

Vastaanottaja

Maa- ja metsätalousministeriö

Asiakirjatyyppi

Raportti

Päivämäärä

Toukokuu 2025

MAA- JA METSÄTALOUSMINISTERIÖ

VESIVOIMAN VAIKUTUS SUOMEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄÄN JA MERKITTÄVIMPIEN VESIVOIMAKOhteiden TUNNISTAMINEN YHTEISKUNNALLISTEN INTRESSIEN YHTEENSOVITTAMISEKSI



Rambollin Yhteyshenkilö:

Jouni Kirivirinne
+358 40 3341868
jouni.kivirinne@ramboll.fi

Tekijät: Tommi Paavola,
Lotta Helevä-Räsänen,
Amanda Tauru,
Timo Savallampi

Tarkastaja: Jouni Kivirinne

Hyväksyjä: Mira Helve

Ramboll Finland Oy
PL 25
Itsehallintokuja 3
02601 ESPOO

P +358 20 755 611
F +358 20 755 6201
<https://fi.ramboll.com>

Y-tunnus 0101197-5
Kotipaikka Espoo

**Tähän raporttiin viitatessa tulee esittää riittävät raportin
tunnistetiedot. Vaadittavat tiedot ovat:**

Tekijä: Ramboll Finland

Otsikko: Vesivoiman vaikutus Suomen sähköjärjestelmään ja
merkittävimpien vesivoimakohteiden tunnistaminen
yhteiskunnallisten intressien yhteensovittamiseksi

Vuosi: 2025

Julkaisija: Maa- ja metsätalousministeriö

SISÄLTÖ

1.	TIIVISTELMÄ	3
2.	TAUSTA	8
3.	VESIVOIMAN MERKITYKSELLISYYDEN TEKIJÄT	10
3.1	Vesivoiman perusteet	10
3.2	Säätökyky	11
3.3	Luotettava sähköntuotanto	11
3.4	Inertia	12
4.	VESIVOIMA OSANA SÄHKÖJÄRJESTELMÄÄ	14
4.1	Sähkömarkkinat kokonaisuutena	14
4.2	Vesivoiman toiminta sähköjärjestelmässä	17
4.3	Vesivoima taajuustukijana	20
4.3.1	Taajuustuentamarkkinan toiminta	20
4.3.2	Aktiivisuuden arviointi	20
4.3.3	Vesivoiman taajuustuenta-aktiivisuus	21
4.4	Vesivoima säätöenergian tuottajana	22
4.4.1	Säätösähkömarkkinoiden toiminta	22
4.4.2	Vesivoiman aktiivisuus säätösähkömarkkinalla	23
4.5	Vesivoima inertian tuottajana	26
4.6	Vesivoiman tulevaisuus järjestelmätoimijana	27
5.	VESIVOIMA HUOLTO- JA TOIMITUSVARMUUDEN NÄKÖKULMISTA	29
5.1	Kantaverkon palautussuunnitelma	29
5.2	Sähköjärjestelmän varautumissuunnitelma	31
5.3	Sähkönsaannin huoltovarmuus	32
5.4	Vesivoiman saarekeajo	34
6.	VESIVOIMALAITOSTEN MERKITYKSELLISYYDEN KRITERISTÖ	36
6.1	Kriteeristön tausta	36
6.2	Sähköntuotantokriteerit	37
6.3	Käytettävyyden kriteerit	38
6.4	Säätökyvyn ja aktiivisuuden kriteerit	38
6.5	Huoltovarmuuden kriteerit	39
6.6	Voimalaitoskokonaisuus	39
6.7	Koonti kriteeristöstä	40
7.	MERKITTÄVIMPIEN VESIVOIMALAITOSTEN TUNNISTAMINEN	43
7.1	Pisteytyksen tulokset ja vesivoiman kokonaismerkittävyys	43
7.2	Merkittävimmät vesivoimalaitokset	47
7.3	Merkittävimmät teholuokat	50
7.4	Merkittävimmät vesistöalueet	53
7.5	Merkittävimmät jokiuomat	56
8.	VESIVOIMAN MAHDOLLISET VAIHTOEHDOT	59
8.1	Tausta	59
8.1.1	Vaihtoehtoiset korvaavat teknologiat	60
8.1.2	Kustannukset	63
8.2	Sähköntuotannon korvaaminen	64
8.2.1	Pohjatuotanto	64
8.2.2	Säätävä tuotanto	65
8.3	Säätökyky	66

8.3.1	Taajuustuenta	66
8.3.2	Säätöenergia	66
8.4	Inertia	67
8.5	Vesivoiman korvaamisskenaariot	68
8.5.1	Yksittäisen voimalaitoksen korvaaminen	68
8.5.2	Osittainen korvaaminen	70
8.5.3	Kokonaisvaltainen korvaaminen	71
9.	LÄHTEET	74
10.	LIITTEET	77

1. TIIVISTELMÄ

Vuonna 2023 toimintansa aloittaneen Pääministeri Petteri Orpon hallituksen hallitusohjelman lukuun 7.1 kirjattiin, että sähköjärjestelmän kannalta tärkeimmät vesivoimakohteet tunnistetaan, jotta yhteiskunnallisia intressejä voidaan yhteensovittaa paremmin. Kirjattuun tavoitteeseen on pyritty vastaamaan tässä selvitystyössä. Työn on tehnyt Ramboll Finland Oy maa- ja metsätalousministeriön toimeksiantona keväällä 2025, ja työn edistymistä on seurannut työ- ja elinkeinoministeriö. Työssä on tunnistettu vesivoiman merkityksen tekijät Suomen sähköjärjestelmässä, arvioitu vesivoiman tärkeyttä järjestelmän kannalta tärkeissä toiminnoissa sekä teknisestä että taloudellisesta näkökulmasta, luotu kriteeristö yksittäisten vesivoimalaitosten merkittävyyden arviointiin ja vertailuun, ja hyödynnetty luotua kriteeristöä tunnistamaan Suomen merkittävimmät vesivoimalaitokset, laitosteholuokat, vesistöalueet ja jokiuomat.

Vesivoiman merkitys sähköjärjestelmälle koostuu kolmesta eri tuotantotyyppin ominaisuudesta: säätökyvystä, luotettavasta sähköntuotannosta ja inertiasta. Säätökyvyllä tarkoitetaan vesivoiman luonnostaan korkeaa kykeneväisyyttä säätää tuotantotehoaan laajasti ja nopeasti. Korkea säätökyky mahdollistaa vesivoiman toiminnan sähköjärjestelmän tasapainottavana elementtinä. Vesivoiman luotettava sähköntuotanto viittaa vesivoiman kykyyn tuottaa jatkuvasti verkkoon kotimaista sähköä kuluttajien tarpeisiin. Luotettavuutta lisäävät voimaloiden suuret energiavarastot, voimalaitosten suuri määrä ja hajautuneisuus, ja vesivoiman matala riippuvuus ulkoisista logistiikkaketjuista. Inertialla tarkoitetaan sähköjärjestelmän luonnollista kykyä vastustaa yllättäviä muutoksia. Vesivoiman inertiantuotanto on yksittäisen voimalaitoksen kohdalla pientä, mutta Suomen suuri vesivoimalaitosmassa tuottaa yhdessä verkkoon merkittävästi inertiaa parantaen järjestelmän vakautta.

Sähköjärjestelmätoimijana vesivoima voidaan jakaa kahteen eri kokonaisuuteen, pohjatuotantoon ja säätävään tuotantoon. Pohjatuotannolla tarkoitetaan tuotantoa, jonka määrä perustuu ainoastaan vesivoimalan tulovirtaamaan tai muuhun kuin sähköjärjestelmän tarpeisiin liittyvään vesistöjen säännöstelyyn. Säätävä tuotanto tarkoittaa osuutta tuotannosta, jonka teho muuttuu järjestelmän tarpeisiin perustuen, esimerkiksi lisäten tuotantomääriä korkean kysynnän aikaan. Pohjatuotannon ja säätävän tuotannon määrät vaihtelevat vuoden aikana ja vuosien välillä, mutta tyyppillisiksi tehoiksi pystytään määrittelemään pohjatuotannolle 500–1 000 MW ja säätävälle tuotannolle 500–1 600 MW. Säätävän tuotannon säätökykyä rajoittavat tulovirtaaman ohella lupaehdot, jotka määrittävät sallitut vesistöjen pinnanvaihtelut, virtaamamuutokset ja muut mahdolliset rajaukset. Lupaehtojen rajojen lisäksi säätökykyä rajoittavat esimerkiksi vapaaehtoiset virkistyskäyttörajat ja pitkän aikavälin vesistöjen säännöstely. Vesivoiman säätämisen on tapahduttava lupaehtojen ja muiden rajoittavien elementtien sallimissa rajoissa.

Sähköjärjestelmässä säätävä vesivoima osallistuu kattavasti reservimarkkinoille. Reservimarkkinat ovat kantaverkkoyhtiö Fingridin ylläpitämä markkinapaikka, jonka tarkoituksena on huolehtia riittävästä kapasiteetista sähköverkon tasapainottamisen tarpeisiin. Lyhyen aikavälin taajuustuentamarkkinalla, jossa kompensoidaan verkon taajuuden jatkuva heilahtelu, monien vesivoimalaitosten merkittävyys on korkea. Tutkitun perusteella vesivoimateho vaikuttaa kattavan ajoittain lähes puolet normaalitoiminnan taajuustuentakapasiteetista. Suurin taajuustuenta-aktiivisuus ajoittuu lokakuun lopun ja huhtikuun alun väliseen aikaan, jolloin vesivoima vaikuttaa reagoivan taajuusmuutoksiin lähes aina, ja tuottavan lähes 50 % markkinapaikan kysynnästä. Muuna aikana tukeminen on rajoittuneempaa, mikä johtuneen tulovirtaaman ja virkistysrajojen asettamista rajoitteista. Kuitenkin myös näinä aikoina taajuustuenta on havaittavissa, mutta sen vahvuus on vähäisempää.

Pidemmän aikavälin reservimarkkinapaikalla, säätösähkömarkkinalla, säätävä vesivoima näyttäytyy todella merkittävänä kokonaisuutena. Säätösähkömarkkinan tarkoitus on korjata sähkön tuotannon ja kulutuksen epätasapainon aiheuttama taajuuspoikkeama. Markkina huolehtii taajuuden palauttamisesta takaisin 50 Hz:n oletusarvoon, jotta nopeammat reservit vapautuvat seuraavien tasepoikkeamien kompensointiin. Vesivoiman osuus säätösähkömarkkinalla toimitetusta energiasta on pitkään ollut lähes 100 %, mutta vuodesta 2022 lähtien markkinaosuus on lähtenyt nopeaan laskuun. Vähentynyt markkinaosuus ei kuitenkaan ole peräisin vesivoiman osallistumisen vähentymisestä, vaan kysynnän kasvamisesta. Vesivoima onkin tuottanut muutoksesta huolimatta joka vuosi yhtä paljon tai jopa enemmän säätöenergiaa järjestelmän tarpeisiin, kuin ennen vuotta 2022. Markkinaosuuden vähentymisestä huolimatta vesivoima kattaa yhä yli puolet markkinapaikan tarjonnasta. Osuus tarjonnasta on vesivoiman kohdalla niin merkittävä, että tarjonnan riittävyys ilman vesivoiman osallistumista ei ole itsestäänselvyys. Vaikka tarjontaa olisi riittävästi ilmankin vesivoimaa nyt tai tulevaisuudessa, niin vesivoiman etuna on säätämisen edullisuus, mikä tuottaa hyötyjä markkinatoimijoille, kantaverkkoyhtiölle ja myös kuluttajille.

Inertiantuotannossa vesivoiman tyypillinen panos on noin 5 GWs. Inertiamäärä on n. 2–5 % pohjoismaisen synkronialueen ja siten 12–22 % Suomen kokonaisinertiasta. Inertiamäärä verkossa on viime vuosina vähentynyt, kun inertiaa tuottamaton tuulivoima on syrjäyttänyt muuta tuotantokapasiteettia. Vesivoimalaitokset tuottavat verkkoon inertiaa jatkuvasti. Jokainen verkkoon kytketty vesivoimalaitos tuottaa inertiaa, mutta inertiantuotannon suuruus riippuu voimalaitoksen koosta ja hetkellisestä tuotantotehosta. Suurempi vesivoimalaitos tuottaa pienempää vesivoimalaitosta enemmän inertiaa, ja inertiantuotanto lisääntyy sähköntuotantotehon kasvaessa. Jos vesivoimalaitosten vähentämistä harkitaan, tulee kiinnittää huomiota menetetyn inertian vaikutuksiin järjestelmässä. Inertian väheneminen johtaa negatiivisiin vaikutuksiin sähköjärjestelmän vakaudessa, ja menetys olisi tarpeen kompensoida lisäämällä synteettisen inertian hankintamääriä, mikä aiheuttaa järjestelmän ylläpidolle lisäkustannuksia.

Vesivoimakokonaisuuden tuottama inertiamäärä vastaa keskikokoisen ydinvoimalan inertianpanosta. Ydinvoimalan inertiaan verrattuna vesivoiman hyötynä on kuitenkin korkea hajautuneisuus, jolloin yksittäinen vika voimalaitoksessa tai siirtoverkossa ei suoraan aiheuta suurta inertiakatoa. Vesivoimalat pystyvät myös toimimaan inertian tuottajina silloinkin, kun sähköntuotanto vesivoimalla ei ole mahdollista tai kannattavaa. Ratkaisua kutsutaan synkronikompensaattoriajotavaksi, jossa voimalaitoksen generaattori tahdistetaan verkkoon ilman, että se tuottaa sähköä. Vesivoiman suurin heikkous inertiantuotannossa on tuotantotehon tulovirtaamariippuvuus, koska inertiaa tarvitaan silloinkin, kun jokien virtaamat ovat vähäisiä. Synkronikompensaattoriajotapa vähentää tätä riippuvuutta, mikä parantaa vesivoiman inertiantuotantomahdollisuuksia.

Vesivoimakokonaisuuden merkittävyys sähköjärjestelmälle voi tulevaisuudessa joko korostua, pysyä ennallaan tai vähentyä. Kehityssuunta riippuu olennaisesti siitä, miten sähkön tuotanto- ja kulutusportfoliot kehittyvät tulevina vuosina. Nähtävissä oleva sääriippuvan tuotannon huomattava lisääntyminen tekee vesivoiman merkityksen korostumisesta kuitenkin todennäköistä. Verkon inertian vähentyessä ja sääriippuvan tuotantokapasiteetin lisääntyessä reservien ja luonnollisen inertian tärkeys järjestelmän vakauden ylläpidossa kasvaa. Vesivoima on jo pitkään ylläpitänyt suurta reservikapasiteettia suhteellisen edullisesti, mistä on hyötyä järjestelmän ylläpidossa myös tulevaisuudessa. Vesivoiman reservimarkkinaosuus voi kuitenkin laskea nykyisestä, koska vesivoimalaitosten reservintuotantokapasiteetti ei voi kasvaa rajattomasti reservikysynnän kasvaessa. Kasvanut kysyntä voi kuitenkin motivoida vesivoimatoimijoita investoimaan tehonkorotuksiin lisäten säätävää sähköntuotantokapasiteettia.

Kansallisen huoltovarmuuden näkökulmasta vesivoiman merkitys perustuu vesivoimalaitosten osallistumiseen kantaverkon ylläpito- ja palautustoimenpiteisiin tilanteissa, joissa normaalit toimenpiteet eivät osoittaudu riittäviksi. Kantaverkkoyhtiö Fingrid määrittää Suomen sähköntuotantokapasiteetille velvollisuuksia perustuen laitoksen mitoitustehoon. Vähintään 30 MW:n voimalaitokset kuuluvat kantaverkon käytönpalautussuunnitelmaan ja vähintään 10 MW:n voimalaitokset sähköjärjestelmän varautumissuunnitelmaan. Suunnitelmien piirissä oleva vesivoima edustaa huomattavaa osaa tuotantokapasiteetista, ja joissain tapauksissa vesivoiman suhteellinen merkitys on teho-osuuttaan suurempi. Vesivoiman luotettava sähköntuotanto mahdollistaa jännitteen tehokkaan palauttamisen suurhäiriötilanteessa, ja korkea säätökyky mahdollistaa verkon jatkuvan vakauden palautuksen edetessä kohti normaalitilaa. Myös alle 30 MW:n vesivoimalaitokset voivat vaikuttaa käytönpalautukseen syöttämällä varavoimaa toisille, suunnitelmassa oleville voimalaitoksille. Järjestelmän varautumissuunnitelmassa vesivoiman korkea säätökyky tekee siitä tärkeän toimijan taajuusvirheiden kompensoinnissa, ja erityisesti ylituotantotilanteissa järjestelmä hyötyy vesivoiman kyvystä irrottaa tuotantokapasiteettia verkosta nopeasti ja luotettavasti.

Paikallisen huoltovarmuuden näkökulmasta vesivoiman vaikutus on olennainen. Vesivoiman luotettava sähköntuotantokyky yhdessä sen maantieteellisen kattavuuden kanssa tekee vesivoimalaitoksista otollisen vaihtoehdon kriittisen infrastruktuurin varavoiman tarjoamiseen. Jo pieni vesivoima pystyy vesitilanteen sallimissa rajoissa kattamaan energiasuhteellisenkin infrastruktuurin sähkönkulutuksen, koska esimerkiksi pieni 5 MW:n vesivoimalaitos pystyy kattamaan 250 000 ihmisen vesihuollon ja jätevedenkäsittelyn tarpeet.

Kriittisen infrastruktuurin varavoiman lisäksi vesivoima parantaa alueellista huoltovarmuutta paikallisen sähköntuottajan roolissa. Häiriötilanteissa sähköntuonti muualta Suomesta voi olla rajoitettua tai jopa mahdotonta, jolloin paikallinen jakeluverkko toimii erillisenä sähköjärjestelmänä eli saarekkeena. Saarekeajossa paikallinen vesivoima mahdollistaa jatkuvan sähkönsaannin kuluttajille myös kantaverkon häiriötilanteissa. Saarekeajossa vesivoiman kyky tuottaa sähköä luotettavasti ja reagoida kulutuksen muutoksiin tekee siitä toimivan vaihtoehdon paikallisen huoltovarmuuden ylläpidossa. Vesivoimalaitosten maantieteellinen hajautuminen myös mahdollistaa sähkönsaannin suuremmalle osalle Suomen jakeluverkkoalueista verrattuna maantieteellisesti keskittyneisiin sähköntuotantoteknologioihin, kuten tuuli- ja ydinvoimaan.

Hankkeessa kehitetty vesivoimalaitosten merkityksellisuuden kriteeristö luotiin yhteistyössä sähköjärjestelmän toiminnan kannalta olennaisten sidosryhmien, kuten vesivoimatoimijoiden, kantaverkkoyhtiö Fingridin, Tampereen yliopiston sähkömarkkina- ja vesivoima-asiantuntijoiden ja Huoltovarmuuskeskuksen kanssa. Kriteeristön luonnissa hyödynnettiin myös aiempia selvityksiä vesivoiman merkityksestä Suomessa ja Ruotsissa. Lopullisessa kriteeristössä on yhteensä 20 kriteeriä, jotka jakautuvat viiteen kriteerikategoriaan. Kategoriat ovat sähköntuotanto, käytettävyys, säätökyky ja aktiivisuus, huoltovarmuus ja voimalaitoskokonaisuus. Yhdessä kriteeristön kategoriat auttavat antamaan kattavan kokonaiskuvan voimalaitoksen merkittävydestä sähköjärjestelmälle ja vertailemaan eri voimalaitoksia ja voimalaitoskokonaisuuksia keskenään.

Merkittävimpien vesivoimalaitosten tunnistamisessa kriteeristön vaatimia tietoja kerättiin Suomen vesivoimatoimijoilta. Suomen 136:sta vähintään 1 MW:n vesivoimalaitoksesta tiedot saatiin kerättyä 89 voimalaitoksesta, mikä vastaa lukumäärään suhteutettuna 65 %:n kattavuutta, mutta tehoon suhteutettuna 95 %:n kattavuutta. Tietopyynnön perusteella suoritettiin tiedossa olevien voimalaitosten merkittävyyden määrittäminen. Teoreettiset merkittävyyden maksimipisteet olivat 430 pistettä, ja lähimmäksi maksimipisteitä päässyt voimalaitos saavutti 371 pistettä. Voimalaitosten kokonaispisteistä selvisi, että huomattava 75 %:n kokonaismerkittävyys saavutetaan 50

vesivoimalaitoksella, ja kriteerikategoriakohtaisesti 25–54 voimalaitoksella. Lisäämällä tarkasteluun myös voimalaitokset, joiden tietoja ei saatu kerättyä ja joille on asetettu realistiset pisteet perustuen olemassa oleviin laitostietoihin, saadaan tulos, jonka mukaan 50 %:n merkittävyys saavutetaan 43 ja 75 %:n merkittävyys 83 merkittävimmällä voimalaitoksella, jotka vastaavat 82 % ja 92 % Suomen vesivoiman kokonaistehosta.

Kaikkein merkittävimmät voimalaitokset korostuivat tarkastelussa sillä, että ne saivat kokonaisvaltaisesti pisteitä kaikista kategorioista. Kokonaisvaltaisuuden myötä pisteiden painotusten herkkyystarkastelussa selvisi, että merkittävimpien voimalaitosten listaus ei juurikaan muutu kategorioiden painotuksia muuttaessa. Pisteytyksissä myös korostuu, että merkittävyys ei määrity pelkästään nimellistehon mukaan, koska merkittävimpien voimalaitosten joukossa oli myös verrattain pienitehoisia voimalaitoksia. Kaikkein merkittävimmiksi laitoksiksi määrittyivät Imatra, Pyhäkoski, Seitakorvi, Jylhämä ja Petäjäskoski. Luvussa 7.2 on listattu Suomen 20 merkittävintä voimalaitosta.

Merkittävyyden tekijät eroavat suuresti teholuokan mukaan. Suuritehoiset voimalaitokset saavat merkittävyydessä keskimäärin korkeammat pisteet, mikä johtuu mm. suuresta sähköntuotantomäärästä, korkeammasta säätökyvystä ja suuremmasta todennäköisyydestä kuulua keskitetysti operoituun voimalaitoskokonaisuuteen. Pienempien voimalaitosten merkittävyys on siten keskimäärin pienempää. Merkittävyyden tekijät kuitenkin eroavat teholuokasta toiseen siten, että pienillä teholuokilla suurempi osuus merkittävyydestä johtuu käytettävyydestä ja huoltovarmuudesta, kun suurilla voimalaitoksilla sähköntuotanto ja säätökyky korostuvat. Pieniä voimalaitoksia on myös määrällisesti enemmän, minkä vuoksi ne kattavat yhdessä kategoriakohtaisesti jopa 30 % kokonaispisteistä. Suuret voimalaitokset siis korostuvat yksittäistä voimalaitosta tarkasteltaessa, mutta pienet voimalaitokset näyttäytyvät todella tärkeinä koko voimalaitosportfoliosta arvotettaessa.

Maantieteellisessä vesistöalueiden tarkastelussa sähköverkon toiminnan kannalta merkittävimmiksi vesistöalueiksi määrittyivät merkittävyyssjärjestyksessä Kemijoki, Oulujoki, Vuoksi, Kymijoki, Kokemäenjoki ja Iijoki. Alueista Kemijoki ja Oulujoki ovat omassa luokassaan sekä voimalaitosten lukumäärän, että merkittävyyden suhteen. Kemijoki on kahdesta vesistöalueesta merkittävämpi, mikä on peräisin sähköntuotantopanoksesta ja säätökyvystä, mutta Oulujoki saavuttaa korkeamman pistemäärän huoltovarmuuden kategoriassa. Muut neljä mainittua vesistöaluetta saavuttavat samansuuruiset pisteet, mutta eroavaisuuksia pisteiden jakaumassa on nähtävissä. Iijoki korostuu säätökyvyn tuottajana ja Vuoksi erottuu huoltovarmuuden ja käytettävyyden tarjoajana. Kymijoki ja Kokemäenjoki ovat merkittävyydeltään samantapaisia, mutta Kokemäenjoki hyötyy enemmän voimalaitoskokonaisuuksista, kun taas Kymijoki vahvistaa enemmän paikallista huoltovarmuutta.

Maantieteellistä tarkastelua on perusteltua tarkentaa vesistöalueista yksittäisiin jokiuomiin. Suuren vesistöalueen vesivoimakapasiteetti voi koostua useasta täysin erillisestä kokonaisuudesta, jolloin tarkempi tarkastelu on vaadittua merkittävimpien yksittäisten voimalaitoskokonaisuuksien tunnistamiseksi. Jokiuomatarkastelussa merkittävimmiksi uomiksi määrittyivät merkittävyyssjärjestyksessä Oulujoki, Ala-Kemijoki, Kitinen, Iijoki, Keski-Kemijoki, Kokemäenjoki, Kymijoki ja Vuoksi. Oulujoen suuri merkittävyys on peräisin säätökyvyn ja aktiivisuuden sekä huoltovarmuuden korkeista pistemääristä. Jokiuomien kokonaispisteet vähenevät melko lineaarisesti Oulujoen jälkeen, ja kategoriakohtaiset pistejakaumat vaihtelevat jokiuomien välillä. Esimerkiksi Kitinen ja Ala-Kemijoki saavuttavat samankaltaiset kokonaispisteet, mutta Ala-Kemijoki korostuu sähköntuotannossa, kun Kitisen merkittävyys on suurempaa huoltovarmuudessa. Kaikista jokiuomista Vuoksi korostuu jokena, jossa korkea merkittävyys saavutetaan todella pienellä voimalaitosmäärällä. Vuoksi saavuttaa korkean

merkittävyyden vain kahdella voimalaitoksella, kun likimain yhtä merkittävä Kymijoki tarvitsee samoihin pisteisiin 7 laitosta. Yhteenlaskettuna merkittävimiksi havaitut kahdeksan jokiuomaa edustavat suurta osaa vesivoiman kokonaismerkittävyydestä, sillä ne kattavat kategoriakohtaisesti 50–65 % pisteistä ja kokonaispisteistä n. 60 %. Tehon mukaan tärkeimpiin jokiuomiin on sijoitettu n. 77 % Suomen vesivoimatehosta.

Vesivoimalle on rajallisesti vaihtoehtoisia teknologioita, jotka kykenevät tuottamaan saman hyödyn sähköjärjestelmälle. Rambollin arvion mukaan vesivoimakapasiteetin korvaaminen millään tällä hetkellä olemassa olevalla riittävän kehittyneellä yksittäisellä teknologialla ei ole mahdollista. Sähköntuotantotyyppien monipuolisuuden vuoksi korvaavia teknologioita tarvittaisiin siis useampia kattamaan eri kokonaisuuksia vesivoiman merkittävyydestä. Esimerkiksi säätöenergiantuotanto olisi mahdollista kaasuturbiineilla ja kysyntäjoustolla, pohjatuotantoa voisi korvata ydinvoimalla, menetetyn inertian saisi kompensoitua akkuvarastojen synteettisellä inertialla ja säättävää tuotantoa pystyisi kattamaan pumppuvoimalaitosten ja uusiutuvan energiantuotannon yhdistelmällä.

Yksittäisen vesivoimalaitoksen järjestelmähyötyjen tuottaminen vaatisi eri teknologioita riippuen laitoksen teholuokasta. Pienempien vesivoimalaitosten säätöaktiivisuus on rajallisempaa, minkä vuoksi korvaavalta teknologialta vaadittaisiin lähinnä tasaista pohjatuotantoa ja menetetyn inertian kattamista. Suurempi voimalaitos tuottaa verkolle enemmän hyötyjä, jolloin tarvittaisiin enemmän teknologiainvestointeja, mikä aiheuttaisi suuremmat kustannukset. Pienen kokoluokan voimalaitoksen korvaavan teknologian ominaisinvestointi on arviolta 2,1 M€/MW, ja suurikokoisella voimalaitoksella investointi on jopa 4,6 M€/MW. Koko Suomen tasolla vesivoiman korvaamisen ominaisinvestointi on n. 3,2 M€/MW. Investointi on pohjatuotannon ja säättävän tuotannon ominaisinvestointien välissä, koska Suomen vesivoimatuotanto koostuu sekä pohja- että säättävästä tuotannosta. Investointiarvioon ei ole sisällytetty mahdollisia vesivoimalaitosten purkukustannuksia. Todellisuudessa yksittäisen voimalaitoksen korvaaminen ei ole aina välttämätöntä, mutta menetetty kapasiteetti ilman kokonaisvaltaista korvaamista vähentää sähkön saatavuutta, inertiaa, ja säättävän tuotannon riittävyyttä, jotka yhdessä lisäävät haasteita järjestelmän ylläpidossa.

2. TAUSTA

Vuonna 2023 toimintansa aloittanut pääministeri Petteri Orpon hallitus kirjasi hallitusohjelmansa lukuun 7. *Puhtaan energian Suomi* vision Suomen nousemisesta puhtaan energian ja ilmastokädenjäljen edelläkävijäksi. Vision saavuttamiseksi hallitusohjelman lukuun kirjattiin laaja-alaisesti tavoitteita, mm. pitkäjänteisen ja ennakoivan energiapolitiikan edistäminen, puhtaan ja kotimaisen sähköntuotannon kaksinkertaistaminen ja hyvien toimintaedellytysten luominen kestäville investoinneille. Samaan lukuun kirjattiin myös tavoitteita virtavesien vapauttamisesta ja vesistöjen tilan parantamisesta.

Hallitusohjelman lukuun 7.1 on kirjattu, että sähköjärjestelmän kannalta tärkeimmät vesivoimakohteet tunnistetaan, jotta yhteiskunnallisia intressejä voidaan yhteensovittaa yhä paremmin. Luvussa 7.1 on myös mainittu, että vesivoiman säätökykyä parannetaan vesipuitedirektiivin mahdollistamissa rajoissa, mahdollista lisävesivoiman rakentamista suunnataan jo valjastettuihin vesistöihin, ja vesivoimalla tuotetun tehon korotusmahdollisuuksia parannetaan. Myöhemmin hallitusohjelman luvussa 7.5 todetaan, että vähämerkityksellisiä vesivoimaloita puretaan ja vesistöjä palautetaan luonnontilaan mm. vaelluskalojen elinolosuhteiden parantamiseksi, ja vesien parempaa ekologista tilaa edistetään.

Orpon 2023 hallitusohjelmassa oleva kirjaus *”Sähköjärjestelmän kannalta tärkeimmät vesivoimakohteet tunnistetaan, jotta yhteiskunnallisia intressejä voidaan yhteensovittaa yhä paremmin”* on energiapolitiikan kannalta relevantti ja auttaa arvioimaan tulevaisuuden sääriippuvaisen sähköjärjestelmän toimintaedellytyksiä. Kirjauksen mukainen selvitys edistää myös maa- ja metsätalousministeriön vastuulla olevaa hallitusohjelmakirjausta kansallisen kalatiestrategian päivittämisestä sitomalla sen laajempaan kontekstiin. Samoin kirjaus on hyödyllinen vesienhoidon tavoitteiden yhteensovittamiseen energiapolitiikan kanssa ja mahdollisesti myös vesipuitedirektiiviin liittyvän kansallisen lainsäädännön päivittämiseen.

Hallitusohjelman kirjausten toimeenpanemiseksi tarvitaan yhteensovittamista, koska toimeenpanossa tasapainoillaan useiden vaikutuksiltaan vastakkaisten tai hankalasti yhteensovittavien tavoitteiden kanssa. Tämän selvityksen tarkoituksena on paitsi vastata hallitusohjelman selvityskirjaukseen, myös laajemmassa kontekstissa tuottaa tarvittava taustatieto vesivoimasektorilta yhteensovittavaa päätöksentekoa varten.

Tässä maa- ja metsätalousministeriön tilaamassa työssä Ramboll Finland Oy on arvioinut kotimaisen vesivoiman vaikutusta Suomen sähköjärjestelmään. Työ- ja elinkeinoministeriö on osallistunut työn edistymiseen seurannan muodossa. Työssä on luotu käsitys vesivoiman kokonaisvaltaisesta vaikutuksesta Suomen sähköjärjestelmään tällä hetkellä ja tulevaisuudessa, luotu kriteeristö, jolla pystytään vertailemaan vesivoimalaitoksia järjestelmän näkökulmasta, ja hyödynnetty luotua kriteeristöä tunnistamaan sähköjärjestelmän kannalta merkittävimmät vesivoimalaitokset, laitosteholuokat, vesistöalueet ja yksittäiset jokiuomat. Tarkastelun kohteena ovat olleet voimalaitosrekisteristä löytyvät yli yhden MW:n vesivoimalaitokset. Raportti on osa vaadittavaa taustatietoa, jotta aiemmin mainitut eri hallitusohjelmakirjaukset sekä niihin liittyvät ja myös niiden ulkopuoliset yhteiskunnalliset intressit on helpompaa yhteensovittaa.

Vaikka työssä on keskitytty vesivoiman vaikutuksiin sähköjärjestelmän näkökulmasta, niin Ramboll tunnistaa vesivoimalla olevan vaikutuksia myös määritellyn rajauksen ulkopuolella. Tavoite kuitenkin on, että raportti auttaa ymmärtämään, miten vesivoima luo edellytyksiä sähköjärjestelmän jatkuvalla toimivuudella ja mitä mahdollisuuksia yhteiskunnallisten intressien yhteensovittamiseksi on mahdollista harkita ja kenties myöhemmin toteuttaa.

Työn aikana Ramboll Finland Oy:n asiantuntijat ovat tehneet yhteistyötä teknisten sidosryhmien kanssa keskustelutilaisuuksissa, työpajoissa ja haastatteluissa. Teknisillä sidosryhmillä tarkoitetaan tahoja, jotka vaikuttavat sähköjärjestelmän toimintaan kapasiteetin hallinnan, lainsäädännön tai teknisen tietämyksen muodossa. Työssä vaikuttamassa ovat olleet Suomessa toimivat vesivoimayhtiöt, kantaverkkoyhtiö Fingrid, Huoltovarmuuskeskus, Sähköpooli ja Tampereen yliopiston sähkömarkkina- ja vesivoima-asiantuntijat. Sidosryhmädialogin kautta raporttiin on onnistuttu tuomaan kattavasti näkemyksiä vesivoiman roolista sähköjärjestelmän osana nyt ja tulevaisuudessa.

Työn rakenne on muodostettu seuraavasti. Luvussa 3 esitellään vesivoiman merkityksellisyyden pääasialliset tekijät sähköjärjestelmän näkökulmasta. Luvussa 4 tarkastellaan, miten vesivoima kokonaisuutena käyttäytyy Suomen sähköjärjestelmässä. Luvussa 5 käsitellään vesivoiman merkitystä huolto- ja toimitusvarmuuden näkökulmasta. Luvussa 6 esitellään luotua merkityksellisyyden määrittämisen kriteeristöä, jota hyödyntäen luvussa 7 määritellään sähköjärjestelmän kannalta merkityksellisimmät vesivoimalaitokset, laitosteholuokat, vesistöalueet ja jokiuomat. Lopuksi luvussa 8 arvioidaan vesivoiman korvaamisen taloudellisia vaikutuksia erilaisten teoreettisten korvausskenaarioiden avulla.

3. VESIVOIMAN MERKITYKSELLISYYDEN TEKIJÄT

Suomalainen sähköjärjestelmä voidaan karkeasti jakaa kolmeen kokonaisuuteen: tuotantoon, siirtoon ja kulutukseen. Tuotanto voidaan edelleen jakaa erilaisiin tuotantomuotoihin kuten lämpövoimaan, tuulivoimaan, ydinvoimaan ja vesivoimaan. Kullakin tuotantomuodolla on omanlaisensa ominaisuudet, jotka vaikuttavat niiden käytettävyyteen ja toimintaan sähköjärjestelmässä. Esimerkiksi ydinvoima on tasaista ja keskitettyä pohjatuotantoa, kun taas tuulivoima on sääriippuvaista ja hajautettua tuotantoa, joka tuottaa sähköä vain silloin, kun tuulee riittävästi.

Vesivoima yläkäsitteenä eroaa muista tuotantotavoista merkittävästi siinä, että toimintatavat vesivoimalaitoksesta toiseen voivat vaihdella suuresti. Kaksi eri ydinvoimalaitosta käyttäytyvät suurella todennäköisyydellä samantapaisesti, mutta vesivoimalaitosten välillä erot ovat huomattavia. Eri käyttäytymistavat voivat johtua mm. vedenvarastointikyvystä, lupaehtoista, vesistön tyypistä ja voimalaitoksen kunnosta. Jokaisella vesivoimalaitoksella on kuitenkin vaikutus Suomen sähköjärjestelmään. Tässä luvussa keskitytään tekijöihin, jotka selittävät vesivoiman merkityksellisyyttä suomalaiselle sähköjärjestelmälle. Luvussa 3.1 tutustutaan vesivoiman perusteisiin, ja luvuissa 3.2–3.4 esitellään eri merkityksellisyyden tekijät. Tulevissa raportin luvuissa tekijöihin palataan tutkimalla suomalaisen vesivoiman merkitystä eri näkökulmista.

3.1 Vesivoiman perusteet

Vesivoima on sähköntuotantoteknologia, joka perustuu virtaavan veden energian muuntamiseen sähköenergiaksi. Veteen on sitoutunut potentiaalienergiaa, joka muuntuu liike-energiaksi veden virratessa alaspäin. Liike-energiaa voidaan ottaa talteen turbiinilla, joka pyöriessään pyörittää generaattoriin kytkettyä akselia. Generaattori tuottaa sähköenergiaa, joka syötetään sähköverkkoon. Yläaltaan ja alajuoksun välinen korkeusero, virtaamamäärä ja laitoksen kokonaishyötysuhde määrittävät tuotetun sähköenergian määrän.

Vesivoimalaitokset jaetaan normaalisti kolmeen eri laitostyyppiin, jotka ovat jokivoimalaitokset, patovoimalaitokset ja pumppuvoimalaitokset. Patovoimalaitoksia kutsutaan myös allaslaitoksiksi.

Jokivoimalaitoksella tarkoitetaan vesivoimalaitosta, joka on rakennettu luonnolliseen joenuomaan, ja joka tuottaa sähköä kyseisen joen virtaamasta. Voimalaitos koostuu turbiinigeneraattorista ja padosta, joka erottaa voimalaitoksen ylävirrassa olevan yläaltaan ja laitoksen alajuoksun toisistaan. Yläaltaan vesimassa toimii energiavarastona, ja yläaltaan säännöstelymahdollisuudet yhdessä tulovirtaaman kanssa määrittävät voimalaitoksen operoinnin rajoitukset.

Jokivoimalaitoksen energiavarastot ovat tyypillisesti rajallisia, mutta poikkeuksina ovat voimalaitokset, jotka on rakennettu joen varrella tai alussa olevan järven yhteyteen, jolloin niiden yläaltaana toimii joen yhteydessä oleva järvikokonaisuus. Ratkaisua kutsutaan tyypillisesti säännöstelyvoimalaitokseksi.

Patovoimalaitos on teknologiana jokivoimalaitoksen tyyppinen, mutta sen tyypillisinä eroina jokivoimaan ovat huomattavan suuri yläallas, suuri korkeusero yläaltaan ja alajuoksun välillä, ja paremmat mahdollisuudet yläaltaan pinnankorkeuden ja virtaaman vaihteluihin, mitkä yhdessä johtavat jokivoimaa parempiin säännöstelymahdollisuuksiin. Patovoimalaitos ei myöskään ole välttämättä rakennettu jokiuoman yhteyteen tai alkuun, sillä voimalaitoksen voi rakentaa esimerkiksi kahden järven väliin keinotekoisen kanavan avulla. Patovoimalaitoksessa yläaltaan energiavaraston suuri koko vähentää voimalaitoksen tarvetta operoida tulovirtaamaperusteisesti, mahdollistaen pidemmän aikavälin säännöstelyn. Kun jokivoimalaitoksilla säännöstelyä tehdään tuntien tai päivien tasolla, niin patovoimalaitoksissa säännöstelyä tapahtuu kuukausien tai jopa vuosien aikavälillä.

Jokivoimalaitoksen ja patovoimalaitoksen määrittely ei ole aina yksiselitteistä, koska laitostyyppien teknologia on hyvin samantapaista, ja esimerkiksi suurta järveä säännöstelevä jokivoimalaitos voidaan joissain tilanteissa määritellä myös patovoimalaitokseksi. Suomen vesivoimakapasiteetti määritellään yleensä jokivoimaksi, ja esimerkiksi Entso-E:n mukaan Suomessa ei ole ollenkaan patovoimalaitoksia^[1].

Pumppuvoimalaitoksella tarkoitetaan patovoimalaitosta, johon kuuluu mahdollisuus pumpata vettä ala-altaasta yläaltaaseen. Pumppauksen tarkoituksena on energian varastointi – pumppaus kuluttaa sähköenergiaa, mutta varastoi sen potentiaalienergian muodossa pumpattuun veteen. Myöhemmin varastoitu energia saadaan muunnettua takaisin sähköksi päästämällä vesi virtaamaan ala-altaaseen turbiinin läpi. Pumppuvoimalaitos ei siis ole suoranainen sähköntuottaja vaan energiavarasto, koska voimalaitos pystyy tuottamaan sähköä korkeintaan sen verran, kuin se on itse kuluttanut. Pumppauksen ja sähköntuotannon alle 100 %:n hyötysuhteen vuoksi pumppuvoimalaitos itse asiassa kuluttaa enemmän sähköä, kuin se pystyy itse tuottamaan verkkoon.

