



energiavirasto  
energimyndigheten

# Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2020-2022

1.7.2019



## Sisälllys

1 Johdanto.....	3
2 Menetelmä ja oletukset.....	4
2.1 Monte Carlo -simulaatio.....	4
2.2 COPT-menetelmä .....	4
2.3 Käytetyt lähtöoletukset .....	5
2.3.1 Ydinvoima ja lauhdevoima.....	7
2.3.2 Kaukolämpöä tuottavat CHP-laitokset .....	7
2.3.3 Teollisuuden CHP-laitokset .....	8
2.3.4 Vesivoima .....	8
2.3.5 Tuulivoima .....	9
2.3.6 Rajasiirtoyhteydet.....	9
2.3.7 Kulutusjousto .....	10
2.3.8 Kulutus.....	10
3 LOLE:n arvo eri skenaarioissa .....	12
3.1 Olkiluoto 3 ei ole käytössä .....	12
3.2 Olkiluoto 3 on käytössä .....	14
4 Tuotavissa oleva sähkö naapurimaista .....	16
4.1 Ruotsin ylijäämä.....	19
4.2 Fennoskan-mallinnuksen tulokset .....	22
5 Tehoreservin hankintakustannukset verrattuna haittakustannuksiin.....	28
5.1 Tuontisähköä rajoittavat vain siirtoyhteyksien odottamattomat vikaantumiset.	28
5.2 Tuotavissa olevaa sähköä Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu .....	29
5.3 Olkiluoto 3:n vaikutus .....	33
6 Pohdinta .....	35

Liite 1 LOLE ja ENS Entso-E:n Mid Term Adequacy Forecast 2018 -raportin mukaan

## 1 Johdanto

Tehoreservijärjestelmä on ollut Suomessa käytössä vuodesta 2007 lähtien. Järjestelmän tavoitteena pyrkiä varmistamaan sähköntuotannon ja -kulutuksen tasapaino Suomen sähköjärjestelmässä.

Järjestelmä perustuu tehoreservilakiin (117/2011, Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä). Energiaviraston tehtävänä on määrittää tarvittavan tehoreservin määrä vähintään neljän vuoden välein.

Tarvittavan tehoreservin määrän mitoituksessa keskeisiä suureita ovat tehovajeen odotusarvo (LOLE - Loss of Load Expectation) ja energiavajeen odotusarvo (ENS - Energy Not Supplied). LOLE kertoo, kuinka monta tuntia vuodessa sähkön tuotannon ja tuonnin ei odoteta riittävän kattamaan sähkön kulutusta. LOLE ei kuitenkaan kerro tehovajeen syvyyttä, ja pieni tehovaje voikin olla hallittavissa kantaverkkoyhtiön toimenpiteillä. ENS taas kertoo kuinka paljon sähköä jää toimittamatta tehovajetunteina. Usein optimaalisin tehoreservikapasiteetti löydetään, kun verrataan tehoreservin hankintakustannuksia toimittamatta jääneen sähkön arvoon.

Pohjimmiltaan tehoreservin mitoituksessa on kyse toimitusvarmuuden parantamisesta mahdollisimman kustannustehokkaasti. Usein lopullinen päätös hankittavasta kapasiteetista voidaan tehdä vasta tarjousten saamisen jälkeen.

Tässä selvityksessä on analysoitu tarvittavan tehoreservin määrään vaikuttavia tekijöitä sekä tehoreservin tarvetta vuosina 2020 – 2022. Energiavirasto vahvistaa tehoreservin määrän erillisellä päätöksellä.

Energiavirasto on laatinut tämän selvityksen virkatyönä.



## 2 Menetelmä ja oletukset

Tässä selvityksessä LOLE:lle ja ENS:lle lasketaan arvoja eri skenaarioilla hyödyntäen kahta erilaista menetelmää: COPT-laskentaa (Capacity Outage Propability Table) ja Monte Carlo simulaatiota. Molemmissa menetelmissä käytetyt lähtöoletukset ovat samat. Käytetyt lähtöoletukset on esitetty kappaleessa 2.3.

### 2.1 Monte Carlo -simulaatio

Monte Carlo -simulaatio on käytetyistä menetelmistä yksinkertaisempi. Menetelmässä käytännössä arvotaan vikaantumistodennäköisyyksien perusteella, toimiiko yksittäinen voimalaitos tai siirtoyhteys tietyllä hetkellä vai ei. Vertaamalla käytettävissä olevaa tuotanto- ja siirtokapasiteettia kulutukseen, saadaan laskettua LOLE ja ENS. Tässä selvityksessä simulaatio toistetaan tuhat kertaa, ja lopputulos muodostuu näiden simulaatioiden keskiarvosta.

### 2.2 COPT-menetelmä

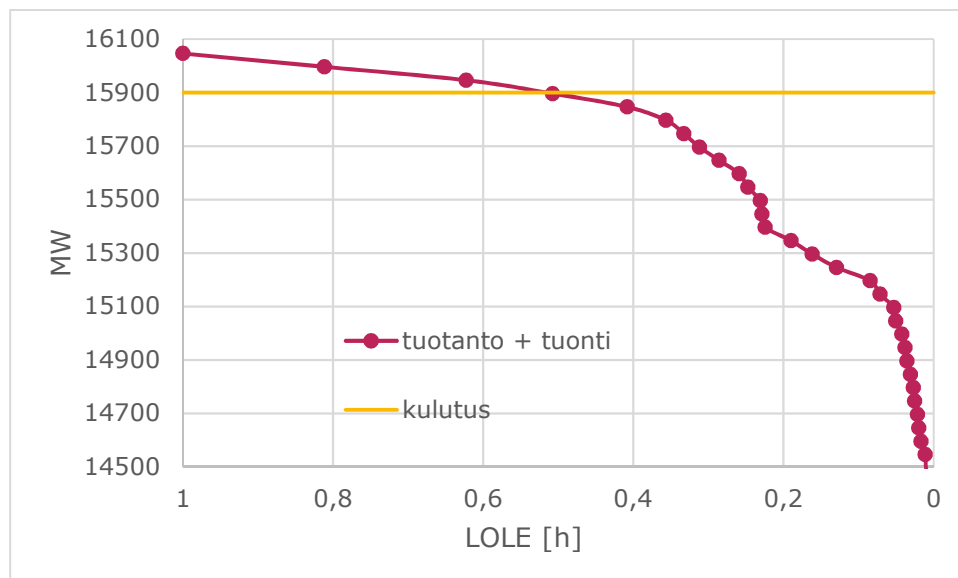
COPT-menetelmässä vuoden jokaiselle tunnille lasketaan todennäköisyys sille, että sähkön tuotanto ja tuonti eivät riitä kattamaan kulutusta. Kun vuoden tunnit lasketaan yhteen, saadaan LOLE yksikössä h/vuosi. Erona Monte Carlo -simulaatioon on se, että LOLE:a kertyy myös tunneilta, jotka eivät ole odotusarvoisesti alijäämäisiä. LOLE:a kertyy vuoden jokaiselta tunnilta, vaikkakin pienimmät todennäköisyydet ovat lähellä nollaa.

COPT-menetelmässä siirtokapasiteeteille Venäjän siirtoa lukuun ottamatta lasketaan todennäköisyydet jokaiselle mahdolliselle yhdistelmälle, ja kokonaisteho, jonka kyseiset yhdistelmät pystyvät tuomaan. Ydin- ja lauhdevoimalle lasketaan binomitodennäköisyyteen perustuvat todennäköisyydet jokaiselle vikaantumisyhdistelmälle. Tässä oletetaan, että jokainen ydinvoimalaitos ja jokainen lauhdelaitos on saman kokoinen. Muodostetaan binomijakauma, jossa jokainen siirto- ja tuotantomahdollisuus otetaan huomioon. Saatavilla olevaan tehoon lisätään aiemmin listatut historiaan perustuvat arviot muista tuotantomuodoista sekä Venäjän tuonti. Sähkön CHP (kaukolämpö) -tuotanto vähennetään kulutusaikasarjasta.

Kaikki mahdolliset tehoyhdistelmät asetetaan suuruusjärjestykseen. Tehoportaiden todennäköisyysjakaumasta muodostetaan kumulatiivinen todennäköisyysjakauma. Lineaarilla interpoloinnilla portaita muokataan niin,



että välit ovat vakioita (50 MW). Kuvassa 1 on esimerkki käytettävissä olevasta tehosta satunnaisella ajanhetkellä. Kun sitä verrataan kyseisen hetken kulutukseen, voidaan vaaka-akselilta lukea LOLE. Esimerkissä kyseisen hetken kulutus on 15 900 MW, jolloin käyrän perusteella kyseisen tunnin LOLE-kertymä on noin 0,5 h. LOLE lasketaan vuoden jokaiselle tunnille erikseen, ja yksittäiset tunnit summataan. Näin ollen lopputuloksena saadaan LOLE yksikössä h/a.



Kuva 1 LOLE:n arviointi satunnaisella ajanhetkellä. Kuva ei esitä laskennan lopputulosta, vaan se on esitetty esimerkin vuoksi.

## 2.3 Käytetyt lähtöoletukset

Tuotannolle ja rajasiirtoyhteysien käytettävyydelle muodostetaan todennäköisyysjakauma. Osa tuotannosta on riippuvaisia ulkoisista tekijöistä, kuten säästä, kun taas toisten tuotantomuotojen käytettävyyttä huippukuormitustilanteessa rajoittavat vain vikaantumiset. Ydinvoimalle ja lauhdevoimalle lasketaan vikaantumistodennäköisyyksiin perustuvat jakaumat, kun taas muiden tuotantomuotojen käytettävyyttä arvioidaan historian perusteella.

Selvityksessä käytetyt eri tuotantomuotojen käyttöä ja käytettävyyttä koskevat keskeiset oletukset ovat:



- Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksia (CHP) ajetaan yleensä lämmöntarpeen mukaan, eikä koko sähköntuotantokapasiteetti näin ollen välttämättä ole käytettävissä. Teollisuuden CHP-laitoksissa lämmöntarve pysyy usein vakiona säästä riippumatta, kun taas kaukolämmön tarpeen määrittää ulkolämpötila. CHP-laitoksissa voi olla myös lämmöntarpeesta riippumatonta erillistä sähköntuotantoa, mikä on huomioitu tässä selvityksessä. Lisäksi ns. väliottolauhdutusturbiineja voidaan ajaa tarvittaessa täysin lauhdetuotantona, mutta tässä selvityksessä kyseisiä laitoksia käsitellään kuten muitakin CHP-laitoksia, eli lämmöntarve edellä.
- Lauhdevoimaa kannattaa ajaa korkean sähkönhinnan aikana täydellä teholla. Tässä selvityksessä lauhdevoimaksi lasketaan myös CHP-laitosten lisälauhdetuotanto. Tuotantoa rajoittaa vain odottamattomat vikaantumiset.
- Ydinvoimaa ajetaan suurista pääomakustannuksista ja suhteellisen alhaisista muuttuvista kustannuksista johtuen jatkuvasti lähes täydellä teholla. Tuotantoa rajoittaa vain odottamattomat vikaantumiset.
- Vesivoiman tuotanto riippuu vesivarastoista ja virtausmääristä. Asennettua kokonaiskapasiteettia ei käytännössä ole mahdollista hyödyntää täysimääräisesti.
- Tuulivoimaa oletetaan olevan käytettävissä 6 % maksimikapasiteetista.

Taulukko 1 Eri tuotantomuotojen käytettävyys

<b>Tuotantomuoto</b>	<b>Käytettävissä</b>
Ydinvoima	Vikaantuvuuden mukaan, vikakerroin 2 %
Lauhdevoima (sis. lisälauhdeosuudet)	Vikaantuvuuden mukaan, vikakerroin 5 %
Kaukolämpö CHP	Lämmöntarpeen mukaan, max 80 % kokonaiskapasiteetista
Teollisuus CHP	50 % kokonaiskapasiteetista
Vesivoima	80 % kokonaiskapasiteetista
Tuulivoima	6 % kokonaiskapasiteetista



Taulukossa 1 on esitetty eri tuotantomuotojen käytettävyydet.

### 2.3.1 Ydinvoima ja lauhdevoima

Ydinvoiman ja lauhdevoiman vikakertoimet perustuvat Pöyryn vuonna 2008 tekemään selvitykseen voimalaitosten käytettävyyksistä<sup>1</sup>. Lauhde-  
tuotantokapasiteettiin lasketaan mukaan kapasiteetti, joka Energiaviraston voimalaitosrekisterissä on ilmoitettu vastapaine- tai kombituotannon lauhdeosuudeksi. Luvut ovat ns. "tuntitehoja", jotka on voimalaitosrekisteriin ilmoitettu olevan käytössä huippukuormituskaudella (joulu-helmikuu), kun kaukolämmöntuotanto on maksimissa.

Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön (OL3) osalta tässä selvityksessä on erikseen tarkasteltu skenaarioita, joissa yksikkö on käytettävissä huippukulutustilanteessa normaalin vikakertoimen mukaisella todennäköisyydellä tai se ei ole lainkaan käytössä huippukulutustilanteessa.

