

## SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS VUONNA 2021

2.12.2021



## Sisällysluettelo:

1	JOHDANTO .....	1
2	TIIVISTELMÄ.....	2
3	SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS TALVIKAUDELLA 2020–2021 .....	3
4	TEHOTASAPAINON YLLÄPITO .....	4
4.1	Sähkönhankinta ja markkinahinnan kehitys .....	4
4.2	Sähköntuotantokapasiteetti .....	6
4.3	Sähkön siirtoyhteydet .....	8
4.4	Arvio talvikauden 2021–2022 sähkön kulutushuipusta .....	9
4.5	Tehoreservi.....	11
5	SUOMEN TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2021–2022.....	12
6	SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOKAPASITEETTIIN VAIKUTTAVAT HANKKEET .....	14
6.1	Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa .....	14
6.2	Rajasiirtokapasiteetin kehitys Suomen ja naapurimaiden välillä.....	15

## 1 JOHDANTO

Tässä raportissa on tarkasteltu sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainon kehitykseen Suomessa keskeisesti vaikuttavia asioita, kuten energiankulutusta sekä sähköntuotanto- ja siirtokapasiteettia. Raportin keskeisin sisältö on arvio tulevan talvikauden 2021–2022 kulutushuipusta, kulutushuipun aikana Suomessa käytettävissä olevasta sähköntuotantokapasiteetista, sekä tuontisähkön kapasiteetista. Lisäksi raportissa käsitellään lähivuosien kehitystä tuotantokapasiteetin ja siirtoyhteyksien osalta. Raportissa ei käsitellä toimitusvarmuutta sähkönjakelua koskien.

Sähkön toimitusvarmuuteen liittyvien kysymysten seurantatehtävä annettiin Energiavirastolle vuonna 2004 samoin kuin sähköntuotantoa koskevien säännösten valvonta. Sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain (590/2013) mukaan Energiaviraston tehtävänä on seurata sähköntuotantokapasiteettiin tehtäviä investointeja ja niiden vaikutusta sähkön toimitusvarmuuteen. Lisäksi lain mukaan Energiaviraston tehtävänä on yhteistyössä muiden viranomaisten kanssa seurata sähkön sekä maakaasun tarjonnan ja kysynnän tasapainon kehitystä, sekä toimenpiteitä sähkön ja maakaasun kysyntähuippujen kattamiseksi ja toimittajien toimitusvajauksen hoitamiseksi.

Edelleen valvontalain mukaan Energiaviraston on julkaistava joka toinen vuosi sähkön toimitusvarmuutta koskeva kertomus sekä vuosittain maakaasun toimitusvarmuutta koskeva kertomus 31 päivään heinäkuuta mennessä. Kertomus on toimitettava ministeriölle ja komissiolle. Sähkö- ja maakaasumarkkinoiden toimintaa vuonna 2020 käsitellään tarkemmin Energiaviraston laatimassa ja Euroopan Komissiolle sekä Energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirastolle, ACER:lle toimitetussa Kansallisessa raportissa<sup>1</sup>.

Energia- ja ilmastopolitiikasta valmisteluvastuussa oleva työ- ja elinkeinoministeriö vastaa kuitenkin sähkönkulutusta koskevista arvioista ja antaa tältä osin tarvittavat tiedot Energiavirastolle.

Energiavirasto seuraa yhteistyössä muiden viranomaisten sekä järjestelmävastaavan siirtoverkonhaltijan Fingridin kanssa sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainon kehitystä Suomessa. Sähkömarkkinalain (588/2013) nojalla Energiavirasto saa tuotantokapasiteetin seurantaan varten kapasiteettia koskevat tiedot suoraan sähköntuottajilta. Voimalaitoskohtaisella seurannalla varmistetaan, että tuotantokapasiteettia koskevista muutoksista välittyy ajantasainen tieto myös viranomaisille.

---

<sup>1</sup> <https://energiavirasto.fi/markkinoiden-julkaisut>

## 2 TIIVISTELMÄ

Tässä dokumentissa käsitellään tehon riittävyttä talvikaudella 2020–2021 ja arvioidaan tulevaa talvikautta 2021–2022. Dokumentissa esitetään myös voimalaitoskapasiteetin tulevat muutokset Energiavirastolle annettujen ilmoitusten perusteella.

Energiaviraston toimitusvarmuusraportin pääpaino on Suomen tehotasapainon seurannassa. Energiavirasto arvioi, että ensi talven 2021–2022 kulutushuipun aikana on käytettävissä kotimaista sähköntuotantokapasiteettia yhteensä noin 11 300 MW, joka sisältää sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainottamista varten varatun noin 600 MW tehoreservikapasiteetin. Markkinaehtoista sähköntuotantokapasiteettia arvioidaan siis olevan käytettävissä Suomessa huippukulutuksen aikana noin 10 700 MW.

Talvikauden kulutushuipun tehontarpeeksi kylmänä talvena on arvioitu noin 15 100 MW. Kulutushuippuun eli koko talvikauden suurimman kulutustunnin tehontarpeeseen vaikuttavat vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus.

Kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen arvioidaan olevan noin 3 800 MW suurempi kuin käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti Suomessa. Tämä sähköntuotantovaje voidaan kattaa sähköntuonnilla muista Pohjoismaista, Virosta ja Venäjältä, sillä siirtokapasiteetti on riittävä. Siirtoyhteyksien tuontikapasiteetti tulevalle talvikaudelle on yhteensä noin 5 100 MW.

Energiavirasto arvioi ensi talven 2021–2022 aikana Suomessa tarjolla olevan sähkötehon riittävän kattamaan kysynnän ja sähköpulan riskin pieneksi edellyttäen, että siirtoyhteyksissä ja Suomen sähköntuotantokapasiteetissa ei tapahdu merkittäviä vikaantumisia. Kotimaisen sähkön tuotannon ja siirtoyhteyksien käytettävyyden lisäksi sähkömarkkinoiden toimivuudella ja naapurimaiiden tuotanto- ja kulutustilanteella on oleellinen merkitys Suomen tehotaseen kannalta.

Talvikauden 2020–2021 toteutunut kulutushuippu oli 14267 MWh/h. Sähkön riittävyys ei tuolloin ollut vaarassa. Häiriöitä sähkön siirtoyhteyksissä ei tuolloin ollut. Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla -21 astetta. Suomen kaikkien aikojen kulutusennätys, 15 105 MWh/h, saavutettiin tammikuussa 2016. Tällöin alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila oli -25 astetta.

