




**TUTKIMUSRAPORTTI**

VTT-R-00689-15

# **Lisäselvitys tehoreservin tarpeesta lauhdekapasiteetin vähentyessä**

Kirjoittajat: Niina Helistö, Juha Kiviluoma

Luottamuksellisuus: julkinen

<b>Raportin nimi</b> Lisäselvitys tehoreservin tarpeesta lauhdekapasiteetin vähentyessä		
<b>Asiakkaan nimi, yhteyshenkilö ja yhteystiedot</b> Energiavirasto Ville Väre Lintulahdenkuja 4 00530 HELSINKI	<b>Asiakkaan viite</b> Energiavirasto, Ville Väre 6.2.2015	
<b>Projektin nimi</b> EV Tehoreservi2015	<b>Projektin numero/lyhytnimi</b> 105085	
<b>Raportin laatija(t)</b> Niina Helistö, Juha Kiviluoma	<b>Sivujen/liitesivujen lukumäärä</b> 10/	
<b>Avainsanat</b> Tehoreservi, tehoreservilaki	<b>Raportin numero</b> VTT-R-00689-15	
<b>Tiivistelmä</b> <p>VTT teki Energiavirastolle selvityksen tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020. Selvitys valmistui joulukuussa 2014, ja sitä käytettiin tehoreservipäätöksen valmistelun taustaineistona. Tammikuussa 2015 valmistui Energiateollisuus ry:n, Fingrid Oyj:n, Suomen EIFi Oy:n, Metsäteollisuus ry:n ja työ- ja elinkeinoministeriön Pöyry Management Consulting Oy:lta tilaama selvitys ”Suomen sähkötehon riittävyys ja kapasiteettirakenteen kehitys vuoteen 2030”. Kyseisessä selvityksessä tarkasteltiin mahdollisuutta, että lauhdekapasiteettia puretaan huomattava määrä sen kannattamattomuuden johdosta. Tässä lisäselvityksessä tarkastellaan tämän skenaarion vaikutusta tehovajeen odotusarvoon ja käydään lisäksi läpi muita VTT:n ja Pöyryn selvityksen eroavaisuuksia.</p> <p>Tehovajeen odotusarvoksi saatiin kriittisimmäksi osoittautuneen talvikauden 2017–2018 kohdalla 0,14 tuntia vuodessa. Tuloksessa ei huomioida Fingridin nopeaa häiriöreserviä. Nopean häiriöreservin mahdollinen käyttö arvioitiin tehovajeen haittakustannusten puolella. Arvioidun tehovajeen odotusarvon aiheuttamat haittakustannukset osoittautuivat edelleen pienemmiksi kuin tehoreservijärjestelmän toteutuneet kustannukset. On kuitenkin huomioitava, että haittakustannusten arvottaminen on haasteellista. Tehovajelaskennan lähtöoletuksissa on merkittävää epävarmuutta, joiden pienentäminen olisi työlästä. Todennäköisesti tämä kuitenkin olisi varsin kannattavaa sähkönkuluttajien näkökulmasta, jotka laskun lopulta maksavat – joko tehoreservimaksuina tai kiertävien sähkökatkojen aiheuttaman haitan kautta.</p>		
<b>Luottamuksellisuus</b>	julkinen	
Espoo 19.2.2015 <b>Laatija</b>  Juha Kiviluoma, Erikoistutkija	<b>Tarkastaja</b>  Tuula Mäkinen, Tutkimusalueen päällikkö	<b>Hyväksyjä</b>  Geert-Jan Bluemink, Tutkimustiimin päällikkö
<b>VTT:n yhteystiedot</b> PL 1000, FI-02044 VTT		
<b>Jakelu (asiakkaat ja VTT)</b> Energiavirasto, VTT		
<i>VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain VTT:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella.</i>		