### 2.3.2 Kaukolämpöä tuottavat CHP-laitokset

Kaukolämpöä tuottavissa CHP-laitoksissa sähköntuotanto perustuu lämmöntarpeeseen. Tutkimalla historiadataa sähköntuotannosta ja kulutuksesta havaitaan, että sähkön tuotanto CHP (kaukolämpö) -laitoksissa korreloi melko voimakkaasti sähkön kulutuksen kanssa (esim. vuonna 2016 korrelaatiokerroin  $R^2=0,81$ ). Tästä syystä on perusteltua vähentää CHP-laitosten sähkön tuotannon tuntiaikasarja sähkön kulutuksen tuntiaikasarjasta.

Tässä selvityksessä käytetään kaukolämpöä tuottavien CHP-laitosten sähköntuotannon pohjana sähkön kulutuksen tavoin vuotta 2016. Jokaiselle tunnille lasketaan tuotanto prosentteina kyseisen vuoden maksimikapasiteetista. Nämä luvut asetetaan suuruusjärjestykseen ja lajitellaan sataan yhtä suureen ryhmään. Lopullinen CHP-laitosten sähköntuotannon pysyvyyssäilykäyrä muodostetaan näiden ryhmien keskiarvoista, eli kuvaajan muoto on porrasmainen. Näin ensimmäisen ryhmän tehoksi muodostuu noin 80 % maksimituotantokapasiteetista. Samankaltaista menetelmää käytti Pöyry edellisessä tehoreservin selvitystyössä<sup>2</sup>.

---

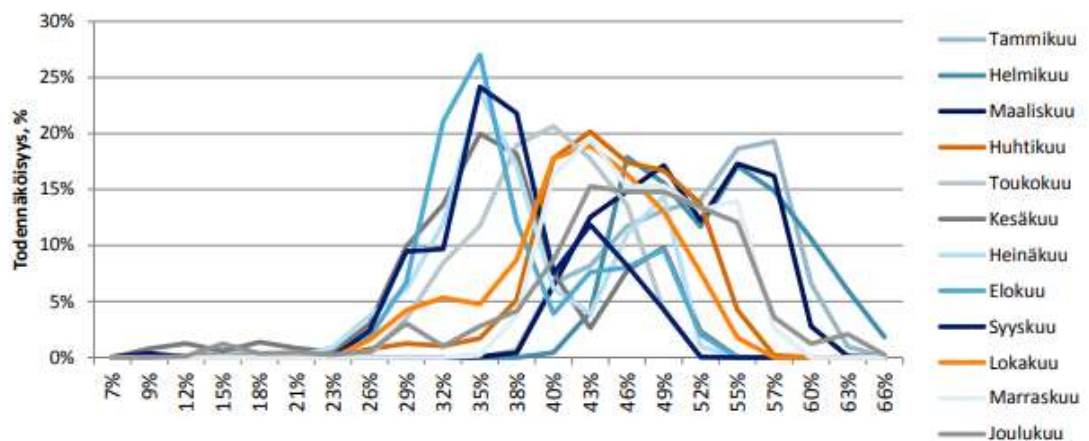
<sup>1</sup> Pöyry Energy Oy. 2008. Voimalaitosten käytettävyysselvitys

<sup>2</sup> Pöyry Management Consulting Oy. 2016. Selvitystyö tarvittavasta tehoreservin määrästä ajanjaksolle 2017–2022

### 2.3.3 Teollisuuden CHP-laitokset

Teollisuuden CHP-laitosten sähkön tuotantoa määrittää yleensä lämpötehon tarve tuotantolaitoksilla, eikä se ole juurikaan riippuvainen ulkoisista tekijöistä, kuten säästä. Tuotannossa on kuitenkin vaihtelua eri kuukausien välillä, minkä Pöyry huomioi edellisessä tehoreservin selvitystyössä.

Tässä selvityksessä on kuitenkin valittu teollisuuden CHP-laitosten sähkön tuotannolle 50 % kokonaiskapasiteetista ympäri vuoden, mikä osuu Pöyryn kuvaamalle vaihteluvälille (Kuva 2).



Kuva 2 Teollisuuden CHP-tuotannon kuukausittaiset vaihtelut. (Pöyry 2016)

### 2.3.4 Vesivoima

Vesivoiman käytettävyydelle on tässä selvityksessä valittu 80 % ympäri vuoden.

Todellisuudessa vesivoiman tuotanto vaihtelee voimakkaasti. Kun tarkastellaan dataa vuosilta 2010–2017, havaitaan, että vesivoiman tuotanto on ollut alimmillaan noin 11 % ja korkeimmillaan noin 87 % kokonaiskapasiteetista. Suurimmilla tuntihinnoilla (yli 200 €/MWh) vesivoimatuotannon keskiarvo on ollut noin 75 %. Osa vesivoimasta kuuluu Fingridin reserveihin, mikä selittää sitä, että historiatiedoissa vesivoiman toteutunut tuotanto voi olla oletettua pienempi, vaikka kyseinen tunti olisikin otollinen vesivoiman tuotannolle. Edellä mainittuihin faktoihin nojaten 80 % maksimikapasiteetista pidetään realistisena oletuksena vesivoiman käytettävyydelle huippukuormitustilanteessa. Todellisessa tehopolutilanteessa sähkön markkinahinnan pitäisi nousta nelinumeroisiin lukuihin, mikä lisäisi vesi-





voimatuottajien kannustinta ajoittaa tuotantonsa huippukuormitustunneille.

### 2.3.5 Tuulivoima

Tuulivoiman kohdalla huippukuormituskaudella käytettävissä olevana tehona tässä selvityksessä on käytetty 6 % kokonaiskapasiteetista. Samaa arviota Energiavirasto on käyttänyt useita vuosia mm. sähkön toimitusvarmuusraporteissa.

On kuitenkin mahdollista, että kovilla pakkasilla tuulituotanto on huomattavasti korkeampaakin. Nykyiset tuulivoimalat ulottuvat ns. inversiokerroksen yläpuolelle, jossa tuuli voi olla napakkaa, vaikka maan pinnalla olisi työntä.

### 2.3.6 Rajasiirtoyhteydet

*Taulukko 2 Siirtoyhteydet Suomeen ja laskennassa käytetyt kapasiteetit*

<b>Siirtoyhteys</b>	<b>Siirtokapasiteetti Suomeen</b>	<b>Vikakerroin</b>
Fennoskan 1 (DC)	400 MW	6 %
Fennoskan 2 (DC)	800 MW	6 %
Estlink 1 (DC)	350 MW	6 %
Estlink 2 (DC)	650 MW	6 %
RAC 1 (AC)	750 MW (OL3 jälkeen 600 MW)	2 %
RAC 2 (AC)	750 MW (OL3 jälkeen 600 MW)	2 %
Venäjä	1400 MW	Tarkastellaan erillään

Taulukossa 2 esitetyt siirtokapasiteetit ovat TSO:iden määrittämiä NTC-arvoja (Net Transfer Capacities).

Ruotsin AC yhteyksien kohdalla on tässä selvityksessä oletettu molempien pystyvän siirtämään 750 MW (yhteensä 1 500 MW). Vikakertoimina on käytetty samoja, joita Pöyry käytti edellisessä tehoreservin selvitystyössä. Tässä selvityksessä on erikseen tarkasteltu skenaarioita, joissa rajasiirto-



yhteyksien käytettävyydestä riippumatta sähkön tuontia Ruotsista Suomeen rajoitettaisiin huippukulutustilanteessa.

Venäjältä tuotu sähkö taas sisältää enemmän epävarmuuksia, joten sitä on tässä selvityksessä tarkasteltu erillään. Myös VTT pohti Venäjältä tuotua sähköä tehoreserviselvityksessään<sup>3</sup> vuonna 2014. VTT mm. totesi, että Venäjän nykyinen kapasiteettimaksujärjestelmä aiheuttaa sen, että sähkön hinnan pitää olla Suomessa selvästi suurempi kuin Venäjällä, jotta sähköä kannattaa tuoda. Toisaalta huippukulutustilanteissa Suomen hinta on oletettavasti suuri, jolloin sähköä kannattaa tuoda mahdollisimman paljon. Venäjällä voi kuitenkin olla sisäisiä pullonkauloja, jotka estävät täysimääräisen tuonnin Suomeen. Myös erillisistä markkinarakenteista (tuotanto suunnitellaan jo ennen kuin Nord Pool julkaisee toteutuneet day-ahead kaupat) johtuen tuotannon suunnittelu Venäjällä ei aina välttämättä johda optimaaliseen sähköntuontiin Suomeen. Omassa selvityksessään VTT laati taulukon 3 mukaisen todennäköisyysjakauman Venäjän tuonnille. Siinä 90 % todennäköisyydellä tuonti on enemmän kuin 1 300 MW.

*Taulukko 3 VTT:n laatima todennäköisyysjakauma Venäjän tuonnista.*

	100 %	95 %	90 %
<b>Tuonti (MWh/h)</b>	0	650	1300

### 2.3.7 Kulutusjousto

Kulutusjouston määräksi on arvioitu 600 MW. Arvio perustuu Fingridin tekemään arvioon vuorokausimarkkinoilla olevasta kulutusjoustosta<sup>4</sup>. Lisäksi FCR- ja FRR-reserveissä on mukana joustoja, mutta se on luonteeltaan lyhytkestoista. Tässä selvityksessä kyseinen 600 MW vähennetään kahden suurimman tunnin kulutuksesta.

### 2.3.8 Kulutus

Sähkön kulutusrakenteen muuttuessa kulutushuipun ja vuosikulutuksen suhde ei välttämättä noudata historiallisia arvoja. Tammikuussa 2016 ko-

<sup>3</sup> VTT. 2014. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020. Saatavilla <https://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2014/VTT-R-06032-14.pdf>

<sup>4</sup> Fingrid. Kysyntäjousto. Saatavilla <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/>



ettiin toistaiseksi Suomen suurin sähkön kulutushuippu 15 105 MW. Toisaalta vaikka vuoden 2016 jälkeen kokonaiskulutus on ollut nousussa vuoden 2018 kulutushuippu koettiin 28.2.2018, jolloin kulutus nousi 14 062 MW:iin. Tulevina vuosina kylmänä talvijaksona kulutushuipun voidaan olettaa nousevan johtuen esimerkiksi sähkön kulutusrakenteen muutoksista. Talvelle 2020 - 2021 huippukulutusennuste tulee todennäköisesti olemaan noin 15 400 MW.

Tässä selvityksessä on käytetty Suomen sähkön kulutuksen pohjana vuoden 2016 kulutuksen aikasarjaa. Aikasarja on skaalattu vastaamaan erilaisia huippukulutusskenaarioita: 15 400 MW, 15 600 MW ja 16 000 MW.

### 3 LOLE:n arvo eri skenaarioissa

Tässä selvityksessä on laskettu LOLE- ja ENS-arvoja luvussa 2 kuvatuilla Monte Carlo- ja COPT-menetelmillä käyttäen erilaisia skenaarioita huippukulutuksesta sekä Olkiluodon kolmannen voimalaitosyksikön käytettävyydestä.

Käyrät näyttävät arvot LOLE:lle ja ENS:lle tehoreservin määrän funktiona. Eri käyrät kuvaavat eri huippukulutusskenaarioita.

#### 3.1 Olkiluoto 3 ei ole käytössä

Ensimmäisessä vaiheessa laskettiin LOLE eri huippukulutusskenaarioilla olettaen, että Olkiluoto 3 voimalaitosyksikkö ei ole vielä toiminnassa eikä mikään nykyisessä tehoreservijärjestelmässä oleva voimalaitos olisi käytettävissä<sup>5</sup>. Tuontisähköä naapurimaista oletettiin olevan siirtoyhteyksien kautta täysin saatavissa, huomioiden kuitenkin ennakoimattomat vikaantumiset vikakertoimien mukaisesti. Käytetyt alkuarvot on esitetty taulukossa 4. Venäjän tuontina on käytetty 1300 MW.

