

KERTOMUS SÄHKÖN TOIMITUSVARMUDESTA
VUONNA 2016 JA TALVIKAUDELLA 2016 – 2017
SEKÄ TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2017 - 2018

1.12.2017



Sisällysluettelo:

1	JOHDANTO	1
2	TIIVISTELMÄ.....	2
3	SÄHKÖNKULUTUS JA MARKKINAHINNAT	4
3.1	Sähkönkulutus ja-tuotanto.....	4
3.2	Vesivoimavarastojen ja sähkönhinnan kehitys pohjoismaissa.....	6
3.3	Sähkön kysyntä ja tuotantokapasiteetti Suomessa.....	10
3.3.1	Kysyntä.....	11
3.3.2	Sähköntuotantokapasiteetti Suomessa	12
3.4	Sähkön siirtoyhteydet.....	14
3.5	Tehoreservi.....	15
3.6	Suomen tehotase	17
4	UUDET JA SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET	18
4.1	Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa	18
4.2	Sähköntuotantokapasiteetti ja sen kehitys Pohjoismaissa ja Baltiassa	19
4.3	Rajasiirtokapasiteetin kehitys.....	20
4.3.1	Rajasiirtoyhteyksien kehitys Pohjoismaiden ulkorajoilla	20

1 JOHDANTO

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

Sähkön toimitusvarmuuteen liittyvien kysymysten seurantatehtävä annettiin Energiavirastolle vuonna 2004 samoin kuin sähköntuotantoa koskevien säännösten valvonta. Energia- ja ilmastopolitiikasta valmisteluvastuussa oleva työ- ja elinkeinoministeriö vastaa kuitenkin sähkönkäyttöä koskevista arvioista ja antaa tältä osin tarvittavat tiedot Energiavirastolle.

Energiavirasto seuraa yhteistyössä muiden viranomaisten kanssa sähkön tarjonnan ja kysynnän tasapainon kehitystä Suomessa. Sähkömarkkinalain perusteella Energiavirasto saa tuotantokapasiteetin seurantaan varten kapasiteettia koskevat tiedot suoraan sähköntuottajilta. Voimalaitoskohtaisella seurannalla varmistetaan, että tuotantokapasiteettia koskevista muutoksista välittyy tieto myös viranomaisille. Sähkön toimitusvarmuus on erittäin keskeinen asia sähköjärjestelmän toiminnassa ja se on nostettu merkittävästi esiin myös marraskuussa 2016 julkaistussa kansallisessa Energia- ja ilmastostrategiassa.

Energiavirasto julkaisee tämän sähkön tuotantokapasiteetin sekä sähkön tarjonnan ja kysynnän tasapainon kehitystä koskevan kertomuksen sekä huolehtii näihin tehtäviin liittyvistä EU-tason tiedonantovelvoitteista.

Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus julkaistaan omassa raportissaan.

2 TIIVISTELMÄ

Tässä dokumentissa käsitellään monien lukujen osalta kokonaisuutena vuotta 2016. Dokumentissa on esitetty myös edellisen talvikauden 2016–2017 tietoja sekä arvioitu tulevaa talvikautta 2017–2018.

Energiaviraston toimitusvarmuusraportin pääpaino on Suomen tehotasapainon seurannassa. Energiavirasto arvioi ensi talven 2017–2018 kulutushuipun aikana käytettävissä olevan sähköntuotantokapasiteetin olevan noin 12 000 MW. Lukuun on laskettu mukaan noin 700 MW tehoreservi. Markkinaehtoista tarjontaa arvioidaan siis olevan noin 11 300 MW. Talvikauden kulutushuipun tehontarpeeksi kylmänä talvena on arvioitu noin 15 200 MW. Kulutushuippu, eli koko talvikauden suurimman kulutustunnin aikana vallitseva tehontarve on vahvasti riippuvainen talvikauden pakkasjaksojen lämpötilasta, sekä niiden pituudesta.

Kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen arvioidaan olevan noin 3 200 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.

Talvikauden 2016–2017 kulutushuippu oli 14 273 MWh/h. Sähkön riittävyys ei tuolloin ollut vaarassa, ja Suomessa olisi ollut vielä omaa tuotantokapasiteettia käytettävissä. Häiriöitä sähkön siirtoyhteyksissä ei tuolloin ollut. Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla -20 astetta. Edellisenä talvena 2015–2016 saavutettiin Suomen kaikkien aikojen kulutusennätys, 15 105 MWh/h. Tällöin alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila oli -25 astetta.

Vuoden 2016 sähkön kokonaiskulutus oli noin 85,1 TWh, josta tuontisähkön osuus oli 19,0 TWh (22,3 %). Vuonna 2016 sähkön nettotuonti Ruotsista laski edellisvuoteen nähden, ollen 15,7 TWh (2015 17,8 TWh). Toisaalta sähkön tuonti Venäjältä kasvoi arvoon 5,9 TWh (2015 3,9 TWh). Sähkön vienti Viroon laski vuoden 2015 5 TWh:sta arvoon 3,1 TWh, mutta tuonti kasvoi 0,05 TWh:sta 0,7 TWh:iin. Vuonna 2017 sähkönkulutus on ollut lievässä nousussa edellisvuoteen verrattuna.

Nord Pool Spot:ssa Suomen aluehinnan keskiarvo vuonna 2016 oli 32,45 euroa/MWh (29,66 euroa/MWh 2015). Edellisvuotta korkeampi hinta johtuu osittain heikommasta vesitilanteesta pohjoismaissa. Järjestelmähinta vuonna 2016 oli 26,91 euroa/MWh. Suomen aluehinta oli siis keskimäärin 5,54 euroa/MWh järjestelmähintaa korkeampi, mikä johtuu lähinnä Suomen ja Ruotsin välillä olevien siirtoyhteyksien kapasiteetin riittämättömyydestä. Vuonna 2017 hinnat ovat olleet pienessä nousussa ja aluehintaero on laskenut hieman edellisvuoteen nähden.

Vuonna 2016 Suomen ja Ruotsin välisten siirtojohtojen käytettävyyksi¹ oli 94-99 %, Suomen ja Viron 95-97 % sekä Suomen ja Venäjän 85-94 %. Merkittävimmät häiriöt raja-

¹ Käytettävyyssarvot esittävät sähkömarkkinoille annetun siirtokapasiteetin koko vuoden prosentuaalista osuutta yhteyden maksimisiirtokapasiteetista.



siirtoyhteysissä tapahtuivat Suomen ja Ruotsin välisillä Fenno-Skan tasasähköyhteysillä sekä Suomen ja Viron välisillä yhteyksillä. Fenno-Skan-tasasähköyhteysillä oli vuoden 2016 aikana 9 ja Estlink-yhteyksillä 8 käyttöhäiriötä.

Kotimaisen sähköntuotantokapasiteetin kannalta lähivuosien merkittävin lisäys on Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen. Tällä hetkellä ydinvoimalaa rakennuttava Teollisuuden Voima Oyj arvioi, että laitosyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa toukokuussa 2019. Olkiluodon lisäksi lähivuosien aikana on valmistumassa pieniä vesivoimalaitosten tehonkorotuksia. Yhdistettyyn sähkön ja lämmöntuotantoon valmistui vuonna 2017 muutama merkittävä investointi kuten Äänekosken biotuotetehdas. Sähkön- ja lämmöntuotannon yhteistuotantolaitoksissa on tehty jonkin verran korvausinvestointeja, mutta vanhoja laitoksia on korvattu myös lämmön erillistuotannolla. Tuulivoimarakentaminen on toistaiseksi ollut vilkasta tuulivoiman tukijärjestelmän ansiosta. Viimeiset laitokset nykyiseen tukijärjestelmään hyväksytään vuoden 2017 lopulla. Markkinaehtoisia investointeja puhtaasti sähköntuotantoon (ydinvoimaa lukuun ottamatta) ei ole käytännössä ollut viime vuosina, eikä suurta muutosta ole nähtävissä myöskään lähivuosina.