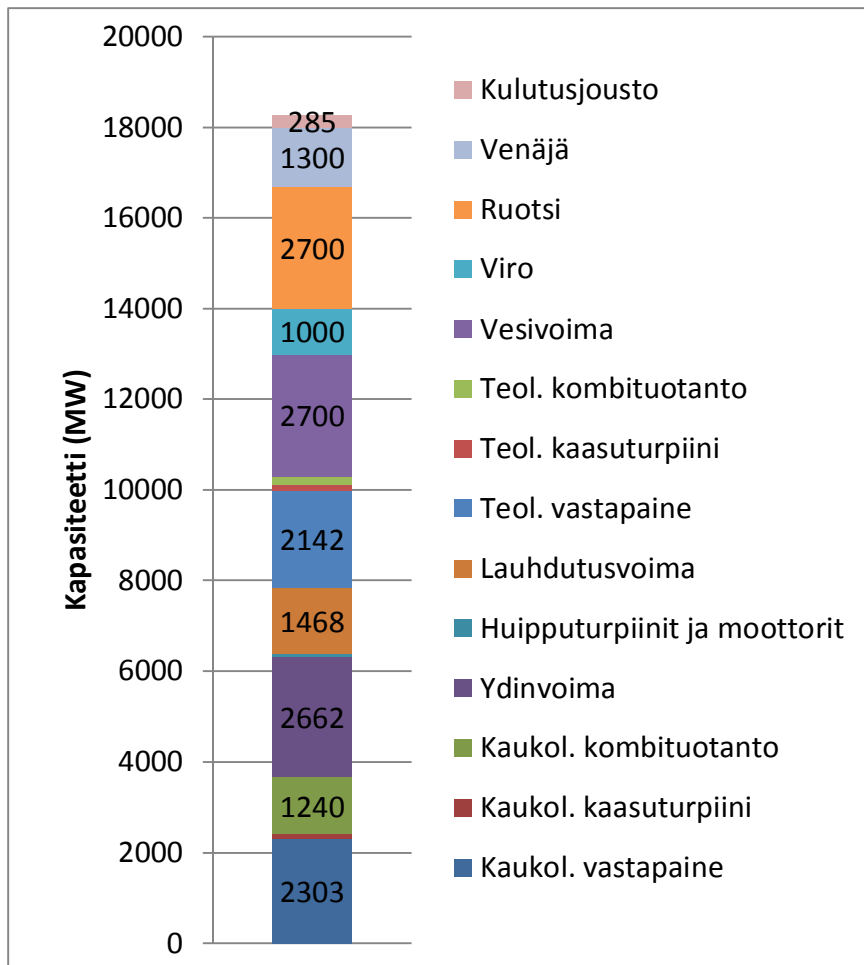
## Sisällysluettelo

---

Sisällysluettelo.....	2
1. Johdanto.....	3
2. Lähtötietojen tarkistus.....	4
3. Menetelmien vertailu.....	6
4. Tulokset.....	7
5. Johtopäätökset.....	10

## 1. Johdanto

VTT teki Energiavirastolle selvityksen<sup>1</sup> tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020. Selvitys valmistui joulukuussa 2014, ja sitä käytettiin tehoreservipäätöksen valmistelun taustaineistona. Selvityksessä oletettiin talvikaudelle 2014–2015 kuvan 1 mukainen käyttökelpoinen kapasiteetti. Käyttökelpoinen kapasiteetti ei huomioi vikaantumisia tai muita käyttötilanteessa saatavuutta mahdollisesti vähentäviä tekijöitä, koska nämä huomioitiin tehovajeen odotusarvon todennäköisyyspohjaisessa laskennassa. Ydinvoimaa lukuun ottamatta käyttökelpoiseen kapasiteettiin oletettiin vain pienehköjä muutoksia ajanjaksolla 2015–2020. Kaukolämmön yhteistuotannon, vesivoiman ja kulutusjouston maksimimäärän osalta kapasiteetti kasvoi jonkin verran. Lisäksi Ruotsin tuonti pieneni Olkiluoto 3:n käyttöönoton myötä.



Kuva 1. VTT:n alkuperäisessä selvityksessä oletettu käyttökelpoinen kapasiteetti talvikaudella 2014–2015 ilman häiriöreserveissä olevaa kapasiteettia.

VTT:n alkuperäisen tehoreserviselvityksen valmistumisen jälkeen Energiateollisuus ry, Fingrid Oyj, Metsäteollisuus ry, Suomen EIFi Oy sekä työ- ja elinkeinoministeriö julkaisivat Pöyry Management Consulting Oy:n selvityksen Suomen sähkötehon riittävydestä ja kapasiteettirakenteen kehityksestä vuoteen 2030 asti<sup>2</sup>. Pöyryn selvityksessä arvioitiin lauhdelaitosten kannattavuus heikoksi, minkä seurauksena lauhdutusvoiman oletettiin vähenevän merkittävästi lähivuosina. Energiavirasto pyysi VTT:tä tarkistamaan VTT:n alkuperäisessä selvityksessä käytetyt oletukset voimalaitoskapasiteetista ja vertaamaan niitä

<sup>1</sup> Kiviluoma, J. ja Helistö, N. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020. VTT:n Tutkimusraportti VTT-R-06032-14, 2014.

<sup>2</sup> Pöyry. Suomen sähkötehon riittävyys ja kapasiteettirakenteen kehitys vuoteen 2030. 23.1.2015.

Pöyryn selvityksessä käytettyihin oletuksiin. Erityisesti tavoitteena oli arvioida mahdollisesti poistuvan sähköntuotantokapasiteetin vaikutusta tehovajeen odotusarvoon ja haittakustannuksiin.