*Taulukko 4. Alkuarvot vuodelle 2020. Kaikki vuonna 2019 tapahtuvat muutokset kapasiteetissa on huomioitu.*

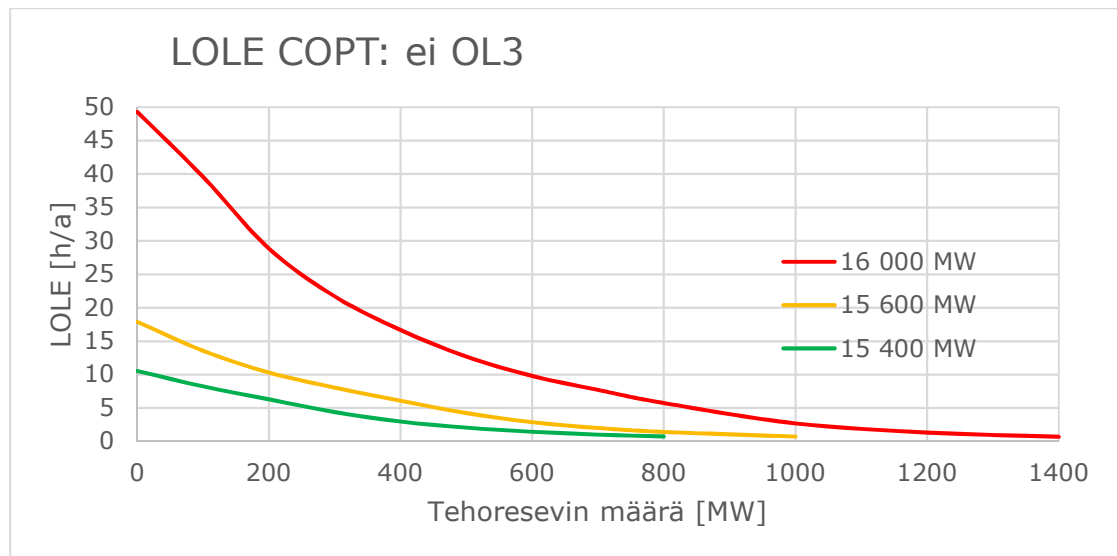
Tuotantomuoto	Kokonaiskapasiteetti
Ydinvoima	2784 MW
Lauhdevoima (sis. lisälauhdeosuudet)	1016 MW
Vesivoima	3210 MW
Kaukolämpö CHP	3583 MW
Teollisuus CHP	2359 MW
Tuulivoima	2241 MW
Kulutusjousto	600 MW (2 suurinta tuntia)

Kuvista 3 ja 4 nähdään, että COPT-menetelmällä lasketut LOLE:n arvot ovat suurempia kuin Monte Carlo -menetelmällä lasketut. Tehoreservin

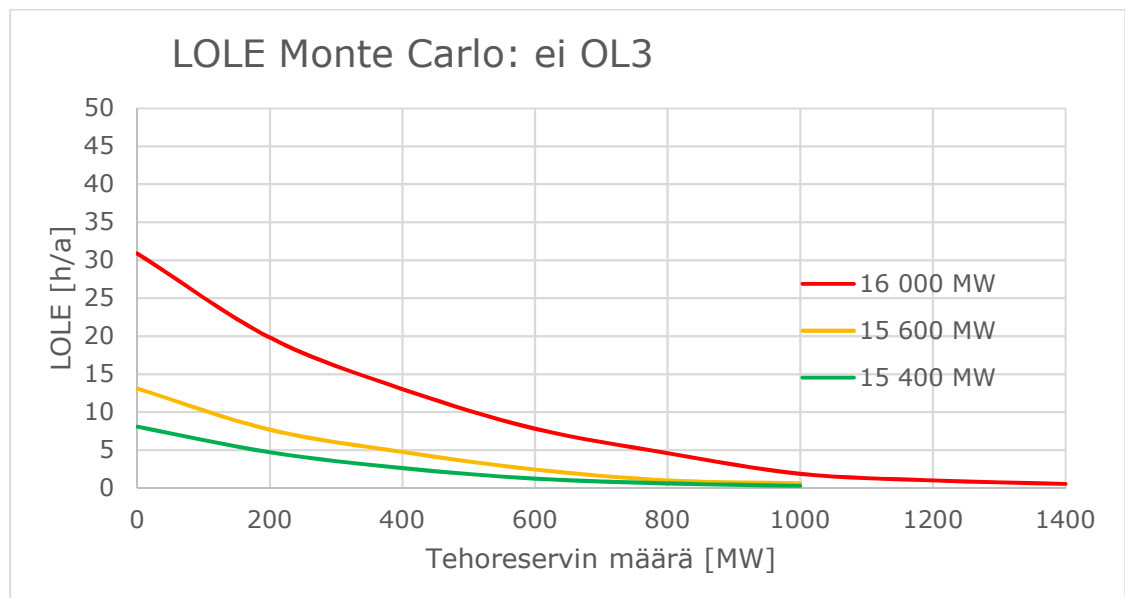
<sup>5</sup> Nykyinen TVO:n osuus Meri-Porin voimalaitoksesta on kuitenkin markkinoilla.



määrän kasvaessa eri laskentamenetelmillä laskettujen LOLE-arvojen välinen ero kuitenkin pienenee.



Kuva 3 LOLE:n arvo COPT-menetelmällä, OL3 ei ole käytössä

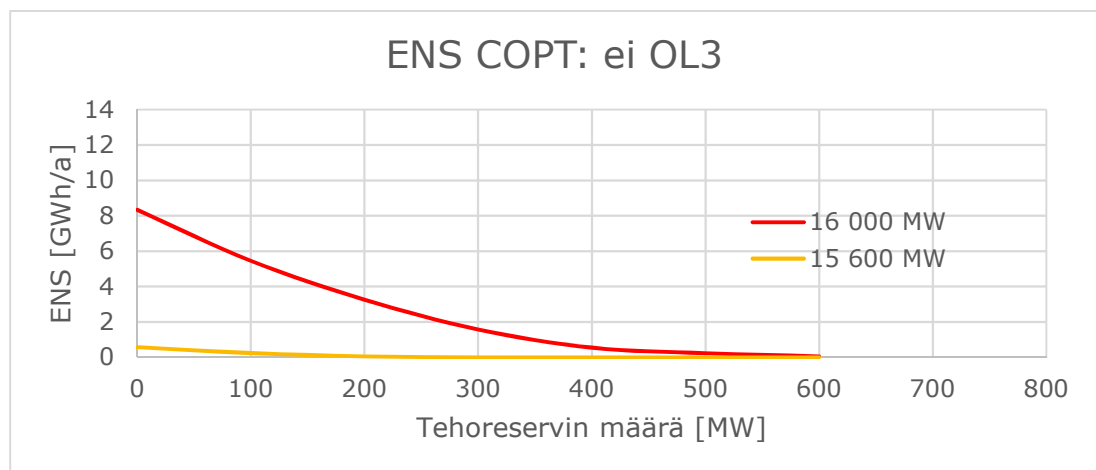


Kuva 4 LOLE:n arvo Monte Carlo -simulaatiolla, OL3 ei ole käytössä

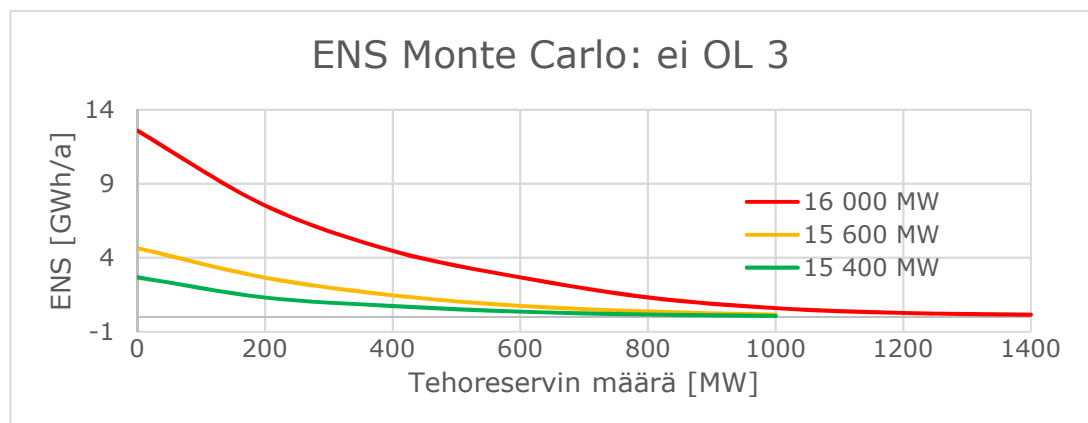
Kuvissa 5 ja 6 esitetään edellisiä LOLE-arvoja (kuvat 3 ja 4) vastaavat ENS-arvot. Huomataan, että Monte Carlo -menetelmällä lasketut ENS-arvot ovat korkeampia. Monte Carlo -menetelmällä LOLE ja ENS kertyy



vain, jos simulaatio näyttää kyseiselle tunnille tehovajetta. COPT-menetelmällä taas LOLE:a kertyy joka tunti, vaikka odotusarvoisesti ENS olisi kyseisellä tunnilla nollis.



Kuva 5 ENS:n arvot COPT-menetelmällä, OL3 ei ole käytössä



Kuva 6 ENS arvot Monte Carlo -menetelmällä, OL3 ei ole käytössä

### 3.2 Olkiluoto 3 on käytössä

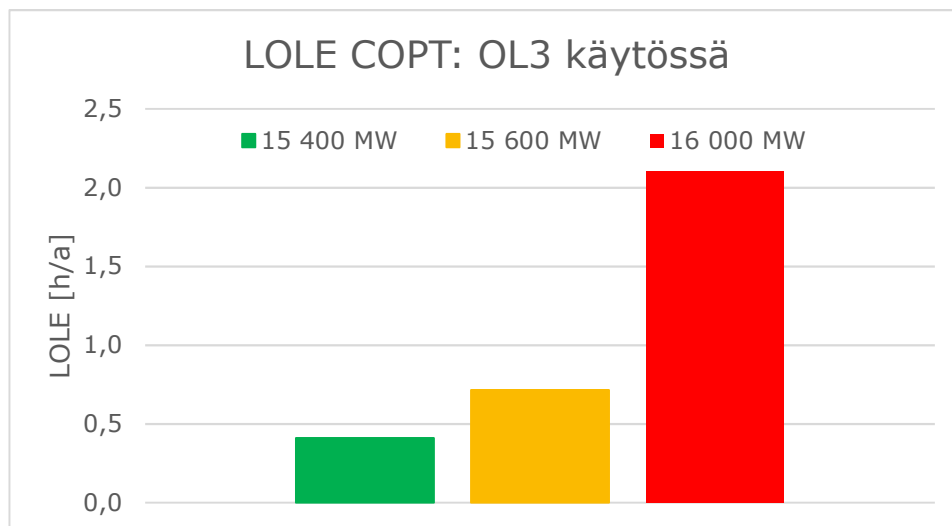
Toisena skenaariona laskettiin LOLE- ja ENS-arvot olettaen, että Olkiluodon kolmas voimalaitosyksikkö olisi normaalisti käytössä ja sen vikakerrotoimena käytettiin ydinvoimalaitosten vikakerrointa. Muilta osin oletukset olivat samat kuin edellisessä skenaariossa.

Skenaarioissa, joissa Olkiluoto 3 on käytössä, LOLE-kertymät ovat hyvin pieniä. Kuvat 7 ja 8 näyttävät LOLE-arvojen tulokset molemmilla lasken-

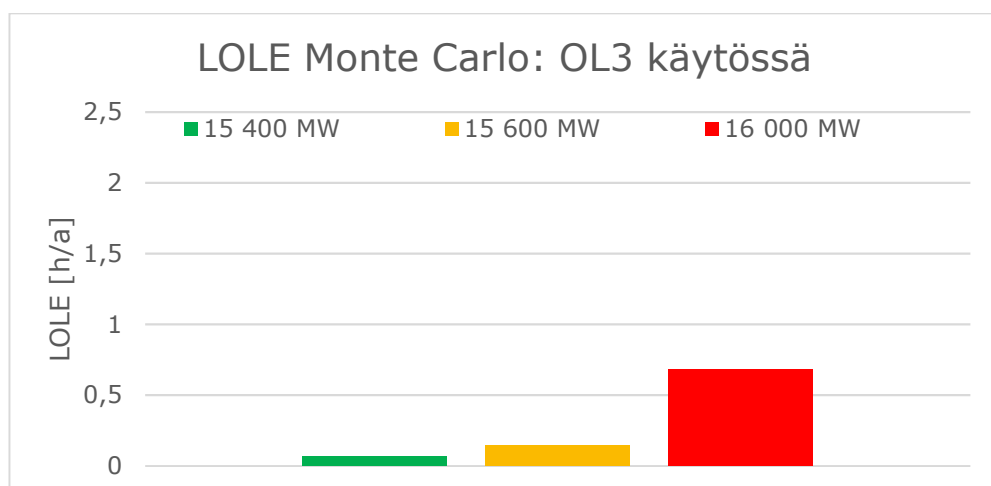


tamenetelmillä eri huippukulutuskenaarioilla, kun tehoreserviä ei ole lainkaan käytössä.

Molemmilla menetelmillä lasketut ENS-arvot olivat lähellä nollaa, vaikka tehoreserviä ei olisi lainkaan käytössä.



Kuva 7: LOLE COPT-menetelmällä. Olkiluoto 3 käytössä (ilman tehoreserviä)



Kuva 8: LOLE Monte Carlo menetelmällä. Olkiluoto 3 käytössä (ilman tehoreserviä)



## 4 Tuotavissa oleva sähkö naapurimaista

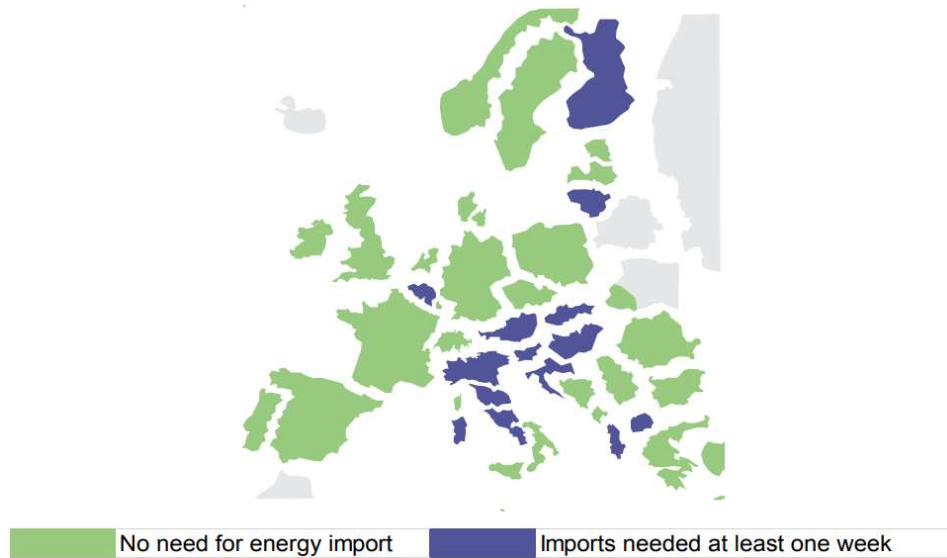
Naapurimaista tuotavissa olevan sähkön määrää on vaikea arvioida luotettavasti. Historiatiedoista ei juuri ole apua, sillä Euroopassa ei ole viime aikoina koettu 1970-luvun energiakriisin kaltaista uhkaa tehon riittävydestä. Paras arvio voitaisiin tehdä monimutkaisella, Euroopan laajuisella mallinnuksella, joka ottaisi huomioon mm. sähkön tuotannon ja kulutuksen, siirtokapasiteetit, sähkön hinnat ja sääolosuhteet. Tämän selvityksen puitteissa ei ole mahdollista toteuttaa laajaa mallinnusta. Tässä selvityksessä käytetään ENTSO-E:n tehonriittävyysarvioita raportista "Winter Outlook Report 2018/2019"<sup>6</sup>.