3 SÄHKÖNKULUTUS JA MARKKINAHINNAT

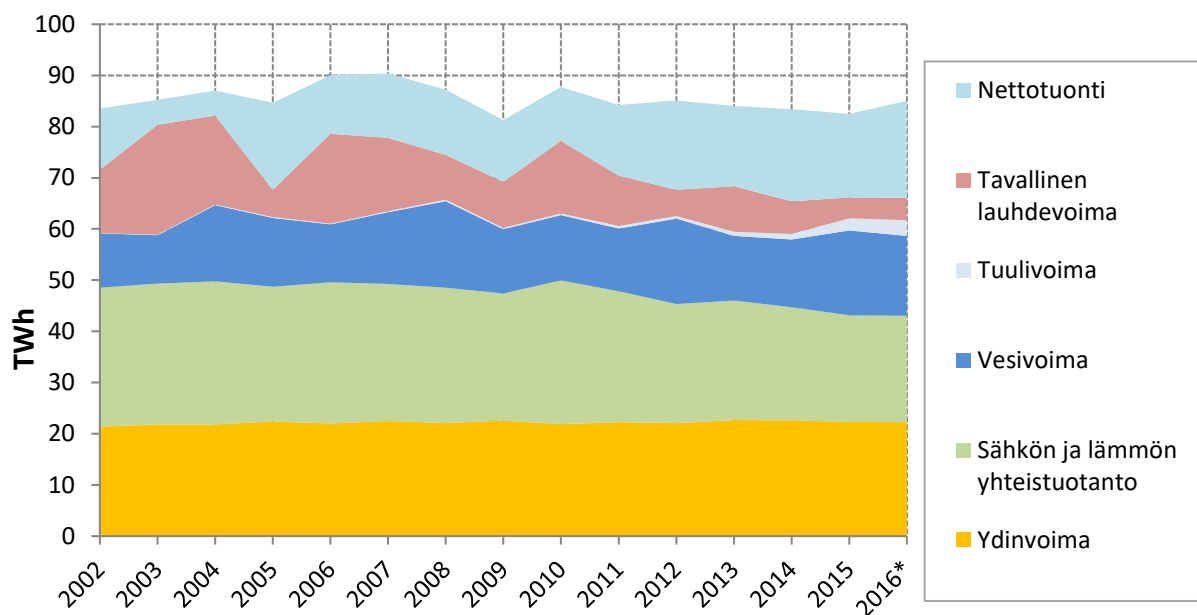
3.1 Sähkönkulutus ja-tuotanto²

Vuonna 2016 sähkön kulutus Suomessa nousi noin 3,1 % ollen noin 85,1 TWh. (82,5 TWh vuonna 2015). Lämpötilakorjattu sähkön kokonaiskulutus oli noin 86,0 TWh (84,8 TWh vuonna 2015). Sähköä tuotettiin Suomessa 66,1 TWh, mikä on sama kuin vuoden 2015 tuotanto, eli kotimaisessa sähköntuotannossa ei ollut muutoksia.

Sähkön nettotuonti Suomeen vuonna 2016 oli noin 19,0 TWh, mikä on noin 17 % enemmän aiempaan vuoteen verrattuna (16,3 TWh vuonna 2015). Sähkön nettotuonnin osuus kokonaiskulutuksesta oli noin 22,3 % (19,7 % vuonna 2015). Ruotsista tuodun sähkön määrä vuonna 2016 oli n. 15,7 TWh (17,8 TWh vuonna 2015). Tuontisähkön määrän laskua selittää osaltaan edellisvuotta huonompi vesitilanne ja sen aiheuttama hintojen nousu Norjassa ja Ruotsissa. Sähkön vienti Viroon väheni vuonna 2016 n. 3,1 terawattituntiin (5,0 TWh vuonna 2015). Sen sijaan sähkön tuonti Virosta kasvoi merkittävästi 0,7 terawattituntiin (0,03 TWh vuonna 2015). Venäjältä tuodun sähkön määrä kasvoi 51 %, ollen noin 5,9 TWh (3,9 TWh vuonna 2015).

Vesivarastojen kasvaminen pohjoismaissa parantaa vesivoiman tarjontaa laskien tuontisähkön markkinahintaa Suomessa. Tuulivoiman tuotanto kasvoi, johtuen lisääntyneestä kapasiteetista. Sähkön hankinta vuosina 2002 - 2016 on esitetty kuvassa 1. Taulukossa 1 on esitetty Suomen sähkön hankinta tuotantomuodoittain vuosina 2001 – 2016.

² Tilastokeskus



Kuva 1. Sähkön hankinta tuotantomuodoittain Suomessa (lähde: Tilastokeskus).

Taulukko 1. Sähkön hankinta ja kulutus vuosina 2013 – 2016. (lähde: Tilastokeskus)

Sähkön hankinta ja kulutus (GWh)	2013	2014	2015	2016
Nettotuonti	15 715	17 966	16 337	18 951
Tavallinen lauhdevoima	8 883	6 319	4 062	4 393
Tuulivoima	774	1 107	2 327	3 068
Vesivoima	12 672	13 240	16 584	15 616
Sähkön ja lämmön yhteistuotanto	23 326	22 137	20 846	20 750
Ydinvoima	22 673	22 646	22 326	22 282
Yhteensä (Kokonaiskulutus Suomessa)	84 044	83 416	82 482	85 060

Rajasiirtoyhteydet toimivat pääosin hyvin. Vuonna 2016 Suomen ja Ruotsin välisillä Fenno-Skan yhteyksillä oli 9 käyttöhäiriötä (10 vuonna 2015). Suomen ja Viron välisillä yhteyksillä käyttöhäiriötä oli 8 kpl (17 kpl vuonna 2015). Vuoden 2016 aikana toteutuneet sähkön siirtomäärät eri yhteyksillä on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Rajan yli siirretty sähkö 2016. (Lähde: Fingrid)

Yhteys	Tuonti (TWh)	Vienti (TWh)
Ruotsi (SE1, SE3)	15,7	0,3
Venäjä (RU)	5,9	0,0005
Viro (EE)	0,7	3,1

3.2 Vesivoimavarastojen ja sähkönhinnan kehitys pohjoismaissa

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 edellä mainittuihin maihin verrattuna vähäinen (noin 5,5 TWh). Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista onkin niin kutsuttuja run-of-the-river tyyppisiä jokivesivoimalaitoksia, joiden veden varastointimahdollisuudet ovat heikot. Suomen vesivoimavarastojen täyttymisasteen vaikutus sähkön hintaan pohjoismaisessa sähköpörssissä onkin siksi hyvin pieni.

Sähkön hinta sähköpörssissä vuonna 2016 oli korkeampi kuin vuonna 2015 johtuen esimerkiksi syksyn huonommasta vesitilanteesta. Koko vuoden tuntihintojen keskiarvo vuonna 2016 Suomen hinta-alueella oli 32,45 €/MWh (29,66 €/MWh vuonna 2015). Järjestelmähinnan vuosikeskiarvo oli 26,91 €/MWh (20,98 €/MWh vuonna 2015). Suomen aluehinnan ja järjestelmähinnan välinen hintaero (FI-SYS) vuonna 2016 pieneni edellisvuoteen nähden ja oli keskimäärin 5,54 €/MWh (8,68 €/MWh vuonna 2015). Suomen hinta-alueen hintaero Ruotsin SE1 alueeseen oli keskimäärin 3,50 €/MWh ja SE3 hinta-alueeseen 3,21 €/MWh, hinnan ollessa Ruotsissa edullisempi. Viroon nähden Suomessa sähkö oli keskimäärin 0,61 €/MWh edullisempaa.

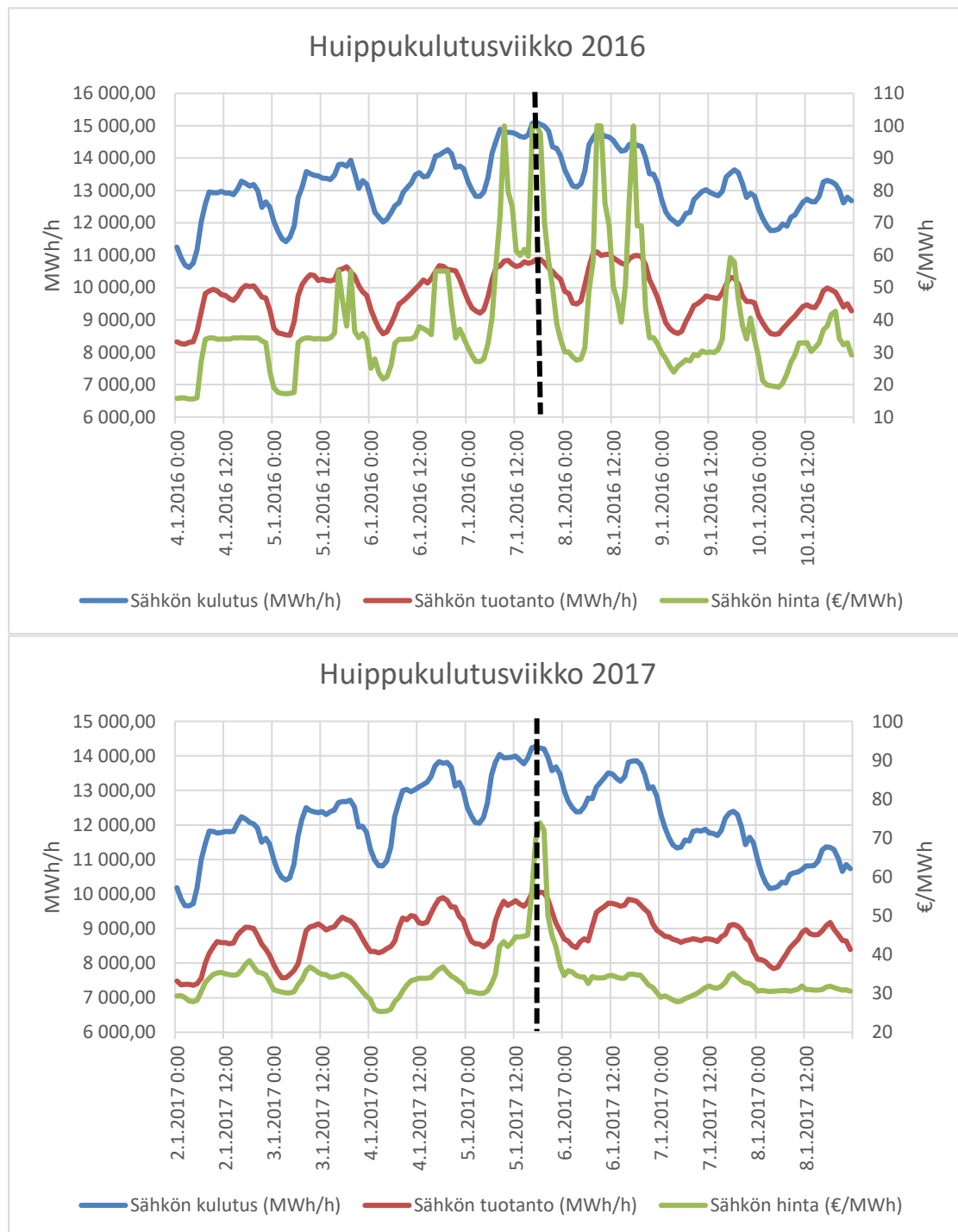
Vuonna 2016 esiintyi muutamia merkittäviä hintapiikkejä. Suomen hinta-alueen vuoden korkein tuntihinta Elspot-markkinalla saavutettiin 21.1.2016, 214,25 €/MWh. Sähkön kulutus Suomessa oli tuolloin 14 060 MWh/h ja järjestelmähinta oli tuolloin 199,97 €/MWh, joka oli myös vuoden kallein järjestelmähinta. Sähkönkulutuksessa saavutettiin uusi ennätys myös Pohjoismaisella tasolla. Kyseessä oli pakkaspäivä, ja koko tammi-kuu oli keskimääräistä kylmempi. Suomen oma sähköntuotanto oli 11 034 MWh/h; kyseisen talven tuotantokuipputunnilla Suomen oma sähköntuotanto oli reilu 420 MWh/h enemmän.

