

KANSALLINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄN RESURS- SIEN RIITTÄVYYSARVIOINTI 2025

Sisällys

1 Johdanto	3
2 Energiaviraston tekemä mallinnus vuodelle 2026	4
2.1 Mallinnuksen rajausta ja mallinnustyökalu	4
2.2 Mallinnuksen lähtötiedot	5
2.3 Tulokset	6
2.3.1 Perusskenaario	6
2.3.2 Herkkyystarkastelu – Olkiluoto 3 pois käytöstä koko vuoden	7
2.3.3 Herkkyystarkastelu 2 – Estlink-yhteydet Viroon pois käytöstä	8
2.3.4 Herkkyystarkastelu 3 – Sekä Estlink-yhteydet että Olkiluoto 3 pois käytöstä	8
2.3.5 Herkkyystarkastelu 4 – Fennoskan-merikaapelit Ruotsiin pois käytöstä	9
2.3.6 Herkkyystarkastelu 5 – Aurora Line ei käytössä	10
2.4 Yhteenveto	11

1 Johdanto

Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä (117/2011) 3 a § määrittää, että Energiaviraston tehtävänä on laatia kansallinen sähköjärjestelmän resurssien riittävyysarviointi sähkömarkkina-asetuksen 24 artiklan mukaisesti vähintään joka toinen vuosi. Lisäksi 4 § määrittää, että Energiaviraston tehtävänä on määrittää tarvittava tehoreservin määrä vähintään kahden vuoden välein.

Edellinen kansallinen riittävyysarviointi tehtiin vuonna 2023 (Afry Management Consulting Oy: Resource Adequacy Assessment Until 2033). Edellisen kerran tehoreservin tarvetta arvioitiin alkuvuonna 2024 hyödyntäen edellä mainittua Afry:n selvitystä.

Tämän raportin ensisijainen tavoite on arvioida tehoreservin tarvetta kaudelle 1.11.2025-31.10.2026. Tätä varten Energiavirasto on mallintanut sähköjärjestelmän toimintaa vuodelle 2026.

Energiavirasto ei tässä selvityksessä ole mallintanut vuoden 2026 jälkeistä aikaa. Vuosia 2030 ja 2035 tullaan tarkastelemaan Ramboll Finland Oy:n työ- ja elinkeinoministeriölle laatimassa jouston tarpeen arvioinnissa, joka valmistuu keväällä 2025.

LYHENTEET:

EENS	Energiavajeen odotusarvo (Expected Energy Not Served)
ERAA	Eurooppalainen resurssien riittävyysarviointi (European Resource Adequacy Assessment)
EVA	Economic Viability Assessment
LOLE	Tehovajeen odotusarvo (Loss of Load Expectation)

2 Energiaviraston tekemä mallinnus vuodelle 2026

2.1 Mallinnuksen rajausta ja mallinnustyökalu

Mallinnus tehtiin pitkälti ERAA-metodologian¹ mukaisesti. Poikkeuksena oli economic viability assesment (EVA), jota ei tässä mallinnuksessa tehty. Tarkastelun kohteena oli vain yksi, lähitulevaisuudessa oleva vuosi, joten muutokset tuotanto- ja kulutusjoustokapasiteetissa olivat joka tapauksessa tiedossa, eikä EVA:n katsottu tuovan tähän lisäarvoa.

Mallinnus tehtiin käyttäen Antares-Simulator-ohjelmistoa. Ohjelmisto mahdollistaa simuloinnin, joka ottaa huomioon lukuisia eri säävuosia sekä voimalaitosten ennakkoimattomia epäkäytettävyyksiä. Lisäksi malli ottaa huomioon eri tuotantomuotojen ajojärjestyksen perustuen tuotantokustannuksiin. Vesivoiman optimoinnissa malli ottaa huomioon vesivirtaamat ja vesivarastojen täyttöasteet.