Alla olevista kuvista (9 ja 10) havaitaan, että normaalioloissa talvikaudella Pohjoismaista ja Baltiasta ainoastaan Suomessa ja Liettuassa tehotase jää negatiiviseksi, eli sähköä täytyy tuoda. Sen sijaan vaikeissa olosuhteissa (kiristynyt tehotilanne tms.) myös Ruotsin ja Tanskan tehotaseet jäävät alijäämäisiksi. Lisäksi moni Keski-Euroopan maa jää vaikeissa oloissa alijäämäiseksi, mikä voi vaikuttaa myös sähkön saatavuuteen myös Suomessa.

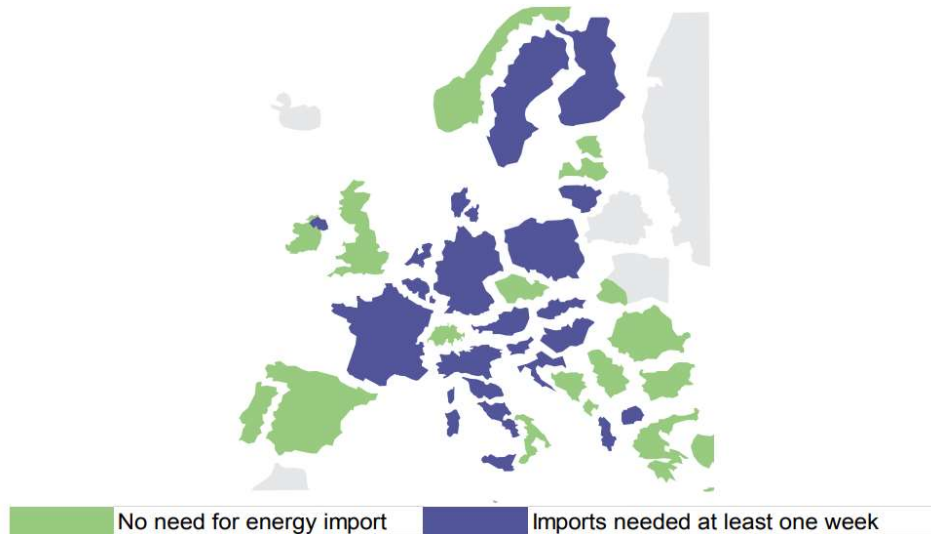
---

<sup>6</sup> ENTSO-E. 2018. Winter Outlook Report 2018/2019. Saatavilla [https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/Winter%20Outlook%202018-2019\\_Report\(final\).pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/Winter%20Outlook%202018-2019_Report(final).pdf)





*Kuva 9 Tehon riittävyys normaalioloissa talvikaudella (ENTSO-E 2018)*



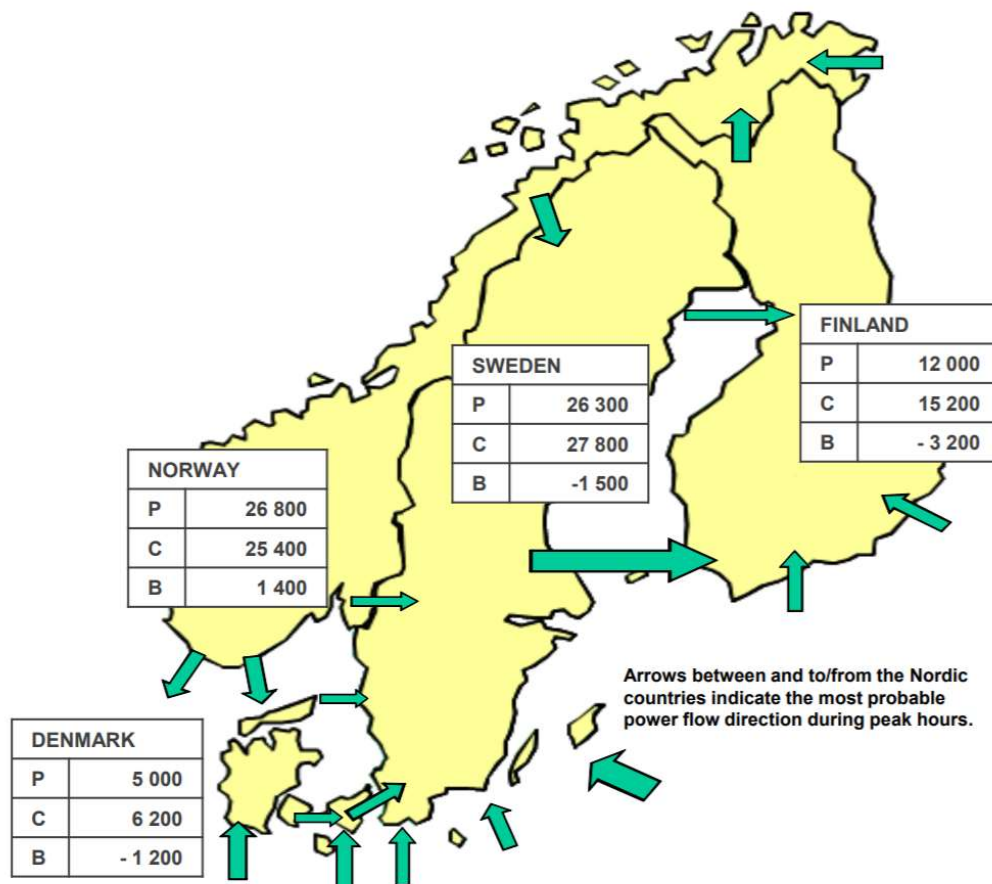
*Kuva 10 Tehon riittävyys vaikeissa oloissa talvikaudella (ENTSO-E 2018)*

Kuvassa 11 on esitetty tehotase-ennusteet Pohjoismaissa Nordic Winter Power Balance Forecast 2018–2019 -raportin <sup>7</sup> mukaisesti. Taulukkoon 5 on kerätty aiempien talvien tehotase-ennusteita alkaen talvesta 2015-

---

<sup>7</sup> ENTSO-E. 2018. Nordic Winter Power Balance Forecast. Saatavilla <https://www.epressi.com/media/userfiles/107305/1543231195/power-balance-2018-2019-nordic-countries-1.pdf>

2016. Taulukosta havaitaan mm. että Ruotsissa tehotase-ennuste huippukuormitustilanteessa on kääntynyt neljässä vuodessa positiivisesta (400 MW) reilusti negatiiviseksi (-1500 MW).



Kuva 11 Pohjoismaiden huippukulutuskenaariot (ENTSO-E 2018)

Taulukko 5 Tehotase-ennusteet huippukuormitustilanteissa eri talvikausille (ENTSO-E)

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
<b>Suomi</b>	-3 400	-3 500	-3 200	-3 200
<b>Ruotsi</b>	400	-200	-800	-1 500
<b>Norja</b>	2 000	1 800	1 800	1 400
<b>Tanska</b>	-1 400	-1 200	-1 200	-1 200



## 4.1 Ruotsin ylijäämä

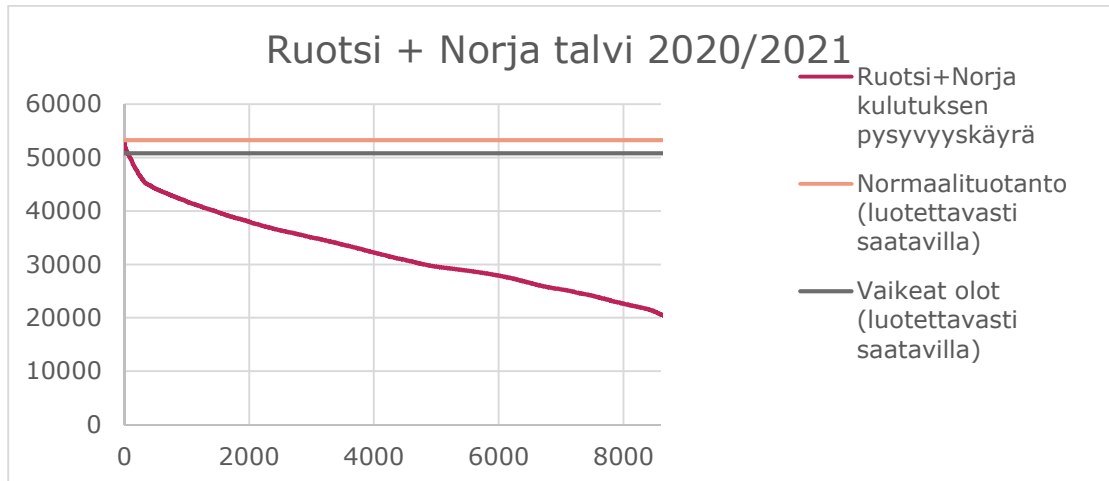
Selvitystä tehdessä tutkittiin ENTSO-E:n Winter Outlook Report 2018/2019 -raportin liitteenä olevaa Excel-taulukkoa, jossa eri maille on arviot sekä talvikauden normaalilojen että vakavien olojen tuotantokapasiteeteista.

Talvikauden normaalioloissa Ruotsin tehotase jää ylijäämäiseksi lähes 4 000 MW. Siirtokapasiteetti Ruotsista Suomeen (2 700 MW) pystytään periaatteessa hyödyntämään täysimääräisesti läpi talven. Vaikeissa oloissa Ruotsin tehotase on lähellä nollaa, tai pahimmassa tapauksessa reilusti negatiivinen, kuten kuvasta 10 nähtiin.

Tehotilanne kiristyy Ruotsissa, kun ydinvoimayksiköt Ringhals 2 (807 MW) suljetaan vuonna 2019 ja Ringhals 1 (878 MW) vuonna 2020. Normaalioloissa sähköä on sulkemistenkin jälkeen siirrettävissä siirtokapasiteetin täydeltä Suomeen. Vaikeissa oloissa on kuitenkin mahdollista, että Ruotsista Suomeen siirrettävissä oleva kapasiteetti on hetkittäin lähellä nollaa, jos kaikki Ruotsiin tuotava sähkö menee Ruotsin oman tehovajeen paikkaamiseen.

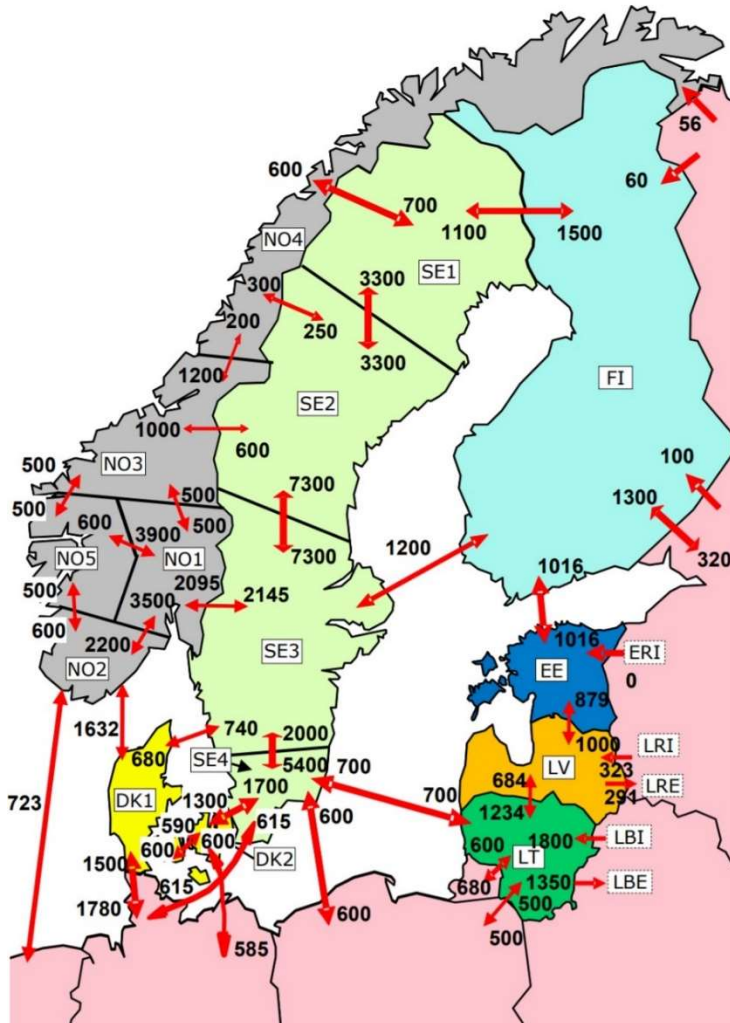
Epätodennäköisyydestä huolimatta tässä selvityksessä on simuloitu myös tilannetta, jossa Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska kohtaisivat samanaikaisesti kiristyneen tehotilanteen, minkä seurauksena tuontia Ruotsista mahdollisesti rajoitaisiin.