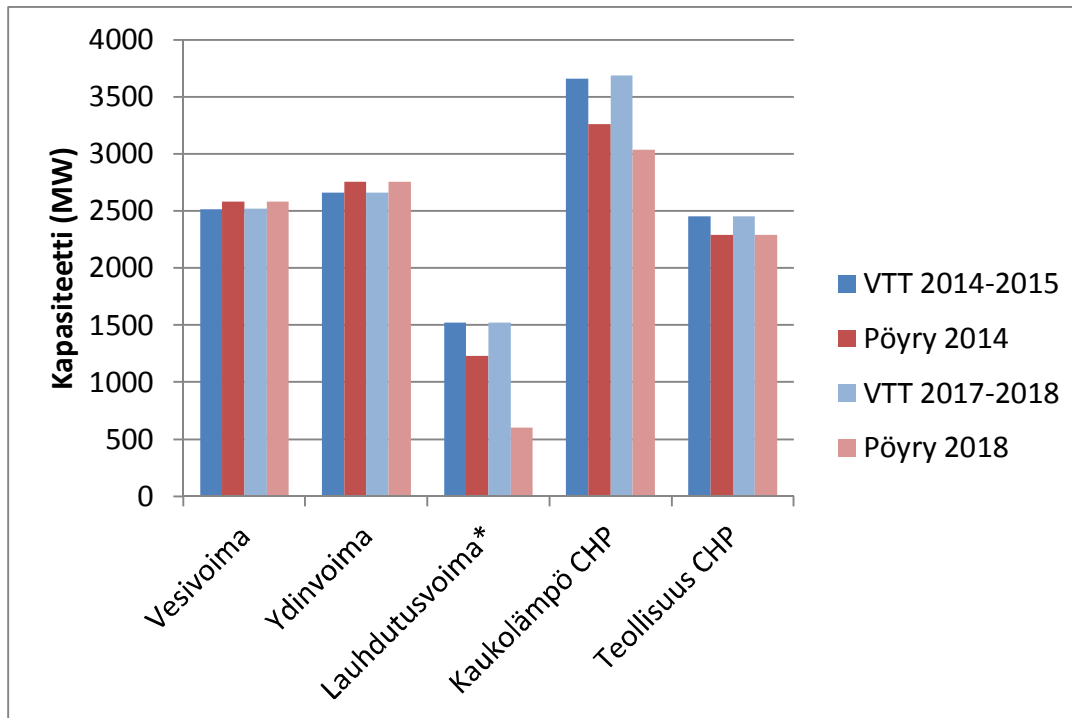
Tässä raportissa on selvitetty eroja VTT:n alkuperäisen selvityksen ja Pöyryn selvityksen lähtötiedoissa, oletuksissa ja menetelmissä. Tämän raportin tekijät kiittävät Pöyryn Jenni Patrosta Pöyryn selvityksen taustaoletusten ja lähtötietojen selostamisesta. VTT:n käyttämät oletukset on tarkistettu ja uudet tulokset on laskettu sillä oletuksella, että lauhdekapasiteetista suurin osa puretaan. Tehovajeen odotusarvo laskettiin uudelleen samaa todennäköisyyspohjaista menetelmää käyttäen kuin VTT:n alkuperäisessä selvityksessä.

## 2. Lähtötietojen tarkistus

---

Sekä VTT:n että Pöyryn selvityksissä huippukulutukseksi talvikaudella 2014–2015 tai vuonna 2014 on arvioitu noin 15 000 MW. VTT:n selvityksessä huippukulutuksen arvioidaan kasvavan talvikauteen 2017–2018 mennessä 15 705 MW:iin, kun taas Pöyryn selvityksessä vuoden 2018 huippukulutuksena on käytetty 15 340 MW:a. Huippukulutukset tarkoittavat kerran kymmenessä vuodessa osuvan huippupakkasen aikaista huippukulutusta.

Kuvassa 2 on esitetty eroja VTT:n alkuperäisen selvityksen ja Pöyryn selvityksen lähtötiedoissa voimalaitosten osalta. Pöyryn selvityksestä on valittu vertailuun perusskenaario. Vesivoiman osalta VTT:n alkuperäisessä selvityksessä käytettiin todennäköisyysjakaumaa, jonka mukaan vesivoimaa on esimerkiksi talvikaudella 2014–2015 saatavissa 2271–2751 MW (kuvassa 2 on esitetty todennäköisyysjakauman keskiarvo 2511 MW). Pöyryn selvityksessä vesivoiman määräksi oletettiin 2582 MW, joka on noin 70 MW enemmän kuin VTT:n käyttämän todennäköisyysjakauman keskiarvo. Ydinvoiman kapasiteetti on oletettu 90 MW suuremmaksi Pöyryn kuin VTT:n selvityksessä. Sen sijaan lauhdutusvoiman määrä sekä kaukolämmön ja teollisuuden yhteistuotannon (CHP) määrät on Pöyryn selvityksessä oletettu pienemmiksi kuin VTT:n selvityksessä. Erityisen suuri ero VTT:n ja Pöyryn selvitysten lähtötiedoissa on tulevaisuuden lauhdekapasiteetissa. Pöyryn selvityksessä oli tarkasteltu lauhdevoimaloiden kannattavuutta. Tulosten mukaan laitokset eivät nykyhinnoilla ole kannattavia, jonka vuoksi ne oletettiin poistettavaksi käytöstä. Tässä selvityksessä tarkastelemme tämän oletuksen vaikutusta tehovajeen todennäköisyyteen.