Simuloinnin lähtötiedot voidaan syöttää vuoden jokaiselle tunnille erikseen, mikä mahdollistaa tarvittaessa tarkkojenkin herkkyystarkastelujen tekemisen. Samoin simuloinnin lopputuloksena saadaan jokaiselle muuttujalle 8760 arvoa jokaista simulointikierrosta kohti.

Mallinnus toteutettiin Suomen lisäksi muille Pohjoismaille sekä Baltian maille. Siirtoyhteydet näiden alueiden ulkopuolelle mallinnettiin yksinkertaistettusti, perustuen arvioituun sähköntuontiin kylmänä talvipäivänä.

Mallinnuksen päätavoite oli tarkastella tunteja, jolloin sähköstä on pulaa. Tämän vuoksi mallinnuksessa tehtiin yksinkertaistuksia, jotka eivät kuvaa hyvin vuoden jokaista tuntia, mutta jotka ottavat huomioon sähköpulatuntien ominaispiirteet. Oletuksena oli, että sähköpulatunteina kaikki saatavilla oleva tuotantokapasiteetti on käytössä riippumatta ajojärjestyksestä. Voimalaitosten suunniteltuja vuosihuoltoja ei Loviisan ja Olkiluodon ydinvoimalaitoksia lukuun ottamatta huomioitu, vaan oletuksena oli, että huollot ajoittuvat lähtökohtaisesti kriittisten ajankohtien ulkopuolelle.

Myös kulutusjoustopon oletettiin reagoivan voimakkaasti tehovajetunneilla, jolloin hinta on tyypillisesti hyvin korkea. Yksinkertaistuksen vuoksi joustettua kulutusta ei kuitenkaan mallinnettu palautettavaksi muille tunneille, vaan oletuksena oli, että kulutus palautuu lähtökohtaisesti sellaisille tunneille, jotka eivät ole sähkön riittävyyden kannalta kriittisiä. Sähkökattiloiden ei oletettu olevan käytössä kalliiden tuntien aikana.

Vaikka perinteisesti sähkön riittävyysarvioinneissa säävuodet ovat perustuneet historialliseen säädataan, ERAA 2024:ssä säävuodet perustuvat simuloituun tulevaan säädataan. ERAA 2024:ssä säävuosien mallintamiseen käytettiin kolmea eri mallinnustyökalua (CMR5, ECE3 ja MEHR), joilla jokaisella mallinnettiin 12 tulevaa säävuotta. Energiavirasto valitsi näistä kahden mallinnustyökalun (CMR5 ja ECE3)

¹ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I_1.pdf

tiedot. Kullekin valitulle 24 säävuodelle simuloitiin 16 epäkäytettävyysskenaariota, jolloin mallinnuskierroksia tehtiin yhteensä 384 kappaletta.

Siirtoyhteyksien mallinnus perustui NTC-menetelmään.

2.2 Mallinnuksen lähtötiedot

Mallinnuksessa hyödynnettiin ERAA 2024:n dataa (julkisen kuulemisen jälkeen julkaistua ennakkodataa), lukuun ottamatta vesidataa². Tuuli- ja aurinkovoimalle sekä sähkön kulutukselle käytettiin ERAA:n aikasarjoja eri säävuosille. Aikasarjat perustuivat edellisessä kappaleessa kuvailtuihin mallinnustyökaluihin.

Muun sähköntuotantokapasiteetin osalta ei tarkasteltu ainoastaan ERAA:n datan mukaista maksimikapasiteettia, vaan otettiin huomioon myös viime vuosina toteutuneet todelliset sekä arvioidut tulevat tuotantomäärät. Myös jaottelu oli ERAA:n dataan verrattuna erilainen, sillä tässä jaottelu perustui tuotantomuotoihin (ydinvoima, CHP, lauhde), kun taas ERAA:n lähtötiedoissa kapasiteetti oli jaoteltu polttoaineittain.

