

Elina Leikas

TUULI- JA AURINKOVOIMAN TUOTANTO- HUIPPUJEN VERTAILU

Kandidaatintyö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Sami Repo
Marraskuu 2023

TIIVISTELMÄ

Elina Leikas: Tuuli- ja aurinkovoiman tuotantohuippujen vertailu
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan kandidaattiohjelma, sähkötekniikka
Marraskuu 2023

Sähköenergian tuotanto on murroksessa ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi. Tavoitteena on luopua fossiilisista polttoaineista ja vähentää hiilidioksidipäästöjä nopealla aikataululla. Tulevaisuuden sähköntuotanto perustuu pääasiassa uusiutuviin ja hiilineutraaleihin energialähteisiin. Uutta sähköntuotantoa pyritään rakentamaan ilmastoystävällisyyden lisäksi kustannustehokkaasti. Tässä työssä tutkitaan aurinkovoiman lisäämistä olemassa oleviin sähköverkkoihin, vaikka ne olisivat jo täyteen kuormitettuja tuulivoiman tehohuippujen aikana.

Tämä tutkimus on ajankohtainen, koska Elenian sähköverkon alueella on käynnistetty useita kehityshankkeita aurinkovoimaloiden rakentamiseksi. Tutkimuksessa hyödynnetään Elenian sähköverkon alueella sijaitsevien tuuli- ja aurinkovoimaloiden mittaustietoja. Aurinkovoiman mittaustietojen vähäisyyden vuoksi tutkimuksessa hyödynnetään myös Ilmatieteenlaitoksen havainto-asemien auringon säteilytehon mittauksia lisäämään tietoutta aurinkovoimaloiden tuottaman tehon käyttäytymisestä.

Tutkimuksessa analysoidaan tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vaihtelua eri ajankohtina. Tavoitteena on saada tietoa näiden kahden sähköntuotantomuodon tehohuippujen esiintymistiheydestä ja ajankohdista. Mittaustietojen perusteella voidaan havaita tuulivoiman tehohuippujen esiintyvän pääasiassa talvikuukausina ja yöaikana. Aurinkovoiman tehohuiput esiintyvät yksinomaan kesäkuukausina ja keskipäivällä. Tutkimustulosten perusteella voidaan havaita synergiaetuja näiden kahden eri tuotantomuodon välillä, koska tuuli- ja aurinkovoiman tehohuiput tapahtuvat pääsääntöisesti eri ajankohtina.

Tutkimuksen perusteella tuuli- ja aurinkovoimaa voidaan tietyin rajoituksin liittää samaan sähköverkkoon, vaikka sähköverkko olisi jo tuulivoiman tehohuippujen aikana täyteen kuormitettu. Tehohuippuja voi kuitenkin esiintyä samanaikaisesti, jolloin sähköverkko ylikuormittuu. Ensimmäinen ratkaisu samanaikaisten tehohuippujen aiheuttamaan sähköverkon ylikuormittumiseen on käyttää voimajohdon dynaamista kuormitettavuuden hallintaa. Toinen ratkaisu on rajoittaa tarvittaessa aurinkosähkön tehoa käytössä olevan invertterin avulla. Kolmas ratkaisu on tehon rajoittamisen sijaan syöttää ylimääräinen aurinkovoiman tuottama sähköenergia varastoon aurinkovoimalan alueelle asennettuun akustoon. Tämä varastoitu energia voidaan syöttää sähköverkkoon myöhemmin, kun on sopivampi ajankohta.

Tutkimuksessa ei löytynyt ratkaisua, joka olisi aina selvästi suositeltavin. Tehon rajoittaminen on investointikustannuksiltaan edullisin, mutta kaikkea saatavissa olevaa tehoa ei voida hyödyntää. Voimajohdon dynaaminen kuormitettavuuden hallinta ja akusto on todennäköisesti edullisempia ratkaisuja kuin uuden sähköverkkoinfrastruktuurin rakentaminen. Jokaisen aurinkovoimalan liittäminen sähköverkkoon on erillinen tapaus, joten taloudelliset laskelmat ja päätökset on aina tehtävä tapauskohtaisesti.

Avainsanat: tuulivoima, tuulipuisto, aurinkovoima, aurinkupuisto, sähköverkko, tehohuippu

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

ALKUSANAT

Tämä kandidaatintyö on tehty Elenia Verkko Oyj:n strategisen kehityksen ryhmälle syksyllä 2023. Haluan kiittää Eleniaa työn mahdollistamisesta, sekä kaikkia minua avustaneita Elenian työntekijöitä. Lisäksi haluan ilmaista kiitokset professori Sami Repolle yhteistyöstä ja uusista näkökulmista työhöni.

Lopuksi haluan kiittää läheisiäni ja perhettäni heidän tarjoamastaan tuesta ja kannustuksesta. He ovat olleet suuri tuki motivaation ylläpitämisessä.

Tampereella, 29.11.2023

Elina Leikas

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
1.1 Työn tausta ja rajaukset	2
1.2 Työn rakenne	2
1.3 Elenian verkkoon liitetty tuuli- ja aurinkovoima	3
1.4 Työssä käytetty mittausaineisto	4
2. UUSIUTUVA SÄHKÖNTUOTANTO	5
2.1 Tuulivoima	5
2.2 Tuulipuisto	7
2.3 Aurinkovoima	8
2.4 Aurinkopuisto	12
3. UUSIUTUVAN SÄHKÖNTUOTANNON LUONNE.....	14
3.1 Tuulivoiman tehohuiput ja pysyvyyssäyrät	14
3.1.1 Tuulivoiman vaihtelu eri vuosina	17
3.1.2 Tuulivoiman vaihtelu vuoden eri kuukausina	18
3.1.3 Tuulivoiman vaihtelu vuoden tietyllä viikolla	24
3.1.4 Tuulivoiman vaihtelu vuorokauden eri tunteina	26
3.1.5 Yhteenveto tuulivoimasta	26
3.2 Aurinkovoiman tehohuiput ja pysyvyyssäyrät	27
3.2.1 Aurinkovoiman vaihtelu eri vuosina	29
3.2.2 Aurinkovoiman vaihtelu vuoden eri kuukausina	30
3.2.3 Aurinkovoiman vaihtelu vuoden tietyllä viikolla	31
3.2.4 Aurinkovoiman vaihtelu vuorokauden eri tunteina	32
3.2.5 Yhteenveto aurinkovoimasta	35
4. YHDISTETYN TUULI- JA AURINKOVOIMAN MALLINTAMINEN	36
4.1 Tuotantohuippujen vertailu	36
4.2 Malli yhdistetylle tuuli- ja aurinkovoimalle	36
4.2.1 Yhdistetyn tuotannon skenaario A	37
4.2.2 Yhdistetyn tuotannon skenaario B	39
4.2.3 Yhdistetyn tuotannon skenaario C	41
4.2.4 Yhdistetyn tuotannon skenaario D	42
4.2.5 Yhdistetyn tuotannon skenaario E	44
4.2.6 Yhdistetyn tuotannon skenaario F	45
4.3 Virheanalyysi	47
5. JOHTOPÄÄTÖKSET	49
6. YHTEENVETO	52
LÄHTEET	53

LYHENTEET JA MERKINNÄT

Lyhenne	Selitys
km	kilometri
MW	megawatti
m	metri
m/s	metriä sekunnissa
P	teho
ρ	tiheys
A	pinta-ala
v	nopeus
kWp	kilowattihuippu
kWh/m ²	kilowattituntia neliömetrillä
W/m ²	wattia neliömetrillä
°C	celsius aste
AM	ilmamassa (air mass)
kV	kilovoltti
MVA	megavoltiampeeri
tehohuippu	teho, joka on vähintään 80 % maksimitehosta
h	tunti
PPA	Power Purchase Agreement
€/MWh	euroa megawattitunnilta
pu	suhteellisarvo (per unit)
kpl	kappalemäärä
€/vuosi	euroa vuodessa
DLR	dynaaminen kuormitettavuuden hallinta

1. JOHDANTO

Sähköenergian tuotanto on murroksessa maailmanlaajuisesti. Tavoitteena on vähentää sähköntuotannon hiilidioksidipäästöjä ja parantaa energiatehokkuutta. Uusiutuva energia on keskeisessä roolissa nykyaikaisessa sähköntuotannossa. Sen määrä huomattavasti lisääntynyt Suomessa ja muualla maailmassa viime vuosikymmenen aikana. Energiamurros vaatii merkittäviä investointeja sähköenergian tuotannon kehittämisen lisäksi myös Suomen sähköverkon kehittämiseen [1].

Tuuli- ja aurinkovoima ovat tärkeimpiä vähäpäästöisiä sähköntuotantomuotoja. Tuuli-voima on yleistynyt Suomessa 2010-luvulla, mutta aurinkovoima on sen sijaan kehittynyt teolliseen kokoluokkaan vasta viime vuosina. Tuuli- ja aurinkoenergiaa ei voida tuottaa tasaisesti, koska ne ovat vahvasti sääriippuvaisia sähköntuotantomuotoja. Niiden sähköntuotantoa ei voida ohjata samalla tavalla kuin voidaan ohjata fossiilisia polttoaineita käyttävien voimaloiden sähköntuotantoa. Sähköenergian tuotannon murros ei keskity pelkästään uusien tuotantomuotojen kehittämiseen ja rakentamiseen, vaan se edellyttää myös mittavia kehityspanostuksia ja investointeja sähköverkon haltijoille. Tuotettu sähköenergia pitää saada siirrettyä kuluttajille.

Tuuli- ja aurinkosähkön rakentamisessa olennainen osa on niiden investointikustannukset. On tärkeä tiedostaa, että investointikustannukset eivät rajoitu vain itse voimalan rakentamiseen, vaan kustannuksissa pitää huomioida myös voimalan liittäminen sähköverkkoon. Uuden sähköaseman ja yli 10 km pitkän voimajohdon rakentaminen saattaa tehdä voimalainvestoinnista kannattamattoman [2]. Sen takia on järkevää analysoida tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoprofiileja ja etsiä mahdollisia synergiaetuja verkkoinfrastruktuurin kehittämiseen.

1.1 Työn tausta ja rajaukset

Tämä tutkimus on tullut ajankohtaiseksi, koska Suomessa on viime vuoden aikana käynnistetty lukuisia aurinkosähkään liittyviä teollisen mittakaavan hankekehitysprojekteja. Elenian toiminnassa on huomattu merkittävä kasvu aurinkosähkön liittymäkyselyjen määrässä. Syynä tähän kehitykseen ovat teknologian kehitys, sähkön hinta ja uusiutuvan energian hankkeisiin liittyvät uudet rahoitusmallit.

Tämän työn tavoitteena on tutkia tuntitasolla tuuli- ja aurinkovoiman tuotantohuippujen vaihtelua sekä pysyvyysskäyriä. Tutkimuksessa selvitetään, esiintyvätkö näiden kahden energiantuotantomuodon tuotantohiiput samanaikaisesti vai vaihtelevatko ne eri aikoina Elenian verkon alueella. Tämän tutkimuksen avulla pyritään selvittämään tuuli- ja aurinkovoiman synergiaetuja ja tuomaan säästöä sähköverkkoinfrastruktuuriin. Käyttämällä olemassa olevaa sähköverkkoa voidaan nopeuttaa uusiutuvan energian tuotannon liittämistä sähköverkkoon ilman tarvetta odottaa uuden sähköverkkoinvestoinnin valmistumista. Sähköverkon käytettävissä olevan kapasiteetin hyödyntäminen mahdollisimman tehokkaasti on sekä aikataulullisesti että taloudellisesti järkevää. Työn tavoitteena on etsiä vastaus, voisiko nykyisiin tuulivoimasta täynnä oleviin sähköverkkoihin vielä lisätä aurinkovoimaa tuulivoiman rinnalle vai kuormittaisiko sähköverkko liikaa.

Tässä työssä ei käsitellä muita sähköverkon optimaalisen käytön ratkaisuja, kuten älykäitä sähköverkkoja tai joustomarkkinoita. Tuuliturbiinien ja aurinkokennojen teknisten ominaisuuksien syvällinen esittely tai niiden vertailu eivät kuulu tämän työn tarkastelualueeseen. Myös tarkempi sääilmiöiden tutkiminen on rajattu pois.

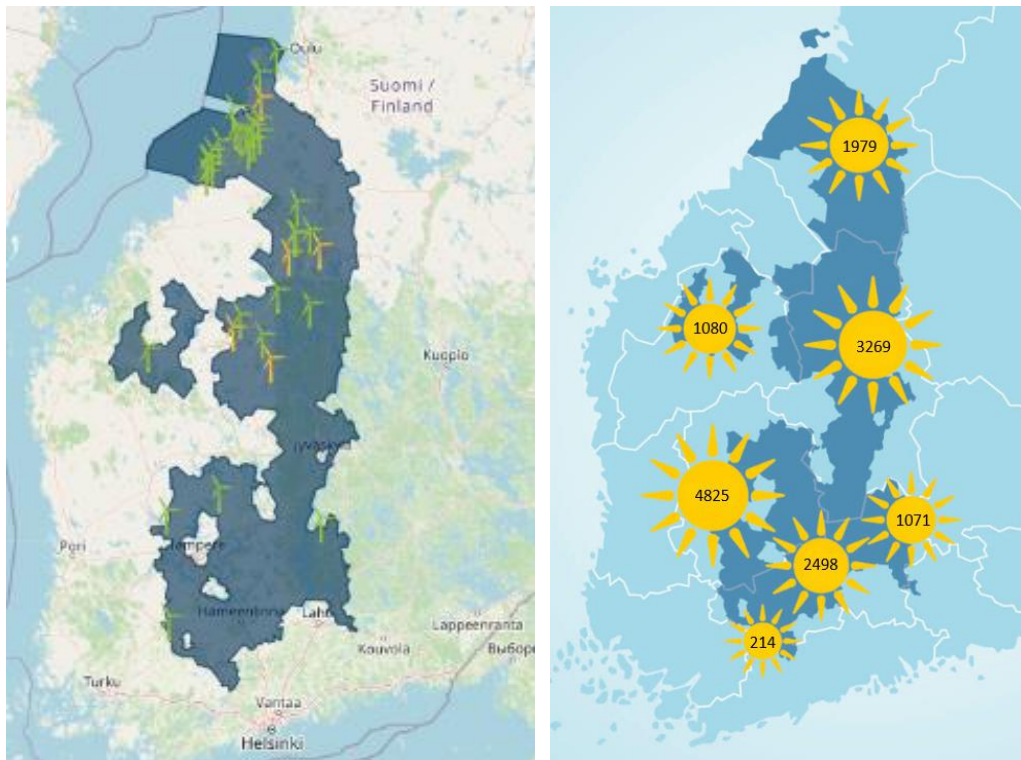
1.2 Työn rakenne

Tämän kandidaatintyön luvussa 2 esitellään uusiutuvista sähköntuotantomuodoista tuuli- ja aurinkovoimaa, joiden osuus on viime aikoina ollut kovassa kasvussa. Luvussa 3 perehdytään tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon luonteeseen, kuten tuotannon vaihtelevuuteen ja riippuvuuteen sääolosuhteista. Luvussa 4 keskitytään Elenia Verkko Oyj:n sähköverkon alueelta saatuun uusiutuvan tuotannon mittaustietoihin, sekä

Ilmatieteenlaitoksen havaintoasemien mittaustietoihin, joiden perusteella muodostetaan käsitys tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon käyttäytymisestä. Luvussa 5 esitetään tutkimuksen johtopäätöksiä ja miten yhdistettyä tuuli- ja aurinkotuotannon käyttäytymisestä saatuja tietoja voidaan hyödyntää sähköverkon kapasiteetin suunnittelussa. Yhteenvedo on esitetty luvussa 6.

1.3 Elenian verkkoon liitetty tuuli- ja aurinkovoima

Elenian verkkoon on liitetty 1028 MW tuulivoimaa, joka sijaitsee valtaosin Pohjois-Pohjanmaalla. Tämä johtuu alueen hyvistä tuuliolosuhteista avaran maaston ja meren läheisyyden ansiosta. [3] Aurinkovoimaa Elenian verkkoon on kytketty 122 MW, joka sijaitsee suurimmaksi osaksi Pirkanmaalla. Aurinkovoima on pääasiassa pientuotantoa, mutta alueella on myös teollisen mittakaavan aurinkopuistoja. [4] Sähköverkkoa yhtiöllä on noin 76 700 kilometriä [5]. Kuvassa 1 on esitetty tuuli- ja aurinkovoiman sijoittuminen Elenian verkkoalueella.



Kuva 1. Vasemmalla on Elenian verkkoon liitetty tuulipuistot [3] ja oikealla on Elenian alueella olevien aurinkopaneelien määrät [4].

Elenian alueella tuotetaan noin viidennes Suomen tuulivoimasta. Vuonna 2022 Elenian jakeluverkkoon liitettiin uutta tuulivoimakapasiteettia 254,8 MW ja tehtiin 4 457 uutta pientuotannon aurinkopaneeliasennusta. Tilikauden 2022 aikana Elenia investoi sähköverkkojen kehittämiseen 175,8 miljoonaa euroa, joten sähköverkon kehittämissuunnitelmat ovat tärkeässä roolissa. [5]

1.4 Työssä käytetty mittausaineisto

Tässä tutkimuksessa analysoidaan kolmen tuulipuiston ja yhden aurinkopuiston tuntitasolla mitattuja tuotantotietoja. Lisäksi tutkimuksessa käytetään Ilmatieteenlaitoksen tuulen nopeuden ja auringon säteilytehon mittauksia. Tuulipuistojen ja aurinkopuiston osalta tiedot ovat luottamuksellisia, joten näiden nimiä, kokoja tai sijainteja ei paljasteta. Tehotiedot ovat normalisoitu kunkin kohteen mitatun maksimitehon mukaisesti, jotta kohteiden tunnistaminen ei ole mahdollista. Tässä tutkimuksessa näihin kohteisiin viitataan nimillä Tuulipuisto A, Tuulipuisto B, Tuulipuisto C ja Aurinkopuisto A.

2. UUSIUTUVA SÄHKÖNTUOTANTO

Uusiutuva sähköntuotanto tarkoittaa sähkön tuottamista käyttäen luonnonvaroja, jotka uusiutuvat luonnollisesti eivätkä loppu. Uusiutuva sähköntuotanto eroaa fossiilisilla polttoaineilla toteutetusta sähköntuotannosta siinä, että fossiilisia polttoaineita on rajallinen määrä ja ne loppuvat ajan mittaan.

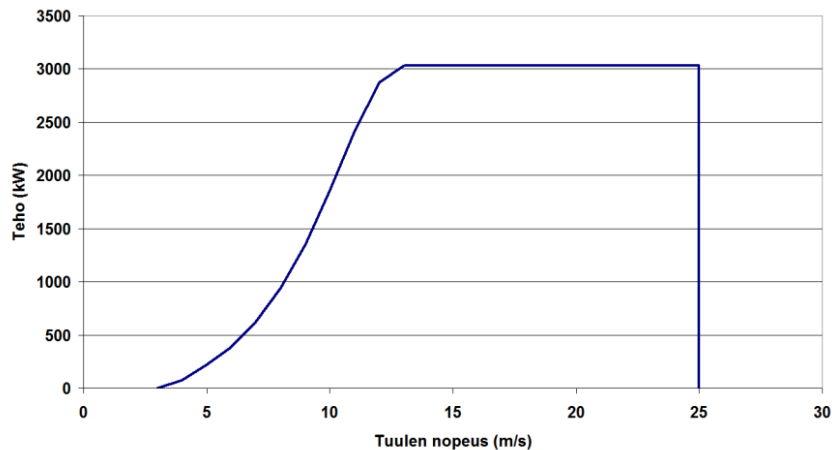
Tyypillisimpiä uusiutuvia sähköntuotantomuotoja ovat vesivoima, tuulivoima, aurinkovoima ja biomassa. Myös geoterminen energia on uusiutuvaa energiaa, mutta sen hyödyntäminen Suomessa sähkön tuottamiseen ei ole yleistä. Mainittujen energiamuotojen etuja ovat niiden ympäristöystävällisyys, vähäiset ilmastopäästöt ja energiavarojen uusiutuminen. Nämä energiamuodot edistävät kestävästä kehitystä ja auttavat pääsemään eroon fossiilisista polttoaineista, jotka palaessaan tuottavat ilmakehään ilmastolle haitallisia päästöjä.

2.1 Tuulivoima

Tuulivoima on yksi uusiutuvan energian muoto, joka perustuu aineen massavirran hyödyntämiseen sähköntuotannossa. Tuulivoimassa on sama peruserä kuin esimerkiksi vesivoimassa, mutta virtaava aine on eri. Tuulivoima perustuu lämpötila- ja painerojen aikaansaamaan ilman liikkeeseen, joka muutetaan mekaaniseksi energiaksi tuuliturbiinin roottorin avulla. Mekaaninen energia muutetaan sähköenergiaksi generaattorin avulla. Suurimpien tuuliturbiinien teho on 7,2 MW, napakorkeus on 200 m ja roottorin halkaisija on 172 m [6].

Tuuliturbiinin käynnistykseen vaaditaan noin 3 m/s tuulennopeus. Tuuliturbiini on pysäytettävä, kun tuulen nopeus ylittää noin 25 m/s, koska tuuliturbiiniin kohdistuvat suuret mekaaniset rasitukset saattavat vaurioittaa sen rakenteita. Rakenteita voitaisiin vahvistaa kestävämmäksi myös yli 25 m/s tuulennopeuksia, mutta se ei ole taloudellisesti kannattavaa, koska näin suuret tuulennopeudet ovat harvinaisia ja niiden avulla tuotettu sähköenergia jäisi vähäiseksi. Kuvassa 2 on esitetty 3 MW tuuliturbiinin tehokäyrä tuulen nopeuden funktiona. Kuvasta näkee, että yli 13 m/s tuulennopeuksilla teho pysyy

tehon rajoittamisen vuoksi vakiona, kunnes saavutetaan 25 m/s tuulennopeus, jolloin tuuliturbiini sammutetaan. Tämä tarkoittaa sitä, että tuulivoimasta ei hyödynnetä maksimitehoa, joka teoreettisesti olisi saatavilla. Tuulivoimalan suunnittelu onkin teknistaloudellinen optimointitehtävä, jonka tavoitteena on tuotetun sähköenergian hinnan minimointi. Tuulivoimaloiden tulee siis olla mahdollisimman kustannustehokkaita. [7]



Kuva 2. Tuulen nopeuden vaikutus tuuliturbiinin tehoon [8].