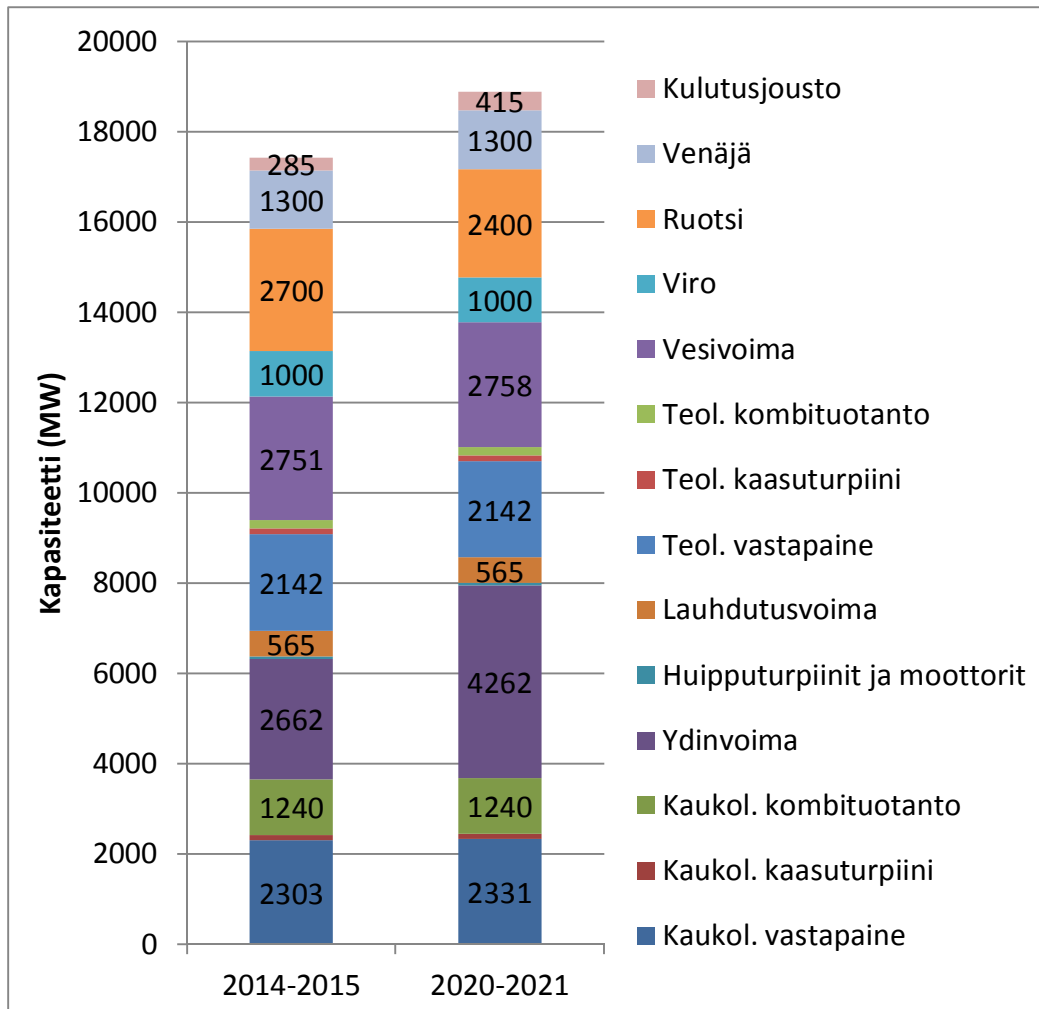


Kuva 2 Eroja VTT:n alkuperäisessä selvityksessä ja Pöyryn selvityksessä käytetyissä voimalaitoskapasiteeteissa. \*Lauhdutusvoimaan on laskettu myös huippukaasuturpiini- ja moottorivoima VTT:n selvityksessä. Häiriöreservejä ei ole laskettu mukaan.

VTT:n alkuperäisessä selvityksessä poistettiin kaukolämmön yhteistuotannon osalta tilastoista saatua sähköntuotantokapasiteettia toteutuneiden tuotantojen perusteella. Pöyry poisti selvityksessään kapasiteettia perustuen siihen oletukseen, että kaukolämpölaitosten sähköntuotanto laskee nimellistehosta, kun kaukolämmön menoveden lämpötila on erityisen kylminä pakkaspäivinä nostettava 115 °C:een. Lisäksi Pöyry poisti laskennasta osan kaukolämmön yhteistuotantolaitosten lauhdeperistä. Tässä lisäselvityksessä oletetaan, että kaukolämmön menovettä voidaan erittäin kylminä ajankohtina tarvittaessa lämmittää huippukattiloilla, jolloin CHP laitosten sähköntuotantoa ei tarvitse laskea. Sähkön hinta on korkealla ja siksi sähkön tuottaminen kannattaa. Tästä syystä kaukolämmön yhteistuotannon kapasiteetti pidetään samana kuin alkuperäisessä selvityksessä, jossa se perustui viime vuosien toteutuneisiin tuotantoihin. Kaukolämpöverkoissa on ylimääräistä kattilakapasiteettia vikaantumisten varalta. Lämmön riittämättömyys on siis poikkeuksellinen tapahtuma ja on epätodennäköistä, että se tapahtuu yhtä aikaa kovin monessa lämpöverkossa. Tarkastelimme myös toteutuneen kaukolämpöpohjaisen sähköntuotannon tuntiaikasarjojen ja lämpötilan riippuvuutta. Aineistona olleen viimeisen kahdeksan vuoden huippukulutusviikkojen aikana ei näkynyt merkkejä tilanteista, joissa kaukolämmön sähköntuotantoteho olisi pienentynyt huippupakkasten vuoksi.