Ydinvoimalle, CHP:lle, lauhdevoimalle sekä siirtoyhteyksille mallinnettiin ennakoimattomia epäkäytettävyyksiä vikaantumiskertoimien mukaisesti (taulukko 1). Suomen ja Ruotsin ydinvoimalat mallinnettiin yksittäin. Muut lämpövoimalaitokset jaettiin yksinkertaistuksen vuoksi samankokoisiksi yksiköiksi (Suomessa jaottelukriteerinä yli 100 MW ja alle 100 MW laitokset. Näiden yksiköiden vikaantumisten katsottiin kuvaavan riittävän tarkasti todellisten laitosten vikaantumista.

Taulukko 1 Vikaantumiskertoimet ja vikaantumisten kesto

	Vikaantumiskerroin	Vikaantumisen kesto (vuorokautta)
Ydinvoima	0,05	7
CHP	0,08	1
Lauhde	0,08	1
DC-siirtoyhteydet	0,03	7
AC-siirtoyhteydet	0,0005	7

Taulukossa 2 on esitetty mallinnuksessa käytetty tuotantokapasiteetti Suomessa. Muiden maiden kapasiteetteja ei ole taulukoitu, mutta ne ovat pitkälti ERAA 2024 -lähtödatan mukaisia.

² Vesivirtaamien ja vesivarastojen täyttöasteen osalta käytettiin ERAA 2023:n dataa, koska uudempiä ei ollut saatavilla. Toisaalta voitiin olettaa, ettei muutoksia vesidataan ollut tullut.

Taulukko 2. Tuotanto- ja DSR-kapasiteetin maksimitehot Suomessa. *Lisäksi kulutusjou-
toon kuuluvat sähkökattilat (ja osa elektrolyysereistä), joiden ei oleteta käynnistyvän kor-
keiden hintojen aikana.

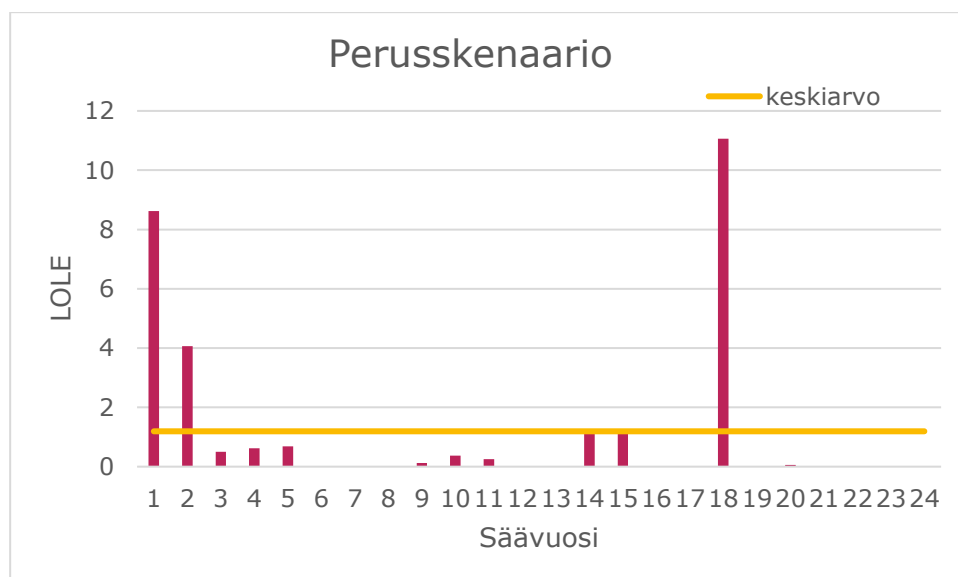
	Maksimiteho [MW]
Vesivoima	3 200
Tuulivoima	10 829
Aurinkovoima	2684
Ydinvoima	4 394
CHP-kaukolämpö	2 780
CHP-teollisuus	1 665
Kulutusjousto*	500

