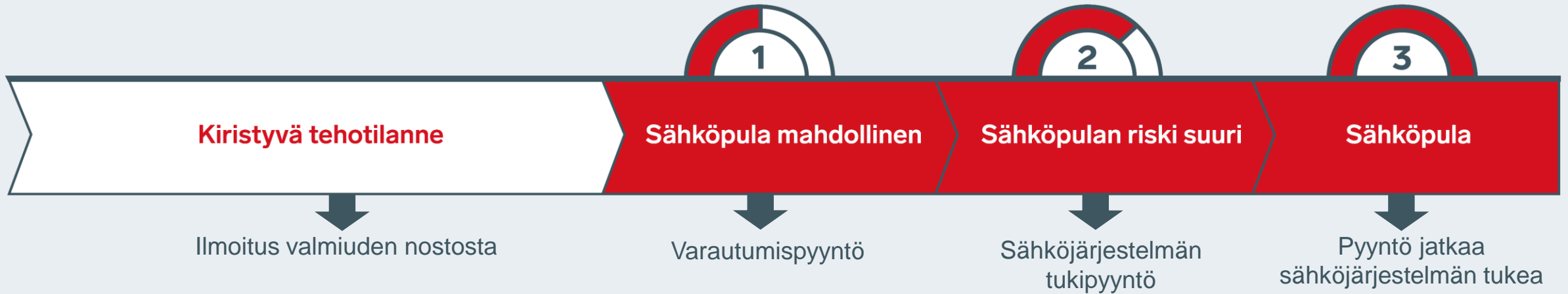
Myös sähköjärjestelmän reservien saatavuudessa odotettavissa niukkuutta tulevana talvena



# Sähköjärjestelmän tuki –menettely

- ✓ Väliaikainen ratkaisu, kehitetty talvelle 2022-2023
- ✓ Etukäteisilmoittautuminen, FG vahvistaa liittymisen
  - ✓ Min 1 MW jousto alle tunnissa aktivoitavissa
- ✓ Viestintä toimii tekstiviesteillä, halutessa myös sähköpostein
  - ✓ Ei sitoutumista tehomääriin tai tuen kestoon
  - ✓ Ei seurantaa eikä todennusta jälkikäteen
- ✓ Ei kauppojen kirjausta, ei tasepoikkeamien korjausta

## Siirtymä sähköpulaan ja sen viestintä



## Yllättävä, välitön siirtymä sähköpulaan ja sen viestintä



# Sähköjärjestelmän tuki –menettelyn toiminta

Menettely toimii tekstiviesteillä, jakelulista on etukäteen määritetty. Viestinnässä käytetään ennakkoon määriteltyjä viestipohjia, joita tilanteen vaatiessa voidaan muokata.

- 1) Fingrid lähettää varautumispyynnön, kun valmiutta nostetaan tai sähköpula on mahdollinen\*
- 2) Fingrid lähettää tuen aktivointipyynnön, kun sähköpulan riski on suuri
  - Vastaanottaja toteuttaa kulutusjoustoja tai käynnistää varavoimaa mahdollisuuksiensa mukaan välittömästi, ei kuittausta Fingridille
- 3) Fingrid pyytää jatkamaan tukitoimia, jos tilanne etenee sähköpulaan
- 4) Fingrid ilmoittaa, kun tuen tarve päättyy

\*jos aikaa, häiriötilanteissa ei välttämättä tule varautumispyyntöä etukäteen

# Voluntary power system support

# Voluntary power system support

- Fingrid introduces 1.12.2022 a new voluntary power system support procedure for companies and the public sector to prevent electricity shortages.
- The power system support procedure will be activated when Fingrid's three-step electricity shortage scale reaches "High risk of electricity shortage". There is considered to be a high risk of an electricity shortage when all the up-regulation bids available in the Finnish balancing power market are in use and no more electricity can be imported from neighbouring countries.
- The maximum capacity in the support procedure is about 150 MW (status 29.11.2022).

## Transition to electricity shortage and communications



## Sudden and immediate transition to electricity shortage and communications



**Reservit sähköjärjestelmän  
tasapainon turvana  
Jyrki Uusitalo**



# Reservit sähköjärjestelmän tasapainon turvana

Tasevastaava päivä 30.11.2022

**FINGRID**

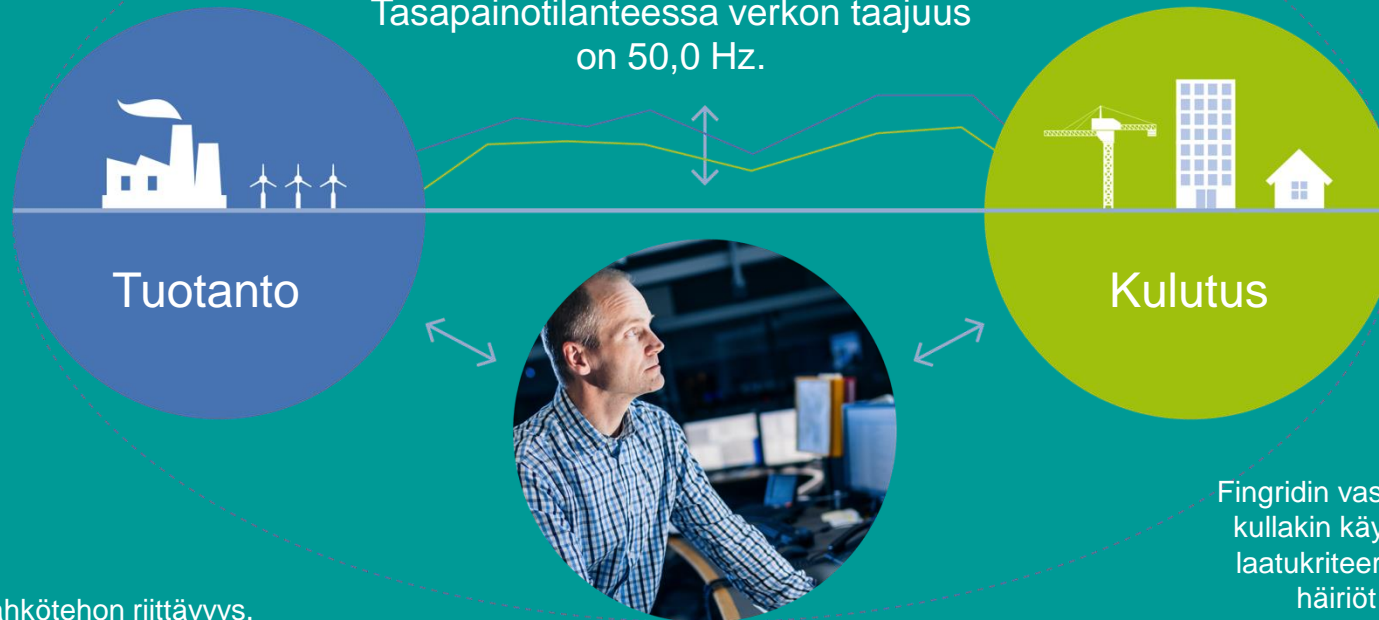


# Sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitäminen

Sähkömarkkinaosapuolet suunnittelevat sähkön-tuotannon / -kulutuksensa etukäteen tasapainoon.

Sähköä pitää tuottaa joka hetki sama määrä kuin sitä kulutetaan. Tasapainotilanteessa verkon taajuus on 50,0 Hz.

Fingrid tasapainottaa käyttötunnin aikaiset poikkeamat käyttämällä apunaan sekä automaattisia että operaattorin aktivoimia reservejä. Fingrid hankkii reservejä sähkömarkkinaosapuolilta.



Fingridin vastuulla ei ole sähkötehon riittävyys.

Fingridin vastuulla on tehotasapainon hallinta kullakin käyttötilanteilla siten, että taajuuden laatukriteerit täyttyvät normaalitilanteessa ja häiriöt saadaan hallittua (N-1 periaate).

# Reservituotteet Suomessa

**FFR**

**FERD**

**FCR-N**

**aFRR**

**mFRR**

Nopea taajuus-reservi,  
Suomi 18 %, Pohjoismaissa yht. 0-300 MW (arvio)

Taajuusohjattu häiriöreservi,  
Suomi ~300 MW, Pohjoismaissa yht. 1 450 MW (ylös) ja 1400 MW (alas)

Taajuusohjattu käyttöreservi,  
Suomi ~120 MW, Pohjoismaissa yht. 600 MW

Automaattinen taajuuden palautusreservi,  
Suomi 46-62 MW Pohjoismaissa yht. 300-400 MW

Säätösähkö- ja säätökapasiteetti-markkinat,  
Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe

**Aktivointi**

Suurissa taajuus-poikkeamissa, hankitaan pienen inertian tilanteissa

Suuremmissa taajuus-poikkeamissa, erikseen ylösäättö ja alassäättö

Käytössä jatkuvasti

Käytössä kohdistetuilla tunneilla erikseen ylösäättö ja alassäättö

Tarvittaessa erikseen ylösäättö ja alassäättö

**Nopeus**

Sekunnissa

Sekunneissa

Kolmessa minuutissa

Viidessä minuutissa

Vartissa (12,5 min)



**FINGRID**

# Reservikapasiteetin hankinta 2023

0-55  
MW



**Nopea taajuusreservi** Hankitaan pienen inertian tilanteissa. Hankittava määrä riippuu ennustetusta järjestelmän inerttiasta ja mitoittavasta viasta. Tyypillisesti reserviä hankitaan, kun ennustettu järjestelmän inerttia on alle 170 GWs. Suomen osuus 18 %\*

↑ ...292 MW  
↓ ...282 MW



**Taajuusohjattu häiriöreservi** Ylössäätökapasiteettia hankitaan yhteensä pohjoismaiden mitoittavan vian verran (1450 MW), alassäätökapasiteetin hankintamäärää kasvatetaan tarjonnan kasvaessa mitoittavaan vikaan (Norjan DC-yhteydet viennillä 1400 MW). Suomen osuus ~20 %\*\*, tällä hetkellä (Q4/2022) hankintamäärä on 120 MW

121 MW



**Taajuusohjattu käyttöreservi** Hankintamääräksi sovittu pohjoismaisesti 600 MW. Suomen osuus ~20 %\*\*

0...62 MW



**Automaattinen taajuudenpalautusreservi** Hankintamäärä ja tunnit määritetään pohjoismaisen taajuuden laadun perusteella. Suomen osuus määräytyy vartin sisäisten tasepoikkeamien mukaan, tällä hetkellä ~16 %\*

↑ ...1300 MW  
↓ 150... MW

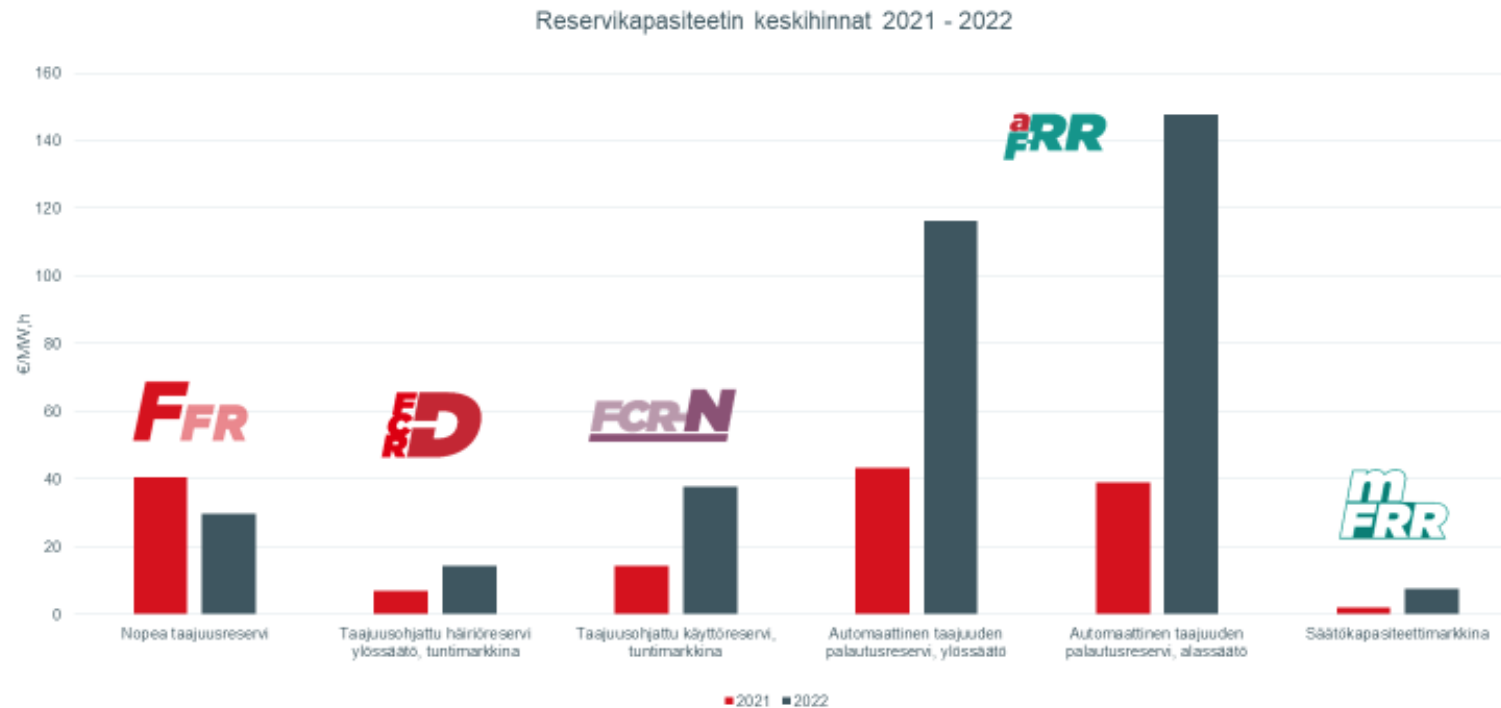


**Manuaalinen taajuudenpalautusreservi** Säätökapasiteettimarkkinan hankinta määräytyy Suomen mitoittavan vian mukaan. Alassäätökapasiteetin hankinta alkaa tammikuussa 2023. Toimijoiden normaalin tasevirheet katetaan vapaaehtoisilla tarjouksilla

\* Pohjoismaiset TSOt sopivat jaon vuosittain

\*\*Suomen vuosittaisen sähkön kulutuksen ja tuotannon osuus Pohjoismaiden kulutuksesta ja tuotannosta

# Reservihankinnan kustannukset kasvaneet



2

FINGRID

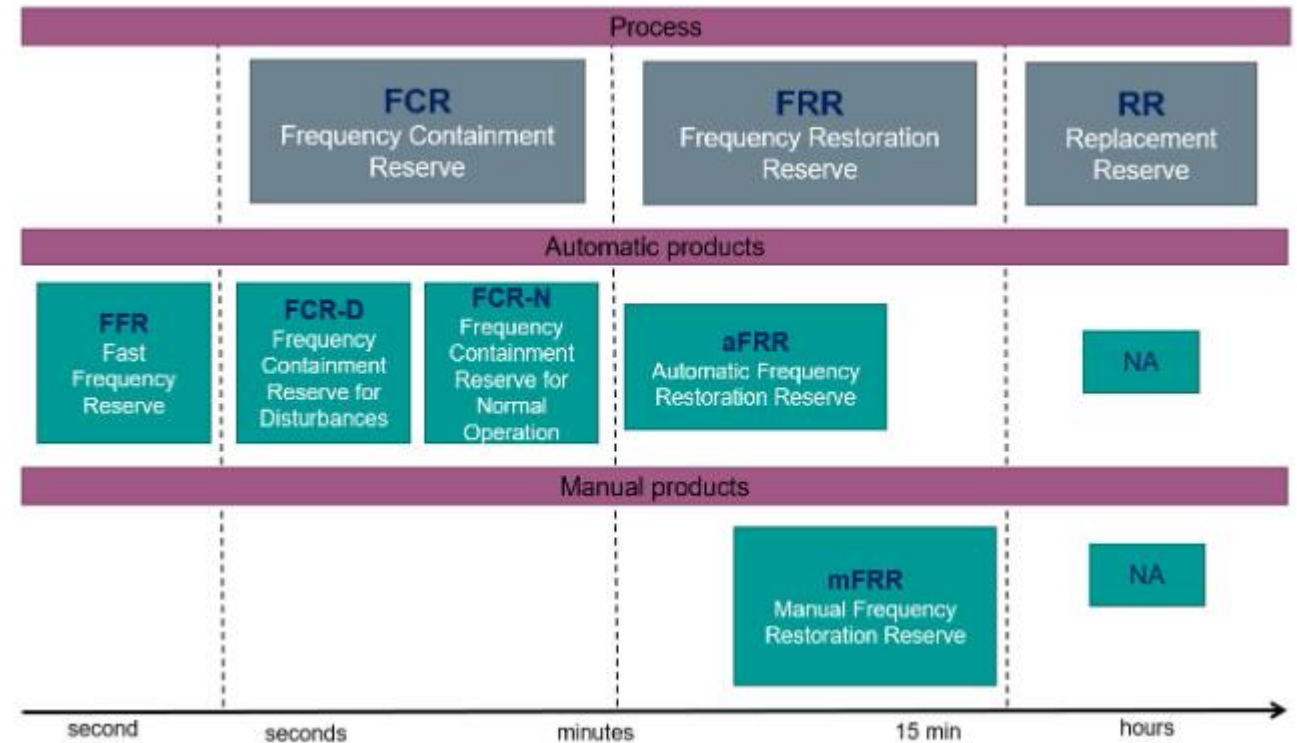
FINGRID

# Reserves are divided into three groups based on their purpose

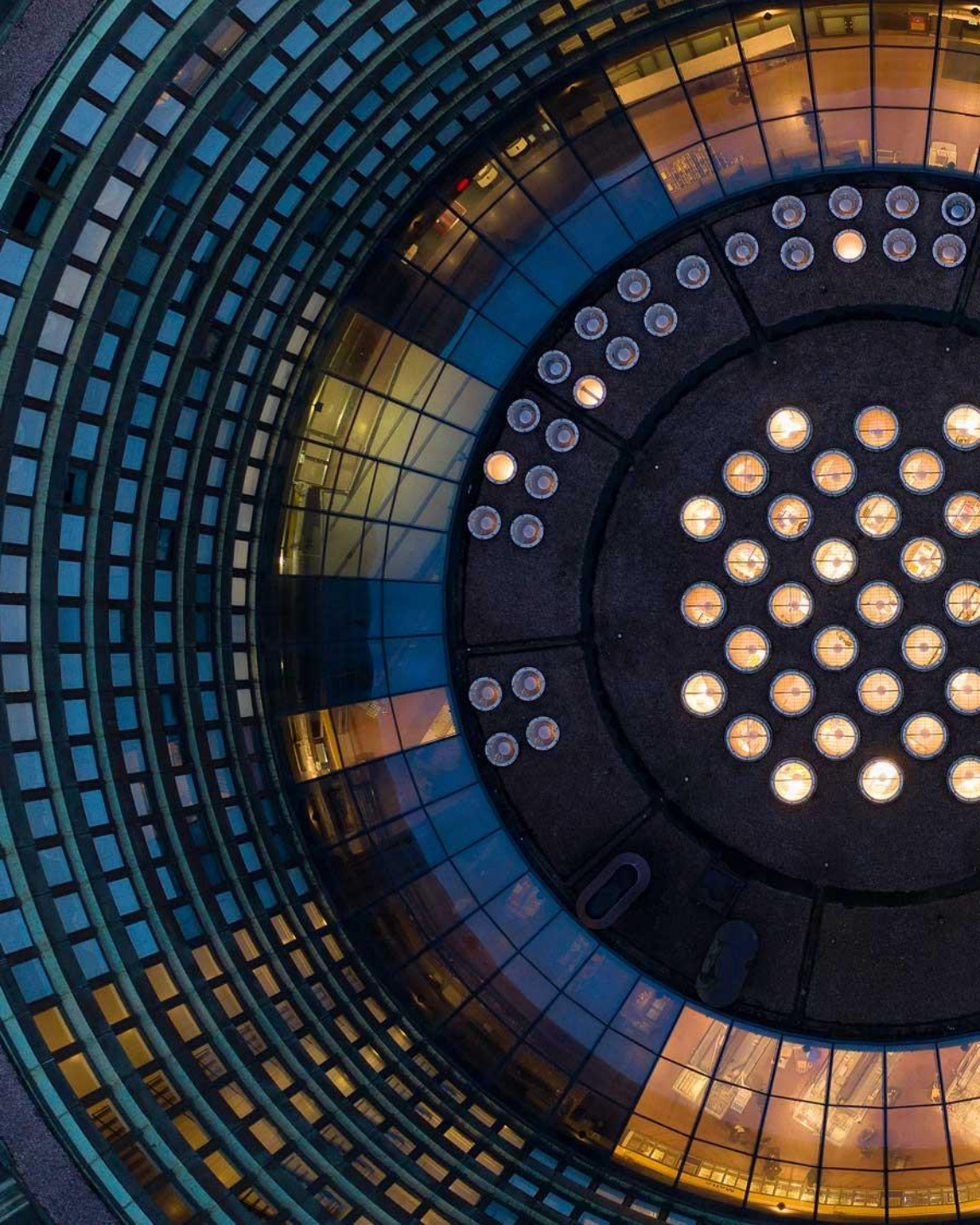
Reserves are divided into three groups based on their purpose:

1. Frequency Containment Reserves (FCR) are used for the constant control of frequency.
2. The purpose of Frequency Restoration Reserves (FRR) is to return the frequency to its normal range (49.9 - 50.1 Hz) and to release activated Frequency Containment Reserves back into use.
3. Replacement Reserves (RR) release activated Frequency Restoration Reserves back to a state of readiness in case of new disturbances. (Not used in the Nordic power system)

In addition, Fast Frequency Reserve is used in the Nordics since 2020. It contributes to frequency containment in low inertia situations.



**Itsenäinen aggregointi  
reservimarkkinoilla  
Suvi Peltoketo & Laura Ihamäki**



# Itsenäinen aggregointi reservimarkkinoilla

Tasevastaavapäivä 30.11.2022

**FINGRID**

# Agenda

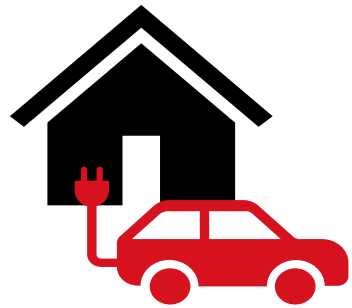
- Itsenäinen aggregointi – esittely
- Tulevat ehtomuutokset
- Lainsäädännön tilanne
- Energiakorjaus- ja korvausmalli
- Kysymykset & keskustelu



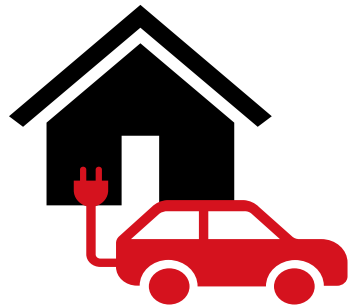


# Mitä aggregoinnilla tarkoitetaan?

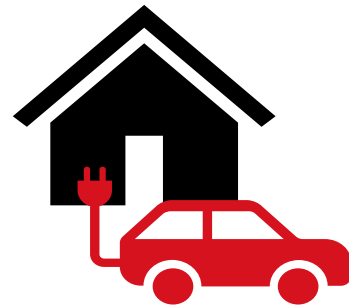
## AGGREGOINTI



Kohde 1



Kohde 2



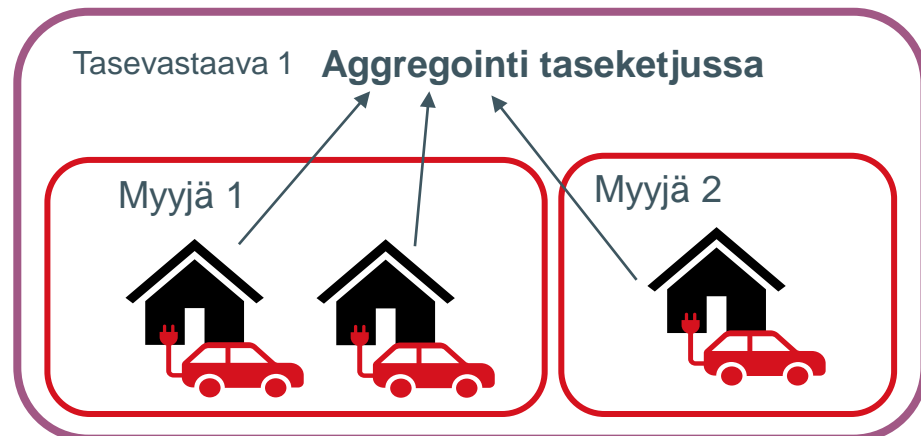
Kohde 3

Aggregoinnilla tarkoitetaan säätöön kykenevien sähkön tuotanto-, kulutus- tai varastokohteiden yhdistämistä suuremmiksi kokonaisuuksiksi, joita toimijat tarjoavat sähkömarkkinoille.