Myös kesällä 2016 koettiin hintapiikkejä, joista korkein tapahtui 28.6.2016, 167,88 €/MWh. Saman tunnin järjestelmähinta oli vain 34,98 €/MWh. Norjan ja Ruotsin välinen siirtoyhteys oli vaurioitunut ja vuosihuoltojen takia pohjoismaista ydinvoimaa oli käytössä alle puolet sen kapasiteetista. Lisäksi tuulivoimatuotanto koko Pohjoismaissa oli matalahkoa. Sähkön riittävyys ei myöskään talvella 2016–2017 ollut kulutushuipun aikana vaarassa eikä siirtoyhteyksissä ollut häiriöitä koko kulutushuippuviikolla. Ruotsista ja Venäjältä tuotiin sähköä kulutushuipputunnilla lähes maksimikapasiteetilla, mutta Viron siirtoyhteyksissä oli vapaata kapasiteettia noin 370 MW. Kulutushuipputunnilla Suomessa olisi ollut saatavilla vielä omaa tuotantokapasiteettia. Tehoreservinä olevat voimalaitokset olivat talvikaudella tehoreservilain mukaisessa 12 tunnin käyttövalmiudessa, mutta niitä ei kuitenkaan tarvinnut ottaa käyttöön kulutushuipun tai koko talven aikana.

Merkittäviä voimalaitosten vikaantumisia ei tapahtunut talvikausilla 2015–2016 tai 2016–2017.

Energiavirasto oli arvioinut talven 2016–2017 laskennalliseksi kulutushuipuksi 15 100 MW. Toteutunut kulutushuippu (14 273 MWh/h) jäi kuitenkin noin 800 MW (5 %) tätä

arviota pienemmäksi. (Edellistalvena 2015 – 2016 sen sijaan kulutushuipun arvio 15 000 MW jäi hieman alhaiseksi, kun kaikkien aikojen kulutusennätys 15 105 MW saavutettiin.) Alhaiseen kulutushuipun määrään talvella 2016 – 2017 vaikutti suurelta osin kylmän talven kulutushuippuutuntia alhaisempi lämpötila. Kuvassa 8 on esitetty talvien 2015–2016 ja 2016–2017 kulutushuippuviikon sähkön tuotanto, kulutus ja hinta.

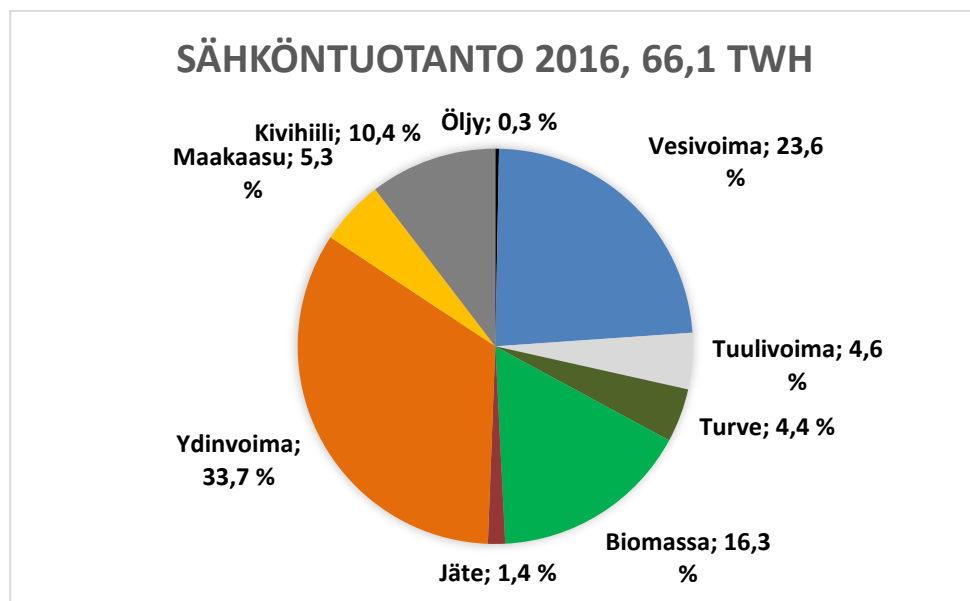


Kuva 8. Sähkönkulutus ja -tuotanto Suomessa sekä Suomen aluehinta Elspot-markkinalla viikoilla 2/2016 ja 1/2017. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla. (lähde: Fingrid Oyj, Nord Pool Spot).

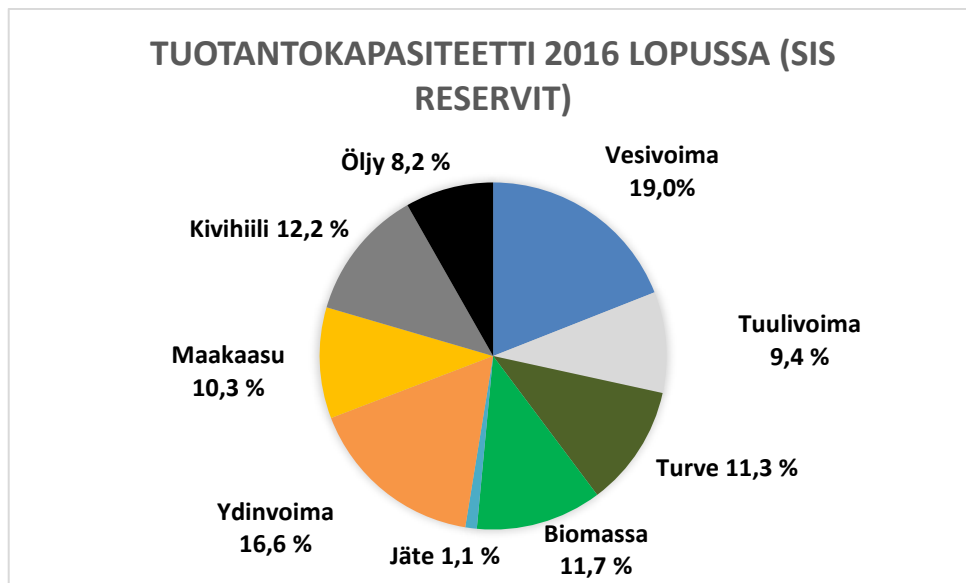


Talvella 2016–2017 yhteenlaskettu kotimainen sähköntuotanto oli korkeimmillaan 9.2.2017 klo 9-10 ollen noin 11 042 MWh/h (edellistalven tuotantohuippu oli 11 456 MWh/h). Energiaviraston arvion mukaan talvikaudella 2016 - 2017 kulutushuipun aikana kotimaista tuotantokapasiteettia olisi laskennallisesti vielä ollut otettavissa tuotantoon yli 1 500 MW (ilman järjestelmäreservejä). Lähihistorian korkein tuotantohuippu on helmikuulta 2007, 12 623 MWh/h.

Kuva 9 esittää vuoden 2016 tuotetun sähkön jakauman polttoaineittain ja kuva 10 sähköntuotantokapasiteettia polttoaineittain. Tuulivoiman osuus tuotantokapasiteetista kasvoi noin 3,2 prosenttiyksikköä verrattuna aiempaan vuoteen, ja sen osuuden odotetaan kasvavan merkittävästi tulevina vuosina.