2.3 Tulokset

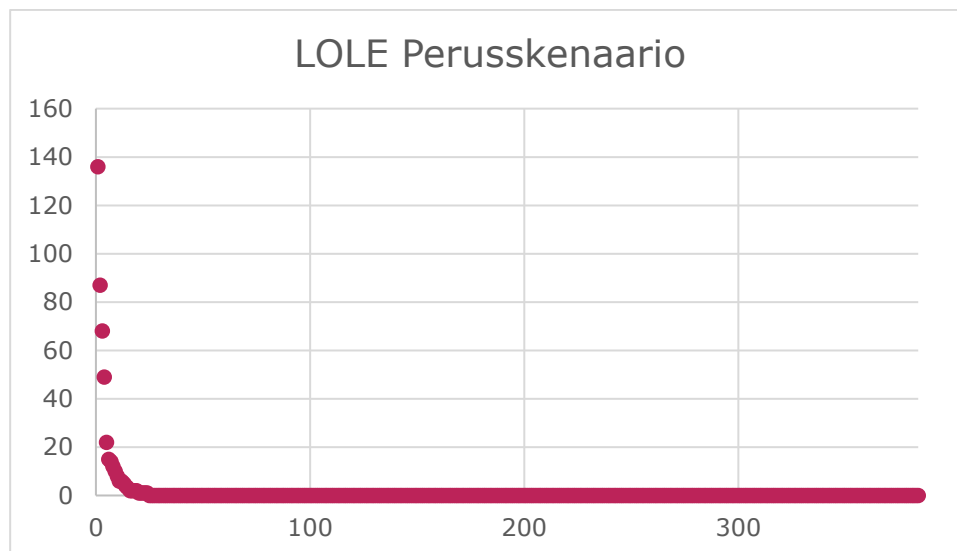
2.3.1 Perusskenaario

Perusskenaariossa LOLE oli Suomessa keskimäärin 1,2 tuntia ja EENS 1 080 MWh. Luotettavuusstandardi 2,1 h ylittyi kolmena säävuonna. Toisin sanoen sähkön riit-
tävyysluolia ilmeni 1/8 säävuosista, mutta keskimäärin huolenaiheita ei ilmennyt.

Alla olevassa kuvassa on esitetty perusskenaarion tulokset LOLE-arvoina eri sää-
vuosille.



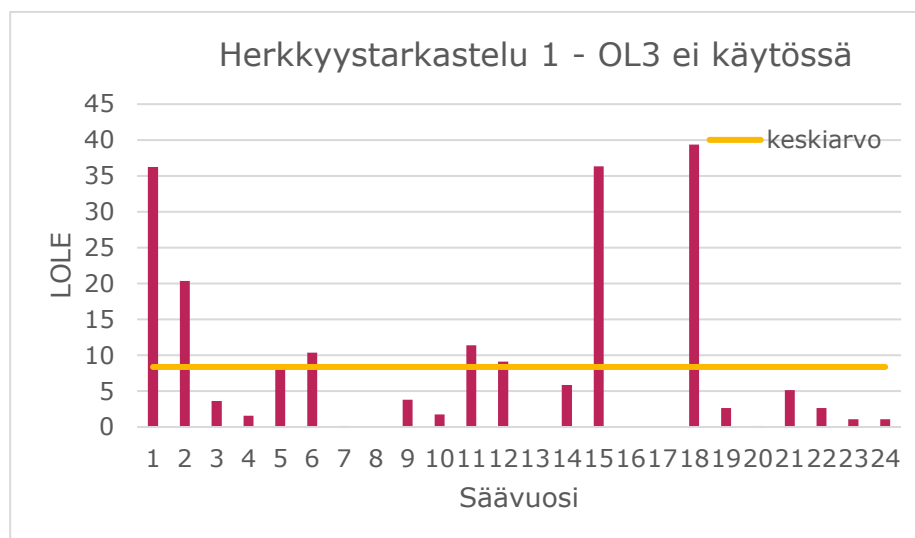
Alla olevassa kuvassa on esitetty kaikkien 384 mallinnuskierroksen tulokset LOLE-arvoina järjestettynä suurimmasta pienimpään. Tehovajetta esiintyi 24 mallinnuskierroksella, kun taas lopuissa tehovaje oli nolla.