Tuulivoimaan liittyviä tärkeitä tunnuslukuja ovat nimellisteho, huipunkäyttöaika, kapasiteettikerroin ja hyötysuhde. Tuulipuistojen yhteydessä huipunkäyttöaika kuvaa sen ajan pituutta tunteina, joka kuluisi vuodessa tuotetun energian tuottamiseen, mikäli tuulipuisto toimisi koko ajan nimellistehollaan. Esimerkiksi 3 500 tunnin huipunkäyttöaika tarkoittaa sitä, että tuulipuisto on tuottanut vuoden aikana energiamäärän, jonka se tuottaisi toimiessaan 3 500 tuntia nimellistehollaan. Kapasiteettikerroin saadaan, kun huipunkäyttöaika jaetaan vuoden kaikilla tunneilla, joten se periaatteessa kuvaa samaa asiaa kuin huipunkäyttöaika. Vuonna 2019 Suomen tuulipuistojen keskimääräinen kapasiteettikerroin oli 33 %, mutta parhaimmat tuulipuistot pääsivät 47 % kapasiteettikertoimeen. [8]

Tuuliturbiinin hyötysuhde ilmoittaa sen, kuinka suuren osan tuuliturbiinin roottorille saapuvasta ilman liike-energiasta saadaan muutettua sähköenergiaksi. Teho määrittää energian aikaderivaattana, joten ilmavirtauksen teho tarkoittaa ilmavirtauksen energiaa aikayksikköä kohden.

Ilmavirtauksen tehon yhtälö on

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v_0^3, \quad (1)$$

jossa ρ on ilman tiheys, A on ilmavirtausta vastaan kohtisuora pinta-ala ja v on tuulen nopeus. [7]

Kaavasta (1) voidaan nähdä ilmavirtauksen tehon riippuvan sen nopeuden kolmannelta potenssista. Tuulen nopeuden kaksinkertaistuessa sen teho 8-kertaistuu. Tästä syystä tuulivoiman energiantuotannon arvioiminen pelkän vuosittaisen tuulennopeuden keskiarvon perusteella ei ole järkevää. [7]

Tuulivoimalan tuottamaa tehoa ei voida suoraan määritellä tuulen tehosta yhtälön 1 mukaisesti, koska tuulen tehosta voidaan Betzin lain mukaisesti teoriassa hyödyntää vain noin 59,3 %. Betzin laki perustuu ilmavirran nopeuden hidastumiseen, kun sen liike-energiaa muutetaan tuulivoimalan roottorilla liike-energiaksi. [7] Käytännössä tuulivoimalan tyypillinen hyötysuhde on 20–45 % [9]. Tämä saattaa kuulostaa alhaiselta, mutta tuulivoiman hyötysuhdetta on mahdoton suoraan verrata muihin energiamuotoihin, koska ne toimivat täysin eri periaatteella. Järkevää on kuitenkin verrata yhden tuulivoimalamallin hyötysuhdetta toisen tuulivoimalamallin hyötysuhteeseen.

2.2 Tuulipuisto

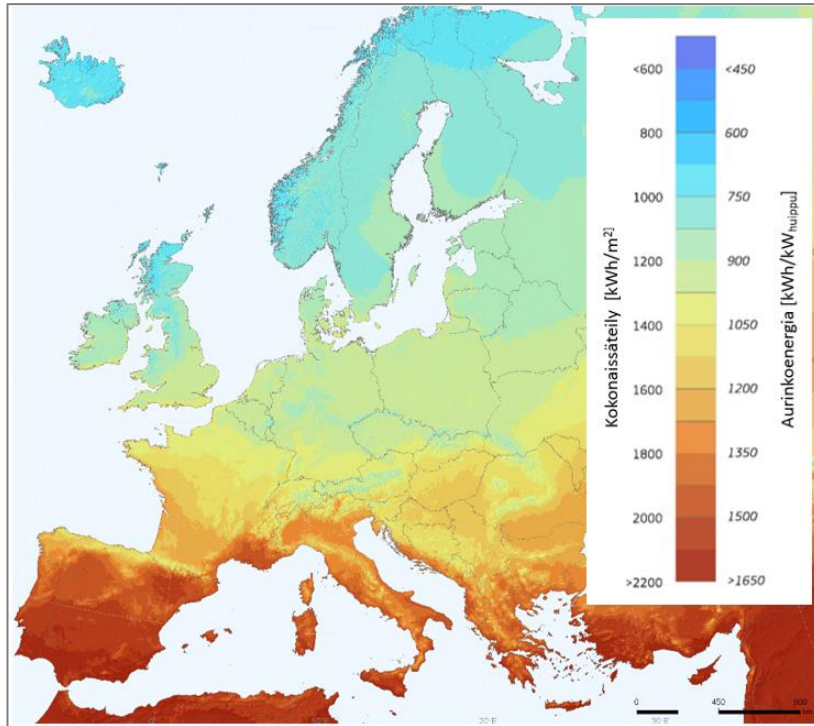
Tuulipuisto koostuu yleensä useista tuuliturbiineista. Se sijoitetaan alueelle, joissa on hyvät tuuliolosuhteet. Tuulipuiston sijoittamiseen vaikuttaa myös sähköverkon liityntäpisteen etäisyys. Suurin osa Suomen tuulipuistoista sijaitsee länsirannikolla, koska meren läheisyys lisää tuulen voimakkuutta ja maastossa ei ole suuria korkeuseroja.

Tutkittavien tuulipuistojen tekniset yksityiskohdat eivät kuulu tämän tutkimuksen piiriin, koska tutkittavat tuulipuistot ovat jo olemassa. Tuulipuistoista hyödynnetään mitattuja tehotietoja tuotannon analysointiin. Yleisen tietoisuuden lisäämiseksi voidaan mainita,

että tuuliturbiinit tulee sijoittaa riittävän kauaksi toisistaan, jotta lapojen aiheuttamien pyörteiden vaikutus ilmassa ehtii tasaantumaan. Tuuliturbiinien järkevään etäisyyteen toisistaan vaikuttaa niiden koko, lukumäärä sekä sijoittuminen tuulipuistossa. [10] Tuulipuiston koko on teknis-taloudellinen optimointikysymys, sillä tuuliturbiinien välimatkan kasvaessa myös sähköverkon, maa-alueen ja teiden kustannukset kasvavat.

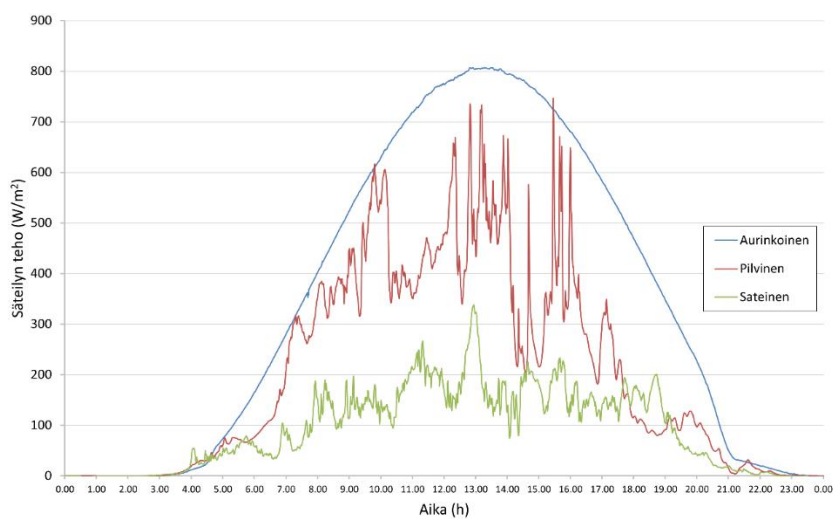
2.3 Aurinkovoima

Aurinkovoima on yksi uusiutuvan energian muoto, joka perustuu auringosta tulevaan säteilyenergian hyödyntämiseen sähköntuotannossa. Auringosta maapallolle tuleva energian määrä on valtavan suuri. Yhden tunnin aikana auringosta maapallolle tuleva energia riittäisi täyttämään koko ihmiskunnan vuoden sähkönkulutuksen maapallolla [11]. Tästä huolimatta aurinkoenergian hyödyntäminen on tänä päivänä melko vähäistä sähköntuotannossa verrattuna sen teoreettiseen potentiaaliin. Auringon energiaa voidaan muuttaa sähköenergiaksi aurinkopaneeleilla. Aurinkovoima on ympäristöystävällistä sen vähäisten päästöjen ja hiljaisen toiminnan vuoksi. Päästöjä syntyy lähinnä vain aurinkovoimalan valmistuksen yhteydessä. Aurinkovoima on yksi tärkeä osa pyrki- myksissä vähentää riippuvuutta fossiilisista polttoaineista ja siten hidastaa ilmaston- muutosta. Tällä hetkellä aurinkovoima on jo suosittu sähköntuotantomuoto pienessä mittakaavassa, mutta teollisen mittakaavan aurinkopuistot ovat vasta yleistymässä. Suomessa täytyy kiinnittää erityistä huomiota aurinkovoiman rakentamisen kustannus- tehokkuuteen, koska toimintaolosuhteet eivät Suomessa ole Etelä-Euroopan maiden tasolla. Tämä on havaittavissa kuvan 3 aurinkosähkön potentiaalia esittävästä kartasta. Siinä on esitetty optimaalisesti etelään kallistettujen aurinkopaneelien kokonaissäteilyn vuotuinen summa ja aurinkosähkön vuotuinen summa, joka on tuotettu optimaalisesti etelään kallistetuilla 1 kWp:n järjestelmällä ja paneelien ulkopuolisen järjestelmän hyötysuhde on 0,75. Suomessa säteily keskittyy selkeämmin vain kesäkuukausille, kun taas Etelä-Euroopassa säteilyä on tasaisemmin ympäri vuoden.



Kuva 3. Aurinkosähkön potentiaali Euroopan maissa [12]

Sähkön tuottaminen aurinkopaneeleilla Suomessa on riippuvaista vuorokaudenajasta ja vuodenajasta. Sähköntuotanto tapahtuu pääasiassa keskipäivällä kesäkuukausina. Pilvisuus ja sade rajoittavat auringon säteilyn pääsyä maan pinnalle. Kuvassa 4 on esitetty pilvisyyden ja sateen vaikutus maanpinnalle tulevan säteilyn määrään.

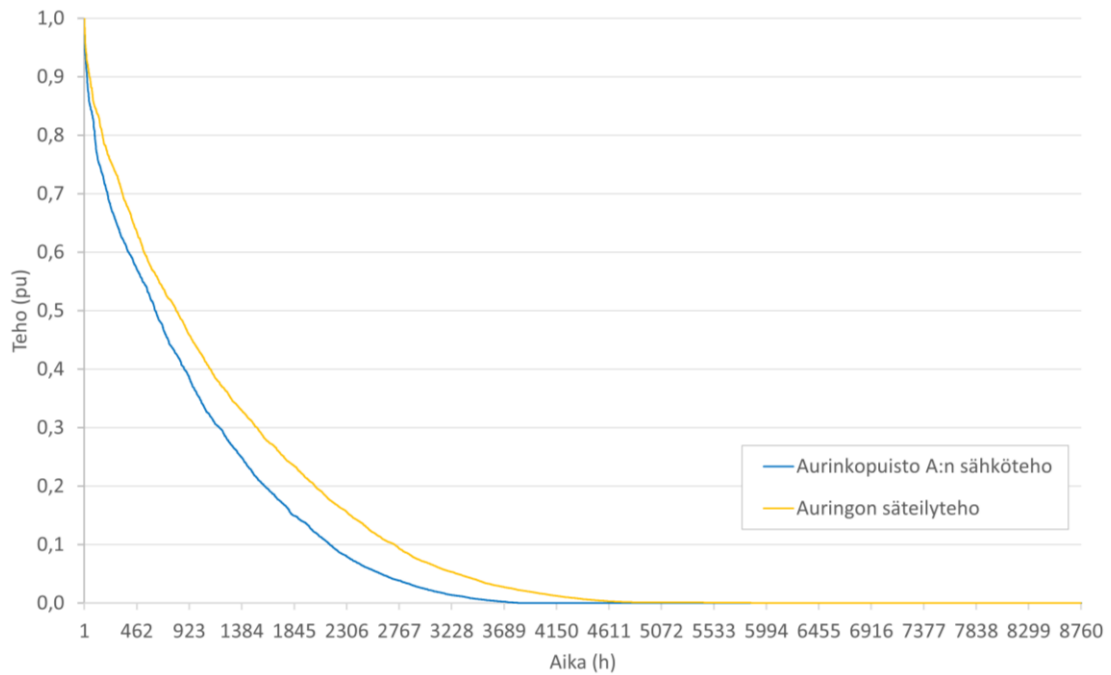


Kuva 4. Auringonsäteilyn tehon vaihtelu sääolosuhteiden mukaan kolmena eri päivänä kesäkuussa 2022 Jyväskylän lentoasemalla [13].

Säteily määrässä on eroa Etelä-Suomen ja Pohjois-Suomen välillä. Helsingissä vuotuinen säteily määrä vaakasuoralle pinnalle on Ilmatieteenlaitoksen testivuoden mukaan noin 980 kWh/m² ja Sodankylässä se on noin 790 kWh/m². Suuntaamalla paneelit 45 asteen kulmassa etelään päin, voidaan hyödynnettävän säteilyn määrää lisätä vuositasolla 20–30 prosenttia verrattuna vaakasuoraan asennukseen. [14]

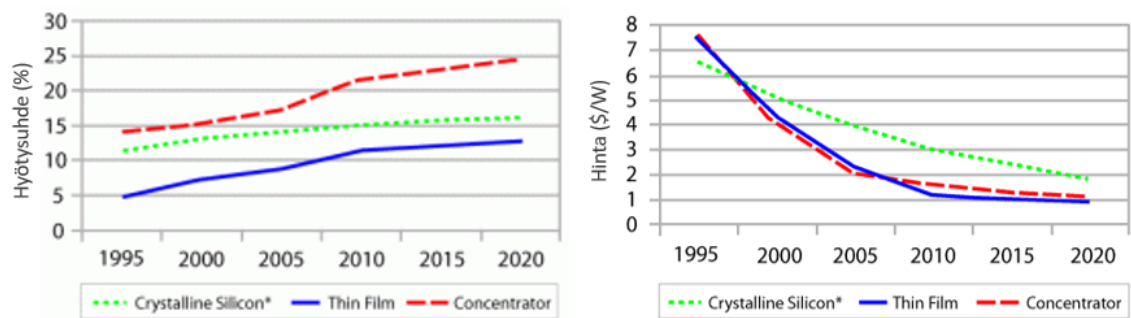
Aurinkopaneelien hyötysuhde määritellään standardiolosuhteissa, jossa käytetään säteilytehona 1000 W/m², lämpötilana 25 °C ja ilmamassana AM1,5 [15]. Markkinoilla olevien teollisen mittakaavan aurinkopaneelien hyötysuhde on tällä hetkellä noin 22 % [16], jolloin vain reilu viidesosa maan pinnalle tulevasta säteilystä voidaan muuttaa sähköksi. Aurinkopaneelien kehitys on voimakasta, joten niiden hyötysuhteen oletetaan kasvavan lähitulevaisuudessa. Laboratorio-olosuhteissa on mitattu 47,6 % hyötysuhde [17], mutta tällaiset korkean hyötysuhteen aurinkopaneelit eivät vielä ole yleisesti käytössä.

Aurinkosähkön tehon ja auringon säteilytehon vertailu on havainnollista tehdä pysyvyyssäyriä avulla. Kuvassa 5 on esitetty vuoden 2022 pysyvyyssäyrät Aurinkopuisto A:n ja lähellä sijaitsevan Ilmatieteenlaitoksen havaintoaseman mitatuista arvoista. Mitatut arvot ovat normeerattu kummankin mittauskohteen maksimi-arvon mukaisesti. Etäisyyttä näiden kahden kohteen välillä on noin 30 km. Mittaustiedoista näkee, että mitattu auringon säteilyteho on suurempi, joka johtuu aurinkopaneelien kallistuksesta ja suuntauksesta. Aurinkopaneelit pystyvät hyödyntämään parhaiten keskipäivän auringon. Aamulla ja illalla auringon säteet osuvat aurinkopaneeliin liian suuressa kulmassa ja yöllä aurinko paistaa aurinkopaneelien takaa. Mittaustiedoista laskettuna koko vuoden 2022 korrelaatiokertoimen arvoksi saadaan 0,90, joka on hyvällä tasolla. Tässä kohtaa todetaan, että Ilmatieteenlaitoksen säteilytehon mittaukset ovat tässä tutkimuksessa riittävän tarkkoja havainnollistamaan tulevaisuudessa rakennettavan aurinkopuiston tehoa. Lisäksi Ilmatieteenlaitoksen mittaukset antavat arvion turvalliseen suuntaan aurinkovoimalan tehosta ja pysyvyydestä.



Kuva 5. Aurinkopuisto A:n ja auringon säteilytehon [13] pysyvyyskäyrät vuonna 2022

On ennustettavissa, että aurinkopaneelien käyttö sähköntuotannossa kasvaa tulevaisuudessa voimakkaasti. Kuva 6 havainnollistaa aurinkopaneelien hyötysuhteen ja hinnan kehitystä vuosien 1995 ja 2020 välillä. Aurinkopaneelien hyötysuhde on jatkuvasti kasvanut, samalla kun niiden hinta on merkittävästi laskenut. Koska kyseessä on varsin uusi sähköntuotantomuoto, niin voimakkaan kehityksen ennustetaan jatkuvan vielä useita vuosia. Nykyään tehdään paljon tutkimustyötä aurinkopaneeliteknologian parantamiseksi.



Kuva 6. Aurinkopaneelien hyötysuhteen ja hinnan kehitys [18].

2.4 Aurinkopuisto

Aurinkopuisto on voimalaitos, jossa on iso määrä aurinkopaneeleja. Ne pyritään sijoittamaan aurinkoisille paikoille ja niiden pinta-ala on yleensä useita hehtaareja. Aurinkopuistot ovat alkaneet viime aikoina nosta suosiotaan suomalaisessa sähköntuotannossa ympäristöystävällisemmän sähköntuotannon lisääntyessä ja ilmastonmuutoksen torjunnan myötä. Yleisesti ottaen aurinkopuisto on sopiva lisä suomalaiseen sähköntuotantoon tuulivoiman rinnalle, koska ne tuotannon näkökulmasta sopivasti täydentävät toisiaan.

Aurinkopuiston liittyessä suurjännitteiseen jakeluverkkoon noudatetaan kulloinkin voimassa olevia suurjännitteisen jakeluverkon liittymisehtoja. Elenian suurjännitteiseen verkkoon liittyessä sovelletaan Elenian voimassa olevien liittymisehtoja. Samalla sovelletaan myös voimassa olevia Fingridin vaatimuksia ja ohjeita niiltä osin, kun ne asettavat vaatimuksia suurjännitteisen jakeluverkon liittynöille. Voimalaitosten on lisäksi täytettävä Fingridin kulloinkin voimassa olevat järjestelmätekniiset vaatimukset tai niitä vastaavat ohjeet tuotannolle. Lisäksi on huomioitava eurooppalaisten verkkosääntöjen asettamat vaatimukset. [19]

Aurinkopuiston liityntä Elenian sähköverkkoon riippuu paljon sen tehosta. Tyypilliset liittymistyytit Elenian verkkoon ovat 110 kV kytkinlaitosliityntä ja 110 kV voimajohtoliityntä. Kytkinlaitosliitynnässä liittyminen tapahtuu voimajohtolla tai kaapelilla Elenian 110 kV:n kytkinlaitokseen. Asiakas vastaa oman liityntäkenttensä rakentamisesta, mukaan lukien muuntajaperustus sekä tarvittavat ensiö- ja toisilaitteet. Elenia järjestää paikan liittynnälle omalla kytkinasemallaan. Kenttä rakennetaan Elenian ohjeistuksen mukaisesti. Valitut muuntajat täytyy hyväksyttää Elenialla. Voimajohtoliitynnässä liitytään suoraan Elenian voimajohtoon. Voimajohtoliitymän teho ja muuntajan tekniset vaatimukset tarkastellaan aina tapauskohtaisesti. [19]

Liitynnässä on myös huomioitava, että Kantaverkon runkojohtoon liittyvissä Elenian johdoissa tai sähköasemissa (kantaverkon voimajohtoliityntä) hyväksytään korkeintaan 2x25 MVA muuntoteho. Muuntajien alajännitepuolet eivät saa olla kytkettynä yhteen. Kantaverkon runkojohtoon liittyviin johtoihin tai sähköasemiin voidaan liittää korkeintaan 5 MVA tahtigeneraattori tai 30 MW konverterikytketty voimalaitos, kun

voimalaitoksen syöttämä vikavirta on korkeintaan 1,2-kertainen voimalaitoksen mitoitustehoon verrattuna. Elenian voimajohtoihin liitettävien voimalaitosten mitoitusteho tarkastellaan aina tapauskohtaisesti. [19]

Fingrid sallii tapauskohtaisesti liittynät 110 kilovoltin voimajohtoon. Fingridin voimajohtoliitynnällä tarkoitetaan kytkinlaitteella kantaverkon 110 kilovoltin voimajohtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Voimajohtoliityntään liitettävän muuntajan suurin sallittu nimellisteho on 40 MVA ja pienin sallittu oikosulkureaktanssi 48,0 ohmia. Kantaverkon voimajohdon siirtokapasiteetin salliessa samaan liittymispisteeseen voidaan kytkeä enintään 65 MVA muuntokapasiteettia ja liityntää kuormittaa enintään 60 MW:iin asti. Erikseen määriteltyjen vaatimusten puitteissa voidaan käyttää myös yhtä korkeintaan 63/31,5/31,5 MVA kolmikäämimuuntajaa. Fingridin voimajohtoliityntään voidaan liittää pieniä alle 5 MW tahtikonevoimalaitoksia tai enintään 60 MW suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia, joiden kantaverkkoon syöttämä oikosulkuvirta saa olla korkeintaan 1,2-kertainen verrattuna voimalaitoksen nimellisvirtaan. Liityntä on varustettava eroonkytkennällä, jonka toteutustapa määritellään tapauskohtaisesti teknisin perustein. [20]

3. UUSIUTUVAN SÄHKÖNTUOTANNON LUONNE

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto riippuu suuresti sääolosuhteista. Tuulivoimalat tarvitsevat riittävän voimakasta tuulta, ja aurinkovoimalat tarvitsevat aurinkoista säätä. Tuuli- ja aurinkovoima tuottavat sähköä vain silloin kuin sääolosuhteet sen sallivat. Sääolosuhteet vaihtelevat jatkuvasti, joten myös tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto vaihtelee jatkuvasti. Kun sähköverkossa hyödynnetään sekä tuuli- että aurinkovoimaa, tämä saattaa luoda haasteita sähköverkon optimaalisen mitoituksen suhteen. Koska tuuli- ja aurinkovoima ovat uusiutuvia energialähteitä, niiden käytön edistäminen on tärkeää kestävästä energiantuotannon näkökulmasta. Tämä edellyttää sähköverkon kehittämistä ja investointeja, jotta tuuli- ja aurinkovoima voidaan liittää osaksi sähköverkkoa järkevällä tavalla.