Sekä VTT:n että Pöyryn selvityksissä huomattiin, että teollisuuden yhteistuotantolaitosten tuotanto on viime vuosina ollut vain noin 1500 MW, vaikka tilastoissa on kapasiteettia yli 3000 MW. Toisaalta lauhdutusvoima on viime vuosina tuottanut yli tilastoissa olevan nimelliskapasiteettinsa. Kyseessä saattaa olla tilastointiin liittyvät eroavaisuudet eli osa yhteistuotannosta on voinut tilastoitua lauhdetuotannon alle (esim. lauhdeperät). VTT:n selvityksessä pyrittiin saamaan lauhdutusvoiman ja teollisuuden yhteistuotannon kapasiteettien summa vastamaan näiden toteutuneiden tuotantojen summaa, mistä syystä laskentaan otettiin koko tilastoissa oleva lauhdutusvoimakapasiteetti ja tarvittava osuus teollisuuden yhteistuotantokapasiteetista. Tässä lisäselvityksessä lauhdekapasiteettia pienennettiin vielä lisää. Alkuperäisessä selvityksessä oli mukana yhteensä 1522 MW lauhdutusvoimaa sekä huippukaasuturpiini- ja moottorivoimaa. Tässä selvityksessä lauhdutusvoiman sekä huippukaasuturpiini- ja moottorivoiman määräksi oletettiin yhteensä 619 MW.

Kuva 3 kerää yhteen edellä esitellyt lähtötiedot käyttökelpoiselle kapasiteetille talvikausien 2014–2015 ja 2020–2021 osalta. Kuten kuvasta huomataan, vähennykset lauhdekapasiteetissa on tehty jo talvikauden 2014–2015 kohdalla täysimääräisenä. Tässä mielessä tarkastellaan mahdollisimman hankalaa skenaariota. Käyttökelpoisessa kapasiteetissa eivät näy vikaantumiset tai muut käyttötilanteessa saatavuutta mahdollisesti vähentävät tekijät, koska nämä huomioidaan tehovajeen odotusarvon todennäköisyyspohjaisessa laskennassa.



Kuva 3. Käyttökelpoinen kapasiteetti talvikausilla 2014–2015 ja 2020–2021 ilman häiriöreserveissä olevaa kapasiteettia.

### 3. Menetelmien vertailu

VTT:n alkuperäisessä selvityksessä laskettiin nettokulutus vähentämällä tuulivoiman aikasarja sähkönkulutuksen aikasarjasta. Käytettävät 9,5 vuoden aikasarjat ulottuivat vuodesta 2005 vuoden 2014 puoliväliin. Aikasarjat skaalattiin vastaamaan oletettuja tuulivoimakapasiteetteja ja huippukulutuksia tulevaisuudessa. Tuulivoimatuotannon vähentäminen kulutuksesta on suositeltu menetelmä tuulivoiman tai muun vaihtelevan tuotannon huomioimiseksi<sup>3</sup>. Pöyryn selvityksessä tuulivoima huomioitiin olettamalla tuulivoiman tuottavan 6 % nimelliskapasiteetistaan huippukulutustilanteessa. Lukema perustui ENTSO-E:n arvioon.

<sup>3</sup> Keane, A., Milligan, M., Dent, C. J., Hasche, B., Annunzio, C. D., Member, S., Dragoon, K., et al. (2011). Capacity Value of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), 564–572

VTT:n alkuperäisessä selvityksessä kulutusjousto huomioitiin kotimaisen voimalaitoskapasiteetin ja tuontimahdollisuuksien rinnalla tehovajeen odotusarvon laskennassa. Pöyryn selvityksessä kulutusjousto tarkasteltiin mahdollisuutena helpottaa tilanteita, joissa sähköteho ei riittäisi Suomessa. Tarkastelu tehtiin erillään sähkönhankintataseen laskennasta.

Tehovajeen odotusarvo laskettiin VTT:n alkuperäisessä selvityksessä käyttäen todennäköisyyspohjaista menetelmää, jossa huomioitiin muun muassa voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantuminen, sekä vesivoiman ja kulutusjouston epävarmuus. Vikaantumistodennäköisyydet eivät olleet riippuvaisia toisistaan tai esimerkiksi vuodenaajasta. Pöyryn tarkastelussa huomioitiin yksittäiset tilanteet, joissa suurin voimalaitos tai siirtoyhteys on pois käytöstä.