3.2 Säätkökyky

Luvun 3.1 mukaisesti likimain kaikki suomalaiset vesivoimalaitokset ovat jokivoimalaitoksia, ja ne ovat siten hyvin riippuvaisia joen tulovirtaamasta. Jokivoimalaitoksilla on kuitenkin usein kykyä säätää hetkellisiä tuotantomääriään säännöstelemällä voimalaitoksen yläaltaalta koon ja lupaehtojen sallimissa rajoissa. Säännöstelyllä tarkoitetaan yläaltaan pinnankorkeuteen vaikuttamista, esimerkiksi valmistautumista suureen kysyntään korottamalla yläaltaan pintaa, jolloin tuotantomääriä pystytään hetkellisesti nostamaan korkeammalle tasolle, kun sille on tarvetta. Pitkällä aikavälillä voimalaitokset kuitenkin ajavat tulovirtaaman mukaan. Tulovirtaama vaihtelee jatkuvasti vuoden aikana johtuen mm. sademääristä ja sulamisvesistä, luoden vesivoimaloille luonnollisen tarpeen lähtövirtaaman vaihteluun.

Voimalaitoksen säätkökyvyllä tarkoitetaan laitoksen kykyä muuttaa sähköntuotantotehoaan. Säätkökyvylle olennaisia mittareita ovat säädön absoluuttinen määrä (MW), absoluuttinen määrä suhteutettuna laitoksen nimellistehoon (%) ja säätönopeus (MW/min tai %/min). Hyväkuntoiset vesivoimalaitokset pystyvät lähtökohtaisesti aloittamaan säätämisen sekunneissa ja säätämään minimitehosta maksimitehoon minuuteissa. Suhteellinen säätkökyky vesivoimalaitoksella voi olla jopa 90 %, tarkoittaen maksimitehon olevan kymmenkertainen minimitehoon verrattuna. Myös turbiinien pysäyttämisen voi olla osa laitoksen säätkökykyä, sillä modernit vesivoimalaitokset pystyvät pysäyttämään ja käynnistämään turbiineitaan minuuteissa.

Sähköjärjestelmälle säätkökykyinen vesivoima tarjoaa monenlaisia hyötyjä. Säätkökyky mahdollistaa vesivoiman toimimisen taajuustukijana (kts. luku 4.3) ja säätöenergian tuottajana (kts. luku 4.4). Säätkökykynsä ansiosta vesivoimalaitokset pystyvät myös tarjoamaan enemmän tuotantoa suuren kulutuksen hetkinä ja vähentämään tarjontaa ylitarjonnan aikaan, mikä hillitsee sähkön hintavaihteluita.

Vesivoimalaitosten riippuvuus tulovirtaamasta asettaa rajoitteita laitosten hetkelliselle säätkökyvylle. Esimerkiksi kuivina kausina tulovirtaama voi olla niin pientä, että laitokset joutuvat ajamaan jatkuvasti pienillä sähkötehoilla, kun taas tulvakausina tulovirtaaman suuruus pakottaa laitokset ajamaan jatkuvasti likimain nimellistehollaan.

3.3 Luotettava sähköntuotanto

Suomalaiset vesivoimalaitokset tuottavat sähköä jokien virtaamavedestä, joka on peräisin luonnollisesta veden kiertokulusta. Vesivoima ei ole siis erityisen riippuvainen ulkoisista

logistiikkaketjuista verrattuna esimerkiksi puuhaketta käyttävään lämpövoimaan. Sen sijaan tuotantomäärät riippuvat vesistöjen virtaamavaihteluista vuoden aikana ja vuosien välillä. Tyypillisesti virtaamat ovat suurimmillaan keväällä lumien sulaessa ja syyssateiden aikaan, kun taas pienimmät virtaamat sijoittuvat kesän kuiviin, sateettomiin kausiin ja talven kylmiin hetkiin, kun erityisesti Pohjois-Suomessa sadevesi on sitoutunut lumeen ja jäähän. Tulevaisuudessa virtaamien vaihtelu voi edelleen muuttua, sillä ilmastonmuutoksen vaikutukset veden kiertokulkuun, kuten sademääriin ja kevättulviin vaikuttavaan lumisuuteen, voivat olla huomattavia.

Tuotannon epävarmuutta pystytään vähentämään vesivarastoja säännöstelemällä. Suomen suuret järvet toimivat energiavarastoina, joihin voidaan mahdollisuuksien mukaan varastoida energiaa rajoittamalla vesistöä säännöstelevän vesivoimalaitoksen virtaamaa. Suunnitelmallinen energianvarastointi, jatkuva veden kiertokulku ja maantieteellisesti hajautunut vesivoimakapasiteetti johtavat yhdessä siihen, että Suomessa tuotetaan joka hetki sähköä vesivoimalla. Voidaan siis sanoa, että sähköntuotanto vesivoimalla on hyvin luotettavaa. Tuotannon kannalta ongelmalliset ajat liittyvät pitkiin kuiviin jaksoihin kuten aikaisemmin on jo todettu.

Luotettavuutensa vuoksi vesivoimaa hyödynnetään kattavasti sähköjärjestelmän tukena häiriötilanteissa, mm. kantaverkon palautussuunnitelmassa (kts. luku 5). Lisäksi useista vesivoimalaitoksista on rakennettu oma sähkönsiirtoyhteys kriittiseen infrastruktuuriin, mikä mahdollistaa paremman huoltovarmuuden ja kansallisen turvallisuuden hätätilanteissa.

Luvun 3.2 mukaisesti Suomen jokivoimalaitosten tuotanto on keskimäärin vähintään tulovirtamaan mukaista. Tällöin merkittävä osa vesivoimasta toimii pohjatuotantona, parantaen sähköön riittävyyttä ympäri vuoden. Pohjatuotannon osuus vesivoimasta vaihtelee ympäri vuoden (kts. luku 4.2), mutta keskimäärin vesivoiman pohjatuotanto vastaa keskikokoisen ydinvoimalan tuotantotehoa. Erityisesti tuulettomina hetkinä sähköön hintataso on vahvasti riippuvainen pohjatuotannon määrästä. Vesivoiman pohjatuotanto edesauttaa sähköön hintatason pysymisen maltillisena silloinkin, kun sääriippuvaista tuotantoa on vähän tarjolla.

3.4 Inertia

Inertia on fysiikasta peräisin oleva käsite, joka kuvaa järjestelmän kykyä vastustaa ulkoisen voiman aiheuttamaa muutosta. Inertiaa voidaan kutsua myös hitauteksi. Käytännön esimerkki inertiaista on tavarajuna, jonka kiihdyttäminen vauhtiin vaatii paljon enemmän työtä kuin vastaava kiihdytys henkilöautolle. Inertia johtaa siis vakaampaan kokonaisuuteen, kun lyhytaikaiset voimat eivät pysty vaikuttamaan järjestelmän tilaan yhtä herkästi.

Sähköjärjestelmän näkökulmasta inertia viittaa järjestelmän kykyyn vastustaa taajuuden muutoksia tehotasapainon järkkyyessä, esimerkiksi voimalaitoksen irtautuessa yllättäen verkosta. Ilman riittävää inertiaa pienetkin muutokset tehotasapainossa johtavat suuriin taajuusvaihteluihin, aiheuttaen pahimmillaan verkossa vakavan häiriötilanteen. Inertiaa pystytään lisäämään järjestelmään keinotekoisesti, mutta ns. synteettisen inertian korkean kustannuksen vuoksi luonnollisen inertian ylläpitäminen voi olla perusteltua.

Sähköverkkoon inertiaa tuottaa pyörivä massa, eli käytännön tasolla suoraan verkkoon tahdistetut generaattorit. Suurempi generaattori tuottaa verkkoon pienempää generaattoria enemmän inertiaa. Myös generaattorin hetkellinen tuotantoteho vaikuttaa inertiamääriin siten, että maksimiteholla inertiamäärä on suurinta. Merkittävimmät inertian tuottajat ovat suuret voimalaitokset kuten ydinvoimalat ja suurikokoiset lämpövoimalat. Jokainen verkkoon tahdistettu generaattori kuitenkin tuottaa inertiaa, ja siten myös vesivoimalaitokset ovat inertian tuottajia.

Vesivoiman hajautettu inertiantuotanto on verkon inertian kannalta positiivinen asia, koska silloin yksittäinen laiterikko ei aiheuta verkossa merkittävää inertiakatoa. Vesivoiman pohjatuotanto tuottaa inertiaa tasaisesti vuoden aikana, minkä merkitys korostuu erityisesti talven ulkopuolella, kun monet suuret inertiantuottajat kuten ydinvoimalat ovat huollossa. On kuitenkin tärkeä huomata, että vesivoiman tuottama inertia riippuu suuresti tuotantomääristä, mikä aiheuttaa riippuvuutta vesitilanteen ja tuotetun inertian välille.

Viime vuosina tapahtunut muutos sähkömarkkinoilla on johtanut inertian vähenemiseen, kun kasvanut tuuli- ja aurinkovoima on syrjäyttänyt markkinoilta merkittävästi perinteisempää sähköntuotantoa. Tuuli- ja aurinkovoima eivät tuota verkkoon ollenkaan inertiaa, mikä korostaa vielä käytössä olevien voimalaitosten kuten vesivoimaloiden merkitystä inertian näkökulmasta.

Matalan inertian tilanteissa vesivoimalaitoksilla on mahdollista tuottaa verkkoon inertiaa silloinkin, kun sähköntuotanto vesivoimalla ei ole kannattavaa tai pienen tulovirtaaman vuoksi mahdollista. Ratkaisua kutsutaan synkronikompensaattoriajotavaksi, jossa voimalan generaattorit on tahdistettu verkkoon ilman, että ne tuottavat sähköä. Ajotapa mahdollistaa tasaisen inertiantuotannon myös kuivina kausina, kun vesivoiman sähköntuotanto on pientä. Ajotapa on vesivoiman kannalta oleellinen, koska vesivoiman suurin heikkous inertian näkökulmasta on ollut tulovirtaamasta riippuvainen sähköntuotanto. Inertiantuotannon irtautuminen tulovirtaamasta mahdollistaa kattavan inertiantuotannon jatkuvasti, millä on verkon vähenevän kokonaisinertian kannalta suuri merkitys. Ajotavan hyödyntämisestä Suomessa on rajallisesti tietoa. On kuitenkin perusteltua väittää hyödyntämisen olevan vielä pientä, koska toistaiseksi Fingrid ei tarjoa kompensaatiota inertiantuotannosta. Reservimarkkinoilla kompensaatiota voi saada synteettisen FFR-kapasiteetin ylläpidosta, mutta synkronikompensaattorit eivät sellaisenaan täytä markkinapaikan vaatimuksia.

4. VESIVOIMA OSANA SÄHKÖJÄRJESTELMÄÄ

Suomen sähköjärjestelmän toimivuus rakentuu sen varaan, että tuotanto ja kulutus ovat jatkuvassa tasapainossa. Tasapainon varmistamiseksi on muodostettu useasta osasta koostuva sähkömarkkinakokonaisuus, joka huolehtii tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisen ohella myös varautumisesta häiriötilanteisiin. Sähkömarkkina eri markkinapaikkoineen on siten sähköjärjestelmän työkalu, fyysinen komponentti, jonka avulla ylläpidetään jatkuva tehotasapaino mahdollisimman luotettavasti ja kustannustehokkaasti. Kustannustehokkuusnäkökulma saavutetaan suosimalla lähtökohtaisesti edullisinta tuotantotapaa. Jos vesivoiman aktiivisuus eri markkinapaikoilla on selkeää, voidaan sanoa vesivoiman olevan edullinen ja toimiva ratkaisu tehotasapainon ylläpidossa ja siten koko sähköjärjestelmän jatkuvassa toiminnassa.

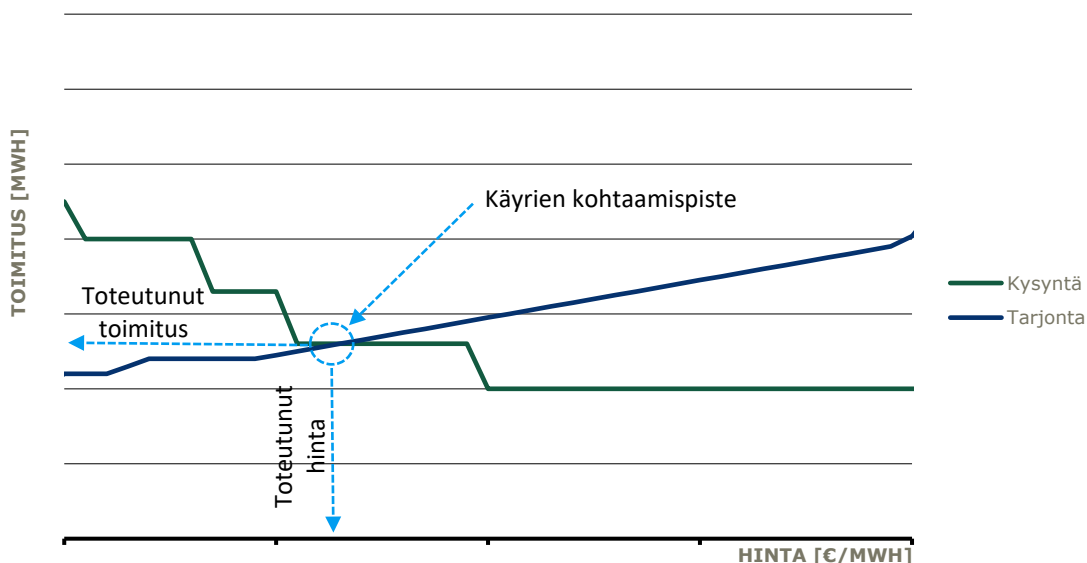
Tässä luvussa tutustutaan vesivoiman käyttäytymiseen sähkömarkkinoilla, ja sen vaikutuksiin sekä teknisestä että taloudellista näkökulmasta. Luvussa tutustutaan myös vesivoiman inertia vaikutukseen. Ensin luvussa 4.1 käydään läpi Suomen sähkömarkkinoiden toimintaa kokonaisuutena. Tämän jälkeen luvussa 4.2 keskitytään vesivoimaan osana sähköjärjestelmää. Luvuissa 4.3 ja 4.4 arvioidaan vesivoiman toiminnan aktiivisuutta ja vaikutuksia tehotasapainon ylläpidon näkökulmasta. Luvussa 4.5 syvennyttään vesivoiman merkitykseen inertian näkökulmasta. Luvussa 4.6 arvioidaan, miten havaittu vesivoiman merkitys tulee muuttumaan tulevaisuudessa.

4.1 Sähkömarkkinat kokonaisuutena

Suomen sähkömarkkinat voidaan karkeasti jakaa neljään eri markkinapaikkaan: futuurimarkkinat, day-ahead (DA)-markkinat, päivän sisäiset eli intraday (ID)-markkinat ja reservimarkkinat. Neljästä markkinapaikkakokonaisuudesta eniten energiaa myydään day-ahead-markkinoilla, joissa määritellään päivittäin seuraavan vuorokauden sähkön pörssihinnat. DA-markkinoihin viitataan puhuttaessa SPOT-markkinoista.

SPOT-kaupassa määritetään sähkön pörssihinta. Hinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan perusteella. Tarjoukset sekä kysyntä- että tarjontapuolelle jätetään kullekin seuraavan vuorokauden tunnille hintaperusteisesti. Hintaperusteisuus tarkoittaa, että jokaiselle tunnille jätetään hinnan mukaan vaihteleva tarjousmäärä. Esimerkiksi jos sähkön tuottaja on laskenut tuotantokustannuksensa suuruudeksi 50 €/MWh, hän voi halutessaan tarjota tuotantoaan vain tätä korkeammille hinnoille. Tällöin jos sähkön tuntihinnaksi määräytyy 25 €/MWh, niin tuottaja ei joudu tuottamaan verkkoon sähköä tappiollisella hinnalla. Toisaalta jos sähkön hinnaksi määräytyy 100 €/MWh, niin tuottaja ansaitsee 50 €/MWh tuottamastaan sähköstä tuotantokustannusten vähentämisen jälkeen. Hinnoitteluperiaate motivoi tuottamaan sähköä mahdollisimman halvalla, koska esimerkin mukaisesti kaikki tuottajat saavat kalleimman hyväksytyn myyntitarjouksen mukaisen hinnan.

Hintalaskennassa kaikille tarjousten hintaportaille jätetyt tarjoukset lasketaan porraskohtaisesti yhteen. Tällöin kullekin mahdolliselle tuntihinnalle saadaan tulos siitä, paljonko siihen hintaan olisi kysyntää sekä tarjontaa. Kun kysynnän arvot yhdistetään toisiinsa käyrällä ja vastaavasti tarjonnalle, saadaan muodostettua kysyntä- ja tarjontakäyrät. Sähkön markkinahinta määräytyy kysyntäkäyrän ja tarjontakäyrän leikkauspisteestä. Leikkauspiste kuvaa hintaa, jolla markkinoiden kuluttajat ovat halukkaita ostamaan yhtä paljon sähköä, kuin tuottajat ovat valmiita myymään. Esimerkki kysyntä- ja tarjouskäyrästä on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1: Sähkön SPOT-hinnan muodostuminen kysyntä- ja tarjouskäyristä

Sähkön hinta olisi sama koko Pohjois-Euroopassa, jos sähköverkossa ei olisi pullonkauloja. Merkittäviä pullonkauloja on kuitenkin olemassa. Ongelma on korjattu luomalla hinta-alueita, joiden hinta määräytyy alueen oman tuotannon ja kulutuksen sekä muihin hinta-alueisiin johtavien siirtoyhteyksien kapasiteettien perusteella. Kykenemättömyys siirtää sähköä tuotannossa ylijäämäiseltä alueelta alijäämäiselle alueelle johtaa alijäämäisellä alueella sähkön puutteeseen ja ylijäämäisellä alueella sähkön ylijäämään. Syntynyt alueellinen tehotasapaino korjataan motivoimalla alijäämäisen alueen toimijoita lisäämään tuotantoa ja vähentämään kulutusta nostamalla aluehintaa. Vastaavasti ylijäämäisellä alueella hinnanlasku motivoi lisäämään kulutusta ja vähentämään tuotantoa.

Sähkön siirron rajoitteesta syntyvät pullonkaulat vaikuttavat oleellisesti sähkön hintaan Suomessa. Alueellisen alijäämän tapauksessa sähköä tuodaan siirtoyhteyksiä pitkin Ruotsista, Norjasta ja ajoittain myös Virosta. Tällöin rajoitteet siirtoyhteyksissä aiheuttavat nostopainetta Suomen aluehintaan. Toisaalta ylituotantotilanteessa sähköä viedään siirtoyhteyksiä pitkin naapurimaihin, jolloin vähäisempi sähkönsiirtokapasiteetti itse asiassa laskisi sähkön aluehintaa. Suomella on sähkönsiirtokapasiteettia tällä hetkellä Ruotsiin, Norjaan ja Viroon, ja Ruotsin siirtoyhteyksiä ollaan vahvistamassa kokonaan uudella sähkönsiirtoyhteydellä. Myös Venäjän ja Suomen välillä on sähkönsiirtokapasiteettia, mutta sähkönsiirtoa Venäjän kanssa ei ole tehty Ukrainan sodan alkamisen jälkeen. Vähentynyt sähköntuonti Venäjältä on lisännyt kysyntää kotimaisen sähkön tuotannolle ja siirrolle muista naapurimaista ^[2].

SPOT-hinnat ja toimitusmäärät lukitaan seuraavan päivän tunneille ja luodaan näin alustava tehotasapaino. Tarjoukset kuitenkin perustuvat ennusteisiin tulevasta tuotannosta ja kulutuksesta. Todellisten arvojen ja ennusteiden välillä on lähtökohtaisesti aina eroavaisuuksia. Eroa toteutuneen arvon ja ennusteen välillä kutsutaan tasepoikkeamaksi. Tasepoikkeamasta koituu markkinatoimijalle kustannuksia, jotka voivat olla pahimmillaan jopa 10 000 € jokaista MWh-poikkeamaa kohti. Vuoden 2025 kesäkuusta alkaen tarjoukset tullaan tekemään tunnin sijasta varttikohtaisesti^[3], millä voi olla pienentäviä vaikutuksia keskimääräiseen tasepoikkeaman suuruuteen.

Tasehallintaa varten on olemassa päivän sisäinen eli intraday (ID)-markkina. ID-markkinapaikalla markkinatoimijat voivat korjata SPOT-kauppojen ennustevirheitään jatkuvasti aina toimitustunnin

(vartin) alkamiseen saakka. Markkinapaikan jatkuvatoimisuus johtaa siihen, että toimijat pystyvät reagoimaan joustavasti verkossa tapahtuviin muutoksiin. Esimerkiksi merkittävän sähköntuotantolaitoksen irrotessa verkosta ID-markkinoiden kysyntä kasvaa nostattaen hintoja, mikä motivoi muita tuottajia kasvattamaan tuotantoa.

ID-markkinoilla tehdyistä korjauksista huolimatta kaikki markkinatoimijat eivät kykene pysymään ennusteissaan. Tällöin päädytään tilanteeseen, jossa toimenpiteistä huolimatta tehotasapaino ei toteudu. Tasapainon ylläpitämiseksi tasepoikkeamatilanteissa on luotu reservimarkkinat. Reservimarkkinat ovat kantaverkkoyhtiö Fingridin ylläpitämä markkinapaikka, jonka tarkoitus on tehdä tarvittavat muutokset tehotasapainon ylläpitämiseksi. Markkina koostuu useista eri reservituotteista, jotka on luotu vastamaan verkon erilaisiin tarpeisiin. Nopeiten reagoivat reservituotteet (FFR, FCR-D) reagoivat taajuusmuutoksiin sekunneissa, kun taas hitaammat reservituotteet (aFRR, mFRR) aktivoituvat vasta useiden minuuttien kuluttua. Reservituotteiden eroavaisuuksia on avattu taulukossa 1.

Taulukko 1: Suomen reservimarkkinatuotteiden ominaisuudet^[4]

Reservi- tuote	Lyhenteen selite	Aktivointi- nopeus	Hankinta- määrä	Tyyppi	Vesivoiman soveltuvuus
FFR	Nopea taajuusreservi	<1 s	0–60 MW	Teho- intensiivinen, yksisuuntainen*	
FCR-D	Taajuuden- hallinnan häiriöreservi	<10 s	n. 300 MW suuntaansa	Teho- intensiivinen, yksisuuntainen**	
FCR-N	Taajuuden- hallinnan normaalireservi	3 min	126 MW	Teho- intensiivinen, kaksisuuntainen	
aFRR	Automaattinen taajuuden- palautusreservi	5 min	46–62 MW***	Energia- intensiivinen, yksisuuntainen**	
mFRR	Manuaalinen taajuuden- palautusreservi	15 min	880–1300 MW ylös, 575 MW alas***	Energia- intensiivinen, yksisuuntainen**	

*FFR-reservituote on ainoa reservituote, joka toimii ainoastaan yhteen suuntaan, ylöspäin.

**Reservituote on jaettu kahteen markkinaan. Tarjouksia ja kauppvoja tehdään erikseen ylös- ja alaspäin.

***Taajuuden palautusreservien kapasiteettimarkkinoiden hankintamäärät. Energiamarkkinoille voi osallistua, vaikka kapasiteettimarkkinoille ei jättäisi tarjouksia.

Markkinatuotteista vesivoimalle soveltuvimpia ovat taajuuden palautusreservin tuotteet eli aFRR ja mFRR, koska niiden aktivointiajat ovat likimain kaikkien säätävien vesivoimalaitosten saavutettavissa. FFR-markkinan alle sekunnin aktivointiaika ei ole lähtökohtaisesti vesivoimalle mahdollista, mutta FCR-D-markkinan 7,5 sekunnissa tapahtuva aktivointi on saavutettavissa nopeasti säätäville turbiineille. FFR-markkinalle osallistuminen on mahdollista kytkemällä

vesivoiman yhteyteen nopeammin reagoivaa teknologiaa kuten akkuvarastoja ja superkondensaattoreita. Tällöin vesivoima osallistuu reservin ylläpitoon epäsuorasti ylläpitämällä vaadittua akun tai kondensaattorin varaustasoa.

Reservien hankinta tapahtuu halvin ensin -periaatteella. Tarjoukset seuraavan päivän kapasiteetille jätetään edellisenä päivänä, kullekin tunnille erikseen. Fingrid määrittää tarvittavat reservimäärät verkon tarpeiden perusteella, ja hyväksyy tarjouksia kultakin markkinapaikalta halvimmasta lähtien, kunnes tarvittava reservimäärä on saavutettu. Kunkin reservin tarjoaja saa ylläpidetystä reservistä kyseisen markkinapaikan kalleimman hyväksytyt tarjouksen hinnan määräämän tuoton (marginaalihinnoittelu).

Reservien marginaalihinnoittelu motivoi DA-kaupan tapaisesti tuottamaan reserviä mahdollisimman halvalla, jolloin tarjoukset toteutuvat todennäköisemmin ja tuottomarginaali on suurempi. Reservien hintatasolla on siten myös olennainen vaikutus koko sähkömarkkinoiden toimintaan, koska lähtökohtaisesti reserviä tuottava kapasiteetti pystyy osallistumaan myös muille markkinapaikoille. Kalliimpi keskimääräinen reservihinta aiheuttaa kasvaneen kiinnostuksen markkinalle osallistumiseen, mikä voi vähentää tarjolla olevaa kapasiteettia muilla markkinapaikoilla. Korkeat reservihinnat voivat siis aiheuttaa korkeampia sähkön pörssihintoja ja päinvastoin.

Fingrid ennustaa reservien hankintamäärien kasvavan merkittävästi tulevaisuudessa^[5]. Reservien tarve kasvaa mm. säätävien tuotannon kuten tuuli- ja aurinkovoiman kasvamisen myötä, kun tuotantoennusteiden epävarmuudet lisääntyvät ja sähköverkon inertia vähenee.

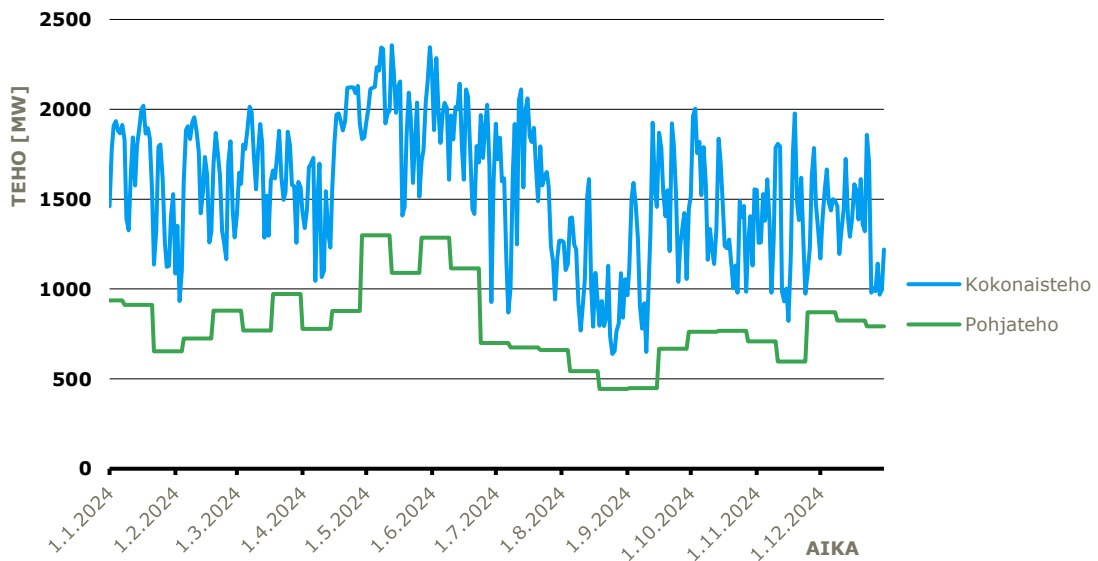
4.2 Vesivoiman toiminta sähköjärjestelmässä

Suomalainen vesivoima voidaan jakaa karkeasti pohjatuotantoon ja säätävään tuotantoon. Pohjatuotanto on hinnasta riippumatonta tuotantoa, joka tuottaa sähköä ainoastaan tulovirtaaman ja muusta kuin markkinatilanteesta riippuvan vesistöjen säännöstelyn mukaan. Säätävä tuotanto on sähköntuotantoa, joka reagoi markkinoilla tapahtuviin muutoksiin, kuten sähkön hintaan ja verkon taajuusvaihteluihin. Vesivoiman tapauksessa säätäminen voi tarkoittaa lyhyen aikavälin (<1 h) tehovaihtelua taajuuden mukaan, voimalan yläaltaan optimointia perustuen sähkön tuntihintaan tai virtamaan siirtoa tulvaluukkujen ja turbiinien välillä. Säätämisen aikaskaala on tyypillisesti päivänsäistä, mutta optimointia voidaan tehdä myös pidemmällä aikavälillä, esimerkiksi viikkokohtaisesti. Jos markkinatoimija esimerkiksi ennustaa korkeaa kysyntää seuraavalle viikolle, hän voi edeltävällä viikolla pyrkiä varastoimaan vettä voimaloiden yläaltaisiin. Myös vesistöjen suunnitelmallinen pitkän aikavälin säännöstely voidaan määritellä säätämiseksi. Esimerkiksi vesivoimaloiden ylävirrassa olevien järvien pintojen nostaminen lähelle lupaehdon ylärajaa ennen talvea on eräänlaista säätämistä, jos varastointipäätös tehdään markkinaperusteisesti.

Jako pohjatuotannon ja säätävän tuotannon välillä ei ole yksiselitteinen. Jos esimerkiksi lupaehdot edellyttävät vesivoimalaitosta ylläpitämään luonnollista virtaamaa, niin laitoksen säätäminen on hyvin rajallista. Kuitenkin jos säätösähkömarkkinalle tuotannon vähentäminen on kannattavaa, niin tuotannon vähentäminen ilman virtaamamuutosta on mahdollista vähentämällä turbiinin juoksutusta ja ohijuoksuttamalla tulvaluukusta vähennyksen mukaisen määrän. Vastaavasti säätävän vesivoimalaitoksen omistaja ei välttämättä halua sammuttaa turbiineitaan tai ohijuoksuttaa virtausta, jolloin turbiinigeneraattorin minimiteho tai tulovirtamaan määrittelemä teho voidaan määritellä pohjatuotannoksi.

Esimerkkijako pohjatuotantoon ja säätävään tuotantoon on nähtävillä kuvassa 2. Kuvassa on vuoden 2024 vesivoiman kokonaissähköntuotannon ja pohjatehon päiväkeskiarvot. Pohjatehot on

arvioitu kahden viikon ajanjaksoissa siten, että pohjatehoksi on arvioitu kunkin kahden viikon jakson hetkellinen tuotannon minimiarvo.



Kuva 2: Vesivoiman kokonaisteho^[6] ja pohjateho Suomessa, päiväkeskiarvo 2024

Kuvaajasta nähdään, että sekä kokonaisteho että pohjateho vaihtelevat. Pohjateho on korkeimmillaan toukokuussa kevättulvien aikaan, kun jokien virtaamat ovat suurimmillaan. Matalimmat pohjatehot löytyvät vuoden 2024 tapauksessa loppukesästä ja alkusyksystä. Vastaavat kuvaajat ovat erilaisia eri vuosina, sillä virtaamat on hyvin riippuvaisia sademääristä ja lämpötiloista. Tyypillinen pohjateho kevättulvan ulkopuolella on 500–1 000 MW. Säättävää tehoa on tällöin saatavilla 500–1 700 MW tulovirtaamasta riippuen. Vuonna 2023 suurin hetkellinen säättävän vesivoiman osuus oli 1 680 MW, joka saavutettiin 2. helmikuuta. Vastaava luku vuodelle 2024 oli 13. syyskuuta saavutettu 1 630 MW.

Tulovirtaamariippuvuuden takia vesivoiman säätökyky on rajallinen. Vesivoimalan käyttöä sitovat ympäristöluvat, jotka määrittelevät sallitut rajat voimalan yläaltaan ja muiden mittauspisteiden pinnankorkeuksille. Voimala ei voi siis rajattoman pitkään juoksuttaa tulovirtaamaa enempää, koska tulovirtamaan ylittävä juoksutus laskee yläaltaan pintaa kohti sallitun pinnankorkeuden alarajaa. Vastaavasti vesistön pintaa ei voi nostaa luparajojen yläpuolelle, mikä velvoittaa joko tuottamaan keskimäärin vähintään tulovirtamaan määrittelemän määrän sähköä tai ohijuoksuttamaan virtausta. Lupaehdoissa voi myös olla lisärajoituksia liittyen esim. minimivirtaamiin ja ohijuoksutukseen, mitkä aiheuttavat rajoituksia laitoksen operoinnille.

Lupaehdot eivät ole ainoa vesivoiman säätökyvyn rajoittaja. Monien vesistöjen säännöstelyssä vesivoimatoimijat noudattavat säännöstelyrajoja, jotka ovat lupaehtoja tarkempia, ei-velvoittavia rajoja. Tarkemmat tavoiterajat voivat olla mm. virkistysrajoja, jolla pyritään pitämään vesistöjen pinnankorkeudet virkistyskäytön kannalta mielekkäällä tasolla, vaikka lupaehdot eivät sitä vaatisi. Lisäksi vesivoimatoimijat toteuttavat pitkän aikavälin varautumista, esimerkiksi laskemalla vesistöjen pintoja ennen suurimpia tulvahuippuja vähentäen näin virtaaman ohijuoksutustarvetta. Lupaehdot, tavoiterajat ja varautuva säännöstely ovat vesivoimatoiminnalle ensisijaista, ja sähkömarkkinoiden säätö toteutetaan niiden sallimissa rajoissa.

Vesivoiman säättävän osuuden toiminta perustuu SPOT-, ID- ja reservimarkkinoihin. SPOT-markkinoilla vesivoimatoimijat optimoivat käytettävissä olevaa tulovirtamaa hyödyntämällä voimaloiden yläaltaita. Tasaisen virtaaman sijasta on taloudellisesti kannattavampaa antaa

yläaltaan täyttyä halvan sähkön tunteina, ja tyhjentää sitä sähkön ollessa kalliimpaa. Tämän vuoksi vesivoimatoimijat jättävät SPOT-markkinalle hintariippuvia tarjouksia hyödyntäen ennusteita tulovirtaamasta ja sähkön hinnoista.

ID-markkinalla vesivoimatoimijat pystyvät korjaamaan SPOT-ennusteissa tapahtuneita virheitä. Esimerkiksi tulovirtamaan ollessa odotettua suurempi tuotanto ylittää SPOT-ennusteen, jolloin ylimääräinen tuotanto aiheuttaa tasevirhettä. Virhe korjataan myymällä ylimääräinen sähköntuotanto ID-kaupalla. Lisäksi ID-markkinoilla on mahdollista taloudellisesti hyödyntää odottamattomia järjestelmän muutoksia. Esimerkiksi tuulivoimatuotannon alijäämä suhteessa tuotantoennusteeseen lisää ID-markkinoiden kysyntää ja siten markkinahintaa, mikä voi tehdä lisätuotannon myynnistä kannattavaa.

Reservimarkkinoilla säätävä vesivoima pystyy osallistumaan likimain kaikille markkinapaikoille. FFR-markkinan vaatima vasteaika voi olla vesivoimalalle liian vaativa, mutta FCR-N, FCR-D, FCR-DD, aFRR ja mFRR ovat kaikki vesivoimalle mahdollisia markkinapaikkoja. Automaation ollessa riittävällä tasolla vesivoimala kykenee osallistumaan useammalle markkinapaikalle samanaikaisesti, edelleen kasvattaen voimalan sähköjärjestelmälle tarjoamaa hyötyä.

Reservimarkkinalle osallistumisen kannalta ID-kaupankäynti on tilannekohtaisesti oleellista. Jos esimerkiksi mFRR-markkinalla säädetään usean tunnin ajan ylöspäin eli lisätään tuotantoa, niin vesivoimalan yläaltaan pinta laskee. Koska kokonaistuotantomäärä riippuu tulovirtaamasta, niin tässä tapauksessa voimalan omistaja on myynyt sähköä ”ylimäärin”. Korjaustoimenpiteenä voi olla tarpeellista vähentää tuotantoa säädön jälkeisiltä tunneilta, ja korjata ennustetta ostamalla sähköä ID-markkinalta.

Vesivoimatoimijoiden osallistuminen eri markkinapaikoille on ensisijaisesti taloudellisesti motivoitunutta. On kuitenkin tärkeää huomata, että aktiivinen toiminta sähkömarkkinoilla on taloudellisen kannattavuuden ohella myös sähköjärjestelmän kannalta hyödyllistä. Korkeat SPOT- ja ID-hinnat viestivät tarjonnan puutteesta, jolloin tuotannon keskittäminen näihin korkean hinnan tunteihin hillitsee hintapiikkejä. Säättökykyisen vesivoimalan osallistuminen reservimarkkinoille tuottaa omistajalle tuottoja, mutta samalla ylläpitää verkon tehotasapainoa.

Vesivoiman merkityksen kannalta on myös olennaista huomata, että säättökykyiset vesivoimalat kykenevät osallistumaan usealle eri markkinapaikalle samanaikaisesti. Ensin vesivoimala säätää SPOT-markkinalla optimoidessaan tuotannon sähkön hinnan mukaan. Sitten vesivoimalasta voidaan tarjota reservikapasiteettia tuotantosuunnitelman sallimissa rajoissa. Vielä SPOT-optimoinnin ja reservin myymisen jälkeenkin vesivoimala kykenee reagoimaan verkon muutoksiin ID-markkinalla. Yksittäinen säätävä vesivoimala vastaa siis moninkertaista säätötehoa vaihtoehtoista säätökapasiteettia, joka pystyy osallistumaan vain yhdelle markkinalle kerrallaan.

Vesivoiman kykeneväisyys osallistua monelle eri markkinapaikalle tarjoaa sekä toimijalle että kuluttajalle mahdollisuuksia ja riskejä. Jos vesivoimatoimija osaa allokoida kapasiteetin korkean kysynnän markkinapaikoille luotettavasti, niin toimija saa keskimäärin korkeampaa tuottoa, ja vähentyneiden hintapiikkien myötä kuluttajan energiakustannukset pienenevät. Kapasiteetin virheellisellä kohdistamisella on vastakkainen vaikutus, sillä tarjoaminen matalan kysynnän markkinalle johtaa suhteessa pienempiin tuottoihin, ja tarjonnan puute korkean kysynnän aikaan korottaa hintoja. Myös reservihintojen nousulla on kuluttajaan vaikutus, koska Fingrid kattaa kasvaneet kustannukset kantaverkkopalvelumaksuilla, jotka päätyvät lopulta kuluttajien maksettavaksi kasvaneiden sähkön, sähkönsiirron ja hyödykkeiden hintojen myötä.

4.3 Vesivoima taajuustukijana

4.3.1 Taajuustuentamarkkinan toiminta

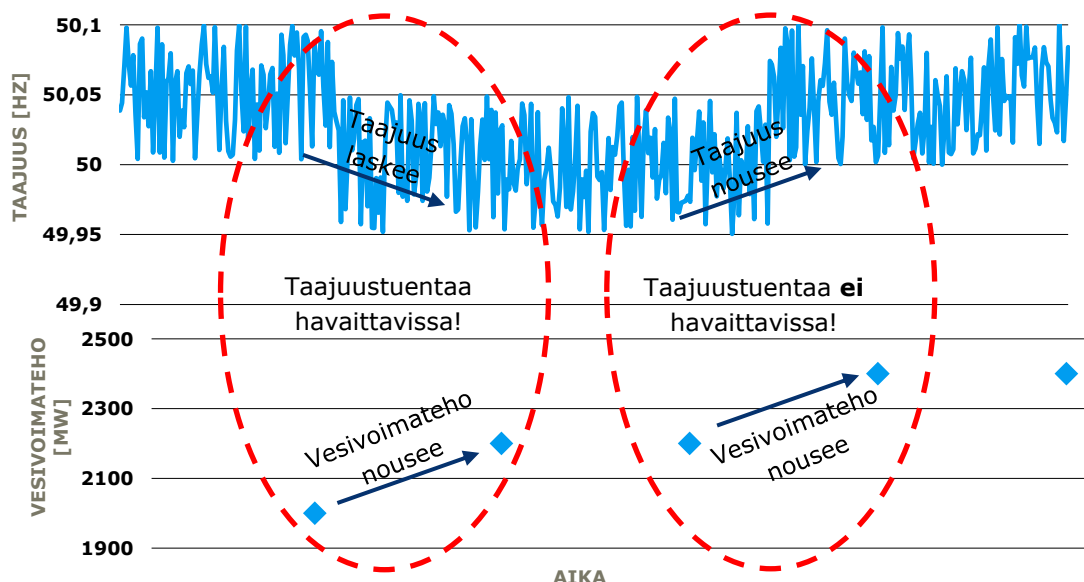
Taajuustuennalla viitataan lyhyen aikavälin tehotasapainon korjaamistoimenpiteisiin. Taajuustuenta tarvitaan jatkuvasti, sillä sekä tuotannon että kulutuksen määrässä on jatkuvaa vaihtelua. Taajuustuentaan osallistuvat resurssit kompensoivat jatkuvaa vaihtelua pitäen tehotasapainoa yllä ja parantaen siten sähköjärjestelmän vakautta.

Fingrid ei julkaise suoraa tietoa vesivoiman aktiivisuudesta taajuustuennan markkinapaikoilla. Aktiivisuuden arvioimiseksi tässä työssä on kehitetty uusi laskentatapa taajuustuennan aktiivisuuden arviointiin, jonka avulla kyetään tarkastelemaan vesivoiman merkitystä taajuustukijana.