2.3.2 Herkkyystarkastelu – Olkiluoto 3 pois käytöstä koko vuoden

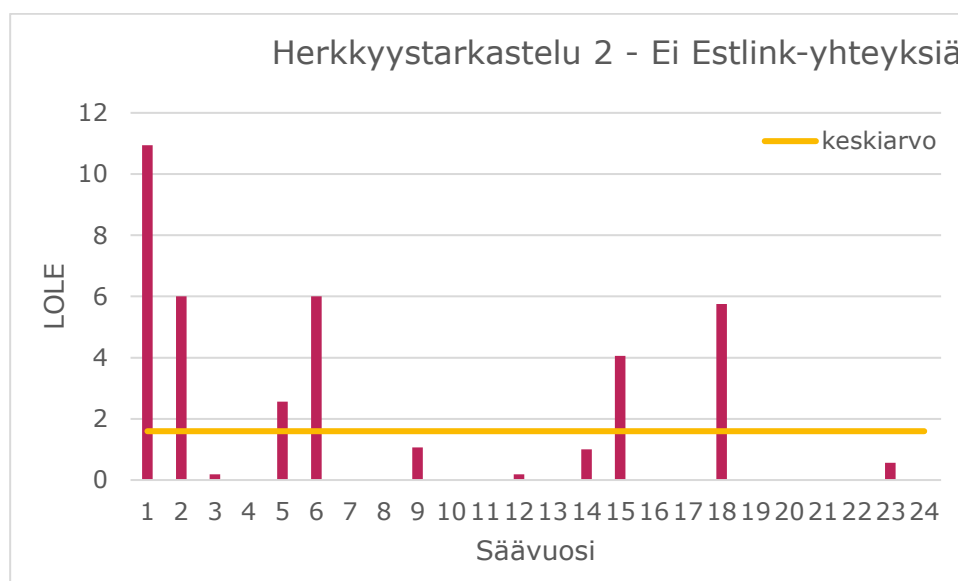
Ensimmäisessä herkkyystarkastelussa tarkasteltiin tilannetta, jossa Olkiluoto 3 olisi poissa käytöstä koko vuoden. Vaikka kyseistä tilannetta ei nähty todennäköisenä, toi tarkastelu esiin, millaisia haasteita sähköjärjestelmässä olisi, jos tuotantokapasiteettia olisi 1 600 MW vähemmän. Tässä skenaariossa tuontikapasiteetti Pohjois-Ruotsista Suomeen oli 2300 MW, kun se Olkiluoto 3:n normaaliajoissa on 2000 MW.

Keskimäärin LOLE oli 8,4 ja EENS 5 840 MWh.