Tässä lisäselvityksessä päädyttiin pitäytymään VTT:n alkuperäisessä selvityksessä käytetyissä menetelmissä koskien tuulivoiman ja kulutusjouston huomioimista sekä tehovajeen odotusarvon laskentaa. Pöyryn selvityksessä käytettiin huippukulutuksen ja voimalaitoskapasiteetin kehittymisen osalta kolmea skenaariota, jotka ulottuivat vuoteen 2030. VTT:n alkuperäisessä selvityksessä ja tässä lisäselvityksessä tehtävänä oli tarkastella yhtä, talvikauteen 2020–2021 ulottuvaa skenaariota. Tämän jälkeinen kehitys on myös tärkeää nykyisten voimalaitosten ylläpidon näkökulmasta. Tärkeää olisi myös laajemmin tarkastella onko tehoreservijärjestelmä oikea työkalu sopivan kapasiteettitaseen kustannustehokkaaseen saavuttamiseen Suomessa.

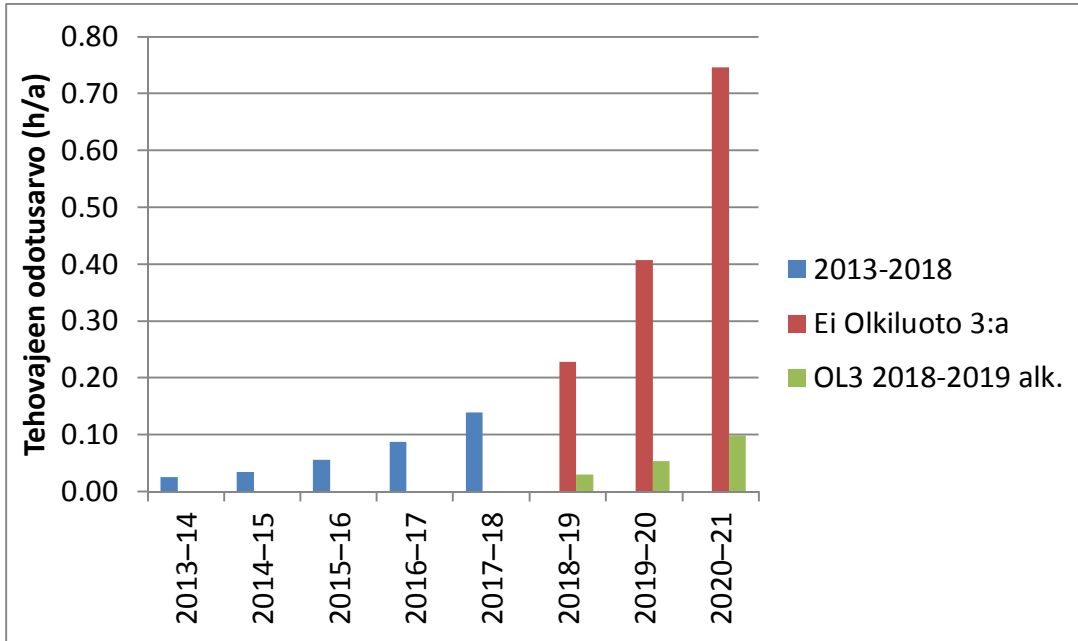
## 4. Tulokset

---

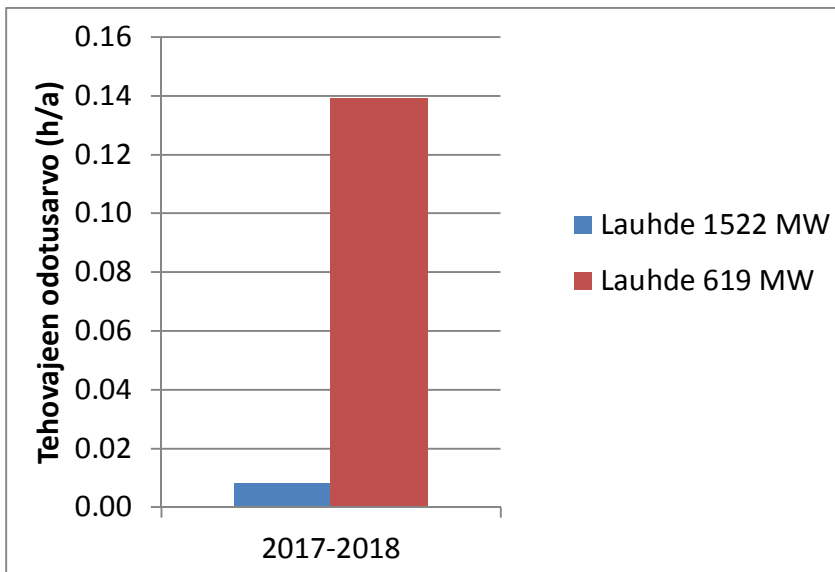
Tehovajeen odotusarvo laskettiin uudelleen käyttäen uutta arviota lauhdutusvoiman määrästä. Tässä luvussa esitetyissä lauhdutusvoiman määrissä on mukana huippukaasaturpiini- ja moottorivoima. Aikasarjoina on käytetty VTT:n alkuperäisessä selvityksessä kuvattuja 9,5 vuoden aikasarjoja.