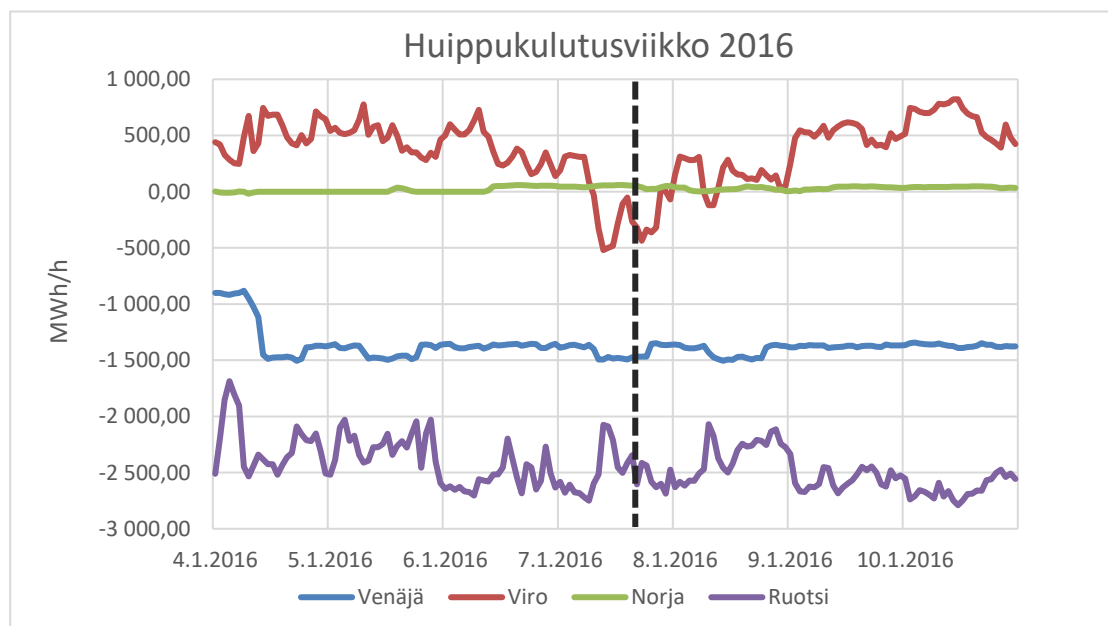


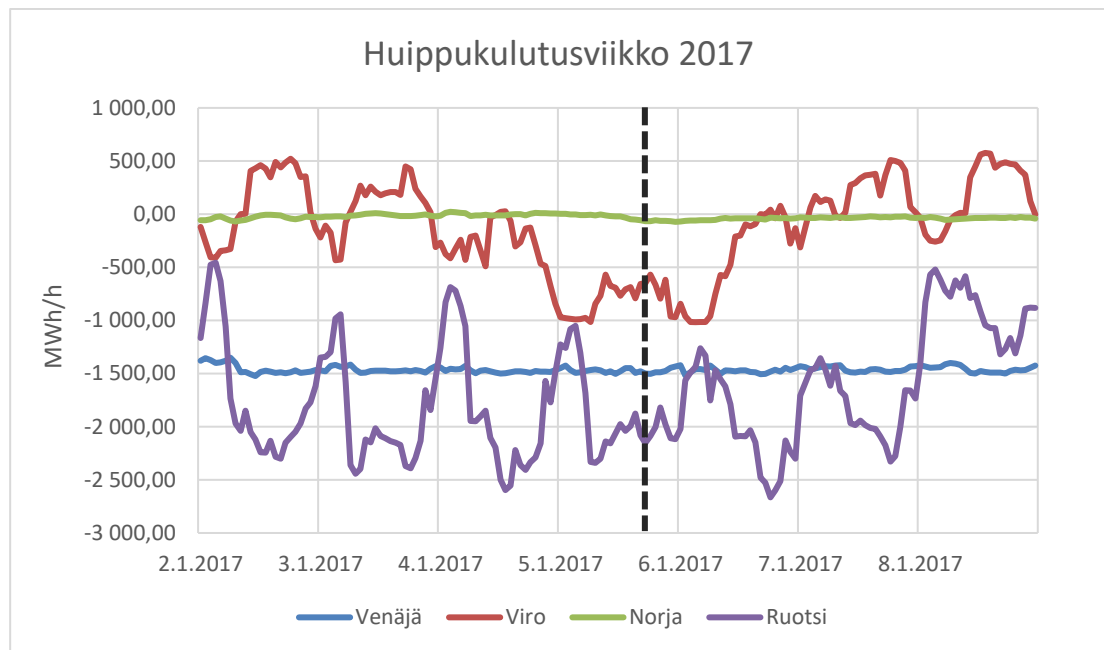
Kuva 9. Sähköntuotanto polttoaineittain vuonna 2016 (TWh) (lähde: Energiateollisuus ry).



Kuva 10. Sähköntuotantokapasiteetti (asennettu nimellisteho, ei sisällä käyttövalmiudesta poistettua kapasiteettia) polttoaineittain vuoden 2016 lopussa (lähde: Energiavirasto)

Rajasiirtoyhteyksien toiminta huippukulutusviikoilla 2016 ja 2017 on esitetty kuvassa 11. Molempien kulutushuippujen aikaan kaikkia siirtoyhteyksiä käytettiin tuontiin (Norjan yhteyttä lukuun ottamatta).





Kuva 11. Mitattu sähkön siirto Suomeen (-) ja suomesta (+) huippukulutusviikoilla 2016 ja 2017. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla (Lähde: Fingrid Oyj).

3.3 Sähkön kysyntä ja tuotantokapasiteetti Suomessa

Energiavirasto ylläpitää tietoja Suomessa sijaitsevista voimalaitoksista. Laitostiedot Energiavirasto saa sähkömarkkinalain mukaisesti voimalaitosten haltijoilta. Tarkemmin tietoa voimalaitosrekisteristä on saatavilla Energiaviraston internet-sivuilta.

Sähkön kulutushuiput ajoittuvat talvikaudelle, kun suuri osa sähköenergiasta kuluu lämmitykseen. Kulutushuipun sähkönkulutus on vahvasti riippuvainen vallitsevasta säästä. Sähköntuotannon todelliset kapasiteetit kulutushuipun aikana on arvioitu aiempien vuosien toteumien mukaisilla kertoimilla, voimalaitosrekisterin tietojen perusteella sekä muiden käytettävissä olleiden selvitysten perusteella. Määrissä huomioidaan tuotantolaitosten todennäköinen käytettävyys. Järjestelmäreservi on jätetty arvion ulkopuolelle.

Tuotantohuiput eivät tyypillisesti tapahdu samalla tunnilla kun kotimainen kulutus on suurimmillaan. Viime vuosina tuotantohuippu on ollut arvioitua kapasiteettia pienempi. Keskeisin syy siihen, miksi kotimainen tuotantohuippu ei yllä kapasiteetin maksimimäärään on tuontisähkön saatavuus. Kulutushuippujen aikana sähköä on ollut mahdollista tuoda 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. Taulukossa 3 on yhteenveto viime vuosien kulutushuipuista, toteutuneesta kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista.

**Taulukko 3. Yhteenveto viime vuosien toteutuneista kulutushuipuista, kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista (Lähde: Fingrid).
 *Koskee 11/2017 mennessä**

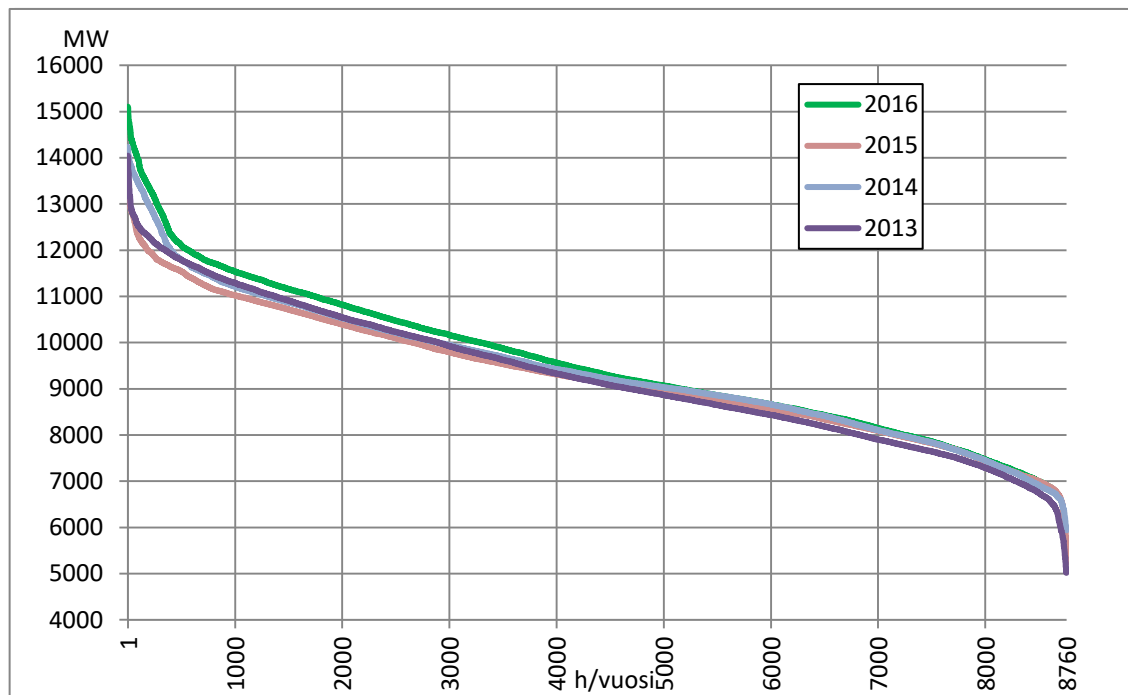
Vuosi	Kulutushuippuvuorokausi	Kulutushuippu MWh/h	Tuotanto kulutushuipputunnilla MWh/h	Vuoden tuotantohuippu MWh/h
2011	18.2.	14 804	12 063	12 261
2012	3.2.	14 304	11 916	11 981
2013	18.1.	14 034	11 843	11 843
2014	24.1.	14 228	11 632	11 722
2015	22.1.	13 494	10 992	11 164
2016	7.1.	15 105	10 874	11 456
2017*	5.1.	14 273	9 963	11 042

3.3.1 Kysyntä

Vuonna 2016 sähkönkulutus Suomessa oli 85,1 TWh, kun se oli 82,5 TWh vuonna 2015. Kokonaiskulutus kasvoi 3,1 prosenttia, mikä osittain johtuu kylmemmästä säästä ja siten suuremmasta lämmitystarpeesta. Lämpötilakorjatun kulutuksen muutos vuosien 2015 ja 2016 välillä oli +1,5 %, mikä voi olla merkki talouden piristymisestä Suomessa.