# Aggregointi taseketjussa vs. itsenäinen aggregointi

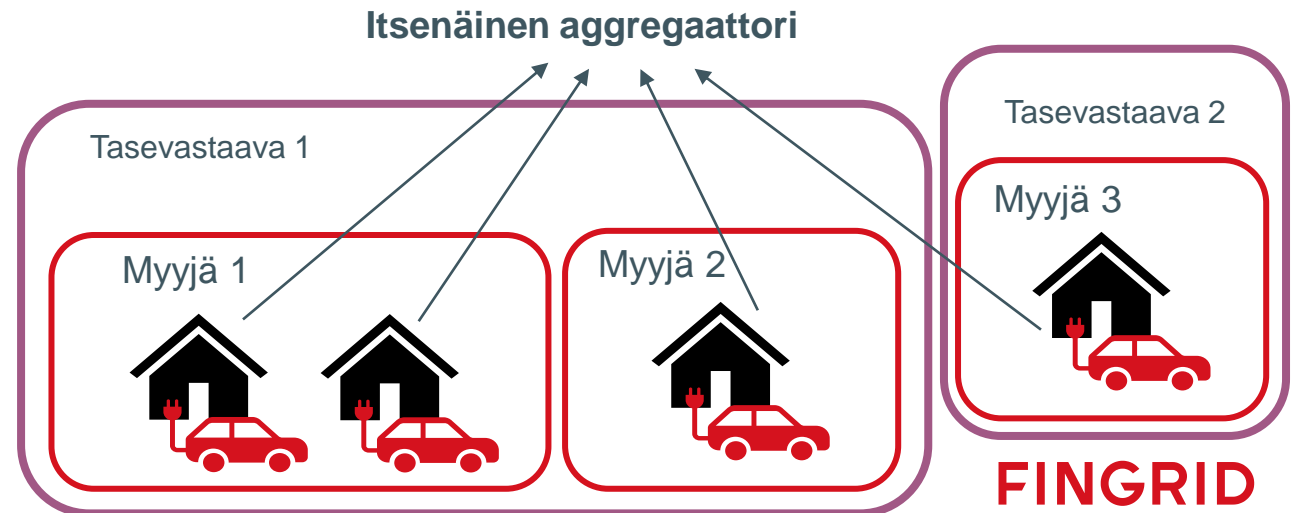
## Aggregointi taseketjussa

- **Aggregointi tapahtuu taseketjun sisällä**
  - Aggregaattorin tulee olla kohteen sähkönmyyjä ja/tai tasevastaava
- Resurssien aggregointi taseketjun sisällä on sallittua kaikilla sähkömarkkinapaikoilla jo nyt



## Itsenäinen aggregointi

- Yhdistää joustavia kohteita ohi perinteisen toimitusketjun
  - Eli itsenäinen aggregaattori ei ole kohteen sähkön myyjä tai tasevastaava
- Itsenäinen aggregointi on tällä hetkellä sallittua taajuusohjatuissa reserveissa (FCR-N, FCR-D, FFR)



# Itsenäinen aggregointi (IA) reservimarkkinoilla

Reservilaji	IA sallittu	Minimitarjouskoko
FCR-D	KYLLÄ (1.1.2017 alkaen)	1 MW
FCR-N	KYLLÄ (1.1.2018 alkaen) <i>Tällä hetkellä tarjoukseen voi aggregoida resursseja vain samasta taseesta.</i>	0,1 MW
FFR	KYLLÄ (1.5.2020 alkaen)	1 MW
mFRR	EI	5 MW / 1 MW
aFRR	EI, tulossa 22.5.2023 aFRR kapasiteettimarkkinalle. <i>IA malli uudistettava, kun aFRR energiamarkkina käyttöön otetaan.</i>	1 MW

FCR-D, FCR-N ja FFR:  
kapasiteettikorvaus  
reservitoimittajalle (BSP)

FCR-D:ssä ja FFR:ssä ei  
energiakäsittelyä, ei energiakorvausta.

FCR-N:ssä energiakäsittely, jossa  
säätoenergia korvataan tasevastaavalle  
(energiakorjaus ja -korvaus BRP:lle)

aFRR ja mFRR energiamarkkinat:  
itsenäisen aggregoinnin malli  
määritettävä

# Miksi itsenäistä aggregointia tulee kehittää energiakäsittelyä sisältävillä reservimarkkinoilla?

**TOIMITUSVARMUUS**

**ASIAKASTOIVEET**

**KUSTANNUS-  
TEHOKKUUS**

**LAINSÄÄDÄNTÖ**

EU Direktiivi 2019/944

# Ehtomuutokset

# Automaattinen taajuuden palautusreservi

- 22.5.2023 voimaan tulevissa ehtomuutoksissa mahdollistetaan toimitusketjun ulkopuolisen reservitoimittajan osallistuminen ja eri tasevastuista tarjoaminen
- Tarjous tulee eritellä tasevastaavakohtaiseksi, eli eri tasevastuiden resurssien yhdistäminen samaan tarjoukseen ei ole mahdollista, minimitarjouskoko kuitenkin nykyään 1 MW
- Energiakäsittely tehdään kuten aFRR:ssä ja FCR-N:ssä nyt eli energiakorjaus ja –korvaus 100 % tasevastaavalle, reservitoimittajalle 100 % kapasiteettikorvaus
- Kyseessä on energiakäsittelyn osalta väliaikamalli, joka uusitaan mahdollisesti energiamarkkinoiden käyttöönoton yhteydessä (PICASSO-liityntä Q2/2024)
- Myös tasevastaavakohtaiseen erotteluvaatimukseen tulossa mahdollisesti muutos myöhemmässä vaiheessa



# Taajuusohjattu käyttöreservi

Eri tasevastuista aggregointia helpotetaan 22.5.2023 voimaan tulevissa ehtomuutoksissa seuraavasti:

- Jatkossa tarjouksessa ei tarvitse antaa tasevastaavatietoa, vaan vasta toimitushetkellä
  - Mahdollistaa toimituksen vaihtamisen joustavasti reservikohteiden välillä kesken tunnin (esim. akun energiavaraston tyhjentyminen)
  - Mahdollistaa ylös- ja alassäädön toteuttamisen eri tasevastuista, edelleen kuitenkin symmetrinen tuote
- Energiakäsittely tehdään ylläpidetystä reservikapasiteetista toimitetun reaaliaikatiedon perusteella, reaaliaikatieto tulee olla jatkossa reservikohdekohtainen (samaa tasevastuuseen kuuluvista reserviresursseista voi muodostaa yhden reservikohteen)



# Lainsäädäntö



# Itsenäisen aggregoinnin lainsäädännön tilanne

- Taustalla **EU:n puhtaan energian paketti**
- Lainsäädännön tilanne Suomessa:
  - TEM:n valmisteleva luonnos sähkömarkkinalain muutoksista (HE SML) oli julkisella lausuntokierroksella 11-12/2021
  - TEM:n lainvalmistelun aikatauluun merkitty arvioiduksi esittelyviikoksi 51/2022
  - Itsenäisen aggregoinnin mallin kehitys energiakäsittelyä sisältäville sähkömarkkinoille edellyttää **energiakorjaus ja -korvausmallin kehitystä**

*”Kunkin aggregointia harjoittavan osapuolen, myös riippumattomien aggregaattoreiden, oikeus tulla markkinoille ilman muiden osapuolien suostumusta”  
(EU 2019/944)*

*Korvausmalli:  
”Itsenäisen aggregaattorin on korvattava sen toteuttaman jouston aktivoinnin aiheuttamat suorat kustannukset aggregaattorin asiakkaan avoimelle toimittajalle tai tasevastaavalle”  
(HE SML luonnos 11/2021)*

# Energiakorjaus- ja korvausmalli

# Itsenäinen aggregointi energiakäsittelyä sisältävillä reservimarkkinoilla

Itsenäisen aggregoinnin malli edellyttää energiakorjaus- ja korvausmallin määrittämisen ja käyttöönoton

## Energiakorjaus (MWh)

Itsenäisen aggregaattorin asiakkaansa avoimelle toimittajalle tai tämän tasevastaavalle aiheuttamat **tasepoikkeamat tulee oikaista** avoimen toimittajan tai tasevastaavan sähkötaseessa.<sup>1</sup>

Vaatii jouston todennuksen ja selvityksen

## Energiakorvaus (€)

Itsenäisen aggregaattorin on **korvattava sen toteuttaman jouston aktivoinnin aiheuttamat suorat kustannukset** aggregaattorin asiakkaan avoimelle toimittajalle tai tasevastaavalle.<sup>1</sup>

Korvauksen laskentamalli ja referenssihintaa määritettävä

**FINGRID**

<sup>1</sup> HE SML lausuttavana ollut lakiluonnos 11/2021

# Energiakorjaukset ja -korvaukset

- Itsenäisellä aggregaattorilla oltava **taloudellinen vastuu sen toimittamasta joustosta**
  - Itsenäisen aggregaattorin toimittama jousto **vaatii todennuksen**
- Jotta energiakorjaukset ja –korvaukset pystytään **energieselvityksessä kohdentamaan oikeille osapuolille** (eli joko avoimelle toimittajalle tai tasevastaavalle), tarvitaan
  - **tieto siitä, mikä taho on itsenäisen aggregaattorin asiakkaan tasevastaava / avoin toimittaja (sähkön myyjä)**
- **Miten itsenäinen aggregaattori saa asiakkaansa tasevastaava / sähkön myyjätiedon ja miten pystyy ylläpitämään ne ajan tasalla?**
  - *Datahubin valtuutustoiminnallisuuden kehitys mahdollistamaan itsenäistä aggregointia?*

# Itsenäinen aggregointi reservimarkkinoilla

*Kysymyksiä?*

*Keskustelu screenio-kysymysten  
pohjalta*

- Kirjoita vastauksesi osoitteessa:*

***[fingrid.screen.io/agg](https://fingrid.screen.io/agg)***



FINGRID

# Screenio-kysymykset

1. Tulisiko itsenäisen aggregoinnin malliin liittyvät energiakorjaukset (MWh) olla jaoteltuna eSettissä tasevastaava- vai myyjätasolla? 1) tasevastaavataso 2) myyjätaso
  - Selite: Energiakorjaus = itsenäisen aggregaattorin toimittaman jouston aiheuttamat tasepoikkeamat tulee oikaista avoimen toimittajan (myyjä) tai tasevastaavan sähkötaseessa
2. Tulisiko itsenäisen aggregoinnin malliin liittyvät energiakorvaukset (€) toteuttaa tasevastaava- vai myyjätasolla? 1) tasevastaavataso 2) myyjätaso
  - Selite: Energiakorvaus = itsenäisen aggregaattorin on korvattava jouston aktivoinnin aiheuttamat kustannukset avoimelle toimittajalle (myyjä) tai tasevastaavalle
3. Millaisia vaikutuksia energiakorjausten (MWh) ja -korvausten (€) jaottelun tasolla on tasevastaavien toimintaan?

# Summary (1/3)

- Definition EU 2019/944: 'independent aggregator' means a market participant engaged in aggregation who is not affiliated to the customer's supplier
- Due to energy transformation, **the need for flexibility is increasing** → independent aggregation (IA) is one solution to engage more controllable resources to participate in flexibility provision
- Currently in Finland, **FFR, FCR-N and FCR-D are open for independent aggregators and aFRR will follow in May 2023**
  - **FCR-D & FFR:** BSP gets the capacity fee (100 %), no processing of energy
  - **FCR-N:** capacity fee 100 % to the BSP, energy is compensated and corrected 100 % to the BRP
    - Planned developments (May/2023) for FCR-N: energy correction will be based on realtime information of maintained capacity (not bid capacity) -> this facilitates bidding because BSP won't need to commit to maintain reserve from same balance through the delivery period
  - **aFRR:** planned (May/2023) IA model for aFRR capacity market: capacity fee 100 % to the BSP, energy is compensated and corrected 100 % to the BRP.
    - The volume of the reserve offered per BRP shall be at least equal to the minimum bid size (1 MW). Resources from different BRPs cannot be combined in the same bid.
    - The IA model of aFRR is planned to be further developed when aFRR energy markets (PICASSO) are to be implemented

# Summary (2/3)

- **Legislation of independent aggregation – status in Finland**
  - Background: EU Clean Energy Package and EU Directive 2019/944
  - EU 2019/944 Article 17: "Member States shall ensure...the right for each market participant engaged in aggregation, including independent aggregators, to enter electricity markets without the consent of other market participants"
- **Financial compensation and energy correction model needed** to implement IA in reserve markets containing energy component and payment
  - According to draft law (12/2021) to amend the Electricity Market Act in Finland, financial compensation and correction models are required and the compensation (€) and correction (MWh) are to be done either towards the BRP or open supplier (RE) of the end customer.
  - Financial compensation and energy correction models are to be defined in detail in the future



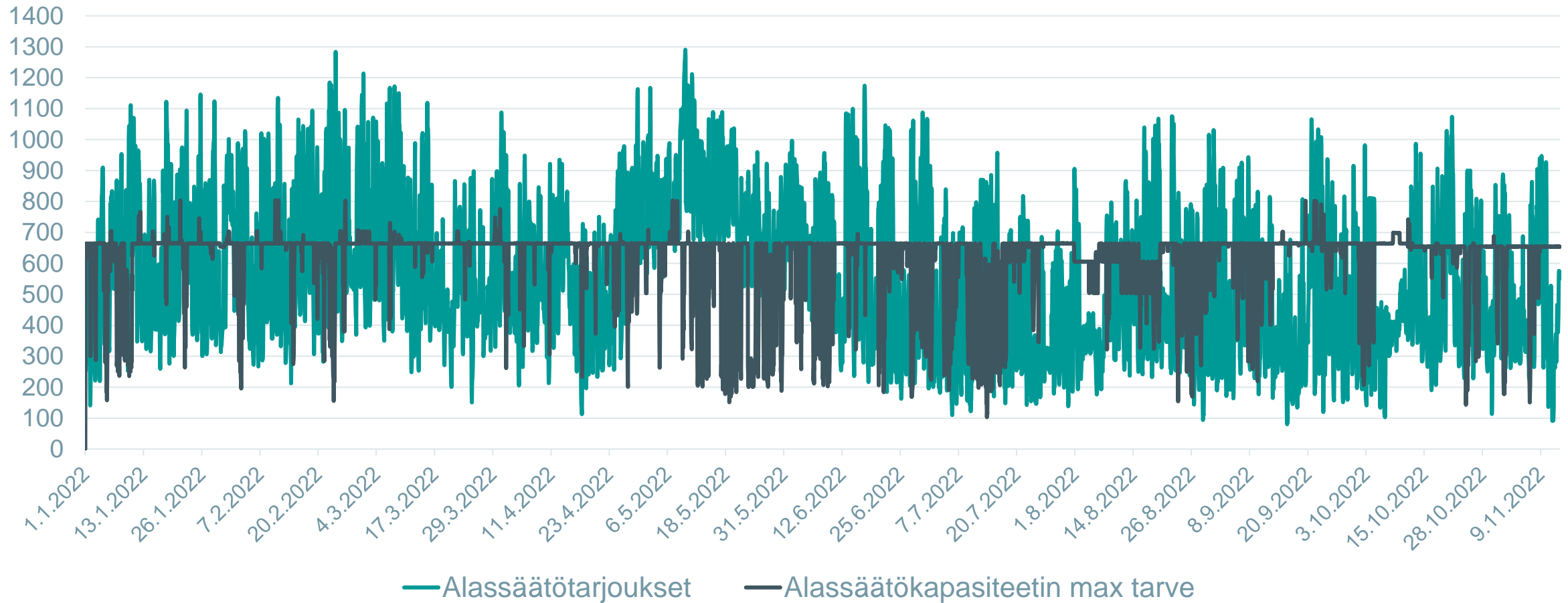
# Summary (3/3)

- Flexibility provided by IA to reserve markets **requires verification and settlement**. To be able to do the verification and settlement per BRP and/or per RE, it needs to be known which parties are the RE and BRP of the participating end customer
  - Datahub contains RE (retailer) and MGA (metering grid area) information of end customers in DSO grids.  
→ **Authorization functionality of Datahub** could be possibly developed to enable independent aggregation (end user would authorize access for its independent aggregator to RE and MGA information)
- **The models of independent aggregation need to be developed together with the stakeholders**

# Tuulivoima reservimarkkinoille

## Laura Ihamäki

# Alassäätötarjoukset vrs. tarve 2022





## Tuulivoiman mahdollisuudet reservimarkkinoilla

torstaina 8.12.2022 klo 10.00-12.00

Fingrid Oyj:n toimipaikka

os. Läckisepäntie 21, 00620 Helsinki (Käpylä)

Hyvä tuulivoimatoimija

Tervetuloa keskustelemaan sähköjärjestelmän tehotasapainon ja siirtojen hallinnan haasteista sekä

## Hae Tuulivoima reservimarkkinoille -pilottiin 16.1.2023 mennessä

Tuulivoima tarvitaan mukaan reservimarkkinoille, jotta tehotasapainoa voidaan jatkossakin hallita tehokkaasti ja markkinaehtoisesti. Fingrid haluaa edistää tuulivoiman osallistumista automaattisten tuotteiden reservimarkkinoille järjestämällä aiheesta pilotin. Pilotti on tarkoitus toteuttaa vuoden 2023 aikana.

Fingrid hallitsee sähköjärjestelmän hetkellistä kulutuksen ja tuotannon välistä tasapainoa erilaisten reservituotteiden avulla. Reservejä hankitaan reservimarkkinoilta. Tuulivoiman voimakas lisääntyminen Suomessa on johtamassa tilanteeseen, jossa erityisesti tuotannon vähentämisessä eli alassäättöreserveissä on ajoittain niukkuutta. Tuulivoima tarvitaan mukaan reservimarkkinoille, jotta tehotasapainoa voidaan jatkossakin hallita tehokkaasti ja markkinaehtoisesti.



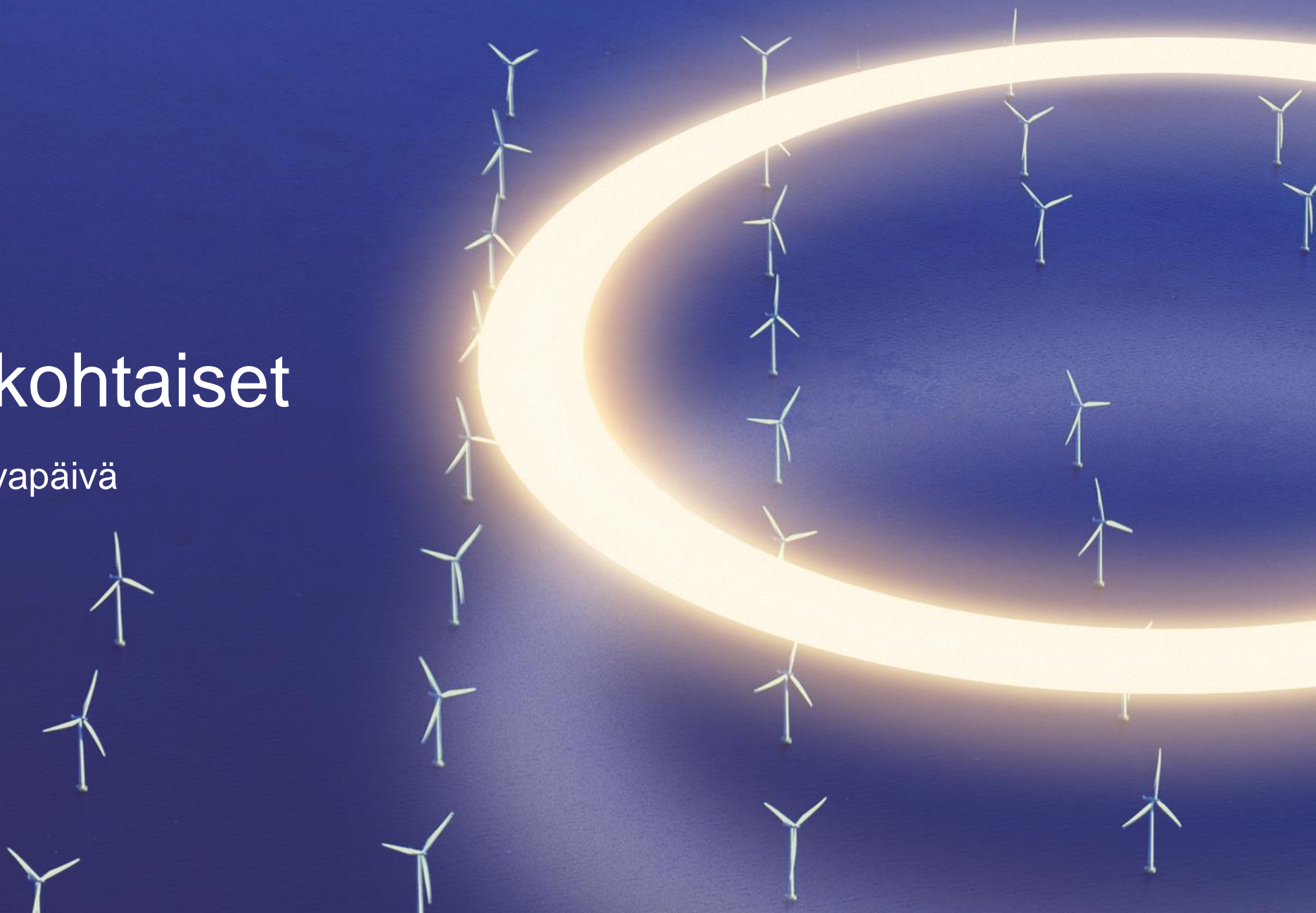
# eSett ajankohtaiset

## Tuomas Lahti

# eSett ajankohtaiset

Fingridin tasevastaavapäivä

Tuomas Lahti | 29.11.2022



# Presentation topics

- Imbalance settlement overview and market situation
- Highlights of 2022
- NBS model development
- Planned Online Service improvements
- Customer service satisfaction 2022
- Close to customers – bilateral discussions with the BRPs

# Imbalance settlement overview and market situation



# Imbalance Settlement

**eSett performs imbalance settlement invoicing timely and reliably:**

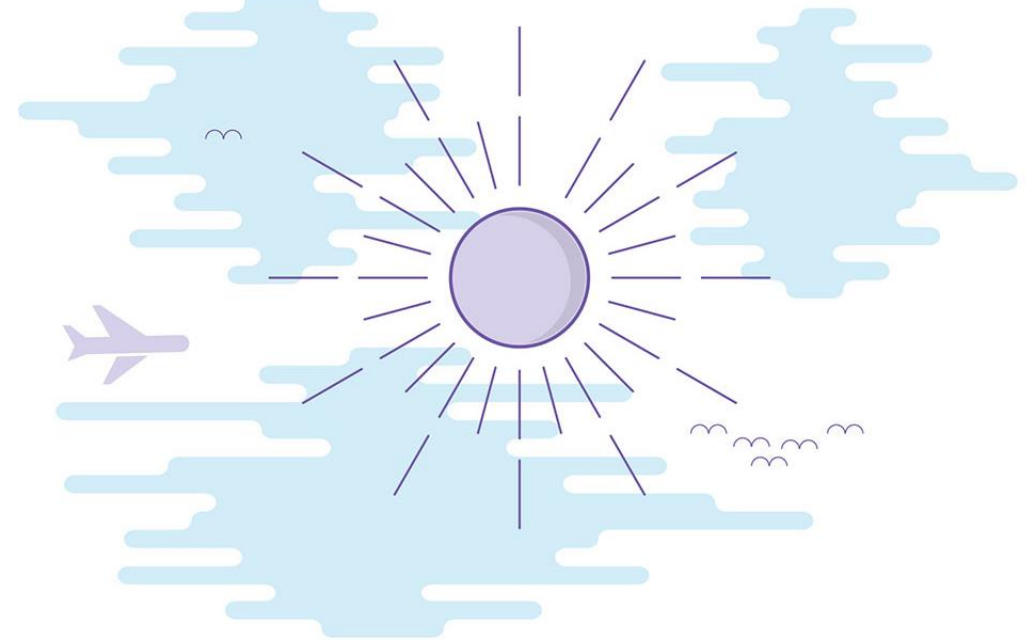
Imbalance settlement carried out in due time:

- 46 times out of 48 weeks

Imbalance settlement carried out correctly:

- 43 times out of 48 weeks – input data has been incorrect

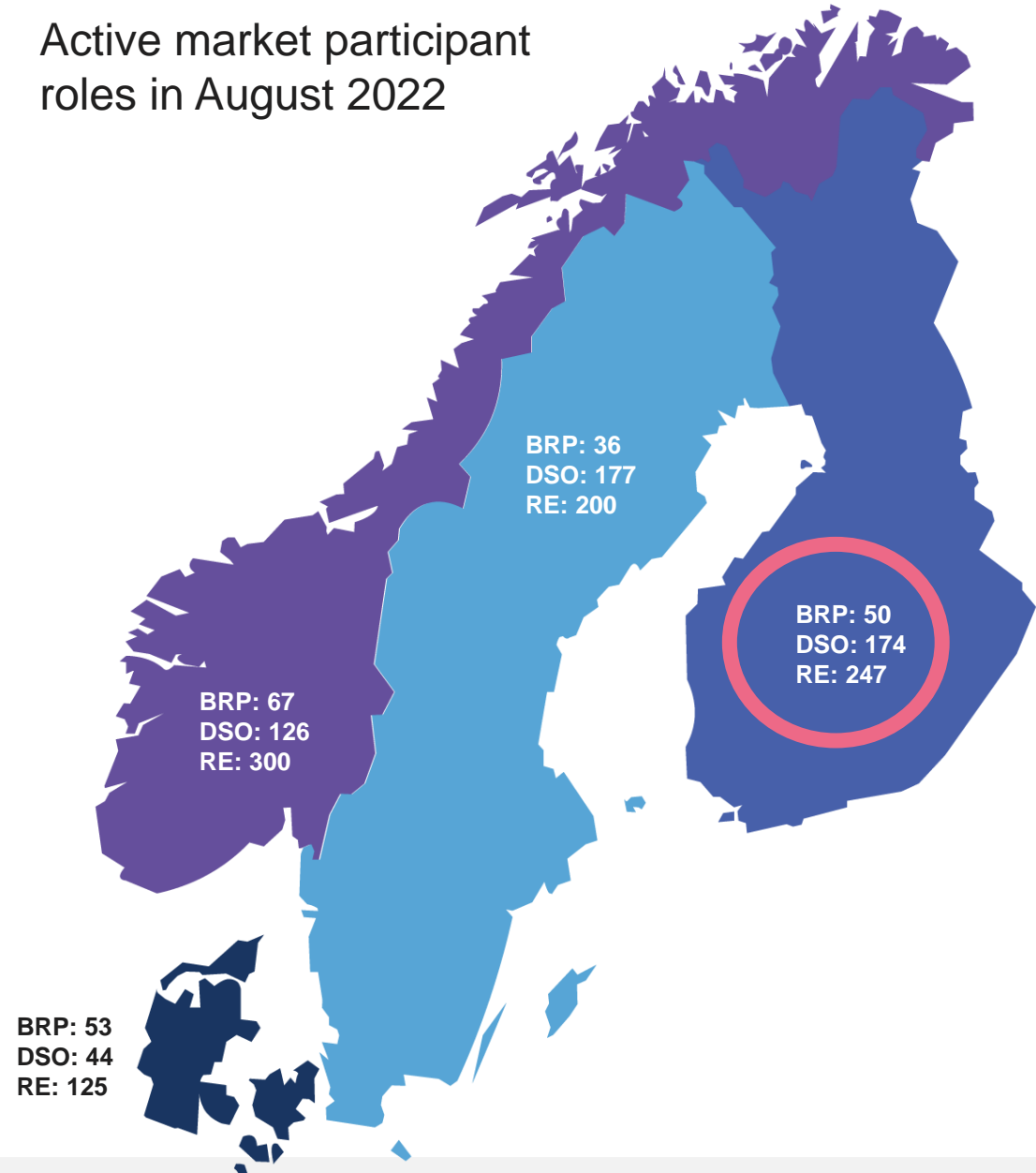
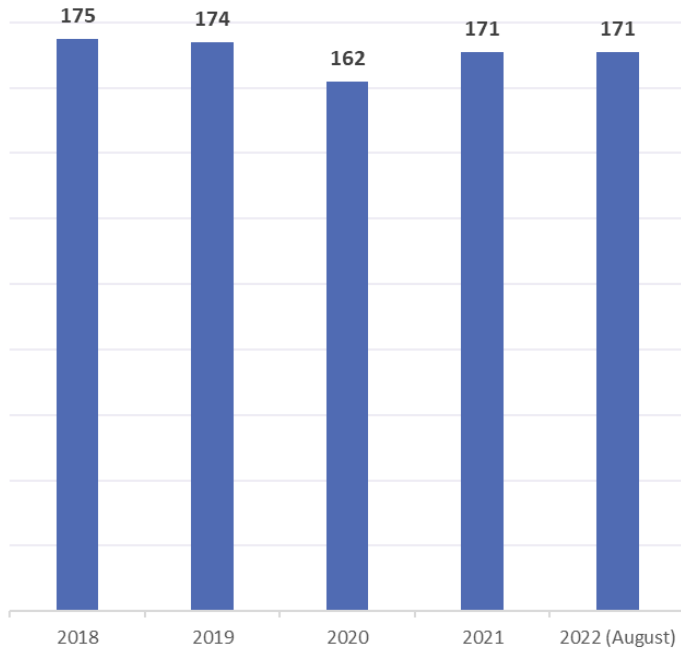
Settlement operations have been carried out mostly in due time. During the year eSett has had to perform correction invoicing a few times due to mistakes in price and reserve product information in Finland and Denmark. eSett has initiated closer cooperation especially with TSOs how to improve the situation and block the mistakes proactively.