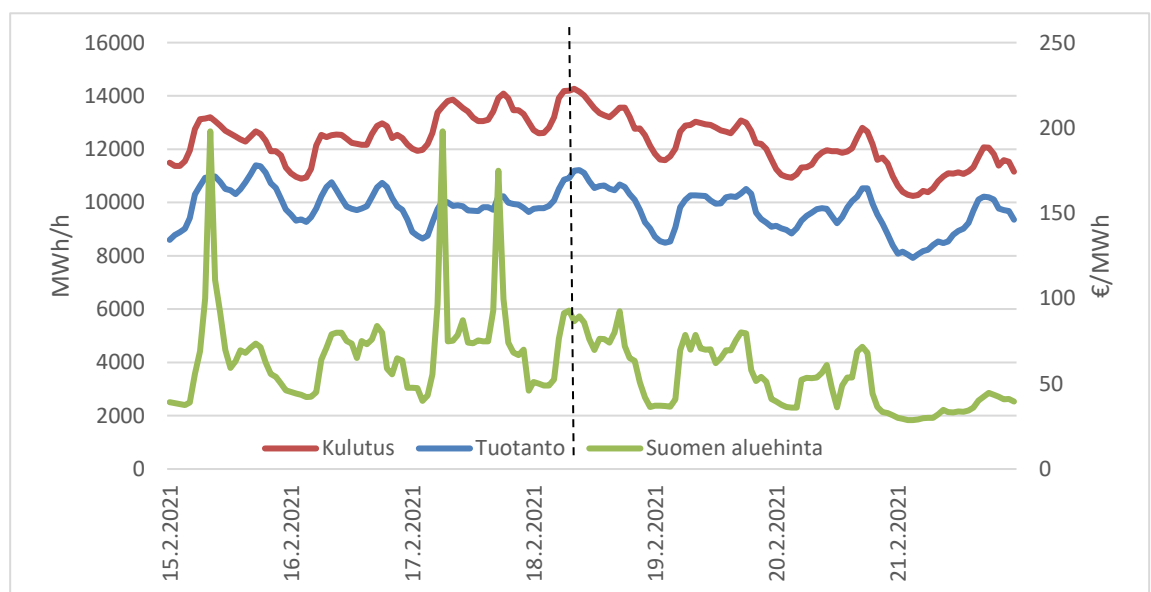
Kotimaisen sähköntuotantokapasiteetin kannalta lähivuosien merkittävin yksittäinen lisäys on Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen. Tällä hetkellä ydinvoimalaa rakennuttava Teollisuuden Voima Oyj arvioi, että laitosisyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa kesällä 2022. Sähkön- ja lämmöntuotannon yhteistuotantolaitoksissa on tehty jonkin verran korvausinvestointeja, mutta vanhoja laitoksia on korvattu myös lämmön erillistuotannolla. Tuulivoimarakentaminen on ollut vilkasta. Vuoden 2021 aikana uusia tuulivoimaloita on otettu/otetaan Energiavirastolle tehtyjen ilmoitusten mukaan käyttöön noin 800–1000 MW verran.

### 3 SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS TALVIKAUDELLA 2020–2021

Talvikauden 2020–2021 sähkön kulutushuippu koettiin 18.2.2021 tunnilla 9–10, jolloin kulutus oli 14 267 MWh/h (edellistalven kulutushuippu oli 12 388 MWh/h). Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla -21 astetta.

Sähkön riittävyys ei kulutushuipun aikana ollut vaarassa. Kulutushuippupäivälle ei Suomen alueella ilmoitettu yhtään voimalaitoshäiriötä. Myöskään rajasiirtoyhteisissä ei ollut häiriötä. Kotimainen tuotanto oli kyseisellä tunnilla 11 191 MWh/h ja nettotuontia oli 3 076 MWh/h. Ruotsista tuotiin sähköä kulutushuipputunnilla noin 2 200 MW, Virosta noin 200 MW ja Venäjältä noin 700 MW. Tehoreservinä olevat voimalaitokset olivat talvikaudella tehoreservilain mukaisessa 12 tunnin käyttövalmiudessa eikä niitä tarvinnut ottaa käyttöön. Tehoreservilaitoksille suoritettiin kuitenkin käytösääntöjen mukaiset Fingridin pyytämät koeajot talvikauden aikana, ja Meri-Porin koeajo osui kulutushuipputunnille.

Toteutunut kulutushuippu jäi etukäteen arvioitua pienemmäksi. Energiavirasto oli syksyllä 2020 arvioinut talven 2020–2021 kulutushuipuksi 15 100 MW. Toteutunut kulutushuippu (14 267 MWh/h) jäi kuitenkin 833 MW (6 %) tätä arviota pienemmäksi. Kuvassa 1 on esitetty talvikauden 2020–2021 kulutushuippuviikon sähkön tuotanto, kulutus ja hinta.



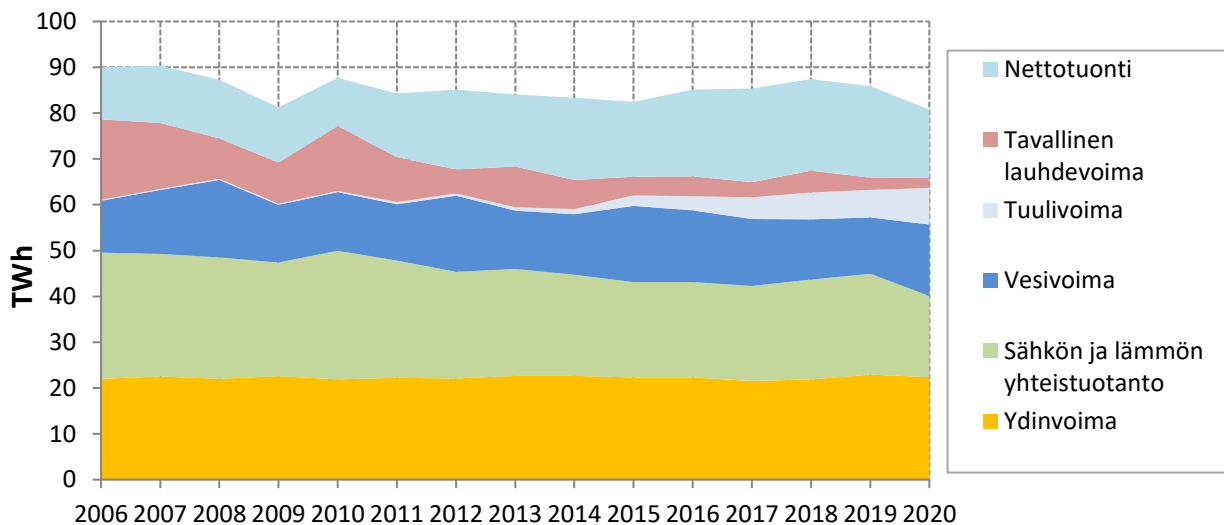
**Kuva 1. Sähkönkulutus ja -tuotanto Suomessa sekä Suomen aluehinta vuorokausimarkkinoilla viikolla 7/2021. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla. (lähde: Fingrid Oyj, Nord Pool).**