Loppuvuoden 2020 tilannetta arvioitiin aluksi yksinkertaistetusti siten, että Ruotsi ja Norja yhdistettiin yhdeksi alueeksi, joka toimii itsenäisesti. Oletuksena oli, että Tanska voi hoitaa mahdollisen tehovajeen muilla yhteyksillä. Kulutuksen pohjana käytettiin sekä Ruotsille että Norjalle vuoden 2016 kulutuskäyrää. Käyrät skaalattiin vastaamaan talven 2020 - 2021 arvioituja huippukulutuksia (Ruotsi 28 000 MW ja Norja 25 400 MW). Ruotsin ja Norjan kulutustiedot summattiin säilyttäen vuoden 2016 kulutusprofiili (eli ei suuruusjärjestystä), jolloin maiden suurimmat kulutukset eivät välttämättä osu samoille tunneille. Tämän jälkeen kulutuksista muodostettiin pysyvyyssäyrä. Tuloksena saatiin noin 50 tuntia, jolloin siirrettävissä olevaa kapasiteettia Suomeen ei olisi lainkaan käytössä riippumatta siirtoyhteyksien käytettävyydestä, jos käytetään vaikeiden olojen tuotantokapasiteettia. Lisäksi olisi yli 50 tuntia, joilla täyttä siirtokapasiteettia ei voida hyödyntää (Kuva 12).



Kuva 12 Ruotsin ja Norjan yhdistyt kulutus- ja tuotantokäyrät talvelle 2020/2021

Lienee kuitenkin erittäin epätodennäköistä, että Ruotsi ja Norja toimisivat ääritilanteessa ilman tuontiyhteyksiä. Tässä selvityksessä oletettiin, että todellisuudessa Ruotsiin saataisiin sähköä Liettuesta, Puolasta ja Saksasta. Kuvassa 13 esitetään rajasiirtokapasiteetit Pohjoismaissa ja Baltiassa.

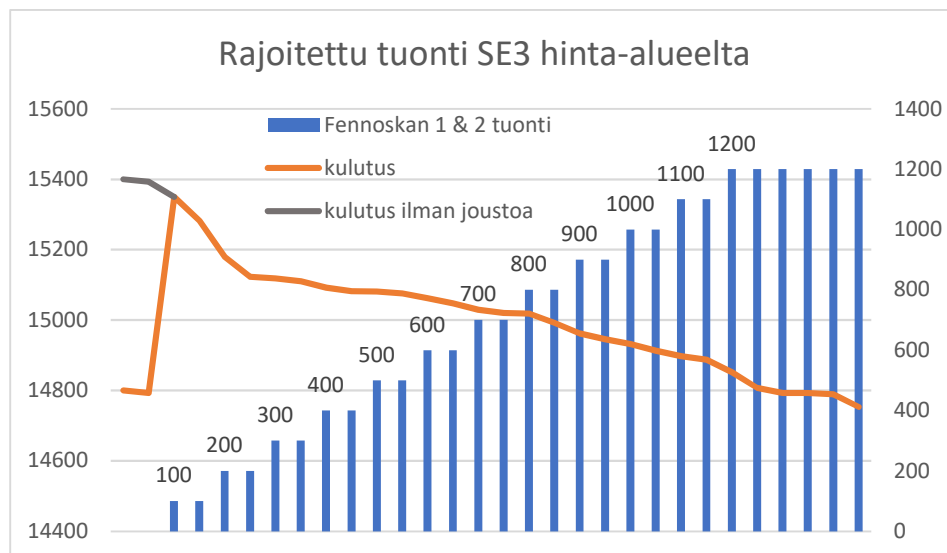


Kuva 13 Siirtokapasiteetit Pohjoismaissa ja Baltiassa

Ruotsin mahdollista tehovajetta päätettiin kuitenkin mallintaa. Tarjousalue SE3 on Ruotsin neljästä tarjousalueesta ruuhkaisin. Ruotsin sähkönkulutuksesta 63 % oli SE3-tarjousalueella vuonna 2018. Myös suljettavat Ringhals 1 ja 2 -ydinvoimalaitokset sijaitsevat kyseisellä tarjousalueella. Tässä selvityksessä tehtiin simulaatiolaskelmat myös skenaariolla, jossa Ruotsin SE3-tarjousalueelta ei ajoittain voida siirtää sähköä Suomeen lainkaan. Sen sijaan simulaatiossa oletettiin, että SE1-tarjousalueelta on kapasiteettia aina tarjolla siirtoyhteyksien mukainen enimmäismäärä, huomioiden kuitenkin siirtoyhteyksien odottamattomat vikaantumiset.

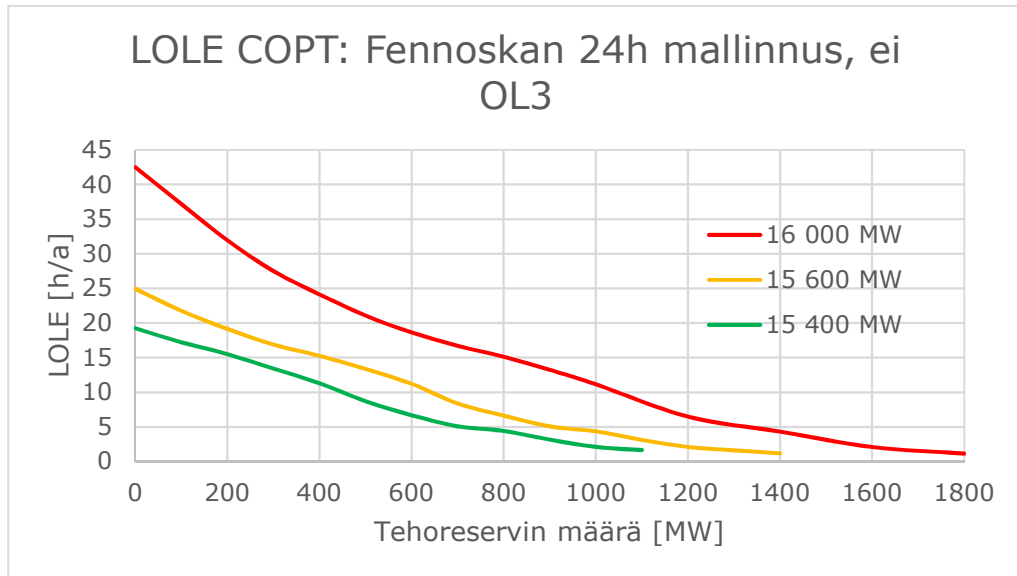
## 4.2 Fennoskan-mallinnuksen tulokset

Fennoskan-yhteyksiltä tuontisähköä oli mallinnuksessa saatavilla kahden tunnin portaissa, alkaen Suomen huippukulutustunnista 0 MW, 0 MW, 100 MW, 100 MW, 200 MW, 200 MW, 300 MW, 300 MW ... 1200 MW, 1200 MW, 1200 MW... Toisin sanoen mallinnuksessa oli 24 tuntia, jolloin Suomessa sekä SE3-tarjousalueella olisi samanaikaisesti tehonriittävyysongelmia eikä Fennoskan-yhteyksiä voisi näillä tunneilla täysimääräisesti hyödyntää. (Kuva 14)

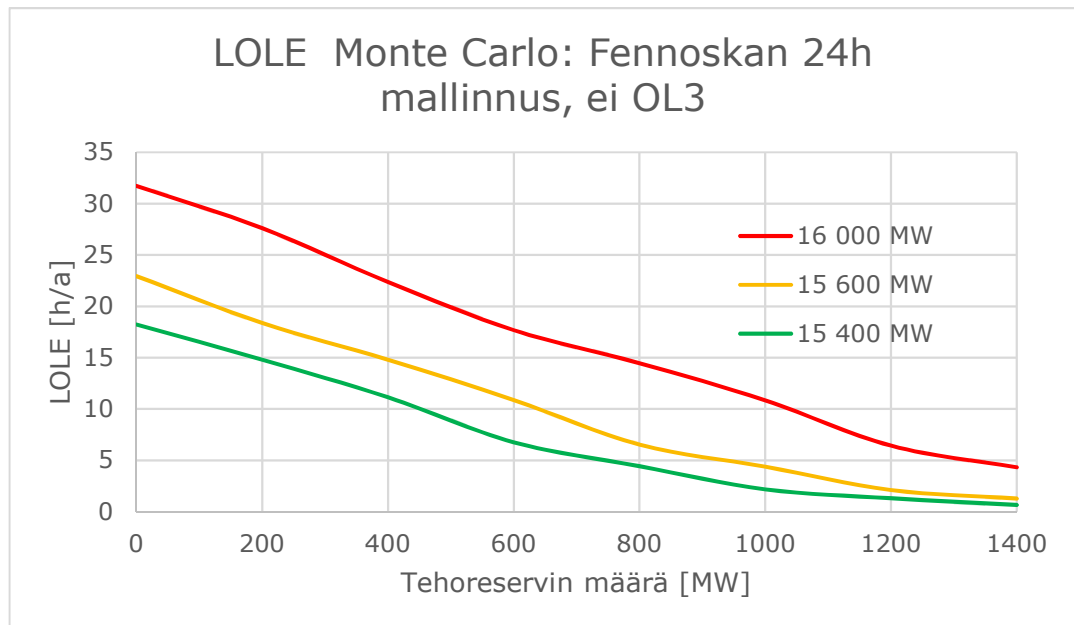


Kuva 14. Tuontisähkön määrän mallinnus Fennoskan-yhteyksillä.

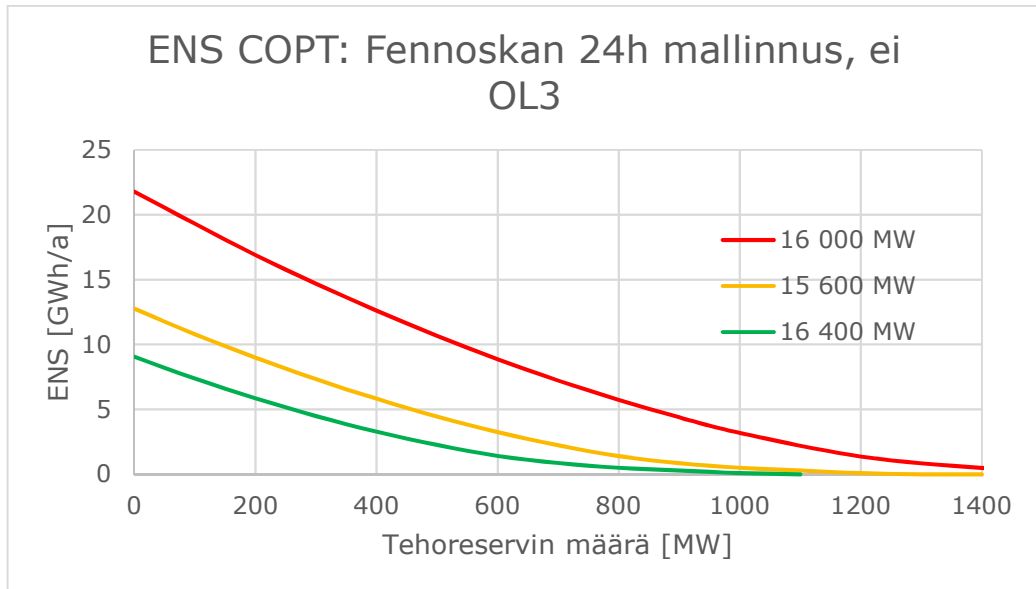
Seuraavat tulokset vastaavat muuten kappaleessa 3 olevia skenaarioita, mutta niissä on huomioitu edellä esitelty "Fennoskan 24h" mallinnus. Kuvat 15 ja 16 näyttävät LOLE:n, ja kuvat 17 ja 18 ENS:n tehoreservin määrän funktiona. Näissä skenaarioissa Olkiluoto 3 ei ole käytössä.