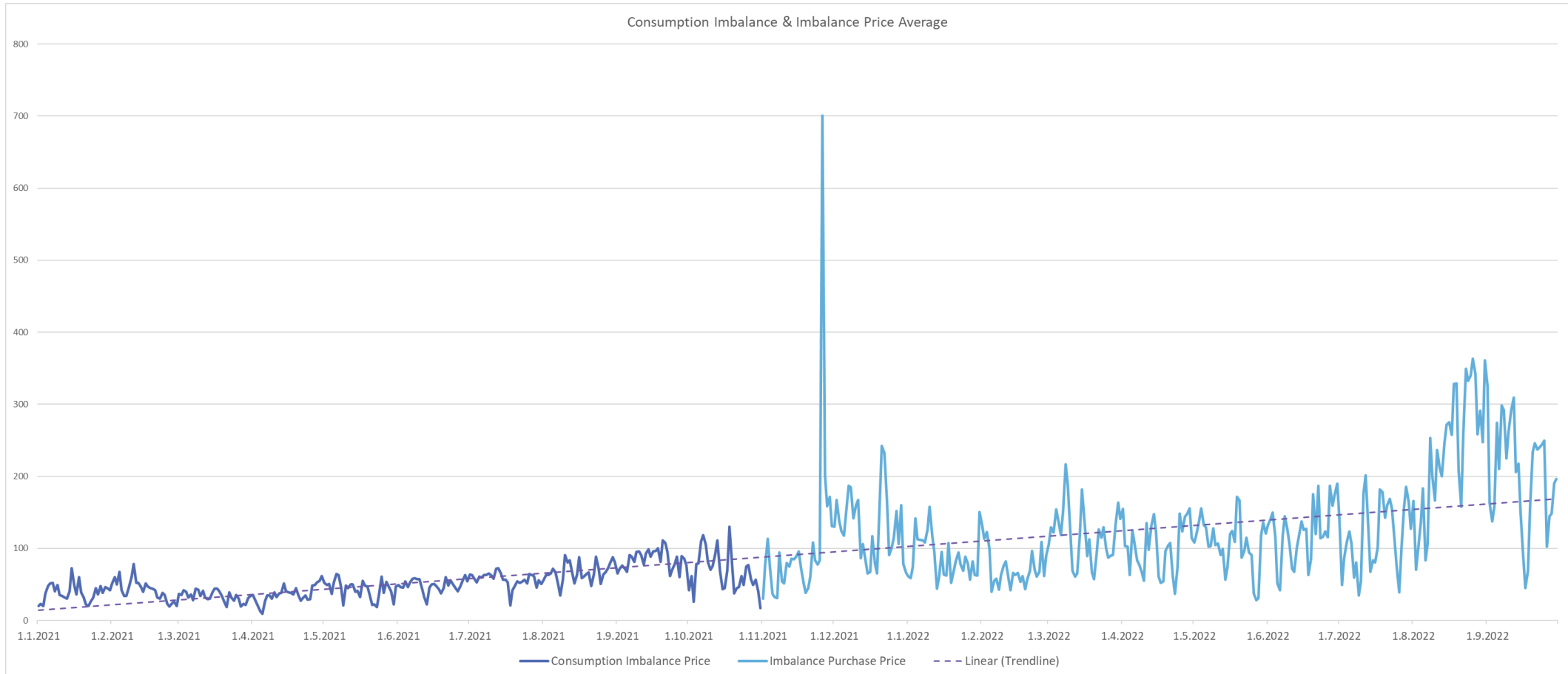
# Market participant roles

## Active market participant roles in August 2022

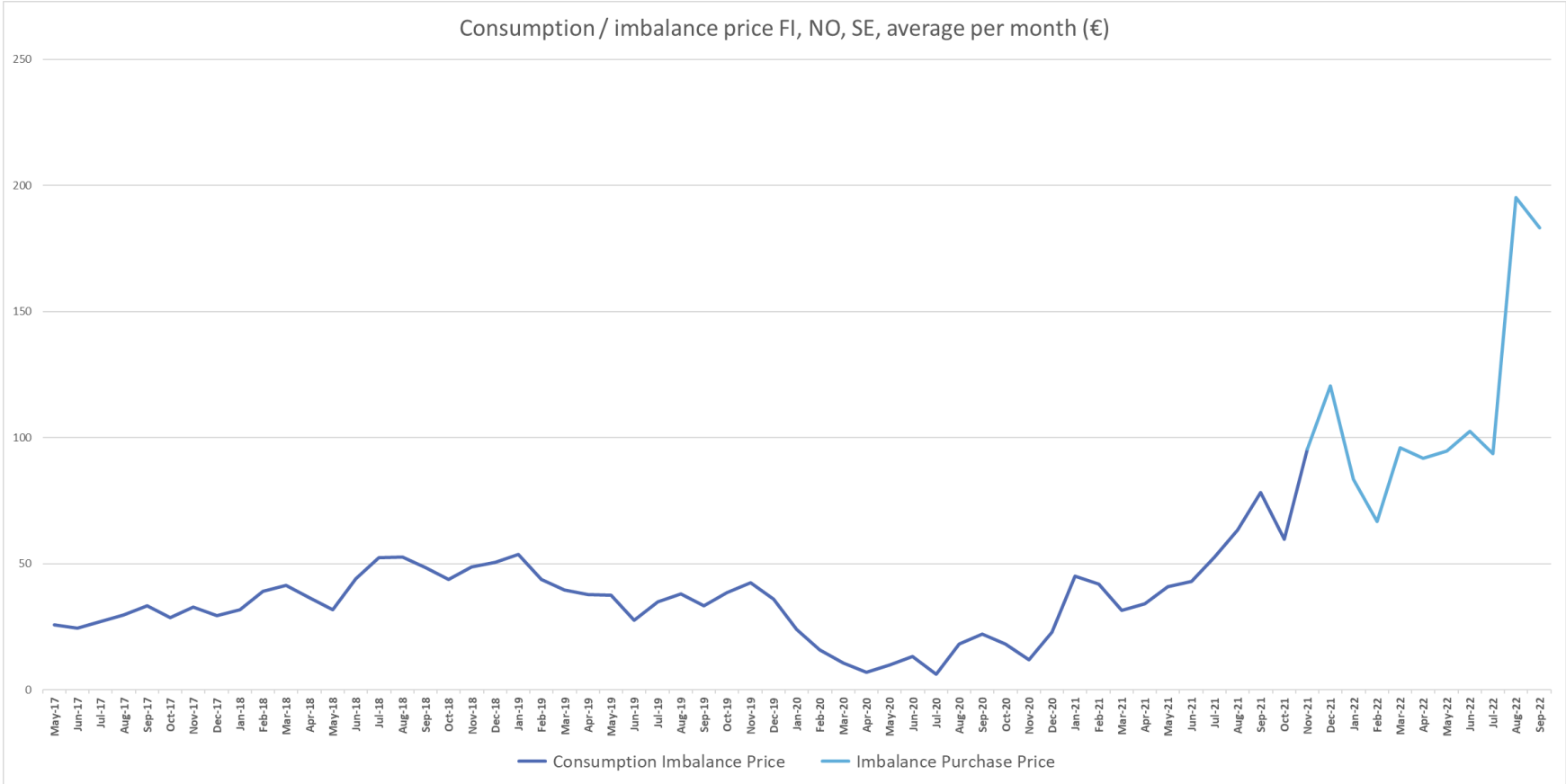
Number of BRPs at end of year  
(including one TSO owned BRP per country)



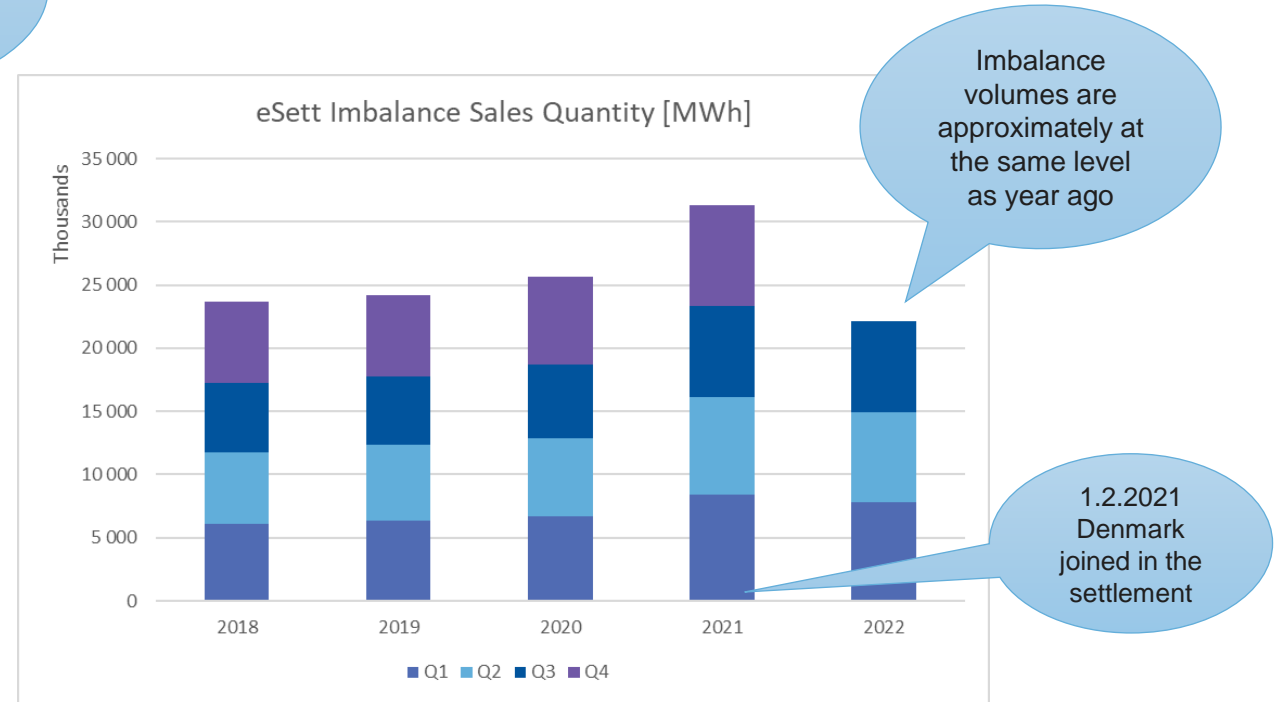
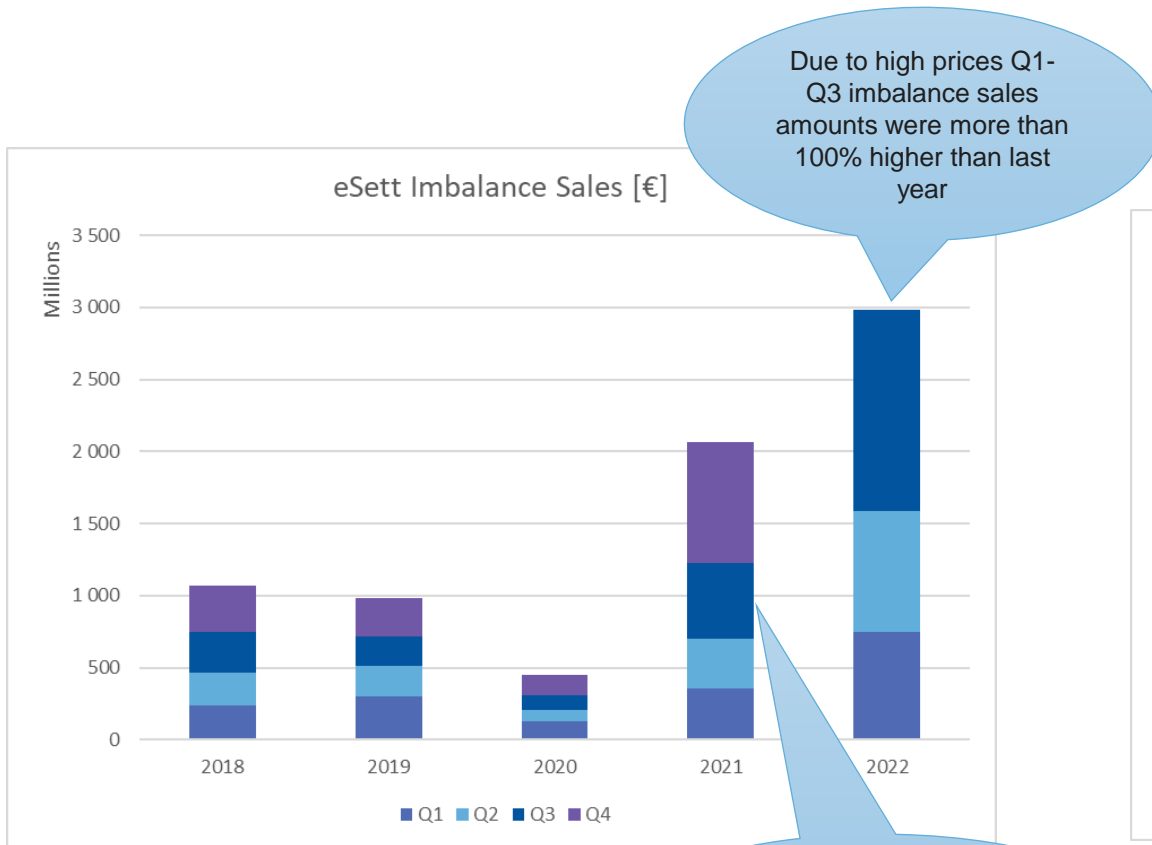
# Average imbalance price per day (FI, DE, NO, SE)



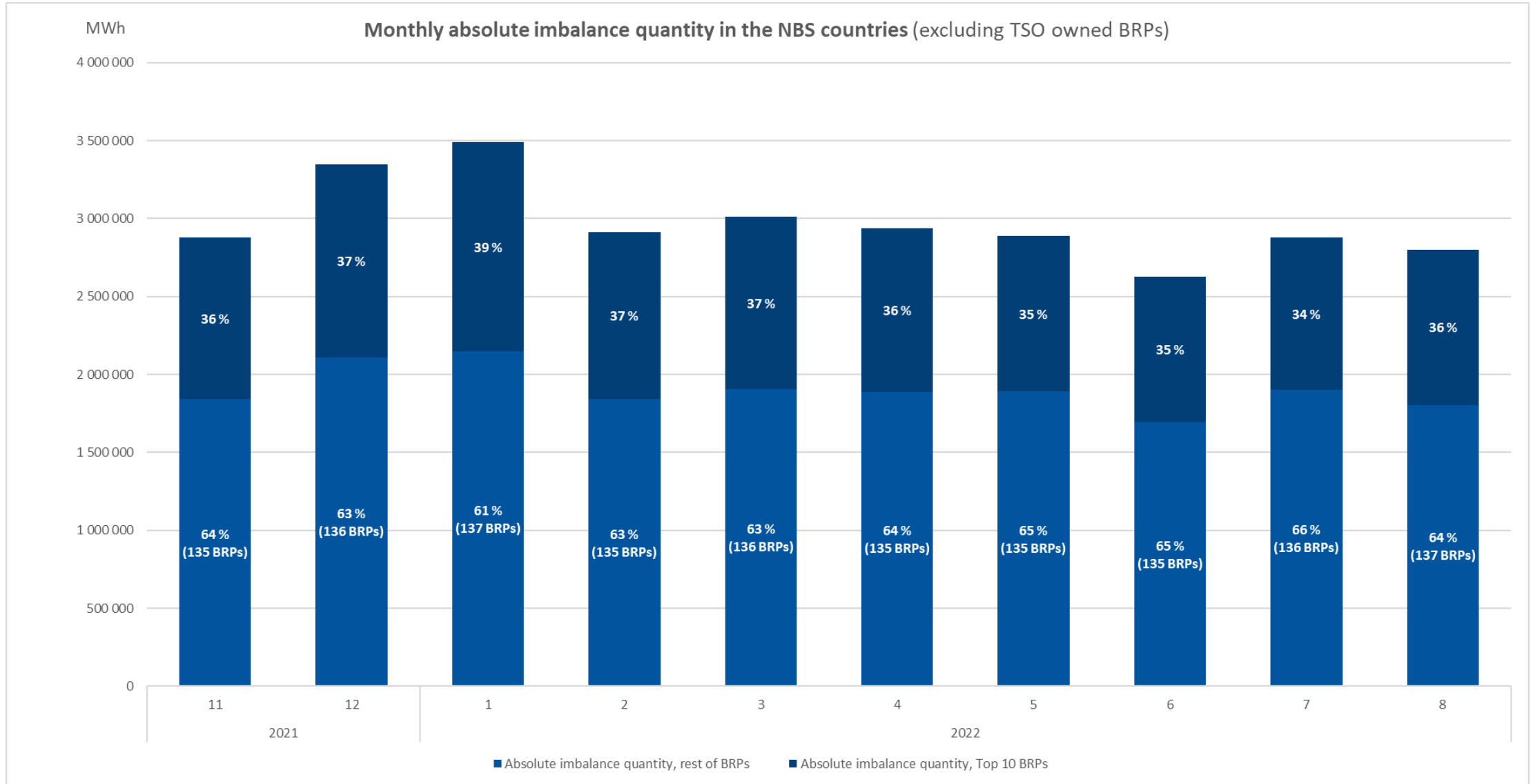
# Average imbalance price per month (FI, NO, SE)



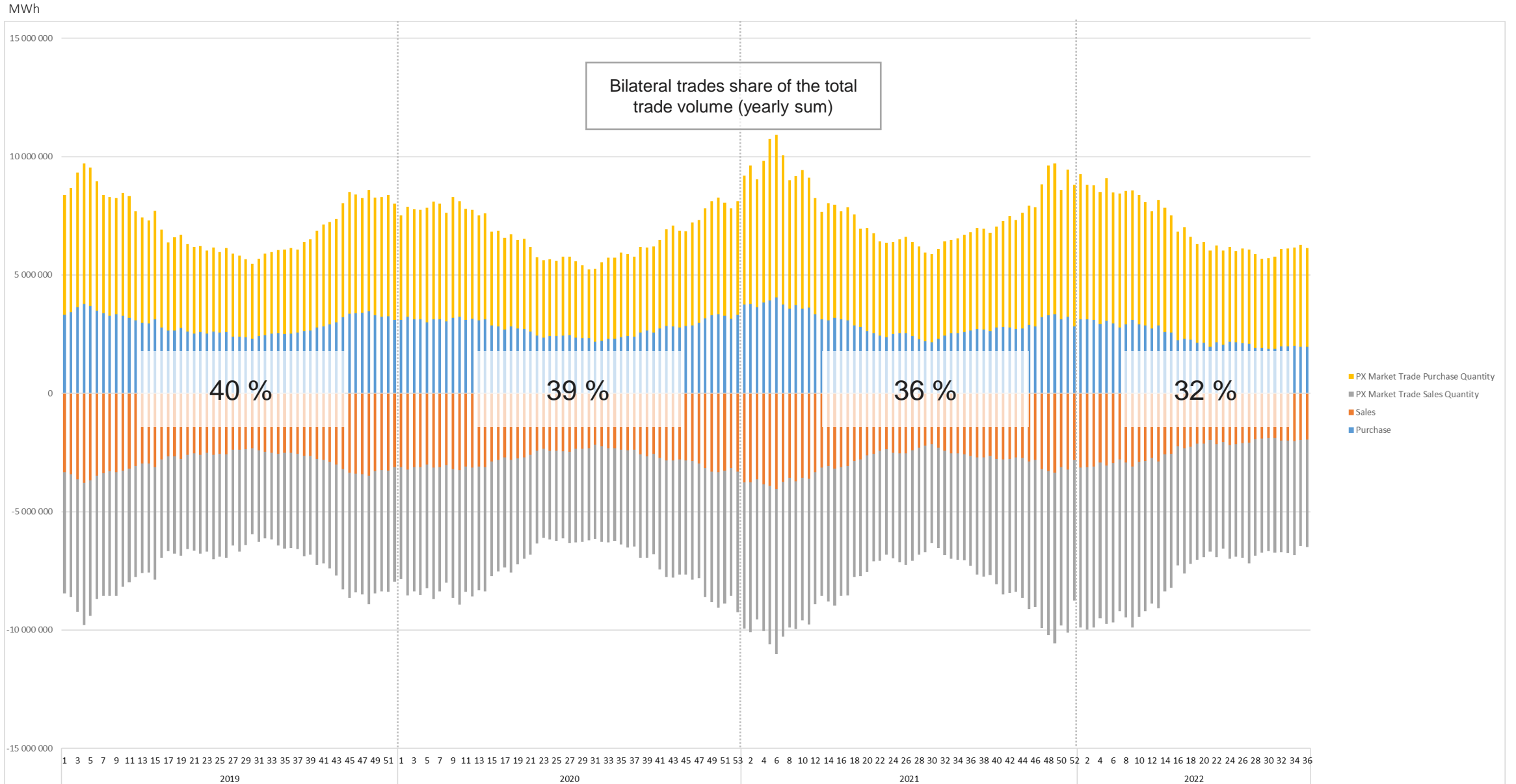
# Settlement Q3 2022



Values are sum of prod. & cons. Imbalance sales. From 11.2021 Single balance sales



# PX Market trades and Bilateral trades in the NBS countries



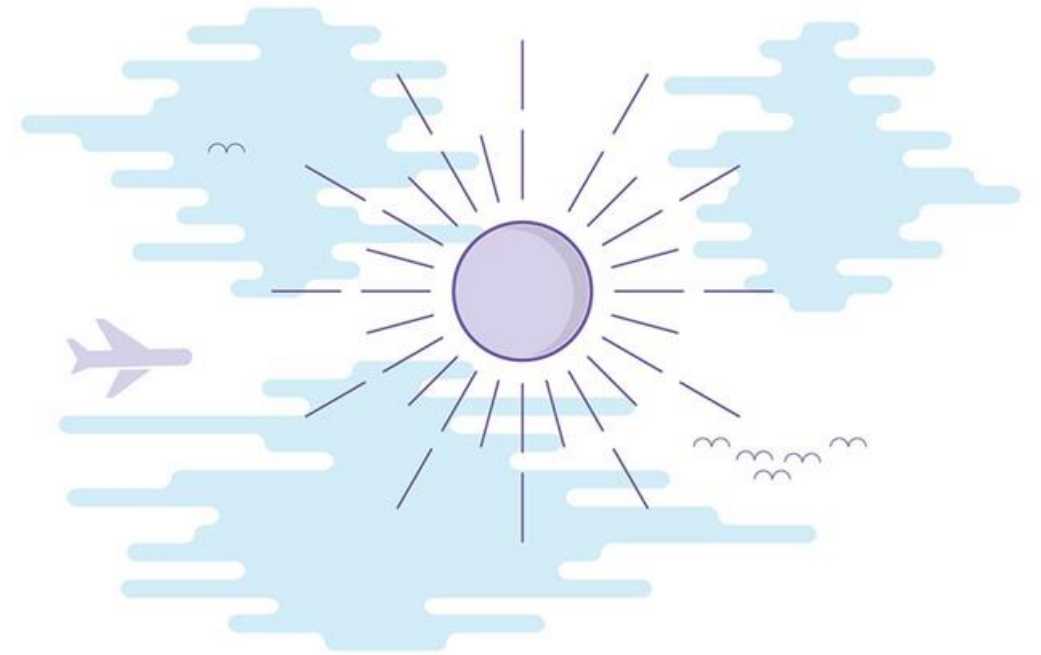
# Highlights of 2022





# Highlights of 2022

- Fingrid Datahub
  - Successful go-live in February – cooperation has been excellent
- Balancing Service Provider
  - Technical go-live and system readiness achieved, BSPs modelled in the system from October 10<sup>th</sup> onwards
  - Independent BSPs not yet allowed
- 15 min ISP
  - System support for 15 min ISP achieved on 24<sup>th</sup> of October
  - External tests have started, and testing will be enabled for full market in Q1/2023



# Highlights of 2022

- Systematic settlement system development
  - eSett has commissioned updates to the system over the year and introduced several improvements to the external Online Service often based on customer feedback
- New account model
  - eSett has taken into use a new account model where the collateral account and invoicing accounts are separated into two different accounts
  - The account used for invoicing is not pledged to eSett and can have a credit limit or be part of a cash pool
  - Separate release account is not needed since the cash account will also act as a release account



# NBS model development

# NBS model development

## Balancing Service Provider model

- Technical capability of the first phase has been reached, next step is to enable independent BSPs
  - With TSO decision the NBS Handbook shall specify in which countries independent BSPs are allowed in settlement carried out by eSett
- Development of the independent aggregator model in the future 2023-2024 together with TSOs



# NBS model development

## Capacity Reserves for Sweden

- There have been discussions if eSett could start to invoice the capacity reserve products on behalf of Svenska kraftnät in a similar manner as is done with Energinet



# Planned Online Service improvements

# Online Service improvements

## Target delivery in November 2022

- Change activity group (BRP↔DSO)
  - Usability improvement to make switching between roles more straightforward for a user without a need for new login
- Exchange Rates available in invoicing report and via data package
  - Two options: last invoiced week and open settlement window
- Layout optimization
  - Usability improvement to utilize wider area of the screen proportionally

Already delivered!