Työ- ja elinkeinoministeriön julkaiseman Energia- ja ilmastostrategian mukaisten perusskenaarioiden mukaan kulutus vuonna 2020 tulee olemaan noin 88 TWh ja vuonna 2030 noin 92 TWh.

Sähkönkulutuksen kulutushuippu on arvio siitä, mikä on sähkönkulutuksen määrä koko talvikauden suurimman kulutustunnin aikana. On keskeistä ymmärtää, että tämä kulutushuippu on koko talvikauden aikana hetkellisesti tarvittava maksimiteho. Vuoden aikana vallitsevat tyypilliset tehontarpeet ovat maksimiarvoa huomattavasti alempana. Suomen sähköntuotannon pysyvyyskäyrä esittää, kuinka monta tuntia vuodessa tietty tehomäärä Suomessa vaaditaan. Kuvassa 12 on esitetty tehon pysyvyyskäyrä vuosilta 2013–2016.



Kuva 12. Tehon pysyvyyskäyrä Suomessa 2013 – 2016

Talvikauden 2017–2018 kulutushuipun arvioksi arvioidaan kylmänä talvena noin 15 200 MW. Arvio perustuu edellisvuosien huippukulutuksiin, niiden aikana vallinneisiin lämpötiloihin ja sähkönkulutuksessa ja kulutuskapasiteetissa tapahtuneisiin muutoksiin edellisvuosiin verrattuna. Arviota tarkastellessa on tärkeää ymmärtää, että kulutushuippu on vahvasti riippuvainen talvikauden pakkasjaksojen lämpötilasta, sekä niiden pituudesta. Todellinen kulutushuippu saattaa siis jäädä huomattavasti tämän laskennallisen arvon alapuolelle.

3.3.2 Sähköntuotantokapasiteetti Suomessa

Energiavirasto ylläpitää voimalaitosrekisterin tietoja voimalaitosten haltijoiden ilmoitusten perusteella. Virasto saa tietoja uusista voimalaitoshankkeista myös uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmään liittyvien ennakoilmoitusten muodossa.

Vuonna 2016 Suomessa otettiin käyttöön tuulivoimaloita yhteisteholtaan noin 550 MW, ja vuoden lopussa asennettu kapasiteetti oli noin 1 600 MW. Verkkoon liitetty aurinkosähkökapasiteetti kolminkertaistui vuoden 2016 aikana, ja se oli noin 27 MW vuoden lopussa. Muuten sähköntuotantokapasiteettiin tehtiin muutamia yksittäisiä investointeja vuoden 2016 aikana, mutta ne eivät vaikuttaneet merkittävästi kokonaiskapasiteettiin.

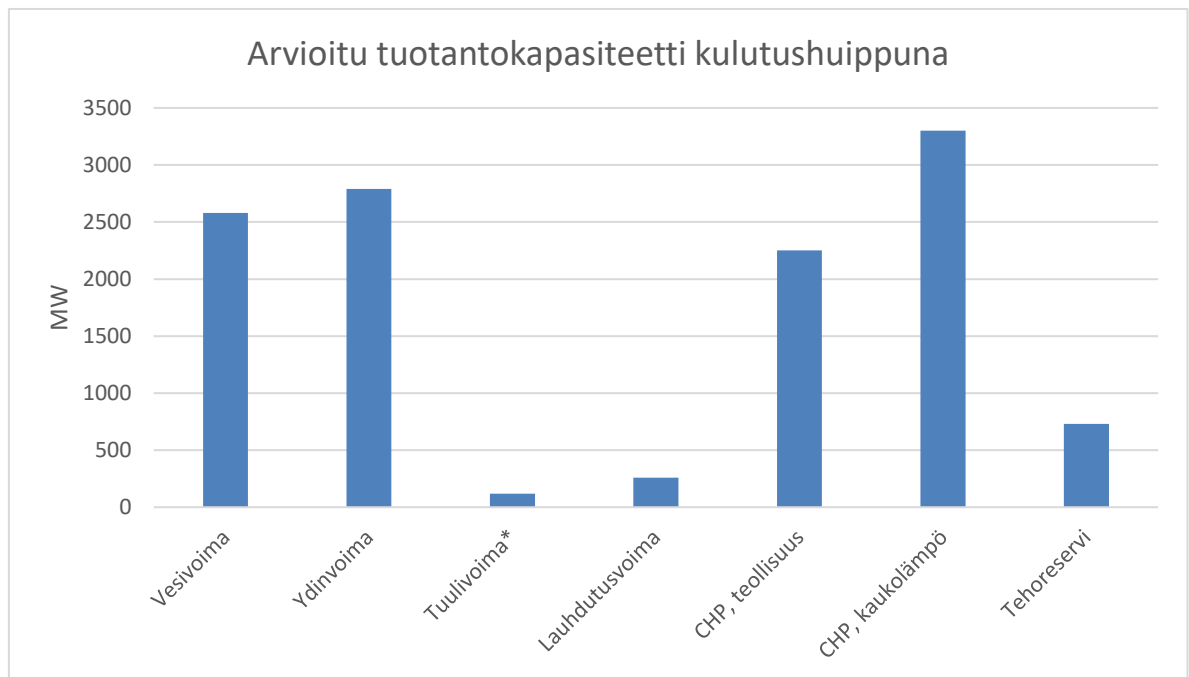
Vuoden 2017 lopulla tuulivoiman tuotantokapasiteetti on kasvanut noin 1900 MW:iin. Vuoden 2017 aikana suurimmat valmistuneet investoinnit, jotka vaikuttavat sähköntuotantoon ovat Äänekoski (teollisuus CHP) ja Naantali 4 (kaukolämpö CHP). Toisaalta markkinoilta on poistunut Naantali 1 ja Meri-Porin (Fortumin osuus) voimalaitokset. Tehoreservin määrä on kasvanut 299 MW:sta 729 MW:iin ja markkinoilla oleva kapasiteetti on kokonaisuutena edellistalven 2016–2017 tasolla.

Suurin osa Suomen lauhdesähköntuotantolaitoksista on suljettu. Alhaisen sähkön hinnan ja heikon kannattavuuden vuoksi myös moni yhdistetyn sähkön ja lämmön (CHP) tuottaja harkitsee sähköliiketoiminnasta luopumista ja investoimista jatkossa vain lämmön tuotantoon. Sähköntuotantokapasiteetin riittävyys onkin haaste tulevaisuudessa, kun perinteinen sähköntuotantokapasiteetti vähenee ja tilalle tulee vaihtelevaa uusiutuvan energian tuotantoa.

Asennettu tuotantokapasiteetti on määritetty laskemalla yhteen kaikkien Energiavirastolle ilmoitettujen voimalaitosten koneistojen tehot. Voimalaitoksissa varalla olevia koneistoja ei ole laskettu mukaan. Maksimaalinen sähköteho on saatu laskemalla yhteen kaikkien vähintään 1 MVA:n tehoisten voimalaitosten ilmoitetut maksiminettotehot huippukuormituskaudella. 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 sähkötehojen, toteutuneiden tuotantotietojen ja käytettävissä olevien tutkimusten Energiavirasto on arvioinut kotimaisen tuotantokapasiteetin talvikaudella käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin määrä kulutushuipun aikana. Energiavirasto on arvioinut talvikaudella 2017–2018 kulutushuipun aikana käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin olevan noin 12 000 MW. Kapasiteettitiedot on esitetty taulukossa 4. Arvioitu kapasiteetti tuotantomuodoittain on esitetty kuvassa 13. Tuotantomuodot on jaoteltu laitoksittain, jolloin esimerkiksi kaukolämpölaitoksessa oleva lauhdetuotanto on jaoteltu kaukolämmön tuotantoon.

Taulukko 4. Yhteenvedo voimalaitosten haltijoiden ilmoittamista kapasiteettitiedoista (arvioitu tilanne talvikaudella 2017–2018). (lähde: Energiavirasto, Fingrid)

Sähköntuotantokapasiteetti Talvikaudella 2017-2018	MW
Asennettu tuotantokapasiteetti (netto)	18 100
Maksimisähköteho (netto)	17 500
Käyttövalmiudesta poistettu kapasiteetti	-1400
Järjestelmäreservit yhteensä	-1400
Arvioitu ei käytettävissä oleva kapasiteetti huippukulutushetkellä	-2700
Arvioitu käytettävissä oleva tuntiteho kulutushuipun aikana (sis tehoreservin)	12 000



Kuva 13. Arvioitu käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti kulutushuippuna talvikaudella 2017–2018 tuotantomuodoittain. * Tuulivoima 6% nimellistehosta

Tässä toimitusvarmuusraportissa on tarkasteltu hyvin pitkälti toimitusvarmuutta huippukulutusaikaan talvikaudella, jolloin muun muassa tehoreservi on käytettävissä. Lauhdelaitosten poistuessa markkinoilta ja tuulivoiman lisääntyessä sähköjärjestelmän taajuuden ylläpito on aiempaa haastavampaa. Tämän vuoksi tuotannon riittävyys voi olla uhattuna myös talvikauden ulkopuolella.