4.3.2 Aktiivisuuden arviointi

Vesivoiman aktiivisuutta taajuustukijana arvioitiin hyödyntämällä saatavilla olevaa dataa kantaverkon taajuudesta ja vesivoimatuotannon hetkellisarvoista. Taajuustietoa on saatavilla 10 sekunnin ja vesivoimatuotannon hetkellisarvoja 3 minuutin resoluutiolla. Nopeimmin aktivoituvien taajuustukijoiden toimintaa ei pystytä arvioimaan 3 minuutin resoluutiolla, koska niiden aktivoinnit ehtivät lähtökohtaisesti sekä alkaa että päättyä yhden tarkasteluvälin sisällä. Rajoituksen takia tarkastelussa joudutaan keskittymään pidemmän aikavälin taajuustuentaan, eli FCR-N-markkinapaikkaan.

Perusajatus laskennassa on, että jos 3 minuutin aika-askeleen aikana keskimääräinen taajuus on laskenut, niin vesivoimatehon olisi pitänyt reagoida nostamalla tehoa. Vastaavasti jos keskimääräinen taajuus on noussut, niin samalla aikavälillä vesivoimatehon pitäisi laskea. Jos oikeasuuntainen reagointi on havaittavissa, niin voidaan todeta vesivoiman olleen aktiivinen taajuustuennassa. Jos taas reagointia ei tapahdu tai se on vääräsuuntainen, niin taajuustuenta ei ole tapahtunut. Laskentatapaa on havainnollistettu kuvassa 3.



Kuva 3: Havainnekuva taajuustuenta-aktiivisuuden laskennasta

Esitelly tarkastelu jättää huomiotta vesivoiman muutokset, jotka tapahtuvat muista kuin taajuustuennan syistä. Muita syitä ovat esimerkiksi tunninvaihteiden juoksutusmuutokset ja aktivoituneet säätösähkökaupat. Tarkkuutta voidaan parantaa eliminoimalla laskennasta lähelle

tunninvaihdetta sijoittuvat datapisteet, sekä tunnit, joiden aikana on tehty säätökauppaa. Jäljellä olevista datapisteistä voidaan koota tulos siitä, kuinka luotettavasti vesivoima näyttää osallistuvan taajuustuentaan. Luotettavuudella tarkoitetaan prosentuaalista arviota siitä, kuinka usein vesivoiman tehomuutos on taajuuden muuttuessa tapahtunut oikeaan suuntaan. Laskenta suoritetaan kuukausikohtaisena tuennan kausivaihtelun havaitsemiseksi.

Analyysin syventämiseksi taajuustuennan luotettavuuden ohella arvioidaan myös sen voimakkuutta. Voimakkuudella tarkoitetaan tapahtuneen tehomuutoksen suuruutta suhteessa taajuuden muutokseen. Voimakkuuden yksikkö on MW/Hz. Taajuutta tukevalle toiminnalle odotettu kerroin on negatiivinen, koska kuvan 3 mukaisesti taajuutta tukeva tehomuutos on vastakkaisuuntainen taajuusmuutoksen kanssa. Itseisarvoltaan suurempi kerroin kertoo voimakkaammasta tuennasta.

4.3.3 Vesivoiman taajuustuenta-aktiivisuus

Vesivoiman kuukausikohtaiset tulokset taajuustuennan luotettavuudesta ja voimakkuudesta vuosina 2023 ja 2024 ovat taulukossa 2.

Taulukko 2: Vesivoiman taajuustuennan kuukausitason luotettavuus ja voimakkuus 2023–2024

Kuukausi	2023		2024	
	Luotettavuus	Voimakkuus [MW/Hz]	Luotettavuus	Voimakkuus [MW/Hz]
Tammikuu	89 %	-514	93 %	-635
Helmikuu	91 %	-641	95 %	-637
Maaliskuu	87 %	-533	93 %	-515
Huhtikuu	55 %	-47	57 %	-68
Toukokuu	57 %	-68	54 %	-39
Kesäkuu	53 %	-67	55 %	-18
Heinäkuu	53 %	-58	58 %	-102
Elokuu	54 %	-56	54 %	-62
Syyskuu	56 %	-53	55 %	-70
Lokakuu	58 %	-113	58 %	-118
Marraskuu	91 %	-614	91 %	-567
Joulukuu	95 %	-572	94 %	-597

Tuloksista nähdään, että lokakuun ja maaliskuun välisenä aikana vesivoima osallistuu taajuustuentaan hyvin aktiivisesti. Parhaimmillaan 94 %:ssa mittauspisteistä löytyi selkeä oikean suuntainen korrelaatio taajuusmuutoksen ja vesivoimatuotannon muutoksen välillä. Huhtikuusta syyskuuhun luotettavuus ei ole yhtä korkea, saavuttaen minimiarvonsa 53–54 % kesä-heinäkuussa molempina tarkasteluvuosina. Tulosten perusteella voidaan sanoa, että vesivoima toimii aktiivisesti tasapainottavana elementtinä verkossa, varsinkin loppusyksyn ja alkukevään välisenä aikana. Kesän rajalliset tulovirtaamat ja virkistysrajat rajoittavat vesivoiman mahdollisuuksia toimia tukevana elementtinä, mutta silloinkin yli puolessa mittauspisteistä tuentaa oli havaittavissa.

Korrelaatioanalyysi korostaa merkittävää muutosta taajuustuennan vahvuudessa loka-maaliskuun ja huhti-syyskuun välillä. Parhaimmillaan talvella taajuustuennan voimakkuus on jopa 640 MW/Hz, kun muina aikoina se vaihtelee välillä 50–100 MW/Hz. Tuennan voimakkuutta voi arvioida vertaamalla sitä FCR-N-hankintamääriin ja reservituotteen teknisiin vaatimuksiin^[4]. FCR-N-kapasiteettia tarjotakseen tulee kyetä varmistamaan 100 %:n aktivointi 0,1 Hz:n taajuuspoikkeamalla. FCR-N-reserviä hankitaan yhteensä (vuosi- ja tuntimarkkinat) n. 130 MW jokaiselle tunnille. Tämä vastaa tuennan kulmakerrointa -1 300 MW/Hz. Suomalainen vesivoima näyttäisi siis tuottavan likimain puolet vaaditusta FCR-N-reservistä lokakuun ja maaliskuun välisenä aikana.

Taajuustuentalaskennasta on haastavaa eliminoida vesivoiman aktiivisuutta taajuutta palauttavalla aFRR-markkinalla, minkä vuoksi todellinen markkinaosuus FCR-N-markkinalla voi olla mitattua pienempi. Laskentatulosta pienempi FCR-N-markkinaosuus tarkoittaisi tässä tapauksessa kuitenkin edelleen aktiivisuutta reservintuotannossa, eli vesivoiman aktiivisuus reservintuottajana on tuloksesta huolimatta korkea.

Taajuustuenta-analyysin lopputuloksena voidaan sanoa, että vesivoiman säätökykyinen osuus on merkittävä taajuustuennan tuottaja. Säättävän vesivoiman aktiivisuuden väheneminen johtaisi tarpeeseen tuottaa reservi muilla keinoilla, mikä luultavasti korottaisi ylläpidetyn reservin kustannuksia. Kustannusnousun oletus perustuu luvussa 4.1 avattuun reservien hankintaperiaatteeseen, jonka mukaan tarjouksia hyväksytään halvimasta alkaen. Vesivoiman korkeaksi havaittu markkinaosuus kertoo siten sen edullisuudesta muihin reservikapasiteetteihin verrattuna. Vesivoiman aktiivisuuden väheneminen johtaisi siis suurella todennäköisyydellä reservihintojen nousuun, joka edelleen heijastuisi kuluttajahintoihin.

4.4 Vesivoima säätöenergian tuottajana

4.4.1 Säättösähkömarkkinoiden toiminta

Säättösähkö- eli mFRR-markkina on olennaisessa osassa kantaverkon huoltovarmuudessa. Säättösähköllä korjataan merkittäviä tehotasapainon poikkeamia. Näitä poikkeamia aiheutuu esimerkiksi tuulivoiman ennustevirheistä, ydinvoimalan tai muun suuren voimalaitoksen irtautuessa yllättäen verkosta tai tuotantolaitoksen kuten paperitehtaan koneiden vikaantuessa. Vastaavissa tilanteissa aktivoinnit säättösähkömarkkinalla käynnistävät tehotasapainon palauttavan muutoksen, vesivoiman tapauksessa tuotannon kasvattamisen tai vähentämisen. Aktivoitumisen ansiosta nopeammin reagoivat taajuustuennan reservit vapautuvat, mahdollistaen nopean järjestelmän reaktiokyvyn seuraavan taajuuspoikkeaman alkaessa. 15 minuutin vaadittu vasteaika johtaa siihen, että säättösähkömarkkinoille soveltuvaa kapasiteettia on Suomessa rajallisesti.

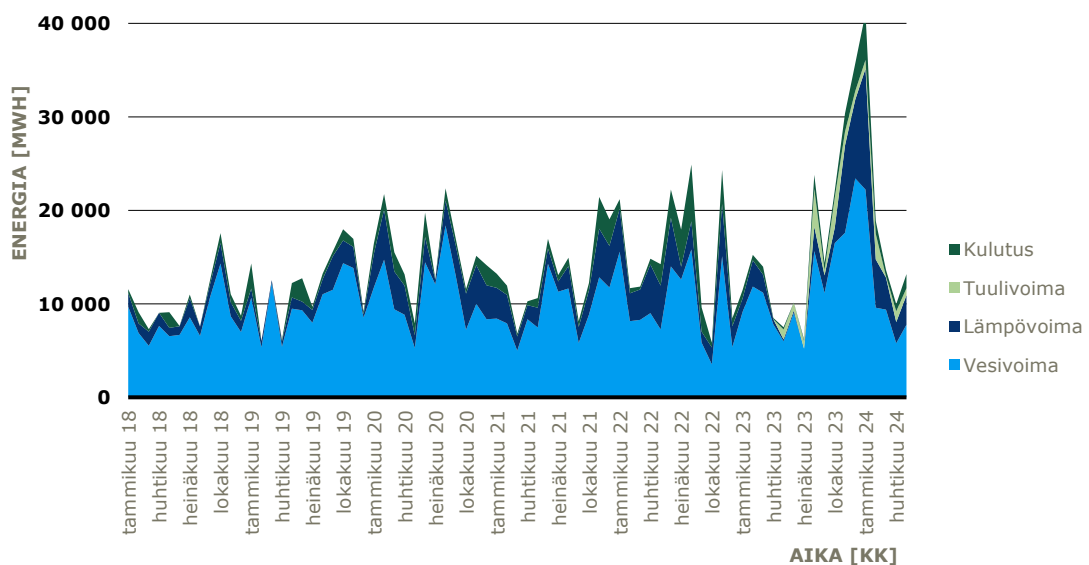
Käytännön tasolla säättösähkömarkkinat toimivat siten, että markkinatoimijat jättävät haluamilleen tunneille (varteille 4.3.2025 alkaen^[7]) säättösähkötarjouksia ylös- ja alaspäin. Kunkin tunnin tarjous sisältää tarjotun säätötehon ja hinnan, jolla tarjoaja on valmis toteuttamaan säätämisen. Fingrid aktivoi tarjouksia tarpeen mukaan lähettämällä tarjoajille aktivointi-ilmoituksen, joka tarkoittaa vaatimusta muuttaa tehoaan hyväksytyn tarjouksen mukaisen määrän 15 minuutin kuluessa. Tehotasapainon ylläpitämiseksi tilatut tarjoukset aktivoidaan aina halvimasta alkaen, missä halvimalla tarkoitetaan lähimpänä tunnin SPOT-hintaa olevaa tarjousta. Hyväksytty ylössäätökauppa tarkoittaa tuotantotehon lisäämistä tai kulutustehon vähentämistä, ja alassäätökauppa tarkoittaa tuotantotehon vähentämistä tai kulutustehon lisäämistä. Markkinatoimija saa toimitetusta säätöenergiasta korvauksen, joka perustuu hyväksytyn säättösähkötarjouksen hintaan. Jos Fingrid on aktivoinut useita

säätösähkötarjouksia, niin kukin säätöön osallistunut saa arvokkaimman hyväksytyn tarjouksen hinnan.

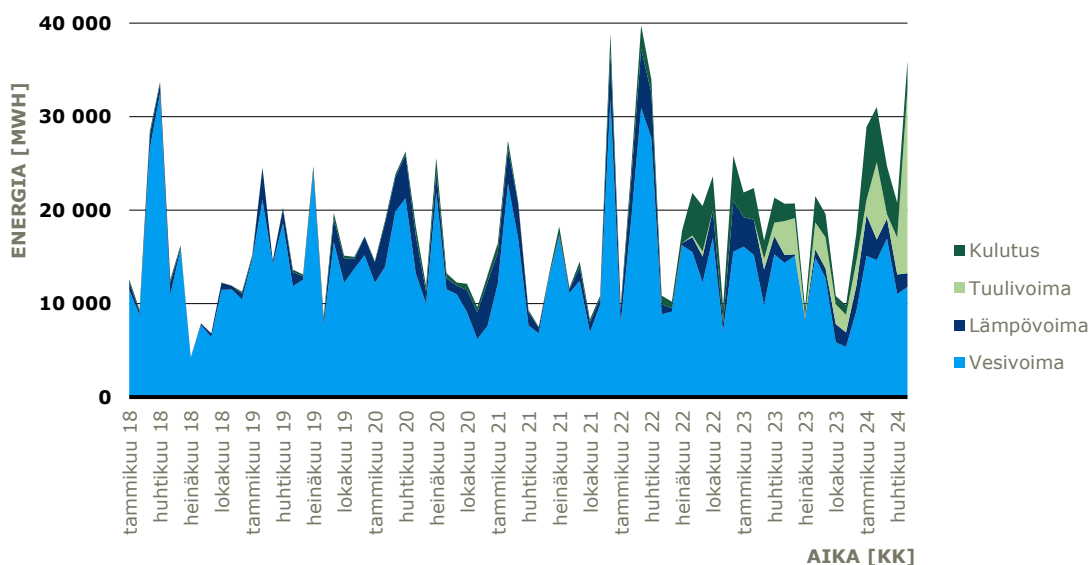
Säätösähkön jatkuva saatavuus on sähköjärjestelmän kannalta välttämätöntä. Sekä tuotanto- että kulutusyksiköitä voi irrota verkosta yllättäen milloin tahansa, ja tehotasapainon palauttamiseksi markkinoilla tulee aina olla riittävästi kapasiteettia sekä ylös- että alaspäin. Tyypillinen markkinasyvyys säätösähkömarkkinoilla on 800 MW ylöspäin ja 600 MW alaspäin^[8]. Suuruudet vastaavat 6–8 % tyypillisestä 10 GW:n Suomen kokonaissähkönkulutuksesta.

4.4.2 Vesivoiman aktiivisuus säätösähkömarkkinalla

Säätävän vesivoiman aktiivisuus säätösähkömarkkinoilla muihin teknologioihin verrattuna näkyy kattavasti kuvissa 4 ja 5, joissa näkyy ylös- ja alassäätökauppojen teknologiakohtaiset kuukausivolyymit tammikuusta 2018 huhtikuuhun 2024. Kuvissa kunkin kuukauden arvolla tarkoitetaan sen kuukauden yhteenlaskettua tuotetun säätösähkön energiamäärää. Ylössäätökauppojen tapauksessa kyse on siis sähköenergiamäärästä, joka on tuotettu taajuuden palautuksen tarpeisiin, ja alassäätökaupoissa sähköenergiamäärästä, joka on jätetty tuottamatta, jotta taajuus on saatu palautettua. Kulutuksen säätöenergian tapauksessa ylössäätö tarkoittaa vähennettyä ja alassäätö lisättyä kulutusta.

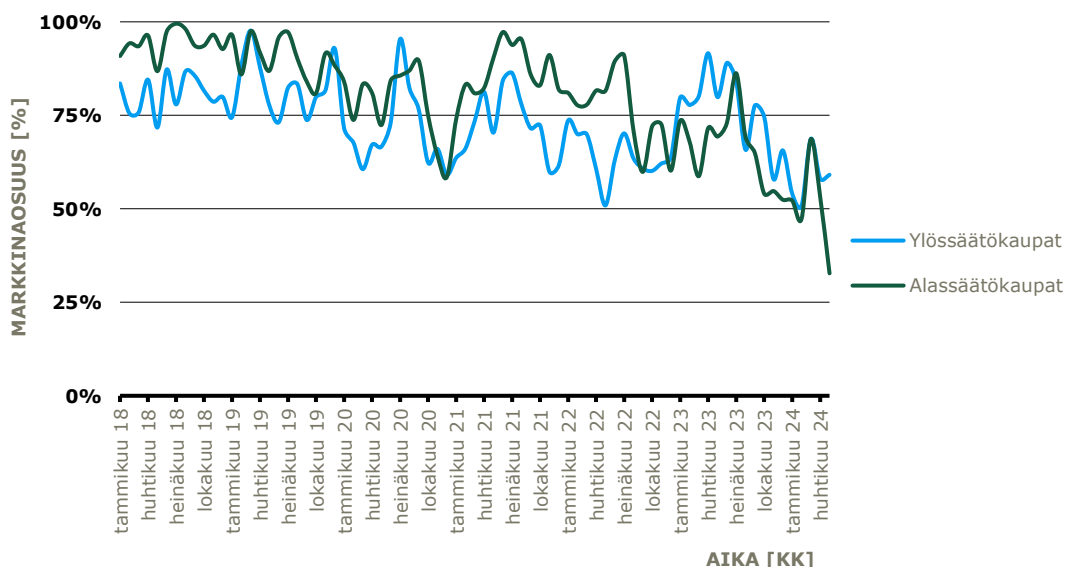


Kuva 4: Ylössäätökauppojen kuukausivolyymit Suomessa 1.2018–4.2024^[8]



Kuva 5: Alassäätökauppojen kuukausivolymit Suomessa 1.2018–4.2024^[8]

Kuvaajista nähdään, että ylössäätömarkkinoilla vesivoima pystyy jatkuvasti tarjoamaan suurimman osan säätösähkömarkkinan tarvitsemasta sähköenergiasta. Alassäätömarkkinalla vesivoima huolehtii myös tarjonnan valtaosasta, mutta viime vuosina tuulivoima ja kulutusjousto ovat onnistuneet kasvattamaan säätöenergian markkinaosuuttaan vesivoiman kustannuksella. Tulevina vuosina tuulivoiman ja kysyntäjoustop markkinaosuus saattaa joko kasvaa tai vähentyä. Kehityssuunta riippuu siitä, liittyykö markkinapaikalle uutta edullisempaa teknologiaa, joka ei ole vielä ehtinyt reagoida kasvaneeseen kysyntään. Vesivoiman markkinaosuus kummallakin markkinapaikalla on joka tapauksessa laskussa, mikä näkyy kuvasta 6.



Kuva 6: Vesivoiman markkinaosuus säätöenergiamarkkinoilla 1.2018–4.2024^[8]

Vuonna 2018 vesivoima tuotti käytännössä kaiken sähköjärjestelmän tarvitseman säätöenergian, mutta vuoden 2024 toukokuuhun mennessä markkinaosuus on laskenut huomattavasti. Helmikuussa 2024 vesivoima tuotti ensimmäistä kertaa alle 50 % säätöenergiasta sekä ylös- että

alassäättömarkkinalla. Vuoden 2024 aikana vesivoiman osuus on edelleen laskenut, saavuttaen 33 %:n osuuden alassäättöenergiassa toukokuussa 2024. Markkinaosuuden perusteella voisi väittää, että vesivoiman merkittävyys säättöenergian tuottajana on laskenut.

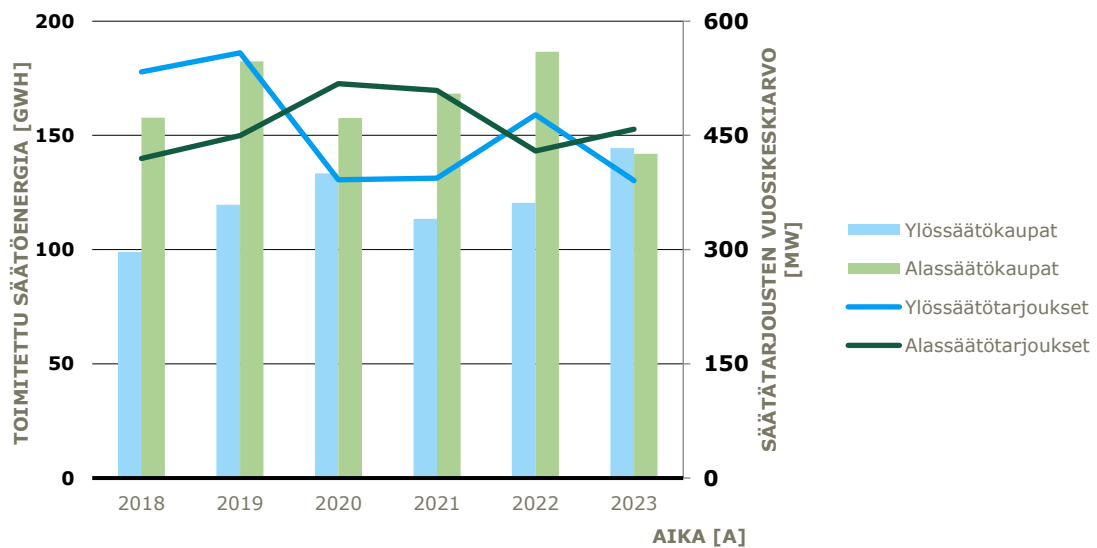
Kuvia 4 ja 5 tarkemmin vertaillen huomataan kuitenkin, että vesivoima vaikuttaa tuottavan yhä yhtä paljon ja ajoittain jopa enemmän säättöenergiaa kuin aiempina vuosina. Markkinaosuuden lasku ei vaikuta johtuvan vesivoiman vähentyneestä aktiivisuudesta, vaan kasvaneesta säättösähkön tarpeesta, josta yhä kasvava osuus on tuotettu muilla teknologioilla. Esimerkiksi joulukuussa 2023 ylössäättöenergiassa oli historian suurin kysyntäpiikki, kun energia tarvittiin yli kaksinkertaisesti tyypilliseen kuukauteen verrattuna. Samalla aikavälillä vesivoiman markkinaosuus laski arvoon 65 %, kun se oli ollut 89 % vielä saman vuoden kesäkuussa. Kymmenillä prosenttiyksiköillä laskenut markkinaosuus voisi viitata vesivoiman merkityksen vähenemiseen, mutta kyseisellä aikavälillä vesivoima tuotti ennätysmäärän säättöenergiaa sähköjärjestelmän tarpeisiin.

Tulevaisuuden kehityssuuntia arvioidessa vesivoiman keskimääräisen markkinaosuuden voidaan odottaa laskevan. Fingrid ennustaa säättösähkön tarpeen kasvavan tulevaisuudessa, ja Suomen vesivoiman säättävän kapasiteetin merkittävä kasvu ei tällä hetkellä ole todennäköistä. Jo vuosina 2023 ja 2024 on havaittavissa vesivoiman markkinaosuuden laskua silloin, kun säättösähkön tarve on erittäin korkea. Vesivoiman jatkuva aktiivisuus markkinapaikalla kuitenkin kertoo säättävän vesivoiman luotettavuudesta ja edullisuudesta säättösähkön tarjoajana. Vesivoimalla tulee siis olemaan tulevaisuudessakin suuri merkitys säättösähkön tuottajana, vaikka sen markkinaosuus tasoittuisi 50 % alapuolelle.

Toteutuneen säättöenergiahankinnan ohella on tärkeää arvioida tarjousmääriä, koska luvun 4.4.1 mukaisesti riittävällä markkinasyvyydellä varmistetaan sähköjärjestelmän toimivuus häiriötilanteissa. Kuvassa 7 nähdään vesivoiman säättötarjousmäärien vuosikeskiarvot ja toimitetut säättöenergiat vuosilta 2018–2023. Vuoden 2024 säättökauppatietoja ei ole kokonaisuutena saatavilla, minkä vuoksi niitä ei ole tuotu kuvaan. Kuvaajasta nähdään, että vesivoiman keskimääräiset tarjousmäärät säättösähkömarkkinalle ovat pysyneet samassa kokoluokassa, vaikka pientä laskevaa trendiä on havaittavissa. Vuonna 2023 vesivoima tuotti ylössäättöenergiaa ennätysmäärän, vaikka tarjouksia jätettiin keskimäärin vähemmän. Alasäättöenergian toimitukset vähenivät samana vuonna historiaan verrattuna, mikä voidaan paikantaa kasvaneeseen tuulivoiman ja kysyntäjoustopuon markkinaosuuteen.

Ylössäättöenergian kohdalla huomataan, että vesivoima on kyennyt tuottamaan säättökykyä suhteellisen edullisesti. Säättötarpeen kasvaessa yhä suurempi osuus jätetyistä tarjouksista on toteutunut, mikä korostaa vesivoimalla tuotetun säättöenergian edullisuutta. Ylössäättömarkkinoilla vesivoiman korkea markkinaosuus säilynee vielä pitkään, sillä sääriippuvan tuotannon kuten tuuli- ja aurinkovoiman osallistuminen on rajoittuneempaa. Esimerkiksi tuulivoima pystyy ylössäättämään vain silloin, kun tuulee riittävästi ja tuotantoa on jo valmiiksi rajoitettu, mikä on vielä toistaiseksi harvinaista. Kysyntäjousto soveltuu hyvin ylössäättömarkkinalle, mutta se ei ole lähtökohtaisesti yhtä kustannustehokasta.

Vesivoiman merkitys alassäättöenergianlähteenä on suhteessa vähentynyt tuulivoimatehon kasvaessa. Vähentyneestä tarpeesta huolimatta vesivoiman osallistuminen alassäättömarkkinalle on kuitenkin oleellista. Kysyntäjousto soveltuu rajoitetusti markkinapaikalle, ja sääriippuva tuotanto kykenee alassäättämään vain silloin, kun se tuottaa sähköä. Myös tuulettomina aikoina alassäättöenergiaa tarvitaan, jolloin vesivoiman olemassaolo säättäjänä on todella tärkeää.



Kuva 7: Vesivoiman säätötarjousten vuosikeskiarvot ja säätökauppojen toimitusmäärät 2018–2023^[8]

Tilatun säätöenergian ohella myös säätötarjousten määrä on olennainen tekijä. Vaikka säätöenergiaa ei olisikaan tilattu, niin riittävä säätöenergiatarjonta on välttämätöntä sähköjärjestelmän käyttövarmuuden kannalta. Säätöenergiatarjousten riittävyys onkin tällä hetkellä pitkälti vesivoiman varassa. Esimerkiksi vuonna 2023 vesivoiman osuus kaikista jätetyistä tarjouksista oli ylössäätömarkkinalla 55 % ja alassäätömarkkinalla 62 %^[8]. Näinkin suuri tarjousosuus yhdellä teknologialla aiheuttaa epävarmuuksia tarjousten riittävyyteen, jos vesivoiman käytettävyys säätösähkön tarjoajana jostain syystä vähenisi.

Säätösähkömarkkinoilla osallistumisen tuottopotentiali on korkea. Säätöenergian tekninen enimmäishinta on 10 000 €/MWh ja vähimmäishinta -10 000 €/MWh. Korkeat säätöenergian hinnat eivät ole vain teoreettisia, sillä esimerkiksi 3.6.2024 Olkiluoto 3:n tuotanto keskeytyi turbiinivian vuoksi^[8], ja ylössäätöenergian hinta oli 3 000 €/MWh useita tunteja^[10]. Korkeiden tuottomahdollisuuksien vuoksi on perusteltua olettaa, että merkittävä osa säätöenergiantuotantoon kykenevästä kapasiteetista osallistuu jo markkinalle. Tästä huolimatta jatkuva säätävän vesivoiman korkea tarjousosuus viittaa siihen, että riittävät tarjousmäärät ovat huomattavan riippuvaisia vesivoiman aktiivisuudesta. Tarkempi markkinatarjonnan riippuvuuden tarkastelu vaatisi informaatiota voimalaitos- ja kulutuskohdekohtaisesta tarjoamisesta, jota ei ole avoimista lähteistä saatavilla.

4.5 Vesivoima inertian tuottajana

Verrattuna esimerkiksi ydinvoimaan yksittäisen vesivoimalan tarjoama inertia on rajallinen. Suomen suurin ydinvoimala, Olkiluoto 3, tuottaa inertiaa verkkoon n. 12,5 GWs. Keskimukoinen 25 MW:n vesivoimalaitos tuottaa inertiaa nimellistehollaan n. 75 MWs eli 0,6 % OL3:n inertiamäärästä.^[11] Yksittäistä voimalaitosta tarkasteltaessa vesivoiman inertiantuotanto on siis maltillista. Vesivoimalaitoksia on Suomessa kuitenkin useita satoja, jolloin niiden yhteenlaskettu inertia vaikutus on jo merkittävä. Esimerkiksi vesivoimalle tyypillinen 1 500 MW:n kokonaistuotantoteho tuottaa inertiaa verkkoon noin 5 GWs.

Inertiantuotanto ei jakaudu vesivoimalaitosten välille tasaisesti, sillä luvun 3.4 mukaisesti sekä generaattorin koko että hetkellinen tuotantoteho vaikuttavat tuotetun inertian määrään. Suurempi vesivoimalaitos tuottaa pienempää vesivoimalaitosta enemmän inertiaa verkkoon, ja pohjatuotannon inertiantuotanto on tasaisempaa säätävään tuotantoon verrattuna. Tasaisempi

inertiantuotanto on verkon kannalta hyvä asia, koska inertiantarve on jatkuva. Jatkuvuusvaatimuksessa esille nousee luvussa 3.3 mainittu vesivoiman luotettava sähköntuotanto.

Koko pohjoismaisen sähköjärjestelmän tyypillinen inertian vaihteluväli on 120–280 GWs, josta Suomi kattaa matalan inertian aikaan n. 20 % ja korkean inertian aikaan n. 15 %^[12]. Vesivoiman osuus Suomen tarjoamasta inertiasta riippuu hetkellisestä vesivoimatuotannosta, mutta yllä mainittu tyypillinen 1 500 MW:n tuotantoteho tuottaisi näissä tilanteissa 2–5 % pohjoismaisen sähköjärjestelmän ja siten 12–22 % Suomen inertiasta.

Vesivoimalaitosten suhteellisen pienet yksikkökoot ja suuri kokonaismäärä parantavat inertian toimitusvarmuutta verrattuna esimerkiksi ydinvoimaloihin. Yllättävä ydinvoimalan irtikytkeytyminen aiheuttaa välittömästi suuren inertiavajeen, kun taas vesivoiman tapauksessa yksittäisen turbiinin tai voimalaitoksen irtoaminen verkosta ei vaikuta yhtä merkittävästi vesivoiman inertiapanokseen.

4.6 Vesivoiman tulevaisuus järjestelmätoimijana

Aiemmin tässä luvussa on huomattu suomalaisen vesivoiman vaikuttavan suuresti sähköjärjestelmän toimintaan. Energiamurroksen muutosten myötä on perusteltua kysyä, tuleeko tämä korkea merkitys muuttumaan tulevaisuudessa, ja jos kyllä, niin millä tavalla.

Säätävän vesivoiman merkityksen sähkön SPOT- ja ID-markkinoilla voidaan olettaa edelleen kasvavan. Jatkuvasti lisääntyvä sääriippuva tuotantokapasiteetti aiheuttaa yhä suurempaa vaihtelua sähköntuotantotasossa. Mikäli vaihteluita ei saada tasattua säätävällä tuotannolla, energiavarastoilla tai kysyntäjoustolla, niin tehotasapainon jatkuvasta ylläpidosta tulee haasteellisempaa. Riittävän joustavan kapasiteetin puute myös aiheuttaa markkinamekanismien kautta lisääntynyttä sähkön hintavaihtelua, mikä aiheuttaa epävarmuuksia tuotanto- ja kulutuskapasiteetti-investoinneissa.

Vesivoiman merkityksen kehitys on riippuvainen siitä, miten sähkön tuotanto- ja kulutusportfolio Suomessa kehittyy. Vuonna 2025 realistiselta vaikuttavan sääriippuvan tuotannon huomattava lisääntyminen aiheuttaa aiemmin kerrotun mukaisesti säätökyvyn korostumista. Jos kuitenkin Suomen sähköntuotantokapasiteetti kehittyy tulevaisuudessa erilaiseen suuntaan, esimerkiksi ydinvoimapainotteiseksi, niin merkityksen voidaan olettaa pysyvän ennallaan tai jopa vähenevän. On kuitenkin epätodennäköistä, että tässäkin tapauksessa vesivoiman korkea merkitys täysin katoaa. Esimerkiksi vuosina 2018–2020 sääriippuvaa tuotantoa oli Suomessa rajallisesti, mutta siitä huolimatta säätöenergialle esiintyi kysyntää, ja tänä aikana vesivoima tuottikin Suomen säätöenergiasta 80–100 %. Sähköntuotannon näkökulmasta vesivoiman merkityksen voidaan kuitenkin olettaa vähenevän kulutuksen lisääntyessä, sillä vesivoiman tehonkorotusmahdollisuuksia on Suomessa rajallisesti.

Taajuustuentatarkastelun vuosina 2023 ja 2024 ei havaittu merkittävää muutosta vesivoiman aktiivisuudessa. On kuitenkin oletettavissa, että markkinapaikalle soveltuva kapasiteetti lisääntyy tulevaisuudessa. Suomeen rakennetaan lähivuosina suuria määriä akkuvarastokapasiteettia, jonka potentiaali reservimarkkinoilla on korkea. Voi siis olla, että vesivoiman markkinaosuus tulee vähenemään. Muutos ei kuitenkaan tapahdu hetkessä, joten vesivoiman tarjoamalla reservikapasiteetilla on korkea merkitys vielä pitkään.

Säätöenergian tarjonnan riippuvuuden vesivoimasta voidaan olettaa vähenevän. Kasvava säätöenergian tarve aiheuttaa nousupainetta hintoihin, mikä edelleen motivoi uusia investointeja teknologioihin, jotka pystyvät osallistumaan markkinapaikalle. Vastaavasti korkeat hinnat

motivoivat toimijoita parantamaan jo olemassa olevan kapasiteetin osallistumismahdollisuuksia. Muiden teknologioiden tarjousmäärien kasvu ei kuitenkaan automaattisesti johda uuden kapasiteetin säädön edullisuuteen ja luotettavuuteen, minkä vuoksi vesivoiman suuret hyödyt säätösähkön tarjoajana jatkunevat myös tulevaisuudessa.

Luvun 4.1 mukaisesti reservien hankintamäärät myös kasvavat vuosittain. Teknologiainvestointien aiheuttama vesivoiman suhteellisen markkinaosuuden lasku eri markkinapaikoilla ei siis automaattisesti tarkoita, että vesivoiman merkitys vähenee. Konkreettinen esimerkiksi on luvussa 4.4 huomattu vesivoiman markkinaosuuden lasku, joka johtui enemmänkin suuresta säätöenergian kysynnästä kuin vesivoiman korvaamisesta säätöenergian tuottajana.

Inertian näkökulmasta vesivoiman merkitys tulee yhä korostumaan tulevaisuudessa. Pohjoismainen tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti yhä kasvaa, mikä edelleen vähentää inertiaa tuottavien sähköntuotantomuotojen käyttöä. Reservien hankintamäärien lisäyksistä huolimatta riittävä inertia on verkonhallinnan kannalta välttämätöntä. Synteettisen inertian lisääntyminen on vesivoiman tuottamalle inertialle vaihtoehto, mutta se lisää kustannuksia sekä teknologiainvestointien että kasvaneiden verkon käyttökustannusten muodossa.

Myöhemmin tässä selvityksessä (luvut 6–7) tehdyssä vesivoimalaitosten tarkastelussa selvisi, että Suomen vesivoimakapasiteetissa on vielä suuri määrä tehonkorotusmahdollisuuksia. Kasvava säätävän tuotannon tarve näkyy kasvaneen kysynnän myötä myös hinnoissa, mikä voi motivoida yhä useampaa vesivoimatoimijaa investoimaan voimalaitosten tehonkorotuksiin. Investoinnit näkyisivät vesivoiman säätävän tuotannon osuuden kasvussa, mikä luonnollisesti lisäisi tarjontaa järjestelmän toiminnan kannalta tärkeillä markkinapaikoilla.

Tulevaisuustarkastelusta huomataan, että vesivoiman suuri merkitys sähköjärjestelmälle ei ole todennäköisesti poistumassa lähitulevaisuudessa. Muutokset markkinapaikoilla johtavat muutoksiin kysynnässä ja tarjonnassa, mutta lähes poikkeuksetta voidaan havaita, että vesivoiman merkityksellisyyden tekijät tulevat säilymään ennallaan tai jopa korostumaan muutosten myötä. Muutokset voivat edelleen lisätä vesivoiman säätökykyä lupaehtojen puitteissa vesivoiman tehonkorotusinvestointien lisääntymisen kautta. Vesivoiman kokonaismerkityksen kehitys riippuu kuitenkin olennaisesti järjestelmän ja tuotanto- ja kulutuskapasiteetin kehityssuunnista. Nykyisellä kehityssuunnalla merkityksen voidaan olettaa kasvavan.

5. VESIVOIMA HUOLTO- JA TOIMITUSVARMUUDEN NÄKÖKULMISTA

Huoltovarmuuskeskus on asettanut yhdeksi keskeisimmistä energianhuollon tavoitteista energian häiriöttömän saatavuuden. Energian saatavuus tulisi turvata myös vakavissa häiriötilanteissa ja poikkeusolosuhteissa. Näihin olosuhteisiin varaudutaan erilaisilla varautumis- ja valmiussuunnitelmilla sekä kansallisella, että alueellisella tasolla.^[13] Kantaverkkoyhtiö Fingrid on asettanut käyttövarmuustason tavoitteeksi asiakkaiden ja yhteiskunnan kannalta riittävän hyvän kantaverkon käyttövarmuuden kaikissa käyttötilanteissa.^[14]

Selvityksessä tiedusteltiin Fingridin, Huoltovarmuuskeskuksen ja Sähköpoolin asiantuntijoiden näkemystä vesivoiman ja yksittäisten vesivoimaloiden merkityksestä kantaverkolle huoltovarmuuden näkökulmasta. Asiantuntijahaastattelussa tuli yhtenevästi esille vesivoiman merkitys huoltovarmuuskriittisenä voimantuotantomuotona vesivoimalan koosta riippumatta. Ukrainan sähköjärjestelmään kohdistuneet iskut ovat osoittaneet ja muuttaneet ymmärrystä sähköjärjestelmän resilienssin kasvattamisen tarpeesta. Tässä korostuu hajautetun sähköntuotannon merkitys, jota vesivoima edustaa.

Tässä luvussa tutustutaan vesivoiman merkitykseen sähköjärjestelmän normaalitoiminnan ulkopuolella eli hätä- ja häiriötilanteissa. Luvuissa 5.1 ja 5.2 arvioidaan vesivoiman merkitystä Fingridin käytönpalautussuunnitelmassa ja sähköjärjestelmän varautumissuunnitelmassa. Luvussa 5.3 käsitellään vesivoiman roolia kansallisessa huoltovarmuudessa. Luvussa 5.4 tutustutaan saarekeajo-käsitteeseen, joka on olennainen huoltovarmuusnäkökulman kokonaisuus.

5.1 Kantaverkon palautussuunnitelma

Euroopan komission hyväksyi vuonna 2017 asetuksen sähköverkon hätätilaa ja käytönpalautusta koskevasta verkkosäännöstä (Network Code on Electricity Emergency and Restoration, NC ER). NC ER määrittää vaatimuksen luoda suunnitelmat siihen, miten järjestelmässä toteutetaan hätätilaan ja suurhäiriötilaan reagointi sekä toiminnan palauttaminen.^[15]

NC ER:n myötä Fingridin oli tarpeen luoda kantaverkon käytönpalautussuunnitelma. Käytönpalautussuunnitelma tarkoittaa manuaalisia toimenpiteitä ja automatiikkaa, joilla suurhäiriötilassa suoritetaan käytön palautus normaalitilaan^[16]. Suurhäiriötilalla tarkoitetaan tilannetta, jossa yli 50 % Suomen sähkönkulutuksesta on menetetty tai koko kantaverkko on jännitteetön yli kolmen minuutin ajan^[16]. Suurhäiriötilaan joutumista luonnollisesti pyritään välttämään, mutta tilaan ajautuessa on tarpeen olla suunnitelma siitä, miten kantaverkko palautetaan normaalitilaan.

Sähköntuotannon ja siten myös vesivoiman osalta käytönpalautussuunnitelman olennaisin osa on suunnitelman kannalta merkittävät verkonkäyttäjät ja niiltä vaaditut toimenpiteet. Suunnitelmaa varten Fingrid on nimennyt merkittävät verkonkäyttäjät, jotka ovat tyypin D voimalaitoksista ne, joiden teho on yli 30 MW. Tyypin D voimalaitos on voimalaitos, jonka liittymispisteen jännitetaso on suurempi tai yhtä suuri kuin 110 kV, tai voimalaitos, jonka liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV, mutta mitoitus-teho on vähintään 30 MW^[16]. Käytännössä palautussuunnitelmaan kuuluu siis jokainen Suomessa sijaitseva yli 30 MW:n voimalaitos.

Kuuluminen palautussuunnitelmaan asettaa voimalaitoksen omistajalle tiettyjä vaatimuksia^[17], joista olennaisin on 24 tunnin toimintakyky. Vaatimus tarkoittaa, että voimalaitoksen tulee olla käytettävissä ja toimintakykyisenä ja laitoksen operoijalla tulee olla kommunikointiyhteys Fingridin käyttökeskukseen vähintään 24 tuntia ulkoisen sähkönsyötön menettämisen jälkeen.

Käytännön tasolla vaatimus katetaan mm. varavoimakoneilla, jotka pystyvät tuottamaan voimalaitoksen omakäyttöön tarvittavan sähkötehon rajoitetun ajan. Tällöin voimalaitos pystytään käynnistämään ongelmitta silloinkin, kun sähköä ei ole saatavilla muualta.