Talven kotimainen tuotantohuippu ylitti edellistalven tuotantohuipun. Talvella 2020–2021 yhteenlaskettu kotimainen sähköntuotanto oli korkeimmillaan 5.2.2021 klo 18–19 ollen 11 409 MWh/h (edellistalven tuotantohuippu oli 10 264 MWh/h). Tuulivoiman saatavuudella on suuri merkitys tuotantohuipun suuruuteen. Toimitusvarmuusennusteissa tehotasearviot on tehty käyttäen tuulivoimalle kapasiteettikerrointa 6 %. Tuulisenä päivänä tämä kerroin voi kuitenkin ylittyä huomattavasti.

## 4 TEHOTASAPAINON YLLÄPITO

### 4.1 Sähkönhankinta ja markkinahinnan kehitys

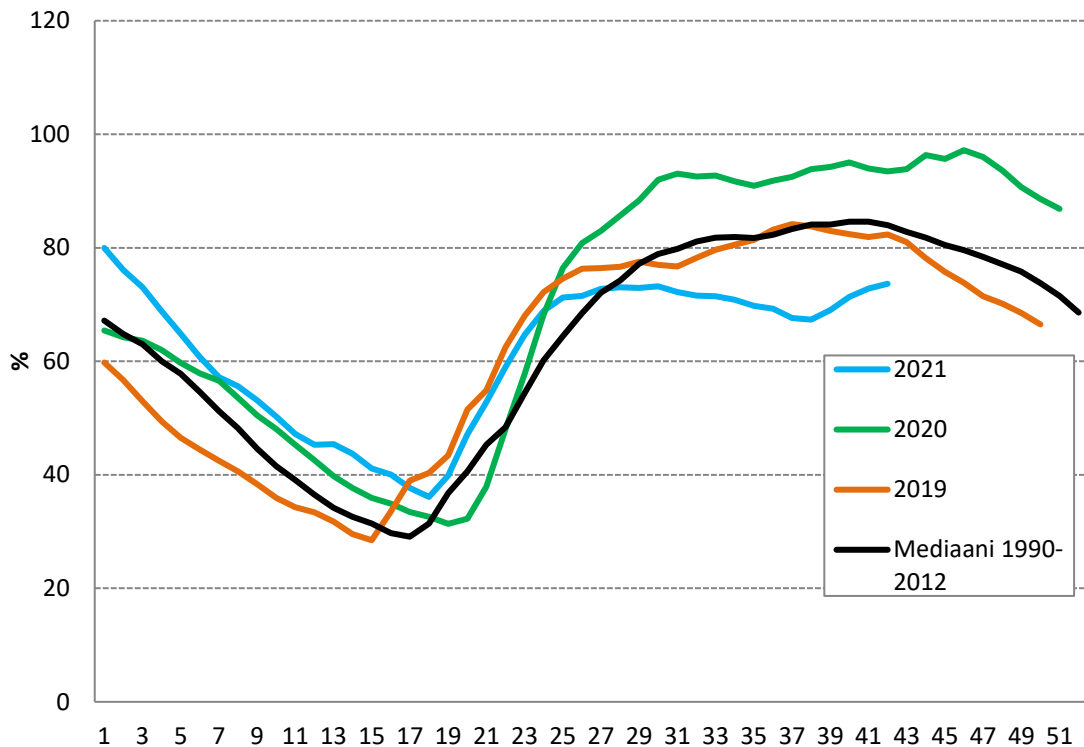
Sähkön hankinta tuotantomuodoittain vuosina 2006–2020 on esitetty kuvassa 2. Keskeisiä muutoksia viime vuosina ovat olleet mm. lauhdevoiman vähentyminen ja tuuli-voimatuotannon lisääntyminen. Vuosi 2020 oli keskimääräistä lauhempi ja sähkönkulutus teollisuudessa oli aiempia vuosia pienempää, mikä näkyy myös kuvassa 2. Vuoden 2021 tammi–syyskuussa kulutus, tuotanto ja nettotuonti ovat olleet edellisvuoden vastaavaa aikaa suurempia.



**Kuva 2. Sähkön hankinta tuotantomuodoittain Suomessa (lähde: Tilastokeskus; Energia-teollisuus ry).**

Pohjoismaissa vesivoimavarastojen täyttymisasteella on merkittävä vaikutus sähkön hintaan. Vaikutus on entisestään korostunut viime vuosina samalla kun siirtoyhteyksiä maiden välillä on parannettu. Pohjoismaiden vesivoimavarastojen maksimikapasiteetti on noin 121 TWh. Merkittävimmät vesivoimavarastot sijaitsevat Norjassa ja Ruotsissa. Suomen vesivoimavarastojen maksimikapasiteetti on vähäinen (noin 5,5 TWh). Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista onkin niin kutsuttuja run-of-the-river tyyppisiä joki-vesivoimalaitoksia, joiden veden varastointimahdollisuudet ovat heikot.

Kuvassa 3 on esitetty vesivarastojen täyttymisaste Pohjoismaissa. Vuoden 2021 kesä oli poikkeuksellisen kuiva ja vesivarastot ovat olleet alhaisia. Syyskuun lopusta alkaen varastot ovat kuitenkin alkaneet täyttyä. Mikäli varastojen täyttymisaste jäisi huomattavasti normaalia alemmaksi talvikaudella, voisi se aiheuttaa huolenaiheen sähkön riittävydestä.