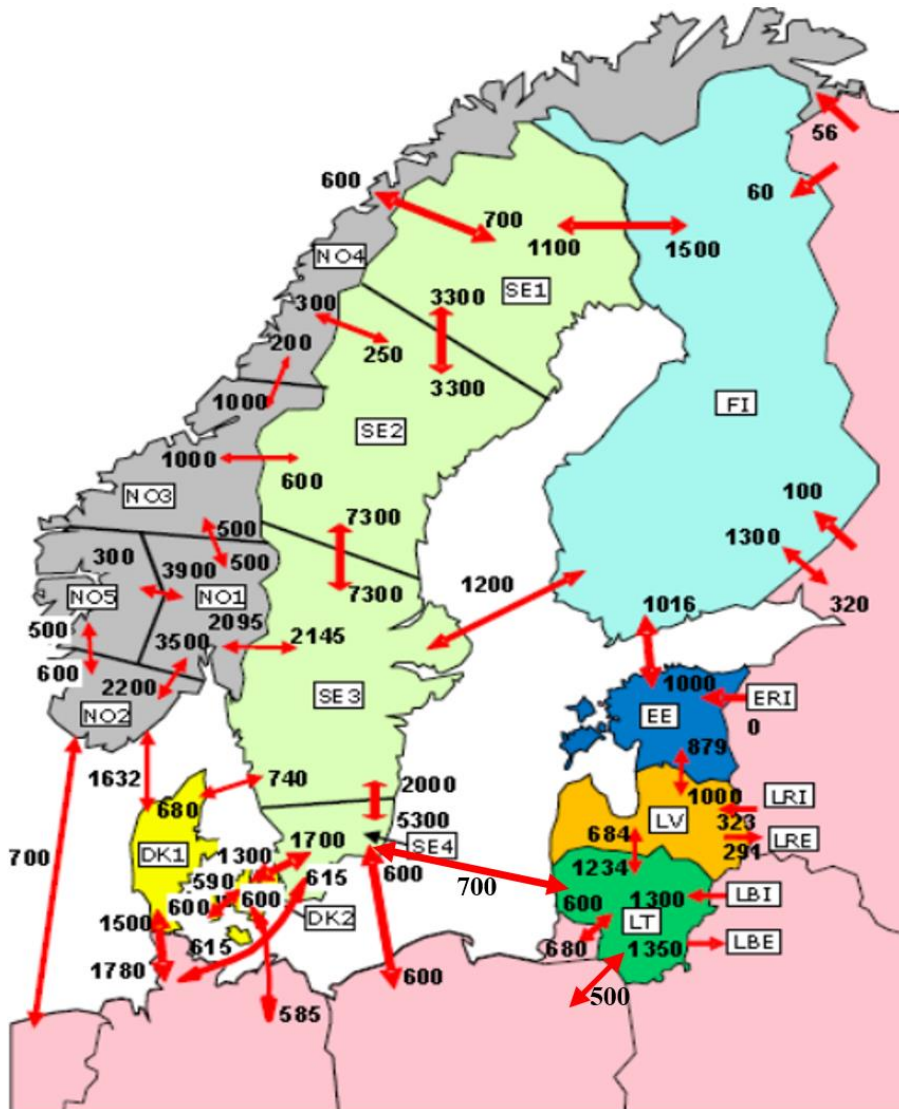
3.4 Sähkön siirtoyhteydet

Huippukulutuksen aikana Suomen oma energiantuotanto 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 tuontikapasiteettia 1500 MW ja Keski-Ruotsista 1200 MW. Venäjältä kokonaistuontikapasiteettia on 1500 MW, josta 1300 MW on kaupallisessa käytössä. Virosta tuontikapasiteettia on noin 1020 MW. Lisäksi Ahvenanmaan ja Manner-Suomen välillä on 100 MW kaapeli, joka toimii varayhteytenä poikkeustilanteissa.

Siirtokapasiteettin häiriökeskeytyksistä aiheutunut haitta vuonna 2016 oli noin 3,1 miljoonaa euroa (3,5 miljoonaa euroa vuonna 2015).

Olkiluoto 3 tuotannon alkaessa Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä siirtoyhteyttä joudutaan rajoittamaan 300 MW. Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä yhteyttä on suunniteltu vahvistettavaksi vuonna 2025 valmistuvalla 800 MW vaihtosähköyhteydellä Pohjois-Suomen ja -Ruotsin välillä. Lisäksi Fennoskan 1 -merikaapeli korvataan mahdollisesti uudella 800 MW yhteydellä viimeistään 2030 mennessä. Korvaava merikaapeli kulki Vaasan ja Uumajan välillä.

Pohjoismaissa olevat hinta-alueiden väliset siirtoyhteydet on esitetty kuvassa 15³.



Kuva 15. Hinta-alueiden väliset siirtokapasiteetit pohjoismaissa.

3.5 Tehoreservi

Tehoreservijärjestelmä on järjestelmä, jonka tarkoituksena on turvata sähköjärjestelmän toiminta tehovajeen aikana, kun sähkökauppa ei pysty vastaamaan tehontarpeeseen. Tehoreserviä voidaan käyttää myös järjestelmänhallintaan. Se koostuu käyttövalmiudessa olevasta voimalaitosreservistä tai kulutusjoustosopimuksista sellaisten toimijoiden

³ Mukailtu lähteestä: Entso-E Regional Investment Plan 2015 Baltic Sea Region. <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20BS%20-%20Final.pdf>

kanssa, jotka voivat tarvittaessa vähentää tehontarvettaan. Tehoreservijärjestelmä perustuu ns. tehoreservilakiin (117/2011). Tehoreservejä ei käynnistetty talvikaudella 2016–2017, eikä myöskään edellisenä talvena.

Energiavirasto määrittä Suomessa tarvittavan tehoreservin määrän syksyllä 2016. Tehoreservin määrän määrittämiseksi virasto toteutti selvityksen tarvittavasta tehoreservin tarpeesta⁴. Tehoreservin hankinta toteutettiin alkuvuonna 2017. Huomioiden tehoreservin kustannustason ja arvioidut lähivuosien tarpeet, virasto päätyi 729 MW:n tehoreserviin jaksolle 1.7.2017–30.6.2020. Tehoreservi sisältää 22 MW kulutusjoustoja. Aikavälillä heinäkuu 2015–kesäkuu 2017 tehoreservin määrä oli 299 MW.

Tehoreservin käytösääntöjä muutettiin syksyllä 2016 siten, että voimalaitokset aktivoituvat sähköpörssissä vuorokausimarkkinan kattohinnalla (aiemmin korkein markkinaehtoinen tarjous).

Tehoreservin kilpailutus toteutettiin määräpäätöksen antamisen jälkeen vuoden vaihteessa 2016–2017. Voimalaitosreserveistä jätettiin yhteensä tarjouksia 16 voimalaitoksesta sekä kahdesta kulutusjoustoan kykenevästä kohteesta, joista valittiin kokonaistaloudellisin kriteerein neljä edullisinta voimalaitosta ja kaksi kulutusjoustoan kykenevää kohdetta, joilla saavutettiin asetettu tavoitemäärä riittävällä tarkkuudella. Tehoreservi-voimalaitoksiksi 1.7.2017 alkaneelle kolmen vuoden pituiselle kaudelle valittiin Naantali 1 (kivihiili, Turun Seudun Energiantuotanto Oy) Naistenlahti 1 (maakaasu, Tampereen Energiantuotanto Oy), Meri-Pori (kivihiili, Fortum Power and Heat oy:n osuus) ja Haapavesi (raskas polttoöljy, Kanteleen Voima Oy). Kulutusjoustoksi valittiin Suomenojan lämpöpumppu (Fortum Power and Heat Oy) sekä Katri Valan lämpöpumppulaitos (Helen Oy). Laitokset muodostavat yhteensä 729 MW:n tehoreservin.

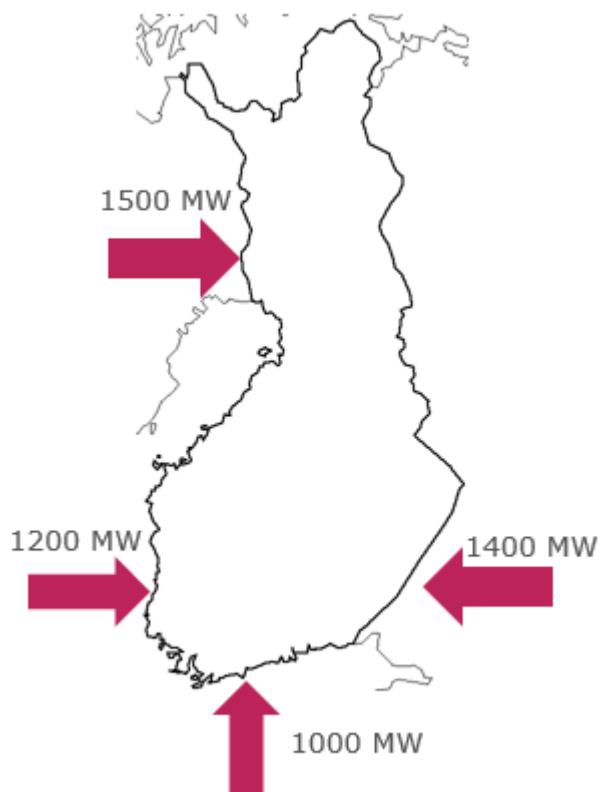
Tehoreservilaitokset ovat talvikaudella 1.12.–28.2. välisellä ajanjaksolla 12 tunnin käynnistysvalmiudessa Elspot-markkinapaikalla ja ne aktivoidaan, mikäli markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan kysyntää. Kulutusjoustokohde on tarjottu säätösähkömarkkinoille. Muuna aikana voimalaitokset ovat yhden 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. Tulevina talvikausina tehoreservin tarpeen todennäköisyys on kuitenkin kasvanut aiempaan nähden.