3.1 Tuulivoiman tehohiiput ja pysyvyyssäyrät

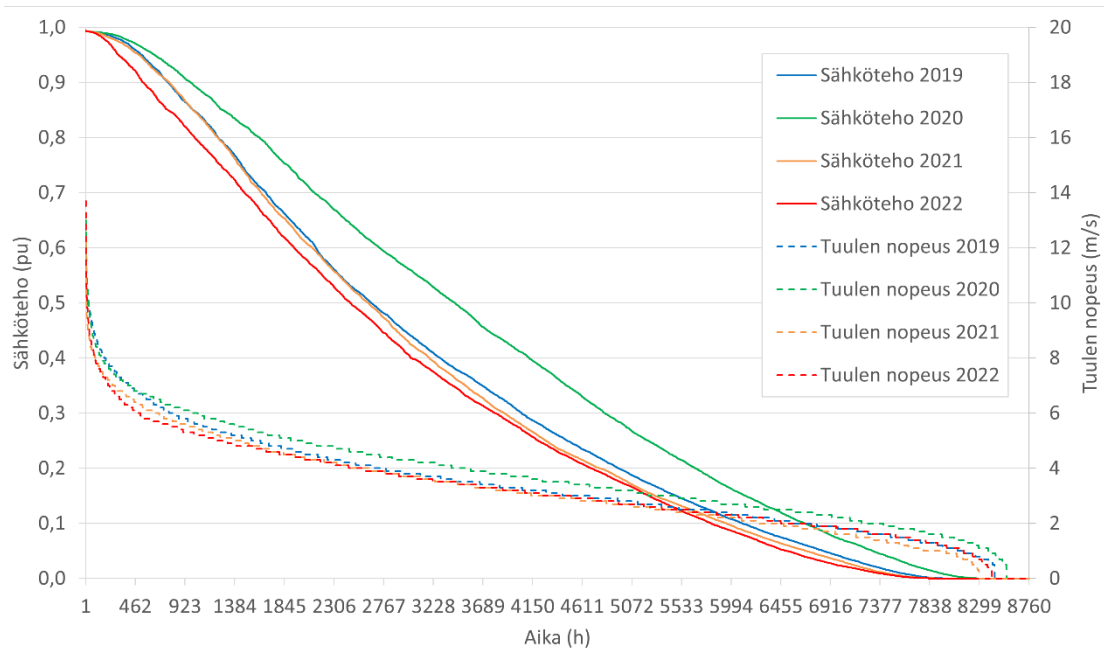
Tutkimuksessa mukana olevat tuulipuistot ovat sähköverkon liittymispisteessä saavuttaneet niille ilmoitetun maksimitehon normaalien tehohäviöiden rajoissa. Suurimmillaan tuulipuiston nimellistehon ja liittymispisteessä mitatun tehon välillä on 0,62 % ero. Maksimiteho ei esiinny vuoden aikana kovin pitkiä aikoja, joten tuulivoimaloiden tehosta on hyvä esittää tietoa myös muunlaisessa muodossa. Tehon pysyvyydestä saa käsityksen tutkimalla tuulivoimaloiden kapasiteettikertoimia. Tutkimuksessa käytettyjen tuulivoimaloiden kapasiteettikertoimet vaihtelevat 33-45 % välillä vuosina 2019-2022. Kappaleessa 2.1 on kerrottu, että keskimääräinen kapasiteettikerroin suomalaiselle tuulipuistolle vuonna 2019 on 33 %. Tutkimuksessa käytettyjen tuulipuistojen kapasiteettikertoimet ovat keskimääräisellä tai hieman korkeammalla tasolla. Vuoden 2020 kapasiteettikertoimet ovat tavanomaista korkeampia tuulisempien olosuhteiden vuoksi. Taulukossa 1 on esitetty kapasiteettikertoimet. Tuulipuisto B:llä on jokaisena vuotena suurin kapasiteettikerroin, joten sen sijoituksessa on onnistuttu hyvin. Myös vuoden 2020 muita vuosia suurempi tuulisuus näkyy kapasiteettikertoimissa.

Taulukko 1. Valittujen tuulipuistojen kapasiteettikertoimet vuosina 2019-2022

	2019	2020	2021	2022
Tuulipuisto A	33 %	40 %	33 %	33 %
Tuulipuisto B	38 %	45 %	36 %	36 %
Tuulipuisto C	34 %	40 %	33 %	33 %

Tässä tutkimuksessa on käytetty määritelmää tehohuippu korkeasta tehosta, joka on määritelty olemaan 80 % Elenian liittymäpisteessä mitatusta maksimitehosta. Tällä tavoin saadaan näkyviin ne ajankohdat, jolloin tuulivoiman teho on merkitsevän suuri sähköverkon kuormituksen kannalta. Perusteluna 80 % tehon valinnalle on sen antama parempi ymmärrys tuulisista ajankohdista verrattuna esimerkiksi 100 % maksimitehoon, joita hetkiä on huomattavasti harvemmin. Tämän tutkimuksen yksi tärkeimmistä asioista on löytää suurten tehojen ajankohdat, jolloin tällainen rajaaminen on tarpeellista.

Maksimitehon ja kapasiteettikertoimen lisäksi tuulipuiston tuottamaa sähkötehoa on hyvä tutkia tehon pysyvyyskäyrän avulla. Se tarjoaa tietoa siitä, kuinka monta tuntia vuodessa tuotetun sähkön teho on ollut milläkin tasolla. Kuvassa 7 on yhtenäisellä viivalla esitetty Tuulipuisto B:n pysyvyyskäyrät neljän vuoden ajalta. Käyrästä näkee, että vuoden 2020 pysyvyyskäyrä poikkeaa muista. Tämä johtuu siitä, että kyseisenä vuonna on ollut tuulisempaa. Sama asia voidaan todeta noin 35 km etäisyydellä olevan Ilmatieteenlaitoksen mittausaseman tuulimittauksista, jotka ovat esitetty samassa kuvassa katkoviivalla. Käyrät osoittavat selvästi tuulen nopeuden kolmannen potenssin vaikutuksen tehoon. Vaikka vuoden 2020 tuuliolosuhteet eivät kovin paljoa poikkea muista vuosista, niin tehossa sillä on merkittävämpi vaikutus.

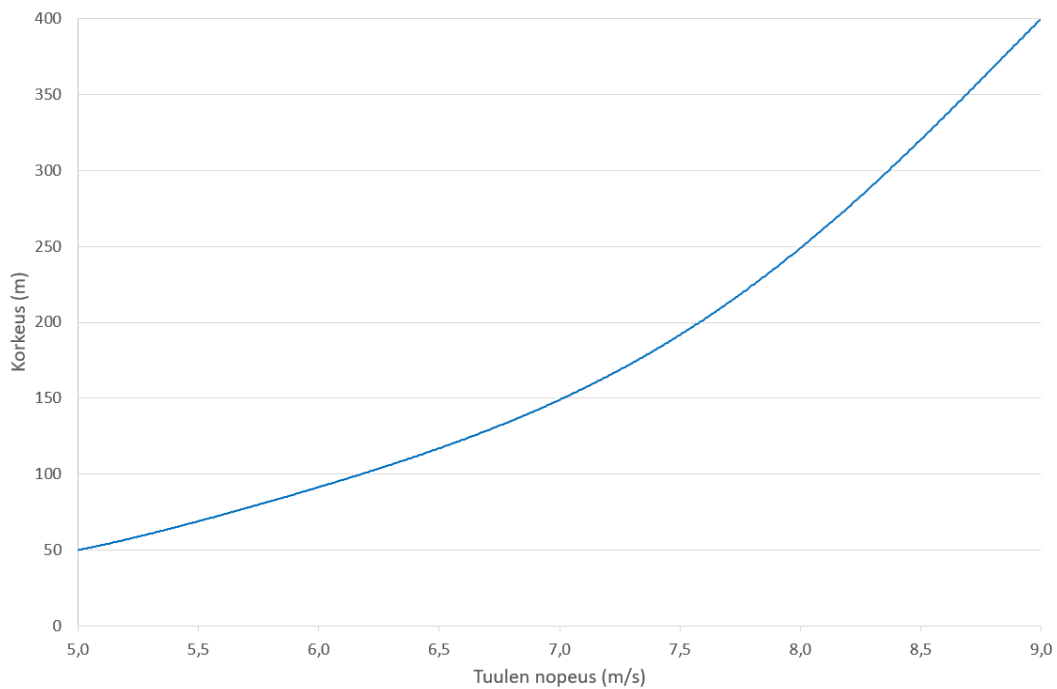


Kuva 7. Tuulipuisto B:n sähkötehon ja Ilmatieteenlaitoksen havaintoaseman tuulen nopeuden pysyvyyskäyrät [13]

Kuvan 7 pysyvyyskäyrästä voidaan todeta, kun sähköverkko mitoitetaan tuulipuiston maksimitehon mukaan, niin sähköverkon käytössä olevaa termistä kapasiteettia hyödynnetään tehokkaasti vain lyhyen aikaa vuodesta. Sähköverkossa on suurimman osan ajasta käytettävissä olevaa kapasiteettia. Tuuliturbiinin tehon rajoitus suurilla tuulennopeuksilla on mekaanisten rasitusten lisäksi järkevä ratkaisu myös sähköverkon mitoituksen kannalta.

Lähemmin käyriä tulkitessa voi havaita, että Ilmatieteenlaitoksen havaintoasemalla mitatun tuulen nopeus ylittää harvoin 12 metriä sekunnissa. Tuulipuisto on kuitenkin toiminut maksimitehon tuntumassa noin 200 tunnin ajan vuodessa. Tuuliturbiinityypin teknisessä erittelyssä on ilmoitettu maksimitehon saavutettavan 12 m/s tuulennopeudella [21]. Tästä voidaan todeta, että tuuliturbiinien roottorin korkeudella tuulen nopeus on suurempi kuin Ilmatieteenlaitoksen mittauksessa lähellä maanpintaa. Sama huomio voidaan tehdä myös pienillä tuulennopeuksilla. Tuuliturbiinin valmistajan mukaan tehon tuotto alkaa tuulen nopeuden ollessa 2,5 m/s [21]. Tuulipuisto on kuitenkin tuottanut jonkin verran tehoa myös pienemmillä maan pinnalla mitatuilla tuulennopeuksilla. Näistä huomioista voidaan tehdä johtopäätös, että maanpinnan lähellä olevalla tuulennomittauksella ei voi suoraan päätellä tuulipuiston tehoa. Tämä huomio voidaan todeta oikeaksi Tuuliatlas-tietokanan tiedoilla. Tuuliatlas sisältää tietoja tuulennopeuksista eri

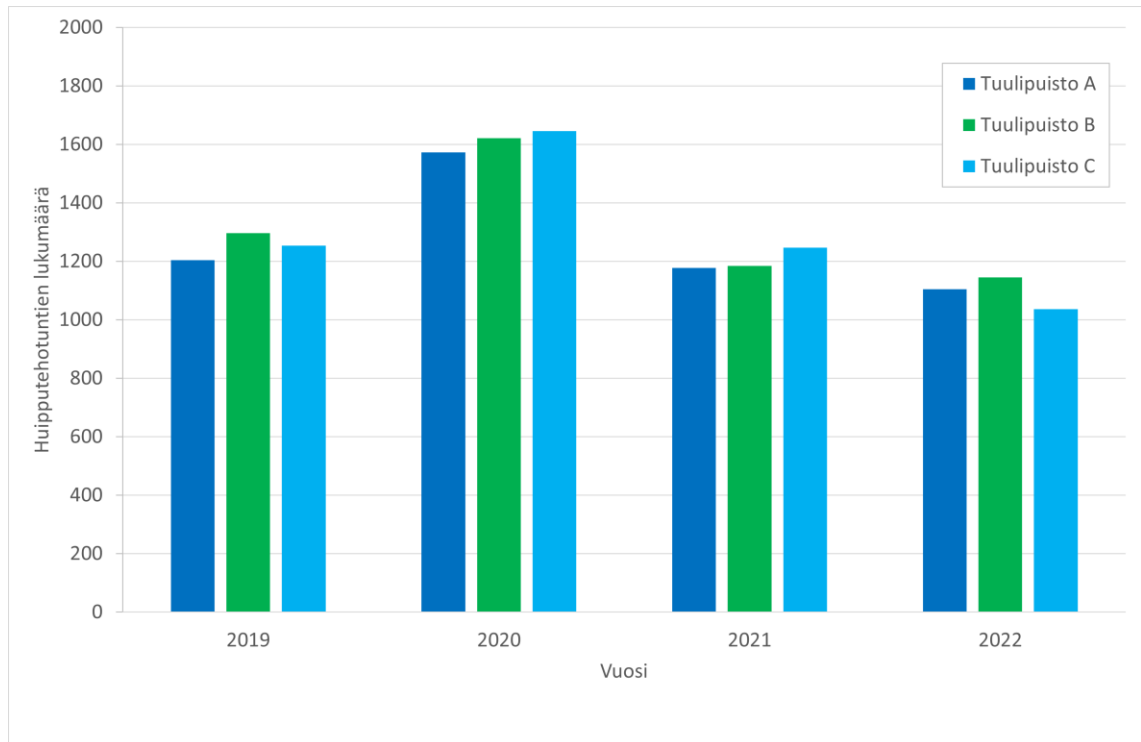
korkeuksilla eri puolilla Suomea. Kuvassa 8 on esitetty Tuuliatlaksen tietoihin perustuen tuulen nopeuden ja korkeuden suhde kyseisen tuulipuiston kohdalla. Käyrästä näkee hyvin korkeuden vaikutuksen tuulen nopeuteen. Jos 50 m korkeudella tuulen nopeus on 5,0 m/s, niin 200 m korkeudella se on jo yli 7,5 m/s. Kaavan (1) mukaan tämä tietää yli kolminkertaista tehoa. Tässä työssä ei kuitenkaan syvennyttä tuulen ja sähkötehon suhteiden tarkempaan analysointiin, sillä käytössä on luotettavaa mittaustietoa tuulipuistojen tuotannosta.



Kuva 8. Tuulen nopeuden ja korkeuden suhde [22]

3.1.1 Tuulivoiman vaihtelu eri vuosina

Tuulivoiman sähköntuotannon vaihtelu eri vuosina on merkittävää. Kuvassa 9 on esitetty kolmen eri tuulipuiston tehohuipputuntien lukumäärät vuosina 2019-2022. Kuvasta näkee, että vuosi 2020 on ollut poikkeuksellisen suotuisa tuulivoiman kannalta, kuten jo aikaisemmin kappaleessa 3.1 todettiin. Neljän vuoden otannan perusteella tehohuipputuntien lukumäärä tuulipuistosta riippuen vaihtelee 30-37 % välillä. Suomessa ei ole havaittu säännöllisesti toistuvia sääilmiöitä, jotka selittäisivät tuulisuuden vaihtelut eri vuosina, joten tuulisuuden vaihtelu eri vuosien välillä on satunnaista.

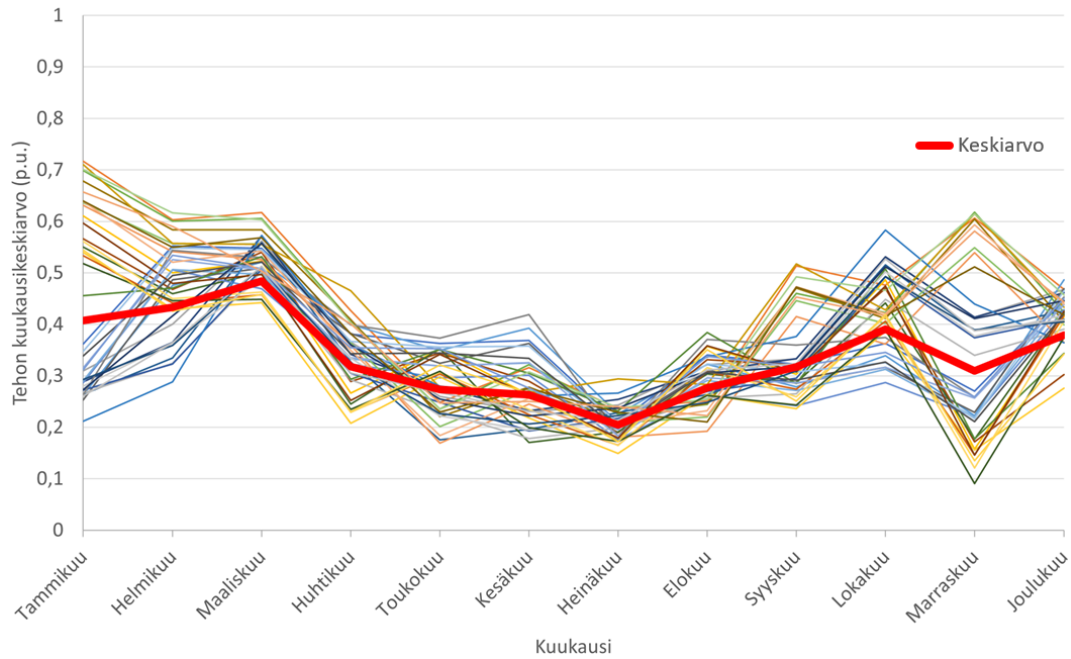


Kuva 9. Kolmen tuulipuiston tehuipputuntien lukumäärät vuosina 2019-2022

3.1.2 Tuulivoiman vaihtelu vuoden eri kuukausina

Tuulivoimayhdistyksen sivulla todetaan, että talvella tuulee enemmän kuin kesällä. Lisäksi kylmä talvi-ilma on tiheämpää kuin lämmin kesäilma, joten tuotantoa tulee talvella senkin vuoksi enemmän kuin kesällä. [23]

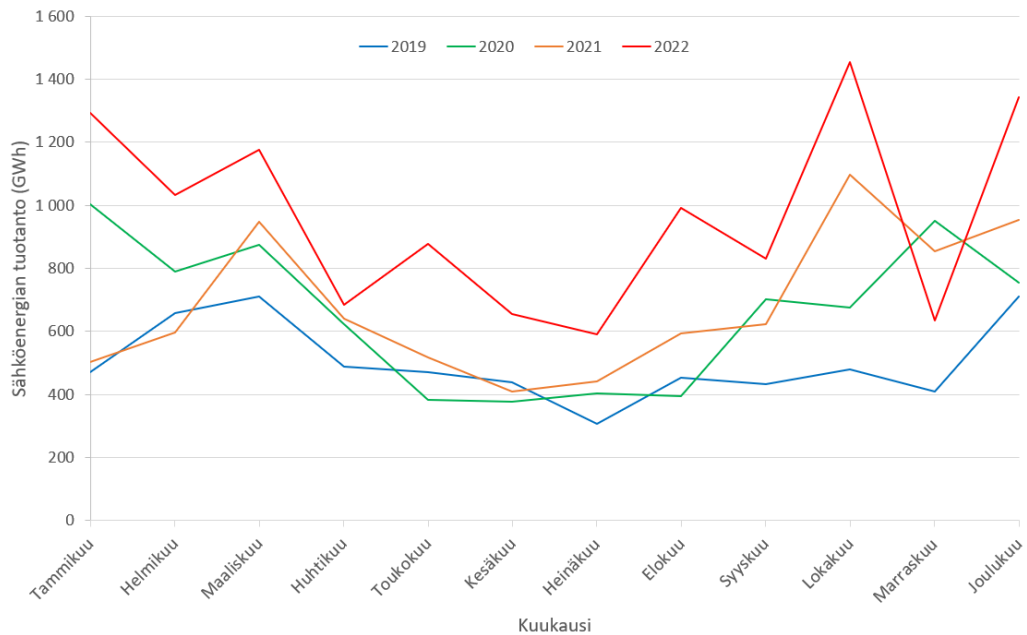
Yllä mainitun tiedon voi todeta oikeaksi kuvan 10 käyrien perusteella. Kuvan käyrät esittävät mitattuja tuotannon kuukausittaisia keskiarvoja kymmenestä eri tuulipuistosta neljän vuoden ajalta. Kuvassa on kuvattu leveällä käyrällä kaikkien eri kuukausien keskiarvoa. Käyrien perusteella voidaan todeta, että kesäkuukausina tehojen keskiarvot jäävät alhaisemmiksi verrattuna talvikuukausiin.