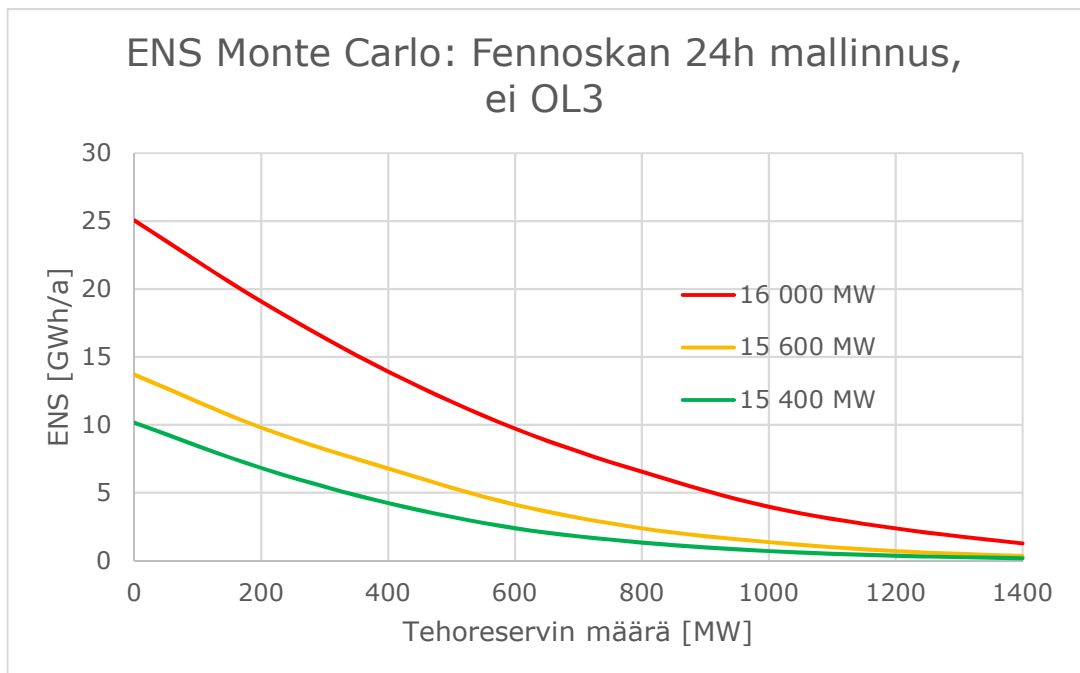
Kuva 15: LOLE COPT-menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu, Olkiluoto 3 ei ole käytössä



Kuva 16 LOLE Monte Carlo -menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu, Olkiluoto 3 ei ole käytössä



Kuva 17 ENS COPT-menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu, Olkiluoto 3 ei ole käytössä

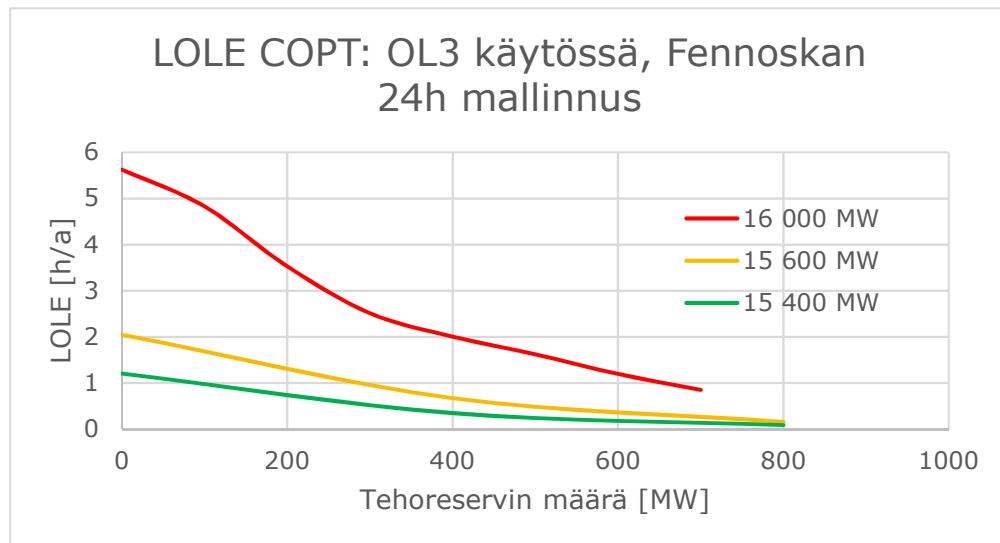


Kuva 18 ENS Monte Carlo -menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu, Olkiluoto 3 ei ole käytössä

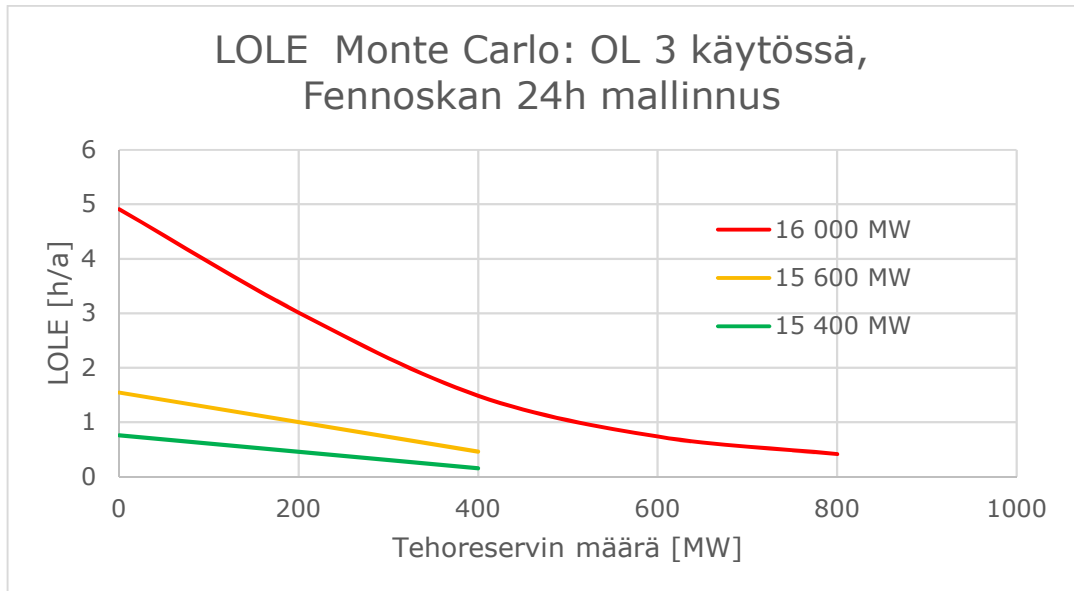




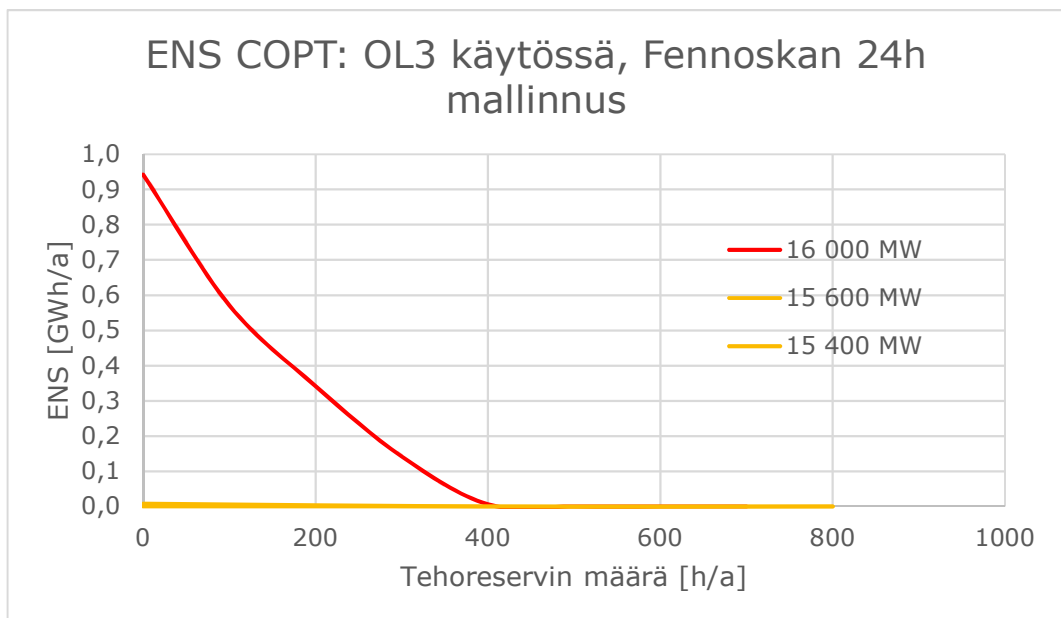
Kuvat 19, 20, 21 ja 22 esittävät edellistä skenaariota vastaavat tulokset sillä poikkeuksella, että Olkiluoto 3 on käytössä.



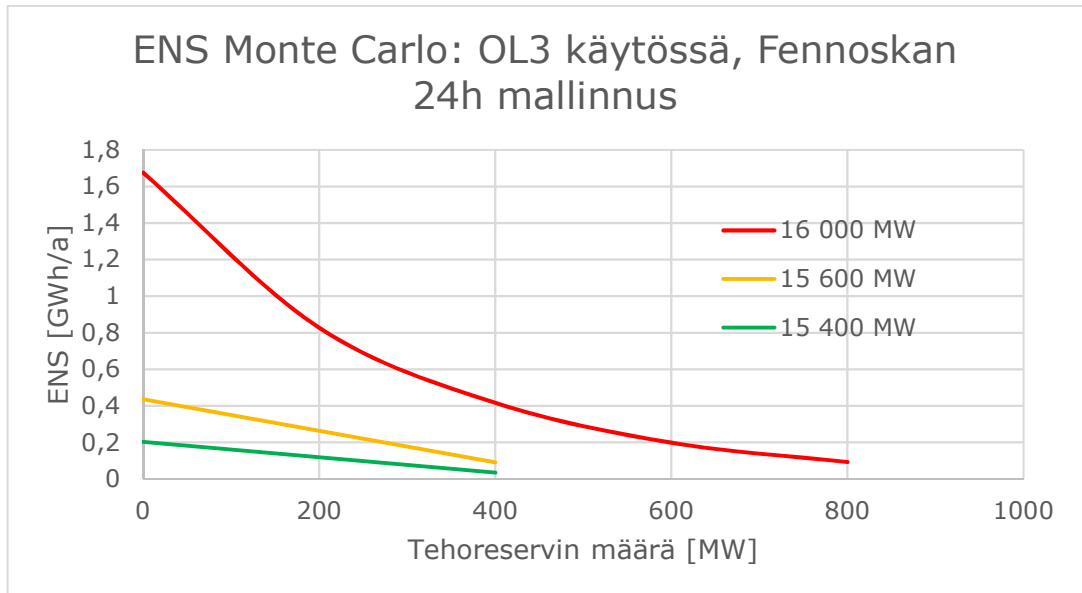
Kuva 19 LOLE COPT-menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu. Olkiluoto 3 käytössä



Kuva 20 LOLE Monte Carlo -menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu. Olkiluoto 3 käytössä



Kuva 21 ENS COPT-menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu. Olkiluoto 3 käytössä



Kuva 22 ENS Monte Carlo -menetelmällä, Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu. Olkiluoto 3 käytössä

## 5 Tehoreservin hankintakustannukset verrattuna haittakustannuksiin

Mahdollisten tehovajetilanteiden aiheuttamaa haittaa arvioitiin toimittamatta jääneen sähkön määrän (ENS – Energy not Supplied) ja toimittamatta jääneen sähkön arvon avulla (VoLL – Value of Lost Load). Kokonaiskustannuksilla tarkoitetaan haittakustannusten ja tehoreservin hankintakustannusten summaa. Mitä enemmän hankitaan tehoreservikapasiteettia, sitä pienempi on oletettu tehovajetilanteesta aiheutuva haitta, mutta sitä suurempi on tehoreservin hankintakustannus. Se tehoreservin määrä, joka tuottaa pienimmän kokonaiskustannuksen, on tehoreservijärjestelmän kannalta optimaalisin.

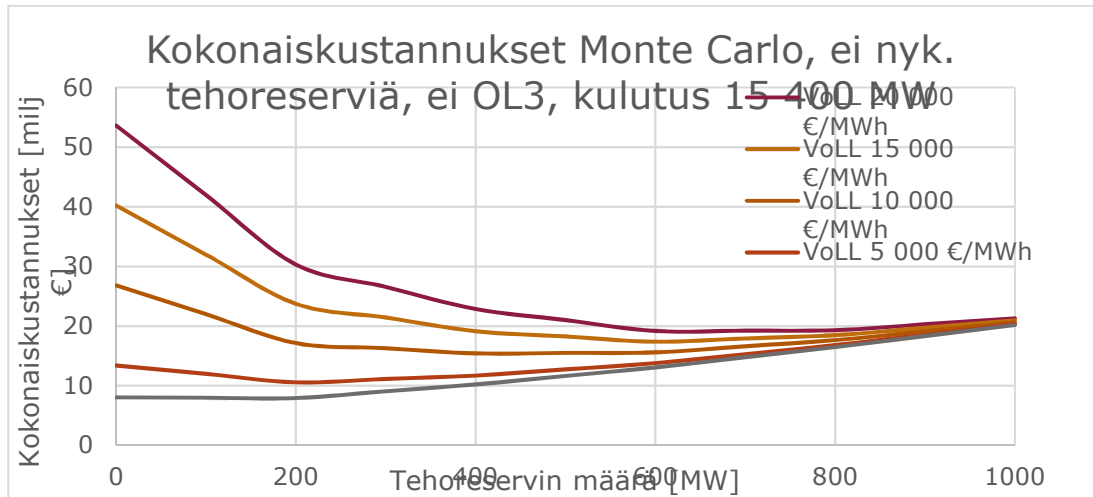
Tehoreservin hankintakustannuksena tässä selvityksessä käytettiin 20 000 €/MW vuodessa, mikä on likimain nykyisen tehoreservin kustannus (n. 14 milj € / 700 MW). Laskenta suoritettiin myös suuremmilla hankintakustannuksilla, jolloin käyrät lähtevät nousemaan aavistuksen aiemmin. Todellisuudessa tehoreservilaitosten tarjouskäyrä ei välttämättä ole lineaarinen, vaan asteittain nouseva, jolloin kustannustehokkain tehoreservin määrä alhaisempi.