2.3.3 Herkkyystarkastelu 2 – Estlink-yhteydet Viroon pois käytöstä

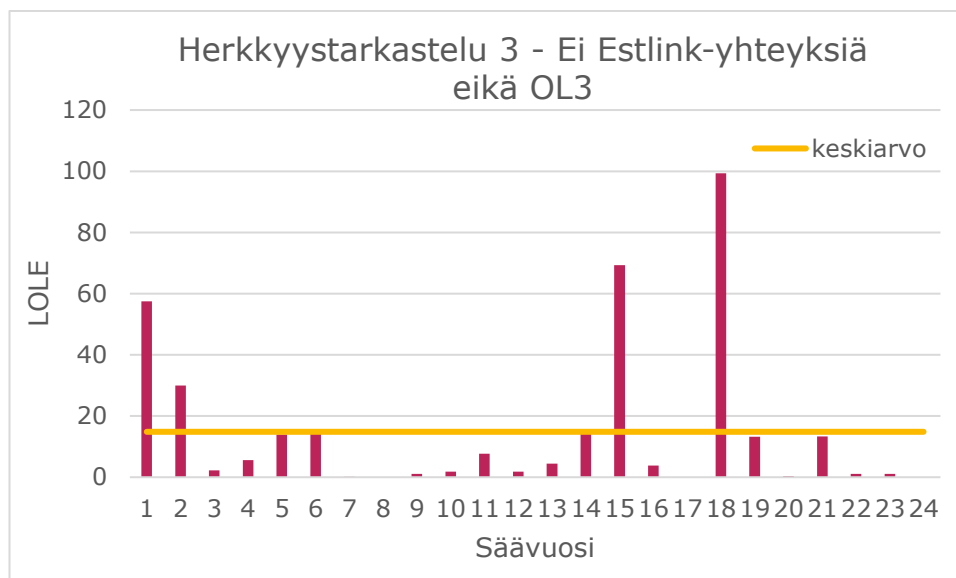
Tarkastelussa, jossa sekä Estlink 1 että Estlink 2 -merikaapelit Viroon olivat poissa käytöstä koko vuoden, keskimääräinen LOLE oli 1,6 h ja EENS 980 MWh. Suuruusluokka oli käytännössä sama kuin perusskenaariossa, mikä viittasi siihen, ettei Viron yhteyksillä ollut käytännössä merkitystä Suomen sähkön riittävyyden kannalta, edellyttäen, että Suomen omassa tuotantokapasiteetissa ja Ruotsin siirtoyhteyksissä ei ole samanaikaisia merkittäviä vikaantumisia. Mallinnuksen perusteella taas Viron LOLE nousi arvosta 2,0 h noin arvoon 33 h, kun Estlink-yhteydet poistettiin.



Viron yhteyksillä ei vaikuttanut olevan merkitystä Suomen sähkötehon riittävyyteen. Kuitenkin tilanteessa, jossa Suomen sisällä on suurempia riittävyysoongelmia, on Estlink-yhteyksillä merkitystä. Seuraavassa herkkyystarkastelussa (herkkyystarkastelu 3) merkitys tuli paremmin esille, kun Estlink-yhteyksien lisäksi myös Olkiluoto 3 otettiin pois käytöstä.

2.3.4 Herkkyystarkastelu 3 – Sekä Estlink-yhteydet että Olkiluoto 3 pois käytöstä

Kun Estlink-merikaapeleiden lisäksi myös Olkiluoto 3 oli koko vuoden pois käytöstä, oli keskimääräinen LOLE 14,9 h ja EENS 11 780 MWh. Tässä herkkyystarkastelussa Viron tuontiyhteyksien merkitys Suomen tehovajetilanteiden paikkaamisessa korostui verrattuna tilanteeseen, jossa vain Olkiluoto 3 oli poissa käytöstä. Estlink-yhteyksien poistuminen lisäsi tehovajeen odotusarvoa noin 6,5 tuntia.



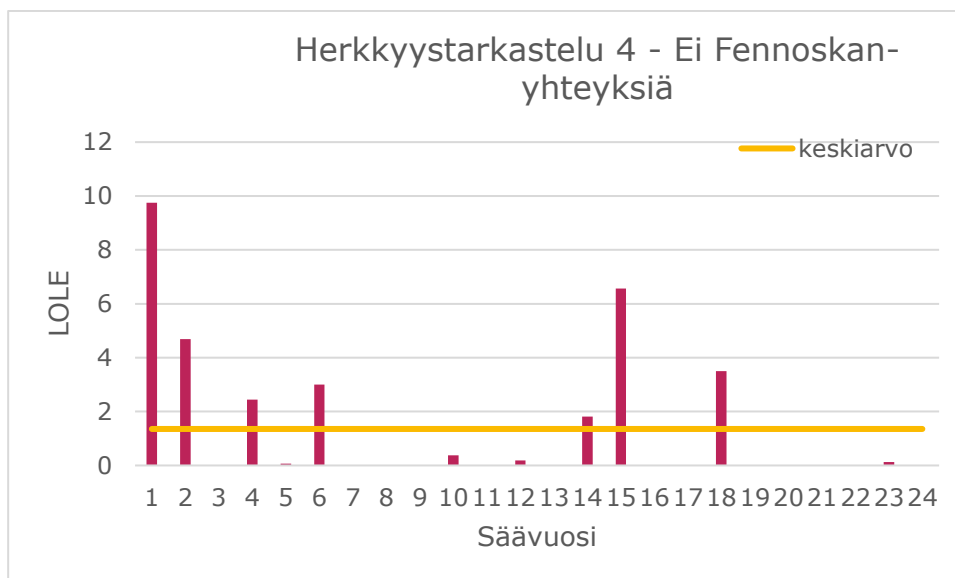
2.3.5 Herkkyystarkastelu 4 – Fennoskan-merikaapelit Ruotsiin pois käytöstä