Kuvassa 4 on esitetty uudelleen laskettu tehovajeen odotusarvo eri talvikausina. Olkiluoto 3:n on arvioitu olevan käytettävissä loppuvuodesta 2018, joten tehovajeen kannalta kriittisimmäksi talvikaudeksi osoittautuu 2017–2018, jolloin tehovajeen odotusarvo on laskennan mukaan 0,14 h/a. Kuvassa 5 on verrattu kyseistä lukemaa VTT:n alkuperäisessä selvityksessä laskettuun talvikauden 2017–2018 tehovajeen odotusarvoon.



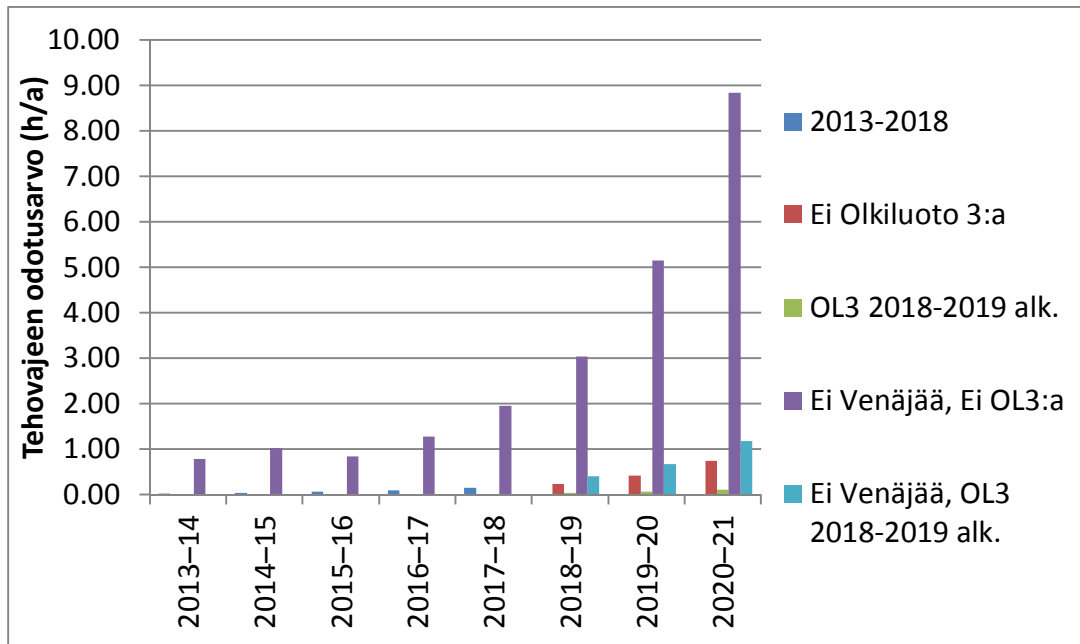


Kuva 4 Tehovajeen odotusarvo talvikausina 2013–2014...2020–2021, kun lauhdutusvoiman määräksi on oletettu 619 MW.



Kuva 5 VTT:n alkuperäisessä selvityksessä laskettu tehovajeen odotusarvo (Lauhde 1522 MW) ja tässä lisäselvityksessä laskettu odotusarvo (Lauhde 619 MW) talvikaudella 2017–2018 tilanteessa, jossa Olkiluoto 3 ei ole vielä käytettävissä.

Kuvassa 6 on esitetty lisäksi tehovajeen odotusarvo kahdessa skenaariossa, joissa Venäjältä ei voida tuoda sähköä. Tarkastelujakson aikana tehovajeen odotusarvo kasvaa useisiin tunteihin vuodessa, jos Olkiluoto 3:n ei oleteta olevan käytettävissä.



Kuva 6 Tehovajeen odotusarvo talvikausina 2013–2014...2020–2021, kun lauhdutusvoiman määräksi on oletettu 619 MW. Perusskenaarioiden lisäksi kuvassa on esitetty kaksi skenaariota, joissa Venäjältä ei voida tuoda sähköä Suomeen suoraan eikä Baltian kautta.