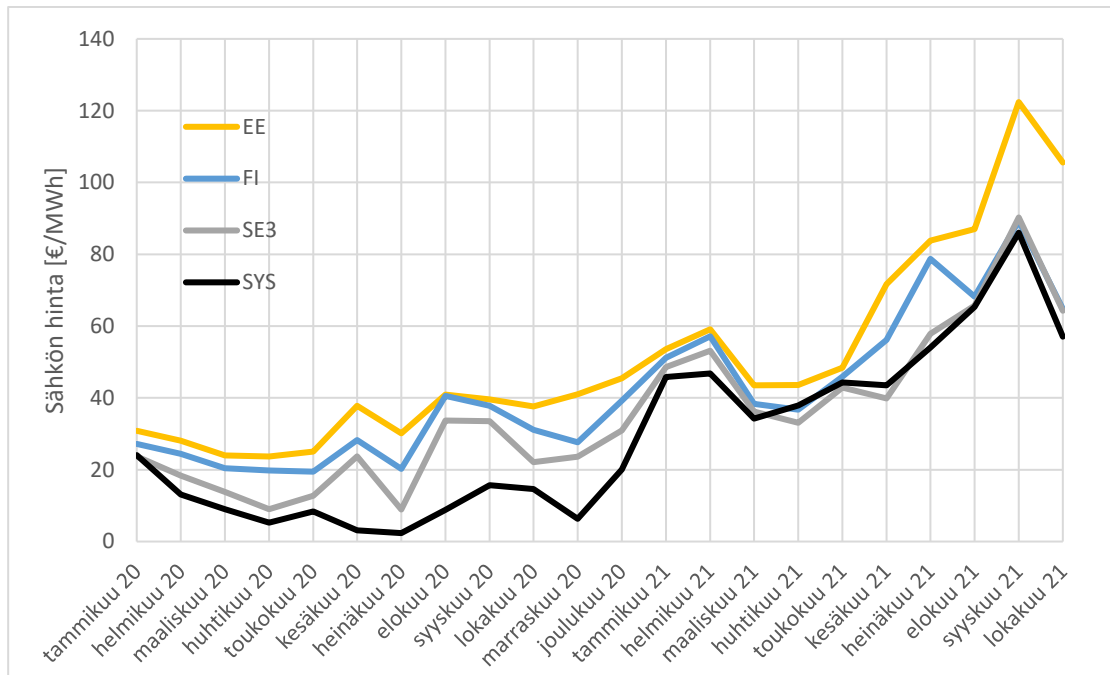


**Kuva 3. Vesivarastojen täyttymisaste Pohjoismaissa (lähde: Nord Pool).**

Kuvassa 4 on esitetty sähkön vuorokausimarkkinoiden hintakehitys. Järjestelmähinnan ja Suomen aluehinnan lisäksi kaaviossa on esitetty Ruotsin SE3-tarjousalueen hinta sekä Viron hinta. Vuoden 2021 aikana hinnat ovat nousseet edellisvuoden tasosta.

Hintojen nousuun ovat vaikuttaneet Pohjoismaiden vesitilanteen ohella mm. päästöoikeuden, kivihiilen ja maakaasun hintojen merkittävä nousu Euroopassa. Maakaasun hinnan nousulla on Suomessa ollut pienempi vaikutus sähkön hintaan kuin Keski- ja Etelä-Euroopassa, jossa kaasulla on merkittävämpi osuus sähkön tuotannossa.

Suomen hinta on ollut pääasiassa Ruotsin hintaa korkeampi, ja vastaavasti Viron hinta on ollut Suomen hintaa korkeampi. Näiden maiden välillä sähköä onkin pääasiassa tuotu Ruotsista Suomeen ja viety Suomesta Viroon. Toisaalta Ruotsin SE3 alueella on mm. sisäisestä siirtokapasiteetin riittämättömyydestä johtuen ollut Suomea korkeampia hintatunteja, ja yksittäisillä tunneilla sähköä on siirretty myös Suomesta Ruotsin SE3-hinta-alueelle. Kyseiseltä alueelta on vuoden 2017 jälkeen suljettu yli 2 100 MW verran ydinvoimaa.



Kuva 4. Sähkön vuorokausimarkkinahintojen kuukausikeskiarvot (lähde: Nord Pool).

## 4.2 Sähköntuotantokapasiteetti

Energiavirasto ylläpitää tietoja Suomessa sijaitsevista voimalaitoksista. Laitostiedot Energiavirasto saa sähkömarkkinalain nojalla voimalaitosten haltijoilta.

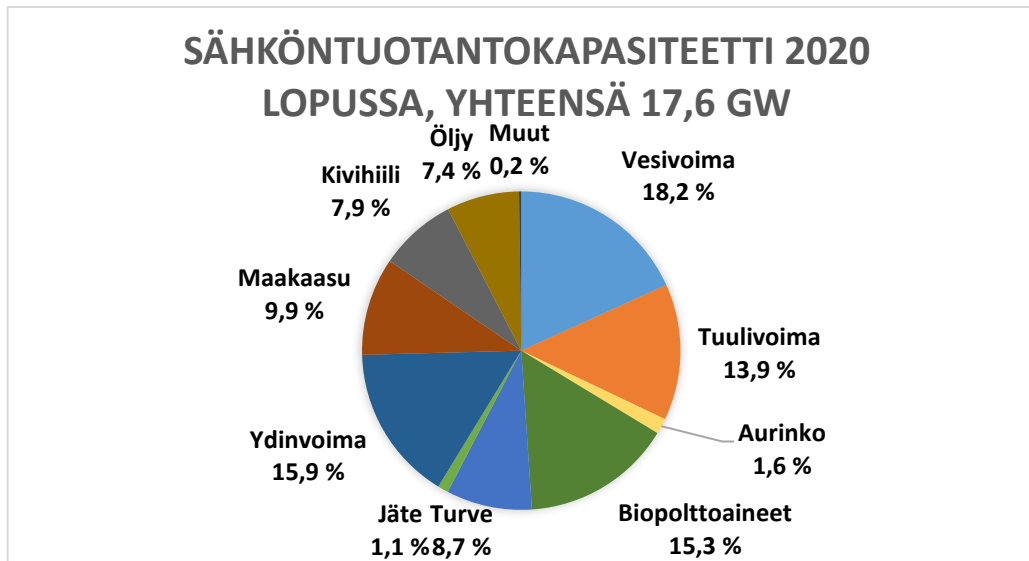
Tarkemmin tietoa voimalaitosrekisteristä on saatavilla Energiaviraston internetsivuilta<sup>2</sup>. Yhteensä asennettua voimalaitoskapasiteettia oli noin 17,6 GW vuoden 2020 lopussa. Luku sisältää noin 300 MW verran alle 1 MVA pientuotantoyksiköistä koostuvaa kapasiteettia. Kuvassa 5 esitetään sähköntuotantokapasiteetti tuotantomuodotain.