⁴ http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/EV_Tehoreservin+m%C3%A4%C3%A4r%C3%A4%202017-2022_Loppuraportti.pdf/8eca5950-0b8f-429e-a27e-23f77cae5da4

3.6 Suomen tehotase

Talvella 2017 - 2018 sähkönkulutuksen kulutushuipun Suomessa arvioidaan olevan noin 15 200 MW. Mikäli sähköä tuotaisiin kulutushuipun aikana naapurimaista Suomeen nykyisen tuontikapasiteetin maksimiteholla (noin 5 100 MW), kotimaisen tuotannon tulisi olla vähintään noin 10 100 MW. Määrä on noin 89 % arvioidusta kotimaisesta kulutushuipun aikana käytettävissä olevasta markkinaehtoisesta tuotantokapasiteetista (11 300 MW). Vastaavasti tilanteessa, jossa kulutushuipun aikainen kotimainen markkinaehtoinen tuotantokapasiteetti olisi kaikki tuotannossa, sähkön tuontia tarvittaisiin noin 3 900 MW. Määrä on noin 75 % ensi talvena käytettävissä olevasta tuontikapasiteetista.

On keskeistä ymmärtää, että Suomen sähkön tuotantokapasiteetti riittää koko maan tarpeeseen valtaosan vuodesta, ja varsinaista tehovajetta Suomen omassa tuotantokapasiteetissa esiintyy lähinnä talvikauden aikana. Rajasiirtoa käytetään jatkuvasti vuoden ympäri, sähkö tuotetaan siellä missä se on edullisinta fyysiset rajoitteet huomioiden. Syy sähkön tuontiin on pääasiassa markkinaehtoinen sähkön hankinta.



Kylmä talvipäivä (kerran 10 vuodessa):

Tuotantokapasiteetti (markkinaehtoinen)	11 300 MW
Tehoreservi	729 MW
Kulutus	15 200 MW
Suomen tehotase ilman tuontia	- 3 170 MW
Tuontikapasiteetti muista maista	5 100 MW

Kuva 16. Suomen tehotase talvikaudella 2017 - 2018

4 UUDET JA SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET

4.1 Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa

Sähkömarkkina-asetuksen perusteella sähköntuottajien on ilmoitettava Energiavirastolle uusista voimalaitosinvestoinneista, vanhojen poistamisesta sekä tehonmuutoksista niiden laitosten osalta, joiden sähköteho on vähintään 1 MVA. Taulukossa 8 on esitetty rakenteilla olevien tai päätettyjen rakennushankkeiden sähköntuotantokapasiteetti tai sähköntuotantokapasiteetin muutos tuotantomuodoittain. Myös poistuva kapasiteetti on ilmoitettu taulukossa. Taulukon tiedoissa ovat mukana hankkeet, joista on marraskuuhun 2017 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 8 tiedot voivat sisältää epätarkkuuksia tehon, vuosiluvun ja toteutumisen suhteen.

Lähivuosien suurin muutos tuotantokapasiteetissa tapahtuu Suomen viidennen ydinvoimayksikön, Olkiluoto 3:n valmistuessa. Teollisuuden Voima Oyj:n nykyisen arvion⁵ mukaan Olkiluoto 3 laitousyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa toukokuussa 2019. Kesällä 2015 eduskunta hyväksyi Fennovoima Oy:n rakentamislupahakemuksen. Fennovoiman on tarkoitus valmistua Pyhäjoelle vuonna 2024 ja sen sähköteho tulee olemaan 1 200 MW.

On syytä huomata, että Energiavirastolle ilmoitettujen hankkeiden lisäksi saattaa olla hankkeita jotka valmistuvat 2018 – 2020, mutta niistä ei ole vielä ilmoitettu virastolle. Vastaavasti joitain voimalaitoksia voi poistua käyttövalmiudesta lähivuosina. Taulukossa on esitetty tiedossa oleva muutos sähköntuotantokapasiteetissa.

Taulukko 8. Sähköntuotantokapasiteetin muutokset huippukuormituskaudella (käytettävyys 100 %) Suomessa vuosina 2017 - 2019 (Energiavirastolle toistaiseksi ilmoitetut hankkeet sekä käytöstä poistuvat laitokset) lähde: Energiavirasto

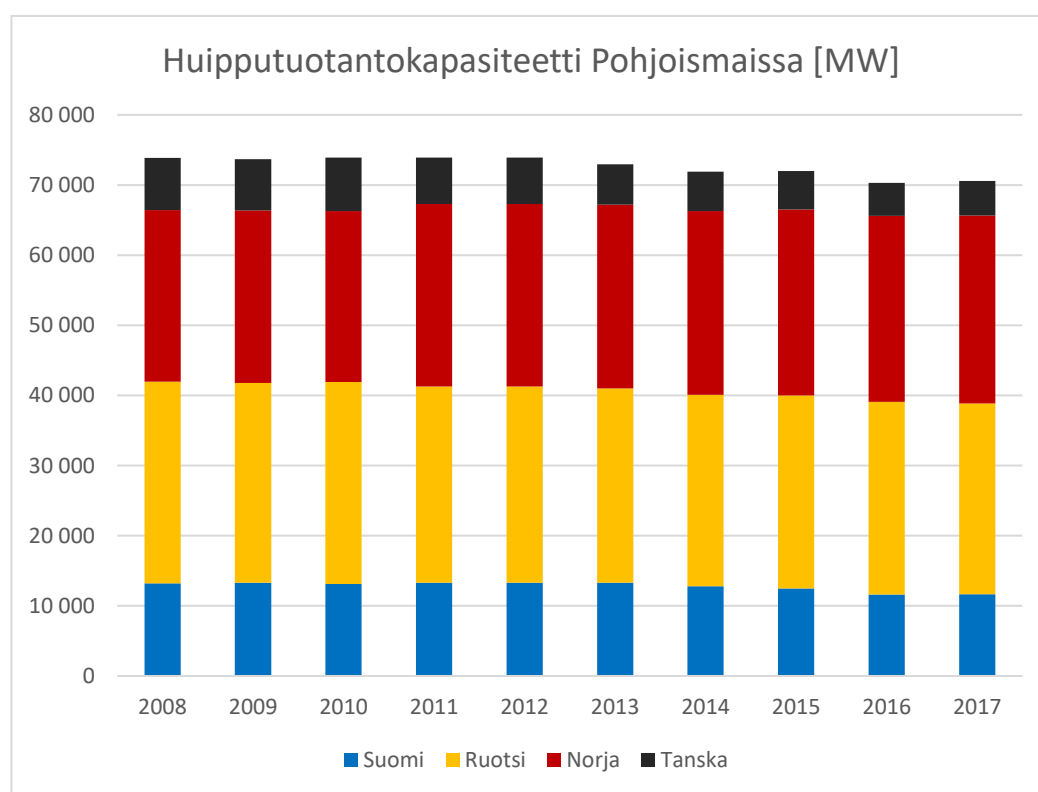
	Sähköntuotantokapasiteetin muutokset (MW)					
	Vesivoima	Yhteistuotanto		Ydinvoima	Tuuli-voima	Lauhdelaistokset
		Kauko-lämpö	Teollisuus			
2017	42	145	230	13	400	
2018	4			6	60	
2019	3			1600		

⁵ <http://www.power-technology.com/news/newscommissioning-of-finlands-olkiluoto-3-nuclear-reactor-delayed-until-may-2019-5944975>

4.2 Sähköntuotantokapasiteetti ja sen kehitys Pohjoismaissa ja Baltiassa⁶⁷

Pohjoismaisella tasolla sähkötehoa on ollut saatavilla runsaasti viime vuosina. Talven 2016–2017 tehon riittävyys haastavan talven olosuhteissa Pohjoismaissa on arvioitu taulukon 9 mukaisesti⁸, tehotase ei sisällä järjestelmäreservejä. On tärkeä huomata, että normaaleissa olosuhteissa tehotase on esitettyä parempi ja Suomi on ainoa maa, joka tällöinkin on riippuvainen tuonnista. Pohjoismaiden maksimikulutukseksi on arvioitu 72 130 MW. Tämä on 98% maiden huippukulutusten summasta. Maiden välisissä laskentatavoissa eri tuotantotapojen käytettävyyden suhteen on eroja, esimerkiksi tuulivoimalle lasketaan Suomessa 6 %, Ruotsissa 11 %, Norjassa 5 % ja Tanskassa 3 %.