Vesivoimalaitosten merkitystä palautussuunnitelman näkökulmasta kyetään arvioimaan Energiaviraston ylläpitämän Suomen voimalaitosrekisterin^[18] avulla. Rekisterin mukaan Suomessa on 496 vähintään 1 MW:n sähkötehon voimalaitosta. Voimalaitoksista 180 on vähintään 30 MW:n laitoksia, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on 20,8 GW. Palautussuunnitelman voimalaitoksista 32 ovat vesivoimalaitoksia, joiden nimellisteho on yhteensä 2,3 GW. Vesivoiman osuus palautussuunnitelman laitoksista on siis 17 % lukumäärän mukaan ja 11 % tehon mukaan.

Palautussuunnitelman näkökulmasta vesivoiman merkitys on kuitenkin pelkkää teho-osuuttaan suurempi. Palauttamisen periaatteita tukee palautussuunnitelman liite 2 eli sähköjärjestelmien vakavien häiriöiden selvittämisen yleisohje^[19]. Yleisohjeessa on todettu, että suurhäiriön selvityksessä tuulivoima saa liittyä verkkoon kantaverkkokeskuksen luvalla, kun kantaverkon palautuskytkentätilanne sen sallii. Käytännössä siis käytönpalauttamista ei aloiteta tuulivoimaa hyödyntämällä, mikä eliminoi palautussuunnitelman alaisista voimalaitoksista 5,65 GW tuulivoimakapasiteettia pois, jolloin vesivoiman osuus kokonaistehosta on 17 %.

Lisäksi vesivoiman vaikutus suurhäiriön selvitykseen esimerkiksi ydinvoimaan verrattuna on korkea. Ydinvoiman suuri yksikkökoko asettaa haasteita asteittaiseen tuotantotehon nostoon, joka on häiriön selvityksen kannalta oleellista erityisesti palautuksen alkuvaiheessa. Hyvin säätökykyisestä palautussuunnitelman kapasiteetista, johon kuuluu erillistuotanto, CHP ja vesivoima, 25 % on peräisin vesivoimasta. Ydinvoiman olemassaolo on toki tärkeää lopullisen häiriönselvityksen näkökulmasta, mutta palautuksen alkuvaiheessa maltilliset tehonostot ovat oleellisia. Yleisohjeessa todetaankin, että jännitteen palautus aloitetaan joko Ruotsin vaihtosähköyhteyksien kautta tai Pohjois-Suomen vesivoiman avulla.

Vesivoiman vahvuudet palautussuunnitelman näkökulmasta eivät perustu ainoastaan häiriön alkuvaiheen merkitykseen. Useat vesivoimalaitokset pystyvät luvun 3.2 mukaisesti tuottamaan sähkötehoa todella joustavasti, tehden jännitteen asteittaisesta palauttamisesta helpompaa. Yleisohjeen mukaisesti jännite palautetaan kantaverkkoon lohkoittain. Lohkojen kytkentätilanteessa verkossa tapahtuva suuri muutos voi johtaa suuriin taajuusheilauksiin, joiden tasapainottamiseen vesivoima soveltuu erinomaisesti. Lisäksi säätävä vesivoima pystyy toimimaan taajuutta tasapainottavana elementtinä, kun pidemmällä palautussuunnitelmassa verkkoon kytketään suurempia tuotantoyksiköitä.

Alle 30 MW:n voimalaitokset eivät ole mukana Fingridin käytönpalautussuunnitelmassa, mutta niiden rooli voi olla suurhäiriötilanteissa silti oleellinen. Suunnitelman laitosten 24 h toimintakyky vaati toimintakyvyn pysymisen vähintään 24 tuntia suurhäiriön alkamisen jälkeen. Vesivoimalaitoksen varajärjestelmien sähkönsyöttö voidaan toteuttaa varavoimakoneilla, mutta joillain voimalaitoksilla varavoima voidaan saada toisesta lähistöllä olevasta vesivoimalaitoksesta. Tällöin pienempi, suunnitelmaan kuulumaton voimalaitos tukee suurempaa voimalaitosta ja siten myös käytönpalautusta. Myöhemmin tässä raportissa (luvut 6–7) käsiteltävien vesivoimatoimijoilta kerättyjen tietojen perusteella huomattiin, että kuvailtu epäsuora palautussuunnitelmaan osallistuminen on melko yleistä. Tietopyynnön kautta kerättyjen tietojen perusteella n. neljännes pienistä voimalaitoksista syöttää varavirtaa palautusjärjestelmässä olevalle vesivoimalaitokselle.

Vesivoiman olemassaolo palautussuunnitelmassa on tulosten perusteella merkittävä. Vesivoiman osuus suunnitelman alaisesta tuotantokapasiteetista on korkea, ja vesivoiman ominaisuudet kuten

korkea säätökyky ja reagointinopeus soveltuvat hyvin palautussuunnitelman tarpeisiin. Myös pienet alle 30 MW:n voimalaitokset vaikuttavat palautussuunnitelmassa tuottamalla suuremmille vesivoimalaitoksille varavoimaa tarvittaessa.

5.2 Sähköjärjestelmän varautumissuunnitelma

Järjestelmän varautumissuunnitelma on käytönpalautussuunnitelman tapaisesti NC ER:n velvoittava toimintaohje^[15]. Varautumissuunnitelma tarkoittaa manuaalisia toimenpiteitä ja automatiikkaa, joilla pyritään estämään järjestelmän ajautuminen suurhäiriötilaan tilanteessa, jossa normaalit korvaavat toimenpiteet osoittautuvat riittämättömiksi^[16]. Varautumissuunnitelma on siis viimeinen keino estää suurhäiriötila, jota kuvailtiin luvussa 5.1.

Tuotantolaitoksista varautumissuunnitelmaan kuuluu tyyppin C ja D voimalaitoksista ne, joiden teho on yli 10 MW^[20]. Tyyppi C tarkoittaa voimalaitosta, jonka liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV ja mitoitus-teho on 10–30 MW^[21]. Tyyppin D voimalaitos määriteltiin luvussa 5.1. Käytännössä varautumissuunnitelman piirissä ovat siis kaikki Suomessa sijaitsevat yli 10 MW:n voimalaitokset.

Toteuttamalla vastaava voimalaitosrekisteritarkastelu kuin luvussa 5.1 huomataan, että varautumissuunnitelmaan kuuluu yhteensä 302 voimalaitosta, joiden yhteenlaskettu teho on 23,2 GW. Vesivoima edustaa lukumäärästä 19 % ja tehosta 13 %, ja ilman tuulivoimaa 36 % lukumäärästä ja 19 % tehosta. Tuulivoimaa ei ole kuitenkaan perusteltua täysin eliminoida varautumissuunnitelman kapasiteetista, koska sen vaikutus erityisesti ylituotantotilanteessa voi olla huomattava.

Varautumissuunnitelman toimenpiteet jakautuvat automaattisesti ja manuaalisesti tapahtuviin toimenpiteisiin^[16]. Automaattisten toimenpiteiden tärkein kokonaisuus vesivoiman näkökulmasta on NC ER artikla 16:n mukainen automaattinen taajuussuojajärjestelmä^[21]. Järjestelmä toimii siten, että kaikkien varautumissuunnitelmassa olevien voimalaitosten tulee muuttaa tehoaan taajuushäiriön kanssa vastakkaiseen suuntaan taajuuden erotessa yli 0,5 Hz asetetusta 50 Hz:n taajuudesta. Muutoksen tulee aktivoitua mahdollisimman nopeasti, kuitenkin enintään kahden sekunnin kuluessa yli 0,5 Hz:n taajuuspoikkeaman alkamisesta. Säädön suuruuteen viitataan termillä ”*statiikka*”. Statiikka arvona kuvaa verkon taajuuspoikkeaman ja voimalaitoksen tehoreagoinnin välistä suhdetta. Fingrid suosittelee statiikan asetusarvoksi 4 %, mutta sen sallittu vaihteluväli on 2–12 %. Olennainen ominaisuus statiikka-arvossa on, että voimalaitoksen ei pidä irtikytkeytyä verkosta tehomuutoksen seurauksena. Tämän vuoksi maksimireagoinnin suuruuteen vaikuttaa olennaisesti voimalaitoksen tekninen säätökyky.

Automaattisen taajuussuojajärjestelmän luonteesta huomataan, että vesivoiman rooli myös tässä kokonaisuudessa voi olla kokoaan suurempi. Irtikytkeytymisen estämisen vuoksi kunkin voimalaitoksen tulee rajoittaa taajuuspoikkeaman aiheuttamaa tehonmuutosta, kun laitoksen säätökyky ei enää salli sen kasvattamista. Luvussa 3.2 mainittiin vesivoiman luonnostaan korkea säätökyky, ja usean vesivoimalaitoksen suhteellinen säätökyky onkin yli 90 %. Vesivoiman tyyppillisellä 50 %:n osakuormalla ja Fingridin suosittelemalla 4 %:n statiikka-arvolla vesivoimalaitos kykenisi kasvattamaan reagointiaan jopa 0,8 Hz:n tasepoikkeamaan asti. Vähemmän säätökykyisellä sähköntuotannolla säädön kasvu päättyisi tehorajoitusten vuoksi jo pienemmällä poikkeamalla, mikä lisää säätökykyisemmän sähköntuotannon, kuten vesivoiman, merkittävyyttä.

Mikäli automaattiset toimenpiteet eivät riitä tasapainon palauttamiseen, Fingrid käynnistää manuaaliset toimenpiteet taajuuden hallitsemiseksi^[20]. Taajuuspoikkeamien hallintamenettely perustuu Fingridin ohjeisiin sähkön ylituotantotilanteiden^[22] ja sähköpulatilanteiden^[23] hallinnasta.

Sähköpulatilanteiden hallinta keskittyy kaiken mahdollisen sähköntuotannon aktivoinnin jälkeen kulutuksen irtikytkentään, minkä vuoksi vesivoiman vastuu keskittyy muun tuotannon ohella tuotannon maksimointiin. Vesivoiman suhteellinen merkitys suurhäiriötilassa riippuu siten olennaisesti hetkellisestä vesitilanteesta.

Ylituotantotilanteessa reagointi perustuu suunniteltuun tuotannon rajoittamiseen ja/tai irtikytkentään. Fingrid ei ole julkisesti ilmoittanut reagointivaiheen toimenpidejärjestystä, mutta on perusteltua väittää, että vesivoiman irtikytkentä on tuuli- ja aurinkovoiman rajoittamisen ohella yksi ensimmäisistä rajoitustoimenpiteistä. Näin voidaan todeta, koska ohjeiden mukaisesti Fingrid pyrkii minimoimaan tuotannon rajoituksesta ja irtikytkennässä aiheutuvat haitat ja turvallisuusriskit. Kynnys lisätä rajoituksia tai irtikytkentöjä on siten huomattavasti korkeampi voimalaitoksissa, joissa vaadittavat toimenpiteet ovat haastavia. Vesivoiman irtikytkentä on lähtökohtaisesti rutiininomainen prosessi, joka saadaan tehtyä minuuteissa, ja negatiiviset vaikutukset voimalaitoksen toimintaan ovat pienet. Tilanteen jälkeinen tahdistaminen verkkoon ylituotantotilanteen päätyttyä on myös suurella todennäköisyydellä nopeaa ja yksinkertaista.

Vesivoiman tarjoaman inertian vuoksi ylituotantotilanteessa saatetaan ensin suosia tuuli- ja aurinkovoiman rajoittamista. Tilanne voi kuitenkin muuttua vesivoiman synkronikompensointiajotavan mahdollisen yleistymisen myötä, sillä ajotavassa inertian- ja sähköntuotanto saadaan erotettua toisistaan. Tuuli- ja aurinkovoiman rajoittaminen vaatii myös riittävän sähköntuotantotason ennen rajoitustilannetta, mikä ei ole vaihtelevan tuotannon vuoksi vesivoimaan verrattuna yhtä luotettavaa. Jatkuva luotettava vesivoimantuotanto tarkoittaa siten myös jatkuvaa kykyä rajoittaa tuotantotehoa tarvittaessa.

Huomattavaa sekä tehopulan että ylituotantotilanteen ohjeissa on, että ennen varsinaiseen tilanteeseen joutumista yksi ensimmäisistä toimenpiteistä on kaikkien saatavilla olevien säätösähkötarjousten aktivointi. Luvun 4.4 mukaisesti vesivoima on hyvin aktiivinen säätösähkön tarjoaja, jolloin vesivoiman merkitys varautumisen näkökulmasta on huomattava jo ennen hätätilaan päättymistä.

Vesivoiman olemassaolo varautumissuunnitelmassa on järjestelmän kannalta positiivinen asia. Vesivoima edustaa huomattavaa osaa suunnitelman alaisten laitosten tuotantotehosta, ja vesivoiman korkea säätökyky ja reagointinopeus soveltuvat todella hyvin automaattisen taajuussuojajärjestelmän tarpeisiin. Manuaalista reagointia vaativissa tilanteissa vesivoiman vaikutus erityisesti ylituotantotilanteissa on korkea, mikä on peräisin vesivoimalaitosten hyvistä mahdollisuuksista kytkeytyä verkosta irti nopealla varoitusajalla. Jo ennen automaattisia ja manuaalisia varautumissuunnitelman toimia vesivoiman rooli säätösähkön tuottajana korostuu, jolloin vesivoimalat mahdollistavat huomattavan reagoinnin jo ennen varautumissuunnitelman mukaisten toimien aktivoitumista, minkä myötä varautumistoimien tarvitseminen ylipäättään on epätodennäköisempää.

5.3 Sähkösaannin huoltovarmuus

Huoltovarmuus tarkoittaa toimia, joilla varaudutaan mahdollisiin kriiseihin ja häiriötilanteisiin, ja turvataan yhteiskunnan kannalta elintärkeät toiminnot^[24]. Suomessa kansallisesta huoltovarmuudesta vastaa Huoltovarmuuskeskus, joka on työ- ja elinkeinoministeriön hallinnonalainen laitos^[25]. Huoltovarmuuskeskuksen virallisena tehtävänä on ylläpitää ja kehittää huoltovarmuutta Suomessa.

Huoltovarmuuden avainasemassa sähköjärjestelmän näkökulmasta on sähkön saatavuus. Normaalien kuluttajien sähköntarpeella on suuri merkitys, mutta erityisen tärkeänä kulutuskohteenä huoltovarmuuden näkökulmasta on kriittinen infrastruktuuri.

Huoltovarmuuskeskus määrittelee kriittiseksi infrastruktuuriksi perusrakenteet, palvelut ja niihin liittyvät toiminnot, jotka ovat välttämättömiä yhteiskunnan elintärkeiden toimintojen ylläpitämiseksi^[26]. Esimerkkejä kriittisistä kohteista ovat sairaalat, terveyskeskukset, kaukolämmön pumppaamot, jätevedenpuhdistamot, tietoliikenneinfrastruktuuri, paloasemat ja satamat. Esimerkiksi sairaalan pitkäaikainen sähkökatko voi heikentää mahdollisuuksia tarjota pakolliset terveydenhuollon palvelut, ja tietoliikenneinfrastruktuurin toimintakyky on oleellista tiedottamisen toimivuuden varmistamiseksi.

Kriittisen infrastruktuurin tulee Huoltovarmuuskeskuksen mukaan varautua poikkeustilanteisiin^[26]. Energiansaannin kannalta oleellinen poikkeustilanne on sähkönsiirron häiriöt, joihin varaudutaan varmistamalla korvaavien energialähteiden saatavuus häiriötilanteissa. Huoltovarmuuskeskus ei määrittele tarkemmin energiansaannin varmistamistapaa eli toimijat saavat itse päättää, miten varautuminen toteutetaan. Esimerkiksi Oulun kaupunki ja jakeluverkkoyhtiö Oulun Energia Sähköverkko Oy ovat yhteistyössä hankkineet jakeluverkon alueelle varavoimakoneita, joilla turvataan Oulun kriittisten kohteiden sähkönsaanti sähkönjakeluhäiriöiden aikaan^[27].

Yksi realistinen vaihtoehto energiansaannin turvaamiseksi on vesivoiman hyödyntäminen. Teollistumisen ja vesivoiman yhteinen historia on johtanut tilanteeseen, jossa useat vesivoimalaitokset sijaitsevat suurten asutuskeskusten läheisyydessä. Hyviä esimerkkejä kehityskulusta on Tammerkosken ympärille rakentunut Tampere, Vuoksen varrella sijaitseva Imatra sekä Kymijoen ympärille rakentuneet Kymenlaakson asuinkeskittymät. Kriittisen infrastruktuurin tyyppi johtaa siihen, että myös nämä kriittiset kohteet sijaitsevat usein asumiskeskittymien lähellä. Läheisen sijaintinsa vuoksi vesivoima voi siis olla usein houkutteleva vaihtoehto varavoiman tuottamiseen. Houkuttelevuutta lisää vesivoiman kyky tuottaa sähköä pitkäkestoisesti ja ilman hiilidioksidi- ja hiukkaspäästöjä verrattuna esimerkiksi polttoöljyä hyödyntäviin varavoimakoneisiin.

Myös pienikokoinen, alle 10 MW:n vesivoimalaitos kykenee tuottamaan suuren määrän sähköenergiaa paikallisen kriittisen infrastruktuurin tarpeisiin. Esimerkiksi Tampereen kunnallinen vesiyhtiö, Tampereen Vesi, käytti vuonna 2023 38 GWh sähköä, mikä vastaa keskimäärin 4,3 MW:n kulutustehoa. Yhtiö hallinnoi tuolloin yhteensä yhdeksää talousvettä tuottavaa laitosta ja neljää jätevedenpuhdistamoja, huolehtien n. 250 000 henkilön vedensaannin ja jätevedenkäsittelyn tarpeista.^[28] Vesihuollon voidaan todeta olevan kriittisen infrastruktuurin kokonaisuudessa energiantensiivisemmästä päästä, minkä perusteella voidaan todeta pienenkin yksittäisen vesivoimalaitoksen kykenevän huolehtimaan kriittisen infrastruktuurin energiatarpeista pitkäaikaisissakin häiriötilanteissa.

Myöhemmin tässä raportissa (luvut 6–7) käsiteltävien vesivoimatoimijoilta kerättyjen tietojen perusteella huomattiin, että tietopyynnön 89 voimalaitoksesta kriittisen infran sähkönsyöttöyhteyksiä oli 12 voimalalla, joista neljä oli alle 10 MW:n laitoksia. On siis olemassa käytännön kokemusta siitä, että vesivoima kokoluokasta riippumatta soveltuu varavoiman syötön tarpeisiin.

Huoltovarmuusnäkökulmasta vesivoiman maantieteellisesti hajautunut luonne on positiivinen asia. Sähköntuotannon keskittyessä viime vuosina yhä enemmän länsirannikolle on tärkeää varmistaa sähkön saatavuus myös tilanteissa, joissa häiriöiden, laiterikkojen tai rajallisen verkon sähkönsiirtokyvyn vuoksi täysmääräinen sähkönsiirto tuottajalta kuluttajalle ei onnistukaan. Paikallinen vesivoima on osa alueellista sähköntuotantoa, jonka ansiosta sähkönsiirto-ongelmat eivät ole vesivoimalaitoksen lähialueelle yhtä ongelmallisia. Paikallisen vesivoimatuotannon vähentyessä on riski sille, että korvaava tuotanto rakentuu maantieteellisesti toisaalle, koska esimerkiksi tuulivoimakapasiteetti keskittyy Länsi-Suomeen. Tämä kehityssuunta voi heikentää

alueellista huoltovarmuutta, kun alueen omavaraisuus ja siten myös reagointikyky häiriötilanteisiin heikkenee.

Luvussa 4 käsitelty vesivoiman aktiivisuus sähkön reservimarkkinoilla on myös huoltovarmuuden näkökulmasta oleellinen kokonaisuus. Sähkön toimitus vaatii toimintakykyisen sähköverkon, joka edelleen vaatii jatkuvan tehtasapainon. Vesivoima on merkittävänä osatekijänä tehtasapainon jatkuvassa ylläpidossa osallistuessaan sähkön reservimarkkinoille ja tuottaessaan verkkoon inerttia. Vesivoiman panos tehtasapainoon yhdessä muiden järjestelmätoimijoiden kanssa mahdollistaa sähköverkon luotettavuuden ja siten sähkön jatkuvan toimitusvarmuuden tuottajalta kuluttajalle.

Huoltovarmuustutkimuksen perusteella voidaan sanoa, että vesivoimalla on huoltovarmuuden näkökulmasta suuri merkitys. Sekä suuret että pienet vesivoimalaitokset pystyvät tuottamaan sähköä paikallisen kriittisen infrastruktuurin tarpeisiin verkon häiriötilanteissa. Lisäksi Suomen sisällä hajautunut vesivoimatuotanto parantaa alueellista sähkön riittävyyttä ja kestävyyttä verkon häiriötilanteissa. Vesivoiman joustavuus sähkömarkkinoilla tukee sähköjärjestelmän toimivuutta, mahdollistaen jatkuvan taajuuden ylläpidon ja siten korkean toimitusvarmuuden.

5.4 Vesivoiman saarekeajo

Sähköverkon saareke tarkoittaa tilannetta, jossa osa sähköverkosta kytkeytyy irti muusta verkosta, luoden oman erillisen kokonaisuutensa. Saarekkeen kokoluokka voi vaihdella laajasti, aina koko maan sähköverkosta kunnalliseen tai jopa yksittäisen tontin kokoiseen saarekkeeseen. Saarekeajo tarkoittaa saareketilannetta, jossa irtautumisesta huolimatta sähkönsiirtoa tapahtuu saarekkeen sisällä tuotannon ja kulutuksen välillä. Saarekeajoon voidaan päätyä suurihäiriötilanteissa, joissa Suomen alueellisia sähköjakeluverkkoja ei saada tahdistettua toistensa tai kantaverkon kanssa. Näissä tilanteissa Suomi koostuu pienistä, toisistaan erillisistä kokonaisuuksista, jotka joutuvat itsenäisesti huolehtimaan tehtasapainon ylläpidosta.^[29]

Vesivoiman tärkein rooli saarekeajossa on paikallinen sähköntuotanto lähialueen tarpeisiin. Suhteessa muihin tuotantotapoihin vesivoiman sähkön toimitusvarmuus ja luotettavuus tekee siitä parhaan mahdollisen ratkaisun saarekeajon tarpeisiin. Tuulivoima ja ydinvoima jakautuvat hyvin epätasaisesti Suomen sisällä, ja ne pystyisivät siten huolehtimaan sähköntuotannosta vain pienessä osassa maata, keskittyen läntiseen rannikkoalueeseen. Lisäksi tuulivoiman, kuten myös aurinkovoiman, heikkoutena on tuotannon jatkuva vaihtelu, joka heikentää varmuutta sähkön saatavuudesta. Epävarma tuotanto on erityisesti häiriötilanteissa huomattava ongelma. CHP- ja lauhdevoimalaitokset, kaasuturbiinit ja moottorivoimalaitokset ovat luotettava vaihtoehto vesivoimalle saarekeajon tarpeisiin, mutta niiden riippuvuus polttoainelogistiikasta tekee niiden hyödyntämisestä pidemmissä häiriötilanteissa haastavaa. Vesivoimalaitos kykenee tuottamaan sähköä niin kauan kuin jokiuomassa on virtaamaa ja voimalaitoksen paikallinen operointi on mahdollista, luoden todella korkean pitkän aikavälin toimitusvarmuuden.

Vesivoiman hyödyt saarekeajossa perustuvat luotettavuuden ohella myös säätökykyyn. Luvun 3.4 mukaisesti inertian väheneminen lisää haasteita tehtasapainon ylläpidossa. Vesivoiman inertiantuotanto saarekeajossa ei ole huomattavan suuri verrattuna esimerkiksi CHP-laitoksiin, mutta vesivoiman hyötynä on sen keskimäärin korkea säätökyky. Pienikokoisessa verkossa suhteellisen pienikin muutos kulutuksissa voi aiheuttaa suuria taajuusvaihteluja, jolloin sekunneissa tapahtuva säätävän vesivoiman kompensointi parantaa saarekkeen vakautta.

Saarekeajossa vesivoiman merkityksellisyys keskittyy jakeluverkkoon kytkettyihin voimalaitoksiin. Pelkästään kantaverkkoon kytketty vesivoimalaitos pystyy tuottamaan sähköä kuluttajien tarpeisiin vain kantaverkon ollessa toimintakunnossa, mikä rajoittaa laitoksen merkitystä

häiriötilanteista aiheutuvassa alueellisessa saarekeajossa. Jakeluverkkoonkaan kytketty voimalaitos ei automaattisesti pysty osallistumaan saarekeajoon, sillä operointimahdollisuudet riippuvat sekä itse voimalaitoksen, että jakeluverkon ominaisuuksista. Rambollin arvio kuitenkin on, että likimain kaikki kotimaiset jakeluverkkoon kytketyt vesivoimalaitokset kykenevät tuottamaan sähköä verkkoon saarekeajon aikana.

Jakeluverkkokytkeä ja siitä johtuva suuri alueellisen huoltovarmuuden merkitys ei ole vesivoiman kohdalla harvinaisuus. Suomen vähintään 1 MW:n vesivoimalaitoksista yli 90 % on kytkettynä jakeluverkkoon, ja nämä voimalaitokset jakautuvat kattavasti koko maan alueelle. Tiedot jakeluverkkokytkenästä perustuvat luvuissa 6–7 käsitellyn tietopyynnön tuloksiin, ja tietopyynnön puuttuvien voimalaitosten osalta voimalaitoskohtaiseen arviointiin. Arvioinnissa oletettiin, että vesivoimalaitos on kytketty jakeluverkkoon, jos sen etäisyys jakeluverkkoon on korkeintaan 400 metriä.

Liitteessä 1 on jakeluverkkoalueiden mukaan jaettu Suomen kartta, jossa näkyy jakeluverkkoon kytketyt vesivoimalaitokset teholuokkien mukaan eriteltynä. Huomataan, että jakeluverkkoon kytketty vesivoima on jakautunut usean eri jakeluverkkoyhtiön alueelle. Jakautuminen ei kuitenkaan ole tasaista, sillä esimerkiksi Kainuun alueen verkkoyhtiö Kajave Oy:n alueelle sijoittuu jopa kymmenen vesivoimalaitosta, kun useilla alueilla voimalaitoksia ei ole yhtäkään. Kartasta havaitaan kuitenkin useita alueita, joissa verkkoyhtiön alueella on vain yksittäisiä tai muutamia voimalaitoksia. Nämä voimalaitokset ovat avainasemassa alueelliselle huoltovarmuudelle verkon pitkäaikaisissa häiriötilanteissa. Jokainen jakeluverkkoon kytketty luotettava sähköntuotantolaitos parantaa alueellista huoltovarmuutta, mutta suurin huoltovarmuuspanos on peräisin yksittäisistä laitoksista, joita ilman alueellisen sähköntuotannon riittävyys olisi uhattuna.

6. VESIVOIMALAITOSTEN MERKITYKSELLISYYDEN KRITERISTÖ

Luvuissa 3–5 on kerrottu kattavasti millä eri tavoilla sähköjärjestelmä hyötyy kotimaisesta vesivoimasta. Havaittuja merkittävyyden osa-alueita hyödynnetään tässä työssä tehtävässä yksittäisten merkittävien vesivoimalaitosten tunnistamisessa. Merkittävyyden arviointia varten on luotu kriteeristö ja kriteeristöön pohjautuva pisteytysmenetelmä.

Tässä luvussa esitellään luotu kriteeristö, jonka mukaan merkittävyyttä kyetään tunnistamaan. Luvussa 6.1 avataan taustaa kriteeristön luomisprosessista. Luvuissa 6.2–6.6 esitellään luodut kriteerit. Luvussa 6.7 on koonti kriteereistä, vastausten tyypeistä ja pisteytyksestä. Luvussa 6.7 arvioidaan myös kriteeristön heikkouksia ja kehitystarpeita siltä varalta, että kriteeristöä tullaan hyödyntämään tulevaisuudessa.

Luodut kriteerit voidaan jakaa viiteen ryhmään: sähköntuotanto, käytettävyys, säätökyky ja aktiivisuus, huoltovarmuus, ja voimalaitoskokonaisuus. Ryhmät ovat keinotekoinen tapa jakaa kriteereitä kokonaisuuksiin, mutta on hyvä huomata monen kriteerin sisältävän usean eri ryhmän ominaisuuksia.

6.1 Kriteeristön tausta

Kriteeristön luominen aloitettiin tarkastelemalla luvussa 3 esiteltyjä vesivoiman merkityksellisuuden osa-alueita ja luvussa 4.2 esiteltyä vesivoiman toimintaa sähköjärjestelmässä. Tarkastelussa keskitytään vesivoiman merkittävyyden teknisiin näkökohtiin, joten vesivoiman merkittävyyttä vesistöihin ja luontoon ei käsitellä. Kriteeristön haluttiin ottavan huomioon kaikki tavat, joilla vesivoiman olemassaolo vaikuttaa sähköjärjestelmän toimivuuteen. Tämän perusteella luotiin viisi erilaista kriteerikategoriaa, jotka esiteltiin tämän luvun alkutekstissä.

Kriteeristön luomisessa tukea otettiin saatavilla olevista aiemmista Ruotsissa ja Suomessa tehdyistä vesivoiman merkitystä kartoittavista selvityksistä. Ruotsissa vuonna 2016 tehdyssä selvityksessä^[30] tunnistettiin residuaalikuorman ja vesivoimatuotannon kovarianssin merkitys säätöpanoksen arvioinnissa, minkä myötä kovarianssi lisättiin kriteeristöön. Suomessa vuonna 2019 tehdyssä selvityksessä^[31] ei tarkasteltu yksittäisten vesivoimalaitosten merkitystä vaan tutkittiin vesivoimaa kokonaisuutena. Kriteeristössä tunnistettiin vesivoiman merkittävyyden kannalta tärkeäksi tarkastella säätövoimaa, taajuustuenta, inertiaa, huoltovarmuutta ja energiavarastoja.

Yksittäisen vesivoimalan teknisten ominaisuuksien ohella alusta asti koettiin todella tärkeäksi tarkastella myös kunkin voimalaitoksen ympäristöä kuten saman jokiuoman voimalaitoksia, vesistöalueen merkittäviä järviä ja voimalaitoksen lupaehtoja, koska vesivoimalaitosta ei voida tarkastella ympäristöstään irrallisena sähköntuottajana. Suuria vaikutuksia toimintaan asettavat erityisesti lupaehdot. Vesivoiman hyödyntäminen on luvanvaraista toimintaa^[32], ja laitospohjaisissa voimalaitosluvissa määriteltyt rajoitukset pinnankorkeuksiin, virtaamiin ja virtaamamuutoksiin vaikuttavat suuresti voimalaitoksen operointiin ja toimintaan yhdessä muiden vesivoimalaitosten kanssa.

Kriteeristön luomiseen kuului myös kattavasti vuoropuhelua eri sidosryhmien ja asiantuntijoiden kanssa. Ramboll järjesti Suomen vesivoimatoimijoille työpajan, jossa toimijoilla oli mahdollisuus arvioida luonnoksena tuotettua kriteeristöä, ehdottaa uusia kriteereitä ja arvioida kriteerien merkitystä suhteessa toisiinsa. Työpajan jälkeen luotiin paranneltu kriteeristö, jota käsiteltiin

yhdessä kantaverkkoyhtiö Fingridin asiantuntijoiden ja Tampereen yliopiston sähkömarkkina- ja vesivoima-asiantuntijoiden kanssa.

Sidosryhmä- ja asiantuntijavuoropuhelun aikana huomattiin tarve korostaa, poistaa tai lisätä joitain kriteereitä, tai eritellä yksittäisiä kriteereitä useiksi osakriteereiksi. Alustavassa kriteeristössä olleet aika-arviot seuraaviin peruskorjauksiin jätettiin kriteeristöstä kokonaan pois, koska vesivoimatoimija-vuoropuhelun perusteella selvisi voimalaitosten koneistojen ylläpidon olevan enemmänkin jatkuvaa huoltoa yksittäisten pitkien huoltojaksojen sijaan. Kriteeristöstä poistettiin myös kriteerejä liittyen kiinteistöveron merkitykseen sijantikunnalle ja kalatien olemassaoloon, koska niiden todettiin kuvaavan huonosti vesivoimaloiden merkittävyyttä sähköjärjestelmän näkökulmasta.

Poistojen ohella tehtiin myös muutoksia ja lisäyksiä. Säästökyky jaettiin palautteen pohjalta tekniseen ja käytännön säästökykyyn, jolloin pystyttiin huomioimaan tarkemmin sekä voimalaitoksen tekniikan asettamat rajoitteet, että muut mahdolliset lainalaisuudet kuten lupaehtojen asettamat rajoitteet vesistöjen säännöstelylle ja virtaamamuutoksille. Alkuperäisen kriteeristön säätonopeuden tilalle kriteeristöön lisättiin osallistuminen sähkön reservimarkkinoille markkinapaikkakohtaisesti, koska osallistuminen kertoo säätonopeuskyvykkyydestä ja samalla huomioi, hyödynnetäänkö korkeaa säätonopeutta eri markkinapaikoilla.

Kriteeristön luonnin lopputulos on 20 kriteerin kokonaisuus, joka ottaa huomioon vesivoimalaitoksen merkittävyyden kaikilla oleelliseksi koetuilla toiminnan osa-alueilla. Kriteeristö pyrittiin luomaan riittävän kattavaksi, mutta tiettyjä rajoituksia jouduttiin asettamaan tarvittavan tiedonsaannin helpottamiseksi. Vesivoimalaitoksista on hyvin rajallisesti yksityiskohtaista tietoa saatavilla julkisista lähteistä, mikä aiheuttaa tarvetta pyytää voimalaitoskohtaisia tarkkoja tietoja vesivoimatoimijoilta. Liian monimutkainen ja tarkka kriteeristö lisää kynnystä toimittaa tietoja tarkastelua varten, minkä vuoksi kriteeristöä luodessa jouduttiin tekemään kompromisseja yksinkertaisuuden ja tarkkuuden välillä. Lopullinen kriteeristö onkin kattavuudestaan huolimatta suhteellisen yksinkertainen, mikä helpottaa sen hyödyntämistä tulevaisuudessa.

6.2 Sähköntuotantokriteerit

Sähköntuotantokriteerit keskittyvät vesivoiman panokseen kotimaisessa sähköntuotannossa.

Sähköteho on voimalaitoksen käytännössä saavutettavissa oleva sähköntuotantoteho, josta on vähennetty laitoksen omakäyttö, eli ns. nettoteho. Suurempi sähköteho kertoo suuremmasta panoksesta Suomen kokonaissähköntuotannossa. Sähkötehoon voidaan viitata myös nimellistehona.

Tehonkorotusmahdollisuudet kriteerinä kuvaa laitoksen mahdollisuutta nostaa sähkötehoa parantamalla kokonaishyötysuhdetta. Tekniikan kehittyessä korkeammat hyötysuhteet ovat tulleet mahdollisiksi, jolloin koneistoja uusimalla laitoksen nimellistehoa voidaan saada korotettua. Myös koneistovirtaamaa kasvattamalla voidaan vähentää laitoksen ohijuoksutustarpeita ja korottaa nimellistehoa.

Vuotuinen energiamäärä kertoo, kuinka paljon sähköenergiaa laitos tuottaa verkkoon keskimäärin vuodessa. Kriteeri tukee sähköteho-kriteeriä sähköntuotantopanoksen arvioinnissa, sillä pelkkä sähkötehon tarkastelu voisi johtaa arvioinnissa harhaan. Esimerkiksi ylimitoitettu voimalaitos vaikuttaisi itsessään todella merkittävältä laitokselta, vaikka suurimman osan vuodesta turbiinit pyörisivät minimiteholla.

Tämä kriteeri yhdessä sähköteho-kriteerin kanssa mahdollistaa laitoksen todellisen sähkötehopotentiaalin arvioinnin.

6.3 Käytettävyyden kriteerit

Käytettävyys kriteeriluokkana kuvaa vesivoiman vastustuskykyä yllättäviin tilanteisiin, kuten konerikkoihin ja tulovirtaamaan äkillisiin vähenemisiin. Kriteeriluokka arvioi, kuinka korkealla luotettavuudella sähköntuotanto jatkuu häiriöistä huolimatta.

Turbiinien määrä erittelee, kuinka monta yksittäistä turbiini-generaattorikonaisuutta voimalaitoksella on. Kappalemäärä on käyttövarmuuden kannalta oleellinen tieto – yksi konerikko tai huoltajakso ei todennäköisemmin lamautta koko sähköntuotantokapasiteettia, jos turbiineita on useampi.

Energian varastointikapasiteetti kertoo, kuinka paljon sähköenergiaa laitos kykenee tuottamaan verkkoon lupaehtoja rikkomatta, jos yläaltaaseen ei virtaa yhtään uutta vettä. Suurempi varastointikapasiteetti parantaa laitoksen säätökykyä ja resilienssiä, sillä tällöin voimalaitos ei ole niin riippuvainen tulovirtaamasta.

Vesistöalueella on merkittäviä järviä tai tekojärviä on kriteerinä oleellinen, koska järvet ja tekojärvet toimivat vesistöalueella tulovirtaaman tasaajina, madaltaen tulvahuippuja ja lisäten vesistön resilienssiä kuivia kausia vastaan. Lisäksi ne parantavat vesistöalueen voimaloiden pidemmän aikavälin säätökykyä.

6.4 Säätökyvyn ja aktiivisuuden kriteerit

Säätökyvyn ja aktiivisuuden kriteerit kuvastavat voimalaitoksen kykyä ja käytännön osallistumista säätämisen eri muotoihin. Luokkaan kuuluvat laitoksen tekniset edellytykset, lupaehtojen ja toimintaympäristön vaikutukset sekä toimijan osallistuminen eri markkinapaikoille.

Osallistuminen reservimarkkinoille kuvaa laitoksen aktiivisuutta sähkön reservimarkkinoilla eli käytännössä osallistumista taajuuden jatkuvaan ylläpitoon. Kriteeri on jaettu reservimarkkinakohtaisesti alakriteereiksi, jolloin osallistumisaktiivisuus saadaan arvioitua mahdollisimman tarkasti.

Tekninen säätökyky kuvaa laitoksen teknistä mahdollisuutta tehovaihteluihin. Esimerkiksi yksiturbiinisella voimalaitoksella nimellisteho voi olla 5 MW ja turbiinin minimiteho 1 MW, jolloin tekninen säätökyky on näiden erotus eli 4 MW. Tekninen säätökyky kuvaa laitoksen teknistä kykyä säätää sähköntuotantotehoa ilman laitoksen pysäyttämistä.

Käytännön säätökyky toimii kriteerinä teknisen säätökyvyn rinnalla. Käytännön säätökyky on numeerinen arvosana siitä, kuinka säädettävä laitos on ottaen huomioon mm. alapuoliset laitokset, lupaehdot, vesistön käyttäytymisen ja muut mahdolliset lainalaisuudet. Käytännön säätökyky kriteerinä on säätökyvyn kannalta keskeinen, koska teknisesti todella säätökykyisen laitoksen säätöpotentiaali on merkityksetöntä, jos muiden rajoitusten takia osallistuminen sähköjärjestelmän säätöön ei ole tehtävissä.

Vesivoimatuotannon ja residuaalikuorman kovarianssi on matemaattinen kuvaus siitä, miten voimalaitoksen tuotanto vaihtelee residuaalikuorman mukaan. Residuaalikuorma tarkoittaa Suomen sähkönkulutusta, josta on vähennetty tuuli- ja aurinkovoimantuotanto. Residuaalikuorma kuvaa siten kysyntää, joka joudutaan kattamaan muilla tuotantotavoilla, kuten vesivoimalla, ydinvoimalla ja yhdistetyllä lämmön- ja sähköntuotannolla.

Kovarianssin arvo vaihtelee välillä $[-1, 1]$. Positiivinen kovarianssi tarkoittaa, että keskimäärin residuaalikuorman muuttuessa voimalaitoksen tuotanto seuraa sitä samaan suuntaan: kuorman kasvaessa tuotanto kasvaa ja kuorman vähetessä tuotanto laskee. Negatiivinen kovarianssi puolestaan viittaa siihen, että voimalaitoksen tuotanto muuttuu keskimäärin vastakkaiseen suuntaan residuaalikuorman muutosten kanssa. Kovarianssiarvon ollessa 0 voimalaitos ei reagoi merkittävästi residuaalikuorman muutoksiin. Mitä kauempana arvo on nolasta, sitä voimakkaampi keskimääräinen reagointi on.

Vesivoimala, jolla on positiivinen kovarianssi, toimii tärkeänä sähköntuotannon- ja kulutuksen tasapainottajana verkossa, siirtäen tuotantoa aktiivisesti niille tunneille, joina sitä eniten tarvitaan ja pois niiltä tunneilta, joina kysyntä on vähäisempää. Toiminta parantaa sähkön riittävyyttä korkean kysynnän aikaan, mikä edistää verkon vakautta ja hillitsee sähkön hintavaihteluita. Negatiivisen kovarianssin voimalaitoksilla on päinvastainen vaikutus sähköjärjestelmään. Kovarianssin tarjoama numeerinen arvio aktiivisuudesta auttaa voimalaitosten suhteellisen säätöpanoksen suuruuden arvioinnissa.

6.5 Huoltovarmuuden kriteerit

Huoltovarmuuden kriteeristö kuvaa voimalan merkitystä sekä paikallisen että koko Suomen huoltovarmuuden ylläpidossa.

Laitoksen kytkentä jakeluverkkoon on huoltovarmuuden kannalta oleellinen kriteeri. Kantaverkon ollessa alhaalla jakeluverkkoon kytketty voimalaitos pystyy lähtökohtaisesti tuottamaan sähköenergiaa lähialueen tarpeisiin, kun taas suoraan kantaverkkoon kytketty voimalaitos ei siihen kykene.