Vuoden 2021 aikana tapahtuneita keskeisiä muutoksia voimalaitoskapasiteetissa ovat olleet Veitsiluodon voimalaitoksen osittainen käytöstä poisto (n.-70 MW) paperitehtaan alasajon myötä ja Laanilan voiman (-30 MW) poistaminen käyttövalmiudesta<sup>3</sup>. Vuoden 2021 aikana uutta tuulivoimakapasiteettia on ilmoitettu valmistuvaksi noin 800–1000 MW.

<sup>2</sup> <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>

<sup>3</sup> Sähkömarkkina-asetuksen (65/2009) mukaan voimalaitoksen haltijan on ilmoitettava Energiavirastolle vähintään 1 MVA:n tuotantolaitosten rakentamis- ja tehonkorotusta koskevista päätöksistä ja käyttöönotosta sekä laitosten käytöstä poistamisista. Tässä todettu ei sisällä kapasiteetiltaan alle 1 MVA:n laitoja.





**Kuva 5.** Sähköntuotantokapasiteetti (asennettu nimellisteho, ei sisällä käyttövalmiudesta poistettua kapasiteettia) tuotantomuodoittain vuoden 2020 lopussa. (lähde: Energiavirasto)

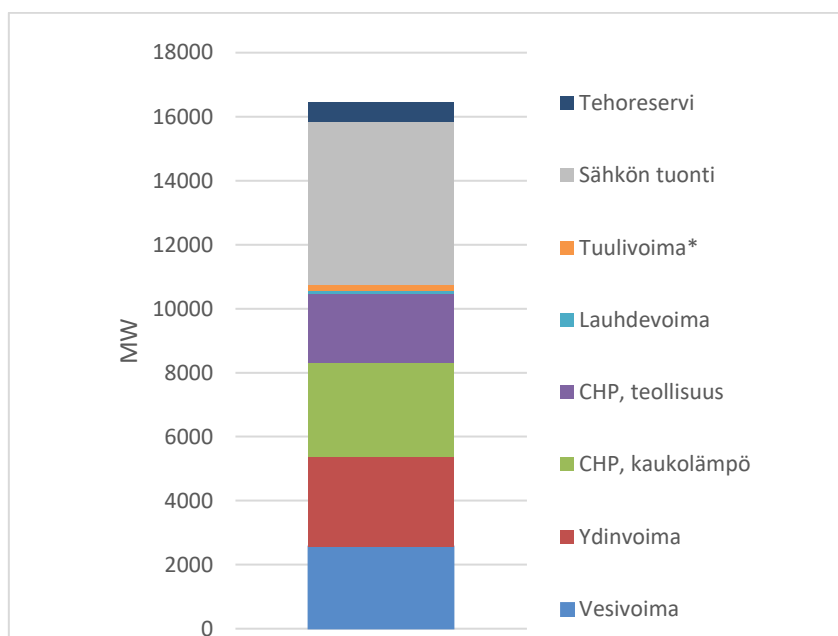
Suurin osa Suomen lauhdesähköntuotantolaitoksista on suljettu. Heikon kannattavuuden vuoksi myös monissa yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon (CHP) korvausinvestoinneissa pohditaan sähköliiketoiminnasta luopumista ja investoimista jatkossa vain lämmön tuotantoon. Vanhaa sähköntuotantokapasiteettia poistuu myös kivihiilen energiakäytön kieltävän lain myötä vuoteen 2030 mennessä. Sähköntuotantokapasiteetin (teho) riittävyys on haaste tulevaisuudessa, kun perinteinen sähköntuotantokapasiteetti vähenee ja tilalle tulee vaihtelevaa uusiutuvan energian tuotantoa.

Maksimisähkäteho pakkaskaudella on saatu laskemalla yhteen kaikkien vähintään 1 MVA:n tehoisten voimalaitosten ilmoitetut maksiminettotehot huippukuormituskaudella<sup>4</sup>. Kulutushuipussa käytettävissä olevassa kapasiteetissa on huomioitu laitosten arvioitu käytettävyys, joka pohjautuu Energiaviraston Pöyry Energy Oy:lta keväällä 2008 tilaamaan selvitykseen. Laitosten arvioidun käytettävyyden, Energiavirastolle ilmoitettujen sähkätehojen, toteutuneiden tuotantotietojen ja käytettävissä olevien tutkimusten perusteella Energiavirasto on arvioinut talvikaudella 2020–2021 kulutushuipun aikana käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin Suomessa olevan noin 11 300 MW. Kapasiteettitiedot on esitetty taulukossa 1. Arvioitu kapasiteetti tuotantomuodoittain on esitetty kuvassa 6. Tuotantomuodot on jaoteltu laitoksittain, jolloin esimerkiksi kaukolämpölaitoksessa oleva lisälauhdetuotanto on jaoteltu kaukolämmön tuotantoon.

<sup>4</sup> Voimalaitosten haltijat ovat ilmoittaneet ns. ”tuntitehon”, joka kuvaa pakkaskaudella tapahtuvaa tuotantoa. Tällöin mm. sähkön ja kaukolämmön yhteistuotantoa ajetaan tyypillisesti kaukolämmön tarpeen mukaan, eikä maksimaaliseen sähköntuotantoon välttämättä päästä.