# Online Service improvements

## Target delivery in February 2023

- MGA Imbalance over limit
  - A new MGA imbalance view for Datahub and DSO users highlighting all MGAs where imbalances exceed a predefined limit





# Online Service improvements

## Target delivery in April 2023

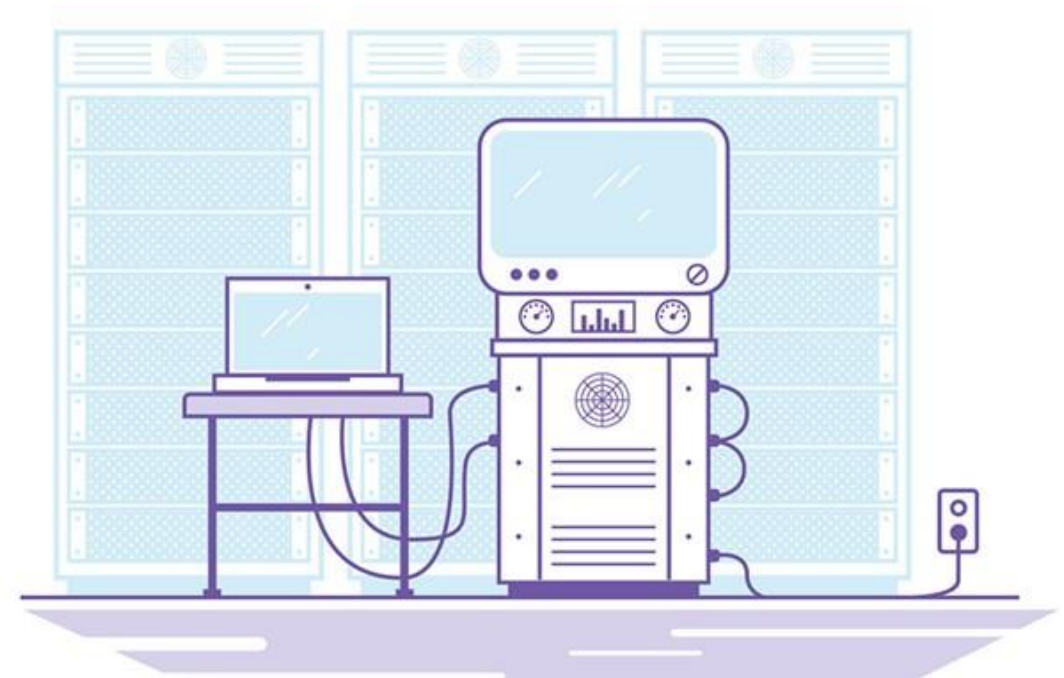
- Possibility to customize the Online Service front page with Dashboard widget improvements
  - No more empty spaces
  - Modify the order of widgets
  - Choose which widgets are displayed and hidden
  - New notifications widget available



# Online Service improvements

## Target delivery in June 2023

- New notification overview screen including ability to manage your personal subscriptions
- Updated reporting logic for Service Providers
  - Improves especially situations where Service Provider changes
  - This change concerns mainly reporting, but also data visibility in Online Service for Service Provider



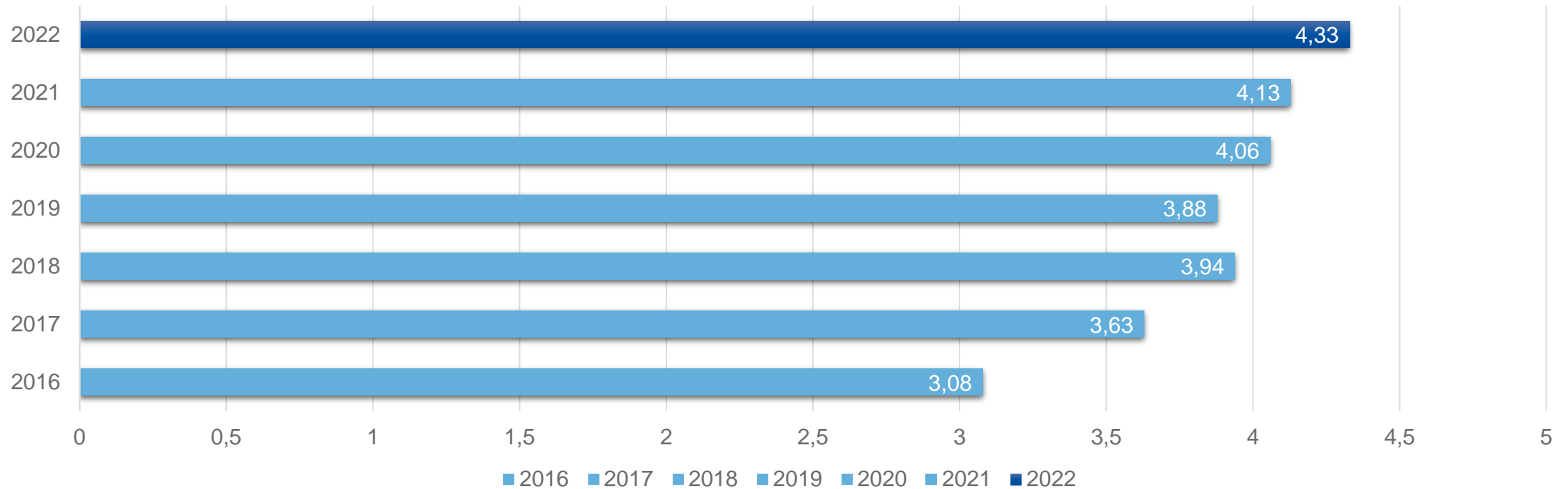
# Customer service satisfaction 2022

# Results of eSett's Customer Satisfaction Survey 2022

- The survey included 9 questions and an additional 0-5 questions depending on what channels the customer informed that they use.
    - The additional questions asked the customers to suggest development ideas for the channels they are currently using.
  - All other questions except number 4 where the same as in last year's survey.
  - We got 161 answers to the survey which is a good result.
1. Give an overall grade for eSett's customer service
  2. How professional is eSett's customer service?
  3. How satisfied have you been with the service request resolution times?
  4. Which channels are you using for retrieving data from eSett's system?
    1. Data Packages: How could eSett develop this channel in the future?
    2. Information Service: How could eSett develop this channel in the future?
    3. Market Reports in Online Service: How could eSett develop this channel in the future?
    4. Online Service Notifications and E-mail notifications: How could eSett develop this channel in the future?
    5. Public Data: How could eSett develop this channel in the future?
  5. What have we done well?
  6. How can we improve our services?
  7. Your market participant role(s)
  8. In which countries do you operate?
  9. I can be contacted for further elaboration regarding my answers

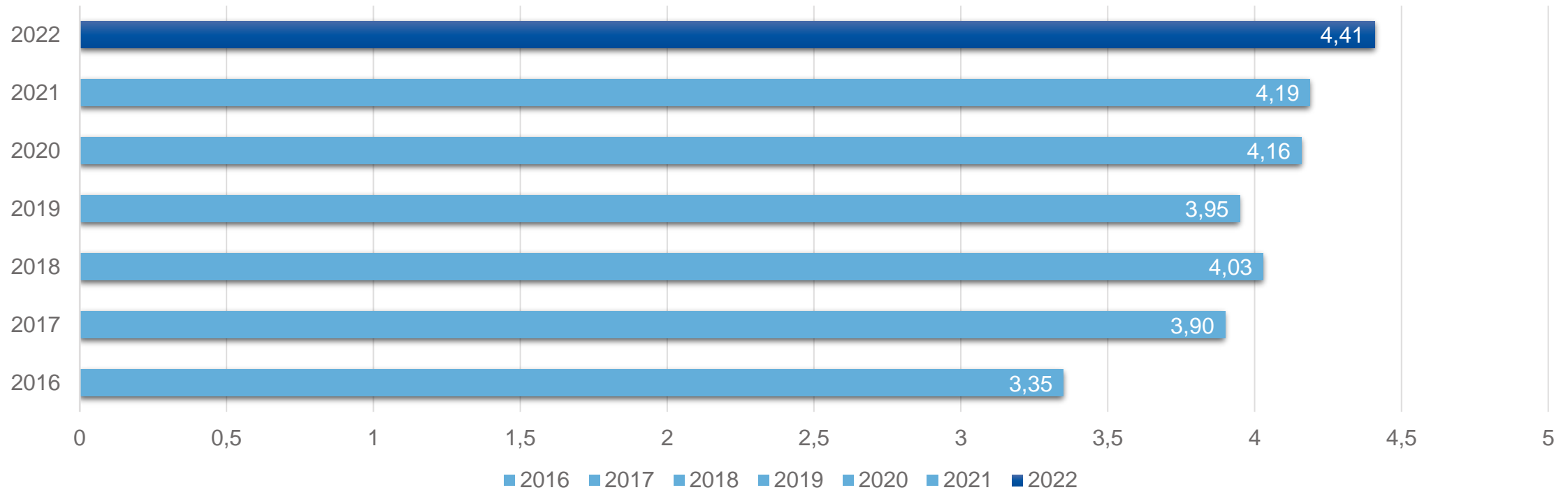
# Give an overall grade for eSett's customer service

## Grade 1-5



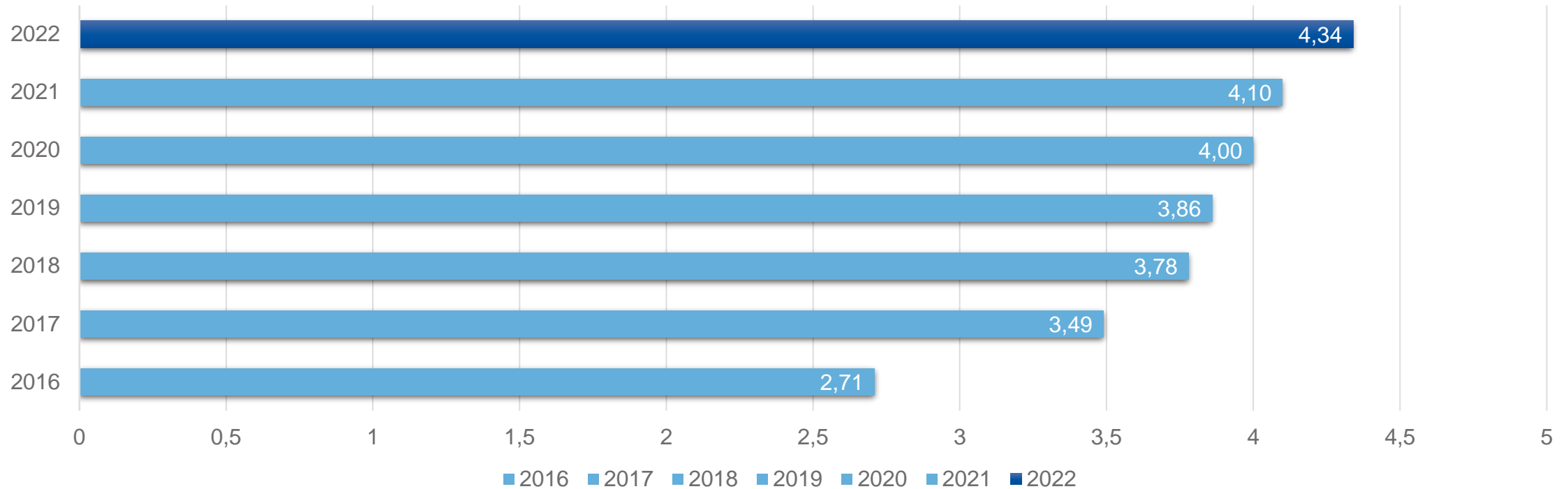
# How professional is eSett's customer service?

## Grade 1-5



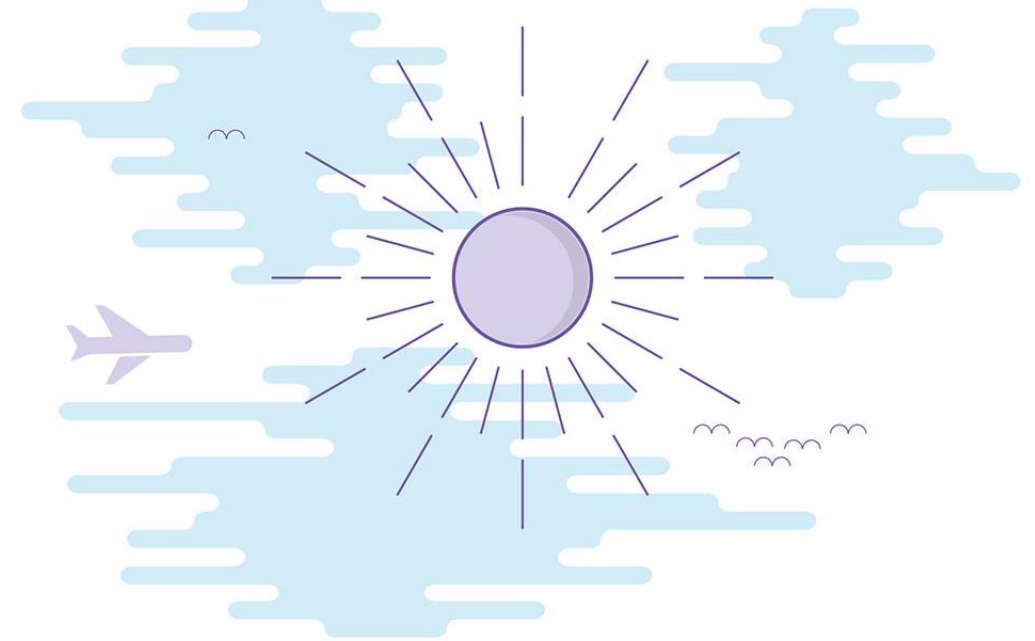
# How satisfied have you been with the service request resolution times?

## Grade 1-5



# Remarks from the survey

- All comparable average grades were the highest results ever
- We got also a lot of written feedback – most of it were positive with praises and even personal regards
- Highlights included e.g:
  - Quick answers
  - Great service attitude
  - Excellent communication
  - Good overall experience with system and service
- Handful of improvement suggestions how the system could be developed were raised
- Ideas concerned for instance:
  - Data packages and their subscriptions
  - Notifications
  - Details in Online Service views
- **eSett will analyze them carefully if they could be placed on the development roadmap**





# Close to customers – bilateral discussions with the BRPs

# Close to customers: We settle, together!

- As the responsibility for DSO support is gradually moving from eSett to datahubs eSett has improved possibilities to build closer relationships with the BRPs
- It has been decided to move close to customers with main idea – How can we help us to success together?
- The basic idea of the program is to meet BRPs physically on a planned manner with a standard agenda
- The objective is to:
  - have a good dialog between BRP and eSett
  - understand how we can help the market participants to succeed in their operations?
  - support customer to meet the market requirements
  - get concrete ideas to develop the service eSett provides
  - start the program in year 2022 and modify it with the experiences
  - share the outcome of the discussions in the customer committee

# Themes for the discussion

*“eSett wants to develop the electricity market in a customer-oriented way and welcomes stakeholder input to be able to improve its services and the market functioning.”*

1. Introductions by both parties
2. What kinds of our service you use and are they meaningful for you?
3. eSett as imbalance settlement partner - how has eSett performed in delivering its services?
  - How has eSett performed in delivering its services?
  - What has gone well and where to improve?
  - How has eSett's services affected your business?
4. How would you improve our services offering?
  - Customer Service
  - Available tools such as Online Service portal, data communication and reporting
  - Market Monitoring
  - Communication / web pages and newsletter
5. What are the biggest changes in the electricity market in the upcoming 5 years from your point-of-view and how do you see they will affect the market participants and eSett?
  - Settlement model improvement needs
  - Potential harmonization needs
  - Technological change drivers
6. How well has eSett followed its values (accountability, equality, openness and readiness)?
7. Any other themes to discuss or greetings to eSett?

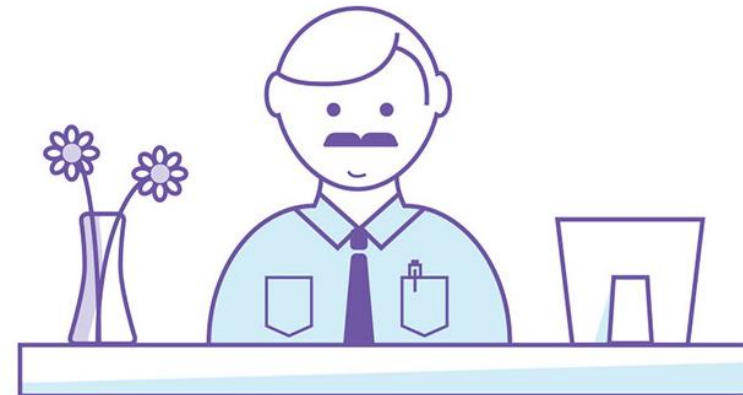
# Short summary

With almost one year of the program behind us, we believe it is time to start considering this as a part of our routines.

The experiences from these bilateral customer meetings have been very encouraging and positive – we have learned a lot already. So far, we have had six customer meetings and more will follow.

In addition to continuing these meetings, we will keep participating into energy industry events and conferences to meet our customers there and promote our service and news to our audience.

Please feel free to approach us if you would like us to visit your organization!





WE SETTLE, TOGETHER!



# Varttitase

**VARTTITASE**

**1.**

**Varttitaseen yleiskatsaus ja  
ajankohtaiset  
Meri Viikari**

# Varttitaseen käyttöönotto





173 / 117



**VARTTITASE**

**2.**

**eSett muutokset**  
**Tuomas Pulkkinen**

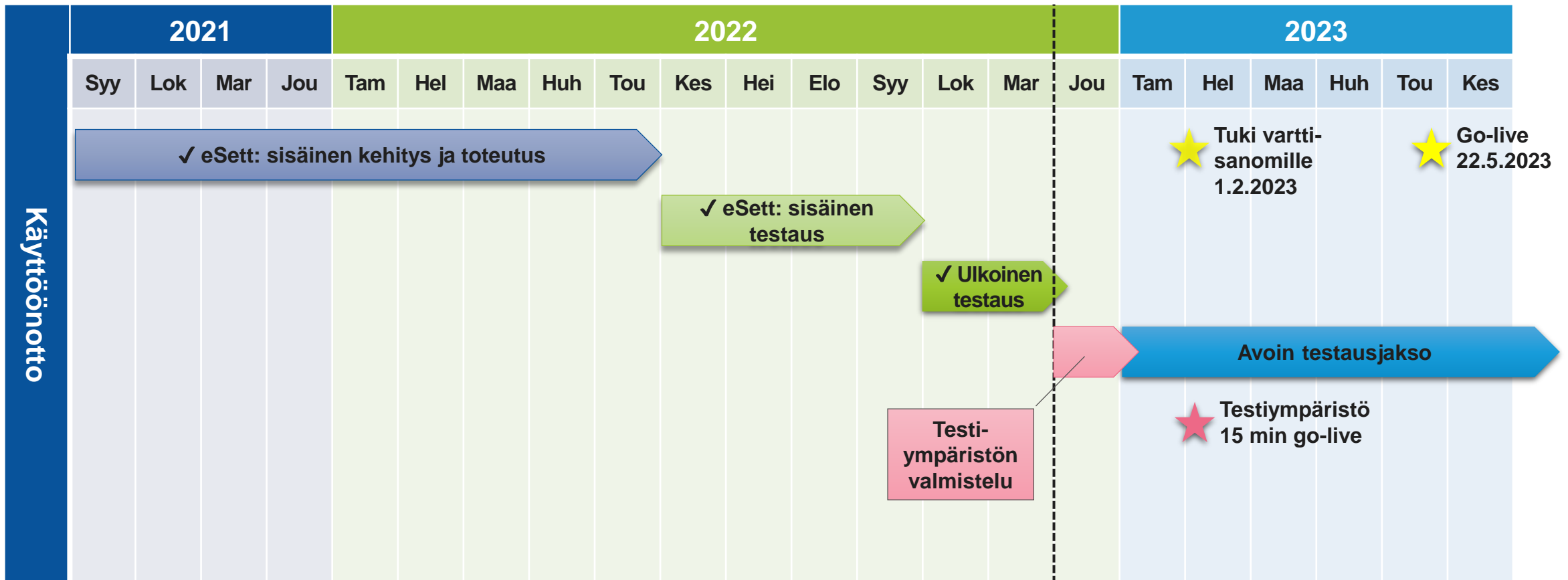


# Katsaus eSettin varttitoteutukseen

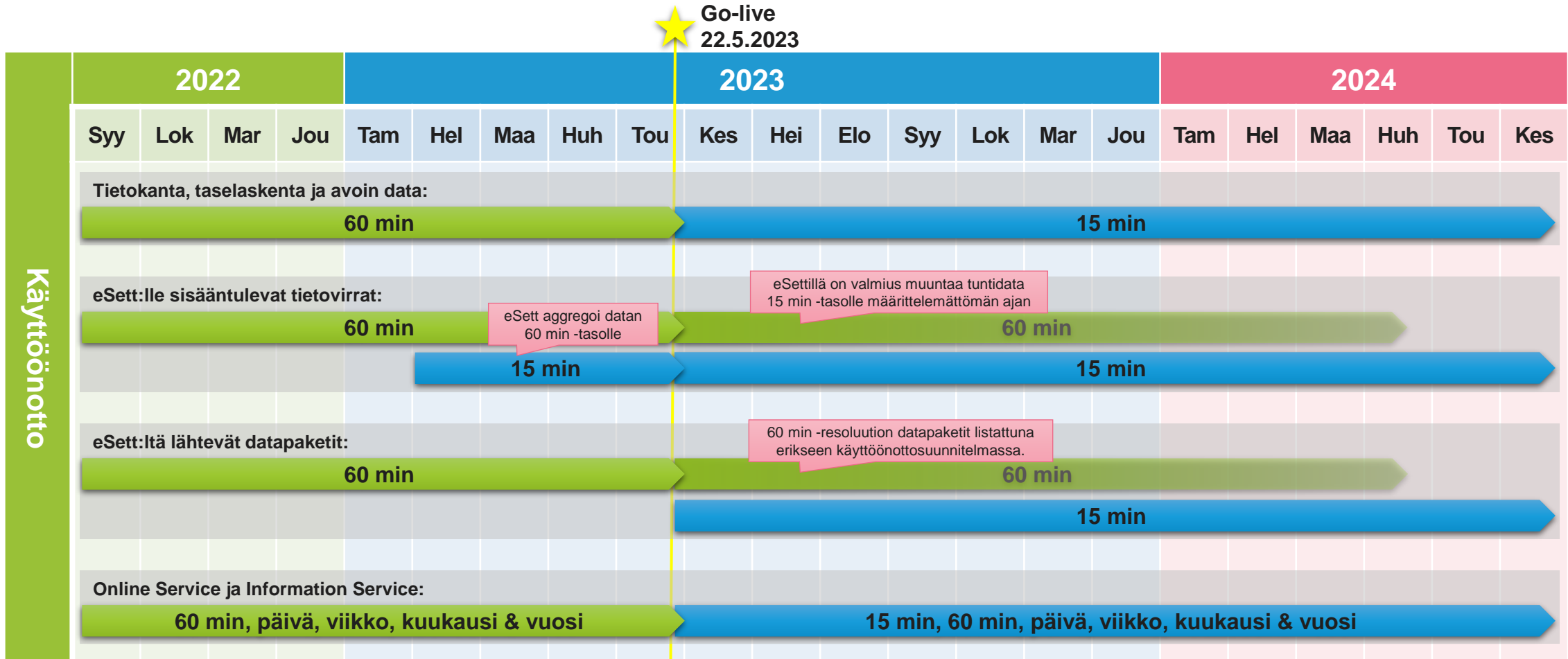
Tasevastaavapäivä

Tuomas Pulkkinen | 30.11.2022

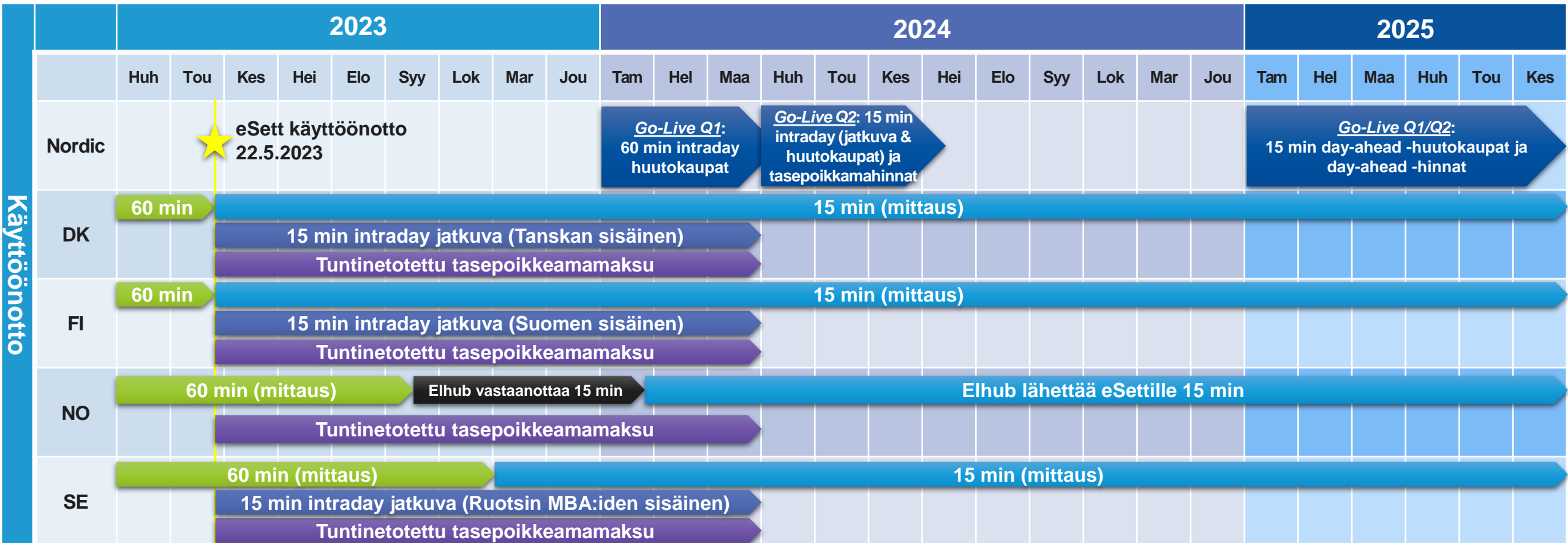
# Varttitaseen käyttöönoton aikataulu – eSett