Laitos on Fingridin palautussuunnitelmassa kertoo voimalaitoksen tärkeydestä kantaverkon häiriötilanteissa. Palautussuunnitelmassa ovat automaattisesti kaikki sähköteholtaan vähintään 30 MW:n voimalaitokset. Laitos voi kuitenkin tukea palautussuunnitelmaa myös välillisesti syöttämällä sähköä suunnitelmassa olevalle voimalalle, vaikkei ole suunnitelmassa itse.

Laitokselta on oma syöttöyhteys kriittisen infrastruktuuriin kuvaa voimalaitoksen tärkeyttä huoltovarmuuden ja turvallisuuden näkökulmasta. Kriittistä infrastruktuuria voi olla esimerkiksi ydinvoimalan varajärjestelmien sähkönsyöttö.

6.6 Voimalaitoskokonaisuus

Voimalaitoskokonaisuus sisältää vain yhden kriteerin, joka kuvaa voimalaitoksen suhdetta muihin vesivoimalaitoksiin.

Laitos on osa vesistöalueen voimalaitoskokonaisuutta kriteerinä kuvaa, onko laitos yksittäinen toimija vai osa suurempaa, usean voimalaitoksen kokonaisuutta. Peräkkäiset vesivoimalaitokset tuottavat sähköenergiansa samasta tulovirtaamasta, jolloin eri uomissa sijaitsevat vastaavat voimalaitokset vaatisivat moninkertaisen tulovirtaaman yhtä suuren tuotannon saavuttamiseksi.

Useamman voimalaitoksen kokonaisuus toimii myös säätötilanteessa yhtenä kokonaisuutena, jolloin alajuoksulla olevat voimalaitokset saavat käytännön tasolla hyödyn yläjuoksun voimalaitosten varastoaltaista. Kokonaisvaltainen hyöty vaatii kuitenkin voimalaitosten keskitetyn operoinnin, koska jakautuneessa toiminnassa yläjuoksulla olevan voimalaitoksen operointi voi vaikuttaa haitallisesti alajuoksun laitosten toimintaan. Keskitetyllä operoinnilla mahdollistetaan, että voimalaitosketjua operoidaan kokonaisuhyödyn maksimoimiseksi.

Voimalaitosten ketjuttaminen samaan uomaan mahdollistaa myös vesivoimantuotannon keskittymisen harvemmille alueille, jolloin useampia vesiuomia voidaan pitää padoista vapaana.

6.7 Koonti kriteeristöä

Esiteltujen kriteerien tulosten tyyppi ja pisteytyskertoimet on esitetty taulukossa 3. Pisteytyksessä kriteerin vastaukset on skaalattu nollan ja kymmenen välille, jolloin kunkin kriteerin maksimipistemäärä on pisteytyskerroin kerrottuna kymmenellä. Ramboll on pyrkinyt määrittämään pisteytyskertoimet siten, että lopputulos antaa mahdollisimman kattavan ja realistisen arvion voimalaitosten merkityksestä ottaen huomioon kaikki toiminnan osa-alueet. Painotusten tarkempaa vaikutusta lopputuloksiin on arvioitu luvussa 7.1.

Taulukko 3: Merkityksellisyiden kriteeristön koonti

Kokonaisuus	Kriteeri	Tulosten tyyppi	Pisteytyskerroin
Sähköntuotanto	Sähköteho	Lukuarvo, MW	3,8
	Tehonkorotusmahdollisuudet	Lukuarvo, MW	1,3
	Vuotuinen energiantuotanto	Lukuarvo, GWh	2,8
Käytettävyys	Turbiinien määrä	Lukuarvo, kpl	1
	Energian varastointikapasiteetti	Lukuarvo, DU	4,3
	Vesistöalueella on merkittäviä järviä tai tekojärviä	Kyllä/Ei	3,5
Säätökyky ja aktiivisuus	Tekninen säätökyky	Lukuarvo, MW	4
	Käytännön säätökyky	Lukuarvo välillä [0, 10]*	3,8
	Osallistuminen reservimarkkinoille	Kyllä/Ei**	4
	Tuotannon ja residuaalikuorman kovarianssi	Lukuarvo välillä [-1, 1]	3
Huoltovarmuus	Laitos on kytketty jakeluverkkoon	Kyllä/Ei	3
	Laitokselta on oma syöttöyhteys kriittiseen infrastruktuuriin	Kyllä/Ei	3
	Laitos on Fingridin palautussuunnitelmassa	Kyllä/Kyllä, välillisesti/Ei	2,8
Osa kokonaisuutta	Laitos on osa vesistöalueen voimalaitoskokonaisuutta	Kyllä/Ei***	3,5

*0 = ei lainkaan säätökykyä, 10 = todella kattavasti säätökykyä. Vesivoimatoimijat arvioivat tämän tilannekohtaisesti itse, ja antoivat Rambolille lukuarvon yhteydessä sanallisen perustelun annetulle tulokselle.

**Jokaiselle markkinalle erikseen. Koko kriteerin kokonaispisteet ovat 40, eli yksittäisen markkinan maksimipisteet ovat 40 jaettuna markkinapaikkojen määrällä.

***Samassa uomassa olevat vesivoimalaitokset eivät välttämättä toimi yhtenä yksikkönä, jos operointi on jakautunut usealle eri toimijalle. Tämän kriteerin Kyllä-vastaus on siksi jaettu kahteen vaihtoehtoon, jossa toisessa voimalaitoskokonaisuutta operoidaan keskitetysti, ja toisessa operointi on jakautunut usealla eri toimijalle.

Merkittävyyskartoituksen tietopyynnössä (kts. luku 7) voimalaitoskohtaisia tietoja kerättiin Suomen vesivoimatoimijoilta kriteeristöön perustuen. Kriteereistä vain sähköteho, jakeluverkkoyhteys ja voimalaitoskokonaisuuden määrittäminen ovat laitoskohtaisesti selvitettävissä avoimista lähteistä, ja muiden tietojen selvittäminen ei ole mahdollista ilman yhteistyötä vesivoimatoimijoiden kanssa.

Käytetty kriteeristö sisältää kattavuudestaan huolimatta yksinkertaistuksia, jotka voivat vääristää pisteitä. Esimerkiksi kriteerit osallistumisesta eri reservimarkkinapaikoille ovat *Kyllä/Ei* -tyyppisiä, vaikka voimalaitosten välillä voi olla suuria eroja tarjotun reservikapasiteetin määrissä. Samaa heikkoutta on useissa muissakin kriteereissä. Esimerkiksi voimalaitoskokonaisuudessa neljän ketjutetun vesivoimalaitoksen kokonaisuus näyttäytyy yhtä arvokkaana kuin kaksi kahden ketjutetun vesivoimalaitoksen kokonaisuutta. Yksinkertaistaminen kriteeristössä on kuitenkin välttämätöntä, jotta tietojen luovuttamiskynnys ei ole vesivoimatoimijoille niin korkea, ja jotta tuloksia pystytään esittelemään ilman salatun tiedon jakamista. Lisäksi yksinkertaistuksen ansiosta voimalaitosten merkittävyyden vertailu on mahdollista ilman liiallista monimutkaisuutta.

Yksinkertaistuksista huolimatta Ramboll näkee, että kriteeristöön perustuva voimalaitosten vertailu antaa riittävän kuvan kustakin voimalaitoksesta tehdyn vertailusta mahdollista. Riittävän kuvan muodostumisen oletus johtuu siitä, että kriteeristön perimmäisenä tavoitteena oli tarkastella voimalaitoksia useasta eri näkökulmasta. Laajan kriteeristön ansiosta yksittäiset yksinkertaistuksien aiheuttamat virheet eivät johda ylenpalttiseen vääristymään kokonaispisteissä, ja tulos pysyy näin ollen luotettavana.

Luvussa 7 käsitellyn tietopyynnön yhteydessä huomattiin joitakin kehityskohteita kriteeristössä. Kriteeri merkittävistä järvistä ja tekojärvistä aiheutti vain pientä hajontaa voimalaitosten välillä, koska likimain kaikkien voimalaitosten vesistöalueella on vähintään yksi merkittävä järvi tai tekojärvi. Kriteeriä voisi tulevaisuudessa kehittää ottamaan huomioon mm. järvien kokoluokkaerot ja vesistöalueiden järvisyysprosentit voimalaitoksen yläpuolella. Myös varastointikapasiteetin kriteeriin voisi olla perusteltua yhdistää järkevällä rajauksella koko jokiuoman vesivarastot pelkän yläaltaan sijaan, koska käytännön tasolla vesivoimalan energiavarastona toimii koko ylävirrassa oleva vesistökokonaisuus.

Lisäksi huomattiin, että kovarianssiarvon hyödyntäminen sellaisenaan ei välttämättä ole perusteltua. Kovarianssitarkastelu lisättiin kriteeristöön samantapaisen Ruotsin vesivoimalalle tehdyn työn kautta, ja Ruotsin vesivoimalaitokset eroavat suuresti Suomen vesivoimalaitoksista. Ruotsissa on enemmän patovoimalaitoksia^[33], joiden operointi ei ole Suomessa yleisiin jokivoimalaitoksiin verrattuna yhtä tulovirtaamariippuvaista. Tästä syystä Suomessa vesivoimalaitokset keskittyvät enemmän päivän- ja viikonsisäiseen optimointiin, kun taas useat ruotsalaiset vesivoimalaitokset saattavat suunnitella tuotantoa jopa vuositasolla. Lyhyemmän aikavälin optimointi saataisiin paremmin kriteeristössä näkyviin hyödyntämällä esimerkiksi vuorokausikovarianssin keskiarvoa, jota voitaisiin käyttää joko vuosikovarianssin sijasta tai sen kanssa, jolloin nähtäisiin sekä lyhyen että pitkän aikavälin optimoinnin vaikutus.

Uutena kategoriana kriteeristöön voisi tuoda myös mittareita liittyen voimalaitoksen päivittäiseen operointiin. Operoinnin toimivuuden mittaaminen olisi mahdollista selvittämällä esimerkiksi voimalaitoksen keskimääräistä tasevirhettä, eri reservien tarjoamisen yleisyyttä ja reservien ylläpidon toteutumisprosenttia. Kriteereillä saataisiin arvioitua, kuinka usein voimalaitosta tarjotaan reservien tarpeisiin, ja kuinka luotettavasti voimalaitoksen operointi vastaa tehtyjä SPOT- ja reservikauppoja.

Uusien kriteerien luominen kuitenkin vaatii vuoropuhelua vesivoimatoimijoiden kanssa siitä, millaista informaatiota toimijat ovat ylipäättään valmiita antamaan hyödynnettäväksi. Myös tässä työssä kriteerien mukaisten tietojen vastaanottaminen vaati laajoja salassapitosopimuksia, johtuen voimalaitosten välisestä kilpailutilanteesta. Salassapitosopimukset rajoittavat tietojen käyttöä ja tulosten esittelyä. Lisäksi ilman uusien kriteerien luomistakin on perusteltua tarkastella kriteeristöä uudelleen, jos voimalaitosten merkittävyys halutaan uudelleenarvioida. Päivitystarvetta syntyy ainakin reservimarkkinoiden kehittyessä sisältämään uusia markkinapaikkoja, ja lisättäessä tarkasteluun mahdollista uudenlaista kapasiteettia, kuten pumppuvoimalaitoksia. Tämänhetkinen kriteeristö on luotu kuvastamaan nykyistä voimalaitoskantaa, joten muutokset laitoksissa voivat johtaa pisteytyksissä toisenlaisiin tuloksiin.

7. MERKITTÄVIMPIEN VESIVOIMALAITOSTEN TUNNISTAMINEN

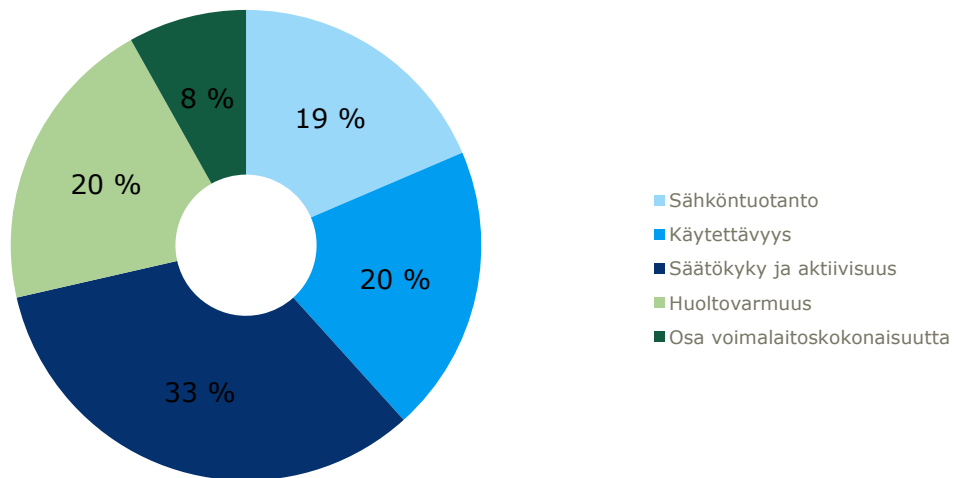
Luvussa 6 esitellyn kriteeristön ja vesivoimatoimijoilta kerätyn tiedon avulla pyrittiin tunnistamaan Suomen merkittävimmät vesivoimalaitokset. Tietoja pyydettiin jokaiselta toimijalta, joka omistaa yhden tai useamman vähintään 1 MW:n suomalaisen vesivoimalaitoksen. Tällaisia toimijoita on 42 kappaletta. Tietoja pyydettyä vastausta saatiin n. 30 toimijalta, joista 24 toimitti kriteeristön vaatimat voimalaitostiedot. Tietopyyntöön saadut vastaukset kattoivat Suomen 1 MW:n tai suuremman nimellistehon 136 laitoksesta 89 kappaletta, eli noin 65 %. Suurikokoisten voimalaitosten tietoja saatiin kuitenkin kerättyä niin tehokkaasti, että saadut tiedot kattavat 3 018 MW eli 95 % Suomen vesivoimatehosta.

Tässä luvussa on pyritty tunnistamaan merkittävimmät vesivoimalaitokset hyödyntäen luotua kriteeristöä. Luvussa 7.1 tarkastellaan laskennan tuloksia yleisellä tasolla. Luvussa 7.2 tunnistetaan Suomen merkittävimmät vesivoimalaitokset. Luvussa 7.3 tarkastellaan vesivoimalaitosten merkitystä nimellistehon mukaan. Luvuissa 7.4 ja 7.5 tunnistetaan järjestelmän kannalta tärkeimmät vesistöalueet ja jokiuomat.

Tulosten analysointi tehdään perustuen voimalaitoksiin, joista saatiin tiedot tietopyynnön kautta. Koska useasta voimalaitoksesta ei saatu pisteytyksen vaatimia tietoja, niin tuloksia tarkastellessa voi esiintyä eroavaisuuksia väitettyjen ja todellisten voimalaitosten lukumäärien ja tehojen kohdalla. Puuttuvien tietojen myötä myös kahden samantapaisen vesistöalueen tai jokiuoman keskinäinen järjestys voi olla virheellinen. Siksi tuloksia tarkastellessa on tärkeää ottaa huomioon puuttuviin tietoihin liittyvä epävarmuus. Ramboll näkee kuitenkin, että mahdollisista yksittäisistä muutoksista huolimatta tulosten antama kokonaiskuva Suomen vesivoimalaitoskannasta, teholuokista, vesistöalueista ja jokiuomista on realistinen.

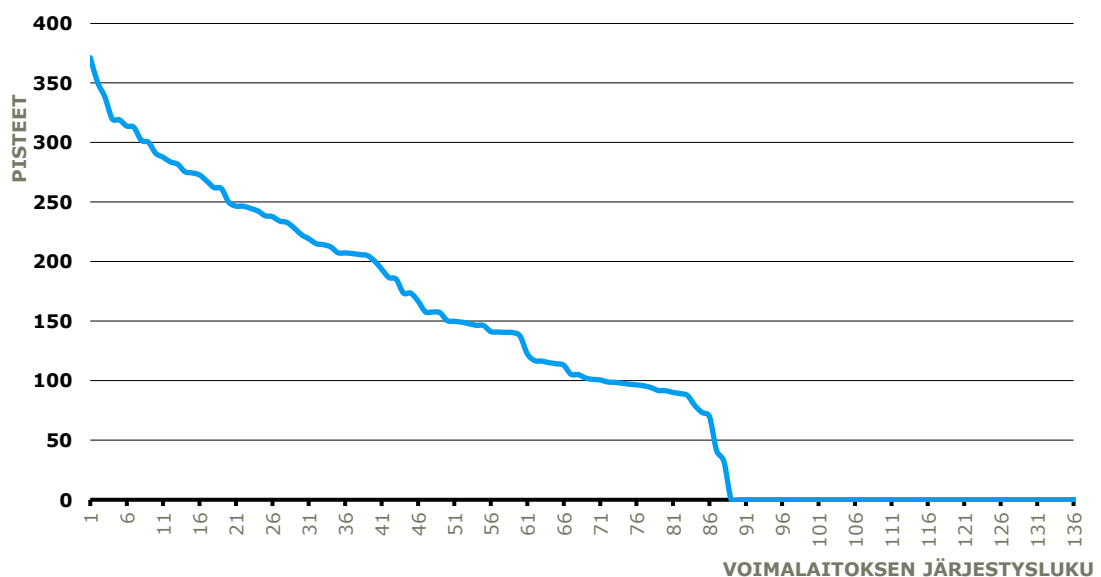
7.1 Pisteytyksen tulokset ja vesivoiman kokonaismerkittävyys

Luvun 6 kriteeristöllä ja painotuksilla päädytään pisteytykseen, jossa maksimipistemäärä on n. 430 pistettä. Maksimipisteiden jakautuminen eri kriteerikokonaisuuksien välillä näkyy kuvassa 8. Merkittävimmäksi kriteeriksi, 33 % pisteosuudella, määrittyy säätökyky ja aktiivisuus, joka sisältää sekä voimalaitoksen teknistä ja käytännön mahdollisuutta säätää tuotantotehoaan, että sen todellista aktiivisuutta eri säätötilanteissa. Kolme seuraavaksi suurinta kriteeriä n. 20 % osuuksilla ovat sähköntuotanto, käytettävyys ja huoltovarmuus. Viimeinen kokonaisuus, osa voimalaitoskokonaisuutta, vastaa 8 % kokonaispistemäärästä. Voimalaitosten saavuttamia pistemääriä tarkastellessa on hyvä muistaa, että pistemäärän lukuarvoilla ei ole itsessään merkitystä, vaan niiden ensisijaisena tarkoituksena on voimalaitosten keskinäinen vertailu.



Kuva 8: Kriteerikategorioiden osuudet kokonaismerkittävyyden pisteistä

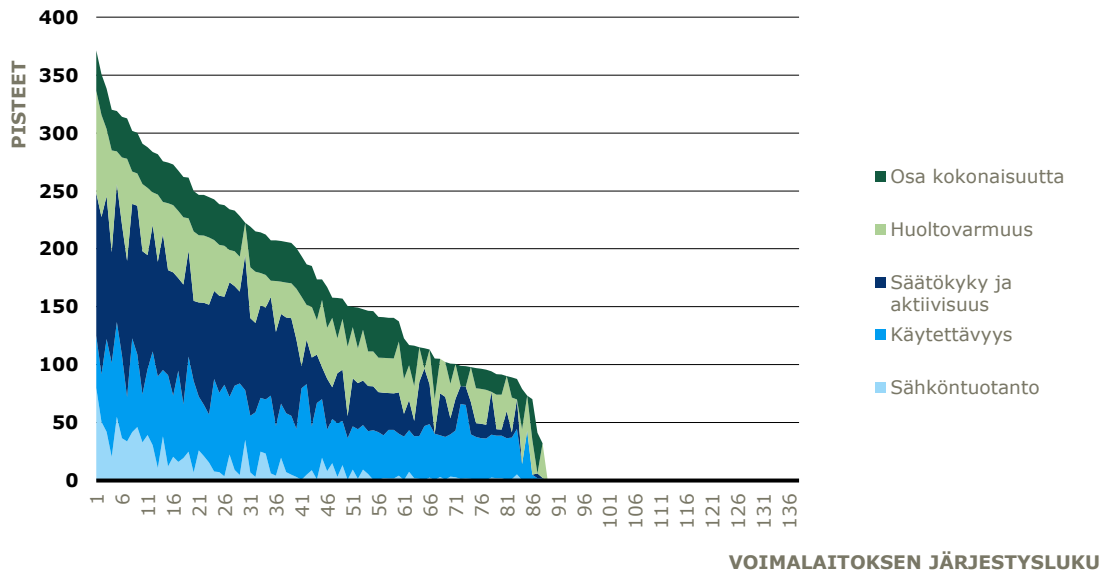
Voimalaitosten pistemäärät suhteessa toisiinsa eroavat merkittävästi, mikä nähdään kuvan 9 pisteiden pysyvyyskäyrästä. Eniten pisteitä saanut voimalaitos saavuttaa 370 pistettä, joka vastaa 86 % kokonaispisteistä, kun taas vähiten pisteitä saanut voimalaitos saa 32 pistettä. Voimalaitokset jakautuvat melko tasaisesti maksimi- ja minimipistemäärien välille, kuitenkin siten, että kummankin ääripään voimalaitokset eroavat huomattavasti pysyvyyskäyrän lineaarisesta luonteesta. Pysyvyyskäyrän tippuminen nolleen n. 90 voimalaitoksen kohdalla johtuu siitä, että lopuista 47 voimalaitoksesta ei saatu pisteytyksen vaatimia tietoja.



Kuva 9: Merkittävyydpisteiden pysyvyyskäyrä

Voimalaitosten pisteiden jakautuminen eri kriteerikategorioiden suhteen on esitetty kuvassa 10. Kuvaajasta voidaan havaita useita tärkeitä ilmiöitä. Korkean merkittävyyden laitosten pistejakaumista huomataan, että tärkeimmillä voimalaitoksilla jokaisesta kriteerikategoriasta on saatu pisteitä, minkä perusteella voidaan todeta suurimman merkityksen johtuvan voimalaitoksen kokonaisvaltaisesta vaikutuksesta. Selkeänä ilmiönä on myös, että kokonaismerkittävyyden vähentyessä laitosten pisteet säättökyvystä ja aktiivisuudesta vähenevät suhteessa muihin

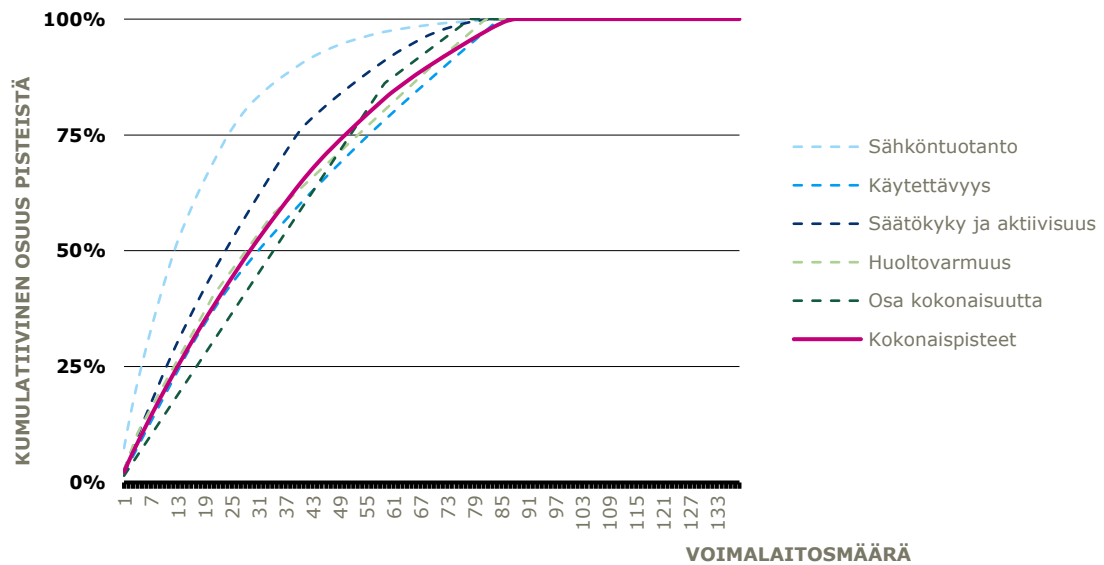
kategorioita nopeammin. Vaikuttaa siis siltä, että suomalaisten vesivoimalaitosten välillä on suuria eroja sen suhteen, kuinka voimalaitos kykenee osallistumaan tai osallistuu säätöön.



Kuva 10: Merkittävyysepisteiden pysyvyyskäyrän pisteiden jakautuminen eri kategorioihin

Kuvaajasta havaitaan myös, että kokonaispisteiden vähentyessä sähköntuotantokriteerin suhteellinen merkitys vähenee todella nopeasti. Merkittävimmillä voimalaitoksilla sähköntuotannon osuus pisteistä on jopa 22 %, kun 50 vähiten merkittävän voimalaitoksen joukossa sen osuus on keskimäärin vain 3 %. Vähemmän merkittävät yksittäiset voimalaitokset näyttäytyvät siis melko mitättöminä sähköntuotannon näkökulmasta, kun taas niiden suhteellinen merkittävyys käytettävyyden ja huoltovarmuuden osalta korostuu.

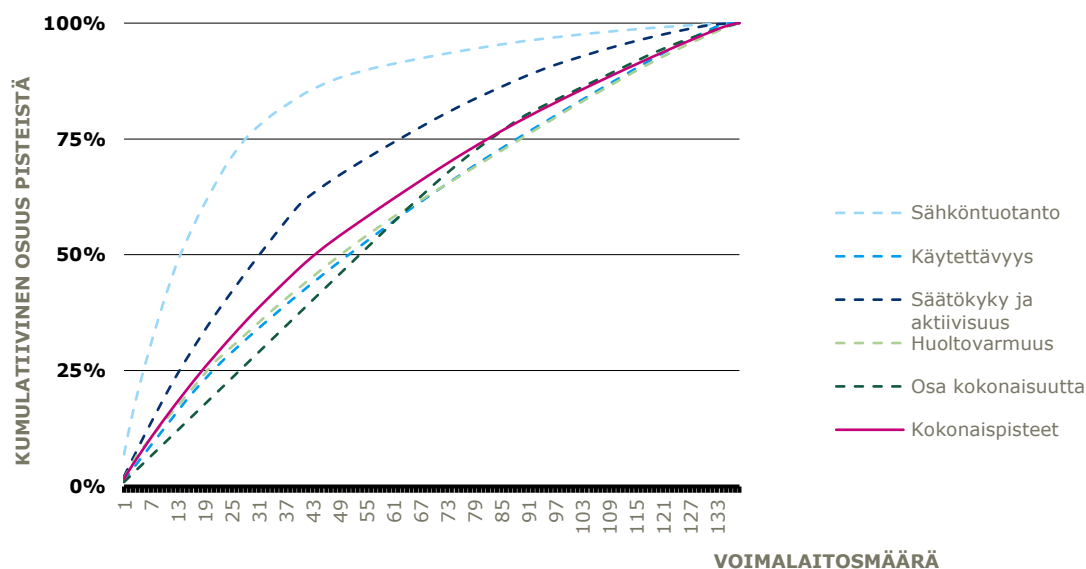
Pisteytystulosten avulla voidaan arvioida, kuinka monta yksittäistä voimalaitosta tarvitaan kattamaan vesivoiman kokonaismerkittävyys eri kategorioiden näkökulmasta. Arviointi tehdään hyödyntämällä pisteiden kumulatiivista pistekäyrää. Pistekäyrässä voimalaitokset on järjestetty pisteiden mukaan suurimmasta alkaen, ja kunkin voimalaitoksen kumulatiivinen pistearvo on voimalaitoksen ja sitä merkittävämpien laitosten pisteiden summa. Tuloksena saadaan käyrä, joka lähestyy laitosten yhteenlaskettua kokonaispistemäärää voimalaitosmäärän kasvaessa. Käyrä on edelleen suhteutettu kokonaispisteisiin tarkastelun helpottamiseksi. Kuvan 11 kuvaajassa on kumulatiiviset pistekäyrät sekä kokonaispisteille että eri kategorioiden pisteille.



Kuva 11: Tietopyynnön kumulatiivinen pistekäyrä

Tarkasteltaessa pelkästään voimalaitoksia, joiden tiedot saatiin tietopyynnöllä, 50 % määritetystä kokonaismerkittävyydestä saavutetaan 30 voimalaitoksen kohdalla. Kategorioittain 50 % pistemäärän vaatima voimalaitosmäärä vaihtelee siten, että sähköntuotannon tapauksessa 12 merkittävintä voimalaitosta kattaa 50 % pisteistä, kun taas voimalaitoskokonaisuuden tapauksessa raja vaatii 35 voimalaitosta. Huomattava 75 % pisteosuus saavutetaan kategorian mukaan 24–54 voimalaitoksen kohdalla. Kokonaispisteissä 75 % pisteraja ylittyy 50 voimalaitoksen kohdalla.

Pistekäyrää vääristävät puuttuvat pisteet voimalaitoksista, joiden tietoja ei saatu kerättyä. Nämä laitokset näkyvät tilastoissa pistemäärällä 0, mikä ei ole todellisuudessa mahdollista. Vääristymisen suuruutta on arvioitu asettamalla puuttuville voimalaitoksille realistiset pisteet perustuen olemassa oleviin laitostietoihin. Suurin osa puuttuvista tiedoista on pienistä voimalaitoksista. Jos puuttuville voimalaitoksille oletetaan vastaava pisteiden keskiarvo ja keskihajonta kuin tiedossa olevilla pienillä laitoksilla, niin saadaan uusi kumulatiivinen pistekäyrä, jossa kaikki voimalaitokset ovat mukana. Oletus samasta pistekeskiarvosta ja -hajonnasta sisältää epävarmuuksia, mutta siitä syntyvää virhettä voidaan kutsua maltilliseksi tietojen korkean kattavuuden vuoksi. Kaikki voimalaitokset huomioon ottava kumulatiivinen pistekäyrä on kuvassa 12.



Kuva 12: Suomen koko voimalaitoskannan kumulatiivinen pistekäyrä

Ottaen huomioon myös voimalaitokset, joiden tietoja ei saatu tarkastelua varten, tulokset muuttuvat. Tässä tapauksessa 50 %:n kokonaismerkittävyys saavutetaan 43 merkittävimmän voimalaitoksen avulla. 75 % merkittävyydestä vaatii vastaavasti 83 voimalaitosta, eli n. 62 % kaikista voimalaitoksista. Loput 38 % voimalaitoksista tuottavat siis 25 % vesivoiman kokonaismerkittävyydestä. Nimellistehon näkökulmasta 43 merkittävintä voimalaitosta vastaa 2 600 MW:n tehoa ja 83 merkittävintä voimalaitosta 3 000 MW:n tehoa, eli 82 % ja 92 % Suomen vesivoiman kokonaistehosta.

Kategoriakohtaisten pisteiden jakautuminen on samantapainen kuin aiemmassa kuvaajassa. Jotkin havaitut ilmiöt, kuten sähköntuotantomerkityksen keskittyminen pieneen voimalaitosmäärään, kuitenkin vahvistuvat. Vaikka tarkasteluun lisättiin yli 40 voimalaitosta, niin sähköntuotannon tapauksessa 75 % merkittävyyssrajan saavuttaminen vaatii vain neljän voimalaitoksen lisäämisen. Muissa kategorioissa yhtä suurta merkittävyyden keskittymistä pieneen voimalaitosmäärään ei ole havaittavissa.

7.2 Merkittävimmät vesivoimalaitokset

Laskennan tuloksista kyetään tehokkaasti tunnistamaan Suomen merkittävimmät vesivoimalaitokset. Taulukossa 4 on Suomen 20 merkittävintä vesivoimalaitosta. Taulukkoon on listattu kunkin voimalaitoksen nimellisteho ja vesistöalue. Lista on rajoitettu 20 merkittävimpään voimalaitokseen, koska Ramboll kokee tämän määrän antavan riittävän kattavan kuvan merkittävimmistä vesivoimalaitoksista. Lisäksi luvussa 6.7 huomioitujen kriteeristön epätarkkuudet korostuvat vähemmän merkittävillä voimalaitoksilla. Luvun 7.1 mukaisesti vähemmän merkittävien laitosten pisteet eivät koostu niin kattavasti kaikista kategorioista. Tällöin määrää rajoittamalla esiteltujen tulosten luotettavuus saadaan pidettyä mahdollisimman korkeana.

Suurimman merkittävyyden saavuttaa Vuoksen vesistöalueella sijaitseva Imatran voimalaitos, joka on nimellisteholtaan Suomen suurin vesivoimalaitos. Suuri nimellisteho ei kuitenkaan yksin takaa korkeaa sijoitusta, sillä esimerkiksi neljänneksi merkittävimmäksi voimalaitokseksi määritetty kriteeristön perusteella Jylhämä, joka on teholtaan vasta 18. suurin vesivoimalaitos. Pisteitä voi siis saada kattavasti muutenkin kuin korkean nimellistehon kautta, jolloin pelkkä laitoksen suuri koko ei automaattisesti johda korkeaan merkittävyyteen. Kriteeristö ja pisteytys

antavat huomattavasti painoarvoa myös niille ominaisuuksille, jotka eivät ole nimellistehosta vahvasti riippuvaisia.

Taulukko 4: Suomen 20 merkittävintä vesivoimalaitosta

Sijoitus	Voimalaitos	Nimellisteho [MW]	Vesistöalue
1	Imatra	192	Vuoksi
2	Pyhäkoski	149	Oulujoki
3	Seitakorva	144	Kemijoki
4	Jylhämä	55	Oulujoki
5	Petäjäskoski	182	Kemijoki
6	Vanttauskoski	83	Kemijoki
7	Harjavalta	105	Kokemäenjoki
8	Taivalkoski	134	Kemijoki
9	Pirttikoski	141	Kemijoki
10	Nuojua	92	Oulujoki
11	Isohaara	113	Kemijoki
12	Valajaskoski	101	Kemijoki
13	Porttipahta	40	Kemijoki
14	Ossauskoski	124	Kemijoki
15	Seitenoikea	38	Oulujoki
16	Utanen	65	Oulujoki
17	Aittokoski	45	Oulujoki
18	Pälli	55	Oulujoki
19	Tainionkoski	65	Vuoksi
20	Koivukoski 3	24	Oulujoki

Taulukon voimalaitosten sijainti Suomessa näkyy liitteessä 2. Liitteen kartasta nähdään, että suurin osa merkittävimmistä laitoksista sijoittuu Kainuun, Pohjois-Pohjanmaan ja Lapin maakuntiin. Vain kolme kappaletta merkittävimmistä voimalaitoksista sijaitsee muualla kuin pohjoisimmissa maakunnissa. 7. merkittävin Harjavalta sijoittuu Satakuntaan, kun merkittävin Imatra ja 19. merkittävin Tainionkoski löytyvät Etelä-Karjalasta.

Tarkastelun luotettavuuteen vaikuttaa oleellisesti voimalaitostietojen kattavuus. Tämän luvun alussa todettiin, että 47 voimalaitoksesta ei saatu pisteytyksen vaatimia tietoja, minkä vuoksi niitä ei voida sisällyttää merkittävyyssvertailuun. Rajallisen kattavuuden vuoksi on perusteltua kysyä, muuttuisiko merkittävimpien laitosten listaus, jos puuttuvat voimalaitostiedot sisällytettäisiin tarkasteluun.

Kattavuuden vaikutusta voidaan arvioida puuttuvien voimalaitosten kokoluokan kautta. Tarkastelusta puuttuvista voimalaitoksista yksi oli 25–50 MW:n voimalaitos, kuusi oli 10–25 MW:n laitoksia ja loput alle 10 MW:n laitoksia. Vaikka kriteeristössä on painotettu nimellistehon ohella myös muita kriteerejä, on kuitenkin perusteltua väittää, että voimalaitos tarvitsee korkean pistemäärän saamiseksi melko korkean sähköntuotantokapasiteetin. Vaatimus ei liity ainoastaan sähköntuotanto-kategoriaan, sillä pienemmällä laitoksella tekninen säätökyky on luonnostaan pienempi, osallistuminen reservimarkkinoille on rajoittuneempaa ja residuaalikuorman kovarianssi on vastaavalla aktiivisuudella pienempi. Pienemmät voimalaitokset eivät ole myöskään Fingridin palautussuunnitelmassa, mikä rajoittaa niiden vaikutusta huoltovarmuuskäytökulmasta. Koska lähes kaikki puuttuvat voimalaitokset voidaan karakterisoida pienikokoisiksi, niin voidaan todeta, että puuttuvien voimalaitosten tietojen lisäys tarkasteluun ei juurikaan muuttaisi merkittävimpien voimalaitosten listausta. Yksittäiset puuttuvat keskikokoiset voimalaitokset voisivat kuitenkin mahdollisesti nousta merkittävimpien voimalaitosten joukkoon.

Tietojen kattavuuden ohella huomio voi kiinnittyä määriteltyihin painotuksiin ja niiden vaikutukseen lopputuloksissa. Jos esimerkiksi kokee huoltovarmuuden merkityksen olevan suurempi kuin pisteytyksen mukaisen 20 %, niin on perusteltua kysyä miten sijoitukset muuttuvat huoltovarmuuspainotusta kasvattaessa. Ramboll teki herkkyystarkastelun pisteytyskertoimille, jotta voitaisiin arvioida erilaisten painotusten merkitystä lopputuloksiin. Herkkyystarkastelu toteutettiin siten, että kunkin kriteerikategorian pisteytyskertoimet kaksinkertaistettiin vuorollaan, ja tutkittiin miten 25 merkittävimmän voimalaitoksen lista muuttui kerroinmuutoksen myötä. Tarkastelussa oli 25 voimalaitosta yllä eritellyn 20:n sijaan, koska haluttiin huomioida myös ne laitokset, joiden sijoitus useassa eri skenaarioissa oli 20 merkittävimmän tuntumassa.

Peruspainotuksen 20 merkittävimmistä voimalaitoksista 16 ovat 20 merkittävimmän voimalaitoksen joukossa jokaisessa herkkyystarkastelun skenaariossa. Kolme voimalaitosta on 20 merkittävimmän laitoksen joukossa neljässä viidestä eri skenaariosta, ja yksittäinen taulukon 4 laitos, Koivukoski 3, menettää sijoituksensa merkittävimmän 20 laitoksen joukossa kahdessa neljästä tarkasteluskenaariossa, mutta siitä huolimatta laitos on aina vähintään 30 merkittävimmän laitoksen joukossa.

Yksittäisissä painotusskenaarioissa 20 merkittävimmän voimalaitoksen joukkoon nousee uusia voimalaitoksia. Esimerkiksi Pahkakosken voimalaitos on 25 merkittävimmän voimalaitoksen peruspainotuksen ohella neljässä viidestä skenaariosta, ja nousee 20 merkittävimmän joukkoon sähköntuotantoa ja huoltovarmuutta painotettaessa. Leppikosken, Montan ja Raasakan voimalaitokset ovat vastaavasti lähes aina 25 merkittävimmän voimalaitoksen joukossa, ja 20 merkittävimmän voimalaitoksen joukossa yksittäisissä skenaarioissa.

Eri herkkyystarkastelun skenaarioissa 20 merkittävimmän voimalaitosten keskinäinen järjestys myös muuttuu. Muun muassa sähköntuotantoa painotettaessa suurikokoiset vesivoimalaitokset näkyvät merkittävämpänä kuin voimalaitokset, joiden suurin vaikutus sähköjärjestelmään keskittyy sähköntuotannon sijasta esimerkiksi säätökykyyn ja huoltovarmuuteen. Kuitenkin skenaariosta riippumatta tietyt vesivoimalaitokset näyttäytyvät hyvin merkittävänä: Imatra, Pyhäkoski, ja Seitakorva ovat skenaariosta riippumatta viiden merkittävimmän voimalaitoksen joukossa. Petäjäskoski on viiden merkittävimmän joukossa neljässä viidestä skenaariosta, ja Jylhämä vastaavasti kolmessa viidestä. Näissä skenaarioissa Petäjäskosken ja Jylhämän merkittävyyden ylittävät Harjavallan ja Vanttauskosken voimalaitokset.

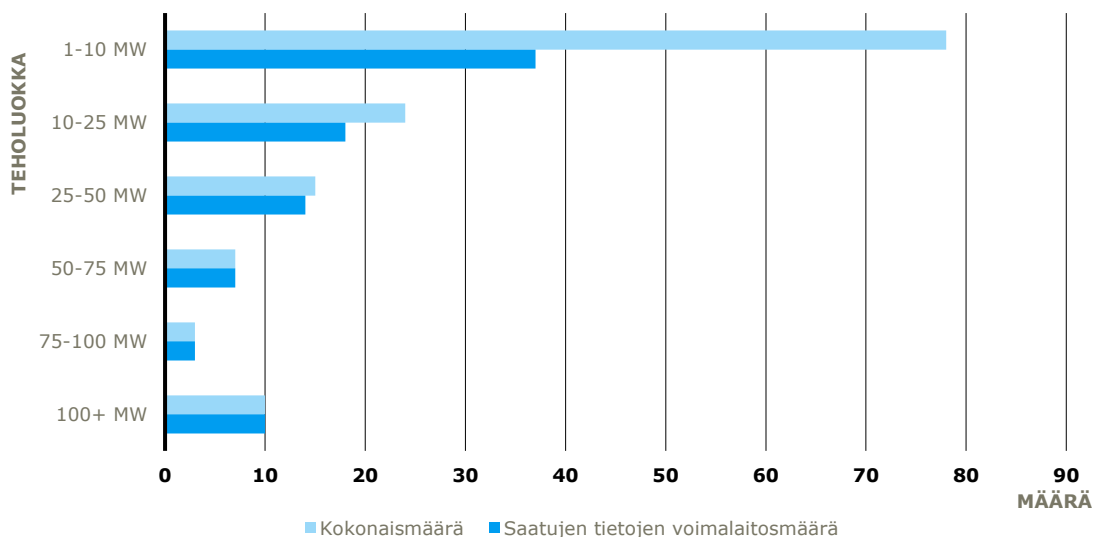
Painotusten muuttaminen ei vaikuttanut suuresti 20 merkittävimmän voimalaitoksen määrittämiseen, minkä vuoksi voidaan todeta nykyisen kriteeristön painotuksineen kykenevän

luotettavasti tunnistamaan merkittävimmät vesivoimalaitokset. Vähemmän merkittävässä voimalaitoksissa painotusten muuttuminen aiheuttaa suurempia muutoksia järjestyksessä, sillä näiden voimalaitosten kokonaispisteet eivät jakaudu yhtä tasaisesti kriteerikategorioiden välillä.