Kuva 10. Kymmenen eri tuulipuiston vuosien 2019-2022 tehon kuukausikeskiarvot ja kaikkien kuukausien keskiarvo

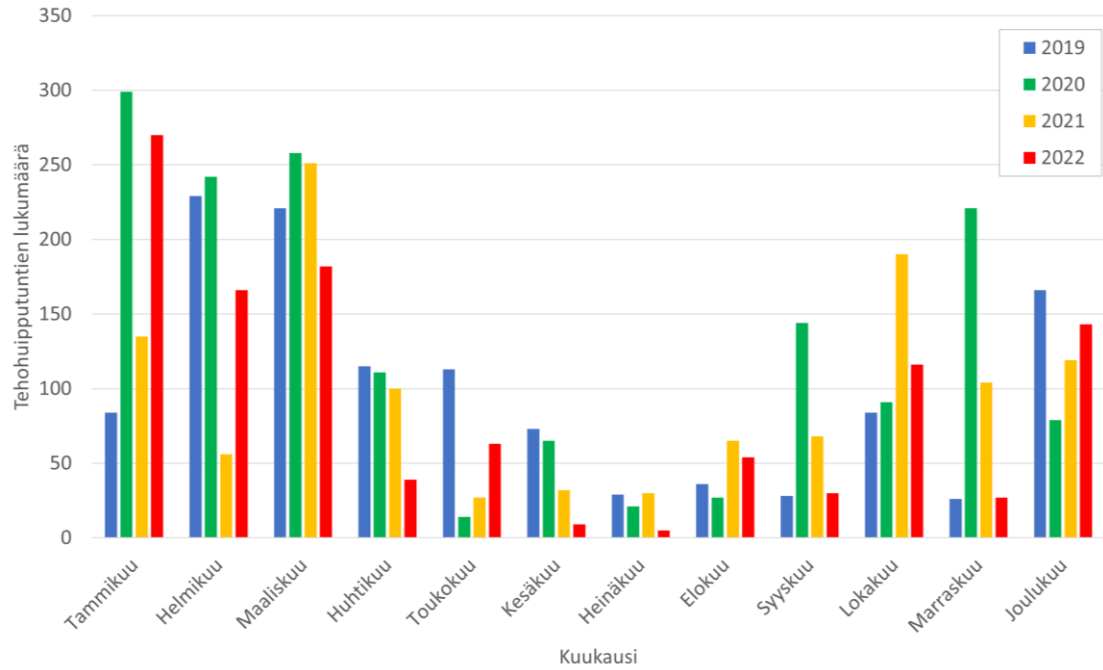
Käyristä näkee poikkeavaa käytöstä tammi-, helmi- ja marraskuussa. Mittaustietoja lähemmin tutkiessa voidaan todeta vuosina 2019 ja 2021 tuulleen vähemmän tammi- ja helmikuun aikana. Marraskuun poikkeava tuotanto johtuu vähäisestä tuulesta marraskuussa vuosina 2019 ja 2022. Vuosi 2020 poikkeaa muista vuosista siten, että tuolloin ei esiintynyt poikkeavaa käytöstä yhtenäkkään kuukautena, joka selittää kyseisen vuoden suuren tuulivoiman tuotannon.

Kuvassa 11 on esitetty Energiateollisuuden keräämän tiedon pohjalta laadittu käyrästä tuulivoiman kuukausituotannosta Suomessa vuosina 2019-2022. Energiateollisuuden keräämä sähköntuotannon tuntidata perustuu sähköä tuottavien voimalaitosten sähköntuotannon tuntimittauksiin. Käyristä näkee kuvan 10 kaltaisen poikkeavan tuotannon tammi- ja helmikuussa vuosina 2019 ja 2021, sekä marraskuussa 2022. Kuvan käyrät ovat linjassa kuvan 10 käyrien kanssa. Myös Suomen kaikkien tuulivoimaloiden mittausten perusteella voi päätellä kesäkuukausina tuulivoiman tuotannon olevan vähäisempää kuin talvikuukausina.

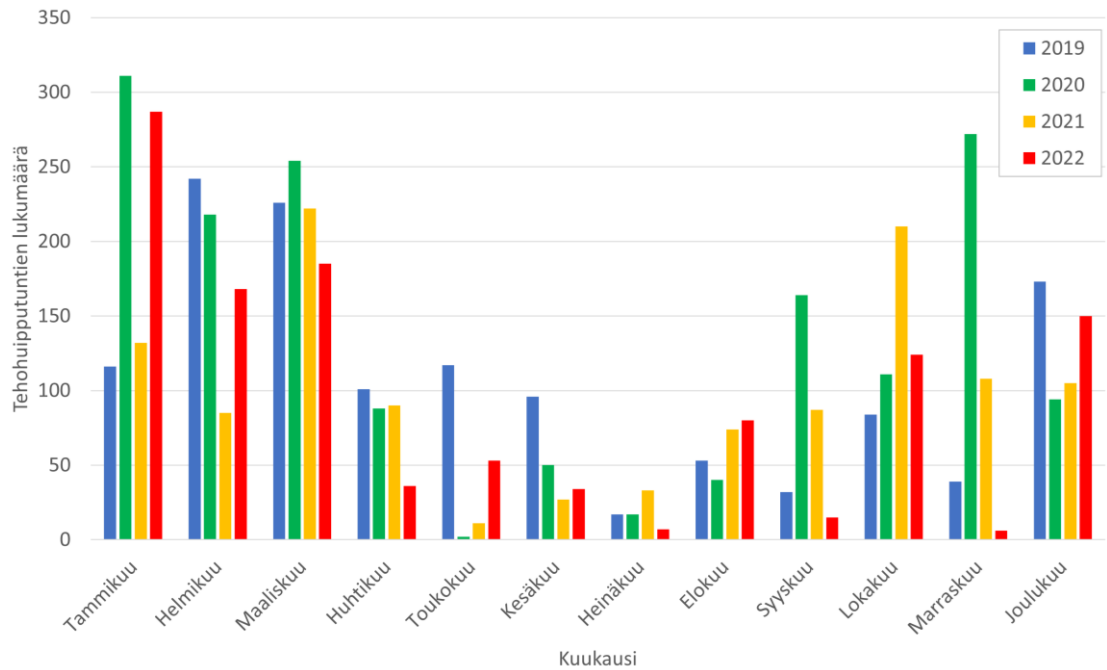


Kuva 11. Suomen tuulisähkötutanto vuosina 2019-2022 [24]

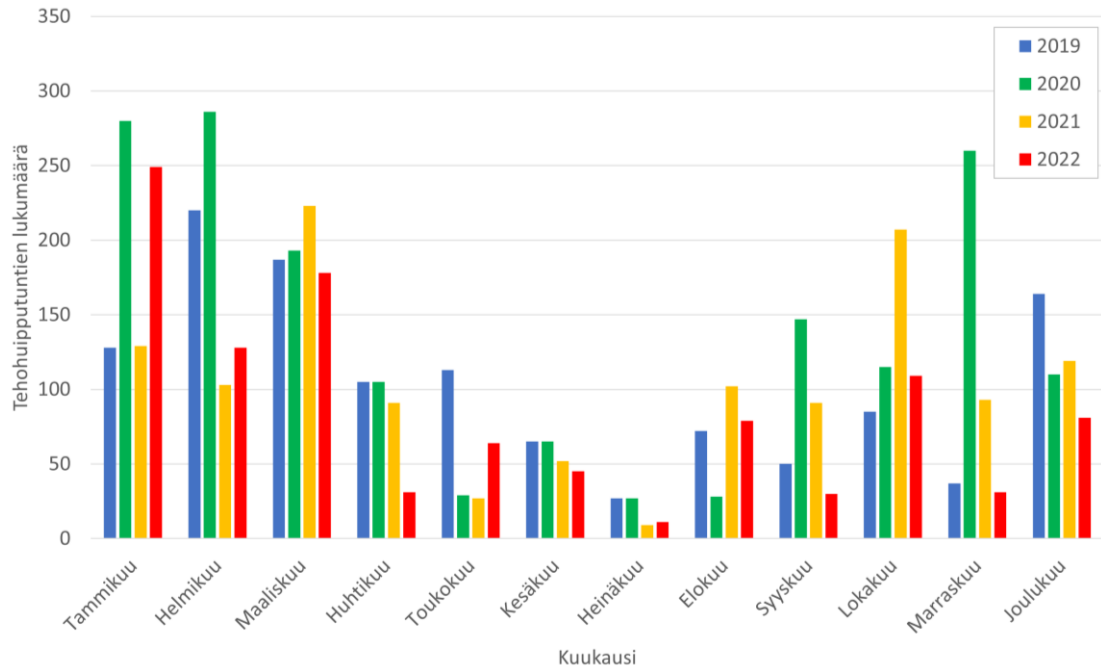
Kolmen tuulipuiston tarkemmat eri kuukausien tehohiput ovat esitetty kuvissa 12-14. Näissä kuvissa näkyy joka vuosi sama ilmiö, että kesäkuukausina tuulivoiman tuotanto on alhaisinta. Kesäkuukausina jokaisella tuulipuistolla tehohipujen lukumäärät jäävät erittäin alhaisiksi. Talvikuukausina tuulivoiman tuotanto on suurempaa kuin kesäkuukausina. Parhaimmillaan Tuulipuisto B on saavuttanut tehohipun rajan 41,8 % kuukauden kaikista tunneista tammikuulla 2020. Talvikuukaudet eivät välttämättä takaa korkeaa tuulivoiman tuotantoa joka vuosi. Suurimmat tuulivoiman vaihtelut tietyn kuukauden osalta ilmenevät selkeimmin marraskuusta helmikuuhun. Tällöin myös tuulee enemmän, joten tuulen vaihtelukin voi olla suurempaa. Tämän tutkimuksen mittaustiedoista ei voi tehdä tarkkoja johtopäätöksiä eri kuukausittaisesta vaihtelusta eri vuosina. Tämä vaatisi pitkän aikavälin mittaustietoja sääilmiöistä ja johtaisi monimutkaisiin sääilmiöiden yhdistelmiin, mikä on rajattu tämän tutkimuksen ulkopuolelle. Tuulipuistojen tehotietojen perusteella voidaan kuitenkin havaita, että tuulivoiman tuotanto talvikuukausina on epäsäännöllistä, mutta yleensä suurempaa kuin kesäkuukausina.



Kuva 12. Tuulipuisto A:n tehoaiipputuntien lukumäärät vuosina 2019-2022

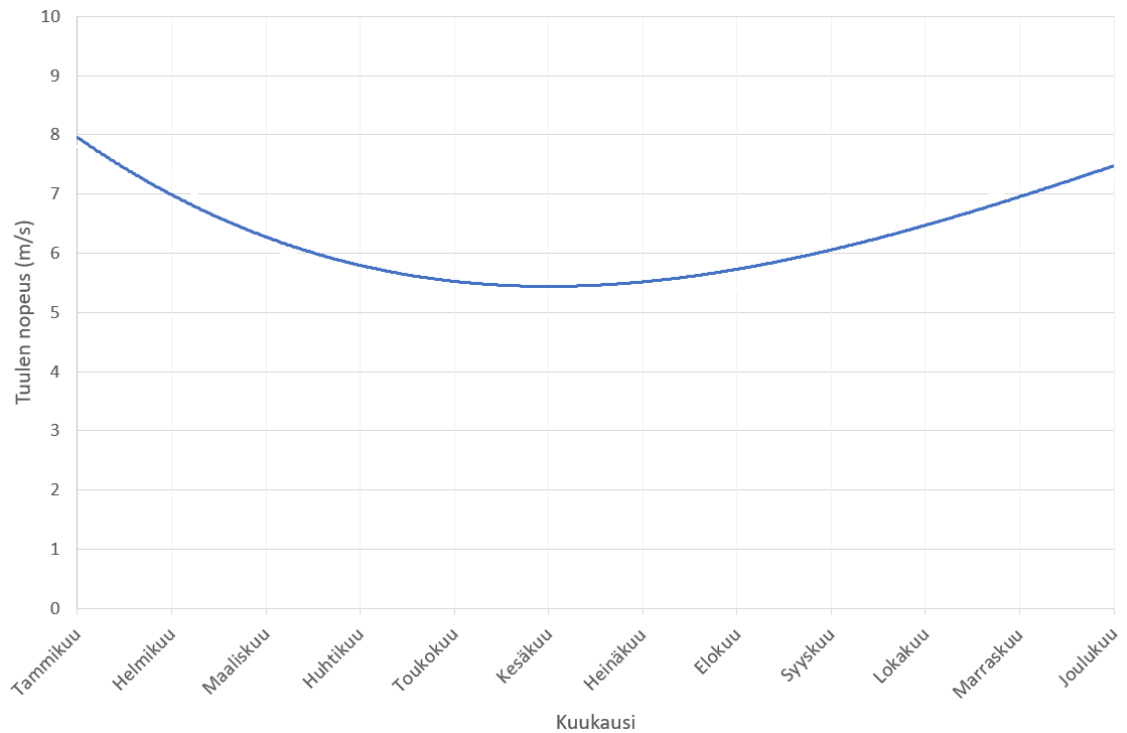


Kuva 13. Tuulipuisto B:n tehoaiipputuntien lukumäärät vuosina 2019-2022



Kuva 14. Tuulipuisto C:n teho­huipputuntien lukumäärät vuosina 2019-2022

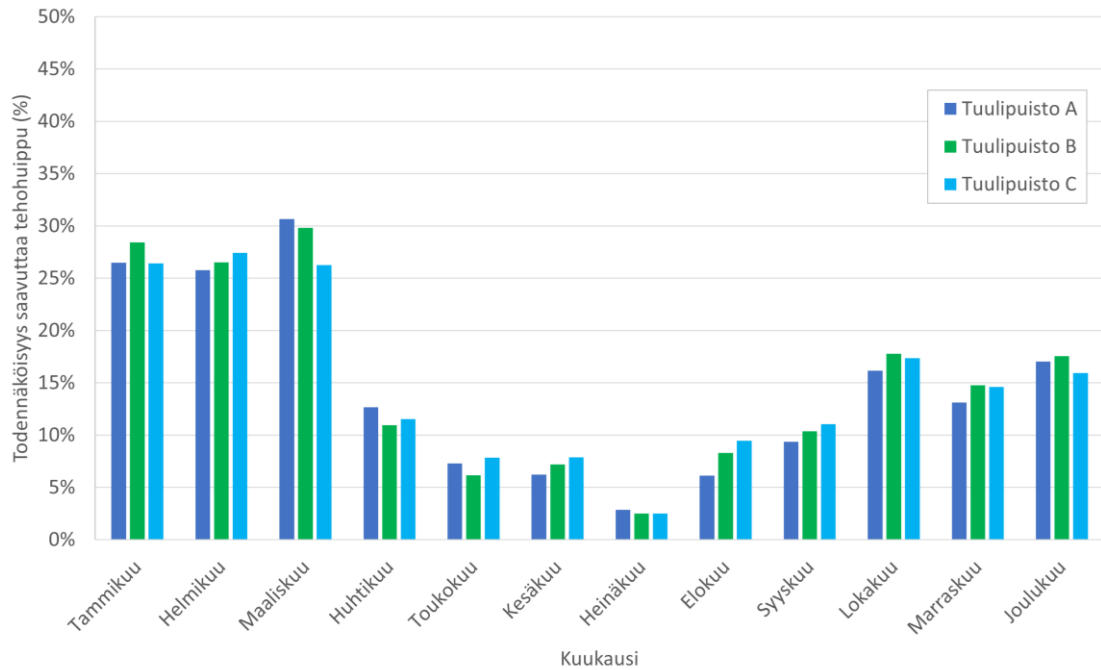
Tuulipuisto A on valittu jatkossa useaan vertailuun, koska se on kolmesta valitusta tuulipuistosta suurin. Tällöin yksittäisen tuuliturbiinin häiriö näkyy mahdollisimman vähän koko tuulipuiston tuotannossa. Kuvassa 15 on Tuuliatlaksen ilmoittamat tuulennopeu­den keskiarvot eri kuukausille Tuulipuisto A:n kohdalla. Tuuliatlas-tietokanta antaa sa­mansuuntaisen tiedon talvi- ja kesäkuukausien tuulisuudesta kuin todelliset tehon mit­tauokset. Tammikuussa tuulen voimakkuus on suurin ja kesäkuussa pienin. Tosin todel­lisissa sähkötehon mittauksissa pienin tuotanto on heinäkuulla. Tässä yhteydessä pitää kuitenkin muistuttaa, että tuulen nopeuden keskiarvo ei suoraan korreloi tuotetun säh­köenergian kanssa.



Kuva 15. Tuuliatlaksen ilmoittama Tuulipuisto A:n tuulennopeus eri kuukausina 100 m korkeudella [22].

Useammasta lähteestä saatujen tietojen perusteella voidaan todeta, että tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan talvi- ja kevätkuukausina ja pienimmillään kesäkuukausina. Tämä on tuotannon ja kulutuksen tasapainon kannalta hyvä asia, koska kulutus on suurimmillaan talvella ja pienimmillään kesällä.

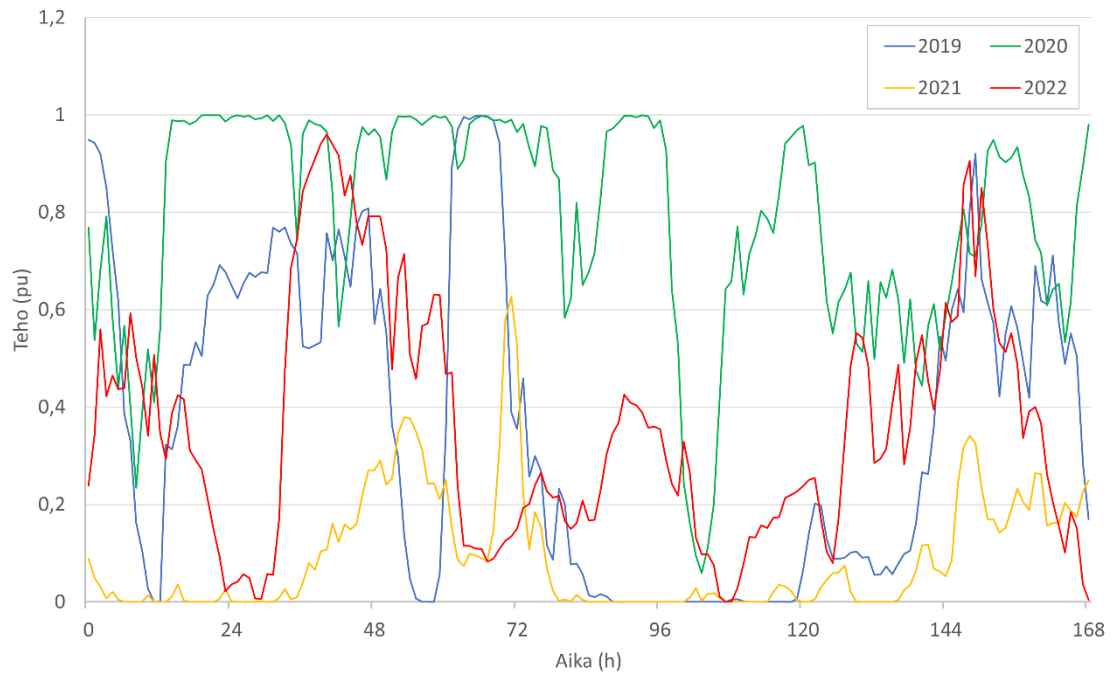
Kuvassa 16 on esitetty tilastolliset todennäköisyydet tehohuipun esiintymiselle eri kuukausina. Tilastomateriaalina on kolmen tutkimuksessa käytetyn tuulipuiston vuosien 2019-2022 tuntitehot. Pylväsdiagrammi havainnollistaa tehohuippujen todennäköisyyden erittäin hyvin. Tammikuusta maaliskuuhun erottuvat selvästi muita kuukausia tuulisempina kuukausina. Toukokuusta elokuuhun taas ovat huomattavan vähätuulisia kuukausia. Tästä kuvasta näkee maaliskuun olevan todennäköisin kuukausi tehohuippujen esiintymiselle. Tämä asia ei niin selvästi tule esille kuvissa 12-14, koska tammi- ja helmikuulla on korkeimpia tehohuippujen lukumääriä. Maaliskuun tasaisuus tehohuippujen määrässä nostaa sen kuukausivertailussa muita kuukausia todennäköisemmäksi tehohuippujen esiintymisessä perustuen tässä tutkimuksessa käytettyyn aineistoon.