# Varttitaseen käyttöönoton aikataulu – eSettin resoluutiot

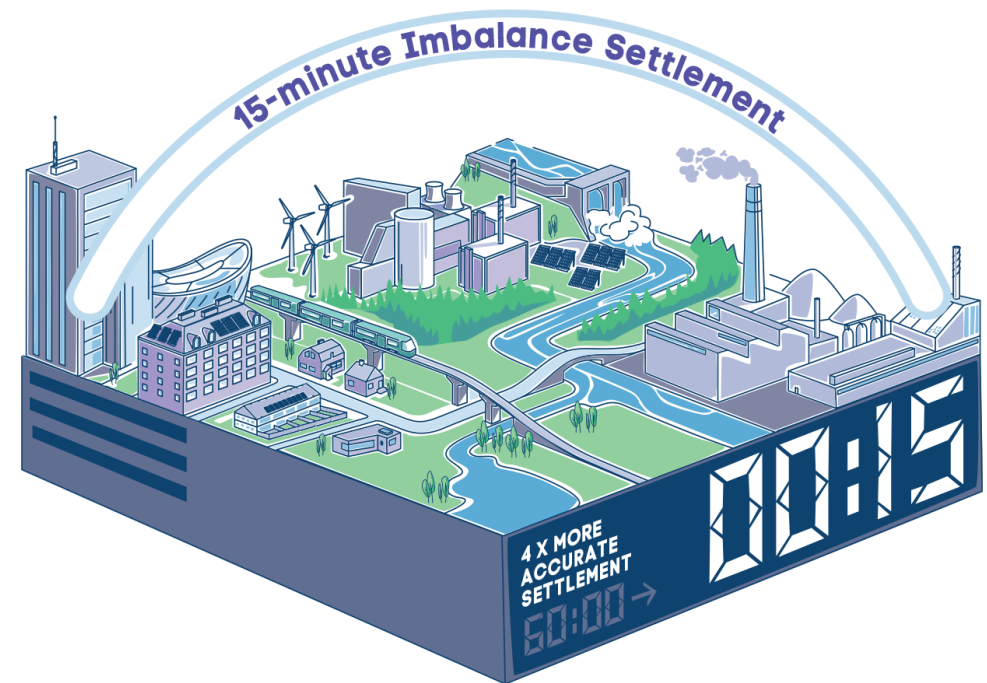


# Varttitaseen käyttöönoton aikataulu – Pohjoismaiset ja kansalliset aikataulut\*



# Mitä tapahtuu 22.5.2023 klo 01:00 Suomen aikaa?

- eSettin järjestelmä ja laskennat siirtyvät varttiin.
- eSett pystyy vastaanottamaan myös tuntidataa.
  - *Huom!* Suomessa mm. osa mittausdatasta pitää raportoida vartissa.
  - Tuntidata muunnetaan varttiin eSettin järjestelmässä.
- Taloudellisesti tasevastaavilla ei muutu vielä mikään:
  - *Tasepoikkeaman hinta* on tunnin sisällä joka vartille sama, kunnes varttihinnat otetaan käyttöön Q2/2024.
  - *Tasepoikkeamamaksu* (imbalance fee) lasketaan per tunnin nettotasepoikkeama.
- Data eSettiltä osapuolille on pääsääntöisesti vartissa, mutta suuri osa datasta on saatavilla tai katsottavissa myös tuntitasolla.
  - Tuntitasolla saatavat datapaketit on listattu eSettin [käyttöönottosuunnitelmassa](#).
- *Kahdenvälisten kauppojen* raportointi-ikkuna sulkeutuu Suomessa 0 min ennen käyttövarttia nykyisen 20 min sijaan.
- *Kahdenvälisissä kaupoissa* tasevastaavien tulee kiinnittää erityistä huomiota raportoinnin resoluutioon.

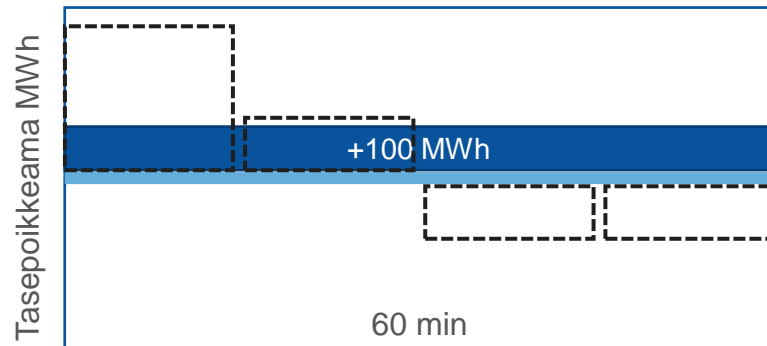


# Esimerkki: Tasepoikkeaman kulut ennen varttihinnoittelua

Ei ylimääräisiä kustannuksia tasevastaaville siirtymäjakson aikana

**Tänään: Taseselvitysjakso 60 min, yksihintamalli**

Tasepoikkeaman hinta 50 €/MWh (esimerkki)



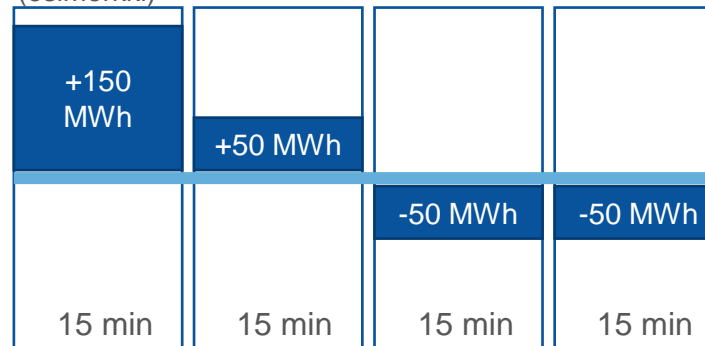
**BRP:n kulut tunnin osalta**

$$+100 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} = +5000 \text{ €}$$

**5000 €**

**Käytössä jokaisessa Pohjoismaassa.**

Vaihtoehto: "Tuntinetotettu tasepoikkeamamaksu"  
**22.5.2023 alkaen, kunnes on 15 min tasepoikkeaman hinnat & 15 min rajat ylittävä intraday-kaupankäynti "Todelliset vartin tasepoikkeamat"**  
 Sama hinta tunnin jokaiselle vartille 50 €/MWh (esimerkki)

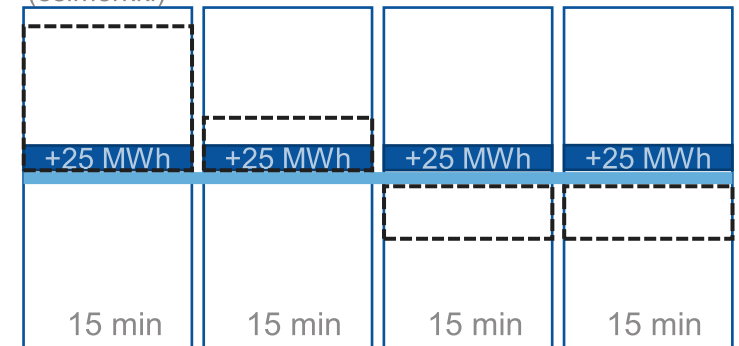


**BRP:n kulut tunnin osalta**

$$\begin{aligned}
 +150 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +7500 \text{ €} \\
 +50 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +2500 \text{ €} \\
 -50 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= -2500 \text{ €} \\
 -50 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= -2500 \text{ €} \\
 \hline
 &= \mathbf{5000 \text{ €}}
 \end{aligned}$$

**Ei tulla käyttämään.**

Vaihtoehto: "Q-H-Q konversio"  
**22.5.2023 alkaen, kunnes on 15 min tasepoikkeaman hinnat & 15 min rajat ylittävä intraday-kaupankäynti "Identtiset vartin tasepoikkeamat"**  
 Sama hinta tunnin jokaiselle vartille 50 €/MWh (esimerkki)



**BRP:n kulut tunnin osalta**

$$\begin{aligned}
 +25 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +1250 \text{ €} \\
 +25 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +1250 \text{ €} \\
 +25 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +1250 \text{ €} \\
 +25 \text{ MWh} \times 50 \text{ €/MWh} &= +1250 \text{ €} \\
 \hline
 &= \mathbf{5000 \text{ €}}
 \end{aligned}$$

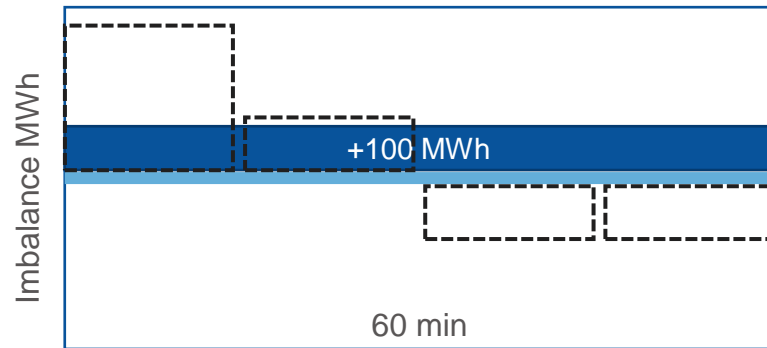


# Esimerkki: Tasepoikkeamamaksu ennen varttihinnoittelua

Ei ylimääräisiä kustannuksia tasevastaaville siirtymäjakson aikana

**Tänään: Taseselvitysjakso 60 min, yksihintamalli**

Tasepoikkeamamaksu 1,15 €/MWh (esimerkki)



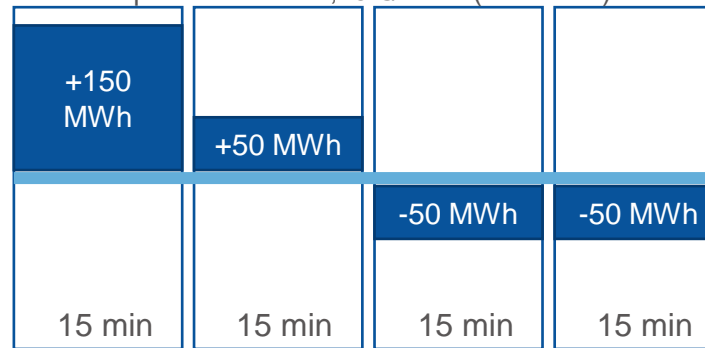
BRP:n tasepoikkeamamaksun kulut tunnin osalta

$$\frac{+100 \text{ MWh} \times 1,15 \text{ €/MWh}}{115 \text{ €}}$$

**Käytössä jokaisessa Pohjoismaassa.**

Vaihtoehto: "Tuntinetotettu tasepoikkeamamaksu"  
**22.5.2023 alkaen, kunnes on 15 min tasepoikkeaman hinnat & 15 min rajat ylittävä intraday-kaupankäynti "Todelliset vartin tasepoikkeamat"**

Tasepoikkeamamaksu lasketaan tunnin nettotasepoikkeamasta 1,15 €/MWh (esimerkki)



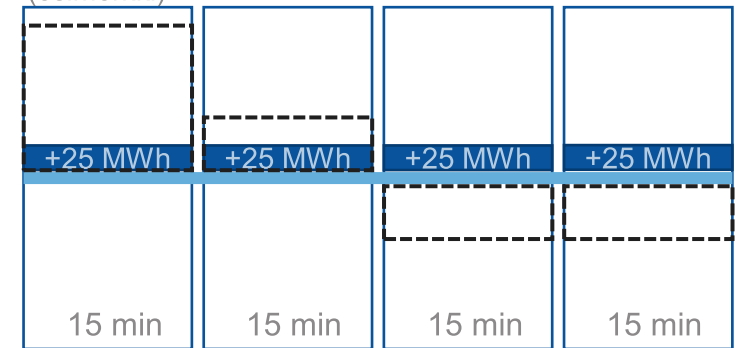
BRP:n tasepoikkeamamaksun kulut tunnin osalta

$$\frac{(+150+50-50-50) \text{ MWh} \times 1,15 \text{ €/MWh}}{115 \text{ €}}$$

**Ei tulla käyttämään.**

Vaihtoehto: "Q-H-Q konversio"  
**22.5.2023 alkaen, kunnes on 15 min tasepoikkeaman hinnat & 15 min rajat ylittävä intraday-kaupankäynti "Identtiset vartin tasepoikkeamat"**

Sama hinta tunnin jokaiselle vartille 50 €/MWh (esimerkki)



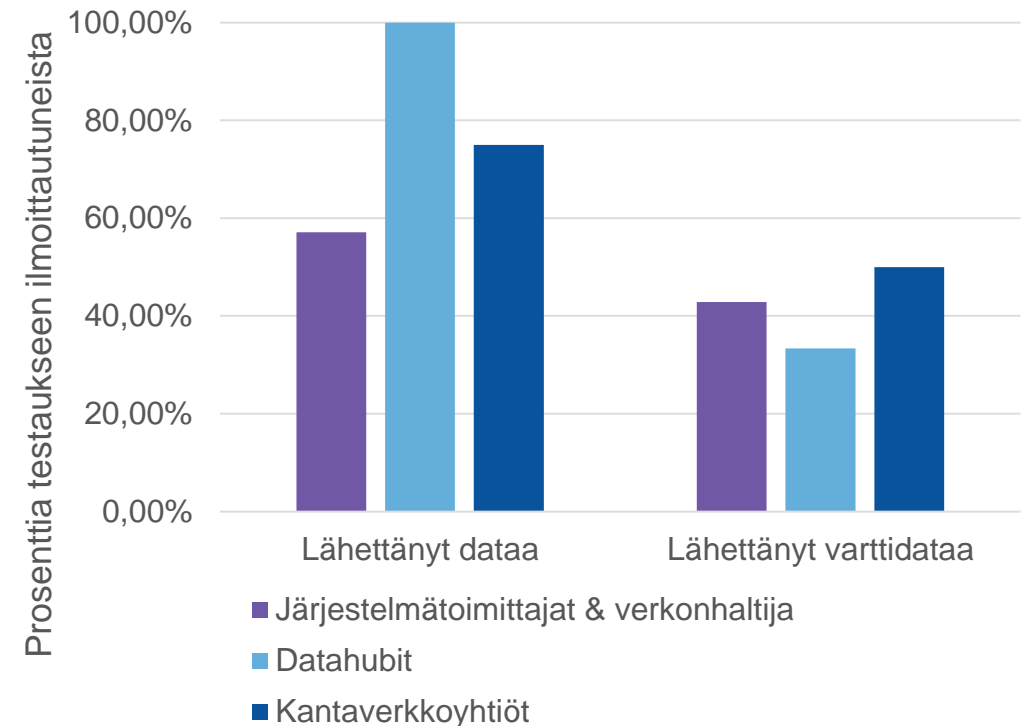
BRP:n tasepoikkeamamaksun kulut tunnin osalta

$$\frac{(+25 \text{ MWh} \times 1,15 \text{ €/MWh}) \times 4}{115 \text{ €}}$$

# Vartin ulkoinen testausjakso

- Loka-marraskuu 2022
- Testaukseen alun perin ilmoittautuneet:
  - 6 järjestelmätoimittajaa ja/tai palveluntarjoajaa eri maista
  - 1 verkkoyhtiö
  - Kantaverkkoyhtiöt ja kansalliset hubit
- Suurin osa ilmoittautuneista testasi aktiivisesti.
  - eSett on seurannut raportoitua dataa testiympäristössä.
- Onnistunut testausjakso eSettin näkökulmasta:
  - Tiedonvaihdon konversiot onnistuneet.
  - Osallistujat eivät ole raportoineet merkittäviä ongelmia.
  - Osalta testaajista on tullut palautetta että testaus on sujunut hyvin.

## Ulkoinen testaus - raportointi



# Avoin testausjakso

- Kaikilla osapuolilla mahdollisuus testata tuotannonkaltaisilla rakenteilla.
  - Siirtymä tunnista varttiin
    - Eli vartin käyttöönoton GL asetetaan testissä esim. päivälle 6.2.2023.
  - Vartitestausta
- Alkaa tammikuussa 2023 ja jatkuu ainakin seuraavaan syksyyn asti.
- Osallistuminen vaatii yhteydenottoa eSettin asiakaspalveluun.
- Taseselvityksen tulokset eivät ole verrattavissa tuotantoon.
- “Vapaata testausta” osapuolille.
  - eSett voi tarvittaessa antaa ohjeistusta siitä, mitä voisi olla hyödyllistä testata.
- Lisätietoja pyritään antamaan joulu-tammikuussa.





## Kysymyksiä, lisätietoja?

### Käyttöönottosuunnitelma:

[esett.com](https://esett.com) » Projects » 15-minute Settlement  
» [15 min ISP Commissioning plan](#)

### Asiakaspalvelu:

[settlement@esett.com](mailto:settlement@esett.com)

# Recap on eSett's 15 min ISP project and its latest changes

## Project and progress

- eSett is proceeding according to schedule
  - 15 min values accepted from 1.2.2023
  - 15 min go-live from 22.5.2023 00:00 CEST
- Main resolution will be 15 min
  - Data base, outgoing data flows, Online Service, Public Data etc.
  - 60 min data is still available in many cases
- Financially nothing shall change for BRPs until 15 min imbalance prices shall be applied from Q2/2024
- Bilateral Trade gate closure will update to 0 min per ISP in Finland
- BRPs should pay attention and agree with counterparty BRPs about the reporting resolution for Bilateral Trades

## Testing

- External testing phase was scheduled for October-November
  - Testing was successful
  - eSett was able to exchange both 15 min and hourly data with several parties
- Open market tests will start in January
  - Participation requires contacting eSett's customer service
  - There shall be production-like structures in the test environment
  - "Free testing" for market participants
  - More details will be provided during December and/or January

**VARTTITASE**

**3.**

**Datahub muutokset**

**Pauliina Himanen**



# Datahub 2.0 ja varttimuutokset

Pauliina Himanen

FINGRID

# DH 2.0 Käyttöönoton tilanne



- **Käyttöönoton valmistelut 11-12/2022**
  - Kenraaliharjoitus 2.11. alkaen
  - Kenraaliharjoitusympäristö käytössä 2022 loppuun asti
- **2.0 version käyttöönotto 13.12.2022**
  - Tuotantokäytön välivaihe 14.-31.12.2022
- **1.1.2023 käyttöönotettavat prosessit**
  - Mittaustiedon vastaanotto 15 minuutin resoluutiassa
  - Netotus- ja energiayhteisölaskennat
- **Varttitase 22.5.2023**



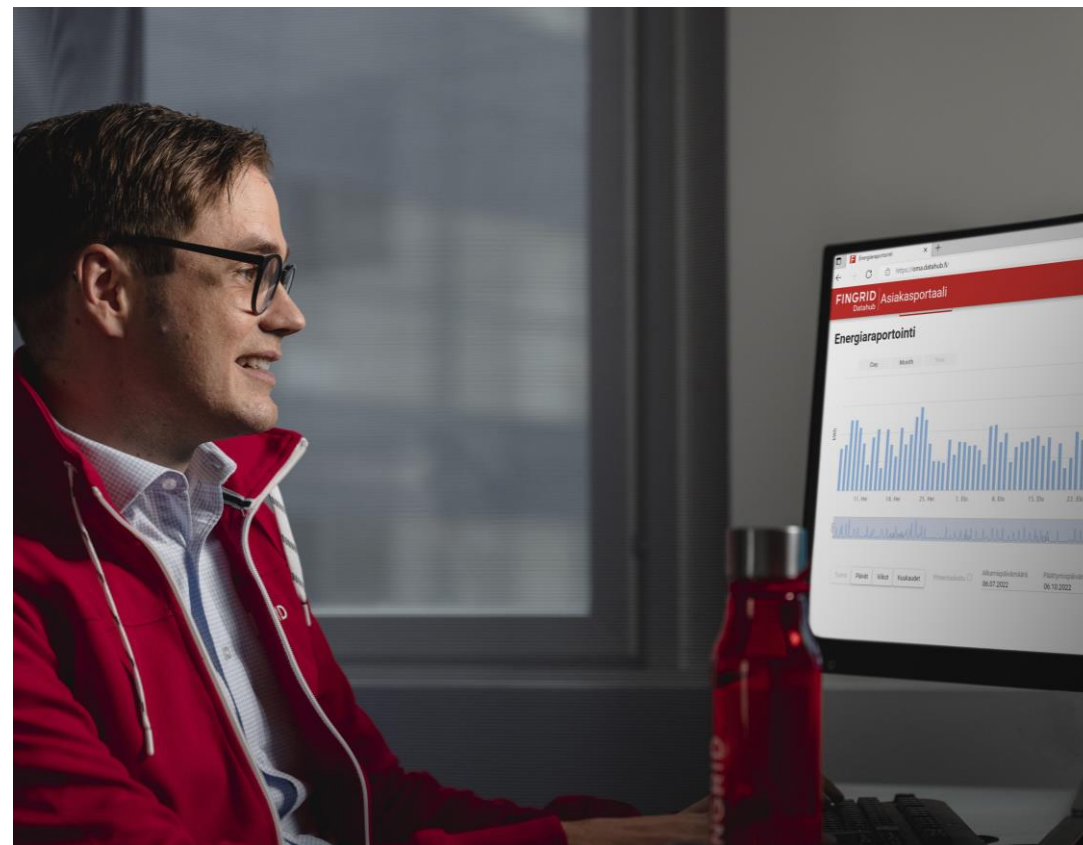
## Datahub 2.0: Mittaustietojen raportointi ja taseselvitys datahubissa



- Datahubille voi raportoida 15 min mittausdataa 1.1.2023 alkaen.
- Datahub välittää käyttöpaikkakohtaiset mittaustiedot tietoon oikeutetuille jakeluverkkojen raportoinnissa resoluutiossa
- Jakeluverkkojen taseselvitys siirtyy 15 minuutin resoluutioon 22.5.2023
- Energiamittausten varttisiirtymä [Valtioneuvoston asetuksen sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta \(767/2021\)](#) mukaisesti

# DH2.0: Mittaustietojen raportointi ja haku

- **Mittauksen aika-askeleen päivitys (DH-125)**
  - 15 min. aika-askel voi olla voimassa 1.1.2023 alkaen
  - Ilmoituksen voi tehdä 1 kk etukäteen
- **Mittaustietojen ilmoitus ja välitys (DH-211)**
  - Mittaustiedot ilmoitetaan käyttöpaikan resoluution mukaisesti
  - Käyttöpaikkakohtaiset mittaustiedot välitetään jakeluverkkojen raportoimassa resoluutiassa
  - Netotus- ja yhteisölaskennan tiedot DH-231/DH-251
- **Mittaustiedon haku (DH-221/222/223)**
  - Mittaustiedon haun voi tehdä haluamassaan resoluutiassa (15 min, 1 h, 1 vrk, 1 kk, 1 v.)
  - Netotuslaskennan tietojen haut DH-241/242/243
  - Yhteisölaskennan tietojen haut DH-261/262/263



# Siirtyminen 15 minuutin energiamittaukseen

## Valtioneuvoston asetus 767/2021

Mitä	Milloin
<b>Varttimittausvelvoite</b> - <b>Verkonhaltijat</b> - <b>Tasevastaavat</b> , joiden hallinnassa on mittausalueita - <b>Mittausalueet</b> , joiden vastuista sovittu erillisellä sopimuksella	<b>22 päivästä toukokuuta 2023 seuraaviin mittauksiin:</b>  1) rajapistemittaus; 2) nimellisteholtaan yli yhden megavolttiampeerin voimalaitoksessa tuotetun sähkön mittaus; 3) 3 x 200 ampeerin ja sitä suuremmalla pääsulakkeella varustetun sähkökäyttöpaikan mittaus; 4) sellaisen sähkökäyttöpaikan mittaus, joka on liitetty nimellisjännitteeltään yli 400 voltin sähköverkkoon; 5) sellaisen käyttöpaikan mittaus, jonka mittauslaitteisto voidaan etäyhteyksin käymättä paikan päällä ohjelmoida varttimittauslaitteistoksi.  <b>Muiden mittausten osalta verkkohaltija voi noudattaa varttimittausvelvoitteen sijaan tuntimittausvelvoitetta 31 päivään joulukuuta 2028, jos sähkönkulutus tai sähköntuotanto mitataan tuntimittauslaitteistolla</b>  <b>Verkonhaltija voi toteuttaa mittauksen varttimittauksena jo asetuksen voimaantulosta (1.11.2021)</b>

## Huomiot Datahubista

- Datahubille voi raportoida 15 min mittausdataa 1.1.2023 alkaen.
- Datahub ei käänne automaattisesti eri mittauspisteiden resoluutiota varttiin
- Datahub ei validoi eri mittauspisteille käytettäviä resoluutioita  
  
→ Teknisesti mahdollista toimittaa kaikille mittauspisteille tuntimittausta 22.5.2023 jälkeen