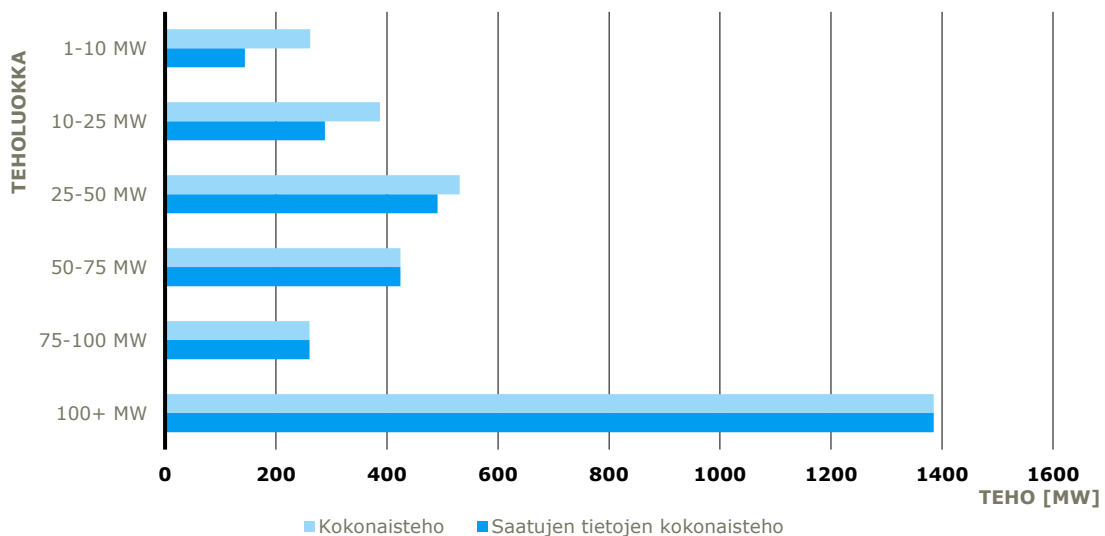
Herkkyystarkastelun tuloksena voidaan sanoa, että eri kriteerien vahvempi painottaminen vaikuttaa voimalaitosten keskinäiseen järjestykseen, mutta painotusten muuttamisesta huolimatta samat voimalaitokset ovat luotettavasti merkittävimpien voimalaitosten joukossa. Yksittäisiä voimalaitoksia havaitaan nousevan 20 merkittävimmän joukkoon tietyillä skenaarioilla, mutta suurilta osin 20 merkittävimmän laitoksen listaus pysyy ennallaan, joskin keskinäiset järjestykset muuttuvat painotuksia muuttaessa.

7.3 Merkittävimmät teholuokat

Yksittäisten voimalaitosten merkityksen lisäksi on olennaista arvioida, miten eri voimalaitoskokoluokat näyttäytyvät kokonaisuuksina sähköjärjestelmässä. Ovatko esimerkiksi alle 10 MW:n voimalaitokset järjestelmän kannalta merkityksettömiä, vai ovatko ne jopa tärkeämpiä kuin keskikokoiset tai suuret voimalaitosluokat? Tarkastelu voidaan aloittaa arvioimalla eri teholuokkien voimalaitosten kokonaismääriä ja yhteenlaskettuja nimellistehoja, jotka näkyvät kuvissa 13 ja 14.



Kuva 13: Voimalaitosrekisterissä olevat vähintään 1 MW:n vesivoimalaitokset ja vesivoimalaitokset, joiden tiedot saatiin kerättyä tietopyynnön kautta, lukumäärät teholuokan mukaan

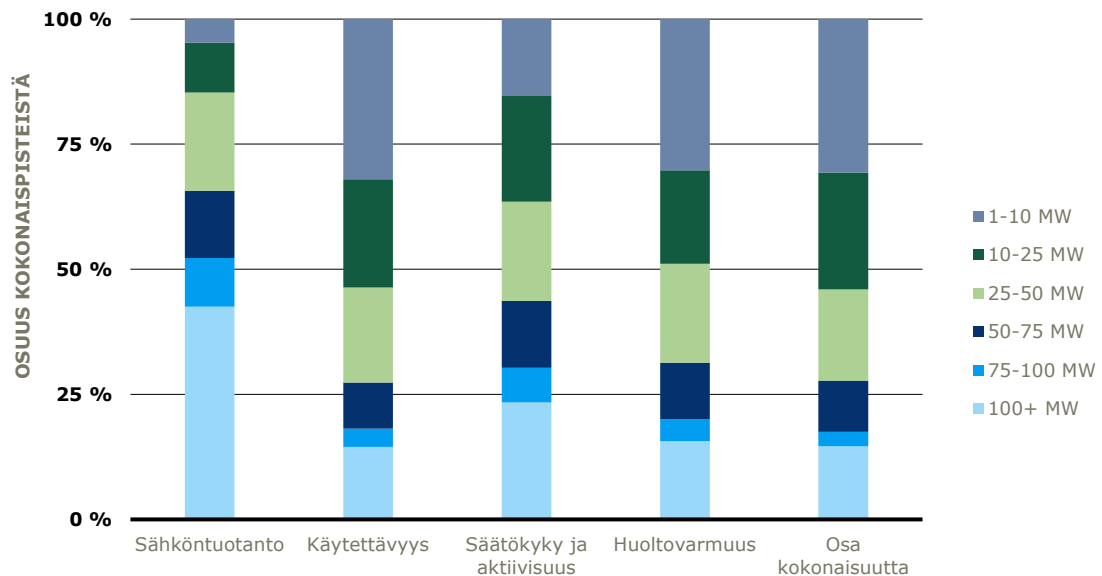


Kuva 14: Voimalaitosrekisterissä olevat vähintään 1 MW:n vesivoimalaitokset ja vesivoimalaitokset, joiden tiedot saatiin kerättyä tietopyynnön kautta, kokonaistehot teholuokan mukaan

Kuvaajista nähdään, että pienen kokoluokan voimalaitoksia on määrällisesti eniten, yli puolet kaikista Suomen yli 1 MW:n vesivoimalaitoksista. Tästä huolimatta ne kattavat suhteellisen pienen osuuden vesivoimatehosta. Suuret, yli 100 MW:n vesivoimalaitokset kattavat yksin lähes 1 400 MW Suomen vesivoimatehosta, vaikka määrällisesti niitä on vain 10 kappaletta. Suomessa sijaitsevat 13 yli 75 MW:n vesivoimalaitosta vastaavat yhdessä 50 % vesivoiman kokonaistehosta.

Kuvaajista nähdään myös hyvin tietopyynnön tiedonsaannin kattavuus. Tietopyynnössä saatiin kerättyä tiedot kaikista yli 50 MW:n voimalaitoksista, mutta pienemmissä voimalaitosluokissa tietoja jäi puuttumaan. Heikoin kattavuus saavutettiin alle 10 MW:n voimalaitoksissa, jossa tietopyyntöön saatiin vastaus 37 voimalaitoksesta, kun kokonaisuudessaan laitoksia on 78 kappaletta. Tämä vastaa 47 %:n kattavuutta kappalemääriin ja 55 %:n kattavuutta nimellistehoon suhteutettuna. Teholuokkien tarkastelussa on siis tärkeä huomioida, että huomattavaa osaa pienen kokoluokan laitoksista ei ole tarkastelussa mukana.

Teholuokkien keskinäisiä eroja kyetään tarkastelemaan pisteytysten kautta. Laskemalla jokaisen voimalaitoksen kussakin kriteerikategoriassa saamat pisteet yhteen saadaan tieto siitä, kuinka monta pistettä tietyssä kategoriassa on yhteensä jaettu. Vastaavasti teholuokakohtaisesti voidaan laskea kriteerikategorian pisteet yhteen, jolloin saadaan selville tämän teholuokan voimalaitosten yhteenlaskettu pistemäärä. Suhteuttamalla teholuokan yhteenlasketut pisteet jaettuun kokonaispistemäärään saadaan selville teholuokan kokonaisvaikuttavuus tässä kategoriassa. Tarkastelun tulokset ovat kuvassa 15.

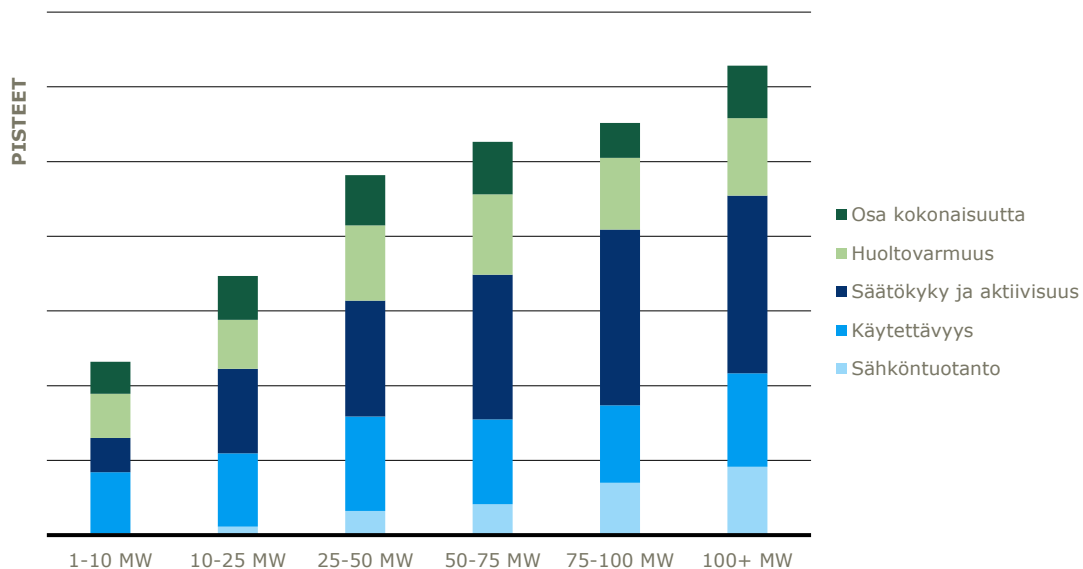


Kuva 15: Merkittävyysepisteiden jakautuminen eri teholuokille kategorian mukaan

Eri teholuokkien suhteelliset osuudet eroavat toisistaan huomattavasti kategorian mukaan. Sähköntuotannon tapauksessa suuren teholuokan laitokset kattavat yksin yli 40 % merkittävyydestä, kun taas käytettävyyden näkökulmasta niiden merkitys on vain n. 15 % kokonaisuudesta. 75–100 MW:n ja 50–75 MW:n laitokset näyttäytyvät kuvaajassa maltillisilla 5–15 % osuuksilla kaikissa kategorioissa, mikä johtuu niiden pienestä kappalemäärästä järjestelmässä. Keskipitkät 10–25 ja 25–50 MW:n näyttäytyvät merkittävinä kokonaisuuksina edustamalla yhdessä n. 40 % pisteistä kaikissa paitsi sähköntuotannon kategoriassa, jossa osuus on 30 %. Pienien, alle 10 MW:n voimalaitosten suhteellinen osuus pisteistä on yllättävänkin suuri. Esimerkiksi käytettävyydessä voimalaitosluokka edustaa 32 % ja huoltovarmuudessa 30 % kategorioiden kokonaispisteistä.

Pienempien voimalaitosten suuri kokonaismerkittävyys johtuu suurilta osin niiden muita kokoluokkia suuremmasta lukumäärästä. Huoltovarmuuden ja käytettävyyden tapauksessa voimalaitoksen tehon vaikutus merkittävyyteen on rajallisempaa. Luvun 5.3 tarkastelun mukaisesti jo pienikokoinen vesivoimalaitos kykenee parantamaan alueellista huoltovarmuutta. Käytettävyyden osalta turbiinien määrän ja energiavarastojen antamat hyödyt eivät myöskään vaihtelee suuresti voimalaitoskoon mukaan. Tällöin kategorioiden pisteiden jakautuminen eri teholuokille perustuu enemmän lukumäärään kuin kokonaistehoon, mikä näyttäytyy pienten voimalaitosten korostumisena. On huomattava myös, että aiemmin kerrotun mukaisesti likimain kaikki tarkastelun puuttuvista voimalaitostiedoista ovat peräisin pienen kokoluokan laitoksista. Näiden puuttuvien voimalaitostietojen lisääminen tarkasteluun edelleen lisäisi pienempien teholuokkien suhteellista merkittävyyttä.

Teholuokkakokonaisuuksien ohella on perusteltua tutkia myös yksittäisten voimalaitosten merkittävyyttä. Tarkastelu tehdään keskiarvotamalla. Keskiarvotuksella tarkoitetaan sitä, että kunkin teholuokan kategoriakohtaiset kokonaispisteet jaetaan teholuokan voimalaitosten määrällä. Tällöin saadaan selville, kuinka merkittävä keskimääräinen tietyn teholuokan voimalaitos on. Kuvassa 16 näkyy keskimääräisten voimalaitosten pistemäärät suhteessa toisiinsa.



Kuva 16: Teholuokkien keskimääräisten voimalaitosten merkittävyyspisteet

Yksittäistä voimalaitosta tarkasteltaessa merkittävyys lisääntyy kokoluokan kasvaessa. Voidaan siis sanoa, että kuvassa 15 havaittu pienten voimalaitosten yllättävän suuri merkittävyys johtuu niiden suuresta kokonaismäärästä. Suuremman voimalaitoksen korkeampi merkittävyys ei kuitenkaan johdu pelkästään nimellistehon kasvusta, vaan syitä on useampia. Analyysissä huomattiin, että voimalaitoksen koon kasvaessa keskimäärin:

- säättökyky paranee,
- aktiivisuus sähköjärjestelmän säädössä lisääntyy,
- voimalaitos on todennäköisemmin osa keskitetysti operoitavaa voimalaitoskokonaisuutta,
- voimalaitoksen kapasiteettikerroin kasvaa: yhdellä tehoyksiköllä tuotetaan keskimäärin enemmän sähköenergiaa, ja
- Todennäköisyys olla Fingridin palautussuunnitelmassa on korkeampi

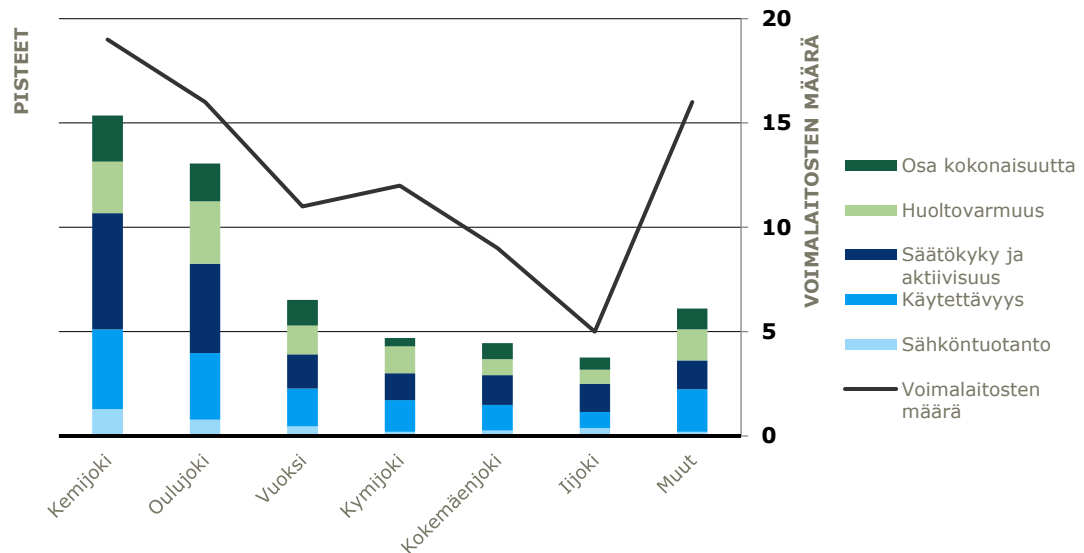
Suurten voimalaitosten korkean merkittävyyden ohella huomataan, että voimalaitoksen pisteiden jakautuminen eri kriteerikategorioiden välillä ei ole vakio teholuokasta toiseen. Pienet voimalaitokset saavuttavat suhteessa suuremman osuuden merkittävyydestään käytettävyyden ja huoltovarmuuden kautta, kun taas suurilla voimalaitoksilla merkittävyydessä korostuu säättökyky ja sähköntuotanto. Sekä suuret että pienet voimalaitokset ovat siten sähköjärjestelmälle hyödyllisiä, mutta niiden olennaisimmat hyödyt eroavat toisistaan. Samaan aikaan voidaan kuitenkin todeta, että yksittäisen voimalaitoksen tapauksessa suurikokoiset voimalaitokset tuottavat eniten kokonaishyötyä sähköjärjestelmälle.

7.4 Merkittävimmät vesistöalueet

Suomen päävesistöalueisiin lasketaan yli 200 neliökilometrin kokoiset valuma-alueet, joita on Suomessa 74 kappaletta^[34]. Pinta-alallisesti suurimmat päävesistöalueet ovat Vuoksen, Kymijoen, Kokemäenjoen, Oulujoen, Iijoen, Kemijoen, Tornionjoen ja Paatsjoen vesistöalueet. Vesistöalueet eroavat keskenään mm. pinta-alan, sademäärien ja järvisyyden suhteen. Tässä luvussa yksittäisestä joesta puhuttaessa tarkoitetaan kyseisen joen mukaan nimettyä vesistöaluetta.

Vesistöalueperusteisessa tarkastelussa vesivoimalaitokset luokitellaan vesistöalueen mukaan, ja kunkin vesistöalueen laitosten pisteet lasketaan yhteen. Tällöin saadaan arvio siitä, mitkä vesistöalueet ovat suomen sähköjärjestelmän kannalta tärkeimpiä. Suuren vesistöaluemäärän

vuoksi tarkastelua rajattiin siten, että tietyn pistemäärän alittavat, vesivoimatuotannon näkökulmasta pienet vesistöalueet, koottiin yhdeksi kokonaisuudeksi. Tällöin tarkasteluun jää jäljelle merkittävimmiksi havaitut vesistöalueet ja sivukategoria *Muut*. Pisteytyksen perusteella merkittävimmät vesistöalueet ovat merkittävyyssjärjestyksessä Kemijoki, Oulujoki, Vuoksi, Kymijoki, Kokemäenjoki ja Iijoki. Tulokset näkyvät kuvassa 17, ja merkittävimmät vesistöalueet on sijoitettu kartalle liitteessä 3.

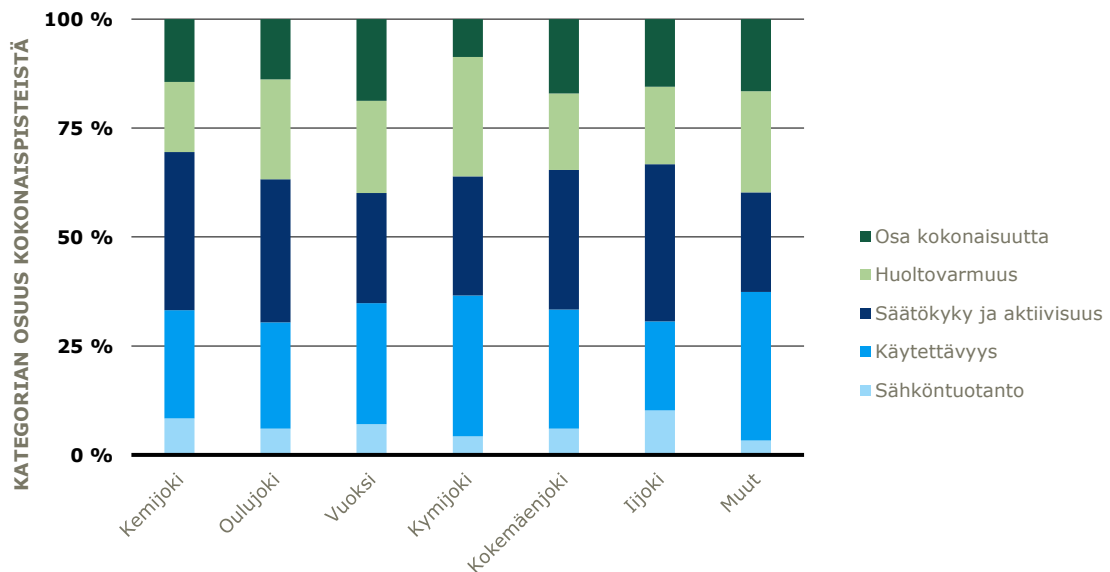


Kuva 17: Merkittävimpien vesistöalueiden merkittävyyspisteet ja voimalaitosmäärät

Muihin suuriin vesistöalueisiin verrattuna Kemijoki ja Oulujoki korostuvat. Yhdessä nämä kaksi aluetta kattavat yli 50 % kaikkien vesistöalueiden yhteenlasketusta pistemäärästä. Suurin merkitys Kemijoen ja Oulujoen vesistöalueilla on sähköntuotannossa ja sääntökyvyssä ja aktiivisuudessa, joissa ne kattavat 58 % kokonaispistemäärästä. Kahdesta vesistöalueesta Kemijoki voidaan tunnistaa kriteeristön perusteella Oulujokea merkittävämmäksi, mikä johtuu suurilta osin Kemijoen suuremmasta sähköntuotantokapasiteetista sekä kattavammasta sääntökyvystä. Pienemmästä pistemäärästään huolimatta Oulujoki on kuitenkin huoltovarmuuden näkökulmasta Kemijokea tärkeämpi kokonaisuus.

Kemijoen ja Oulujoen vesistöalueiden jälkeen seuraavaksi merkittävimmät vesistöalueet ovat Vuoksi, Kymijoki, Kokemäenjoki ja Iijoki. Vuoksi on neljästä vesistöalueesta merkittävin, mikä voidaan suurilta osin paikantaa Imatran ja Tainionkosken suuriin voimalaitoksiin, jotka edustavat yhdessä lähes kolmasosaa alueen pistemäärästä. Vuoksen jälkeen seuraavaksi merkittävimmät vesistöalueet ovat Kymijoki, Kokemäenjoki ja Iijoki, joiden merkittävyydet ovat hyvin samansuuruisia toistensa kanssa. Huomattavaa tuloksissa on, että Iijoki saavuttaa korkean merkittävyytensä todella pienellä voimalaitosmäärällä. Iijoen viisi voimalaitosta saavuttavat 80 % Kymijoen ja 84 % Kokemäenjoen pisteistä, vaikka voimalaitoksia on Kymijoen 2,4-kertainen ja Kokemäenjoella 1,8-kertainen määrä. Iijoen vesistöalueen voimalaitoskokonaisuus on siis voimalaitosmäärään suhteutettuna hyvin merkittävä osa suomalaista vesivoimaa.

Kategoriakohtaisia pisteitä tarkastellessa vesistöalueiden välillä nähdään huomattavia eroja, kuten näkyy kuvasta 18, jossa on esitetty kunkin vesistöalueen pisteiden jakautuminen eri kategorioiden välillä. Kaikista tarkastelluista vesistöalueista Iijoki ja Oulujoki voidaan määrittellä tasapainoisimmiksi kokonaisuuksiksi, sillä niiden kategorioiden prosenttiosuudet ovat kaikista lähimpänä kuvan 8 mukaisia osuuksia. Oulujoen ja Iijoen voimalaitokset tuottavat siis kaikista tasaisimmin hyötyä sähköjärjestelmälle kaikista olennaisista näkökulmista.



Kuva 18: Merkittävimpien vesistöalueiden merkittävyyspisteiden jakautuminen eri kategorioihin

Kokonaisuudessaan merkittävimäksi vesistöalueeksi määritelty Kemijoki saa suuren osan, jopa 36 %, pisteistään alueen laitosten säätökyvystä ja aktiivisuudesta. Vastaavasti huoltovarmuus ja käytettävyys edustavat verrattain pientä osuutta kokonaispistemäärästä. Havaittu tilanne johtuu siitä, että monet Kemijoen vesistöalueen voimalaitokset sijaitsevat Lapin haja-asutusalueilla, jolloin niiden mahdollisuus tukea lähialueen sähkönkulutusta tai kriittistä infrastruktuuria kantaverkon häiriötilanteissa on rajoittunutta.

Kemijokeen verrattuna Oulujoki näyttäytyy erilaisena kokonaisuutena. Oulujoen ja Kemijoen vesistöalueiden kokonaismerkittävyys arvioitiin samaan kokoluokkaan, mutta Oulujoen merkittävyys on enemmän peräisin huoltovarmuudesta. Ero johtuu Oulujoen vesistöalueen maantieteellisestä sijainnista. Vesistöalueen laitokset ovat Kemijoen alueen laitoksiin verrattuna lähempänä asutusta ja useammin jakeluverkkoon kytkettyjä, jolloin niiden merkitys huoltovarmuudelle on korkeampi.

Keskisuuren pistemäärän saavuttaneilla neljällä vesistöalueella on melko samankaltaiset merkittävyysjakaumat, mutta joitain eroja on kuitenkin havaittavissa. Iijoen vesistöalueen voimalat koostuvat vain viidestä keskikokoisesta ja pääuomassa keskitetysti operoidusta voimalaitoksista, minkä vuoksi vesistöalue saa todella korkeat pisteet säätökyvystä ja aktiivisuudesta. Muilla vesistöalueilla tuotantokapasiteettiin kuuluu myös alueen merkittävimmän jokiuoman ulkopuolella sijaitsevia pienempiä voimalaitoksia, joiden säätökyky on matalampi, mikä vähentää laitosten keskimääräistä säätökykyä Iijokeen verrattuna.

Kokemäenjoki ja Kymijoki vastaavat merkityksellisyydessä suuresti toisiaan, mutta Kymijoki näyttäytyy selkeästi erilaisena alueena huoltovarmuuden ja voimalaitoskokonaisuuden suhteen. Kymijoen vesistöalue on todella laaja, ja siellä sijaitsevat voimalaitokset ovat usein yksittäisiä paikallisia voimalaitoksia, muutamia suurempia kokonaisuuksia lukuun ottamatta. Tällöin Kymijoen alueen laitokset ovat usein tärkeitä paikallisen sähköntuotannon turvaamisen näkökulmasta, mutta sekä maantieteellisesti pirstaloituneen että eri operaattoreille jakautuneen vesivoimatuotannon vuoksi voimalaitoskokonaisuuksien saavuttamia hyötyjä on vesistöalueella maltillisesti. Kokemäenjoen vesistöalue on myös suurikokoinen vesistöalue, mutta Kymijoen alueeseen verrattuna se hyötyy huomattavasti enemmän keskitetystä operoinnista. Kokemäenjoen vesistöalueen voimaloiden merkitys huoltovarmuuden näkökannalta on myös

rajoittunut, mikä johtuu vesistöalueen suhteellisen pienestä voimalaitosmäärästä, joista suurinta osaa ei ole kytketty jakeluverkkoon.

Vuoksen vesistöalue eroaa muista keskisuuren pistemäärän saaneista vesistöalueista monessa suhteessa. Vesistöalueen säätökyky ja aktiivisuus on kaikista merkittävimmiä havaituista vesistöalueista suhteessa pienintä. Tämä ei niinkään tarkoita, että Vuoksen vesistöalueen voimalaitokset eivät osallistuisi säätöön, sillä säätökyvystä ja aktiivisuudesta saadut kokonaispisteet ylittävät silti muiden keskisuurten vesistöalueiden pisteet. Sen sijaan säätöaktiivisuuden merkittävyys suhteessa muuhun merkittävyyteen on alueella pienempää. Vuoksi erottuu edukseen huoltovarmuudessa ja käytettävyydessä. Vesistöalueella on huomattavan suuria vesivarastoja, ja yksittäisiä turbiineja on alueella likimain yhtä paljon kuin Kemijoen ja Oulujoen vesistöalueilla, mikä parantaa sähkön toimitusvarmuutta. Lähes kaikki vesistöalueen laitokset on myös kytketty jakeluverkkoon, mikä nostaa niiden merkittävyyttä huoltovarmuusnäkökulmasta.

Kategoriaan *Muut* kuuluvat voimalaitokset kuuluvat vesistöalueille, joiden merkittävyys yksittäisinä alueina on rajallinen. Kokonaisuutena muiden vesistöalueiden laitokset muodostavat kuitenkin huomattavan voimalaitosmassan, jonka kokonaismerkitys on verrattavissa Vuoksen vesistöalueen voimalaitoskokonaisuuteen. Kategorian voimalaitokset ovat lähinnä paikallisia, pienikokoisia voimalaitoksia, jolloin niiden merkitys on luonnostaan korkea huoltovarmuuden ja käytettävyyden näkökulmasta, mutta rajoittuneempi sähköntuotannon ja säätökyvyn suhteen.

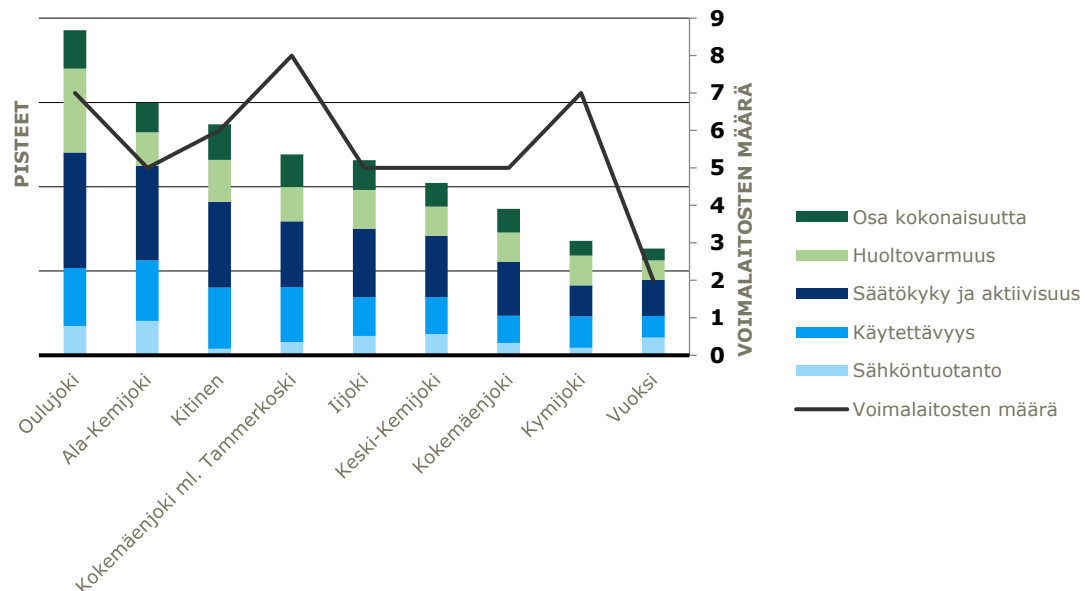
7.5 Merkittävimmät jokiuomat

Maantieteellistä tarkastelua on perusteltua tarkentaa vesistöalueista yksittäisiin jokiuomiin. Suuren vesistöalueen vesivoimakapasiteetti voi koostua useasta täysin erillisestä kokonaisuudesta, jolloin tarkempi tarkastelu on vaadittua merkittävimpien yksittäisten voimalaitoskokonaisuuksien tunnistamiseksi.

Tässä tarkastelussa jokiuomalla tarkoitetaan yhtenäistä uomaa, johon ei alajuoksuun kuljettaessa yhdisty muita uoman kokonaisvirtaamaan suhteutettuna merkittäviä jokia. Tarkastelussa on myös määritetty, että jos jokiuoman yhtenäisyyttä katkaisee suurikokoinen järvi, niin järvien eri puolilla olevat uomat katsotaan erillisiksi jokiuomakokonaisuuksiksi, ellei toisin ole perusteltavissa. Eritelty määritelmä ei ole sinällään yksiselitteinen, mutta vaadittavan tarkastelun kannalta riittävä. Esimerkkejä yksittäisistä selkeistä jokiuomista ovat Iijoki, Kymijoki ja Vuoksi.

Tulosten selkeyttämiseksi on tarpeen selvittää tiettyjen tulkinnanvaraisten jokiuomien määrittelyä. Kemijoen pääuoma Kemijärveltä merelle on jaettu tarkastelussa kahdeksi kokonaisuudeksi, koska Rovaniemen kohdalla jokeen yhdistyvän Ounasjoen koettiin tuovan uomaan määritelmän mukaisen merkittävän virtaaman kasvun. Kokemäenjoen jaottelu on toteutettu siten, että Nokianvirta, Liekovedestä alkava Kokemäenjoki, ja niitä yhdistävä Rauta-Kuloveden ja Liekoveden järviketju on yhdistetty yhtenäiseksi Kokemäenjoen jokiuomaksi. Rajaukseen päädyttiin, koska Kokemäenjoen voimalaitoksia ajetaan yhdessä Nokianvirrasta löytyvän Melon voimalaitoksen kanssa, ja koska uomien välissä oleva Rauta-Kuloveden ja Liekoveden järviketju käyttäytyy muotonsa vuoksi joen tapaisesti. Myös Tammerkosken voimalaitokset voisivat kuulua samaan kokonaisuuteen, mutta tarkastelussa ne on eritelty omaksi uomakseen. Päätös perustuu Tammerkosken ja Nokianvirran väliseen Pyhäjärveen, joka voidaan nähdä määritelmän mukaisena suurikokoisena, uoman yhtenäisyyttä vähentävänä järvenä. Kuitenkin Kokemäenjoen määrittelyn tulkinnanvaraisuuden vuoksi tarkasteluun sisällytettiin myös tilanne, jossa Tammerkoski ja Kokemäenjoki muodostavat yhtenäisen kokonaisuuden.

Sähköjärjestelmän kannalta tärkeimmiksi jokiuomiksi tunnistettiin merkittävyysjärjestyksessä Oulujoki, Ala-Kemijoki, Kitinen, Iijoki, Keski-Kemijoki, Kokemäenjoki, Kymijoki ja Vuoksi. Kokemäenjoen ja Tammerkosken yhdistelmä sijoittuu merkittävyudessa Kitisen ja Iijoen välille. Jokiuomien kategoriakohtaiset pisteet ovat kuvassa 19, ja uomien sijainti kartalla on liitteessä 4.



Kuva 19: Merkittävimpien jokiuomien merkittävyyspisteet ja voimalaitosmäärät

Jokiuomista suurin merkittävyys on Oulujoella, jonka kokonaispistemäärä on lähes 30 % enemmän kuin seuraavaksi merkittävimmällä Ala-Kemijoella. Oulujoen korkea pistemäärä suhteessa muihin jokiuomiin perustuu korkeaan pistemäärään sääntökyvyssä ja aktiivisuudessa ja huoltovarmuudessa.

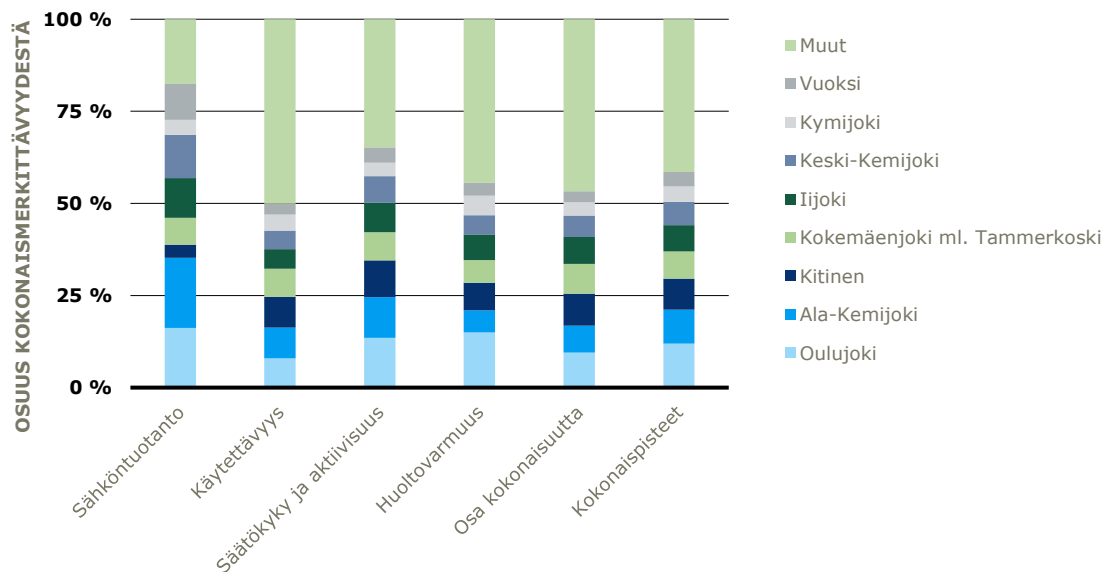
Oulujoen jälkeen merkittävimmät jokiuomat ovat Kemijoen vesistöalueen Ala-Kemijoki ja Kitinen. Ala-Kemijoen uoma on Kitistä merkittävämpi, mikä johtuu lähinnä uoman voimalaitosten suuremmasta merkittävyudesta sähköntuotannossa. Suurempi sähköntuotantomerkitys samalla vesistöalueella ja pienemmällä voimalaitosmäärällä perustuu siihen, että alajuoksulle kuljettaessa virtaama kasvaa, jolloin Ala-Kemijoen Kitistä suurempi virtaama mahdollistaa suuremman sähköntuotantopanoksen. Kitinen saavuttaa Ala-Kemijokea korkeamman pistemäärän huoltovarmuudessa, mikä voidaan paikantaa Kitisen voimalaitosten suurempaan todennäköisyyteen olla kytkettynä jakeluverkkoon.

Kolmen merkittävimmän jokiuoman jälkeen lähes saman kokonaismerkittävyyden saavuttavat Iijoki ja Kokemäenjoki, johon on yhdistetty Tammerkosken voimalaitokset. Uomien pistejakaumat ovat todella samantyyppisiä, mutta huomattavana erona on Iijoen korkea pistemäärä siitä huolimatta, että sen voimalaitosmäärä on selvästi pienempi kuin Kokemäenjoki-Tammerkoski-uomakokonaisuudella. Poistamalla Tammerkosken pisteet Kokemäenjoen pisteistä nähdään, että jokiuoman merkitys vähenee 25 %, jolloin Iijoki ja Keski-Kemijoki ohittavat joen merkityksellisyydessä. Keski-Kemijoen tapauksessa merkittävyys on samaa kokoluokkaa Iijoen kanssa. Keski-Kemijoen merkitys sähköntuotannossa on Iijokea korkeampi, mutta Iijoen merkitys on suurempi sääntökyvyssä ja aktiivisuudessa, huoltovarmuudessa ja voimalaitoskokonaisuudessa.

Merkittävissä jokiuomissa viimeisinä ovat Kymijoki ja Vuoksi, joiden pistemäärä on n. 80 % seuraavaksi merkittävimmän Kokemäenjoen pisteistä. Jokiuomien kategoriakohtaiset pisteet ovat samantapaiset kuin luvussa 7.4 käsitellyissä Kymijoen ja Vuoksen vesistöalueiden

pistejakaumissa. Vuoksi kuitenkin korostuu kaikkiin jokiuomiin verrattuna voimalaitosmäärässä. Vuoksen korkea merkityksellisyys on peräisin ainoastaan kahdesta voimalaitoksesta, mikä nostaa joen merkityksellisuuden voimalaitosmäärään suhteutettuna Suomen korkeimmaksi. Kymijoki sijaitsee tarkastelun toisessa ääripäässä, sillä sen merkityksellisyys suhteutettuna voimalaitosmäärään on kaikista korkean merkityksen jokiuomista matalin.

Olenainen kysymys jokiuomien merkityksessä on pisteiden jakautuminen tärkeimmiksi määritettyjen jokiuomien vesivoimalaitosten ja muiden vesivoimalaitosten välillä. Kategoriakohtaisten pisteiden jakautuminen jokiuomien mukaan on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20: Merkittävyyden kategoriakohtaisten pisteiden jakautuminen tärkeimpien jokiuomien ja muiden vesivoimalaitosten välillä

Tärkeät jokiuomat kattavat n. 60 % merkittävyyden kokonaispisteistä, mutta osuudessa on kategoriakohtaisia eroja. Sähköntuotannon osalta merkittävät jokiuomat kattavat yli 80 % merkityksellisyydestä. Muissa kategorioissa osuus vaihtelee välillä 50–65 % siten, että korkein merkitys sähköntuotannon lisäksi huomataan säätkykyssä ja aktiivisuudessa, kun taas pienin 50 % osuus saavutetaan käytettävyuden tapauksessa. Luvussa 7.3 huomattiin, että samaa kategorioiden välisen vaihtelun ilmiötä on havaittavissa teholuokkakohtaisessa tarkastelussa. Vaikuttaisi siis siltä, että huomattava osa suurista vesivoimalaitoksista on keskittynyt kaikkein tärkeimmiksi havaittuihin kahdeksaan jokiuomaan. Näiden tärkeiden uomien yhteenlaskettu sähköteho onkin 2 500 MW eli n. 77 % Suomen vesivoimatehosta.