Neljännessä herkkyystarkastelussa Fennoskan-merikaapelit Ruotsiin olivat koko vuoden poissa käytöstä. Tällöin LOLE oli 1,4 h ja EENS oli 510 MWh. Perusskenaarioon verrattuna tehovajeen odotusarvo oli tässä herkkyystarkastelussa vain hie-
man suurempi.

Pelkästään joko Fennoskan- tai Estlink-yhteyksien poistuminen ei tässä mallinnuk-
sessa vaikuttanut merkittävältä, vaan Suomen oma sähköntuotanto sekä tuonti
Pohjois-Ruotsista (mukaan lukien Aurora Line) riittivät vastaamaan lähes kaikkiin
Suomen tehovajetilanteisiin.

Ruotsin SE3-alueen LOLE taas nousi perusskenaarion arvosta 5,7 arvoon 11,0 h,
eli Fennoskan-yhteyksien puuttumisella oli suurempi merkitys Ruotsille kuin Suo-
melle.

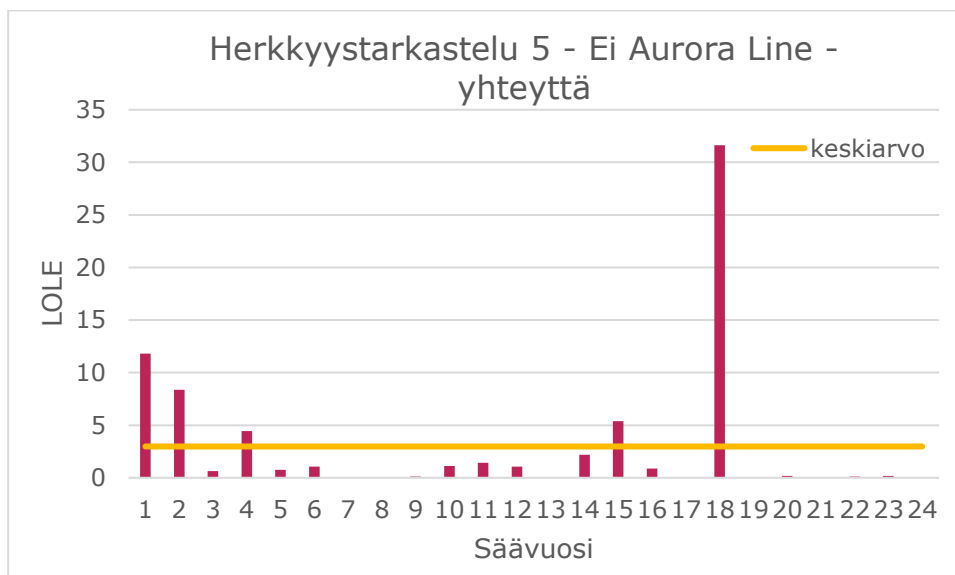
Kuten herkkyystarkastelussa 2, tässäkin herkkyystarkastelussa merikaapeliyhteyk-
sien merkitys Suomen tehovajetilanteessa tulisi todennäköisesti paremmin esille
tilanteessa, jossa Suomesta puuttuisi merkittävä määrä tuotantokapasiteettia.



2.3.6 Herkkyystarkastelu 5 – Aurora Line ei käytössä

Viimeisessä herkkyystarkastelussa tarkasteltiin tilannetta, jossa vuoden 2025 aikana valmistuva Aurora Line -vaihtosähköyhteys Suomen ja Ruotsin välillä ei olisi-
kaan käytössä vuonna 2026.