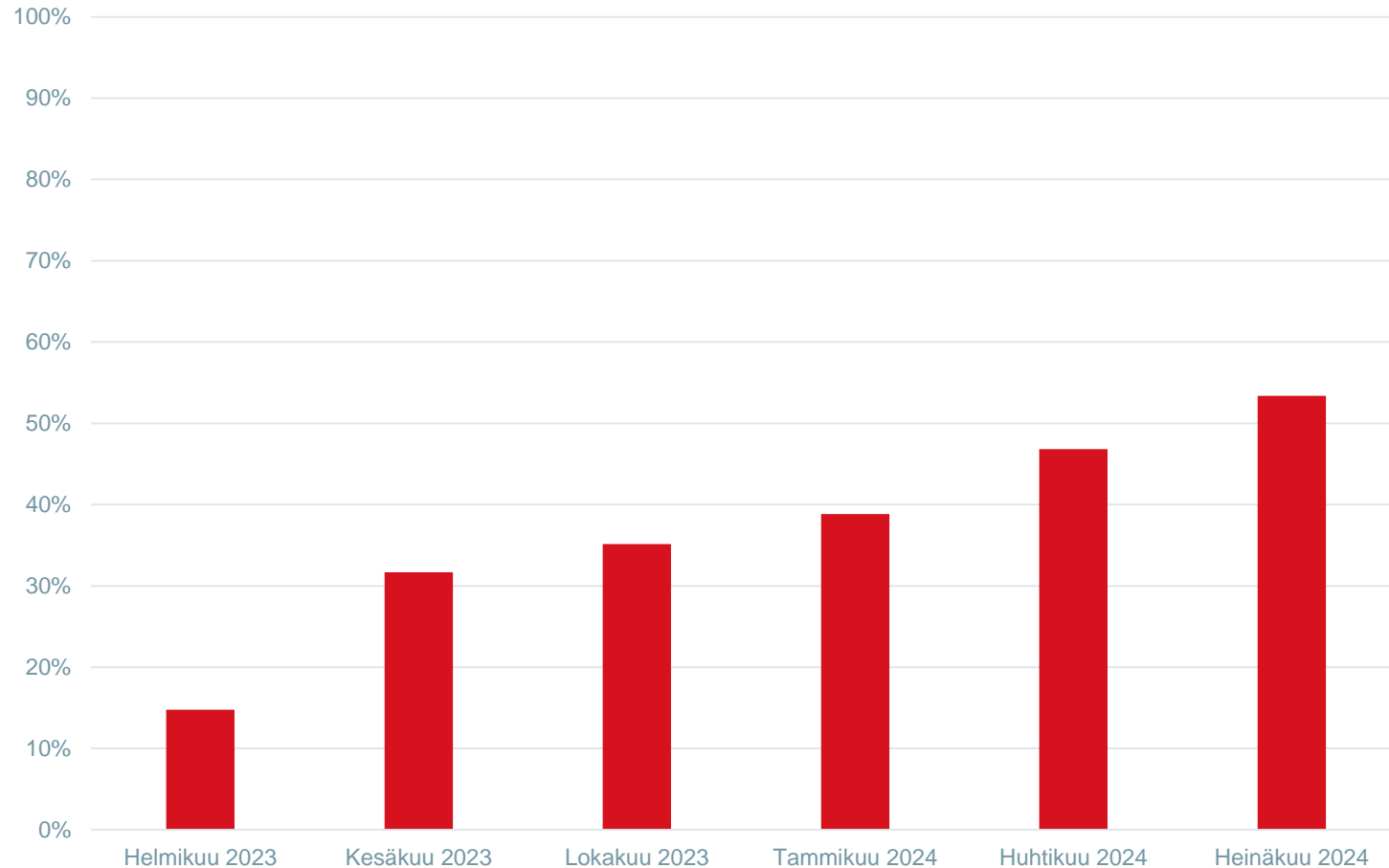
# Kysely varttimittaukseen siirtymisestä

- Syys-lokakuussa 2022 toteutettu kysely jakeluverkoille varttimittaukseen siirtymisestä lähitulevaisuudessa
- Kyselyssä kysyttiin varttimittauksen osuuden kehittymistä 2023 alusta 2024 heinäkuulle asti
- Vastausprosentti 84 % ja vastaukset kattaa n. 90 % Datahubissa olevista mittauspisteistä



# Varttimittausten määrän kehitys Datahubissa

## Ennuste Q1/2023 - Q2/2024



- Kyselyn perusteella odotamme, että noin 30 % mittauspisteistä mitataan varttiresoluutiossa, kun siirrytään varttitaseselvitykseen.
- 13 yhtiötä ilmoitti siirtävänsä > 90 % käyttöpaikoista varttimittaukseen heinäkuuhun 2024 mennessä.
- 10 yhtiötä ilmoitti siirtävänsä <= 10 % käyttöpaikoista varttimittaukseen heinäkuuhun 2024 mennessä.
- Siirtyminen varttimittaukseen jatkuu 2020-luvun loppupuolelle.



# Kiitos

## **Fingrid Datahub Oy**

c/o Fingrid Oy Lökkisepäntie 21

FI-00620 Helsinki

P.O.Box 530, FI-00101 Helsinki, Finland

Tel. +358 30 395 5000

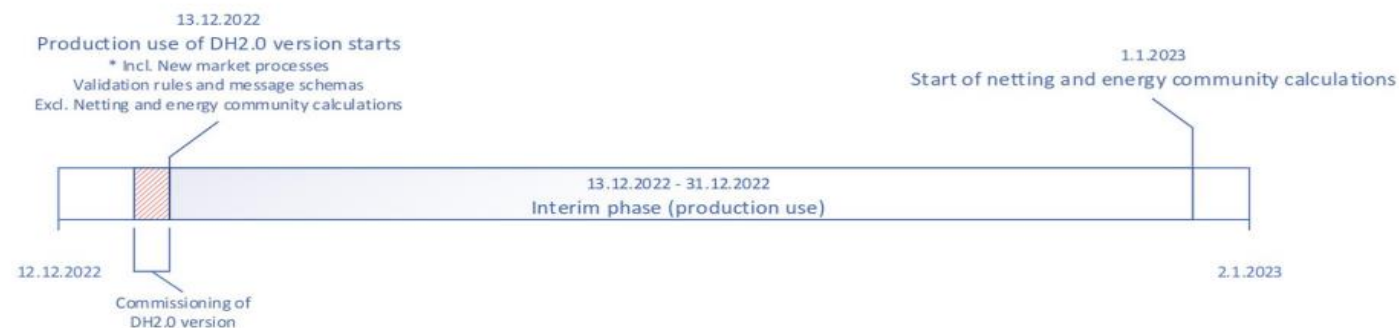
Business ID: FI27455435, VAT reg.

[www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

**FINGRID**  
Datahub

# Datahub 2.0 and 15-minute time step

- Focus on Go-Live of DH2.0 (DH1.9 → DH2.0 upgrade) 13.12.2022
- DH2.0 Go-Live has three phases:
  1. Installation of the new Datahub version 2.0
  2. Production use before 1 January 2023 (the so-called interim period)
  3. The introduction of netting and energy community calculations on 1 January 2023. As a result, the new Datahub version will go live even before the 15-minute time step is allowed and the netting and energy community processes are started.



**VARTTITASE**

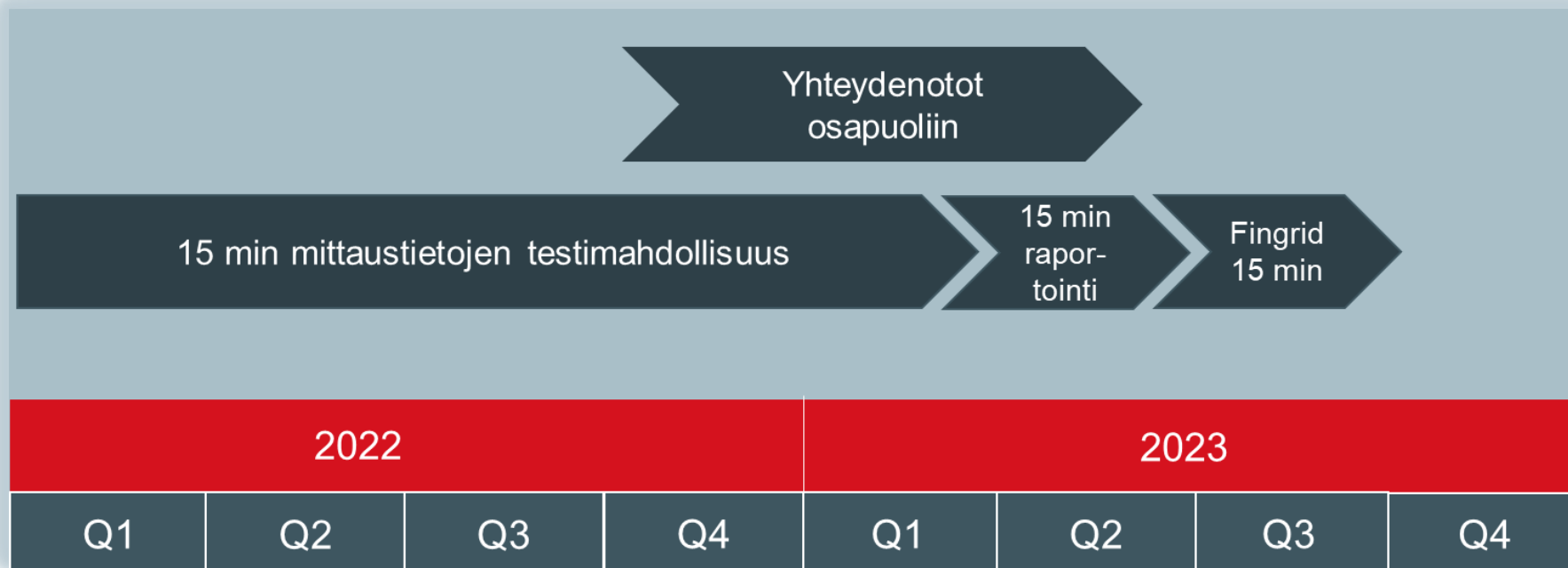
**4.**

**Fingridin varttisiirtymä ja  
tasevastaavien ehdot  
Heikki Raatikainen**



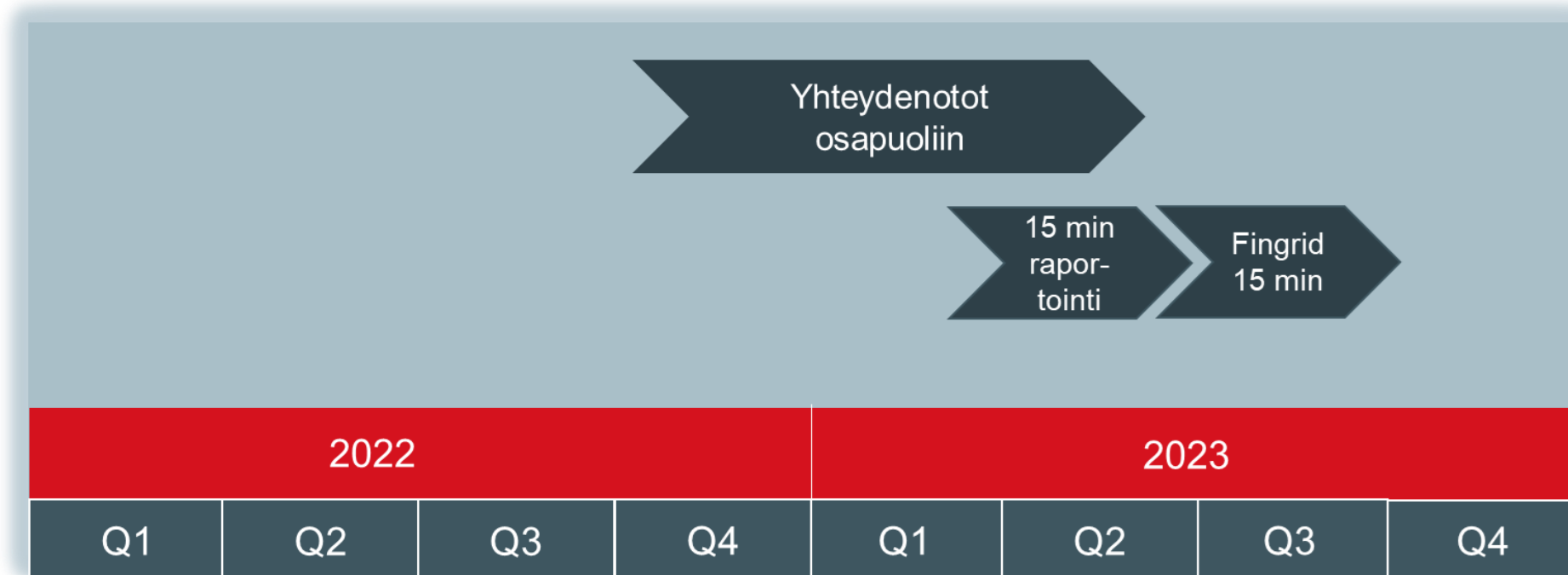
# Kantaverkon mittaukset varttiin

- Fingrid tarjoaa rajapistemittausten 15 minuutin mittausaikasarjojen lähetystä testaustarkoituksessa
- Fingrid aloittaa rajapistemittausten 15 minuutin mittausaikasarjojen lähetyksen tuotantoympäristöstä eSetille ja Datahubille maaliskuun lopulla 2023
- Osapuoliin ollaan erikseen yhteydessä 15 min mittaustietojen raportoinnin aloittamisesta
- Siirtyminen suosituksen mukaiseen 15 min mittaustietojen raportointiin



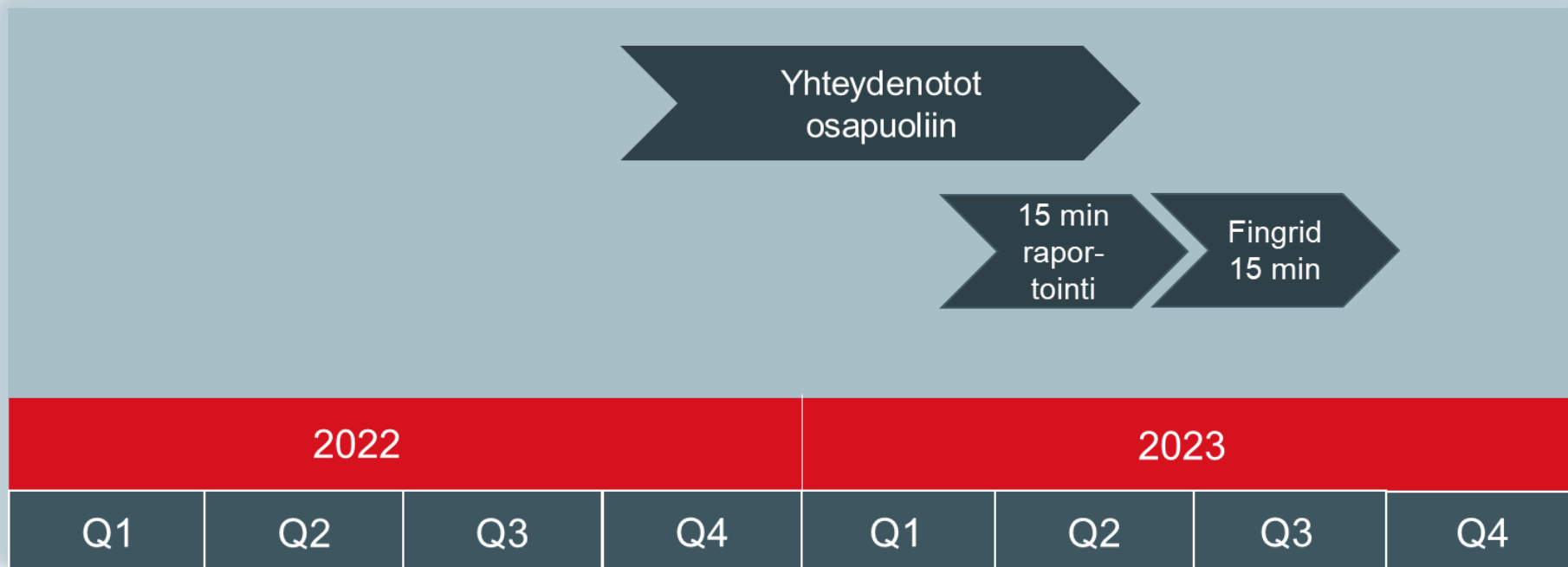
# Kantaverkkosopimuksen ehtomuutokset varttitaseen osalta

- Asiakas toimittaa Fingridille voimalaitostensa ja sähköverkkoonsa tai sähköverkkonsa kautta liittyneiden voimalaitosten edellisen vuorokauden nettotuotantotiedot 15 minuutin aikasarjoina käyttövuorokautta seuraavana arkipäivänä.
- Energiavirasto on vahvistanut kantaverkkopalveluehdot
- Fingridin mahdollista alkaa ottamaan vastaan 15 min nettotuotantotietoja maaliskuun lopulla 2023



# Alkuperätakuupalveluun liittyvät varttimuutokset

- Sähkön alkuperätakuut myönnetään tase selvitykseen ilmoitetulle sähkön tuotantomäärälle
- Tuotantotietoja vartissa voidaan ottaa vastaan maaliskuun lopulla 2023
- Kahdenvälinen sopiminen asiakkaiden kanssa 15 min raportointiin siirtymisestä
- Myönnöt tehdään edelleen kuukausienergioille



# Reservienergiat

- Manuaalisen ja automaattisen taajuuden palautusreservien (mFRR ja aFRR) sekä taajuusohjatun käyttöreservin (FCR-N) energiakäsittely muuttuu.
- Varttitaseen käyttöönoton myötä säätöenergia lasketaan taseselvitysjaksoittain, jotta se kohdistuu oikealle taseselvitysjaksolle.

# Tasevastaavien ehtomuutokset

- Varttitaseen käyttöönnoton myötä tuotantosuunnitelmat vastaanotetaan 15 minuutin jaksoille
  - Päivitetyt tiedot on toimitettava kaikille tunnin varteille viimeistään 45 minuuttia ennen seuraavaa tunnivaihdetta
  - Tuotantosuunnitelmia voi päivittää 25 minuuttia ennen taseselvitysjakson alkua, jos tasevastaava on käynyt päivänsisäistä kauppaa T-45 min –ajankohdan jälkeen.
  - DELFOR sanomaformaatin tuki poistuu, nykyinen ENTSO-E formaatti jää
  - [Tuotantosuunnitelmien raportointi ja tiedonvaihto-ohje](#)
- Tasevastaavien tasepoikkeaman volyyminmaksun 22.5.2023 alkaen tulee kohdistumaan edelleen tunnin nettotasepoikkeamaan.
- Tasevastaavien raportointiaika kiinteiden toimitusten osalta muuttuu, kiinteät toimitukset on raportoitava eSett:lle taseselvitysjakson alkuun mennessä.

**VARTTITASE**

**5.**

**Tuotantosunnitelmat**

**varttiin**

**Teemu Väre**

# Yleistä muutoksista

- Siirtyminen 15 minuutin taseselvitysjaksoon muuttaa myös vaatimuksia tuotantosuunnitelmien toimitukseen
- Muutokset tulevat näkymään sekä Fingridin tasehallinnan ehdoissa tasevastaaville että teknisessä tuotantosuunnitelmien toimitusvaatimuksissa
- Energiaviraston vahvistettavaksi 23.5.2022 annetut tasevastaavien ehtojen keskeiset muutokset ovat
  - Taseselvitysjakson muuttuessa 15 minuuttiin tasevastaavien tuotantosuunnitelmat toimitetaan jokaiselle 15 minuutin taseselvitysjaksolle 45 minuuttia ennen tunninvaihdetta
  - Tuotantosuunnitelmia voisi ehdotettujen muutosten mukaisesti päivittää 25 minuuttia ennen kunkin taseselvitysjakson alkua, jos tasevastaava on käynyt kauppaa päivänsisäisillä markkinoilla 45 minuutin määräajan jälkeen
- Lisätiedot: <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/varttitaseen-kayttoonottoon-liittyvat-ehdomuutokset-toimitettu-vahvistettavaksi/>

# Tuotantosuunnitelmien toimitus

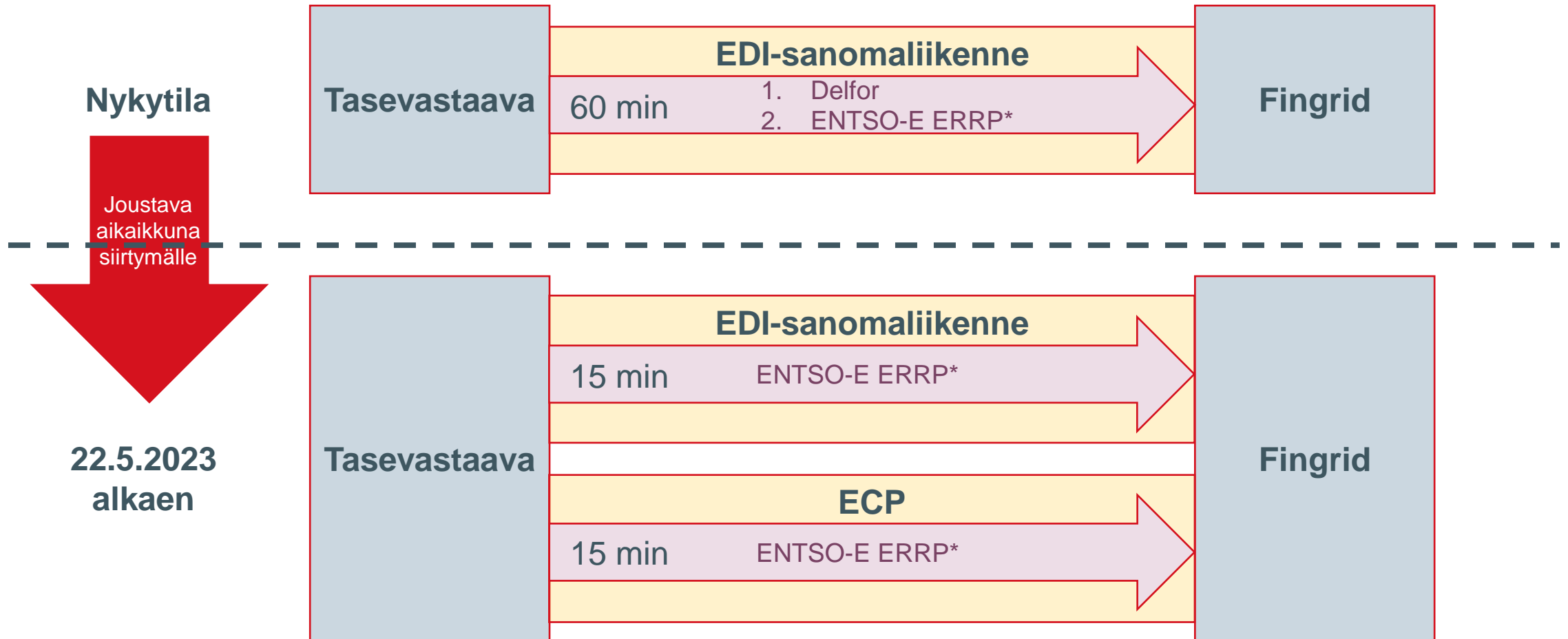
- Teknistä ohjeistusta 15 minuutin tuotantosuunnitelmien toimitusvaatimuksista ei ole sisällytetty tasevastaavien ehtoihin, vaan siitä on julkaistu erillinen *Tuotantosuunnitelmien raportointi- ja tiedonvaihto* –ohje sekä suomeksi että englanniksi
- [Tiedote](#) ohjeen julkaisemisesta 11.11.2022 sisältäen linkin ohjedokumenttiin
  - Myös kohdennettu sähköpostiviesti tasevastaavien yhteyshenkilöille 16.11.2022
- Ohje sijaitsee Fingridin julkisivulla nettisivuilla [Tukkusähkömarkkinoiden tiedonvaihdon kehitysfoorumin](#) alla (Linkit-osiossa sivun oikeassa laidassa)
- Yhteystiedot vartin tuotantosuunnitelmien toimitukseen liittyviin kysymyksiin ja kommentteihin löytyvät ohjeesta



# Keskeisimmät muutokset

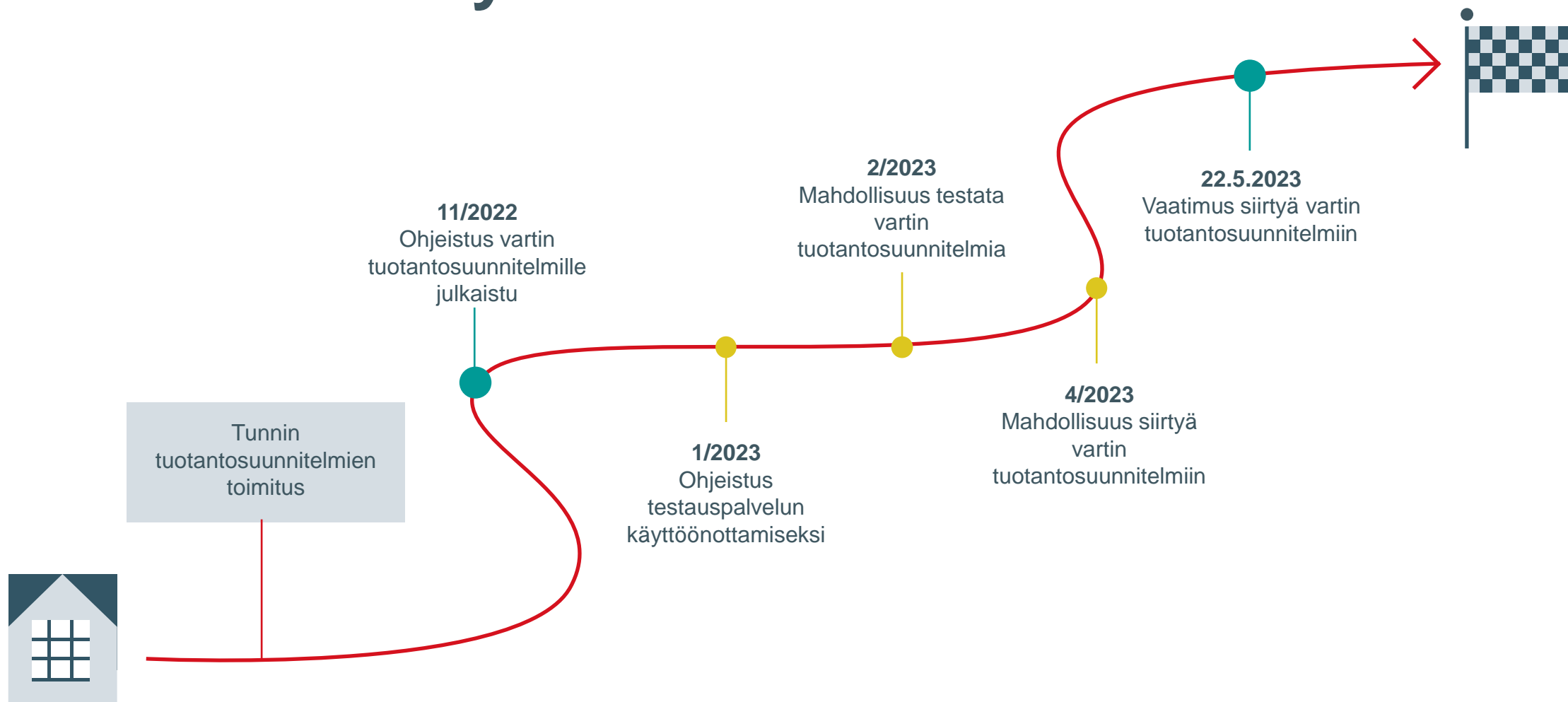
- Siirtyminen tuotantosuunnitelman resoluutiossa tunnista 15 minuuttiin
- Tuotantosuunnitelmien toimituksessa käytetyn DELFOR -sanomaformaatin tuen päättyminen
- Mahdollisuus toimittaa tuotantosuunnitelmat ECP-tiedonvaihtoalustan kautta perinteisen EDI-sanomaliikenteen lisäksi
- Oma Fingrid -palvelun laajentaminen kattamaan tasevastaavan tuotantosuunnitelmien tarkastelun, muokkaamisen ja toimittamisen
  - Tämä korvaa aiemman LTJ-ekstranet palvelun
- Fingridin tuotantosuunnitelmiin liittyvän sanomapohjaisen tasevastaavalle raportoinnin lopettaminen
- Tuotantosuunnitelman rakenteen ja sisällön entistä tarkempi validointi vasten annetun ohjeistuksen vaatimuksia (rakenne ja kenttien arvot)