**Taulukko 1. Yhteenveto voimalaitosten haltijoiden ilmoittamista kapasiteettitiedoista (arvioitu tilanne talvikaudella 2021–2022). (lähde: Energiavirasto, Fingrid)**

Sähköntuotantokapasiteetti Suomessa Talvikaudella 2020-2021	MW
<b>Maksimisähköteho pakkaskaudella (netto)</b>	17 000
<b>Järjestelmäreservit yhteensä</b>	-1 400
<b>Arvioitu ei käytettävissä oleva kapasiteetti huippukulutushetkellä</b>	-4 300
<b>Arvioitu käytettävissä oleva tunteho kulutushuipun aikana (sis tehoreservin)</b>	11 300



**Kuva 6. Arvioitu kulutushuipun aikana käytettävissä oleva tuotanto- ja tuontikapasiteetti talvikaudella 2021–2022 tuotantomuodoittain. \*Tuulivoima 6% nimellistehosta**

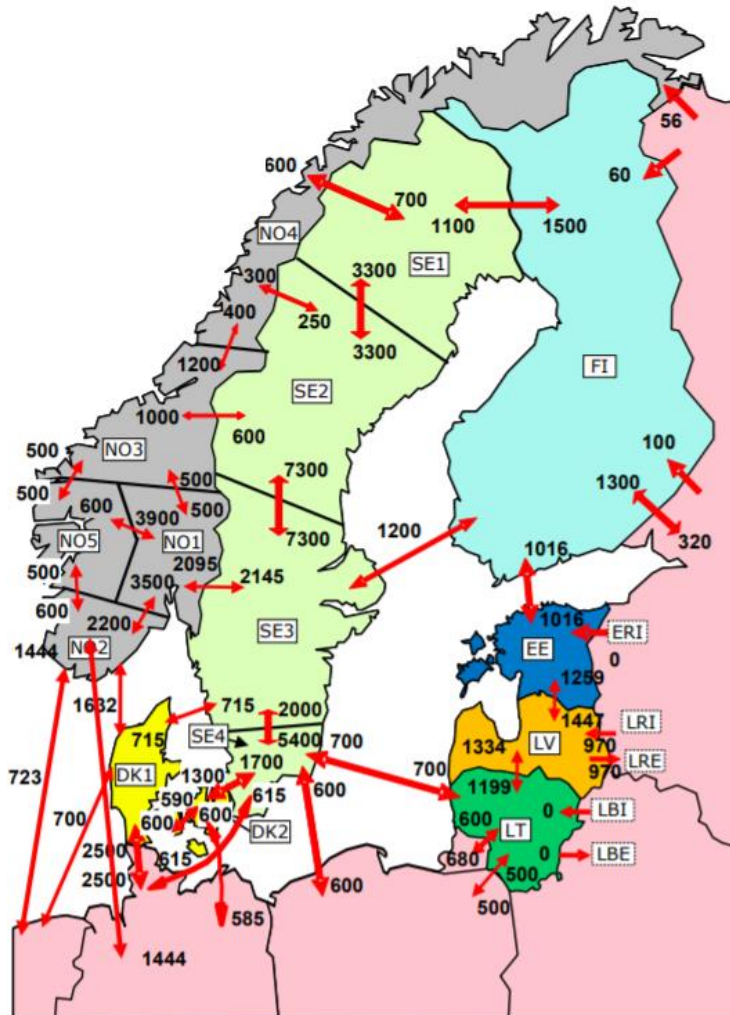
### 4.3 Sähkön siirtoyhteydet

Huippukulutuksen aikana Suomen oma sähköntuotanto ei riitä vastaamaan kysyntään, jonka kattamiseen tarvitaan sähkön tuontia naapurimaista. Maamme on sähkönsiirtoyhteyksien kautta kiinteästi osa pohjoismaiden ja Baltian yhteisiä sähkömarkkinoita. Myös tuontiyhteys Venäjältä on merkittävä.

Pohjois-Ruotsista Suomeen on siirtoyhteyksillä tuontikapasiteettia yhteensä 1500 MW ja Keski-Ruotsista 1200 MW. Venäjän siirtoyhteyksien kokonaistuontikapasiteetti on lähes 1500 MW, josta 1300 MW on kaupallisessa käytössä. Virossa siirtoyhteyksien tuontikapasiteetti on yhteensä 1020 MW. Lisäksi Ahvenanmaan ja Manner-Suomen välillä on kapasiteetiltaan 100 MW kaapeli.

Talvikaudelle 2021–2022 ei ole tiedossa pidempiaikaisia rajoituksia siirtoyhteyksillä Suomeen päin tapahtuvalle siirrolle. Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska Kraftnätin ilmoittamat siirtorajoitukset koskevat siirtoa Suomesta Keski-Ruotsin SE3-alueelle.

Pohjoismaissa ja Baltiassa olevat tarjousalueiden välisten siirtoyhteyksien kapasiteetit on esitetty kuvassa 7.



Kuva 7. Tarjousalueiden väliset siirtokapasiteetit Pohjoismaissa ja Baltiassa (ENTSO-E 2020).

#### 4.4 Arvio talvikauden 2021–2022 sähkön kulutushuipusta

Vuonna 2020 sähkönkulutus Suomessa oli 81 TWh, kun se oli 86 TWh vuonna 2019. Kokonaiskulutus laski siis noin kuusi prosenttia, mikä johtui mm. poikkeuksellisen lauhasta säästä vuonna 2020. Vuoden 2021 kokonaiskulutuksen odotetaan olevan edellisvuotta korkeampi johtuen kylmemmästä alkuvuodesta ja mm. talouden elpymisestä koronakriisin jälkeen. Toisaalta mm. Veitsiluodon paperitehtaan lakkauttaminen laskee osaltaan kokonaiskulutusta.



Sähkönkulutuksen kulutushuippu on arvio siitä, mikä on sähkönkulutuksen määrä koko talvikauden suurimman kulutustunnin aikana. Kulutushuippu kuvaa koko talvikauden aikana hetkellisesti tarvittavaa maksimitehoa. Vuoden aikana vallitsevat tyypilliset tehontarpeet ovat maksimiarvoa huomattavasti alempana.

Talvikauden 2021–2022 kulutushuipuksi arvioidaan kylmänä talvena noin 15 100 MW. Arvio perustuu edellisvuosien huippukulutuksiin, niiden aikana vallinneisiin lämpötiloihin ja sähkönkulutuksessa ja kulutuskapasiteetissa tapahtuneisiin muutoksiin edellisvuosiin verrattuna. Toteutuvaan kulutushuippuun vaikuttaa vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus. Todellinen kulutushuippu saattaa siis jäädä huomattavasti tämän laskennallisen arvion alapuolelle.