8. VESIVOIMAN MAHDOLLISET VAIHTOEHDOT

Vesivoiman merkittävyyden kannalta on oleellista tarkastella, voitaisiinko vastaavat hyödyt saavuttaa jollain muulla teknologiavaihtoehdolla. Hyödyistään huolimatta vesivoimalla on myös negatiivisia vaikutuksia etenkin vesiluonnolle, kuten vaelluskalojen liikkumisen vaikeutuminen ja luonnollisten koskien vähentyminen, jolloin on perusteltua etsiä vaihtoehtoja vesivoiman tuotannolle.

Tämän luvun tarkastelussa keskitytään teknologiavaihtoehtoihin, joilla voitaisiin saavuttaa vesivoimaa vastaavat hyödyt sähköjärjestelmälle. Luvussa palataan aiemmissa luvuissa avattuihin vesivoimatoiminnan eri osa-alueisiin, ja kartoitetaan mahdollisia vaihtoehtoja, jotka pystyisivät tuottamaan samat hyödyt sähköjärjestelmälle. Luvussa 8.1 esitellään korvaamisen taustaa ja teknologiavaihtoehtojen mahdollisuuksia, rajoituksia ja kustannuksia. Luvuissa 8.2–8.4 palataan luvussa 3 esiteltyihin vesivoiman merkityksellisyyden tekijöihin, ja arvioidaan mitä riskejä ja mahdollisuuksia vesivoiman vaihtoehtoihin liittyy, ja mitkä teknologiat soveltuisivat parhaiten vesivoiman vaihtoehtoiksi. Luvussa 8.5 esitellään kolme vaihtoehtoista teoreettista vesivoiman korvaamisen skenaariota, ja skenaarioiden kautta luodaan näkemys vesivoiman vähentämisen taloudellisista vaikutuksista.

8.1 Tausta

Vesivoiman vaihtoehtoja tarkastellessa olennaisin kokonaisuus on teknologioiden tekniset ominaisuudet. Vesivoima ja tietyt vesivoimalaitokset tuottavat sähköjärjestelmälle hyötyä eri näkökulmista, jolloin arvioinnissa pitää selvittää ajateltujen vaihtoehtojen mahdollisuuksia tuottaa vastaavat hyödyt.

Vesivoiman vaikutuksiksi sähköverkon toiminnalle on tässä työssä tunnistettu luotettava sähköntuotanto, korkea säätökyky, jatkuva inertiantuotanto, korkea aktiivisuus taajuustukijana ja säätöenergian tuottajana, korkea merkitys kantaverkon palautussuunnitelmassa ja järjestelmän varautumissuunnitelmassa, kriittisen infrastruktuurin sähkönsaannin tukeminen ja paikallinen sähköntuotanto. Yksittäinen vesivoimalaitos ei yleensä vaikuta kaikissa tunnetuissa osa-alueissa, mutta lähtökohtaisesti voidaan sanoa vesivoimalan tuottavan hyötyjä monesta eri näkökulmasta.

Tällä hetkellä Ramboll ei tunnista yhtään sähköntuotanto- tai varastointiteknologiaa, joka pystyisi realistisesti tuottamaan sähköjärjestelmälle yhtä laajasti hyötyä. Korvaamisratkaisu siis vaatisi usean eri teknologian kokonaisuutta. Teknologian kehittyessä on mahdollista, että tulevaisuudessa jokin teknologia pystyy tukemaan sähköjärjestelmää ainakin osittain yhtä kattavasti kuin suomalainen vesivoima. Tällä hetkellä ei kuitenkaan ole nähtävissä tulevaisuuden teknologioita, joiden kokonaishyöty järjestelmälle olisi yhtä kattava. Mikäli tällaisia teknologioita kehittyy tulevaisuudessa, niin tämän luvun tarkastelu on tarpeen uusia.

Vesivoiman vähentäminen ilman vastaavaa investointia uuteen tuotantoon johtaisi suoraan kotimaisen sähköntuotannon vähenemiseen, mikä edelleen joko vähentäisi sähkönkulutusta, lisäisi sähkön tuontia naapurimaista, tai molempia. Orpon hallitusohjelman luvussa 7.2 on korostettu Suomen energiaomavaraisuuden tärkeyttä, joten tässä tarkastelussa oletetaan, että jos kotimaista vesivoimaa vähennettäisiin, vaaditaan tarvittavat investoinnit menetetyt sähköntuotannon, inertian ja säätökyvyn korvaamiseksi. Todellisuudessa yksittäisten voimalaitosten poistaminen Suomen sähköntuotantoportfoliosta ei automaattisesti johda uusiin investointeihin, mutta arvioinnissa tehdään tämä oletus, jotta pystytään luomaan realistinen suuntaa antava kuva vesivoiman taloudellisesta arvosta Suomen sähköjärjestelmälle. Arvioituihin investointikustannuksiin ei sisälly vesivoimalaitosten purkamisen kustannuksia.

8.1.1 Vaihtoehtoiset korvaavat teknologiat

Vesivoiman monipuolisuuden vuoksi tarkastelussa on arvioitava useita erityyppisiä teknologioita, jotka pystyvät korvaamaan vesivoimatuotannon eri osa-alueita, kuten pohjatuotantoa ja taajuustuentaa. Mahdollisia vaihtoehtoisia teknologioita eri vaikutuksen osa-alueisiin on huomattava määrä. Vaihtoehtojen kypsyyssaste, hinta ja siten vaihtoehtojen realistisuus vaihtelevat teknologian mukaan.

Tarkastelun arviointi on rajoitettu teknologioihin, joiden hyödyntäminen vesivoiman vaihtoehtona olisi nykyisellä teknologian kehityksen ja käyttöönoton tasolla realistista. Tarkastelu ei siis sisällä vasta tutkimus- ja kehitysvaiheen teknologioita, tai teknologioita, joiden laaja käyttöönotto on vasta suunnitelmissa, kuten suuren kokoluokan vetyelektrolyysi. Lisäksi energiavarastotarkastelussa vaihtoehtoisina teknologioina ei nähdä ratkaisuja, joissa energiaa ei saada varastoinnin jälkeen konvertoitua takaisin sähköksi. Rajaus perustuu siihen, että vesivoiman energiavarastointi perustuu sähköntuotannon vähentämiseen matalan kysynnän ja lisäämiseen korkean kysynnän aikana, mihin esimerkiksi kaukolämpöakut eivät yksin kykene.

Mahdollisiksi tunnistetut vaihtoehtoiset teknologiat ovat seuraavat.

Kaasuturbiinit (OCGT/CCGT – Open-/Combined Cycle Gas Turbine)

Kaasuturbiini on perinteinen sähköntuotantoteknologia, joka tuottaa maakaasusta sähköä. Kaasuturbiinissa kaasua poltetaan paineistetussa polttokammiossa ilman kanssa. Palamisesta syntynyt savukaasu pyörittää generaattoriin kytkettyä turbiinia tuottaen sähköenergiaa. Yksinkertaisimmallaan turbiinilaitos koostuu kompressorista, polttokammioista, turbiinista ja generaattorista. Tällaista voimalaitosta kutsutaan avoimen syklin kaasuturbiinilaitokseksi (OCGT).

Laitoksen yhteyteen voidaan sisällyttää myös höyryturbiinilaitos, joka saa energiansa turbiinin ulostulokaasuista. Laitoksessa savukaasujen energiaa siirretään lämpöpintojen avulla höyrypiirissä kiertävään höyryyn, joka edelleen ohjataan höyryturbiiniin. Ratkaisu on nimeltään HRSG (Heat Recovery Steam Generator). Kaasuturbiini-HRSG-yhdistelmään viitataan yhdistetyn syklin kaasuturbiinilaitoksella (CCGT). CCGT-laitoksen investointi on OCGT-laitosta kalliimpi ja säätäminen on hitaampaa, mutta sen hyötysuhde on korkeampi.

Kaasuturbiinit ovat mahdollinen teknologia säätöenergian tuottajaksi silloin kun säätöä ei pystytä tuottamaan vaihtoehtoisilla teknologioilla. Kaasuturbiinien hyötynä on niiden luotettavuus ja yksinkertaisuus. Heikkouksina ratkaisussa ovat merkittävät kasvihuonekaasupäästöt sekä kaasun saatavuus. Tulevaisuudessa maakaasua saatetaan pystyä korvaamaan kokonaisvaltaisesti vähäpäästöisillä polttoaineilla, kuten vedyllä ja biokaasulla.

Moottorivoimalaitokset

Moottorivoimalaitoksessa sähköenergiaa tuotetaan kampiakselilla, jota pyörittävät sylinterimännät. Sylinterissä palava polttoaine aiheuttaa työntövoiman sylinterimäntään, joka edelleen tuottaa kampiakselille vääntömomenttia. Kampiakseliin kytketty generaattori tuottaa väännön aikaansaamasta akselin pyörimisestä sähköä. Sylintereissä poltettava polttoaine riippuu moottorista, mutta mahdollisia polttoaineita ovat mm. maakaasu ja polttoöljy. Tulevaisuudessa vähäpäästöisten polttoaineiden kuten ammoniakkin käyttö moottorivoimalaitoksissa voi olla mahdollista.

Moottorivoimalaitosten hyötynä on niiden modulaarisuus – laitos koostuu useista moottoreista, joita voidaan sammuttaa ja käynnistää nopeasti tarpeen mukaan. Tällöin laitoksen säätökyky on korkea ja hyötysuhde pysyy korkeana ajettaessa osakuormalla. Moottorivoimalaitokset soveltuvat

siis hyvin säätöenergian tuottajiksi. Haittana moottorivoimalaitoksissa on fossiilisista polttoaineesta johtuva päästöintensiteetti.

Yhdistetty lämmön- ja sähköntuotanto (CHP – Combined Heat and Power)

CHP-laitokset ovat perinteisiä lämpövoimalaitoksia, jotka keräävät polttoaineen palamisesta vapautunutta lämpöä höyryyn, joka edelleen tuottaa sähköä pyörittämällä generaattoriin kytkettyä höyryturbiinia. CHP-laitosten hyötynä on niiden monipuolisuus. Erilaisilla ratkaisuilla laitoksissa voidaan polttaa mm. jätettä, kuorta, haketta, hiiltä tai kaasua. Voimalaitostyyppin nimi perustuu siihen, että laitos tuottaa sähkötehon ohella myös lämpötehoa, esimerkiksi kaukolämpöä tai prosessihöyryä.

CHP-laitokset eivät ole yhtä joustavia kuin kaasuturbiinit tai moottorivoimalaitokset. Laitoksen käynnistäminen ja sammuttaminen on hidasta, ja laitos säätää sähkötehoa suhteessa hitaasti. Usein CHP-laitokset myös operoivat lämmön kysynnän mukaan, jolloin niiden säätömahdollisuudet voivat olla rajatut. Laitokset pystyvät kuitenkin vaikuttamaan sähköntuotantotehoonsa esimerkiksi hyödyntämällä lämpövarastoja ja muuttamalla turbiiniin ohjattavan höyryn määrää reduktioventtiileillä. CHP-laitokset ovat realistinen vesivoiman korvaajateknologia pohjatuotannossa ja rajoitetusti myös säätävässä tuotannossa.

Ydinvoima

Ydinvoima perustuu kontrolloituun fissioreaktioon, jossa atomiytimien hajoaminen vapauttaa lämpöenergiaa. Vapautunut lämpöenergia sidotaan höyryyn, jolla pyöritetään höyryturbiinia.

Vesivoiman korvaajana ydinvoima soveltuu erityisesti vesivoiman pohjatuotanto-osuuden korvaajaksi. Heikkoutena vesivoimaan verrattuna on ydinvoimalaitosten korkea investointikustannus ja vuosittaiset huoltojaksot, jotka voivat kestää useita kuukausia. Huoltojaksojen aikana ydinvoimala ei tuota verkkoon ollenkaan sähköä eikä inertiaa.

Tuulivoima

Tuulivoima on tuotantoteknologia, jossa tuulen liike-energiaa muunnetaan sähköenergiaksi. Tuulivoimakapasiteetti on kasvanut Suomessa huomattavasti viime vuosina, johtaen huomattaviin sähköntuotannon ja siten myös sähkön hintojen vaihteluihin.

Tuulivoima ei itsessään sovellu vesivoiman korvaajaksi, koska sen tuotanto on hyvin sääriippuvaista. Tuulisena aikana tuulivoima on erinomainen vesivoiman korvaaja sähköntuotannossa, taajuustuennassa ja säätösähköntuotannossa. Tuulettomina hetkinä tuulivoima ei kuitenkaan tarjoa järjestelmälle hyötyä, minkä takia teknologia ei sovellu sellaisenaan vesivoiman korvaajaksi. Yhdistämällä tuulivoimatuotantoa energiavarastoihin pystytään kuitenkin parantamaan tuotannon säännöllisyyttä.

Akkuvarastot (BESS – Battery Energy Storage System)

Akkuvarastot ovat energiavarastoja, jotka varastoivat energiaa kemiallisesti. Ladattaessa akkuun energiaa sähkövirta aiheuttaa akkumateriaalissa kemiallisen reaktion, joka sitoo itseensä energiaa. Purkutilanteessa reaktiot tapahtuvat vastakkaiseen suuntaan, vapauttaen sähköenergiaa, jota voidaan edelleen hyödyntää. Tähän varastointiteknoologiaan perustuvia eri akkuteknologioita on useita, joista käytetyin tällä hetkellä on Litium-ioniakut.

Akkuvarastojen hyötynä on niiden nopea vasteaika. Akkuvarasto pystyy aloittamaan latauksen tai purun alle sekunnissa mahdollistaen kattavan toiminnan esimerkiksi taajuustukijana. Heikkoutena akkuvarastojen hyödyntämisessä on rajallinen energian varastointikapasiteetti, mikä vähentää

teknologian mahdollisuuksia toimia pitkän aikavälin säätäjänä. Muita akun heikkouksia ovat akkumateriaalien saatavuus ja käytön jälkeisen kierrätyksen ympäristövaikutukset.

Vauhtipyörät

Vauhtipyörä on energianvarastointiteknologia, joka perustuu pyörivään massaansa. Energiaa varastoidessa vauhtipyörän pyörimisnopeutta kiihdytetään sähköenergialla, jolloin sähköenergia varastoituu mekaanisesti pyörän liike-energiaan. Purkutilanteessa vauhtipyörän akseli kytketään sähkögeneraattoriin, jolloin pyörimisnopeus vähenee mekaanisen energian muuntuessa sähköenergiaksi.

Vauhtipyörää voidaan hyödyntää myös inertiatarkoitukseen. Verkkoon tahdistettu vauhtipyörä toimii synkronikompensoijana, kuluttaen vain pieniä määriä energiaa, mutta kasvattaen verkon inertiatasoa.

Ultrakondensaattorit

Ultrakondensaattori on lyhyen aikavälin energianvarastointiteknologia, joka varastoi sähköenergiaa kahden metallilevyn väliseen sähkökenttään. Kondensaattoria ladatessa tasavirtasähkö tuottaa kondensaattoriin sähkövirran, joka kuljettaa negatiivisesti varattuja elektroneja yhdeltä kondensaattorin puolelta toiselle. Varatut kondensaattorilevyt tuottavat välilleen sähkökentän, johon sähköenergia varastoituu. Purkutilanteessa kondensaattorin eri puolet yhdistetään toisiinsa johtimella, jolloin sähkövirta syntyy varauksien tasoittuessa.

Ultrakondensaattorien tehointensiteetti on todella korkea, mutta ne pystyvät varastoimaan vain rajallisesti energiaa. Ne soveltuvat hyvin keinoitekoisen inertian tuottajaksi. Pienen energianvarastointikapasiteetin vuoksi teknologian hyödyntäminen suoranaisena energiavarastona on kuitenkin rajoitettua.

Pumppuvoimalaitokset (PHS – Pumped Hydro Storage)

Pumppuvoimalaitokset ovat vesivoiman laitostyyppi, jossa perusajatuksena on energian varastointi. Laitos koostuu kahdesta eri korkeudella olevasta vesivarastosta, joiden välissä on vesivoimalaitos. Kun energiaa on ylimäärin, laitos pumppaa vettä alemmasta vesivarastosta ylempään vesivarastoon varastoiden energiaa veden potentiaalienergiaksi. Purkutilanteessa vesi päästetään virtaamaan yläaltaasta alas pumppauskanavaa pitkin, jolloin ladattu potentiaalienergia saadaan konvertoitua takaisin sähköksi turbiinigeneraattorilla.

Pumppuvoimalaitoksen hyötynä on teknologian yksinkertaisuus, korkea energiasäilytysaika ja pitkä käyttöikä. Heikkoutena laitostyyppissä on suuri investointikustannus ja vaatimukset sopivasta sijoituspaikasta: varastointikapasiteetti perustuu korkeuseroon, jolloin mahdollisia luonnonmukaisia sijoituspaikkoja on Suomessa melko rajallisesti. Lisäksi pumppuvoimalaitoksen paikalliset ympäristövaikutukset ovat huomattavan suuria. Laitoksen kannattavuuteen vaikuttavat muun muassa varastojen ylä- ja ala-altaiden koko, niiden keskinäinen etäisyys, sähkön hinnan vaihteluiden voimakkuus sekä laitoksen hyötysuhde.

Pumppuvoimalaitokset soveltuvat erityisen hyvin vesivoiman säätävän tuotannon korvaajiksi. Pumppuvoimalaitos voi myös osallistua säätösähkön tuotantoon, ja sähköä tuottaessaan se myös tuottaa verkkoon inertiaa.

Kysyntäjousto

Kysyntäjousto tarkoittaa toimintaa, jossa sähkön kuluttajat joustavat omasta sähkönkäytöstään tarvittaessa. Kysyntäjousto jaetaan edelleen kahteen osaan, kuorman siirtoon (load shifting) ja kuorman vähentämiseen (load shedding). Kuorman siirto tarkoittaa kulutuksen siirtämistä

ajanjaksosta toiseen, esimerkiksi päivältä yölle. Kuorman vähentäminen sisältää vastaavasti kulutuksen vähentämistä korkean kysynnän aikaan, mutta suoranaista siirtoa ei tapahdu. Kokonaiskulutus sen sijaan vähenee. Esimerkki kuorman siirrosta on sähköauton lataus yöaikaan, kun taas esimerkki kuorman vähentämisestä on sähkölämmityksen tavoitelämpötilan lasku talviaikaan.

Kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa kaikilla eri kulutuksen tasoilla eli teollisessa mittakaavassa (tuotantolaitokset), kaupallisesti (esim. kauppakeskukset) ja asuinrakennuksissa (esim. omakotitalot). Joustavan kapasiteetin moninaisuuden vuoksi ei voida yksiselitteisesti todeta, mihin kaikkeen toimintaan kysyntäjousto soveltuu vesivoiman korvaamisen näkökulmasta. Eräs mahdollinen toimintatapa on tuotantolaitosten kuorman vähentäminen alassäätötunteina, joka vähentää vesivoiman tarvetta alassäätömarkkinalla.

Suomessa kysyntäjousto on jo olemassa oleva teknologia, joka on perinteisesti keskittynyt teollisuuden suuriin sähkökuluttajiin, kuten metsä-, metalli- ja kemianteollisuuteen^[35]. Lähivuosina lisääntyneet sähkökattilainvestoinnit ovat lisänneet myös energiateollisuuden kysyntäjoustopotentialia^[36]. Teollisuuden kysyntäjousto on keskittynyt säätoenergian tarjoamiseen sääto sähkömarkkinalla ja hintariippuvien tarjousten jättämiseen sähkö SPOT-markkinoilla. Vuonna 2024 Fingrid arvioi teollisen kysyntäjoustopotentialin olevan 25–30 % SPOT-markkinan koko tarjoustopotentialista^[35].

Uutena kehityssuuntana Suomen kysyntäjoustossa on pienempien kulutuskomponenttien osallistumisen lisääntyminen. Yksittäisellä kuluttajalla ei kuitenkaan välttämättä ole riittävästi sähkökulutusta osallistumaan sähköjärjestelmän joustopotentialiin. Osallistumista parantamaan on kehittynyt kulutuskohteiden aggregointi eli yhdistäminen yhdeksi kokonaisuudeksi, mahdollistaen kattavamman osallistumisen eri markkinapaikoille^[36]. Aggregoitu kysyntäjousto pystyy osallistumaan esimerkiksi nopean aktivoinnin reserviin, kuten FCR-markkinapaikoille.

Kysyntäjousto eroaa muista listatuista teknologiavaihtoehdoista siinä, että sähkökulutuskapasiteetin investointeja ei lähtökohtaisesti tehdä sähköjärjestelmän tarpeisiin. Sähköjärjestelmän tasapainottaminen on kysyntäjoustopotentialille toissijainen tulonhankintakeino, ja sitä tehdään pääasiallisen toiminnan määrittämissä rajoissa^[36]. Toimintatapa asettaa kysyntäjoustopotentialin hyödyntämiselle sekä rajoitteita että mahdollisuuksia. Kysyntäjoustopotentialin tarjoaminen ei ole toimijalle taloudellisesti välttämätöntä, mikä saattaa vähentää tarjontaa. Toisaalta sähkökulutuskohteiden suuren määrän vuoksi tarjontaa on suhteellisen edullista ja yksinkertaista lisätä, jos taloudellinen kannattavuus kasvaa riittävästi. Edullisuus johtuu siitä, että ainoat osallistumisen aloittamiseen tarvittavat investoinnit liittyvät kysyntäjoustopotentialin tarvittavaan automaatioon.

8.1.2 Kustannukset

Rambollin arviot korvaavien teknologioiden kustannuksista perustuvat aiemmassa hankkeessa^[37] tehtyyn arvioon. Tuloksina saatuja arvoja käyttö- ja investointikustannuksista hyödynnetään myös tässä työssä. Listattujen teknologioiden käyttö- ja investointikustannukset löytyvät taulukosta 5. Taulukkoon on tuotu vertailua varten myös arvio vesivoiman investointi- ja käyttökustannuksista^[38].

Taulukko 5: Vesivoiman vaihtoehtoisten teknologioiden tyypit ja kustannukset

Teknologia	Rooli korvaamisessa	Investointi-kustannus [k€/MW]	Käyttö-kustannukset [€/MWh]
Kaasuturbiinit	Säätösähkö	388 (OCGT) 780 (CCGT)	184,93 (OCGT) 154,93 (CCGT)
Moottorivoimalaitokset	Säätösähkö	1 200	156,4
CHP	Pohjatuotanto Säätävä tuotanto Inertia	3 000*	17**
Ydinvoima	Pohjatuotanto Inertia	4 400	13
Tuulivoima	Sähköntuotanto***	1 500	5
Akkuvarastot	Taajuustuenta Synteettinen inertia Energiavarasto Säätävä tuotanto***	1 500	1,1
Vauhtipyörät	Synteettinen inertia Energiavarasto	1 100	2
Ultrakondensaattorit	Synteettinen inertia	200	5
Pumppuvoimalaitokset	Säätösähkö Energiavarasto Säätävä tuotanto***	1 400	0,2
Kysyntäjousto	Säätösähkö	9–43	10–50
Vesivoima	-	1 000–1 800	0****

*Sähkätehoo suhteutettu ominaisinvestointi.

**Sähköntuotannon osuus käyttökustannuksesta. Riippuu olennaisesti käytetystä polttoaineesta.

***Toimivat yhdessä sähköntuotannon korvaajana

****Jokivoimalla on lähtökohtaisesti vain kiinteitä käyttökustannuksia.

8.2 Sähköntuotannon korvaaminen

Yksinkertaisimmallaan vesivoima voidaan ajatella sähköntuottajana. Luvun 4.2 mukaisesti vesivoima tuottaa sähköä sekä jatkuvasti verkkoon kysynnästä riippumatta (pohjatuotanto), että vaihtelevasti sähkön hinnan ja siten kysynnän mukaan (säätävä tuotanto). Vesivoiman korvaamisessa on siten olennaista tarkastella, millaista vesivoimakapasiteettia ollaan korvaamassa. Tässä luvussa arvioidaan eri teknologioiden kykyä korvata vesivoiman pohjatuotannon ja säätävän tuotannon kapasiteettia. Tarkempi kapasiteetti- ja kustannustarkastelu löytyy luvusta 8.5.

8.2.1 Pohjatuotanto

Vesivoiman pohjatuotannon teho on n. 500–1000 MW ajankohdasta ja säätilanteesta riippuen. Tällä teholla vesivoima tuotti keskimäärin 6 900 GWh sähköenergiaa verkkoon vuodessa vuosina 2023–2024, mikä vastaa n. 8,6 % Suomen sähkönkulutuksesta. Pohjatuotannon vähentyminen johtaa sähkön tarjonnan vähenemiseen, joka voi aiheuttaa nousupaineita sähkön hinnalle. Hintavaikutus on sitä suurempi, mitä enemmän tuotantoa vähennetään. Hintavaikutusten tarkempaa arviointia ei ole tässä työssä toteutettu.

Pohjatuotantotehon realistisiksi korvaajiksi tunnistettiin CHP-laitokset, ydinvoimalat ja tuulivoiman ja energiavarastojen yhdistelmä. Ydinvoima on pohjatuotantoratkaisuna luotettava, mutta sen heikkoutena on hankkeen pitkäjänteisyys ja pitkät huoltojaksot. Ydinvoimaan verrattuna CHP-laitoksia pystyttäisiin ottamaan käyttöön nopeammalla aikataululla. CHP-laitokset pystyvät myös joustavampaan tuotantoon kuin ydinvoima, ja ydinvoimaa pienemmän tyypillisen yksikkökokonsa vuoksi ne ovat järkevämpi ratkaisu, jos vesivoimalla tuotettua pohjatuotantoa haluttaisiin vähentää vain rajallisesti. Toisin sanoen ydinvoiman suuri yksikkökojo rajoittaa sen soveltuvuutta korvaavana ratkaisuna. Vesivoiman 500–1000 MW:n pohjatuotannon kattamiseen tarvittaisiin suurin piirtein saman verran ydinvoima- tai CHP-pohjaista sähköntuotantokapasiteettia.

Menetetyn pohjatuotannon korvaaminen pelkästään uusiutuvalla sähköntuotannolla kuten tuulivoimalla ei ole sellaisenaan realistista. Jos menetetty tuotanto päädyttäisiin kuitenkin korvaamaan tuulivoimalla, niin syntyneet tuotantomäärien vaihtelut voitaisiin kompensoida energiavarastoilla. Varastoja tarvittaisiin kuitenkin huomattava määrä kattamaan suuri tuulivoiman vaihtelevuus. Tuulivoimatehoa pitäisi myös hankkia nimellistehoon suhteutettuna muita voimalaitostyyppjeä enemmän, koska tuulivoiman tyypillinen kapasiteettikerroin on suhteellisen matala.

Yksinkertaistetun arvion mukaan vesivoiman vuosittainen pohjatuotanto saataisiin tuotettua 2 700 MW:n tuulivoimateholla. Tuotantotehon vaihtelun tasoittamiseksi tuulivoiman yhteyteen tarvittaisiin n. 3 GWh energiavarastoja, jotka voisivat olla yhdistelmä erilaisia ratkaisuja, kuten akkuvarastoja ja pumppuvoimalaitoksia.

8.2.2 Säättävä tuotanto

Pohjatuotannon ohella huomattava osuus Suomen vesivoimatehosta toimii säättävänä tuotantona eli tuotantona, joka reagoi jatkuvasti muutoksiin verkossa. Rambollin tietopyynnön tuloksiin perustuvan arvion mukaan säättävään tuotantoon osallistuu n. 70–80 % Suomen yli 1 MW:n vesivoimalaitoksista. Luvussa 4.2 huomattiin säättävän vesivoiman osuuden olevan parhaimmillaan n. 1 600 MW. Korvaamiseen vaadittaisiin siis likimain yhtä paljon joustavaa kapasiteettia. Korvaavista teknologioista tähän voisivat pystyä kaasuturbiinit, moottorivoimalaitokset, CHP-laitokset, akkuvarastot, vauhtipyörät ja pumppuvoimalaitokset. Kaasuturbiinien ja moottorivoimalaitosten sähköntuotantokustannus on kuitenkin huomattavan korkea, jolloin ne luultavasti käynnistyisivät vasta todella korkean kysynnän aikaan. Energiavarastot pystyvät joustavasti ja edullisesti muuttamaan tehoaan, mutta ne eivät kuitenkaan tuota verkkoon sähköenergiaa.

Säättävän tuotannon täydelliseen korvaamiseen ei ole nykyisillä teknologiaratkaisuilla nähtävissä selkeää yksittäistä korvaajaa, joka pystyisi tuottamaan verkolle samoja hyötyjä yhtä edullisesti ja luotettavasti kuin nykyinen vesivoimatuotanto. Aiemmin kuitenkin todettiin CHP-laitosten pystyvän rajoitetusti säättämään omaa tuotantoaan, eli teknologiaa voisi jossain määrin hyödyntää säättävän vesivoimatuotannon korvaajana. CHP-laitosten rajoitettua säätökykyä voitaisiin kompensoida yhdistämällä korvausratkaisuun energiavarastoja ja tuotantomääriä ylläpitävää tuulivoimaa.

Esitellyllä ratkaisulla tarkoitetaan kokonaisuutta, jossa uusiutuva sähköntuotanto yhdessä energiavarastojen kanssa kattaa suurelta osin säättävän tuotannon tarpeen. Suomalainen säättävä vesivoima toimii jo nyt jossain määrin tuulivoiman sähkövarastona. Säättävää vesivoimaa tyypillisesti vähennetään tuulivoimatehon ollessa suurta, jolloin tuulisähköä käytännössä varastoidaan vesivoimaloiden yläaltaiden energiavarastoihin. Vastaavasti tuulivoimatehon

vähentyessä säätävän vesivoiman tuotanto kasvaa, mikä vapauttaa aiemmin yläaltaisiin varastoidun tuulisähkön verkkoon. Samantapaista energian varastointia voidaan toteuttaa varastoimalla tuulisähköä energiavarastoihin, kuten akkuihin. Vesivoimalaitosten vähentäminen kuitenkin vähentää kokonaissähköntuotantoa, minkä vuoksi olisi tarpeen investoida uuteen tuulivoimakapasiteettiin energiaomavaraisuuden säilyttämiseksi.

Yllä mainittu ratkaisu toimii niin kauan, kun tuulisähköä on mahdollista varastoida riittävän usein. Pitkinä tyyninä jaksoina menetetty säätävä vesivoima tulee yhä korvata muulla luotettavalla tuotantokapasiteetilla, johon esimerkiksi CHP-laitokset soveltuvat hyvin.

8.3 Säätökyky

8.3.1 Taajuustuenta

Luvun 4.3 mukaisesti vesivoima tuottaa taajuustuenta verkkoon läpi vuoden, mutta erityisen paljon talviaikaan. Havaittu taajuustuennan voimakkuus oli noin puolet koko FCR-N-markkinan voimakkuudesta, mikä vastaa 65 MW:n tehoa suuntaansa.

Tarkastelussa ei kyetty selvittämään nopeammin aktivoituvan FCR-D-markkinan vesivoiman osuutta, koska siihen tarvittavaa dataa ei ole saatavilla. Fingridin mukaan tuotantokapasiteetti kattaa olemassa olevasta reservikapasiteetista 47 % FCR-D-markkinalla ja 60 % FCR-DD-markkinalla, kun FCR-N-markkinalla vastaava osuus on 68 %^[39]. Olettamalla maltillinen 30 %:n vesivoiman markkinaosuus kummallekin FCR-D-markkinapaikalle saadaan arvio, että korvattava vesivoiman osuus on 100 MW suuntaansa.

Jotta vesivoima saataisiin korvattua taajuustuennan markkinapaikoilla, niin korvaavaa kapasiteettia tulisi olla siis vähintään 165 MW suuntaansa. Joustotarpeen voisi kattaa mm. kysyntäjoustolla tai akkuvarastoilla. Kysyntäjoustopuutteen luotettavuus on kuitenkin rajallinen ja taajuustuentaa tarvitaan jatkuvasti, jolloin luotettavuuden kannalta järkevin teknologia kysynnän korvaamiseen olisi akkuvarastot. Akkuvaraston taajuustuenta toimii siten, että akkuvarasto reagoi verkon taajuuden muutoksiin lataamalla verkosta sähköä taajuuden ollessa liian korkea, ja purkamaan sähköä takaisin verkkoon, kun taajuus on liian matala.

8.3.2 Säätöenergia

Riittävässä säätökyvyssä olennaisinta ovat tarjousmäärät, koska riittävällä markkinasyvyydellä Fingrid varmistaa sähköjärjestelmän käyttövarmuuden häiriötilanteissa. Luvussa 4.4 todettiin vesivoiman kattaneen vuoden 2023 tarjonnasta 55 % ylös- ja 62 % alassäätömarkkinalla. Tämä vastaa keskimäärin 450 MW:n tarjousmäärää suuntaansa. Säätökapasiteetin tarve on ajoittain kuitenkin suurempi. Esimerkiksi 2018 heinäkuussa vesivoiman ylössäätötarjousten keskiarvo oli 725 MW, ja yksittäisinä tunteina kysyntä on ollut tätäkin suurempaa. Alassäätötarjouksien kuukausikeskiarvojen maksimi saavutettiin toukokuussa 2019, jolloin keskiarvo oli 779 MW.^[8] Tässä tarkastelussa oletetaan, että vesivoiman korvaavaa säätökapasiteettia tarvittaisiin 800 MW suuntaansa, jotta jatkuva säätöenergiatarjonta saadaan turvattua.

Ylössäätöenergian tapauksessa mahdollisia korvaavia teknologioita ovat kaasuturbiinit, moottorivoimalaitokset ja kysyntäjousto. CHP-laitosten hyödyntäminen ylössäätäjänä on mahdollista silloin kun laitokset ovat jo valmiiksi päällä, mutta kesällä lämmön kysynnän ollessa alhaista laitokset ovat usein pysähdyksissä, jolloin ne eivät kykene osallistumaan säätöön. Kysyntäjoustolla on vastaavia ongelmia. Tarkastelussa huomattiin vesivoiman korkeita tarjousmääriä keskikesällä, jolloin kysyntä on jo valmiiksi alhaista, ja mahdollisuudet joustaa kulutuksessa alaspäin ovat rajalliset.

Jäljelle jäävät vuoden yli riittävän luotettavat vaihtoehdot ovat kaasuturbiinit ja moottorivoimalaitokset. Kumpikin laitostyyppi kykenee säätämään tehoaan nopeasti ja käynnistymään tarvittavassa 15 minuutin aikaikkunassa. Kahdesta ratkaisusta moottorivoimalaitos on joustavampi vaihtoehto, koska jatkuvasti vaihtelevan säätötarpeen vuoksi osakuormalla ajaminen olisi yleistä, mihin moottorivoimalaitokset soveltuvat paremmin. Yksittäisen kaasuturbiinin tarjoama korkea teho voi kuitenkin olla hyödyllistä tilanteissa, joissa säätötarve on mittava, esimerkiksi ydinvoimalan irtautuessa yllättäen verkosta.

Vesivoiman alassäätöenergian korvaaminen voi olla haastavampaa. Kysyntäjousto kykenee alassäätämään vain, jos kysynnällä on mahdollisuus lisätä kulutusta merkittävästi nopealla aikataululla. Esimerkki tästä on sähkökattilan käynnistäminen, jolloin sähkön kulutus kasvaa. Säättötilanne vaatii kuitenkin, että kulutuskapasiteetti ei ollut ennen säättötilannetta käytössä, ja että kasvaneella tuotannolla (tässä tapauksessa lämpö) on jokin käyttötarkoitus. Samantapainen ongelma havaitaan myös voimalaitoksilla: alassäätö on mahdollista vain, jos voimalaitos tuotti ennen alassäätöhetkeä riittävästi sähköä. Talviaikaan CHP-laitokset ovat tyypillisesti ajossa ja pystyvät osallistumaan alassäätöön, mutta kesäaikaan verkossa ei ole juuri muuta tuotantoa kuin ydin-, aurinko-, tuuli- ja vesivoimaa. Ydinvoiman osallistumista rajoittaa maltillinen säätönopeus, ja aurinko- tai tuulivoimaan sitoutuminen osoittautuu ongelmaksi silloin, kun säätöä tarvitaan tuulettomana ja pimeänä aikana.

Mahdollinen, joskin käytännössä haastava alassäätöratkaisu on sähkökattiloiden hyödyntäminen. Suomeen on rakentumassa merkittävästi sähkökattilakapasiteettia kaukolämmön ja teollisuuden prosessien tarvitsemaan lämmön tuotantoon. Alassäätötilanteissa ylimääräistä sähkökattilakapasiteettia voitaisiin aktivoida, mikä palauttaisi tehotasapainon. Tuotetulla lämmöllä voidaan korvata muita lämmöntuotantomuotoja (esim. hakelämpö) ja lämmön kysynnän ollessa matalaa lämpö voidaan ohjata apujäähdytyksellä vesistöihin, ilmakehään tai lämpövarastoihin. Ratkaisu vaatii kuitenkin toimiakseen jatkuvaa hyödyntämätöntä sähkökattilakapasiteettia, joka ei ole realistista. Säädön tukimuotona voitaisiin hyödyntää esimerkiksi energiavarastoja, joita voitaisiin hyödyntää silloin, kun riittävästi vapaata sähkökattilakapasiteettia ei ole saatavilla.

Vesivoiman panos säätöenergian tuottajana voitaisiin tarkastelun perusteella suurilta osin korvata 800 MW:n kaasuturbiini- ja moottorivoimakapasiteetilla ja 800 MW:n yhdistelmällä sähkökattiloita, kysyntäjoustoa ja energiavarastoja.

8.4 Inertia

Tällä hetkellä Fingrid hankkii synteettistä inertiaa FFR-markkinalla, jossa kysyntään vastaavat lähinnä akut ja superkondensaattorit. FFR-kapasiteettia hankitaan tarpeen mukaan verkon inertian ollessa matalalla tasolla, lähinnä kesäaikaan. Tarkastelemalla FFR-hankintamääriä verkon inertian mukaan^[12, 40] selviää, että hankinta aloitetaan tyypillisesti Pohjoismaisen sähköverkon inertian laskiessa alle arvon 200 GWs.

FFR-kapasiteetin hankintatunteja vuonna 2023 oli 1 516 kappaletta. Hankintamäärät vaihtelevat tilanteen mukaan, mutta tyypillisesti määrä kasvaa inertian vähentyessä. Karkealla lineaarisella regressiomallilla saadaan arvioitua, että kotimaisen FFR-hankinnan kulmakerroin inertiamuutoksen mukaan on -1.4 MW/GWs, eli FFR-kapasiteettia hankitaan Suomessa keskimäärin 1,4 MW jokaista vähentynyttä inertian yksikköä kohti. Suomen vastuulla on hankkia 18 % tarvittavasta FFR-määrästä^[41], jolloin voidaan arvioida pohjoismaisen synkronialueen todellisen FFR-tarpeen kasvun inertian mukaan olevan 7,8 MW/GWs.

Vesivoiman tyypillisesti tuottama inertiamäärä oli luvun 4.5 mukaisesti 5 GWs, mikä vastaisi n. 39 MW:n kasvanutta FFR-tarvetta Pohjoismaissa. Olettaen eri Pohjoismaiden hankintaosuuksien

pysyvän ennallaan tästä realisoituisi Fingridille n. 7 MW. Korvausskenaarioissa oletetaan kuitenkin koko kasvaneen FFR-tarpeen realisoituvan Suomen kustannuksiin. Synteettistä inertiaa tarvitsee hankkia vähemmän tai mahdollisesti ei ollenkaan, jos korvaava teknologia on myös inertian tuottaja.

Saatu arvio on hyvin pintapuolinen, sillä FFR-markkinan lyhyen historian vuoksi on haastavaa ennustaa tulevaisuuden reservitarvetta. Varmaa on kuitenkin, että inertian vähentyessä FFR-markkinan merkittävyys kasvaa. Inertia on lähivuosina vähentynyt ja vähenee edelleen tulevaisuudessa, jolloin luonnostaan inertiaa tuottavan sähköntuotantokapasiteetin merkitys korostuu.

8.5 Vesivoiman korvaamisskenaariot

Luvuissa 8.2–8.4 kehitettiin näkemys siitä, millä eri tavoilla vesivoiman hyödyt voisi tuottaa Suomen sähköjärjestelmälle. Tässä luvussa analyysia edelleen kehitetään arvioimalla vesivoiman korvaamiseen taloudellista vaikutusta. Korvausskenaarioita on luotu kolme kappaletta. luvussa 8.5.1 arvioidaan yksittäisen vesivoimalaitoksen korvaamisen vaikutuksia. luvussa 8.5.2 tarkastellaan vesivoiman pohjatuotannon menetystä, ja luvussa 8.5.3 tarkastellaan, miten vesivoiman kokonaisvaltainen korvaaminen olisi mahdollista toteuttaa. Skenaarioiden tarkoituksena ei ole olla ehdotuksia tai Rambollin näkemyksiä tulevaisuudesta. Sen sijaan skenaarioilla pyritään selvittämään, mikä taloudellinen vaikutus vesivoiman menettämisellä olisi sähköjärjestelmälle. Luvun pääasiallisena tavoitteena on vastata kysymykseen siitä, kuinka suuri investointi tarvitaan kattamaan 1 MW menetettyä vesivoimatehoa, ja miten tämä kustannus vaihtelee voimalaitoskoon tai -tyypin mukaan.