# Tiedonvaihdon muutosten havainnollistaminen



\* = Planned Resource Schedule document v5.0

# Aikataulu siirtymälle



# Changes to the delivery of production plans from 22 May 2023

- The technical guidance on the delivery requirements for 15-minute production plans has not been included in the Fingrid's general terms and conditions concerning balance management, but a separate *Production plan reporting and information exchange* guideline has been published in both Finnish and English
  - [News release](#) on the publication of the guideline on 11 November 2022, including a link to the guideline document
- Transition schedule from 60-minute production plans to 15-minute ones
  - 1/2023: Instructions for taking the testing service into use
  - 2/2023: Possibility to test 15-minute production plans
  - 4/2023: Possibility to shift to 15-minute production plans
  - 22.5.2023: Requirement to shift to 15-minute production plans

**Kulutusjousto  
markkinatoimijoiden työkaluna  
Jukka Rinta-Luoma**



# Kulutusjousto markkinatoimijoiden työkaluna

Tasevastaavapäivä 30.11.2022

**FINGRID**



**Jousto on nyt kaikkien huulilla –  
erityisesti kulutuksen joustoilta odotetaan  
paljon**

**Mikä on tasevastaavien rooli  
kulutusjouston kehittämisessä ja  
hyödyntämisessä?**

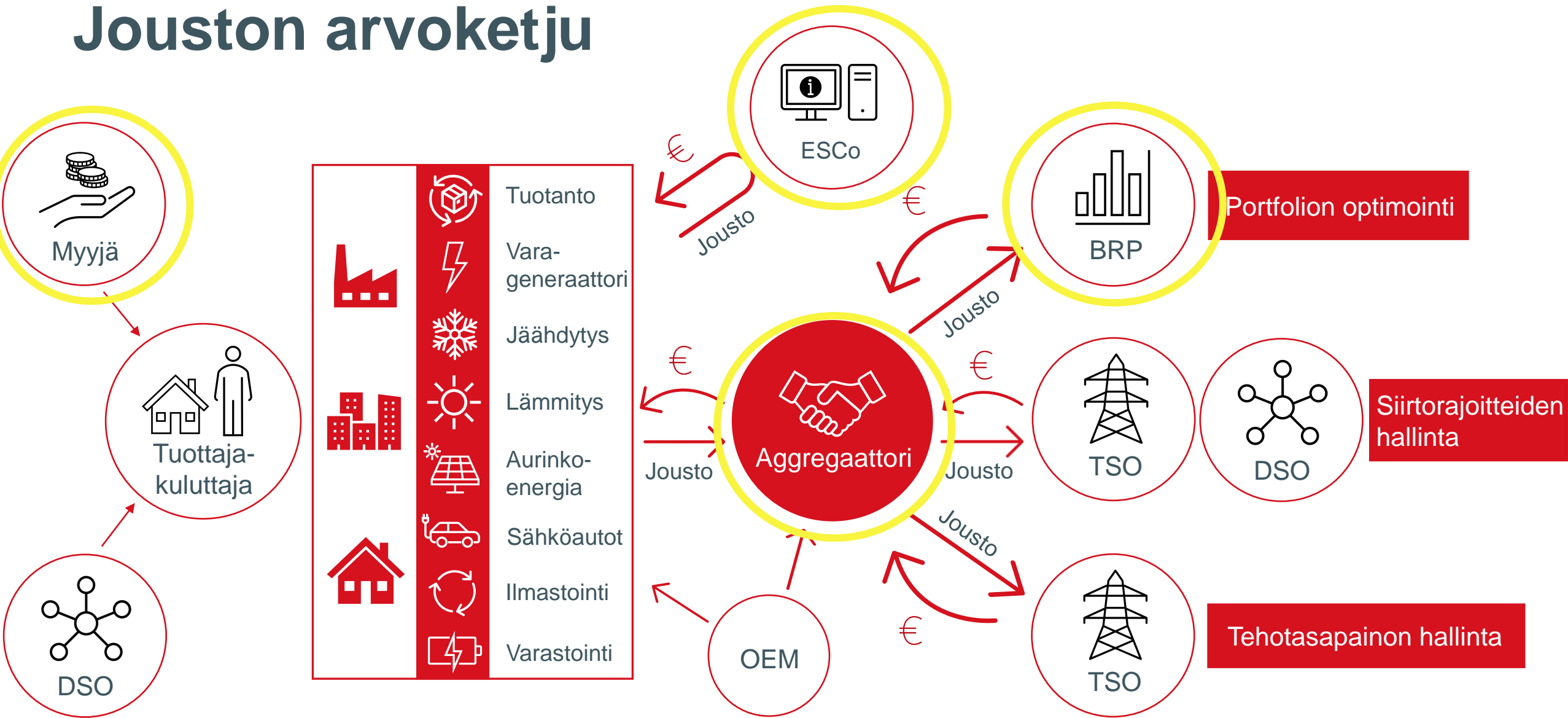
# Arvon luominen koko jouston arvoketjusta

- Arvon lähteiden tunnistaminen luo kannusteen investoida joustokykyyn – ns. ”value stacking”
- Kun kyky on luotu vastata yhteen joustotarpeeseen, syntyy samalla mahdollisuus jatkossa vastata useampaankin



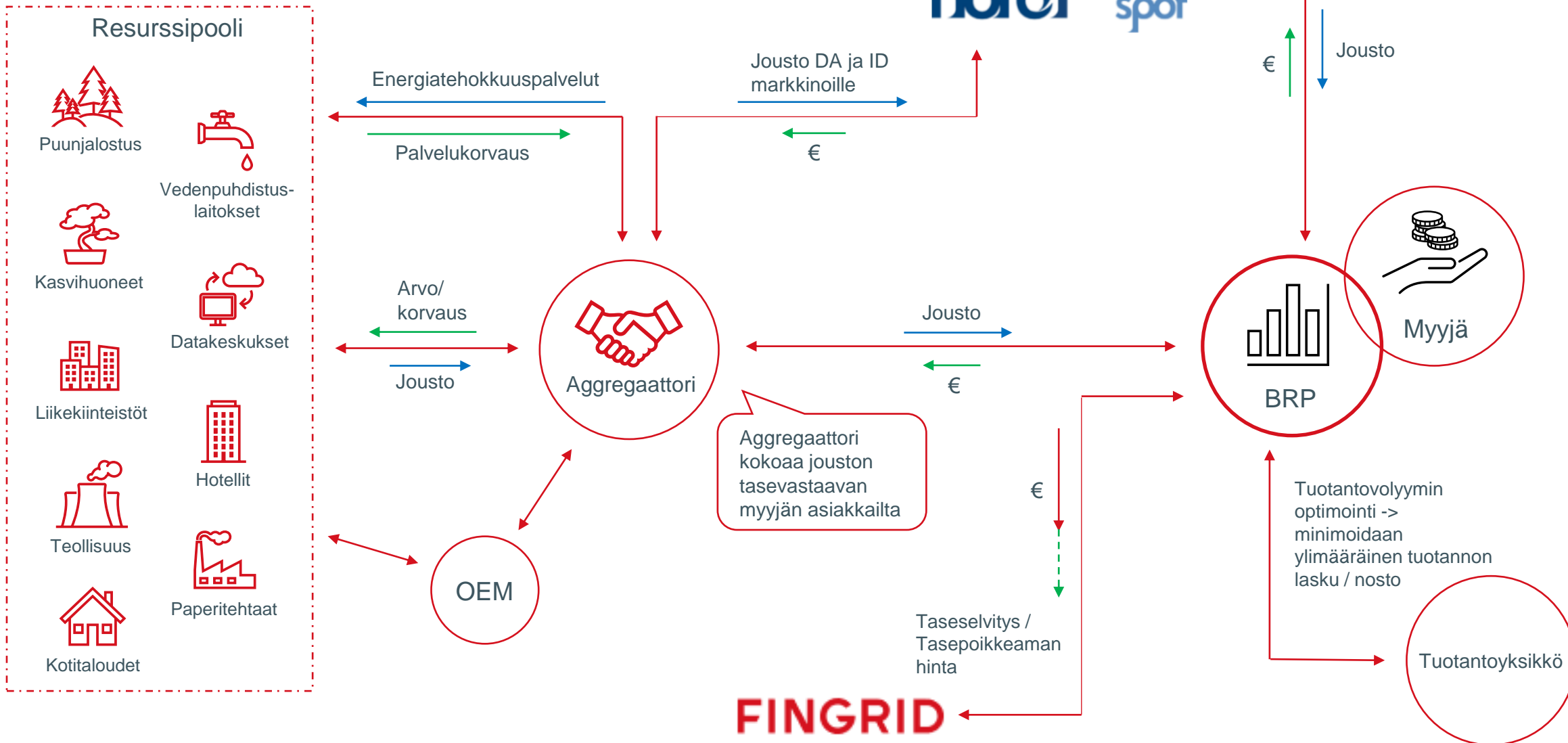


# Jouston arvoketju



# Case tasevastaava

- Jousto
- Jouston arvo
- Vuorovaikutus



# Miten arvo saadaan käyttöön?

- Omassa taseessa olevan kulutuksen ohjaus työkalupakkiin – mahdollisuus ”perinteisen toimitusketjun toimijoille”

Näillä sähköhinnoilla  
energianhallinta-  
ratkaisuille valtava  
kysyntä

Jouston paketointi  
myyntisopimukseen

Itsenäinen aggregointi  
”avaa pelin”?

- *Jos kulutuskohteita pystyisi säätämään, olisiko tasevastaavilla kiinnostusta käyttää niitä?*

# Kiitos mielenkiinnosta!

*Jatkamme mieluusti keskustelua aiheesta!*

**Fingrid Oyj**

Läkkisepäntie 21

00620 Helsinki

PL 530, 00101 Helsinki

Puh. 030 395 5000

Fax. 030 395 5196

[www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

**FINGRID**

# Demand response - a tool to market parties

## English summary

- Demand response offers a lot of possibilities. The purpose of this presentation is to open discussion about how BRPs could take benefit of it.
- When value is collected from several sources, the required investments to new flexibility will become more profitable, and when the capability to control demand is once built, the same flexibility is available for multiple needs - sources of value. Thus the whole power system benefits.
- BRPs and retailers could use the consumption from within their customers to optimize their portfolio and use that flexibility also to participate to different markets - possibly through service providers like aggregators.
- Independent aggregation will be introduced to all markets in the near future. Will the new actors drive the parties of the “traditional delivery chain” to start using this flexibility as well?
- Question to BRPs: Would you be interested in using the demand flexibility from your portfolio if it was available?

# Kulutusjousto markkinatoimijoiden työkaluna

## *Kysymyksiä*

*Keskustelu screenio-kysymysten  
pohjalta*

- Kirjoita vastauksesi osoitteessa:*

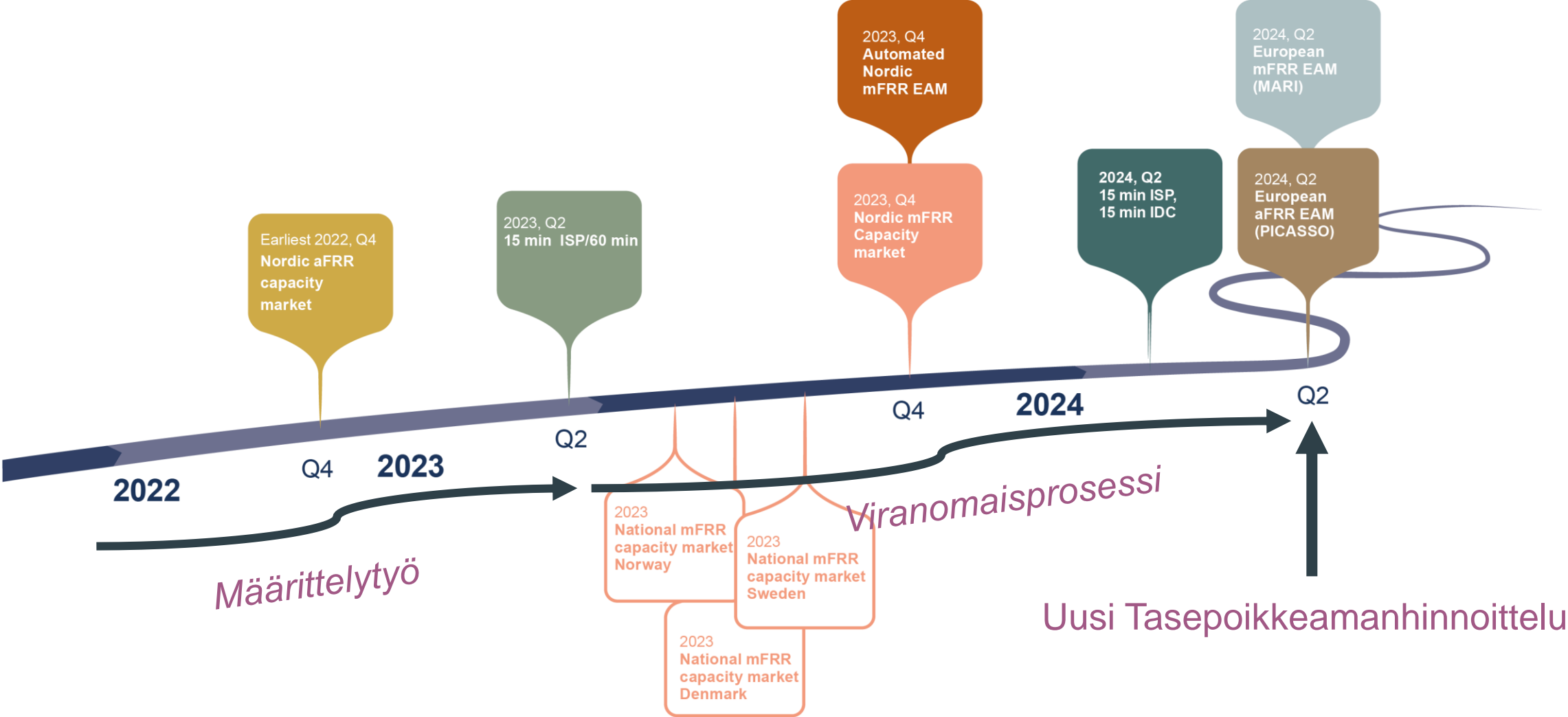
***[fingrid.screen.io/tvp](https://fingrid.screen.io/tvp)***



FINGRID

**Tasepoikkeaman  
hinnoittelumalli  
Heikki Raatikainen & Elina Lahtinen**

# Aikataulu





# Tasepoikkeaman hinnan muodostamiseen useita eri vaihtoehtoja ja yhdistelmiä



Hintasignaalit ja energiahinnat

Vaihtoehdot tasepoikkeamanhinnalle

Vältetyn aktivoinnin arvon määrittäminen

# Hintasignaalit ja energiahinnat



FINGRID

# Useita energiahintoja

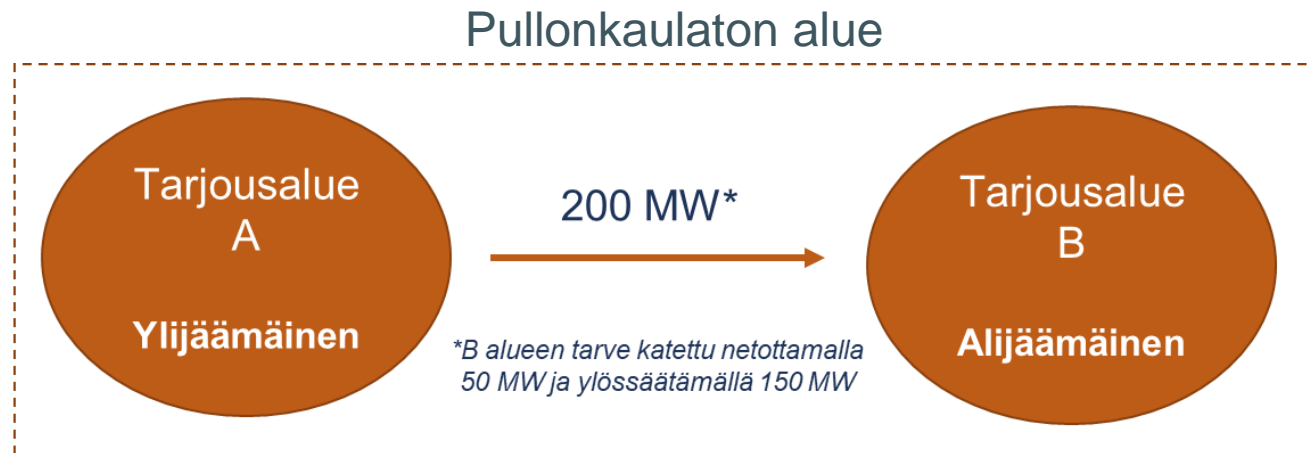
- Tulevaisuudessa tasepoikkeaman hinnoittelussa tullaan huomioimaan mFRR ja aFRR energiahinnat

Product type	Activation type	Price setting and activation direction
Standard product mFRR – MARI	Scheduled activation (SA)	<ul style="list-style-type: none"><li>• One price per 15 min MTU</li><li>• Activation direction: Up, Down, Up and down (both) or None</li></ul>
	Direct activation (DA)	<ul style="list-style-type: none"><li>• Up to four prices per 15 min MTU (two prices possible per direction as a DA activation will last for two quarter hours)</li><li>• Activation direction: Up or Down</li></ul>
Standard product aFRR – PICASSO		<ul style="list-style-type: none"><li>• One price per MTU = control cycle <math>\approx</math> 4 sec = 225 prices per 15 min ISP</li><li>• Activation direction: Up, Down or None</li></ul>

**Specific products** are national only, and a local TSO responsibility to develop if needed. At least some of the Nordic TSOs are expected to develop specific products for mFRR.

# Määrävä säätösuunta tasepoikkeamanhinnan muodostamista varten

- Nykyisin määritettäisiin suunta yhdessä molemmille alueille aktivoidun mFRR energian perusteella
- Tulevaisuudessa tarjousalueen täytetyn säätötarpeen perusteella (satisfied demand)



Nyt: Pullonkaulaton alue on alijäämäinen (ylössäättöjakso)

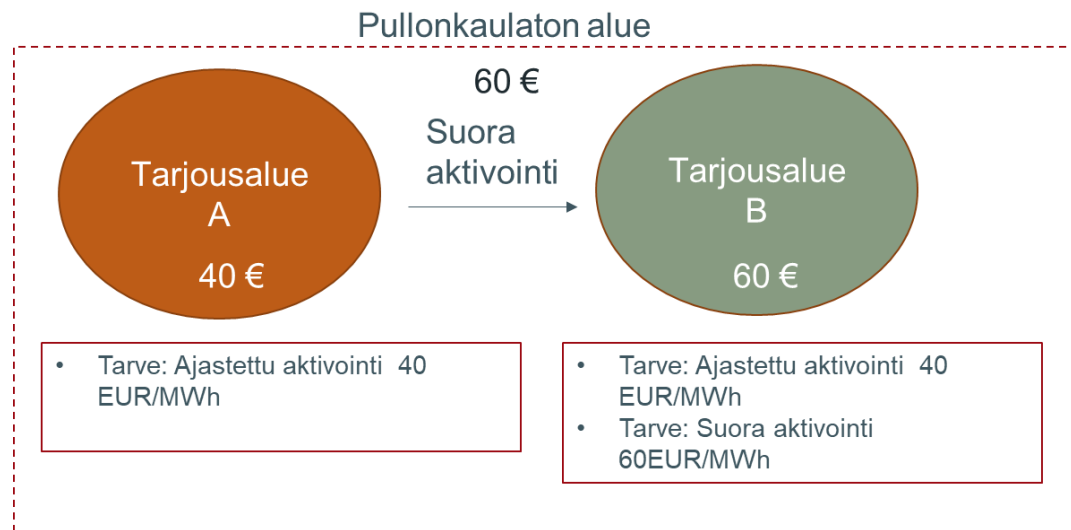
Uusi: Alue A on ylijäämäinen ja alue B alijääminen

Alue A	
Pyyntö	50 MW Alas
Satisfied demand	<b>50 MW Alas</b>
Aktivointi volyyymi	150 MW Ylös

Alue B	
Pyyntö	200 MW Ylös
Satisfied demand	<b>200 MW Ylös</b>
Aktivointi volyyymi	0 MW

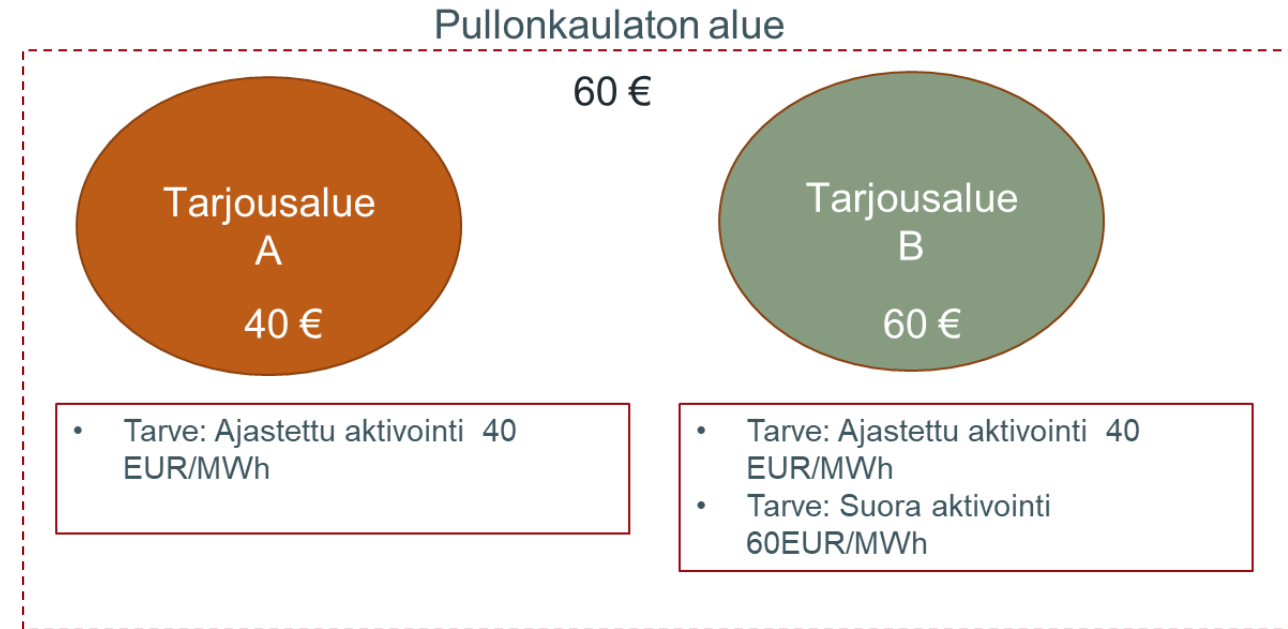
# Hintasignaalit tasepoikkeamanhinnan muodostamista varten

- Varsinainen aktivointi voidaan tehdä toisen alueen tarpeeseen eli säätötarve voidaan täyttää aktivoimalla resursseja toiselta alueelta siirtoyhteyksien salliessa
  - Reservitoimittaja (BSP) saa pullonkaulatoman alueen hinnan aktivoinnistaan riippumatta minkä alueen tarpeeseen säätö käytetään
  - Tasevastaavalle (BRP) tasepoikkeaman hinta määräytyy tarjousalueen mukaan