Tuotantohiiput eivät tyypillisesti tapahdu kulutushuipun kanssa samalla tunnilla. Viime vuosina tuotantohiippu on ollut arvioitua käytettävissä olevaa kapasiteettia pienempi. Keskeisin syy siihen, miksi kotimainen tuotantohiippu ei yllä kapasiteetin maksimimäärään on tuontisähkön saatavuus. Kulutushuippujen aikana sähköä on ollut mahdollista tuoda markkinaehtoisesti kilpailukykyisempään hintaan naapurimaista. Tällöin kallein käytettävissä ollut kotimainen tuotantokapasiteetti on korvautunut tuontisähköllä eikä kaikkea kotimaista tuotantokapasiteettia ole kannattanut ottaa käyttöön, vaikka kapasiteettia muutoin teknisesti olisikin ollut käytettävissä.

Jatkossa toteutunut tuotantohiippu voi myös olla arvioitua suurempi tuulivoimakapasiteetin kasvaessa, koska nykymenetelmällä tuulivoimaa arvioidaan olevan käytössä 6 % nimelliskapasiteetista talvikaudella. Tuulisella säällä tuotanto on huomattavasti tätä suurempaa. Taulukossa 2 on yhteenveto viime vuosien kulutushuipuista, toteutuneesta kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista.

**Taulukko 2. Yhteenveto viime vuosien toteutuneista kulutushuipuista, kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista. (Lähde: Fingrid) \*marraskuu 2021 mennessä**

Vuosi	Kulutushuippuvuorokausi	Kulutushuippu MWh/h	Tuotanto kulutushuipputunnilla MWh/h	Vuoden tuotantohiippu MWh/h
2012	3.2.	14 304	11 916	11 981
2013	18.1.	14 034	11 843	11 843
2014	24.1.	14 228	11 632	11 722
2015	22.1.	13 494	10 992	11 164
2016	7.1.	15 105	10 874	11 456
2017	5.1.	14 273	9 963	11 042
2018	28.2.	14 062	10 602	11 382
2019	28.1.	14 542	10 978	11 195
2020	28.2.	12 388	9 849	10 555
2021	18.2.	14 267	11 191	11 409



#### 4.5 Tehoreservi

Tehoreservijärjestelmän tarkoituksena on turvata sähköjärjestelmän toiminta ja varmistaa sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapaino tehovajeen aikana, kun markkinaehtoisesti tarjottu tuotantokapasiteetti ei pysty vastaamaan kysynnän tehontarpeeseen. Tehoreserviä voidaan käyttää myös järjestelmänhallintaan. Se koostuu käyttövalmiudessa olevasta voimalaitosreservistä tai kulutusjoustosopimuksista sellaisten toimijoiden kanssa, jotka voivat tarvittaessa vähentää tehontarvettaan. Tehoreservijärjestelmä perustuu ns. tehoreservilakiin (117/2011).

Kaudella 1.7.2020–30.6.2022 tehoreservijärjestelmässä ovat mukana voimalaitokset Naistenlahti 1 (Tampereen Sähkölaitos Oy), Meri-Pori (Fortum Power and Heat Oy) ja Kymijärvi kaasuturbiini (Lahti Energia Oy). Yhteensä voimalaitoskapasiteettia on 611 MW. Kuluvalla kaudella kulutusjoustokohteita ei ole mukana tehoreservikapasiteetissa.

Tehoreservilaitokset ovat talvikaudella 1.12.–28.2. välisellä ajanjaksolla 12 tunnin käynnistysvalmiudessa, ja ne aktivoidaan, mikäli markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan kysyntää. Kulutusjoustokohde on tarjottu kantaverkkoyhtiön säätösähkömarkkinoille. Talvikauden ulkopuolella voimalaitokset ovat yhden kuukauden käynnistysvalmiudessa. Järjestelmä rahoitetaan kantaverkon siirtopalvelun käyttäjiltä kerättävillä tehoreservimaksuilla, joiden keräämisestä vastaa järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid.

Tehoreservivoimalaitosten käyttö on ollut erittäin vähäistä koko järjestelmän historian ajan. Viime vuosina tehoreserviä ei ole tarvinnut käynnistää, koska kysyntä ja tarjonta ovat saavuttaneet myös kulutushuippujen aikana tasapainon markkinaehtoisesti. Tehovajeen todennäköisyys on kuitenkin kasvanut sähkönkulutuksen kasvaessa samalla kun suuria yksittäisiä sähköntuotantolaitoksia on lopettanut toimintansa.

## 5 SUOMEN TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2021–2022

Talvella 2021–2022 sähkönkulutuksen kulutushuipun Suomessa arvioidaan olevan noin 15 100 MW.

Mikäli sähköä tuotaisiin kulutushuipun aikana naapurimaista Suomeen nykyisen siirtoyhteyksien tuontikapasiteetin maksimiteholla (noin 5 100 MW), kotimaisen tuotannon tulisi olla vähintään noin 10 000 MW. Määrä on noin 93 % arvioidusta kotimaisesta kulutushuipun aikana käytettävissä olevasta markkinaehtoisesta tuotantokapasiteetista (10 700 MW), joka ei sisällä tehoreserviiä (611 MW).

Vastaavasti kulutushuipun aikana tilanteessa, jossa kaikki käytettävissä oleva kotimainen markkinaehtoinen tuotantokapasiteetti olisi tuotannossa<sup>5</sup>, sähkön tuontia tarvittaisiin nettona noin 4 400 MW. Määrä vastaa noin 86 % ensi talvena käytettävissä olevasta siirtoyhteyksien kokonaistuontikapasiteetista ja noin 29 % kulutushuipun aikaisesta tehontarpeesta.

Suomen oma sähköntuotantokapasiteetti riittää koko maan tarpeeseen valtaosan vuodesta, ja varsinaista tehovajetta Suomen omassa tuotantokapasiteetissa esiintyy lähinnä talvikauden aikana. Sähköä tuodaan Suomeen kuitenkin jatkuvasti vuoden ympäri, koska yhteisillä sähkömarkkinoilla sähköä tuotetaan siellä, missä se on edullisinta siirtoyhteyksien fyysiset siirtorajoitteet ja järjestelmien käyttövarmuusrajoitteet huomioiden.

Energiavirasto arvioi talven 2021–2022 aikana Suomessa tarjolla olevan sähkötehon riittävän kattamaan kysynnän ja sähköpulan riskin pieneksi edellyttäen, että siirtoyhteyksissä ja Suomen sähköntuotantokapasiteetissa ei tapahdu merkittäviä vikaantumisia.