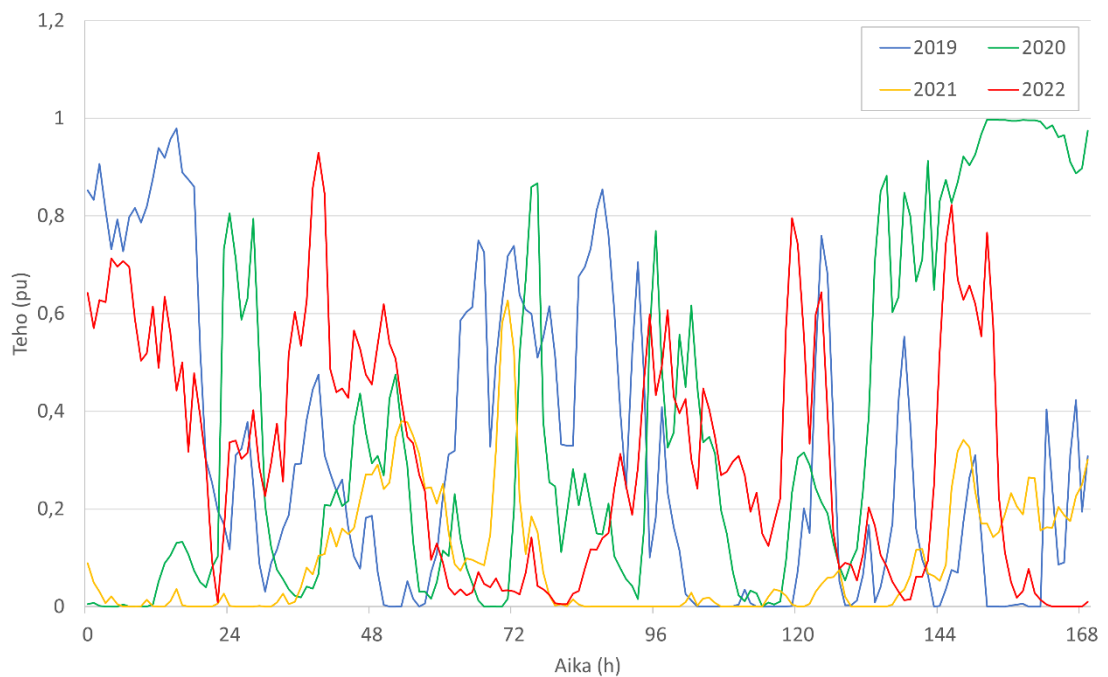
Kuva 16. Tuulipuistojen A, B ja C tilastollinen todennäköisyys savuttaa tehoaiippu eri kuukausina vuosina 2019 – 2022

3.1.3 Tuulivoiman vaihtelu vuoden tietyllä viikolla

Tuulivoiman vaihtelu vuoden tietyllä viikolla on suurta eri vuosina. Viikkotasolla ei ole helposti löydettävissä samanlaista vaihtelua kuin on eri vuodenaikoina tai eri vuorokauden aikoina. Kuvassa 17 on esitetty Tuulipuisto A:n tehon vaihtelu 1.-7. tammikuuta vuosina 2019-2022. Teho vaihtelee satunnaisesti ja tällä otannalla ei ole löydettävissä säännönmukaista vaihtelua. Kuvassa 18 on esitetty Tuulipuisto A:n tehon vaihtelu 1.-7. kesäkuuta vuosina 2019-2022. Mittaustuloksia tarkkaan analysoitaessa on mahdollista havaita, että tammikuun alussa tuotannon vaihtelu eri vuosina on suurempaa kuin kesäkuun alussa. Tämä kuitenkin johtuu siitä, että kesäkuussa harvoin päästään korkeisiin teholumiin. Tutkimuksen aineiston perusteella tehon vaihtelu tietyllä viikolla eri vuosina on satunnaista.



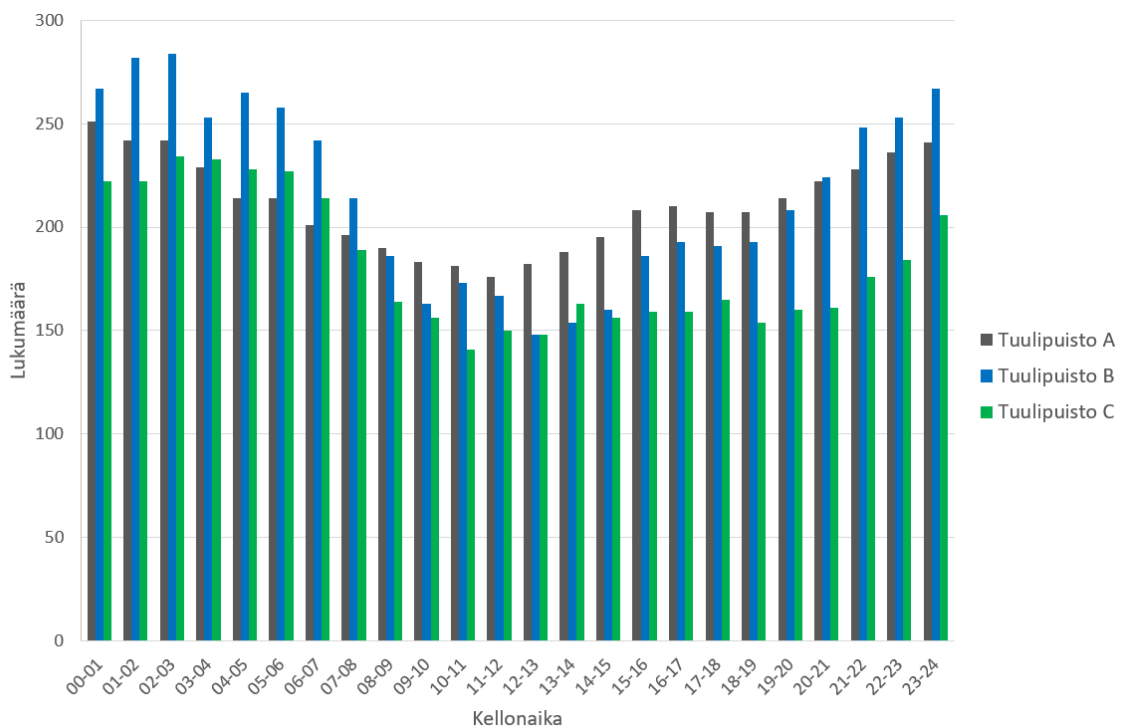
Kuva 17. Tuulipuisto A:n tehon vaihtelu tammikuun 1.-7. päivinä vuosina 2019-2022.



Kuva 18. Tuulipuisto A:n tehon vaihtelu kesäkuun 1.-7. päivinä vuosina 2019-2022.

3.1.4 Tuulivoiman vaihtelu vuorokauden eri tunteina

Tuulipuiston tehon vaihtelu vuorokauden eri tunteina on havaittavissa käytössä olevista mittaustuloksista. Tämä on ymmärrettävää, koska auringon säteilyn voimakkuudella on yhteys ilmassojen liikkumiseen. Kuvassa 19 on kolmen eri tuulipuiston mittauksista pylväsdiagrammi, joka näyttää lukumäärän niille tunneille vuoden 2022 aikana, jolloin tunnin keskimääräinen teho saavutti 80 % nimellistehosta. Pylväsdiagrammista voi todeta, että tehuippuja esiintyy enemmän yöllä kuin päivällä.

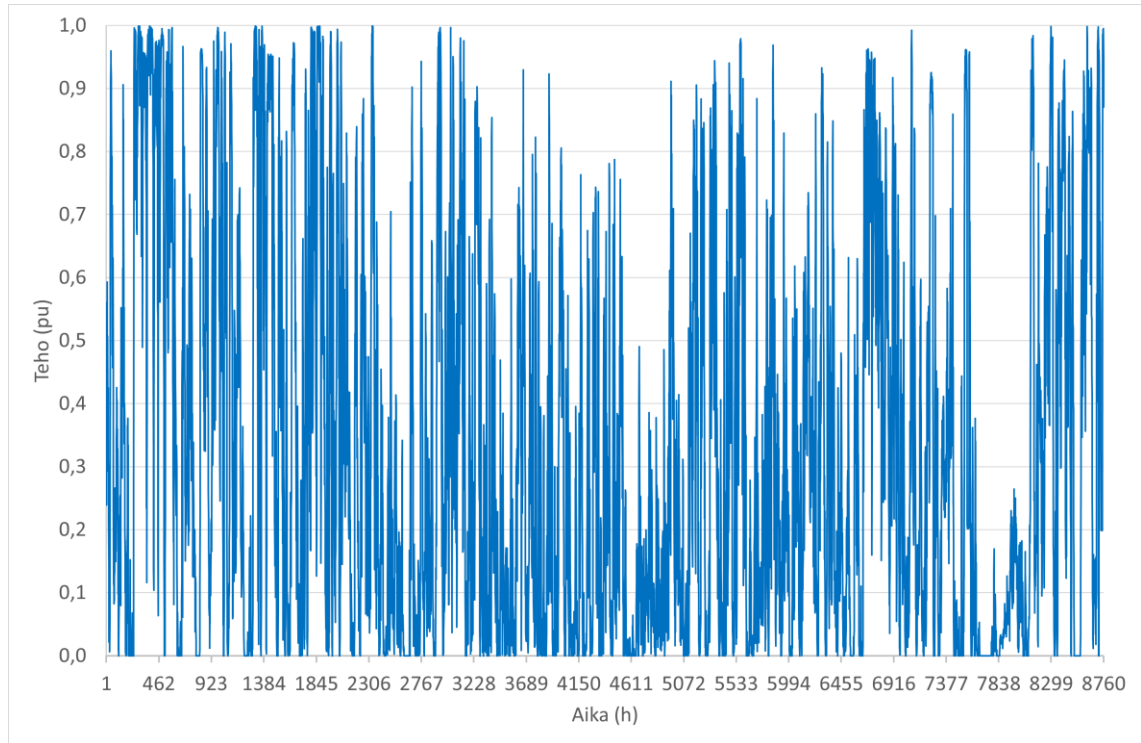


Kuva 19. Kolmen tuulipuiston huipputuntien esiintymisajankohdat vuorokauden eri tunteina

3.1.5 Yhteenveto tuulivoimasta

Tuulipuiston yhden vuoden tehokäyrä on esitetty kuvassa 20. Vaikka teho on erittäin vaihtelevaa, silti tuulivoiman tehossa on tiettyjä toistuvia rytmejä. Talvella tuulivoiman tuotanto on yleensä suurempaa kuin kesällä, ja yöllä tuotanto on yleensä suurempaa kuin päivällä. Kuvan käyrästä voi päätellä, että maksimiteho esiintyy harvoin. Sama

asia on havaittavissa kuva 7 pysyvyyssäyrästä. Tuulivoiman tuotantoprofiililla voima-johtoon jää paljon käyttämätöntä kapasiteettia, joka on hyödynnettävissä tuotantomenetelmällä, jonka tehohuiput ajoittuvat eri aikana verrattuna tuulivoimaan.



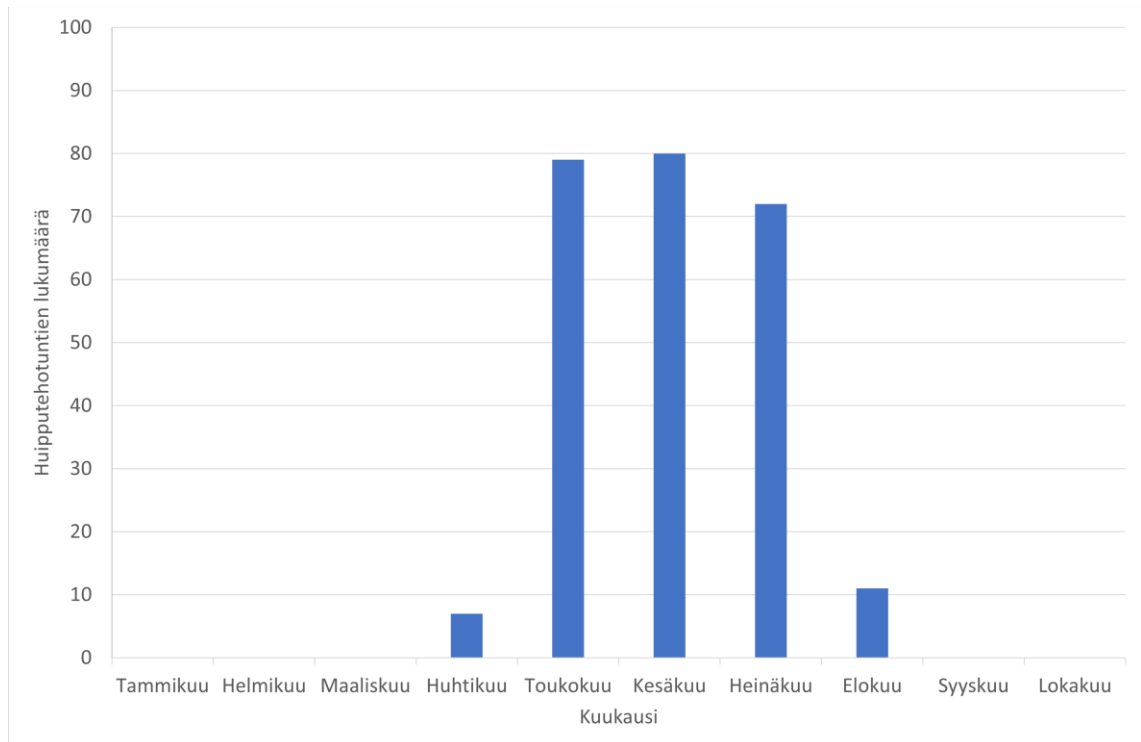
Kuva 20. Tuulipuisto A:n tuntitehot vuonna 2022

3.2 Aurinkovoiman tehohuiput ja pysyvyyssäyrät

Suomessa ei ole saatavilla pitkän aikavälin mittausdataa teollisen mittakaavan aurinkovoimaloista, sillä ne ovat vasta viime aikoina alkaneet yleistymään. Tässä työssä on hyödynnetty todellisten aurinkovoimamittausten rinnalla Ilmatieteenlaitoksen auringon intensiteetin mittauksia. Aurinkovoimassa auringon intensiteetin mittaus korreloi hyvin tuotetun aurinkosähkön kanssa, koska mittauspiste sijaitsee suunnilleen samalla korkeudella kuin aurinkopaneelit.

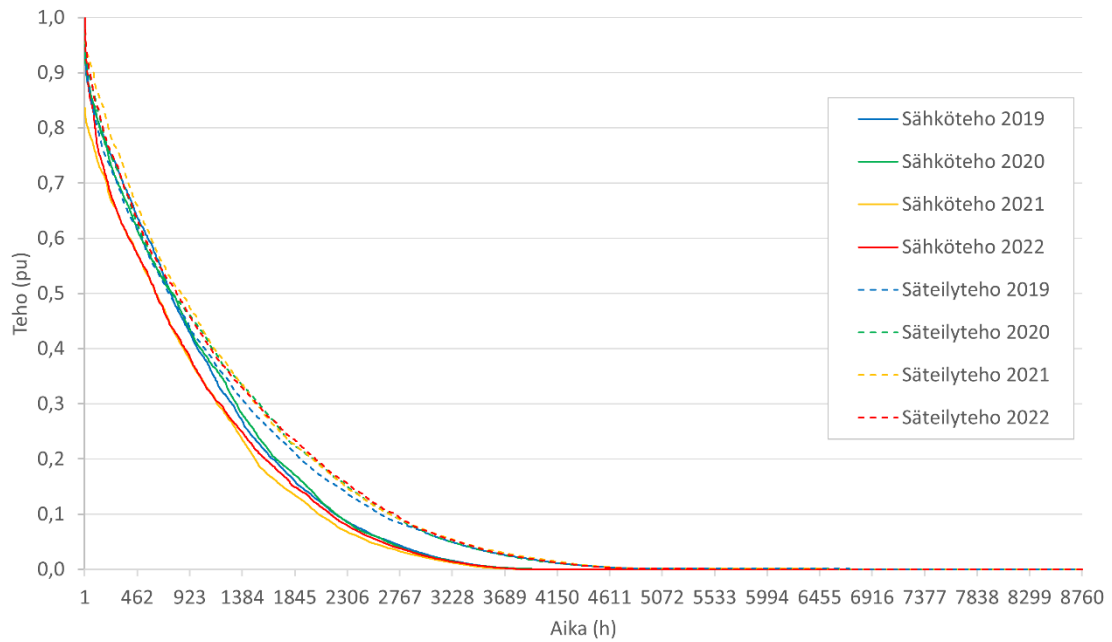
Aurinkovoiman tehohuippuja tutkittaessa käytetään samaa 80 % tasoa maksimitehosta kuin käytetään tuulivoiman yhteydessä. Kuvassa 21 on esitetty Aurinkupuisto A:n tehohuippujen lukumäärät vuonna 2023. Mittaustiedot vuonna 2023 ovat tiedossa

lokakuun viimeiseen päivään saakka. Marras- ja joulukuun tehotietoja ei ole käytössä tutkimuksen tekoaikana, mutta näinä kuukausina ei ole enää odotettavissa tehohiipun rajan saavuttavia tehoja. Tehohiipputunnit ajoittuvat pääasiassa toukokuusta heinäkuuhun, mutta joitakin tehohiippuja esiintyy myös huhti- ja elokuussa. Muiden kuukausien aikana ei saavutettu 80 % tasoa maksimitehosta.



Kuva 21. Aurinkopuisto A:n 80 % nimellistehon ylittävien tuntien lukumäärät vuonna 2023.

Kuvassa 22 on kuvattu Aurinkopuisto A:n pysyvyyskäyrät ja lähimmän Ilmatieteenlaitoksen havaintoaseman auringon säteilyn teho vuosilta 2018-2022. Käyristä voi hyvin nähdä aurinkoenergian luonteen. Auringonsäteily on voimakkaimmillaan kesäkuukausina keskipäivällä, jolloin myös aurinkopuiston sähköntuotanto on suurimmillaan.



Kuva 22. Aurinkopuisto A:n sähkötehon ja Ilmatieteenlaitoksen havaintoaseman säteilytehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019-2022

Aurinkopuisto A:n pysyvyyskäyristä voi päätellä, että Suomessa on noin puolet vuoden tunneista sellaisia, jolloin aurinkopaneelit eivät tuota sähköä ollenkaan tai se on hyvin vähäistä. Kesäaikanakin keskellä päivää voi olla pilvistä tai sateista, mikä myös vähentää aurinkosähkön tuotantoa. Aurinkopuistojen huipunkäyttöajasta ja kapasiteettikertoimesta ei ole helppo löytää tietoa kirjallisuudesta. Viiden vuoden mittaustuloksista laskettuna Aurinkopuisto A:n huipunkäyttöaika on keskimäärin 913 h ja kapasiteettikerroin on 10,4 %.

3.2.1 Aurinkovoiman vaihtelu eri vuosina

Maan kaasukehän ulkorajalle saapuvan auringonsäteilyn teho kutsutaan aurinkovakioksi, joka on 1366 W/m^2 [25]. Maan pinnalle tulevan säteilyn määrä riippuu sääoloista, kuten pilvisyydestä ja sateisuudesta, joten aurinkovoima on sääriippuvaista. Vuosittainen vaihtelu on suurinta kesäkuukausina, jolloin myös säteilyn voimakkuus on suurinta.

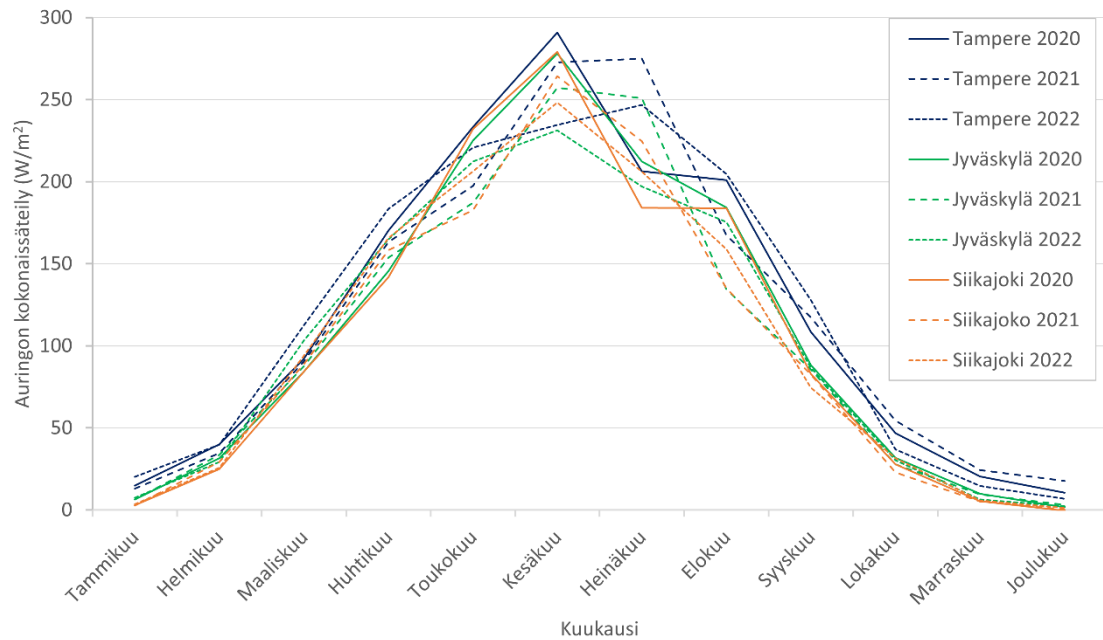
Kuvan 22 pysyvyyskäyristä voi havaita, että aurinkosähkön tuotannossa ja auringon säteilyn määrässä ei ole suuria muutoksia eri vuosien välillä. Aurinkopuisto A:n tuotanto

ei ole vaihdellut eri vuosina merkittävästi. Sama pätee myös Ilmatieteenlaitoksen auringon säteilyn mittauksiin.

3.2.2 Aurinkovoiman vaihtelu vuoden eri kuukausina

Aurinkovoiman vaihtelun eri kuukausina on voimakasta. Auringon kokonaissäteily on mittausten mukaan selkeästi suurimmillaan kesäkuukausina ja pienimmillään talvikuu-kausina. Tämä vaikuttaa suoraan aurinkosähkön tuotannon määrään, koska auringon-säteily on tärkein toimintaedellytys aurinkosähkön tuottamisessa.