Tehoreservin kustannuksia tulee verrata tilanteeseen, jossa tehoreservejä ei hankita. Tavallisen voimalaitoskapasiteetin loputtua käytettäisiin tehovajetilanteessa ensisijaisesti häiriöreservejä. Häiriöreservit eivät saa häiritä markkinoiden toimintaa, joten häiriöreservien tarjoushinnan täytyy olla markkinatarjouksia korkeampi. Tässä hinnaksi oletetaan VTT:n alkuperäisestä selvityksestä poiketen 5 000 €/MWh, joka on säätösähkömarkkinoiden kattohinta. Kun häiriöreservejä ei voida enempää käyttää, siirrytään kiertäviin sähkökatkoihin. Sähkökatkojen kustannusta on arvioitu Suomessa viimeksi TKK/TTY:n tekemässä selvityksessä<sup>4</sup>. Sen mukaan haittakustannus kotitalouksille on noin 6 000 €/MWh, mutta haittakustannuksessa voi olla suurta vaihtelua eri kotitalouksien välillä. Muille sähkökäyttäjille kustannus voi olla huomattavasti korkeampi ja asettui välille 11 000 – 28 000 €/MWh. Jos tehoreservejä ei hankita ja tehovaje syntyy todennäköisemmin kuin ilman tehoreservejä, niin tehovajeen synnyttämien kustannusten pitäisi asettua edellä esitellylle skaalalle: 5 000 – 28 000 €/MWh. Kattavan arvion saamiseksi tehoreservin kustannuksia on verrattu kolmelle eri oletukselle haitan kustannuksista: häiriöreservien käyttö, kotitalouksien sähkökatkot ja teollisuuden sähkökatkot. Tehoreservijärjestelmän toteutunut kustannus kaudella 7/2013–6/2014 oli 8,1 milj.€<sup>5</sup>, jota vastaava haitta lasketaan kertomalla haittakustannus ja riittävän pitkä energiavaje. Tästä saadaan energiavajeen odotusarvo, jota verrataan työssä laskettuihin tehovajeen odotusarvoihin (taulukko 1).

Taulukko 1. Laskelma, josta saadaan tehoreservin toteutuneita kustannuksia vastaavat tehovajeen odotusarvot eri haittakustannusoletuksille

	Häiriöreservi	Kotitaloudet	Teollisuus
<b>Haittakustannus (€/MWh)</b>	5 000	6 000	28 000
<b>Energiavajeen odotusarvo (MWh), jonka aiheuttama haitta on yhtä suuri kuin tehoreservin toteutunut vuosikustannus</b>	1 620	1 350	289
<b>Vastaava tehovajeen odotusarvo (h/a)</b>	4,2	3,6	0,85

<sup>4</sup> A. Silvast, P. Heine, M. Lehtonen, K. Kivikko, A. Mäkinen ja P. Järventausta. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. TKK ja TTY, Joulukuu 2005.

<sup>5</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/lis%C3%A4palvelut/tehoreservi/Sivut/default.aspx>

## 5. Johtopäätökset

---

Laskennan mukaan tehovajeen odotusarvo kriittisimpänä talvikautena 2017–2018 noin 17-kertaistuu 0,14 tuntiin vuodessa, kun lauhdutusvoiman määrää vähennetään 1522 MW:sta 619 MW:iin. Tässä on oletettu, että Olkiluoto 3 ei ole vielä käytettävissä ja Venäjältä voidaan tuoda sähköä VTT:n alkuperäisessä selvityksessä käytetyn todennäköisyysjakauman mukaisesti.

Kaikissa niissä skenaarioissa, joissa sähköä voidaan tuoda Venäjältä, häiriöreservien ja kiertävien sähkökatkojen käyttö tulee laskennan mukaan edullisemmaksi kuin tehoreservijärjestelmä on ollut. Tarkastelujakson loppupuolella tehoreservijärjestelmä voi tulla haittakustannuksia edullisemmaksi, jos Venäjältä ei voida tuoda sähköä ja OL3 ei ole käytettävissä.

Kuten VTT:n alkuperäisessä selvityksessäkin todettiin, lähtötietoihin sisältyy paljon epävarmuuksia. Voimalaitosten kannattavuutta ja sitä kautta niiden sulkemista ja lisäinvestointeja ei VTT:n selvityksessä arvioitu, vaan tiedot voimalaitoskapasiteetista pohjattiin pääasiassa tiedossa oleviin voimalaitoksiin ja toteutuneisiin tuotantoihin. Tässä selvityksessä poistettiin kuitenkin merkittävästi lauhdutusvoimaa laskennasta perustuen Pöyryn arvioon lauhdutusvoiman heikosta kannattavuudesta. Koska lauhdelaitosten mahdollisen sulkemisen ajankohtaa on vaikea arvioida, ne poistettiin laskennasta kokonaan. Mikäli lauhdelaitoksia poistuu vasta Olkiluoto 3:n valmistumisen jälkeen, on tarkastelujakson kriittisin tehovajeen odotusarvo pienempi. Käytettävissä olevan voimalaitoskapasiteetin määrittämistä hankaloittavat ristiriitaisuudet tilastoissa. Toteutuneet tuotannot eivät myöskään välttämättä vastaa voimalaitoskapasiteetteja, jotka todellisuudessa olisivat voineet olla käytettävissä. Voimalaitosten vikaantumistodennäköisyyden kasvusta tai yhteistuotantolaitosten sähköntuotantokapasiteetin pienenemisestä huippupakkasten takia ei saatu riittävästi viitteitä tai tilastotietoa, joten niitä ei huomioitu laskennassa. Näistä syistä johtuen lasketussa tehovajeen odotusarvossa on merkittävää epävarmuutta molempiin suuntiin.