Kotimaisen sähkön tuotannon ja siirtoyhteyksien käytettävyyden lisäksi sähkömarkkinoiden toimivuudella ja naapurimaiden tuotanto- ja kulutustilanteella on oleellinen merkitys Suomen tehotaseen kannalta.

Energiavirasto arvioi tuontisähkön saatavuuden aiempaa haastavammaksi talvikaudella 2021–2022. Syynä tähän on mm. kiristynyt tehotilanne Ruotsissa, erityisesti SE3-alueella.

**Taulukko 3. Suomen tehotase talvikaudella 2020–2021**

<b>Kylmä talvipäivä (kerran 10 vuodessa):</b>	
Tuotantokapasiteetti (markkinaehtoinen)	<b>10 700 MW</b>
Tehoreservi	<b>611 MW</b>
Kulutus	<b>15 100 MW</b>
<b>Suomen tehotase ilman tuontia</b>	<b>- 3 800 MW</b>
Tuontikapasiteetti muista maista	<b>5 100 MW</b>

<sup>5</sup> Tässä tilanteessa tehoreservejä ei ole oletettu vielä otetun käyttöön.



Tässä toimitusvarmuusraportissa on tarkasteltu pääasiassa toimitusvarmuutta huippukulutusaikaan talvikaudella, jolloin muun muassa tehoreservi on käytettävissä, mikäli sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainoa ei saavuteta markkinaehtoisesti. Kuitenkin lauhdelaitosten poistuessa markkinoilta ja tuulivoimatuotannon lisääntyessä, sähköjärjestelmän taajuuden ylläpito on aiempaa haastavampaa myös talvikauden ulkopuolella. Tämän vuoksi käytettävissä olevan sähkön tuotannon ja siirtoyhteyksien kapasiteetin riittävyys kattamaan kulloisenkin tehontarpeen voi olla uhattuna ympäri vuoden. Esimerkiksi kesällä voimalaitoksia ja sähkön tuontiyhteyksiä on vuosihuollon takia pois käytöstä, jolloin isompi häiriö sähköjärjestelmässä voi vaarantaa sähkötehon riittävyyden.

## 6 SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOKAPASITEETTIIN VAIKUTTAVAT HANKKEET

### 6.1 Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa

Taulukossa 4 on esitetty Energiavirastolle ilmoitettujen rakenteilla olevien tai päätettyjen rakennushankkeiden sähköntuotantokapasiteetti tai sähköntuotantokapasiteetin muutos tuotantomuodoittain. Myös poistuva, ja pitkäaikaissäilöntään siirtyvä, kapasiteetti on ilmoitettu taulukossa. Taulukon tiedoissa ovat mukana tulevat hankkeet, joista on marraskuuhun 2021 mennessä ilmoitettu Energiavirastolle. Korvausinvestointien osalta on huomioitu muutos sähköntuotantokapasiteetissa. Mikäli mahdollista vanhan kapasiteetin poistumista/poistumisen ajankohtaa ei ole päätetty, sitä ei ole esitetty taulukossa. Taulukossa ei huomioida investointiin liittyvää mahdollista muutosta sähkönkulutuksessa. Taulukon 4 tiedot voivat sisältää epätarkkuuksia tehon, vuosiluvun ja toteutumisen suhteen.

Lähipuosien suurin yksittäinen muutos sähkön tuotantokapasiteetissa tapahtuu Suomen viidennen ydinvoimayksikön, Olkiluoto 3:n valmistuessa. Teollisuuden Voima Oyj:n nykyisen arvion<sup>6</sup> mukaan Olkiluoto 3 laitoksen säännöllinen sähköntuotanto alkaa kesällä 2022.

On syytä huomata, että Energiavirastolle ilmoitettujen hankkeiden lisäksi saattaa olla hankkeita, jotka valmistuvat 2021–2024, mutta niistä ei ole vielä ilmoitettu virastolle. Tämä koskee erityisesti tuulivoimaa, jonka rakentaminen on vilkasta. Vastaavasti joitain voimalaitoksia voi poistua käyttövalmiudesta lähipuosina. Taulukossa on esitetty tiedossa oleva muutos sähköntuotantokapasiteetissa.

**Taulukko 4. Sähköntuotantokapasiteetin tulevat muutokset Suomessa vuosina 2021–2024 (Energiavirastolle toistaiseksi ilmoitetut hankkeet sekä käytöstä poistuvat ja pitkäaikaissäilöntään siirtyvät laitokset). Vuoden 2020 muutoksiin sisältyvät vain ne ilmoitetut muutokset, jotka eivät tämän raportin julkaisuun mennessä ole toteutuneet. lähde: Energiavirasto**

	Sähköntuotantokapasiteetin muutokset (MW)					
	Vesi-voima	Yhteistuotanto		Ydinvoima	Tuuli-voima	Lauhde-laitokset
		Kauko-lämpö	Teollisuus			
2021	6				565	
2022				1600	1341	
2023	4	-220	228		>100	
2024	4					

<sup>6</sup> <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/f2fe2ec7-82ca-48a8-8566-662b2feb98fd/24>





## 6.2 Rajasiirtokapasiteetin kehitys Suomen ja naapurimaiden välillä

Suomella on vahvat rajasiirtoyhteydet muihin pohjoismaihin ja Baltiaan, ja maiden välinen sähkökauppa on päivittäistä. Yhteyksiä kehitetään jatkuvasti siirtorajoitusten pienentämiseksi ja kehitys pelkistä pohjoismaisista markkinoista etenee kohti Euroopan yhteisiä markkinoita.

Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä yhteyttä vahvistetaan kolmannella vaihtosähköyhteydellä vuoteen 2025 mennessä. Hankkeesta käytetään nimeä Aurora Line. Yhteys lisää tuontikapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW.

Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitoksen tuotannon alkaessa Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä siirtokapasiteettia rajoitetaan 300 MW. Rajoituksella varaudutaan luotettavaan tehonhallintaan Olkiluoto 3:n mahdollisessa vikaantumistapauksessa.

Suomen ja Keski-Ruotsin välinen Fennoskan 1 -merikaapelin (500 MW) käyttöikä on päätetty jatkaa vuoteen 2040 asti. Fingrid ja Svenska Kraftnät ovat päättäneet toteuttaa tarvittavat toimenpiteet ja investoinnit, jotta kaapelin käyttöä voidaan jatkaa luotettavasti.