Eri kuukausien välisessä vertailussa voidaan käyttää mitattuja auringon säteilyn määriä, koska ne korreloivat riittävä tarkasti tuotetun aurinkosähkön kanssa. Ilmatieteenlaitoksella on useita havaintoasemia Elenia Verkko Oyj:n sähköverkon alueella, joista on saatavissa auringon kokonaissäteilyn historiatietoja. Kuvassa 23 on auringon kokonaissäteilyn mittaustiedot Tampereen yliopiston sääasemalta, Ilmatieteenlaitoksen Jyväskylän ja Siikajoen havaintoasemilta vuosilta 2020-2022. Tässä yhteydessä vielä korostetaan, että tutkimuksen pääpaino on mahdollisissa tulevissa aurinkopuistoissa, joten on perusteltua käyttää olemassa olevia auringon kokonaissäteilyn tehomittauksia. Vertailu eri kuukausien ja vuosien välillä on esitetty kuvassa 23. Kolmen vuoden tietojen perusteella kolmesta eri mittauspaikasta voidaan todeta, että ero eri kuukausien välillä on suuri. Maan pinnalle tuleva auringon säteily on vähäistä lokakuusta helmikuuhun. Vastaavasti auringon säteily on voimakasta toukokuusta heinäkuuhun. Sen sijaan Jyväskylän, Siikajoen ja Tampereen mittaustiedot ovat melko yhdenmukaiset, joskin Tampereella kokonaissäteily on käytettävissä olevan aineiston mukaan hieman suurempaa.



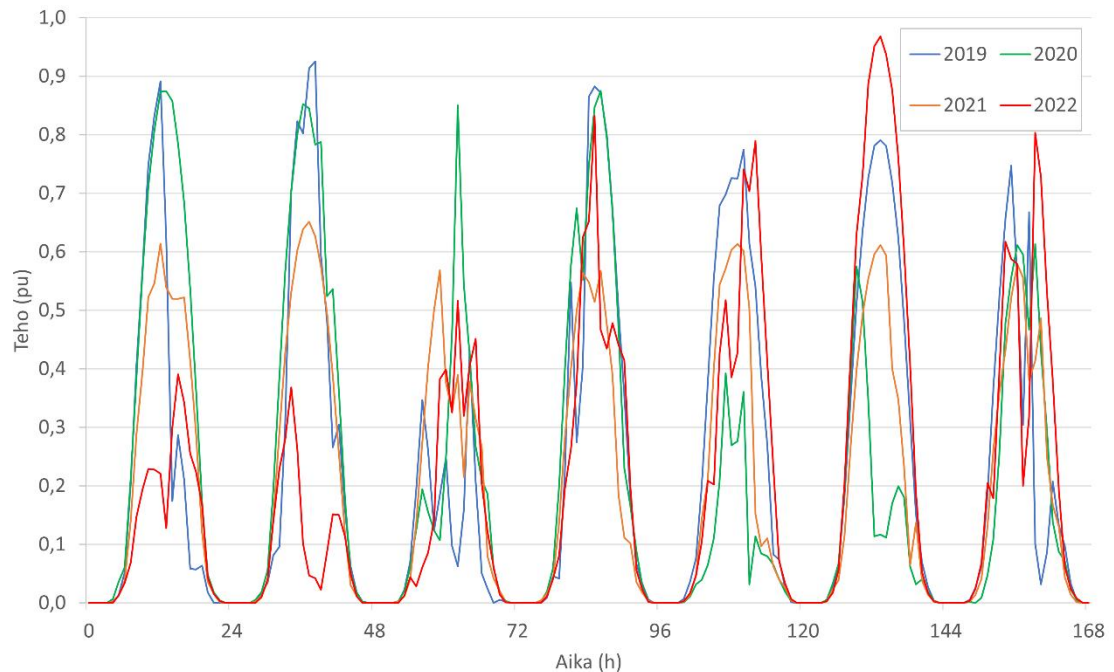
Kuva 23. Auringon kokonaissäteilyn kuukausikeskiarvot Tampereen yliopiston sääasemalla, Ilmatieteenlaitoksen Jyväskylän ja Siikajoen havaintoasemilla 2020-2022.

Talvikuukausien aikana aurinkopuiston sähköntuotannossa pitää huomioida auringonsäteilyn ohella myös lumen vaikutus. Osan aikaa talvesta aurinkopaneelit saattavat olla lumen peitossa, jolloin sähköntuotanto heikkenee entisestään. Vähäisen säteilyenergian vuoksi talvikuukausina aurinkopaneeleja ei kannata puhdistaa lumesta ennen maaliskuuta, jolloin lumet yleensä itsestään liukuvat pois aurinkopaneelien päältä ilman avustusta auringon alkaessa lämmittää niitä. [26]

3.2.3 Aurinkovoiman vaihtelu vuoden tietyllä viikolla

Aurinkovoiman vaihtelu tietyllä viikolla on satunnaista eri vuosina. Viikkotasolla ei ole löydettävissä samanlaista vaihtelua kuin on eri vuodenaikoina tai eri vuorokauden aikoina. Viikkotason vaihtelu on täysin riippuvainen sääolosuhteista, joten satunnaisella pilvisyydellä ja sateisuudella on tässä asiassa suuri merkitys.

Kuvassa 24 on esitetty Aurinkopuisto A:n tehokäyrät 1.-7. kesäkuuta vuosilta 2019-2022. Käyriä tutkiessa voidaan havaita, että tuotantoa on viikon jokaisena päivänä. Tämä on oletettua, koska kyseessä on yksi vuoden aurinkoisimmista kuukausista. Tuotanto on kuitenkin epätasaista ja siitä ei löydy säännöllisyyteen viittaavia piirteitä.



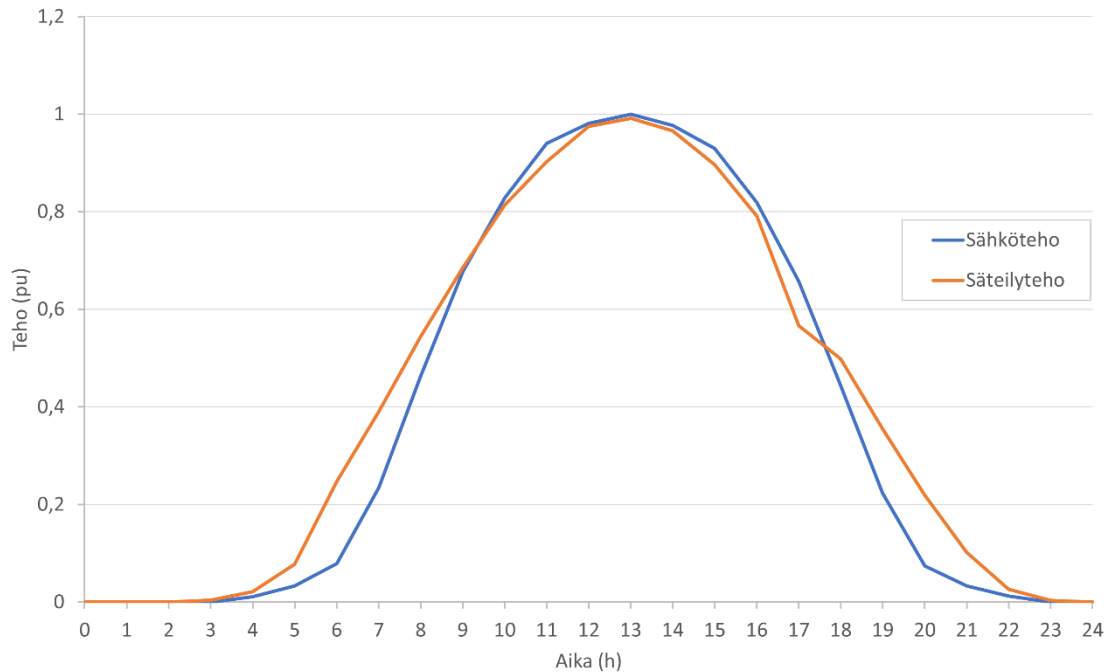
Kuva 24. Aurinkopuisto A:n tehon vaihtelu 1.-7. kesäkuuta vuosilta 2019-2022

3.2.4 Aurinkovoiman vaihtelu vuorokauden eri tunteina

Aurinkovoiman vaihtelu vuorokauden eri tunteina on erittäin selkeästi todettavissa, koska voimakasta auringon säteilyä esiintyy vain tietynä aikana vuorokaudesta. Mittaukset osoittavat, että Aurinkopuisto A:n tuotanto sijoittuu päiväaikaan. Auringon säteilytehon mittaukset osoittavat, että aurinkopaneelit eivät voi tuottaa sähköä, koska auringon säteilyteho on erittäin alhaista yöaikaan. Yllätyksellistä on huomata, että ihmisen silmälle auringon tuottama valo on riittävää yöaikaan. Tämä osoittaa, että ihmisen silmä ja aurinkokenno reagoivat auringon säteilyyn eri tavoin.

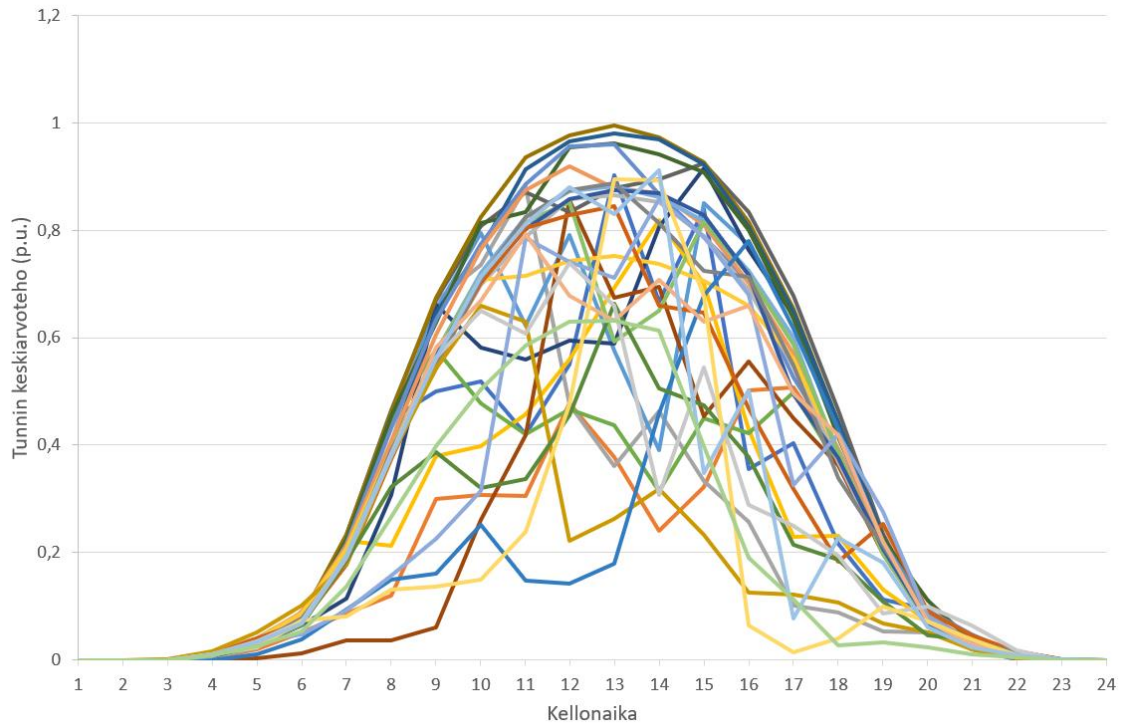
Pilvettömänä kesäpäivänä aurinkopuiston tunnin keskiarvon tehokäyrä noudattaa selkeästi auringon säteilytehon käyrämuotoa. Kuvassa 25 on esitetty aurinkopuiston sähkötehon mittaukset ja läheisen Ilmatieteenlaitoksen säteilytehon mittaukset pilvettömältä päivältä kesäkuussa 2023. Käyrät ovat normeerattu vuoden 2023 suurimman

tehon mukaan, joka sattuu olemaan kyseisenä päivänä. Käyrät seuraavat hyvin toisiinsa kello 9-16 välisenä aikana. Käyristä näkee myös, kuinka sähköteho jää suuntauksen ja kallistuksen vuoksi aamulla ja illalla alemmaksi kuin auringon säteilyteho mahdollistaisi. Ilmatieteenlaitoksen mittauksessa näkee kello 17-18 kohdalla häiriön, joka saattaa johtua pilven varjostuksesta. Samaa häiriötä ei näy aurinkosähkön tehossa, vaikka kohteet ovat vain noin 30 km etäisyydellä toisistaan.



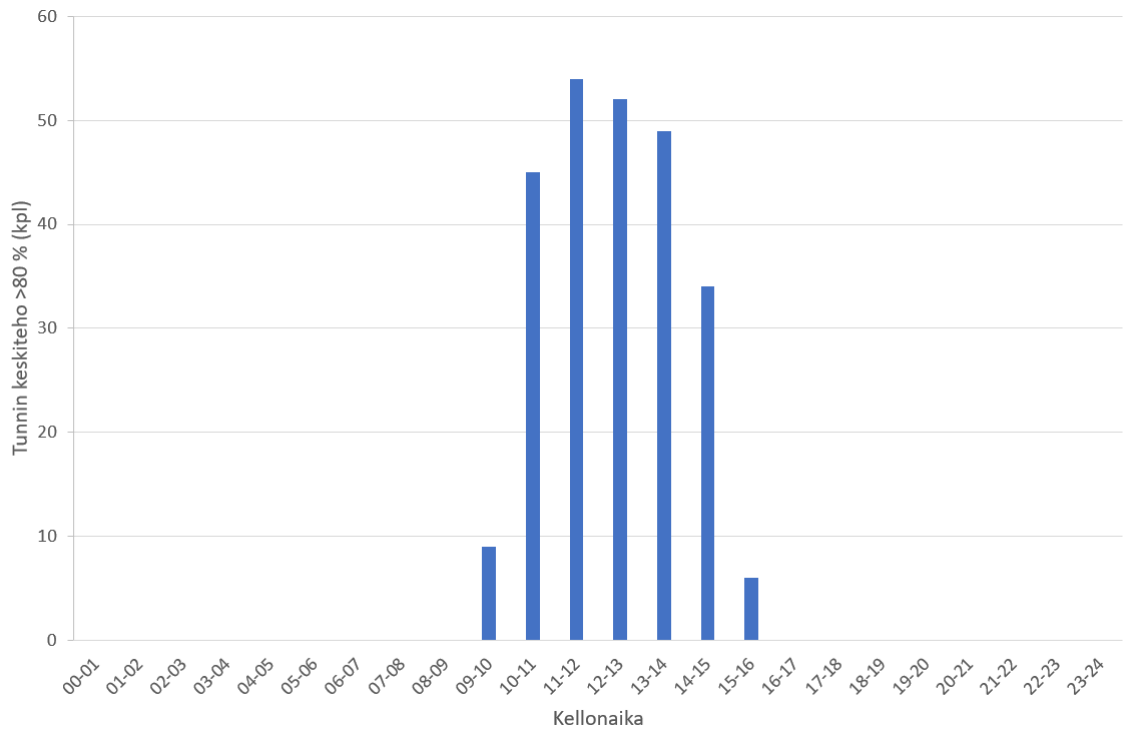
Kuva 25. Aurinkopuisto A:n tehokäyrä pilvettömänä päivänä kesäkuulla 2023.

Sääolosuhteiden vaihtelun vuoksi kuvan 25 mukaista tuotantoa ei ole mahdollista saavuttaa jokaisena päivänä. Pilvisuus ja sateisuus vaikuttavat suuresti aurinkopuiston tehoon. Kuvassa 26 on esitetty Aurinkopuisto A:n jokaisen päivän tehokäyrät kesäkuulla 2023. Tarkemmin mittaustuloksia analysoitaessa voidaan todeta, että aurinkopuisto on saavuttanut 21 eri päivänä yhteensä 72 tunnin ajan tehohuipun rajan.



Kuva 26. Aurinkopuisto A:n päiväkohtaiset tehokäyrät kesäkuulla 2023.

Käytettävissä olevan mittaustietojen perusteella Aurinkopuisto A ylsi tehohipun määrittelemään tehoon kello 09-16 välisenä aikana kesäkuulla 2023. Tästä voidaan päätellä, että aurinkopuiston tehohippuja tarkasteltaessa huomio täytyy kiinnittää juuri kello 09-16 välisiin tunteihin. Huomionarvoinen seikka löytyy kuvasta 27, jossa on esitetty kellonajat, jolloin on saavutettu tehohipun määrittelemä tehoraja. Useimmin 80 % maksimitehon raja on ylittynyt kello 11-12 välisenä aikana, vaikka suurin tunnin keskiarvolukema on mitattu kello 12-13 välisenä aikana. Kello 16-09 välisenä aikana ei saavutettu 80 % tasoa maksimitehosta.



Kuva 27. Aurinkopuisto A:n kellonajat, jolloin tunnin keskitheho saavuttaa tehohuipun rajan 1.1–31.10. vuonna 2023.

3.2.5 Yhteenveto aurinkovoimasta

Aurinkovoiman tuotanto vaihtelee selkeästi vuodenaikojen ja vuorokauden aikojen mukaan. Kesällä tuotanto on huomattavasti suurempaa kuin talvella. Lisäksi aurinkosähkön tuotanto on keskipäivällä merkittävästi suurempaa kuin yöllä. Tärkeä huomio on myös se, että aurinkosähkön tuotanto korreloi erittäin hyvin auringon säteilyn kanssa. Kun auringon säteilyn määrä kasvaa, niin aurinkosähkön tuotanto kasvaa vastaavasti, ja päinvastoin. Yleistettynä sääntönä voidaan sanoa, että aurinkovoimaa saadaan eniten keskikesällä keskipäivällä, kun taas talvikuukausina sen tuotanto on erittäin vähäistä.

4. YHDISTETYN TUULI- JA AURINKOVOIMAN MALLINTAMINEN

Tässä kappaleessa vertaillaan tuuli- ja aurinkovoiman tuotantohuippuja. Mikäli tuotantohuiput sattuvat eri aikaan, silloin sähköverkon kapasiteettia voidaan jakaa näiden kahden eri tuotantomuodon välillä. Eriaikaisuus tarjoaa mahdollisuuden optimoida investointeja sähköverkon infrastruktuuriin, josta voi saada merkittäviä taloudellisia etuja.

Tuulinen ja aurinkoinen sää voivat olla riippuvuussuhteessa toisiinsa jollakin tapaa, vaikka ne ovat erillisiä sääilmiöitä. Näiden kahden sääolosuhteen riippuvuuden selvittäminen toisistaan olisi hyödyllinen asia. Se menee kuitenkin niin syvälle meteorologiaan, että tässä työssä keskitytään vain mittaustulosten analysointiin ja niiden vertailuun.

4.1 Tuotantohuippujen vertailu

Mittaustietojen analysoinnin perusteella voidaan huomata tuuli- ja aurinkovoiman välillä toisiaan täydentäviä seikkoja. Ensimmäinen huomio on, että tuulivoiman tuotantohuiput sijoittuvat pääasiassa talviaikaan ja aurinkovoiman tuotantohuiput sijoittuvat pelkästään kesäaikaan. Toinen huomio on, että tuulivoiman tuotantohuiput ovat vähäisimmillään kello 7-13 ja aurinkovoiman tehohuiput esiintyvät pelkästään päiväaikaan kello 10-16. Nämä aikavälit ovat sopivasti osittain päällekkäin. Tuuli- ja aurinkovoiman yhdistäminen on järkevää, koska ne voivat täydentää toisiaan tehden sähkön tuotannon tasaisemmaksi.

4.2 Malli yhdistetylle tuuli- ja aurinkovoimalle

Tuuli- ja aurinkovoiman yhdistettyä tuotantoa voidaan arvioida mallilla, jossa olemassa olevan tuulipuiston rinnalle rakennetaan aurinkopuisto. Tuulipuiston tuotantoprofiilina käytetään sen omaa tuotannon historiatietoa. Rakennettavalle aurinkopuistolle voidaan käyttää aurinkovoimalle tyypillistä tuotantoprofiilia, jonka muodostamisessa voidaan

käyttää lähellä olevan aurinkopuiston tuotantoprofiilia tai auringon kokonaissäteilyn mittauksia.

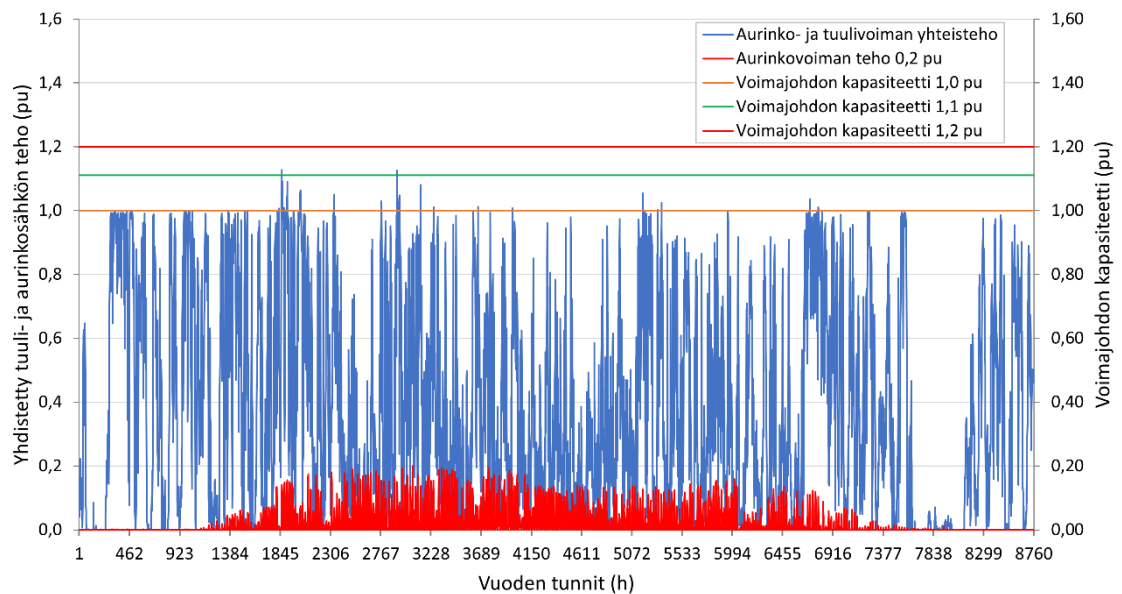
Tässä tutkimuksessa on esitetty kuusi skenaariota. Kolmessa ensimmäisessä skenaariossa käytetään olemassa olevan aurinkopuiston tuotantoprofiilia ja kolmessa jälkimmäisessä Ilmatieteenlaitoksen auringon kokonaissäteilyn mittauksiin perustuvaa tuotantoprofiilia. Skenaarioissa ei ole määritelty mitään tiettyjä nimellistehoja, vaan tehot ovat ilmoitettu suhteellisarvoilla. Skenaariossa oletetaan, että voimajohtoon voidaan aina syöttää teho, joka vastaa sen maksimikapasiteettia. Ylimenevä aurinkopuiston teho leikataan pois invertterillä. Leikatun sähkön arvon laskennassa on käytetty tuulipuistolle 100 MW nimellistehoa ja aurinkopuistolle 20, 40 tai 100 MW nimellistehoja. Sähkön hintana käytetään pitkäaikaisten PPA (Power Purchase Agreement) sopimusten keskihintaa, joka on 40 €/MWh [27].