Toimittamatta jääneen sähkön arvona (VoLL) on käytetty erilaisia arvoja 3 000 EUR/MWh, 5 000 EUR/MWh, 10 000 EUR/MWh, 15 000 EUR/MWh ja 20 000 EUR/MWh. VTT:n vuonna 2014 tekemässä selvityksessä todetaan, että kotitalouksilla haittakustannus voisi olla luokkaa 6 000 EUR/MWh ja teollisuudelle noin 28 000 EUR/MWh.

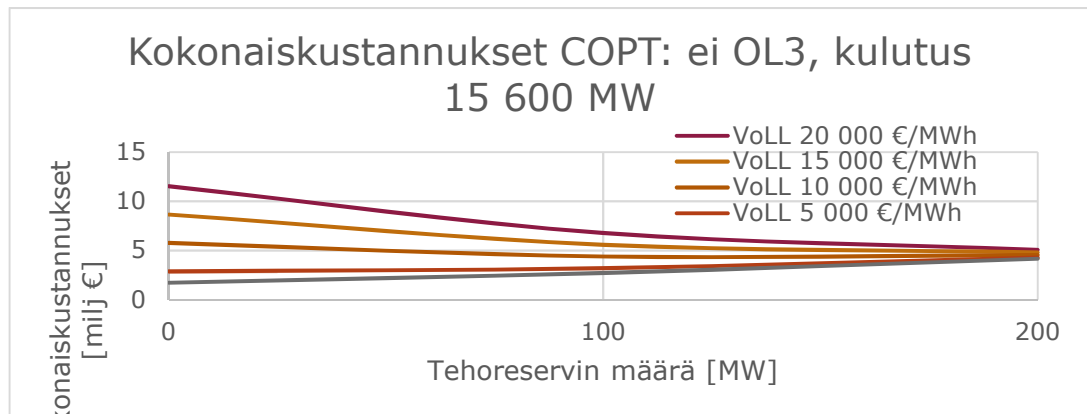
Tässä kappaleessa esitetyt skenaariot vastaavat aiemmin esitettyjä.

### 5.1 Tuontisähköä rajoittavat vain siirtoyhteyksien odottamattomat vikaantumiset

Monte Carlo -menetelmä antoi hieman korkeampia ENS-arvoja, minkä vuoksi myös haittakustannukset ovat korkeammat. Kuva 23 esittää kokonaiskustannukset 15 400 MW huippukulutuksella laskettuna Monte Carlo -menetelmällä, kun Olkiluoto 3 ei ole käytössä. Esimerkiksi VoLL:n arvolla 10 000 €/MWh optimaalinen tehoreservin määrä olisi noin 400 MW. Kuvassa 24 on vastaavat tulokset laskettuna COPT-menetelmällä, jolloin optimaalinen määrä tehoreserviä olisi noin 100 - 200 MW, vaikka huippukulutuksena on käytetty 15 600 MW.



Kuva 23 Kokonaiskustannukset pohjautuen Monte Carlo -menetelmään. Olkiluoto 3 ei käytössä



Kuva 24 Kokonaiskustannukset pohjautuen COPT-menetelmään. Olkiluoto 3 ei käytössä

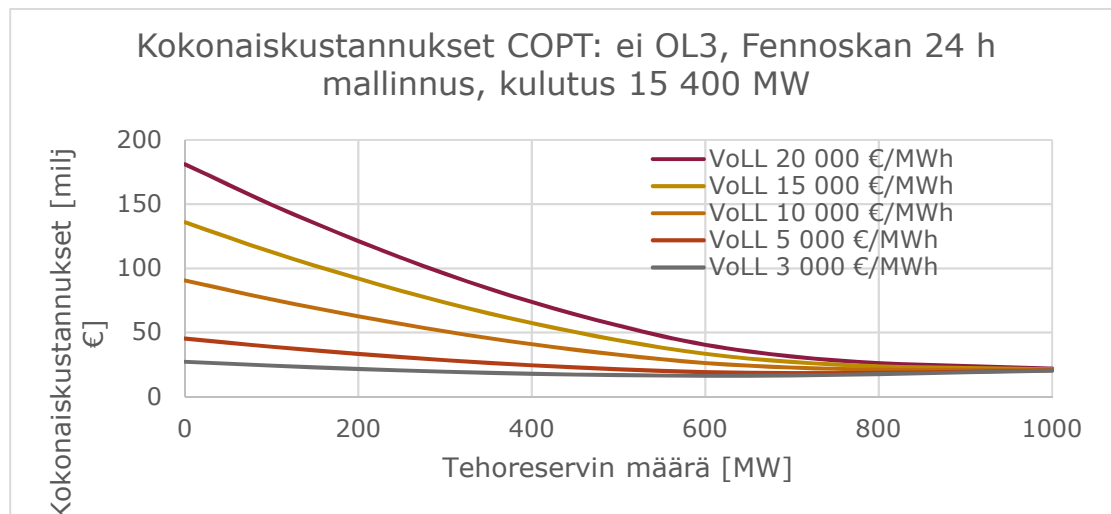
Olkiluoto 3:n ollessa normaalisti käytössä, jää optimaalinen tehoreservin määrä tässä skenaariossa molemmilla laskentamenetelmillä lähelle nollaa.

## 5.2 Tuotavissa olevaa sähköä Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu

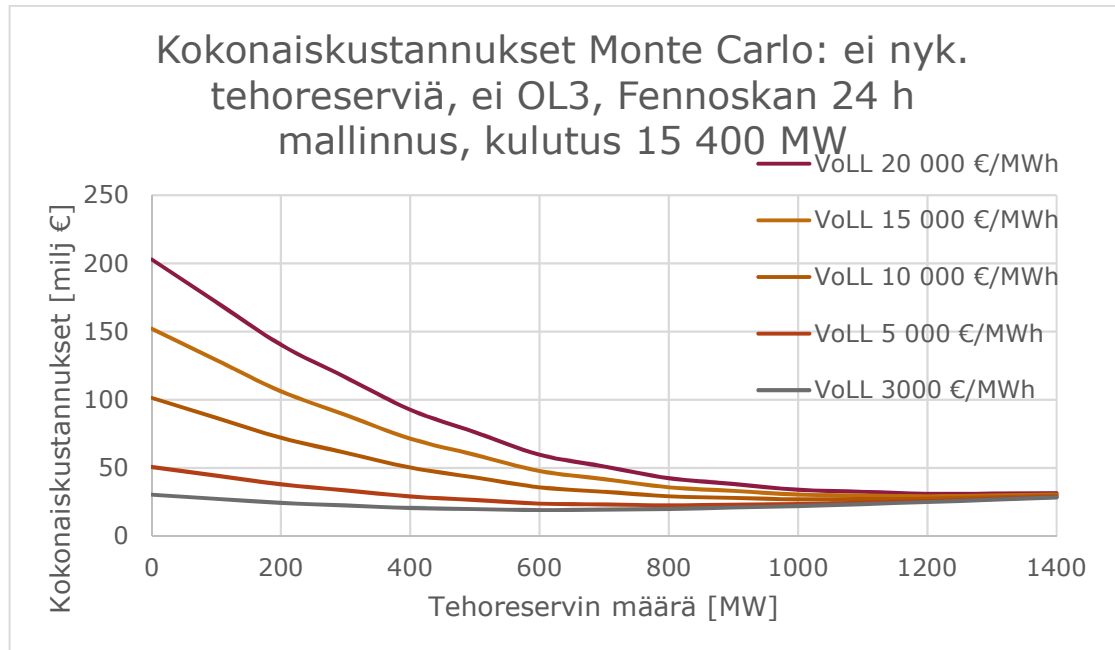
Kun Ruotsista tuotavissa olevan sähkön määrää rajoitetaan, kasvaa myös tehoreservin tarve. Molemmilla menetelmillä laskettaessa (kuvat 25 ja 26), ilman Olkiluoto 3:a, pienimmät kokonaiskustannukset näyttävät tule-



van noin 1 000 MW tehoreservikapasiteetilla. Kuitenkin noin 700 - 800 MW kohdalla kustannukset saavuttavat tason, jossa lisäkapasiteetti tehoreservissä ei tuo enää suurta muutosta kokonaiskustannuksiin.

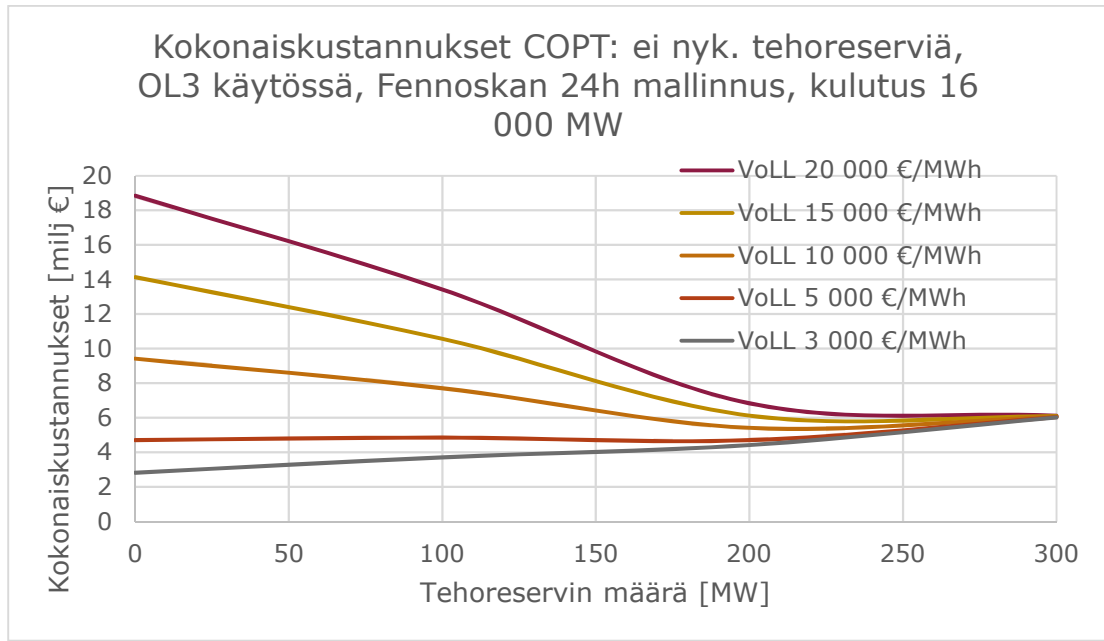


Kuva 25 Kokonaiskustannukset pohjautuen COPT-menetelmään. Olkiluoto 3 ei käytössä. Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu

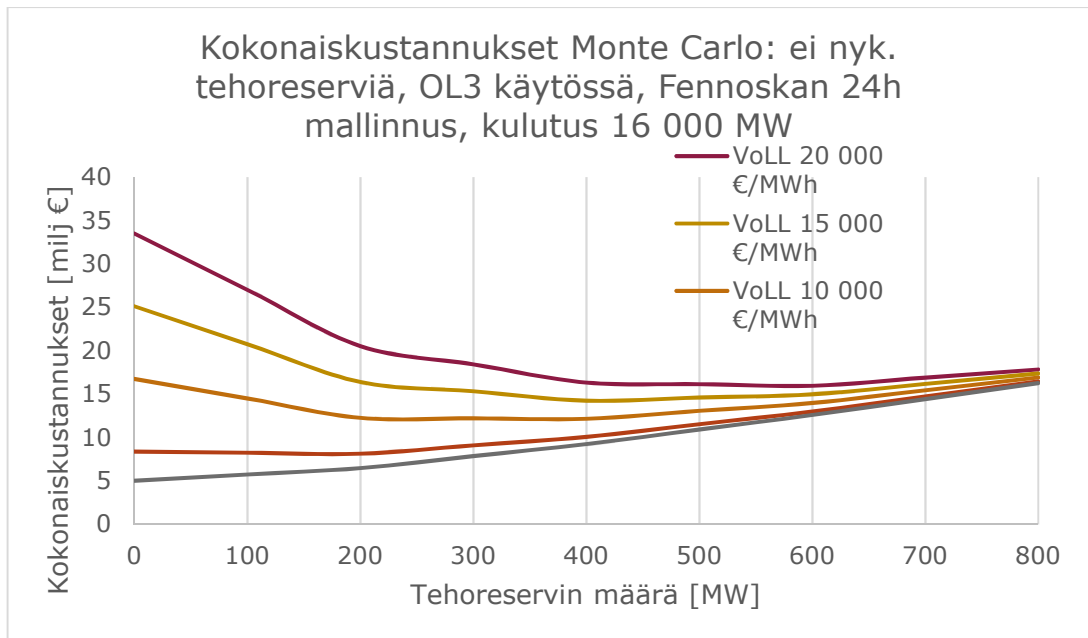


Kuva 26. Kokonaiskustannukset pohjautuen Monte Carlo -menetelmään. Olkiluoto 3 ei käytössä. Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu

Olkiluoto 3:n ollessa käytössä kokonaiskustannusten kannalta optimaalinen tehoreservin määrä on käytännössä 0 MW pienemmillä huippukulutusarvioilla. Kuvissa 27 ja 28 näytetään tulokset, mikäli huippukulutuksena käytetään 16 000 MW. Optimaalinen tehoreservin määrä VoLL:n arvolla 10 000 €/MWh näyttäisi olevan noin 200 - 300 MW. Näin ollen tehoreseruille olisi tarvetta myös Olkiluoto 3:n ollessa käytössä vain, mikäli varaudutaan selvästi ennakoitua suurempaan huippukulutukseen.