8.5.1 Yksittäisen voimalaitoksen korvaaminen

Yksittäisen voimalaitoksen korvaamista arvioidaan hyödyntämällä luvussa 7 esiteltyjä teholuokkia. Skenaariona korvaamisessa on tietyn teholuokan vesivoimalaitoksen poistaminen käytöstä. Skenaariolle lasketaan kustannus arvioimalla, mitä hyötyjä poistettu voimalaitos tuotti sähköjärjestelmälle ja kuinka suuria teknologiainvestointeja tarvittaisiin vastaavien hyötyjen saavuttamiseksi muilla keinoilla. Skenaarion tulokset ovat taulukossa 6.

Jokaisessa skenaariossa vaikutuksena on inertian menetys, sillä kaikki verkkoon tahdistettu pyörivä massa nimellistehosta riippumatta tuottaa sähköverkkoon inertiaa. Muut vaikutukset vaihtelevat teholuokan mukaan. Pienen kokoluokan voimalaitoksen menetys vähentää lähinnä pohjatuotannon ja paikallisen sähköntuotannon määriä, kun taas suurikokoisilla voimalaitoksilla menetys keskittyy enemmän joustavaan sähköntuotantoon sekä taajuustuenta- ja säätöenergiakapasiteettiin. Suurilla teholuokilla olennainen menetys on myös Fingridin palautussuunnitelmasta poistunut tuotantokapasiteetti. Menetetyn palautussuunnitelman kapasiteetin korvaamistarvetta on kuitenkin haastavaa arvioida, minkä vuoksi se jätetään tarkastelussa huomiotta.

Taulukko 6: Yksittäisen voimalaitoksen korvaamisskenaarion tulokset

Teho- luokka [MW]	Menetetyn kapasiteetin tyyppi	Korvaavat teknologiat	Kustannus [M€]	Kustannus [M€/MW]
1–10	pohjatuotanto paikallinen tuotanto	CHP N/A	2,1–21	2,1
10–25	pohjatuotanto paikallinen tuotanto taajuustuenta säättöenergia ylös säättöenergia alas	CHP N/A BESS OCGT, Moottorit, PHS Sähkökattilat, kysyntäjousto, PHS	22–55	2,8
25–50	säättävä tuotanto paikallinen tuotanto taajuustuenta säättöenergia ylös säättöenergia alas	CHP, Tuulivoima, PHS N/A BESS OCGT, Moottorit, PHS Sähkökattilat, kysyntäjousto, PHS	115–230	4,6
50–75	säättävä tuotanto paikallinen tuotanto taajuustuenta säättöenergia ylös säättöenergia alas	CHP, Tuulivoima, PHS N/A BESS OCGT, Moottorit, PHS Sähkökattilat, kysyntäjousto, PHS	230–345	4,6
75–100	säättävä tuotanto paikallinen tuotanto taajuustuenta säättöenergia ylös säättöenergia alas	CHP, Tuulivoima, PHS N/A BESS OCGT, Moottorit, PHS Sähkökattilat, kysyntäjousto, PHS	345–460	4,6
100+	säättävä tuotanto paikallinen tuotanto taajuustuenta säättöenergia ylös säättöenergia alas	CHP, Tuulivoima, PHS N/A BESS OCGT, Moottorit, PHS Sähkökattilat, kysyntäjousto, PHS	460–883	4,6

Korvausskenaariossa on tehty oletuksia korvattavan kapasiteetin määrästä. Oletusten paikkansapitävyyttä on vaikea arvioida, koska voimalaitosten suhteellinen panos eri markkinapaikoilla voi vaihdella huomattavasti. Tehdyt oletukset ovat:

- Pohjatuotanto katetaan CHP-laitoksilla siten, että CHP-laitoksen nimellisteho on 70 % vesivoimalaitoksen nimellistehosta.
- Säättävä tuotanto katetaan CHP-laitoksilla, tuulivoimalla ja energiavarastoilla siten, että CHP-laitoksen nimellisteho on 50 % vesivoimalaitoksen nimellistehosta, tuulivoimakapasiteetti on 50 % nimellistehosta ja energiavarastona on pumppuvoimalaitos, jonka kapasiteetti on 100 % nimellistehosta.
- Taajuustuenta-kapasiteetin suuruus on 20 % teknisestä säätökyvystä suuntaansa, mikä korvataan täysin akkuvarastoilla.
- Säättöenergia-kapasiteetin suuruus on 40 % teknisestä säätökyvystä suuntaansa. Kapasiteetti ylöspäin korvataan OCGT-laitoksilla, moottorivoimakapasiteetilla ja pumppuvoimalaitoksilla 33 %:n osuuksilla. Alassäätökapasiteetista 25 % korvataan sähkökattiloilla, 25 % kysyntäjoustolla ja 50 % pumppuvoimalaitoksilla.
- Inertiaa ei tarvitse erikseen korvata, koska tuotantoa korvannut CHP-laitos korvaa sähköntuotannon ohella myös menetetyn inertian.

Kustannuksista nähdään odotetusti, että suuremman voimalaitoksen korvaaminen vaatii suhteessa suurempia investointeja. Nimellistehoon suhteutettuna suurin investointi on suuren kokoluokan laitoksilla n. 4,6 M€/MW. Pienempien teholuokkien kohdalla korvausinvestointi tehoon suhteutettuna on pienempi, n. 2,1 M€/MW. Matalampi ominaisinvestointi johtuu suurten voimalaitosten korkeammasta aktiivisuudesta, sillä niiden korvaamisessa joudutaan korvaamaan sähköntuotannon ohella myös taajuustuentakapasiteettia, säätökapasiteettia ja säätävää tuotantoa.

Merkittävänä kokonaisuutena yksittäisen voimalaitoksen korvaamisskenaariossa on alueellisen sähköntuotannon menetys. Vesivoimalaitosten sijainti jokiuomissa ympäri Suomen johtaa luonnostaan tuotannon hajautumiseen, jolloin tuotantoa on kattavasti useiden jakeluverkkojen alueella. Jos paikallisesti merkittävän vesivoimalaitoksen korvaa muulla kapasiteetilla, niin korvaavan kapasiteetin sijoittuminen saman jakeluverkon alueella ei ole itsestäänselvyys, mikä voi heikentää alueellista huoltovarmuutta. Suurten, yli 100 MW:n voimalaitosten osalta alueellinen huoltovarmuus ei ole keskimäärin yhtä merkittävä tekijä, sillä suuri osa näistä laitoksista on kytketty ainoastaan kantaverkkoon.

Tarkastelussa huomattiin, että yksittäisen voimalaitoksen kohdalla inertiaa ei tarvitse erikseen korvata, mikä johtuu valinnasta investoida CHP-tuotantoon, joka kompensoi tehokkaasti menetetyn vesivoiman tuottaman inertian. Vaihtoehtoisten skenaarioiden luomisessa CHP-tuotannosta luopuminen johtaisi tarpeeseen kasvattaa inertia vaihtoehtoisin keinoin, kuten akkuvarastoilla, ultrakondensaattoreilla tai vauhtipyörillä. Pumppuvoimalaitosten inertia vaikutus ei yksin riitä korvaamaan vesivoiman inertiaa, koska laitos tuottaa kattavasti inertiaa vain tuottaessaan sähköä. On perusteltua olettaa pumppuvoimalaitoksen tuottavan sähköä keskimäärin korkeintaan puolet ajasta, jolloin muina aikoina inertia pitäisi tuottaa muilla keinoin.

8.5.2 Osittainen korvaaminen

Vesivoiman osittaisen korvaamisen skenaariossa tarkastellaan tilannetta, jossa vesivoiman pohjatuotanto korvataan vaihtoehtoisilla teknologioilla. Korvaamisskenaariota oletuksena on, että säätävän vesivoimatuotannon toiminta pysyy ennallaan. Tällöin vesivoiman saatavuus taajuustuennan ja säätöenergian tuottajana ei vaarannu. Vaikutukset rajoittuvat sähköenergian riittävyyteen ja inertian vähenemiseen. Pelkän säätävän tuotannon korvaamista ei tarkastella omana skenaarionaan. Rajausta perustuu tässä työssä havaittuun säätävän tuotannon korkeampaan merkitykseen, minkä vuoksi oletetaan, että osittaisessa korvaamisessa pyritäisiin järjestelmän kannalta negatiivisten vaikutusten minimointiin. Pohjatuotannon ja säätävän tuotannon yhdistelmän korvaamista tarkastellaan luvussa 8.5.3.

Luvussa 8.2.1 todettiin mahdollisiksi realistisiksi pohjatuotannon korvausteknologioiksi ydinvoima, CHP-tuotanto, ja tuulivoiman ja energiavarastojen yhdistelmä. Ydinvoimaa ja CHP-kapasiteettia tarvittaisiin saman verran kuin menetettyä vesivoimatehoa, mutta tuulivoiman tapauksessa vaadittu kapasiteetti olisi suurempi, koska tuulivoimalat tuottavat sähköä keskimäärin alle nimellistehollaan.

Suuren vesivoimakapasiteetin menetyksen myötä myös inertia vähenee. Jos menetettyä tuotantoa ei korvata muulla inertiaa tuottavalla tuotannolla, niin inertiaa tulee lisätä synteettisesti, esimerkiksi lisäämällä FFR-hankintamääriä. Mikäli menetetty tuotanto korvataan esimerkiksi CHP-laitoksilla tai ydinvoimalla, niin ne korvaavat menetettyä inertiaa tehokkaasti.

Skenaariotarkastelussa havaittiin kolme vaihtoehtoista korvausskenaariota. Skenaarioiden toimenpiteet, vaikutukset ja investointikustannukset näkyvät taulukossa 7. Tarkastelun perusteella menetetty pohjatuotanto on edullisempaa korvata uudella tasaisella pohjatuotannolla.

Vaihtelevan tuulivoimatuotannon suuri vaadittu tuotannon nimellisteho ja energiavarastotarpeet kasvattavat investointikustannukset moninkertaisiksi muihin skenaarioihin verrattuna. Edullisimmaksi korvaajaksi nopealla aikataululla voidaan todeta suuret CHP-laitokset, jotka vaatisivat n. 3 miljardin euron investoinnit. Todellinen investointikustannus voisi olla tätä pienempi, koska kasvattamalla jo olemassa olevien CHP-laitosten huipunkäyttöaikaa saataisiin jonkin verran lisätuotantoa ilman uusia investointeja.

Taulukko 7: Vesivoiman pohjatuotannon korvaamisskenaarioiden tulokset

Korvaus-skenaario	Vaaditut toimenpiteet	Vaikutukset	Investointi-kustannukset [M€]
1	Ydinvoimalainvestointi	Enemmän tasaista pohjatuotantoa	4 400
2	CHP-investoinnit	Kasvanut polttoainekysyntä Sähkön hintatason nousu	3 000
3	Tuulivoimainvestoinnit Energiavarastoinvestoinnit FFR-hankinnan kasvu	Hintavaihtelujen kasvu Vähentynyt inertia	8 400

Luodulla skenaarioarvioinnilla saadaan arvio, että pohjatuotannon korvaamisen ominaisinvestointi on 3 M€/MW. Tarkastelussa ei huomioitu kasvanutta sähkön keskihintaa, mutta on tärkeää huomata myös sen kustannusvaikutus. Sähköntuotanto CHP-laitoksilla on kuitenkin merkittävästi vesivoimapohjaista tuotantoa kalliimpaa. Kokonaisvaikutus yhteiskunnalle olisi siis vielä tätäkin suurempi.

Tuloksessa huomio voi kiinnittyä siihen, että tässä luvussa tulokseksi saatu pohjatuotannon ominaiskustannus on suurempi, kuin luvussa 8.5.1 arvioitu pohjatuotantoa tuottavan pienen voimalaitoksen korvauskustannus. Eroavaisuus johtuu siitä, että tämän luvun tarkastelussa oletettiin, että menetetty 1 000 MW:n pohjatuotantoteho tulee kattaa kokonaisuudessaan uudella tuotantoteholla, kun luvussa 8.5.1 yksittäisen pienen voimalaitoksen kohdalla määritettiin, että sähköntuotannon täysimittainen korvaaminen ei ole tarpeen.

8.5.3 Kokonaisvaltainen korvaaminen

Kokonaisvaltaisella korvaamisella tarkoitetaan täydellistä luopumista suomalaisesta vesivoimasta. Vaikutuksia osittaisen korvaamisen vaikutusten lisäksi ovat merkittävä kasvu sähkön hintavaihteluissa sekä menetykset verkon inertiasa, taajuustuentakapasiteetissa ja säätöenergiakapasiteetissa. Lisäksi vaikutukset sähkön yleiseen hintatasoon kasvavat huomattavasti osittaiseen korvaamiseen verrattuna. Vaikutusten moninaisuuden vuoksi mahdollisia skenaariota on monia erilaisia. Tuotantoportfolioiden yksityiskohtaisempi tutkinta vaatisi kuitenkin tarkempaa analyysiä, jotta voitaisiin löytää kaikki näkökohdat huomioon ottava optimaalinen ratkaisu. Skenaarion epärealistisuuden ja tämän työn rajauksen vuoksi tarkempaa analyysiä ei tehty. Tässä työssä on kuitenkin arvioitu yhtä mahdolliseksi koettua skenaarioita, jotta saadaan arvioitua vesivoiman vähentämisen kustannusvaikutusta.

Uusi ydinvoimalainvestointi ei ole lyhyellä aikavälillä odotettavissa, ja huomattavan pohjatuotannon korvaaminen tuulivoiman ja energiavarastojen hankinnalla todettiin kalliiksi investoinniksi, minkä vuoksi tässä skenaariossa pohjatuotannon korvaamisessa hyödynnetään

luvun 8.5.2 skenaariota 2. Säättävän tuotannon, säätöenergian, taajuustuennan ja inertian korvaamisessa hyödynnetään luvussa 8.5.1 käytettyä ratkaisua.

Vesivoimatuotannon kokonaisvaltaisen korvaamisen skenaarion mukaiset investoinnit on koottu taulukkoon 8. Skenaariossa on oletettu pohjatuotannon suuruudeksi 1 000 MW ja säättävän tuotannon suuruudeksi 1 600 MW.

Taulukko 8: Vesivoiman kokonaisvaltaisen korvaamisskenaarion tulokset

Teknologia	Kapasiteetti [MW]	Rooli korvaamisessa	Investointi [M€]
OCGT	190	Ylössäätöenergia	75
Moottorit	190	Ylössäätöenergia	230
CHP	1 800	Pohjatuotanto Säättävä tuotanto	5 400
BESS	360	Taajuustuenta	540
Kysyntäjousto	144	Alassäätöenergia	4
Tuulivoima	800	Sähköntuotanto	1 200
Sähkökattilat	144	Alassäätöenergia	14
PHS	1 920	Tuulivoimatuotannon tasaus Säättävä tuotanto Säätöenergia	2 670
Yhteensä	5 550		10 150

Tarkastellussa kokonaisvaltaisessa korvausskenaariossa huomataan, että vesivoiman korvaamiseen tarvittaisiin 2 980 MW tuotantotehoa, 2 280 MW energiavarastoja ja 290 MW lisää joustavaa kulutusta. Kokonaiskustannusta investoinneille tulisi 10,1 miljardia euroa. Vesivoiman kokonaisteho Suomessa on 3 200 MW, jolloin korvaushinnaksi määrittyy n. 3,2 M€/MW. Kustannus on odotettavasti korkeampi kuin luvun 8.5.2 pohjatuotannon korvaaminen, koska säättävän tuotannon korvaaminen vaatii enemmän investointeja. Kustannus on kuitenkin vähemmän kuin luvun 8.5.1 suuren voimalaitoksen korvaamisen ominaiskustannus, mikä johtuu Suomen vesivoimalaitoskannan pohjatuotanto-osuudesta, jonka korvaaminen on edullisempaa.

Laskettuihin tuloksiin sisältyy monia epävarmuuksia. Vesivoiman kokonaisvaltainen poistuminen johtaisi energiamarkkinoilla monimutkaisiin muutoksiin, joiden vaikutusta on haastavaa arvioida. Suurin epävarmuus laskennassa on oletus siitä, että vesivoimatuotannon vähentäminen johtaa automaattisesti uusiin investointeihin. Todellisuudessa tuotannon väheneminen näkyy ensin tarjonnan vähenemisessä, joka johtaa energiahintojen nousuun sähkömarkkinoilla, mikä edelleen motivoi markkinatoimijoita investoimaan uuteen kapasiteettiin. Suomessa on myös jo valmiiksi melko paljon pienellä käytöllä olevaa sähköntuotantokapasiteettia, jonka käyttöä luultavasti lisättäisiin hintojen nousun myötä. Tällöin uusia investointeja tarvitsisi tehdä vähemmän.

Epävarmuutta arvioinnissa aiheuttaa myös ajatus välittömästä muutoksesta, jossa markkinoilta katoaa hetkessä vesivoimakapasiteettia, joka välittömästi korvataan tilanteeseen sopivan teknologian investoinnilla. Todellisuudessa markkinapaikat kehittyvät jatkuvasti, ja investointipäätökset uuteen kapasiteettiin alkavat vaikuttaa markkinan toimintaan vasta vuosien

päästä, kun rakennushankkeet valmistuvat. Ei esimerkiksi ole täyttä varmuutta, että onko kuvassa 5 nähty kysyntäjouston kasvanut markkinaosuus alassäätömarkkinalla vuodesta 2022 alkaen pysyvä muutos, vai pelkkä hetkellinen siirtymävaihe ennen kuin edullisempaan säätöön kykenevä kapasiteetti ehtii liittyä markkinapaikalle.

Epävarmuuksista huolimatta on perusteltua sanoa, että korvausskenaarion menetetty vesivoimakapasiteetti johtaisi uusiin investointeihin, joilla pyritään kompensoimaan kapasiteettipulaa niillä markkinoilla, joilla vesivoiman olemassaolo oli oleellista. Arvion kautta on saatu myös realistinen näkemys siitä, kuinka paljon kapasiteettipulaa olisi, ja millä teknologioilla pulan voisi kattaa. Voidaankin siis sanoa, että skenaarion mukainen 3,2 M€/MW vastaa vaadittavien uusien investointien kokoluokkaa.

Tarkastelussa on tärkeä huomata, että Suomen energiateollisuus kehittyy tällä hetkellä todella nopeasti. Suomeen on jo nyt investoitu suurin määrin tuulivoimaa, sähkökattiloita ja akkuvarastoja^[42], jolloin kokonaan uusien investointien määrä saattaa olla tarkasteltua pienempi. Esimerkiksi Suomen uusiutuvat ry on arvioinut, että Suomessa on tällä hetkellä suunnitteilla 136 akkuvarastohanketta, joiden yhteenlaskettu teho on yli 3 GW^[43]. Lukuihin eivät sisälly hybridivoimalaitoshankkeet eli hankkeet, joissa akkuvaraston yhteydessä on tuuli- tai aurinkovoimaa. Kaikki akkuvarastohankkeet eivät välttämättä toteudu, mutta pienikin osuus mainitusta 3 GW:n tehosta kykenee tuottamaan huomattavan määrän hyötyä sähköjärjestelmälle. Hankkeiden suuri määrä johtuu kuitenkin nykyisestä ja ennustetusta järjestelmän säätövoiman tarpeesta, joka liittyy kasvavaan sääriippuvan tuotantokapasiteetin määrään. Rakenteilla ja suunnitteilla oleva kapasiteetti saattaa siis kulua tuuli- ja aurinkovoiman sähköntuotantomäärien tasoittamiseen, jolloin vesivoiman korvaaminen vaatii edelleen uusia investointeja.

Korvaavan teknologian ominaisinvestoinnin voi siis olettaa tulosten mukaista pienemmäksi, mutta on kuitenkin epätodennäköistä, että tiedossa olevilla hankkeilla pystyttäisiin sellaisenaan kattamaan vesivoiman hyödyt sähköjärjestelmälle. Tässä tarkastelussa ei myöskään huomioitu vesivoimalaitosten purkamisesta aiheutuvia kustannuksia, mikä puolestaan nostaa korvaavan teknologian käyttöönottoon liittyvää todellista kustannusta lähemmäs arvioitua.

9. LÄHTEET

- [1] Entso-E Transparency platform: Installed Capacity per Production Type. 2025. Saatavilla: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [2] Jukka Ruusunen: Pitkä yhteistyö on tullut tiensä päähän. Fingrid-lehti, 2022. Saatavilla: <https://www.fingridlehti.fi/pitka-yhteistyö-on-tullut-tiensä-päahan/>
- [3] Fingrid: Päivänsisäisten ja vuorokausimarkkinoiden kehityssuunta. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyssahkomarkkinoiden-kehityshankkeet/paivansisaisten-ja-vuorokausimarkkinoiden-kehityssuunta/>
- [4] Fingrid: Reservimarkkinat. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit/reservimarkkinat/>
- [5] Fingrid: Reservimarkkinakoulutus. 2024. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservimarkkinakoulutus-2024.pdf>
- [6] Fingrid: Tietoaineistot / Vesivoimatuotanto – reaaliaikatieto. 2025. Saatavilla: <https://data.fingrid.fi/datasets/191>
- [7] Fingrid: Reservimarkkinoiden kehitys. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit/reservimarkkinoiden-kehitys/>
- [8] Fingrid: Manuaalinen taajuuden palautusreservi (mFRR), tarjoukset ja kaupat teknologioittain. 2024. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/>
- [9] TVO: Olkiluoto 3:n sähköntuotanto jatkuu ensi yönä. 2024. Saatavilla: <https://www.tvo.fi/ajankohtaista/tiedotteetporssitiedotteet/2024/olkiluoto3nsahkontuotantojatkuuamuyolla.html>
- [10] Fingrid: Säätosähkön määrä ja hinta. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/saatosahkon-maara-ja-hinta/#saatosahkon-hinta>
- [11] Vaasan ammattikorkeakoulun verkkolehti Energiaa: Matalan inertian tilanteiden välttäminen – Vesivoimakoneet synkronikompensaattorina. 2023. Saatavilla: <https://energia.vamk.fi/artikkelit/vaikutavuus/matalan-inertian-tilanteiden-valttaminen-vesivoimakoneet-synkronikompensaattoreina/>
- [12] Fingrid: Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/inertia/>
- [13] Huoltovarmuuskeskus: Energiahuolto. 2025. Saatavilla: <https://www.huoltovarmuuskeskus.fi/toimialat/energiahuolto>
- [14] Fingrid: Käyttövarmuuden hallinnan periaatteet. 2021. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kayttovarmuuden-hallinnan-periaatteet.pdf>
- [15] Euroopan Komissio: Commission Regulation (EU) 2017/2196. Establishing a network code on electricity emergency and restoration. 2017. Saatavilla: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2196/oj/eng>
- [16] Fingrid: Sähköverkon hätätilan ja käytönpalautuksen verkkosäätö. 2018. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/verkkosaantofoorumi/7sahkoverkon_hatatilan_ja_kaytonpalautuksen_verkkosaanto.pdf
- [17] Fingrid: Käytönpalautussuunnitelma. 2018. Saatavilla: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nceral/FI/kaytonpalautussuunnitelma-julkinen.pdf>
- [18] Energiavirasto: Toimitusvarmuus – Voimalaitosrekisteri. 2025. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>
- [19] Fingrid: Sähköjärjestelmän vakavien häiriöiden selvittämisen yleisohje-KH40000. 2022. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma->

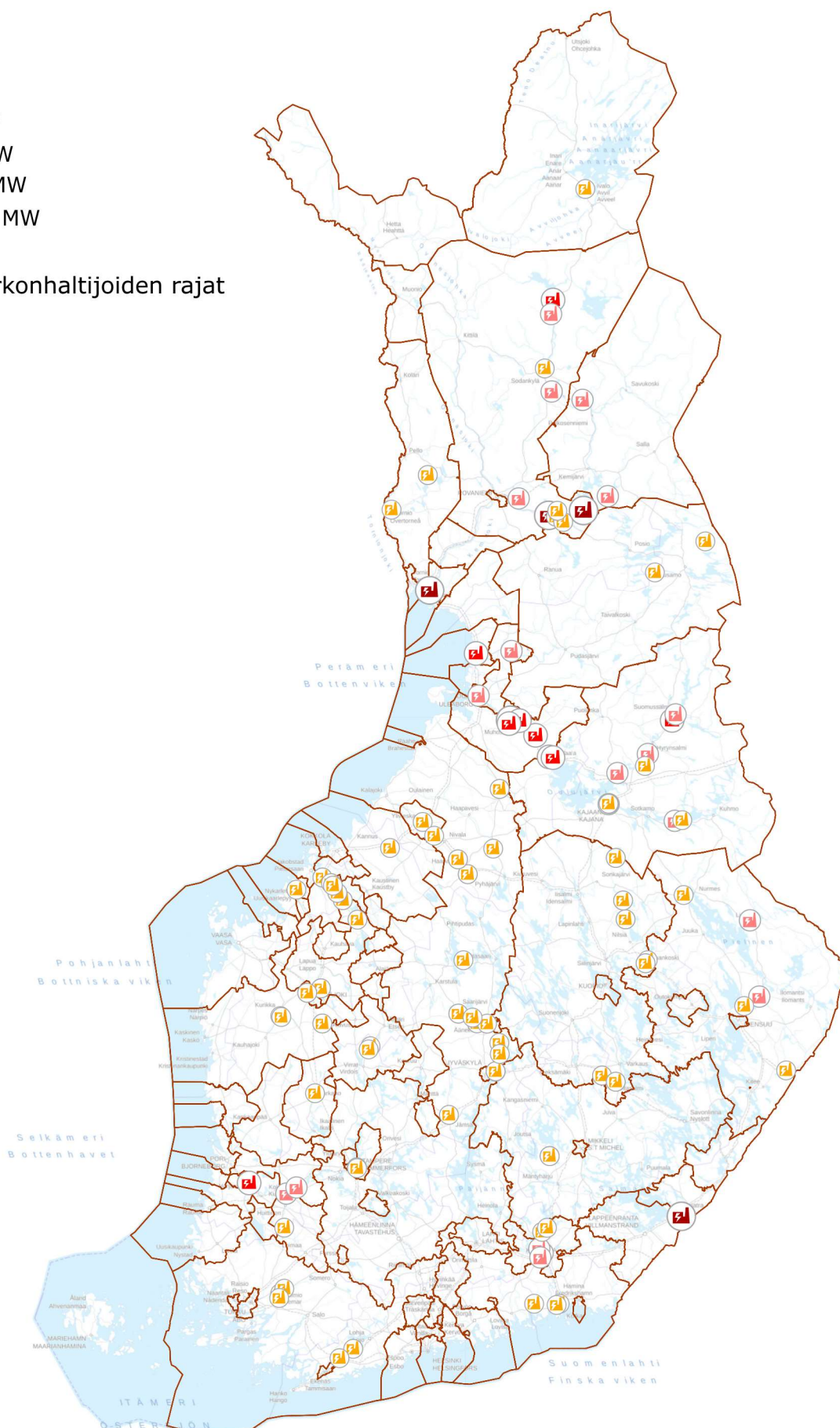
- [sahkonsiirto/kh40000---sahkojarjestelman-vakavien-hairioiden-selvittamisen-yleisohje-id-5346.pdf](#)
- [20] Fingrid: Järjestelmän varautumissuunnitelma. 2018. Saatavilla: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/ncer-al/FI/jarjestelman-varautumissuunnitelma-julkinen.pdf>
- [21] Fingrid: Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset. 2024. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2024.pdf>
- [22] Fingrid: Suomen sähköjärjestelmän sähkön ylituotantotilanteiden hallinta -ohje sidosryhmille. 2023. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/sahkon-ylituotantotilanteiden-hallinta--ohje-sidosryhmille.pdf>
- [23] Fingrid: Suomen sähköjärjestelmän sähköpulatilanteiden hallinta - ohje sidosryhmille. 2023. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/sahkojarjestelman-sahkopulatilanteet-ohje.pdf>
- [24] Huoltovarmuuskeskus. Huoltovarmuus Suomessa. 2025. Saatavilla: <https://www.huoltovarmuuskeskus.fi/tietoa-huoltovarmuudesta/huoltovarmuus-suomessa>
- [25] Työ- ja elinkeinoministeriö: Huoltovarmuus ja elintärkeiden toimintojen turvaaminen työ- ja elinkeinoministeriön hallinnonalalla. 2025. Saatavilla: <https://tem.fi/elintarkeiden-toimintojen-turvaaminen>
- [26] Huoltovarmuuskeskus: Ajankohtaisia kysymyksiä ja vastauksia kriittisestä infrastruktuurista ja varautumisesta. 2023. Saatavilla: <https://www.huoltovarmuuskeskus.fi/a/ajankohtaisia-kysymyksiä-ja-vastauksia-kriittisestä-infrastruktuurista-ja-varautumisesta>
- [27] Oulun Energia: Varautuminen sähkön häiriötilanteisiin ja poikkeusoloihin. Saatavilla: <https://www.ouluenergia.fi/ajankohtaista/sahkomarkkinat-ja-varautuminen/varautuminen-sahkon-hairiotilanteisiin-ja-poikkeusoloihin/>
- [28] Tampereen Vesi: Vastuullisuusraportti 2023. Saatavilla: <https://www.tampereenvesi.fi/app/uploads/2024/09/vastuullisuusraportti-6.pdf>
- [29] Pertti Järventausta, Lasse Peltonen, Kukka Leppänen, Sami Repo, Kari Kallioharju, Juho Ylipaino, Pirkko Harsia: Sähkönjakeluverkon saarekekäyttöratkaisut. 2024. Saatavilla: <https://energia.fi/julkaisut/sahkonjakeluverkon-saarekekayttoratkaisut-tutkimushankkeen-loppuraportti-ja-oheismateriaalit/>
- [30] Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Havs- och vattenmyndigheten: Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet (FIN: Vesivoiman säätöpanos ja merkitys sähköjärjestelmälle). 2016. Saatavilla: <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/0470e9ec1c58479093f161e614adb474/vattenkraftens-reglerbidrag-och-varde-for-elsystemet.pdf>
- [31] ÅF-Consult Oy: Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle. 2019. Saatavilla: https://www.motiva.fi/files/18418/Vesivoiman_merkitys_Suomen_energiajarjestelmalle.pdf
- [32] ELY-keskus: Uusiutuvan energian lupaneuvonta – Vesivoima. Saatavilla: <https://www.ely-keskus.fi/web/uusiutuvan-energian-lupaneuvonta/vesivoima#:~:text=Vesivoimalaitoksen%20rakentamiselle%20on%20vesilain%20mukaan,vesivoiman%20k%C3%A4ytt%C3%B6%C3%B6nottoon%20liittyy%20s%C3%A4%C3%A4nn%C3%B6stelyn%20aloittaminen.>
- [33] Stockholm Environment Institute: Keeping the flow: hydropower, river ecosystems and governance in northern Sweden. 2024. Saatavilla: <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2024/02/northern-swedish-hydropower-sei2024.014.pdf>
- [34] Vesi.fi: Vesivarat ja havainnot. 2025. Saatavilla: <https://www.vesi.fi/vesistokunnostuksen-kuukauden-luku-suomessa-on-74-paavesistoaluetta/>

- [35] Fingrid: Kulutusjousto. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/sahkomarkkinoiden-kehityshankkeet/kysyntajousto/#kulutusjouston-projektit>
- [36] Sami Laakso: Reservimarkkinat on monen teknologian verkosto. Fingrid-lehti. 2024. Saatavilla: <https://www.fingridlehti.fi/reservimarkkinat-on-monen-teknologian-verkosto/>
- [37] Ramboll Finland Oy: Flexibility needs assessment in the electricity market for the next 10 years. 2025. Julkaistaan kesällä 2025.
- [38] Euroopan Komissio, Clean Energy Technology Observatory: Hydropower and Pumped-Storage Hydropower in the European Union – Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains & Markets. 2024. Saatavilla: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139225>
- [39] Fingrid: Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-N, FCR-D ylös ja FCR-D alas), vuosimarkkinahankinta ja toteutuneet tuntikaupat. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/Taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi-vuosimarkkinahankinta-ja-toteutuneet-tuntikaupat/>
- [40] Fingrid: Nopea taajuusreservi (FFR) – hankintamäärät ja hinnat. 2025. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/nopea-taajuusreservi/>
- [41] Entso-E Nordic Analysis Group: Overview of Frequency control in the Nordic Power System. 2024. Saatavilla: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Overview_of_Frequency_Control_in_the_Nordic_Power_System.pdf
- [42] Yle: Tällaisia vihreän siirtymän hankkeita Suomeen valmistuu tänä vuonna – tuulivoima jää datakeskusten jalkoihin. 2025. Saatavilla: <https://yle.fi/a/74-20143501>
- [43] Suomen uusiutuvat: Suunnittelussa olevat tuulivoimahankkeet 1/2025. 2025. Saatavilla: <https://suomenuusiutuvat.fi/suunnittelussa-olevat-tuulivoimahankkeet-1-2025/>

10. LIITTEET

Liiteluettelo

- Liite 1. Suomen jakeluverkkoalueet ja jakeluverkkoihin kytketyt vähintään 1 MW:n vesivoimalaitokset
teholuokan mukaan
- Liite 2. 20 merkittävintä vesivoimalaitosta
- Liite 3. Merkittävimmät vesistöalueet
- Liite 4. Merkittävimmät jokiuomat



Liite 2: 20 merkittävintä vesivoimalaitosta



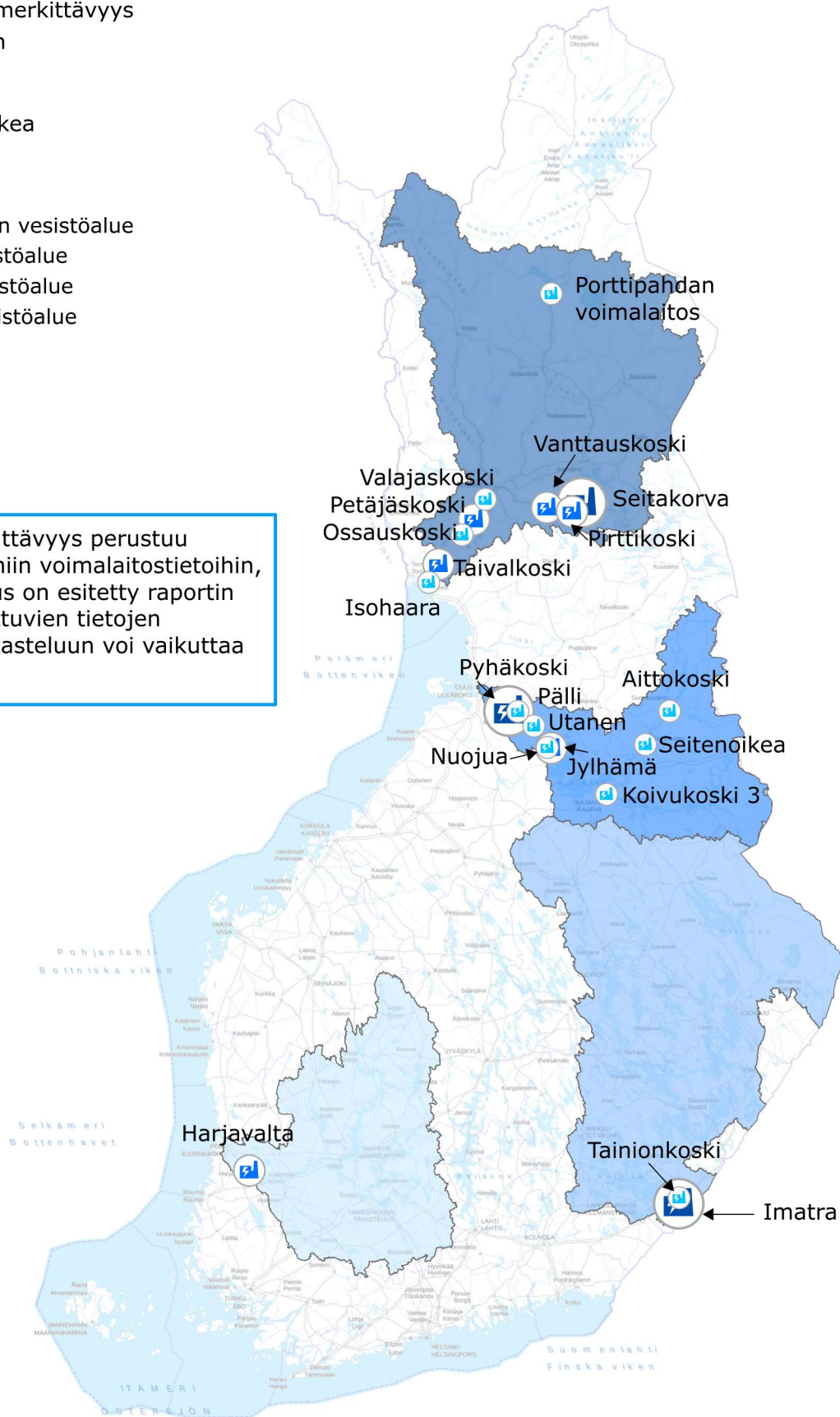
Voimalaitoksen merkittävyys

-  Kohtalainen
-  Korkea
-  Todella korkea

Vesistöalueet

-  Kokemäenjoen vesistöalue
-  Vuoksen vesistöalue
-  Oulujoen vesistöalue
-  Kemijoen vesistöalue

Laitosten merkittävyys perustuu Rambollin saamiin voimalaitostietoihin, joiden kattavuus on esitetty raportin luvussa 7. Puuttuvien tietojen lisääminen tarkasteluun voi vaikuttaa lopputuloksiin.



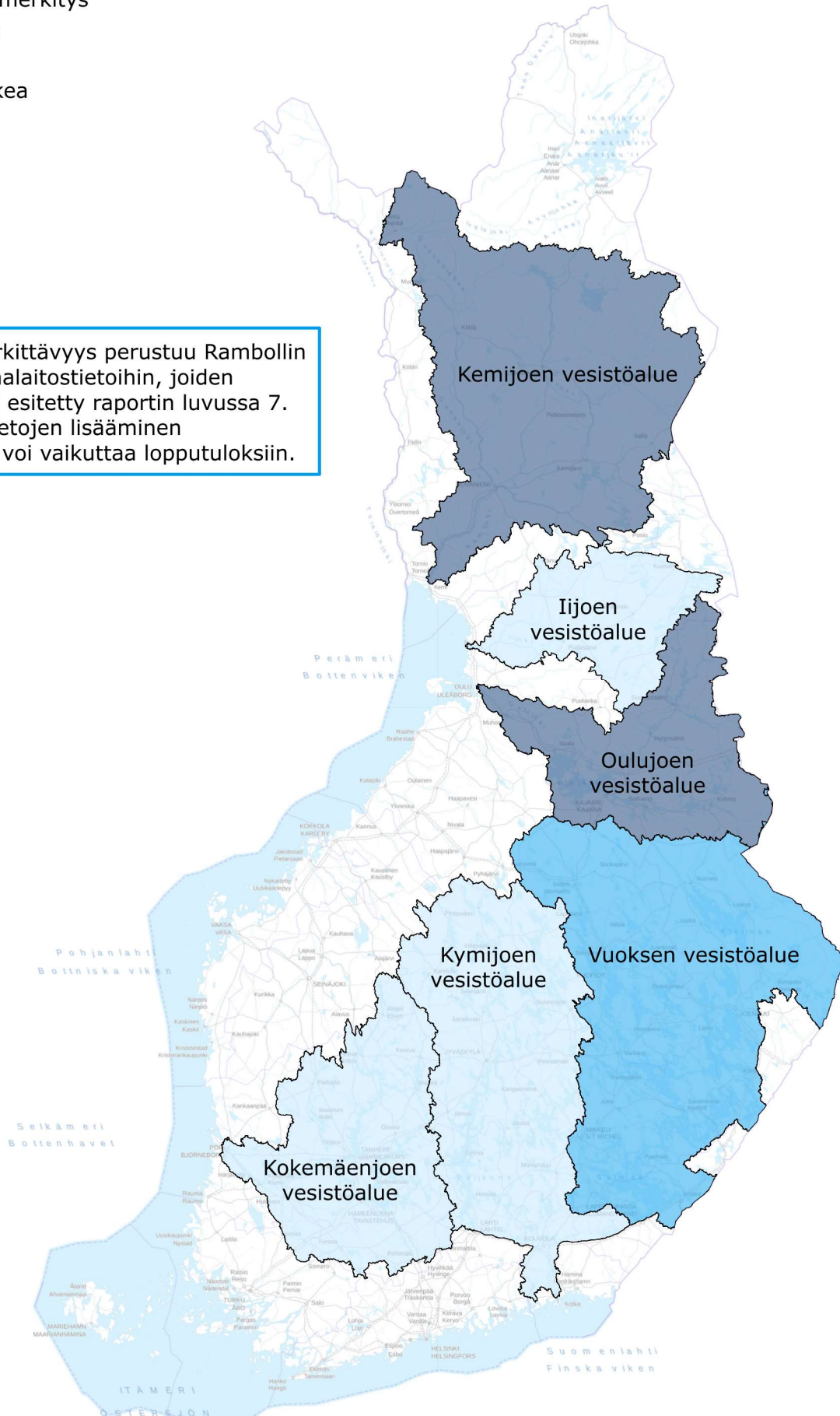
Liite 3: Merkittävimmät vesistöalueet



Vesistöalueen merkitys

- Kohtalainen
- Korkea
- Todella korkea

Alueiden merkittävyys perustuu Rambollin saamiin voimalaitostietoihin, joiden kattavuus on esitetty raportin luvussa 7. Puuttuvien tietojen lisääminen tarkasteluun voi vaikuttaa lopputuloksiin.



Liite 4: Merkittävimmät jokiuomat



Joen merkittävyys

- Kohtalainen
- Korkea
- Todella korkea

Jokien merkittävyys perustuu Rambollin saamiin voimalaitostietoihin, joiden kattavuus on esitetty raportin luvussa 7. Puuttuvien tietojen lisääminen tarkasteluun voi vaikuttaa lopputuloksiin.