4.2.1 Yhdistetyn tuotannon skenaario A

Tässä skenaariossa olemassa olevan tuulipuiston rinnalle rakennetaan uusi aurinkopuisto. Tuotantoprofiileina käytetään Tuulipuisto B:n ja Aurinkopuisto A:n vuoden 2022 mittauksia. Tuulipuisto B on valittu vertailuun, koska se sijaitsee lähimpänä Aurinkopuisto A:ta. Tuulipuiston suhteellinen teho on 1,0 pu ja rakennettavan aurinkopuiston suhteellinen teho on 0,2 pu, jolloin yhdistetyksi tehoksi tulee 1,2 pu. Voimajohdolle on valittu kolme eri kapasiteettia olettaen, että se on jo täyteen tai lähes täyteen kuormitettu tuulivoiman maksimituotannon aikana. Voimajohdon kapasiteetit ovat 1,0; 1,1 ja 1,2 pu.

Tuulipuisto B:n ja Aurinkopuisto A:n vuoden 2022 tuotantoprofiileista laskettu korrelaatiokerroin on -0,17. Negatiivinen luku tarkoittaa, että tuulivoiman tuotannon kasvaessa aurinkovoiman tuotanto pienenee, mutta tällä kertoimen arvolla suhde ei ole erityisen vahva.

Kuvasta 28 voidaan todeta, että yhdistetty tuuli- ja aurinkovoima ylikuormittaa 1,0 pu kapasiteetin voimajohdon toisinaan. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,1 pu, niin voimajohdon ylikuormittumista ei juurikaan tapahdu. Kun voimajohdon kapasiteetti on sama kuin tuuli- ja aurinkovoiman yhdistetty teho, eli 1,2 pu, niin voimajohdon kapasiteetti ei luonnollisestikaan ylitä.



Kuva 28. Aurinkovoiman (0,2 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

Taulukon 2 arvoista näkee, että voimajohdon ylikuormittuminen on ajallisesti pientä. Kun voimajohdon kapasiteetti vastaa tuulivoiman maksimitehoa 1,0 pu, niin lisätty aurinkovoima ylikuormittaa voimajohtoa vain 0,68 % ajasta ja leikatun sähkön osuus on 1,27 %. Leikatun sähkön arvo on vähäinen. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,1 pu, niin leikattava sähkön määrä ja arvo ovat erittäin pieniä.

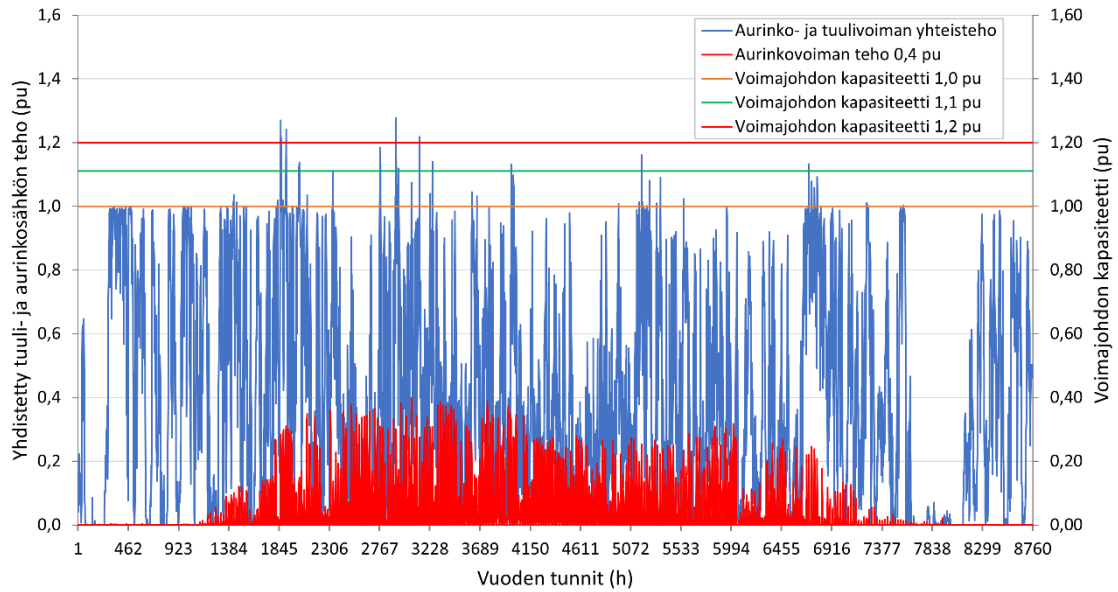
Taulukko 2. Skenaario A:ssa tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	59	0,68	1,27	8 831
1,1	3	0,03	0,04	287
1,2	0	0,00	0,00	0

4.2.2 Yhdistetyn tuotannon skenaario B

Skenaario B on muutoin sama kuin skenaario A, mutta rakennettavan aurinkopuiston teho on kaksinkertainen, eli 0,4 pu. Tuulipuisto on edelleen 1,0 pu ja voimajohdolle käytetään kapasiteetteja 1,0; 1,1 ja 1,2 pu.

Kuvasta 29 voidaan todeta, että yhdistetty tuuli- ja aurinkovoima ylikuormittaa 1,0 pu kapasiteetin voimajohdon hieman useammin kuin aurinkovoiman ollessa 0,2 pu. Lisäys ei kuitenkaan ole merkittävän suuri. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,1 pu, niin voimajohdon ylikuormittumista tapahtuu toisinaan. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,2 pu, niin voimajohdon ylikuormittuminen on mahdollista, mutta erittäin harvinaista.



Kuva 29. Aurinkovoiman (0,4 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

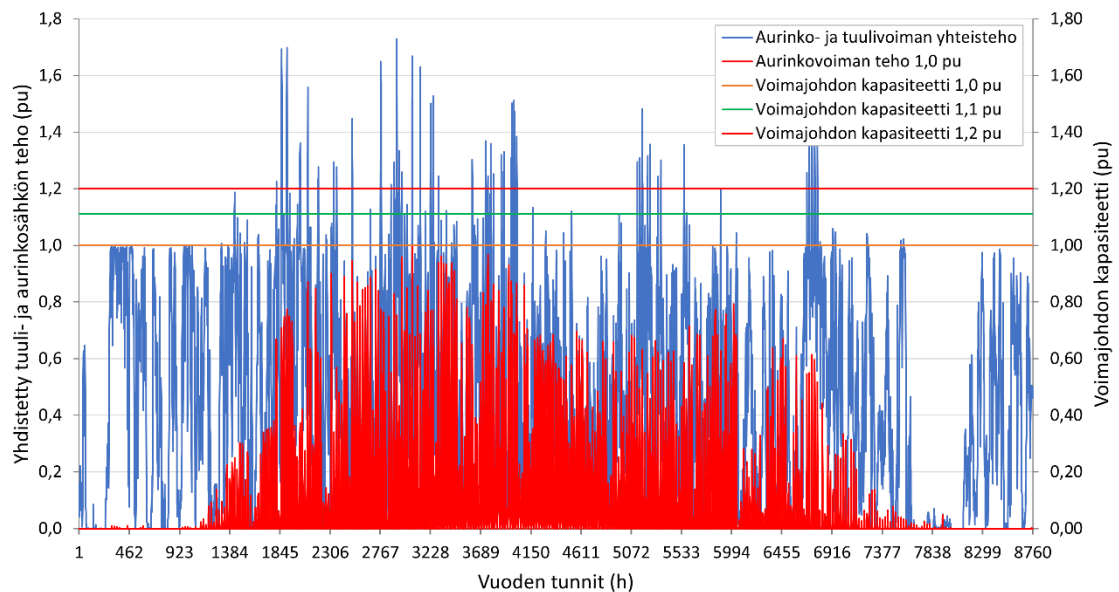
Taulukon 3 perusteella havaitaan, vaikka aurinkovoiman kapasiteetti on tässä skenaariossa kaksinkertainen verrattuna skenaarioon A, voimajohdon ylikuormittuminen ei ole merkittävän suurta. Vaikka voimajohdon kapasiteetti on 1,0 pu, niin voimajohto ylikuormittuu vain 1,44 % ajasta. Tällöin leikatun sähkön määrä on 2,66 % ja sen arvolla on vaikutusta pitkällä aikavälillä. Voimajohdon kapasiteetin ollessa 1,1 pu tai 1,2 pu, niin sen ylikuormittuminen on vähäistä. Tämän suuruisen aurinkopuiston liittämiseksi voimajohdossa olisi hyvä olla jonkin verran kapasiteettia jäljellä, jolloin leikatun sähkön osuus ja arvo pysyisivät kohtuullisina.

Taulukko 3. Skenaario B:ssä tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	126	1,44	2,66	37 061
1,1	34	0,39	0,58	8 137
1,2	8	0,09	0,09	1 310

4.2.3 Yhdistetyn tuotannon skenaario C

Skenaario C on muutoin sama kuin skenaario A, mutta rakennettavan aurinkopuiston maksimiteho on 1,0 pu. Voimajohdolle käytetään edelleen kapasiteetteja 1,0; 1,1 ja 1,2 pu. Kuvasta 30 voidaan todeta, että yhdistetty tuuli- ja aurinkovoima ylikuormittaa voimajohtoa huomattavasti enemmän kuin edelliset skenaariot. Varsinkin keväällä tapahtuu paljon ylikuormitusta, mutta heinäkuulla ylikuormitusta ei juurikaan tapahdu.



Kuva 30. Aurinkovoiman (1,0 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

Taulukosta 4 käy ilmi, että leikatun sähkön määrä ja arvo ovat niin merkittäviä tässä skenaariossa, että tällaisen suuren aurinkovoimalan liittäminen jo tuulivoimasta täyteen tai lähes täyteen kuormitettuun sähköverkkoon ei ole perusteltua. Parhaimmassakin tapauksessa, kun voimajohdon kapasiteetti on 1,2 pu, niin leikatun sähkön määrä ja arvo ovat suuria. Voimajohdossa täytyy olla enemmän vapaata kapasiteettiä näin suuren aurinkopuiston liittämisen varalle.

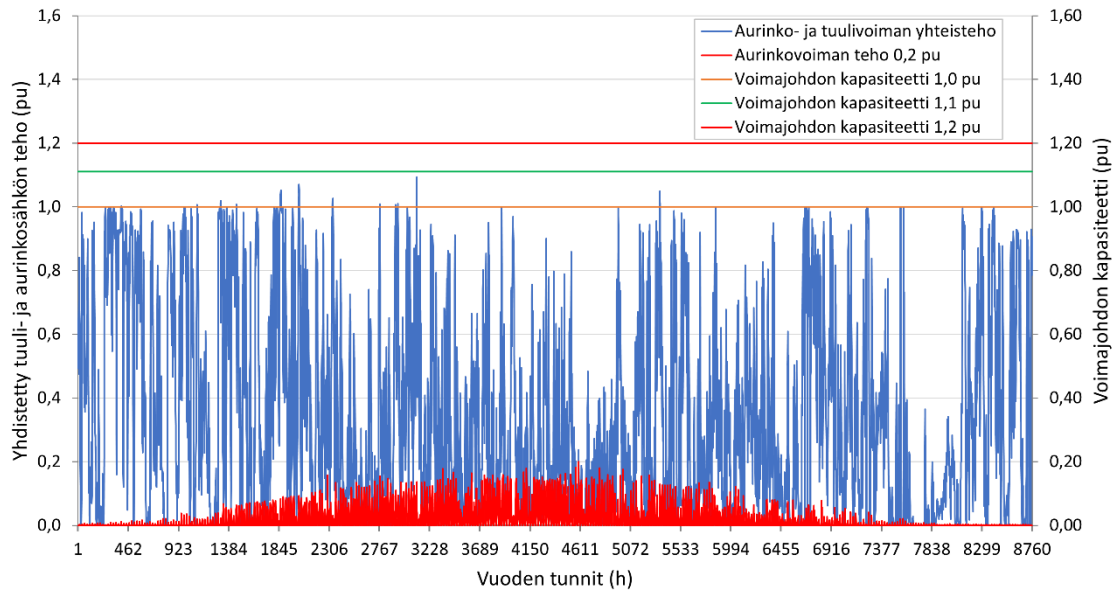
Taulukko 4. Skenaario C:ssa tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	383	4,37	8,27	287 680
1,1	228	2,60	4,86	169 024
1,2	150	1,71	2,74	95 286

4.2.4 Yhdistetyn tuotannon skenaario D

Skenaario D on muuten sama kuin skenaario A, paitsi vertailtavana kohteina ovat Tuulipuisto C ja Ilmatieteenlaitoksen auringon kokonaissäteilyn mittaus. Vertailussa on käytetty vuoden 2022 mittaustuloksia. Tämän skenaarion kohteiden korrelaatiokerroin on -0,21, joten nämä kohteet täydentävät paremmin toisiaan kuin skenaarioissa A-C olevat kohteet.

Kuvan 31 käyristä näkee, että vain voimajohdon 1,0 pu kapasiteetti ylittyy, mutta 1,1 ja 1,2 pu kapasiteetit eivät ylitä. Käyristä on myös nähtävissä, että Tuulipuisto C:n tuotanto on vähäistä marraskuussa samaan tapaan kuin Tuulipuisto B:n tuotanto. Etäisyyttä näillä kahdella tuulipuistolla on noin 200 km.



Kuva 31. Auringon kokonaissäteilyn perusteella arvioidun aurinkovoiman (0,2 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

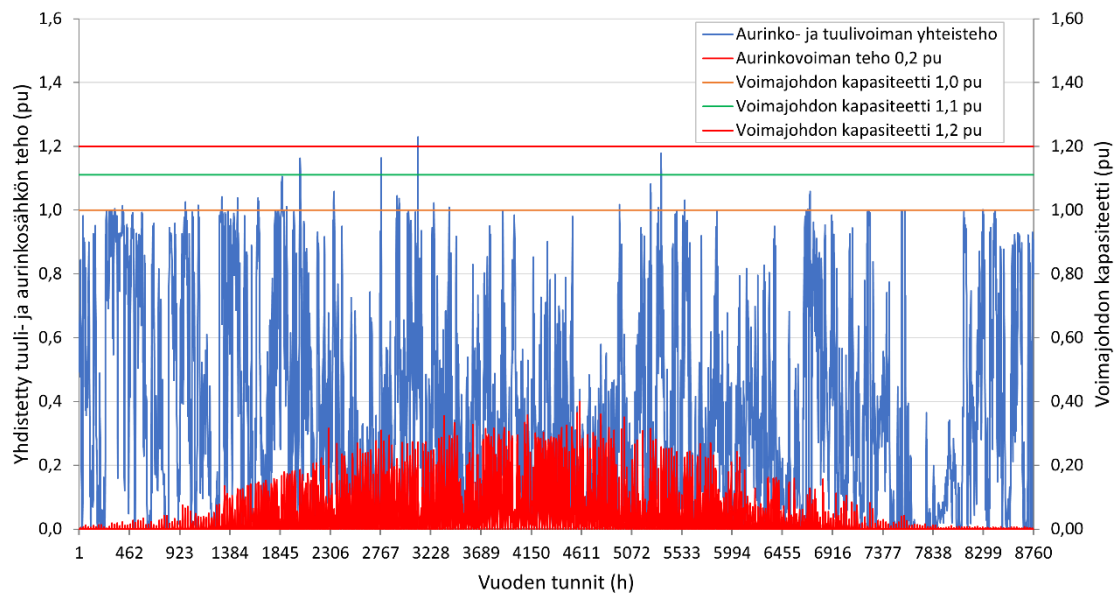
Taulukosta 5 näkee, että voimajohto ylikuormittuu vain silloin, kun se on mitoitettu tuulivoiman maksimitehon mukaan. Ylikuormituksen välttämiseksi leikatun sähkön arvo on erittäin vähäinen. Jos voimajohdon kapasiteetti on 1,1 tai 1,2 pu, niin ylikuormittumista ei ilmene.

Taulukko 5. Skenaario D:ssä tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	34	0,39	0,44	3 078
1,1	0	0,00	0,00	0
1,2	0	0,00	0,00	0

4.2.5 Yhdistetyn tuotannon skenaario E

Skenaario E on muutoin sama kuin skenaario D, mutta rakennettavan aurinkopuiston teho on 0,4 pu. Kuvasta 32 voidaan todeta, että tässä skenaariossa ylikuormittumista tapahtuu kaikilla kolmella voimajohdon kapasiteetilla. Ylikuormittuminen on kuitenkin voimajohdon kapasiteeteilla 1,1 ja 1,2 pu harvinaista.



Kuva 32. Aurinkovoiman (0,4 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

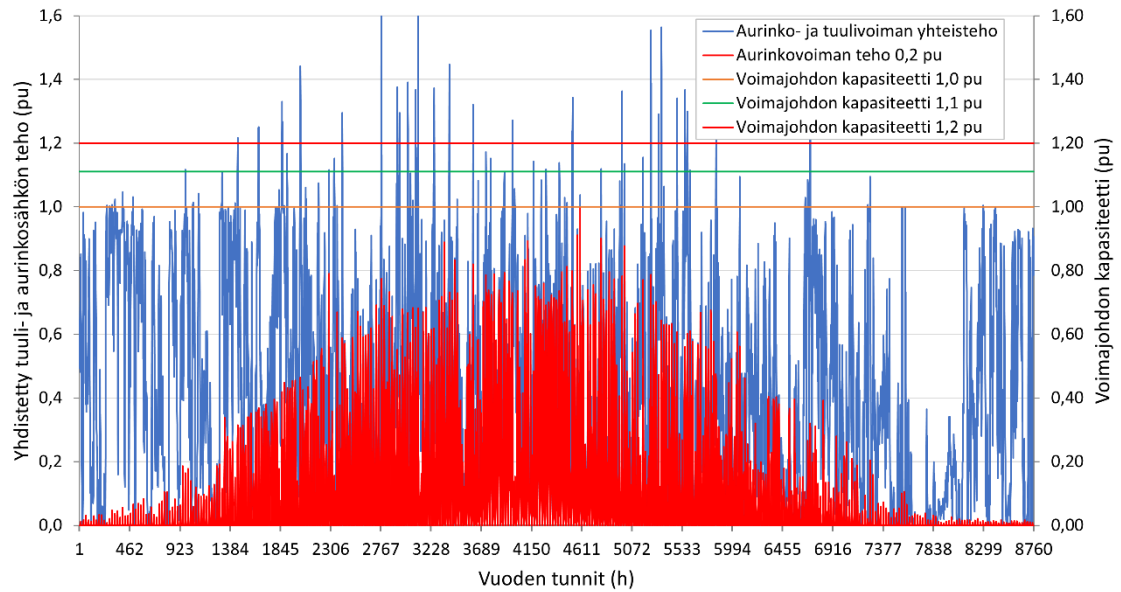
Leikatun sähkön määrä ja arvo pysyvät taulukon 6 perusteella vähäisinä. Kun voimajohdon kapasiteetti on 1,0 pu, leikatun sähkön osuus on vielä alle 1 %. Muilla voimajohdon kapasiteeteilla leikatun sähkön määrä ja arvo ovat erittäin pieniä. Tämän skenaarion mukainen aurinkopuisto voidaan kohtuudella liittää tuulivoimasta täyteen kuormitettuun voimajohtoon, jos voimajohdossa on tuulivoiman maksimitohon jälkeen vielä jonkin verran vapaata kapasiteettia.

Taulukko 6. Skenaario E:ssä tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	82	0,94	0,94	14 401
1,1	10	0,11	0,11	1 712
1,2	1	0,01	0,01	120

4.2.6 Yhdistetyn tuotannon skenaario F

Skenaario F on muutoin sama kuin skenaario D, mutta rakennettavan aurinkopuiston teho on 1,0 pu. Tässä toistuu sama asia kuin skenaariossa C, eli tuulivoiman kanssa samansuuruisista aurinkopuistoa ei ole järkevää liittää tuulivoimasta täyteen tai lähes täyteen kuormitettuun voimajohtoon. Kuvasta 33 näkee, että kaikki voimajohdon eri kapasiteetit ylittyvät. On kuitenkin mahdollista, että voimajohdon kapasiteetin ollessa 1,2 pu, voi leikatun sähkön arvo olla vielä järkevällä tasolla. Tällöin on tehtävä huolellinen tapauskohtainen arviointi.



Kuva 33. Aurinkovoiman (1,0 pu) ja yhdistetyn aurinko- ja tuulivoiman tehokäyrät sekä voimajohdon eri kapasiteetit.