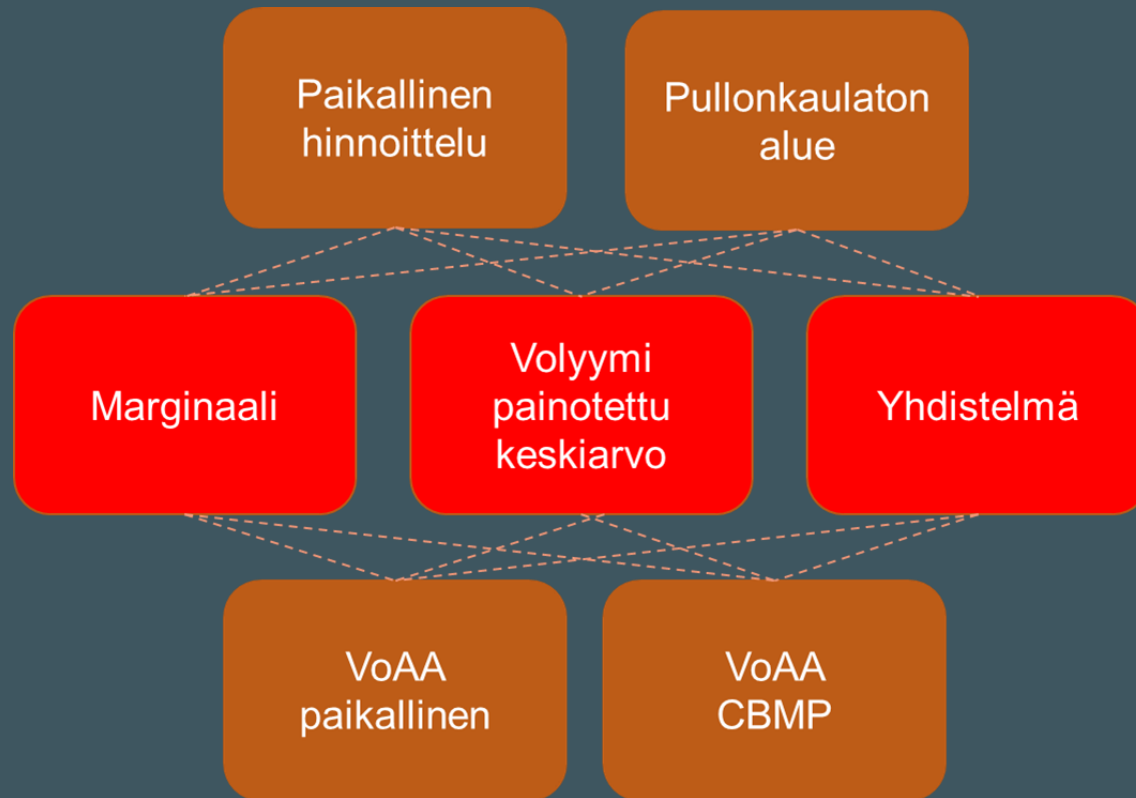


# Hintasignaalit tasepoikkeamanhinnan muodostamista varten

- Tasepoikkeamanhinta tulee muodostaa jokaiselle tarjousalueelle erikseen, mutta tähän käytetyt energiahinnat voidaan valita joko paikallisesti tai pullonkaulatonta aluetta.
- Paikallinen hinta: Tarjousalueella itsellään on ollut alustalle toimitettu säätötarve ko. tuotteelle
- Pullonkaulatonta alue: Huomioidaan kaikki FRR energiahinnat, jotka ovat muodostuneet samalle pullonkaulatonta alueelle



# Tasepoikkeamanhinnan laskenta



**FINGRID**

# 3 vaihtoehtoa tasepoikkeamanhinnan laskentaan



Muut komponentit

+ Niukkuushinnoittelu

+ Insentivi

+ Taloudellinen neutraalius



# Vaihtoehtoja tasepoikkeamanhinnan laskentaan

## Volyymipainotettu keskiarvo

- Volyymipainotettu keskiarvo ottaa huomioon vain hinnat, joille tarjousalueella täytetty säätötarve  $> 0$
- Paikallinen tai pullonkaulaton hintojen valinta ei muuta tasepoikkeaman hintaa

## Yhdistetty, paikalliset hinnat

- Huomioidaan volyymipainotettu keskiarvo aFRR hinnoista ja marginaali mFRR hinnoista
- Pelkästään paikallisilla hinnoilla

## Yhdistetty, pullonkaulaton alue

- Huomioidaan volyymipainotettu keskiarvo aFRR hinnoista ja marginaali mFRR hinnoista koko pullonkaulattomalta alueelta

## Marginaalihinta

- Marginaalihintaan perustuvat vaihtoehdot saattavat nostaa tasepoikkeamanhinnan korkeaksi yksittäisen aFRR aktivoinnin takia

# Vältetyn aktivoinnin arvo



FINGRID

# Vältetyn aktivoinnin arvo (VoAA)

- VoAA tulee laskea kun alueen tarpeeseen ei ole aktivoitu säätöenergiaa
- VoAA:n avulla muodostetaan näissä tilanteissa tasepoikkeamanhinta
- Tilanteet, joissa tämä voisi tapahtua:
  - Ei säätötarvetta mFRR:lle tai aFRR:lle tarjousalueella (ei kovin todennäköinen)
  - Tarjousalueen säätötarve on katettu netottamalla– **ei aktivointeja ko. tarjousalueen tarpeeseen** (todennäköisempi)
  - Sätötarve on yhtä suuri molempiin suuntiin ja selvä määräävä suunta puuttuu
- VoAA asetetaan hintojen perusteella, jotka ovat olleet TSO:n käytettävissä ko. jaksolle



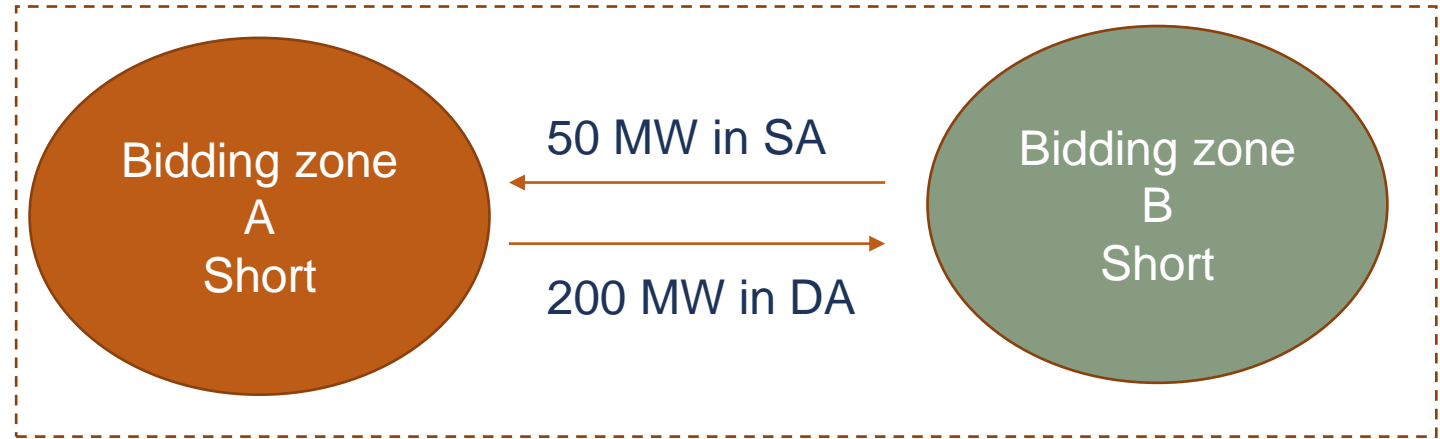
# ESIMERKIT

FINGRID

# Esimerkki) Volyymipainotettu keskiarvo

Area A	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+200	+150
DA up	0	+200

Area B	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+100	+150
DA up	+200	0
aFRR run 1	+10	+10
aFRR run 2	+10	+10



A and B uncongested both in SA and DA

- SA price 40 EUR/MWh
- DA price 60 EUR/MWh
- aFRR price run 1: 50 EUR/MWh
- aFRR price run 2: 100 EUR/MWh

## Tasepoikkeamanhinta

- Area A = 40 EUR/MWh
- Area B = 53,80 € EUR/MWh

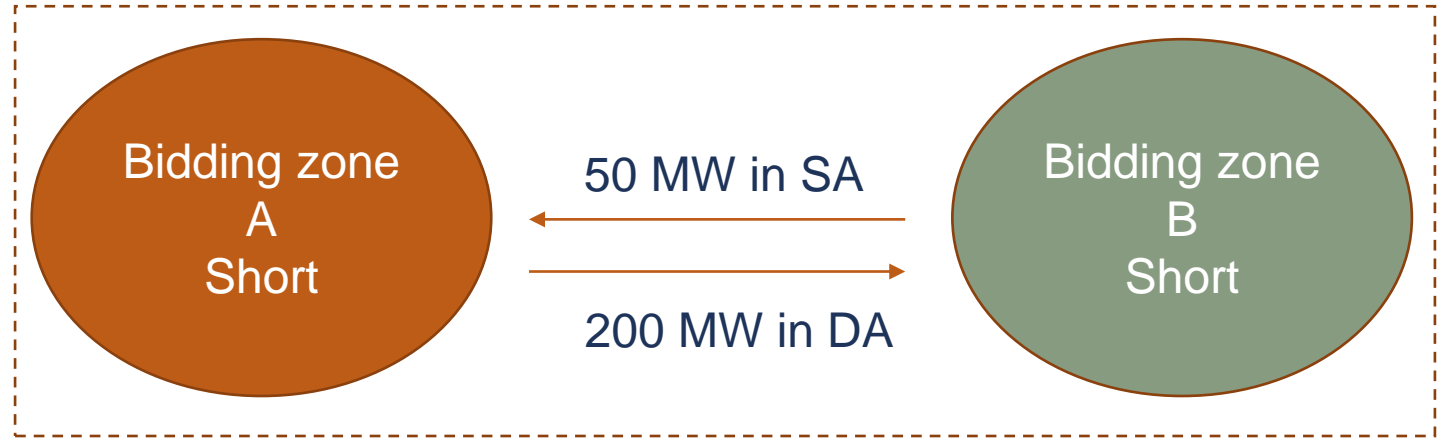
$$((200 \text{ MWh} * 40 \text{ €/MWh})/200 \text{ MWh})$$

$$(100 \text{ MWh} * 40 \text{ €/MWh} + 200 \text{ MWh} * 60 \text{ €/MWh} + 1/3 * 10 \text{ MWh} * 50 \text{ €/MWh} + 1/3 * 10 \text{ MWh} * 100 \text{ €/MWh}) / 306,667 \text{ MWh}$$

# Esimerkki) Yhdistelmä: Volyymipainotettu keskiarvo aFRR hinnoista ja marginaali FRR hinnoista

Area A	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+200	+150
DA up	0	+200

Area B	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+100	+150
DA up	+200	0
aFRR run 1	+10	+10
aFRR run 2	+10	+10



A and B uncongested both in SA and DA

- SA price 40 EUR/MWh
- DA price 60 EUR/MWh
- aFRR price run 1: 50 EUR/MWh
- aFRR price run 2: 100 EUR/MWh

## Tasepoikkeamanhinta

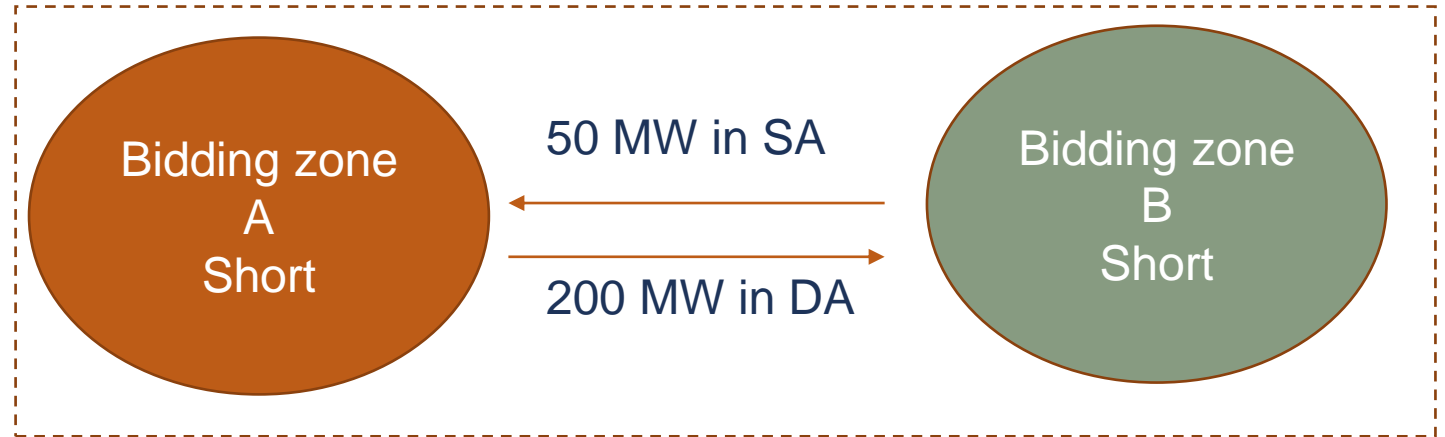
- Area A = 60 EUR/MWh (pullonkaulaton) tai 40 EUR/MWh (paikallinen)
- Area B = 75 EUR/MWh (aFRR hintojen keskiarvo)

$$((1/3 * 10 * 50) + (1/3 * 10 * 100)) / (1/3 * 20 \text{ MWh})$$

# Esimerkki) Marginaalihinnottelu

Area A	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+200	+150
DA up	0	+200

Area B	Satisfied demand	Activated with BSPs
SA	+100	+150
DA up	+200	0
aFRR run 1	+10	+10
aFRR run 2	+10	+10



A and B uncongested both in SA and DA

- SA price 40 EUR/MWh
- DA price 60 EUR/MWh

- aFRR price run 1: 50 EUR/MWh
- aFRR price run 2: 100 EUR/MWh

## Tasepoikkeamanhinta

- Area A = 100 EUR/MWh (pullonkaulaton) tai 40 EUR/MWh (paikallinen)
- Area B = 100 EUR/MWh

# Esimerkki 1. Tasepoikkeaman hinnan muodostuminen

Lähtötiedot:

Säätötarve (MWh/vartti)

	Alue A	Alue B
mFRR Ajastettuaktivointi	200	100
mFRR Suora-aktivointi	0	200
aFRR (kaikki 4s säädöt yhteensä)	0	20

Hinnat (€/MWh)

	Alue A	Alue B
mFRR Ajastettuaktivointi	40	40
mFRR Suora-aktivointi	60	60
aFRR Keskiarvo	0	75
aFRR Maksimi	0	100

Esimerkin alueella ei pullonkauloja ja kaikki säädöt ylöspäin

Tasepoikkeaman hinta eri vaihtoehdoissa

Maksimihinta

	Alue A	Alue B
Paikallisella maksimihinnalla	40	100
Pullonkaulattoman alueen maksimihinnalla	100	100

Desing 1

Volyymipainotettu keskiarvo	40	54,69
-----------------------------	----	-------

Desing 2 ja 3

Yhdistelmä paikallisilla hinnoilla	40	75
Yhdistelmä pullonkaulattomilla hinnoilla	75	75



# Esimerkki 2: Tasepoikkeaman hinta yksittäisen kalliin aFRR aktivoinnin myötä

Lähtötiedot:

Tasepoikkeaman hinta eri vaihtoehdoissa

Säätötarve (MWh/vartti)

	Alue A	Alue B
mFRR Ajastettu aktivointi (SA)	200	100
mFRR Suora-aktivointi (DA)	0	200
aFRR (kaikki 4s säädöt yhteensä)	3	20

Hinnat (€/MWh)

	Alue A	Alue B
mFRR Ajastettu aktivointi	40	40
mFRR Suora-aktivointi	60	60
aFRR Keskiarvo	50	75
aFRR Maksimi	250	100

Esimerkin alueella ei pullonkauloja ja kaikki säädöt ylöspäin

Maksimihinta

	Alue A	Alue B
Paikallisella maksimihinnalla	250	100
Pullonkaulattoman alueen maksimihinnalla	250	250

Desing 1

Volyymipainotettu keskiarvo	40,15	54,69
-----------------------------	-------	-------

Desing 2 ja 3

Yhdistelmä paikallisilla hinnoilla	50	75
Yhdistelmä pullonkaulattomilla hinnoilla	75	75



# YHTEENVETO

FINGRID

# Muutokset, jotka tulee toteuttaa joka tapauksessa

- Tasepoikkeamanhinta pitää laskea jokaiselle tarjousalueelle erikseen
- Määrävä säätösuunta tulee määrittää tarjousalueen täytetyn säätötarpeen perusteella
- Useita energiahintoja, myös aFRR energiahinnat täytyy huomioida tasepoikkeamanhinnan muodostamisessa

# Muutokset joihin on vaihtoehtoja

- Tasepoikkeamanhinnan laskentavaihtoehdot
- Energiahintojen valinta paikallisesti tai pullonkaulattomalta alueelta
- Vältetyn aktivoinnin arvon määrittäminen
- Muut hintakomponentit

**FINGRID**



# SUMMARY

FINGRID

# Main areas which for certain will undergo design changes in the near future

## 1. Determine how to establish the direction of the total system imbalances

*"dominating direction" in current Nordic terminology*

- a) Legal starting point: Satisfied demand of balancing energy per bidding zone

## 2. Determine how to establish the imbalance price

- a. Select the relevant balancing energy prices to be used to set the imbalance price (*we will have several prices in the future*)
- b. Determine how to set value of avoided activation (VoAA) in case of no demand for or no activation of balancing energy
- c. Determine possible need for and use of additional components

# Balancing energy products and prices with the platforms

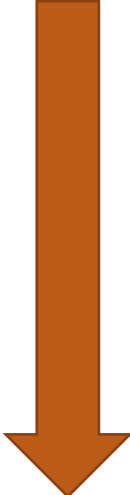
- Current: mFRR price in up and down direction
- Future: mFRR and aFRR prices from standard and specific products

Product type	Activation type	Price setting and activation direction
Standard product mFRR – MARI	Scheduled activation (SA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• One price per 15 min MTU</li> <li>• Activation direction: Up, Down, Up and down (both) or None</li> </ul>
	Direct activation (DA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Up to four prices per 15 min MTU (two prices possible per direction as a DA activation will last for two quarter hours)</li> <li>• Activation direction: Up or Down</li> </ul>
Standard product aFRR – PICASSO		<ul style="list-style-type: none"> <li>• One price per MTU = control cycle <math>\approx</math> 4 sec = 225 prices per 15 min ISP</li> <li>• Activation direction: Up, Down or None</li> </ul>

**Specific products** are national only, and a local TSO responsibility to develop if needed.  
At least some of the Nordic TSOs are expected to develop specific products for mFRR.

# Establish the direction of the total system imbalances

- Current: **Activated mFRR** balancing energy in **uncongested area** (= sets of imbalance price areas)
- Future: (At least) **Satisfied demand** of FRR balancing energy in **bidding zone** (= imbalance price area)



To be included	Volumes <i>From ISH article 8(1) and 9(5)</i>
Mandatory	<b>Satisfied demand of standard and specific products</b>
Optional	Additional volumes from balancing actions



# **Tasepalvelun hinnoittelu 2023**

## **Jani Piipponen**

# Tasepalvelumaksut 2023

Tuotannon ja kulutuksen volyymimaksu 1,7 €/MWh

Tasepoikkeaman volyymimaksu 1,15 €/MWh

Kiinteä viikkomaksu 30 €/vko

## Reservihankinnan kustannukset kasvaneet



# Tasepalvelutariffilla katettavat erät

Korkea sähkön hinta ja häiriötilanteiden mahdollisuus lisäävät kustannusriskiä



## Tasetariffien tuotot

Dynaaminen hinnoittelu – Tariffi päivitetään vastaamaan kustannuksia yliajan.

## Sähkökaupan myyntikate

Tasepoikkeamien ja säätösähkön energian myynnit ja ostot ja reservikapasiteetin aktivoitumisesta käytävä energiakauppa – Korkeat hinnat ja kaksi hintajärjestelmä reserveissä synnyttävät negatiivisen sähkökaupan myyntikatteen.

## Toiminnan kustannukset

Reservimarkkinapaikkojen ja tietojärjestelmän kuluja (mm. valvomo, ennustejärjestelmä, LTJ, MARI, PICASSO). Valvomon tasehallintaan ja energiaselvitystiimin taseselvitykseen kohdistuvat työt ja eSett:n palveluveloitus.

## Reservit

Suurin osa reservikapasiteetin hankinnasta perustuu kansalliseen markkinaan.

2022		2023?	
aFRR	100%	aFRR	100%
FCR-N	100%	FCR-N	100%
mFRR	10%	mFRR	80%
FCR-D	10%		

# Reservit, tasepalvelun suurin kuluerä

**Reserveitä hankitaan sähköjärjestelmän tasapainon varmistamiseksi normaalissa tilanteessa sekä järjestelmän toimivuuden palauttamiseksi häiriötilanteissa.** Kasvavan sääriippuvan tuotannon (tuuli, aurinko) ja suuren yksikön OL3:n myötä tuotannon ja kulutuksen vaihtelu ja niiden suuruus kasvaa. Tämä lisää sähköjärjestelmä tasapainottavien reservien, niin ylös- kuin alassäätö, hankinnan tarvetta tulevina vuosina sähköjärjestelmän toimivuuden ja sähkön laadun varmistamisessa

**Reservien hankinta tapahtuu markkinaehtoisesti** ja siten hankinnan kustannukset myös vaihtelevat sähkömarkkinoiden ajoittain nopeita ja suuria muutoksia seuraten.

Reservien kustannukset kohdistetaan aiheuttamisperiaatteen mukaan **tasepalvelu-** ja kantaverkkoliiketoimintaan. Lähtökohtana on, että **taajuutta normaalitilanteessa säätävien reservin kustannukset kohdistetaan pääosin tasepalvelulle.** Vastaavasti kantaverkon häiriötilanteita hoitavien reservin kustannukset kohdistetaan kantaverkkoliiketoiminnalle. Reservikustannusten allokoinnissa huomioidaan kunkin reservilajin käyttötarve edellä kuvattuihin tarkoituksiin. **Kustannusten allokointia tulee tarkastella sähköjärjestelmän kehittyessä.**

**Reservikustannusten jakoon harkitaan muutosta vuodelle 2023, joka vastaisi paremmin tämän hetken näkemystä aiheuttamisperiaatteesta.**

# Reservilajien kohdistamiseen esitetty muutos 2023 alkaen

## Nykyinen

### Tasepalvelutariffi

Taajuusohjattu  
käyttöreservi  
100 %

Automaattinen  
taajuuden  
palautusreservi 100 %

Säätökapasiteettimarkkinat,  
Fingridin varavoimalaitokset  
ja käyttöoikeuslaitokset  
10 %

### Kantaverkkotariffi

Taajuusohjattu  
häiriöreservi  
90 %

Nopea taajuusreservi  
100 %

Säätökapasiteettimarkkinat, Fingridin varavoimalaitokset  
ja käyttöoikeuslaitokset  
90 %

## Uusi malli

### Tasepalvelutariffi

Taajuusohjattu käyttöreservi, 100%  
Suomi ~120 MW, Pohjoismaissa yht. 600 MW,  
käytössä jatkuvasti, kolmessa minuutissa



Automaattinen taajuuden palautusreservi, 100%  
Suomi 60-80 MW, Pohjoismaissa yht. 300-400 MW,  
käytössä kohdistetuilla tunteilla, viidessä minuutissa



Säätökapasiteettimarkkinat, Fingridin varavoimalaitokset ja  
käyttöoikeuslaitokset, 80%  
Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe, tarvittaessa, vartissa



### Kantaverkkotariffi

Nopea taajuusreservi, 100%  
Suomi 18%, Pohjoismaissa yht. 0-300 MW (arvio),  
suurissa taajuuspoikkeamissa, hankitaan pienen inertian tilanteissa, sekunnissa



Taajuusohjattu häiriöreservi, 100%  
Suomi ~300 MW, Pohjoismaissa yht.  
1450 MW (ylös) ja 1400 MW (alas),  
suuremmissa taajuuspoikkeamissa, erikseen ylös- ja alassäätö, sekunneissa



Säätökapasiteettimarkkinat, Fingridin varavoimalaitokset ja  
käyttöoikeuslaitokset, 20%  
Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe, tarvittaessa, vartissa



MUUTOS

MUUTOS

# Reservikapasiteetin hankinta 2023

0-55  
MW

**FFR**

**Nopea taajuusreservi** Hankitaan pienen inertian tilanteissa. Hankittava määrä riippuu ennustetusta järjestelmän inerttiasta ja mitoittavasta viasta. Tyypillisesti reserviä hankitaan, kun ennustettu järjestelmän inerttia on alle 170 GWs. Suomen osuus 18 %\*

↑ ...292 MW  
↓ ...282 MW

**FCR-D**

**Taajuusohjattu hankinta** Säätökapasiteettia hankitaan yhteensä pohjoismaiden mitoittavan vian vuoksi. Alassäätökapasiteetin hankintamäärää kasvatetaan tarjonnan kasvun myötä. Mitoittavaan vikaan (Norjan DC-yhteydet viennillä 1400 MW). Suomen osuus ~20 % , tällä hetkellä (Q4/2022) hankintamäärä on 120 MW

121 MW

**FCR-N**

**Taajuusohjattu käyttöreservi** Hankintamääräksi sovittu pohjoismaisesti 600 MW. Suomen osuus ~20 %\*\*

0...62 MW

**aFRR**

**Automaattinen taajuusreservi** Hankintamäärä ja tunnitus määritetään pohjoismaisen taajuuden laadun perusteella. Suomen osuus määräytyy vartin sisäisten tasepoikkeamien mukaan, tällä hetkellä ~16 %\*

↑ ...1300 MW  
↓ 150... MW

**mFRR**

**Manuaalinen taajuudenpalautusreservi** Säätökapasiteettimarkkinan hankinta määrittyy Suomen mitoittavan vian mukaan. Alassäätökapasiteetin hankinta alkaa tammikuussa 2023. Toimijoiden normaalin tasevirheet katetaan sopimuksellisesti tarjouksilla

\* Pohjoismaiset TSOt sopivat jaon vuosittain

\*\*Suomen vuosittaisen sähkön kulutuksen ja tuotannon osuus Pohjoismaiden kulutuksesta ja tuotannosta

# Summary

Imbalance settlement fees 2023

**Volume fee (for production and consumption) 1,7 €/MWh**

**Imbalance fee 1,15 €/MWh**

**Fixed weekly fee 30 €/vko**

Cost allocation of reserve costs between Balance services and Grid services under investigation.

Reserve costs has increased



# KIITOS

**Fingrid Oyj**

Läkkisepäntie 21

00620 Helsinki

PL 530, 00101 Helsinki

Puh. 030 395 5000

Fax. 030 395 5196

[www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

# FINGRID