Kuvassa 17 on esitetty Pohjoismaiden sähkön huipputuotantokapasiteetti vuosina 2008–2017. Kokonaistuotantokapasiteetin pienenemiseen vaikuttaa mm. kannattamattomien voimalaitosten sulkeminen. Samaan aikaan toisaalta tuulivoima on kuusinker- taistunut Ruotsissa ja kasvanut merkittävästi myös Tanskassa.



Kuva 17. Huipputuotantokapasiteetti Pohjoismaissa 2008–2017

Vuonna 2016 Viron sähköntuotanto oli 10,3 TWh kulutuksen ollessa 8,1 TWh. Vuonna 2016 Viron huippukulutus oli noin 1500 MW, kun taas huipputuotanto oli 2281 MW,

⁶ <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/ALL1/Hourly/?view=table>

⁷ <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>

⁸ https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Nordic/Nordic_Winter_Power_Balance_2016-2017.pdf

joka on Viron kaikkien aikojen tuotantoennätys⁹. Asennettua sähköntuotantokapasiteettia on Virossa yhteensä noin 2700 MW. Huippukulutuskaudella asennettu kapasiteetti ei kuitenkaan ole kokonaan käytettävissä.

Latvian sähköntuotanto oli 6,2 TWh vuonna 2016, jolloin kulutus oli 7,2 TWh. Latviassa sähkönkulutuksen maksimiarvo vuonna 2016 oli 1300 MW. Huipputuotanto oli 2000 MW¹⁰. Asennettua sähköntuotantokapasiteettia Latviassa on yhteensä noin 2800 MW.

Liettuaassa sähköntuotanto vuonna 2016 oli 2,7 TWh, kun taas sähkön kulutus oli 10,1 TWh. Huippukulutus vuonna 2016 oli n. 1800 MW, kun taas huipputuotanto oli n. 1100 MW¹¹. Liettuaassa asennettua sähköntuotantokapasiteettia on yhteensä noin 3600 MW.

Fossiilisilla polttoaineilla on merkittävä osuus Baltian sähköntuotannossa, lähes 60 %.¹² Tämä on huomioitava arvioitaessa Baltian tehotaseen kehitystä tulevaisuudessa.

4.3 Rajasiirtokapasiteetin kehitys

Suomella on vahvat rajasiirtoyhteydet muihin pohjoismaihin ja maiden välinen sähkökauppa on päivittäistä. Yhteyksiä kehitetään jatkuvasti siirtorajoitusten pienentämiseksi ja kehitys pelkistä pohjoismaisista markkinoista etenee kohti Itämeren alueen yhteisiä markkinoita. Keskeisin uusi rajasiirtoyhteyshanke on Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välille suunniteltu kolmas vaihtosähköyhteys, jonka tavoiteaikatauluna on 2025. Tämän yhteyden arvioitu kaupallisen siirtokapasiteetin lisäys tulisi olemaan noin 800 megawattia. Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska Kraftnät on priorisoinut Ruotsin sisäisiä voimajohtohankkeita kolmannen vaihtosähköyhteyden edelle, minkä johdosta hanke on viivästynyt alun perin suunnitellusta aikataulusta.¹³

Fennoskan 1 tasasähköyhteys on tavoitteena uusia vuoden 2030 paikkeilla. Kapasiteetti olisi 800 MW, joten se olisi nykyiseen yhteyteen nähden noin 300 MW suurempi¹⁴.

4.3.1 Rajasiirtoyhteyksien kehitys Pohjoismaiden ulkorajoilla¹⁵

Suomen rajoille ei ole lähivuosina tulossa muutoksia sähkönsiirtokapasiteetin osalta, mutta muiden pohjoismaiden (tässä: Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska) rajoilla kapasiteettia rakennetaan lisää. Tämänhetkinen tilanne on esitetty kuvassa 15.

⁹ <https://elering.ee/en/electricity-consumption-and-production>

¹⁰ http://www.ast.lv/eng/power_system/archive/demand__net_exchange_and_production/

¹¹ <http://www.litgrid.eu/index.php/dashboard/630>

¹² <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Semi-naarit/K%C3%A4ytt%C3%B6varmuusp%C3%A4iv%C3%A4/2013/EstLink%20%20changes%20the%20Estonian%20Power%20System.pdf>

¹³ <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kehitt%C3%A4missuunnitelma/Fingrid%20kantaverkon%20kehitt%C3%A4missuunnitelma%203%207%202015.pdf>

¹⁴ <https://consultations.entsoe.eu/system-development/have-your-say-to-the-tyndp-2016-candidate-projects>

¹⁵ <http://tyndp.entsoe.eu/>



Baltian osalta vuoden 2015 lopussa valmistui 500 MW Lit-Pol siirtoyhteys Liettuan ja Puolan välille¹⁶. Lisäksi mahdollisesti vuonna 2020 Latvian ja Viron välinen yhteys vahvistuu 600 MW:lla¹⁷.

Lähivuosina kapasiteetti tulee kasvamaan merkittävästi. Seuraavassa listauksessa on listattu sekä varmistuneita että **mahdollisia** rajat ylittäviä sähkönsiirtoprojekteja.

- **2019** Krieger's Flak Off-shore tuulivoimapuisto valmistuu suunnitelman mukaan Tanskan, Saksan ja Ruotsin väliselle merialueelle lisäten samalla Tanskan ja Saksan välistä sähkönsiirtoa 400 MW¹⁸.
- **2019** Tanskan ja Hollannin välinen COBRACable (700 MW) on tarkoitus rakentaa vuosina 2017-2018, siten että se on käytössä vuonna 2019¹⁹.
- **2020** lopulla valmistuu suunnitelman mukaan uudistus Saksan Audorfin ja Tanskan Kassön välisessä yhteydessä, joka on nyt 1500/1780 MW. 220 kV linja korvataan 400 kV:n linjalla, nostaen kapasiteetin (Kassö-Audorf) 2500 MW:iin²⁰.
- **2020** alussa on tarkoitus ottaa kaupalliseen käyttöön Norjan ja Saksan välisen NordLink-kaapeli. Sen rakentamisesta päätettiin vuoden 2015 alussa. Kaapeli on tarkoitus tulla kaupalliseen käyttöön vuonna 2020 ja se lisää Norjan ja Saksan välistä rajasiirtokapasiteettia 1400 MW²¹.
- **2021** on tarkoitus valmistua North Sea Link-kaapeli. Norjan ja Britannian välille rakennettavasta NSL-kaapelista (1400 MW) tehtiin investointipäätös vuonna 2015²². Kaapeli tulee kulkemaan Länsi-Norjasta Itä-Englantiin.
- **2022** on käyttöön otettavaksi suunnitteilla NorthConnect merikaapeliyhteys Norjan ja Skotlannin välille. Siirtokapasiteetti olisi 1400 MW. Investoinnin myötä Norjan vesivoimaa voitaisiin hyvänä vesivuonna hyödyntää Britanniassa, ja toisaalta huonona vesivuonna kaapeli lisäisi Norjan toimitusvarmuutta²³.
- **2022** valmistumaan on suunniteltu Saksan ja Tanskan välille uusi Endrup - Niebüll 380 kV linja lisäisi maiden välistä kapasiteettia 500 MW.
- **2022** loppuun mennessä on tavoitteena ottaa käyttöön Viking Link Tanskan ja Britannian välille. Merikaapeli kasvattaisi maiden välistä siirtokapasiteettia 1400 MW.

¹⁶ <http://www.litpol-link.com/>

¹⁷ <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

¹⁸ <https://consultations.entsoe.eu/system-development/have-your-say-to-the-tyndp-2016-candidate-projects>

¹⁹ <http://www.energinet.dk/EN/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Kabel-til-Holland-COBRA/Sider/Kabel-til-Holland-COBRA.aspx>

²⁰ <http://www.kassoe-audorf.eu/>

²¹ <http://www.statnett.no/en/Projects/NORDLINK/>

²² <http://northsealink.com/>

²³ <http://northconnect.no/project>



- **2023** valmistumaan on suunnitteilla 600 MW merikaapeliyhteys Norjan ja Shetlannin välille. Maali-merikaapelin kautta Norjalla olisi Shetlannin kautta yhteys Iso-Britanniaan²⁴.
- **2025** suunnitteilla on Ruotsin ja Saksan välille HansaPowerBridge 1, joka mahdollisesti valmistuu vuonna 2025, kasvattaen Saksan ja Ruotsin välistä siirtoyhteyttä 700 MW²⁵. Tähän lisättäisiin mahdollisesti Hansa PowerBridge 2 vuonna 2030.
- **>2030** on alustavasti suunniteltu uutta 600 MW Kontek-3 yhteyttä Tanskan ja Saksan välille sekä 600 MW yhteyttä Tanskan ja Puolan välille. Myös Tanskan ja Hollannin välille on suunniteltu Cobra 2 -yhteyttä, jonka kapasiteetti olisi 700 MW.

Vuoteen 2025 mennessä siirtokapasiteetti Pohjoismaista ja Pohjoismaihin voisi olla edellä mainittujen projektien toteutuessa lähes 15 GW, joka on yli kaksi kertaa nykyinen kapasiteetti.

²⁴ <https://www.elpower.com/sites/www.elpower.com/files/Maali%20Information%20Sheet%20-%20Spring%202017.pdf>

²⁵ <http://mb.cision.com/Public/1029/9862524/89bda1ef16656091.pdf>