Kuva 27 Kokonaiskustannukset pohjautuen COPT-menetelmään. Olkiluoto 3 käytössä. Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu



Kuva 28 Kokonaiskustannukset pohjautuen Monte Carlo -menetelmään. Olkiluoto 3 käytössä. Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu

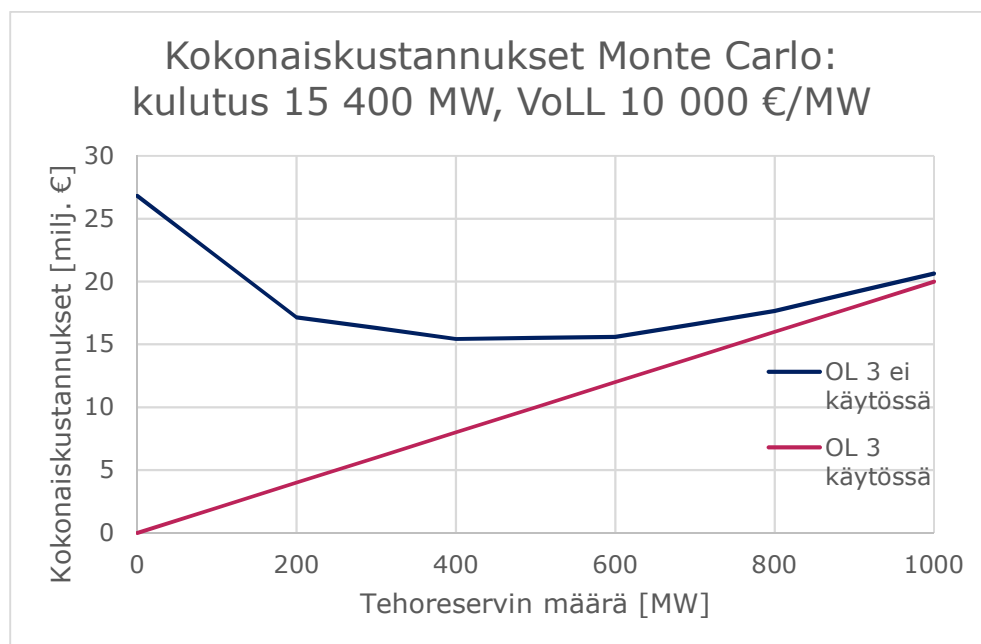


### 5.3 Olkiluoto 3:n vaikutus

Olkiluoto 3:n vaikutusta optimaaliseen tehoreservin määrään havainnollistetaan kuvissa 29 ja 30.

Näissä tarkasteluissa VoLL:n arvoksi on valittu 10 000 €/MWh ja käytetty Monte Carlo-menetelmää. Huippukulutuksena on käytetty arvoa 15 400 MW.

Kuvassa 29 on esitetty kokonaiskustannusten määrä sekä Olkiluoto 3:n ollessa käytössä että niin, että se ei ole käytössä. Skenaariona on käytetty kappaleen 3 mukaista skenaariota, jossa tuontisähkön määrää rajoittavat vain odottamattomat vikaantumiset, paitsi Venäjältä, josta tuontisähköä on 1 300 MW. Kuvaajasta nähdään, että Olkiluoto 3:n ollessa käytössä, on optimaalinen tehoreservin määrä 0 MW. Mikäli Olkiluoto 3 ei ole käytössä, optimaalinen tehoreservin määrä on noin 400 – 600 MW.

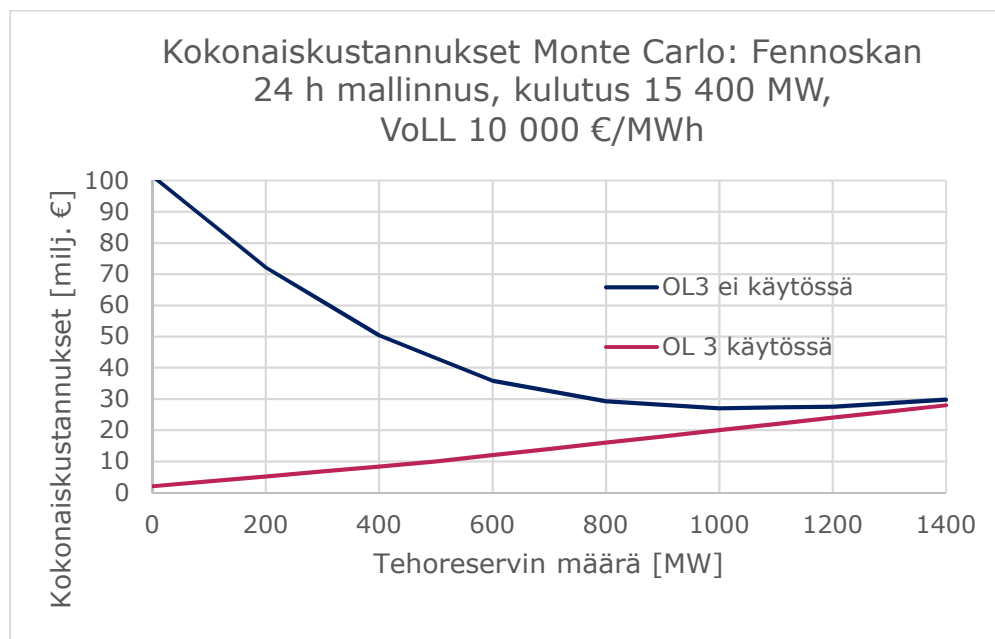


Kuva 29. Olkiluoto 3:n vaikutus tehoreservin määrään. Monte Carlo menetelmä. Tuontikapasiteettia naapurimaista saatavilla täydellä teholla, odottamattomat vikaantumiset huomioiden (Venäjältä 1 300 MW)

Kuva 30 kuvaa kappaleen 4 mukaista skenaariota, jossa tuontisähköä Fennoskan-yhteyksillä on rajoitettu. Myös tässä tapauksessa optimaalinen



tehoreservin määrä olisi 0 MW, jos Olkiluoto 3 on normaalisti käytössä. Ilman Olkiluoto 3:a, optimaalinen tehoreservin määrä on noin 1 000 MW.



Kuva 30. Olkiluoto 3:n vaikutus tehoreservin määrään. Monte Carlo menetelmä. Saatavilla oleva sähkö Fennoskan-yhteyksillä rajoitettu, muilla yhteyksillä vain odottamattomat vikaantumiset rajoittavat sähkön tuontia (Venäjältä 1 300 MW)



## 6 Pohdinta

Tämä selvitys toimii tehoreservin määrää koskevan Energiaviraston antaman erillisen päätöksen taustamateriaalina. Selvitys perustuu todennäköisyyksiin, historiatietoihin sekä erilaisiin arvioihin. Määräpäättös voi perustua tavoiteltavaan LOLE-tasoon tai kokonaiskustannusten minimointiin.

LOLE kertoo, kuinka monta tuntia vuodessa sähkön kulutuksen odotetaan ylittävän sähkön tuotannon ja tuonnin. LOLE ei siis ota kantaa mahdollisen tehovajeen syvyyteen. Pieni tehovaje voidaan hoitaa kantaverkkoyhtiön omilla toimenpiteillä ilman, että tehoreservejä tarvitsee edes käynnistää.

Kappaleessa 5 tutkittiin tehoreservin hankintakustannuksia suhteessa haittakustannuksiin. Tehoreservin määrä on optimaalinen, kun kokonaiskustannukset minimoituvat.

Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen ja käyttöönotto vaikuttaa merkittävästi optimaaliseen tehoreservin määrään. Tämänhetkisten Teollisuuden Voima Oy:n marraskuussa 2018 ilmoittamien tietojen<sup>8</sup> mukaan Olkiluoto 3:n säännöllisen sähköntuotannon pitäisi alkaa tammikuussa 2020. Teollisuuden Voima Oy on kuitenkin kesäkuussa 2019 ilmoittanut<sup>9</sup>, että laitostoimittaja toimittaa päivitetyn laitoksen projektiaikataulun heinäkuussa 2019.

Tuloksista on nähtävissä, että optimaalinen tehoreservin määrä talville 2020 - 2021 on välillä 600 – 1 000 MW, mikäli Olkiluoto 3:n ei oleteta olevan vielä tuolloin käytössä. Mikäli Olkiluoto 3 on tuolloin normaalisti käytössä, olisi optimaalinen tehoreservin määrä välillä 0 - 300 MW. Myös mahdollinen sähkön tuonnin rajoittaminen Ruotsista huippukulutustilanteessa vaikuttaa kokonaiskustannusten kannalta optimaaliseen tehoreservin määrään, mutta sen vaikutus on selvästi alhaisempi kuin Olkiluoto 3:n käyttöönotolla.

Tehoreservin tarve pysyy kutakuinkin samana myös talville 2021 – 2022.

---

<sup>8</sup> <https://www.tvo.fi/news/2066>

<sup>9</sup> <https://www.tvo.fi/news/2119>



Tuotantokapasiteetissa ei ole lähivuosille tiedossa muita muutoksia, jotka vastaavat suuruusluokaltaan Olkiluoto 3:n käyttöönottoa tai Ringhals 1 ja 2 -laitosten käytöstä poistamista Ruotsissa.

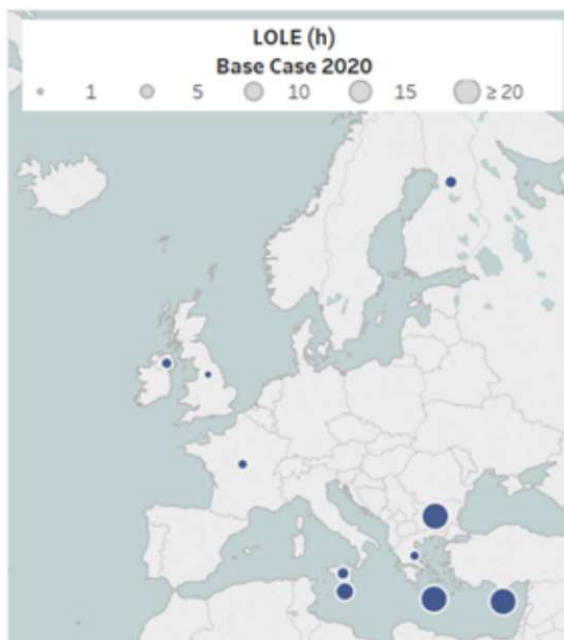
Kulutusennusteet Suomessa ja Ruotsissa todennäköisesti nousevat. Samaan aikaan voimalaitoskapasiteetti lisääntyy Pohjoismaissa erityisesti tuulivoiman osalta. Tässä selvityksessä ei ole arvioitu, miten tuulivoimakapasiteetin lisääntyminen esimerkiksi muissa Pohjoismaissa vaikuttaisi optimaaliseen tehoreservin määrään Suomessa.

Liitteessä 1 esitetyn ENTSO-E:n raportin mukaan LOLE Suomessa vuonna 2020 olisi noin 3,6 h ja ENS noin 1,2 GWh.

## Liite 1 LOLE ja ENS Entso-E:n Mid Term Adequacy Forecast 2018 -raportin mukaan

ENTSO-E:n Mid Term Adequacy Forecast 2018<sup>10</sup> -raportin mukaan Suomessa LOLE on yksi Manner-Euroopan suurimpia vuonna 2020. Kyseisessä selvityksessä LOLE:n ja ENS:n arvoja mallinnettiin Euroopan laajuisesti. Mallinnuksessa kohdevuodelle tehtiin useita simulaatioita niin, että vikaantumiset tapahtuivat satunnaisesti. Näistä simulaatioista laskettiin keskiarvot. Suomelle laskettu keskimääräinen LOLE vuonna 2020 oli 3,6 h/a ja ENS 1,2 GWh.

Vuonna 2017 tehdyssä vastaavassa ENTSO-E:n raportissa vastaavat arvot vuodelle 2020 olivat 24 h/a ja 10,2 GWh. Näin suuri muutos eri tarkastelujen välillä herättää kysymyksen menetelmän luotettavuudesta. Ilmeisesti Olkiluoto 3:n oletettiin olevan mukana myös 2017 tehdyssä raportissa, joten se ei selitä muutosta tuloksissa. Todennäköisesti laskentatapaa on muutettu. Vuoden 2018 raportissa toisaalta mainitaan, että mallinnuksia on monelta osa-alueelta kehitetty edellisvuodesta.



Kuva 31 ENTSO-E:n mallinnukset LOLE:n arvolle eri Euroopan maissa (ENTSO-E 2018)

<sup>10</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>