Tässä tarkastelussa LOLE oli Suomessa 3,0 h ja EENS 2 190 MWh. Luotettavuus-
standardi 2,1 h ylittyi kuutena säävuonna, eli neljäsosassa säävuosista.



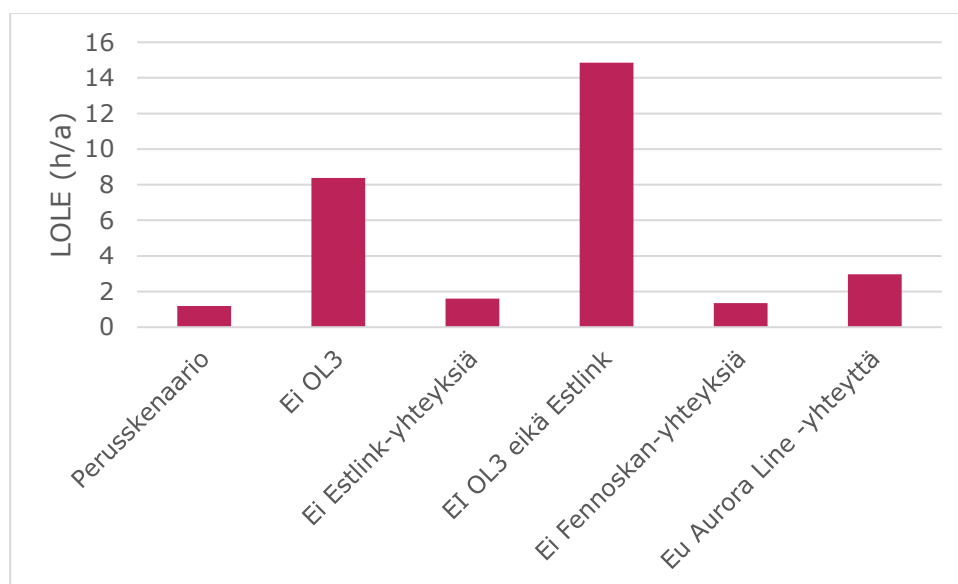
2.4 Yhteenveto

Perusskenaariossa mallinnus ei osoittanut huolenaiheita sähkötehon riittävydessä vuodelle 2026 keskimääräisenä säävuonna, kun voimalaitosten ja siirtoyhteysien epäkäytettävyydet ovat normaalilla keskimääräisellä tasolla. Kuitenkin joka kahdeksannella käytetyistä säävuosista kansallinen luotettavuusstandardi ylitettiin.

Osassa herkkyystarkasteluista luotettavuusstandardi ylitettiin. Herkkyystarkasteluiden skenaariot eivät kuitenkaan olleet Energiaviraston näkemyksen mukaan kovin todennäköisiä, mutta niillä pystyi osoittamaan miten erilaiset odottamattomat pitkäaikaiset muutokset merkittävien tuotantoyksiköiden tai siirtoyhteysien käytettävyyksissä vaikuttaisivat laskentamallin perusteella tehovajeen odotusarvoon (LOLE) ja toimittamatta jääneeseen energiaan (EENS).

Pelkästään Estlink- tai Fennoskan yhteyksien poissaolo ei mallinnuksen perusteella nosta keskimääräistä LOLEa luotettavuusstandardin yläpuolelle, mikäli muut siirtoyhteydet toimivat ja kotimaista tuotantokapasiteettia on käytettävissä normaalisti.

Vuonna 2025 valmistuvalla Aurora Line -rajasiirtoyhteydellä Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä näytti olevan selvä Suomen sähkön riittävyyttä tukeva vaikutus. Ilman kyseistä yhteyttä luotettavuusstandardi ylittyi Suomessa, mutta yhteyden kanssa tehovajeen odotusarvo laski alle luotettavuusstandardin.



Kuva 1 Yhteenveto LOLE-tuloksista eri skenaarioissa