Tässä skenaariossa leikatun sähkön määrä ja arvo ovat taulukon 7 perusteella suurehkoja voimajohdon kapasiteetin ollessa 1,0 pu ja 1,1 pu. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,2 pu, niin siinä tapauksessa tapauskohtainen tarkastelu on paikallaan. Leikatun sähkön arvo on pitkällä aikavälillä merkittävä, mutta aurinkopuiston kokonaisinvestoinnin kannalta voidaan leikatun sähkön arvo kompensoida jollain muulla mahdollisella säästöllä.

Taulukko 7. Skenaario F:ssä tuntitasolla tapahtuneiden ylikuormituskertojen lukumäärä, niiden osuus vuoden tunneista, leikatun aurinkosähkön prosenttiosuus ja arvo.

Johdon kapasiteetti (pu)	Ylikuormituskerrat (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Leikatun aurinkosähkön osuus (%)	Leikatun sähkön arvo (€/vuosi)
1,0	262	3,00	4,08	141 257
1,1	123	1,41	1,94	67 243
1,2	65	0,74	0,91	31 599

4.3 Virheanalyysi

Kappaleessa 4.2 esitetyt skenaariot antavat yleiskäsityksen yhdistetystä tuuli- ja aurinkovoiman käyttäytymisestä. Vertailussa käytetyt mittausarvot sisältävät mittalaitteista aiheutuvat virheet ja vallitsevat sääolosuhteet vaihtelevat epäsäännöllisesti. On huomioitava, että kaikki skenaariot perustuvat vuonna 2022 tehtyihin mittauksiin. Vaikka korkealla tasolla Suomen sääolosuhteet noudattavat tiettyä kaavaa vuodenaikojen ja vuorokaudenaikojen puitteissa, niin tarkemmalla tasolla havaitaan epäsäännöllisyyttä.

Isojen sähkötehojen mittauksessa käytetään mittamuuntajissa, teho- ja energiamittareissa luokan 0,2 tarkkuutta. Tehon mittauksen tarkkuus on tällöin 99,4 %. Tämän tarkkuuden voidaan todeta olevan korkealla tasolla, mutta tarkkoissa laskelmissa epätarkkuus on huomioitava.

Ilmatieteenlaitoksen auringon kokonaissäteilyn mittauksessa käytetyn Kipp & Zonen CM11 pyranometrin epätarkkuus on kesäolosuhteissa 2 % ja talviolosuhteissa 5 % [28]. Kun käytetään auringon kokonaissäteilyn mittauksia arvioimaan aurinkovoiman tehoa, on huomioitava pyranometrin epätarkkuus ja itse aurinkopuistosta aiheutuvat häviöt.

Tuuli- ja aurinkovoiman vuosittainen vaihtelu on voimakkaasti riippuvaista sääolosuhteista. Näille sähköntuotantomuodoille voidaan laskea korrelaatiokertoimia eri vuosien välille, jotka osoittavat, miten samankaltaista rytmiä tuuli- ja aurinkovoima noudattavat. Taulukoissa 8 ja 9 on laskettu Tuulipuisto A:n ja Aurinkupuisto A:n korrelaatiokertoimet tuntitaso-energiomittauksista eri vuosien välille.

Tuulipuisto A:n korrelaatiokertoimet ovat esitetty taulukossa 8 ja ne vaihtelevat välillä 0,04-0,13, joten eri vuosien välinen korrelaatio on hyvin alhainen. Tästä voidaan päätellä, että tuulisen päivän tai tuulettoman päivän rytmi ei toistu samalla tavalla joka vuosi. Ne voivat periaatteessa esiintyä koska tahansa.

Taulukko 8. Tuulipuisto A:n vuosien 2019-2022 tuotannon tuntitason mittausten korrelaatiokertoimet

Vuosi	2019	2020	2021	2022
2019	-	0,07	0,13	0,10
2020	0,07	-	0,04	0,08
2021	0,13	0,04	-	0,10
2022	0,10	0,08	0,10	-

Aurinkupuisto A:n korrelaatiokertoimet ovat esitetty taulukossa 9 ja ne vaihtelevat välillä 0,72-0,77, joten eri vuosien välinen korrelaatio on melko hyvä. Tämä johtuu paljon siitä, että pitkä talviaika ja kesällä yöaika ovat aurinkosähkön tuotannon kannalta samanlaisia joka vuosi. Kuvassa 26 on esitetty yhden kuukauden ajalta päivittäinen aurinkovoiman tuotanto, jonka voidaan todeta olevan epäsäännöllistä. Aurinkovoiman tuotannon osalta voidaan todeta, että se on mahdollista kesällä ja keskipäivällä, mutta se on mahdotonta talvella ja yöllä.

Taulukko 9. Aurinkupuisto A:n vuosien 2019-2022 tuotannon tuntitason mittausten korrelaatiokertoimet

Vuosi	2019	2020	2021	2022
2019	-	0,72	0,77	0,74
2020	0,72	-	0,74	0,74
2021	0,77	0,74	-	0,72
2022	0,74	0,74	0,72	-

Virheanalyysin päätelmänä voidaan sanoa, että sääriippuvaisesta tuotannosta voidaan tehdä karkeita tuotannon olettamuksia ja tilastollisia todennäköisyyslaskelmia pitkän aikavälin mittauksiin perustuen, mutta tarkkojen päivä- tai tuntikohtaisten ennusteiden tekeminen on vaikeaa.

5. JOHTOPÄÄTÖKSET

Aurinko- ja tuulivoiman yhdistäminen samaan voimajohtoon on järkevä ratkaisu, koska niiden tehohiiput noudattavat jokseenkin eri rytmejä. Tuulivoiman tehohiiput ilmenevät usein talvella ja yöllä, kun taas aurinkovoiman tehohiiput ilmenevät kesällä ja keskipäivällä.

Tuulivoiman pysyvyysskäyristä voi huomata, että sen tehohiiput esiintyvät ajallisesti melko lyhyen ajan, joten voimajohdossa on vapaata kapasiteettia suurimman osan ajasta. Tämä vapaa kapasiteetti ei ole käytettävissä uudelle tuulivoimalle, mutta se on käytettävissä muulle sähköntuotantomuodolle, jonka tehohiiput ilmenevät eri ajankohdina. Parhaiten johdon vapaa kapasiteetti olisi käytettävissä perinteisiä polttoaineita käyttävälle voimalaitokselle, jonka tehoa voidaan vapaasti säätää. Tässä tutkimuksessa kuitenkin keskitytään aurinkovoiman lisäämiseen, jonka tehoa ei ole mahdollista säätää vapaasti.

Tutkimuksessa tulee selvästi ilmi, että tuulivoiman rinnalle voidaan lisätä aurinkovoimaa ja tällä tavalla ottaa voimajohdon koko kapasiteetti paremmin käyttöön. Kappaleessa 4 esitettyjen skenaarioiden perusteella voidaan todeta, että tuulivoimasta täyteen kuormitettuun voimajohtoon on mahdollista lisätä aurinkovoimaa suurimman osan ajasta. Ylikuormittumiselta ei kuitenkaan voi välttyä, mutta ne ajankohdat voidaan ratkaista järkevämmällä tavalla kuin yksinomaan voimajohtojen kapasiteettia lisäämällä. Seuraavissa kappaleissa on esitelty kolme erilaista tapaa voimajohdon ylikuormittumisen estämiseksi.

Ensimmäinen tapa on ottaa käyttöön voimajohdon dynaaminen kuormitettavuuden hallinta (engl. Dynamic Line Rating, DLR). Tämän periaatteen tavoitteena on hyödyntää paremmin koko saatavissa oleva voimajohdon terminen kapasiteetti. Dynaamisessa kuormitettavuuden hallinnassa otetaan huomioon reaaliaikainen ympäristön lämpötila, tuulen nopeus, tuulen suunta, auringon säteily ja sademäärä. Fingridin arvion mukaan dynaamisen kuormituksen avulla termistä siirtokykyä voidaan keskimäärin lisätä yli kymmenen prosenttia verrattuna pelkästään vuodenaikoihin perustuvaan kuormitettavuuteen. [29] Yleisesti ottaen dynaamisen kuormitettavuuden hyödyntäminen on

järkevää tuulivoiman yhteydessä, koska tuulivoiman tuotanto ja voimajohtojen konvektiivinen jäähtyminen ovat molemmat voimakkaasti sidoksissa tuulen nopeuteen [30].

Toinen tapa välttää voimajohdon ylikuormittuminen on rajoittaa aurinkovoiman tehoa niinä hetkinä, kun voimajohto ylikuormittuisi. Rajoittaminen on mahdollista aurinkovoimassa jo käytössä olevan invertterin avulla. Hyvä ratkaisu olisi reaaliaikaisen mittaus-tiedon saaminen voimajohdon kuormitustilanteesta ja rajoittaa aurinkovoiman tehoa mittauksen perusteella vain tarvittavan määrän. Tässä tavassa ei valitettavasti voida hyödyntää kaikkia saatavissa olevaa aurinkosähköä, mutta taloudellisessa mielessä tämä on todennäköisesti yksi parhaista ratkaisuista. Vastaavanlaista rajoitusta käytetään jo tuulivoimassa suurten tuulennopeuksien osalta, koska tuuliturbiineja ei rakenneta hyödyntämään kaikkein suurimpia tuulennopeuksia. Tämä periaate on esitetty kappaleen 2.1 kuvassa 2.

Kolmas tapa välttää voimajohdon ylikuormittuminen on asentaa aurinkopuistoon akusto, johon voidaan varastoida sähköenergiaa voimajohtojen ylikuormittumisen estämiseksi. Samaa akustoa voi hyödyntää myös normaaleissa vähätuulisissa tilanteissa siirtämään aurinkovoimalla tuotetun sähkön myyntiä parempaan ajankohtaan. Akusto voi toimia myös taajuussäätömarkkinoilla, jossa nopeasti reagoiva akku syöttää energiaa sähköverkkoon tai kuormittaa verkkoa siten, että sähköverkon taajuus muun kulutuksen ja tuotannon vaihdellessa pysyy mahdollisimman tarkasti nimellistaajuudessa [31]. Akustolla näin ollen ei olisi pelkästään voimajohdon ylikuormittumista estävä vaikutus, vaan sen avulla voidaan saavuttaa muitakin etuja.

Tässä tutkimuksessa havainnollistetaan akuston kapasiteettia, mikäli se pystyisi varastomaan kaikki voimajohtoa ylikuormittavan sähköenergian määrän. Oletuksena on, että akusto voidaan purkaa sähköverkkoon myöhemmin saman illan ja yön aikana. Taulukkoon 10 on kerätty kaikkien kuuden eri skenaarion ja kolmen eri voimajohtokapasiteetin vaatimat akuston suhteelliset kapasiteetit aurinkovoimalan nimellistehoon nähden. Skenaarioissa A ja D aurinkopuiston koko on 20 % tuulipuiston koosta. Mikäli voimajohdon kapasiteetti on 1,0 pu, niin akuston koko on 24 % tai 61 % aurinkopuiston yhden tunnin aikana nimellisteholla tuotetusta sähköenergiasta. Toisin sanoen aurinkopuiston tehon ollessa 20 MW, niin akuston tulee olla 4,8 MWh tai 12,2 MWh. Voimajohdon kapasiteetin ollessa 1,1 pu, niin skenaario A:ssa akusto tulisi olla 5 % aurinkopuiston yhden tunnin aikana nimellisteholla tuotetusta sähköenergiasta eli 20 MW

tuulipuiston esimerkkitapauksessa 1 MWh. Muissa tapauksissa skenaariot A ja D eivät ylikuormita voimajohtoa. Myös muiden skenaarioiden tapauksessa tarvittava akuston kapasiteetti voidaan lukea edellä esitetyllä tavalla taulukosta 10. Huomioitavaa on, että esimerkiksi skenaariossa C akuston kapasiteetti pitää olla huomattavan suuri, jolloin akuston investointikustannus ei ole enää järkevällä tasolla verrattuna muihin ratkaisuihin.

Taulukko 10. Akuston kapasiteetti, kun kaikki voimajohtoa ylikuormittava sähköenergia varastoidaan akustoon vuorokausitasolla.

Johdon kapasiteetti (pu)	Skenaario					
	A	B	C	D	E	F
1,0	61 %	155 %	440 %	24 %	64 %	214 %
1,1	5 %	70 %	340 %	0 %	15 %	147 %
1,2	0 %	16 %	254 %	0 %	3 %	101 %

Tässä tutkimuksessa ei tehdä ehdotuksia tai laskelmia parhaimman voimajohdon ylikuormitusta estävän tavan löytämiseksi. Se on aina yksityiskohtainen laskelma, joka täytyy tehdä tapauskohtaisesti parhailla käytössä olevilla lähtötiedoilla. Voimajohdon dynaaminen kuormitettavuuden hallinta on verkkoyhtiön keinovalikoimaan kuuluva menetelmä, joka sopii hyvin käytettäväksi tuulivoimaa sisältävissä sähköverkoissa. Tehon rajoittaminen on aina investointimielessä halvin tapa, koska se ei vaadi merkittäviä lisäinvestointeja. Akusto vaatii isohkoja investointeja, mutta sen tarjoamat hyödyt voivat maksaa investoinnit takaisin ajan myötä.

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että tuulivoimasta täyteen kuormitettuun voimajohdtoon on järkevää lisätä aurinkovoimaa voimajohdon kapasiteetin tehokkaamman hyödyntämisen näkökulmasta. Voimajohdon ylikuormitustilanteet voidaan järkevämmiin poistaa dynaamisella kuormitettavuuden hallinnalla, tuotetun aurinkosähkön rajoituksella tai varastoimalla ylikuormittava sähkön osuus akustoon.

6. YHTEENVETO

Tämän kandidaatintyön tavoitteena on tutkia tuuli- ja aurinkovoiman tuotantohuippujen vaihtelua sekä pysyvyyskäyriä. Tavoitteena on selvittää, voiko nykyisiin tuulivoimasta täyteen kuormitettuihin sähköverkkoihin vielä lisätä aurinkovoimaa tuulivoiman rinnalle vai ylikuormittaisiko se sähköverkon. Tarkoitus on löytää tuuli- ja aurinkovoiman synergiaetuja, joiden avulla voitaisiin saada säästöjä tuuli- ja aurinkovoiman rakentamiseen.

Tässä tutkimuksessa analysoidaan tuuli- ja aurinkovoiman mittaustietoja sekä hyödynnetään Ilmatieteenlaitoksen havaintoasemien mittauksia auringonsäteilyn tehosta. Käytössä olleiden mittaustulosten perusteella voidaan todeta tuuli- ja aurinkovoiman tehohuippujen esiintyvän yleensä eri aikoina. Tuulivoiman tuotanto on suurimmillaan talvella ja yöllä. Vastaavasti aurinkovoiman tehohuiput esiintyvät kesällä ja keskipäivällä. Tehohuippujen esiintymisajankohdissa on riittävästi eroa, joten yhdistetyllä tuuli- ja aurinkoenergialla on mahdollisuus hyödyntää jo olemassa olevia sähköverkkoja tehokkaammin.

Työn lopputuloksena todetaan tuuli- ja aurinkovoiman yhdistämisen olevan kustannuksien säästämiseksi suositeltava tapa, koska tuulivoima tarvitsee käyttöönsä sähköverkon koko kapasiteettia harvoin. Suurimman osan ajasta sähköverkossa on vapaata kapasiteettia toisen tuotantomuodon tarpeisiin. Aurinkovoima on yksi hyvä tuotantomuoto tuulivoiman rinnalle, koska sen tehohuiput esiintyvät yleensä eri aikana. Aurinkovoimasta on myös hyvin tiedossa, milloin sillä on mahdollisuus saavuttaa tehohuippu ja milloin sillä ei ole mahdollisuuksia saavuttaa tehohuippua.

Tuuli- ja aurinkovoiman liittämässä samaan sähköverkkoon täytyy ottaa huomioon mahdolliset samanaikaiset tehohuiput. Suositeltavia menetelmiä näihin ajankohtiin ovat voimajohdon dynaaminen kuormitettavuuden hallinta, aurinkovoiman tehon rajoittaminen ja ylimääräisen sähköenergian varastoiminen akustoon. Tuulivoimassa on jo käytössä tehon rajoittamista kustannustehokkaamman lopputuloksen aikaansaamiseksi. Tämä sama periaate on myös yksi tämän kandidaatintyön hyväksi katsoma ratkaisu aurinkovoiman voimajohdolle aiheuttaman ylikuormituksen poistamiseksi. Viimeistenkin kilowattien talteen ottaminen saattaa aiheuttaa huomattavia kustannuksia, mutta jo vähäisellä tehon rajoittamisella voidaan saavuttaa huomattavia kustannussäästöjä.

LÄHTEET

- [1] Kantaverkon investointitarpeet kasvavat kolmeen miljardiin euroon, Fingrid Oyj, 2022. Saatavissa (viitattu 26.10.2023): <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/kantaverkon-investointitarpeet-kasvavat-kolmeen-miljardiin-euroon/>
- [2] Paakkari. M, Sisä-Suomen tuulivoimaselvitys, Pohjois-Karjalan maakuntaliitto, 2011, 5 s. Saatavissa (viitattu 24.10.2023): https://liitto.ekarjala.fi/wp-content/uploads/sites/2/julkaisut/2011/Loppuraportti_Sisa-Suomen-tuulivoimaselvitys.pdf
- [3] Ympäristöystävällinen tuulisähkö kasvattaa jalansijaansa, Elenia Oy, 2023. Saatavissa (viitattu 24.10.2023): <https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkontuotanto-ja-kulutus/tuulisahko>
- [4] Tuota aurinkosähköä ja tee arjen ilmastoteko, Elenia Oy, 2023. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkontuotanto-ja-kulutus/aurinkosahko>
- [5] Vuosikatsaus 2022, Elenia Oy, 2023 7-12 s. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://www.elenia.fi/files/fc9a323904322c6319fce532c62ae76e098e1990/elenia-konsernin-vuosikatsaus-2022.pdf>
- [6] Vestas, V172-7.2 MW™, 2023. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://www.vestas.com/en/products/enventus-platform/V172-7-2-MW>
- [7] A. Korpela, Tuulivoiman perusteet, AMK-Tammertekniikka, 2016, 36-43, 66 s.
- [8] Tuulivoimaloiden rakenne, Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatekniikka/tuulivoimaloiden-rakenne>
- [9] 13 Compelling Wind Energy Statistics & Facts, TheRoundup, 2023. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://theroundup.org/wind-energy-statistics/>
- [10] Tuulivoiman yleisopas, Motiva Oy, 1 s. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): https://www.motiva.fi/files/19414/Tuulivoiman_yleisopas.pdf
- [11] Mackay, M, Solar Energy An Introduction, 2015, 19 s.
- [12] Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries, European Union, 2012. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/PVGIS_EU_2012_publication.png
- [13] Havaintojen lataus, Ilmatieteenlaitos. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus>
- [14] Auringonsäteilyn määrä Suomessa, Motiva Oy. Saatavilla (luettu 24.10.2023): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa
- [15] Sahoo S, Progress in Solar Energy Technologies and Applications, Scrivener Publishing, 2019, 35 s.

- [16] Most efficient solar panels 2023, Clean Energy Reviews, 2023. Saatavilla (viitattu 24.10.2023): <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- [17] Fraunhofer ISE achieves 47.6% efficiency with III-V four-junction CPV cell, PV Magazine, 2022. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): <https://www.pv-magazine.com/2022/05/30/fraunhofer-ise-achieves-47-6-efficient-for-iii-v-four-junction-cpv-cell/>
- [18] Han A, Efficiency Of Solar PV, Then, Now And Future, Lafayette College, 2020. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): <https://sites.lafayette.edu/eqrs352-sp14-pv/technology/history-of-pv-technology/>
- [19] Suurjänniteliittymien tekninen ohje, Elenia Oy, 6 s. Saatavilla (viitattu 28.10.2023): <https://www.elenia.fi/files/edac6b77c10f07c472c6454f9969949bc62ec5dd/suurjanniteliittymien-tekni-nen-ohje-elenia.pdf>
- [20] Liittyminen kantaverkkoon, Fingrid. Saatavilla (viitattu 9.11.2023): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/#liitettavyys>
- [21] Wind power market intelligence, The wind power. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): https://www.thewindpower.net/turbine_en_603_vestas_v126-3300.php
- [22] Suomen tuuliatlas, Ilmatieteenlaitos. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/#>
- [23] Tuulivoimatuotanto talvella, Suomen tuulivoimayhdistys. Saatavilla (viitattu (25.10.2023): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietopankki/tuulivoimatuotanto-talvella>
- [24] Sähkön tuntidata, Energiateollisuus. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/sahkon_tuntidata.html#material-view
- [25] Chiras J, Solar Electricity Basics, New society publishers, 2020, 24 s.
- [26] Miten aurinkopaneeleita pitää huoltaa talvella?, Pohjois-Karjalan Sähkö Oy, 2020. Saatavilla (viitattu 25.10.2023): <https://energia.pks.fi/miten-aurinkopaneeleita-pitaa-huoltaa-talvella/>
- [27] ScienceDirect, Reforming European electricity markets, 2023. Saatavilla (viitattu 13.11.2023): <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988323004619>
- [28] Riihelä A, Validation of CM SAF Surface Solar Radiation Datasets over Finland and Sweden, Finnish Meteorological Institute, 2015. Saatavilla (viitattu 13.11.2023): <https://www.mdpi.com/2072-4292/7/6/6663>
- [29] Määttänen M, Mittaamalla lisää siirtokykyä. Fingrid-lehti, 2020. Saatavilla (viitattu 29.11.2023): <https://www.fingridlehti.fi/mittaamalla-lisaa-siirtokykya/>
- [30] Dynamic Line Rating (DLR), Entso-e. Saatavilla (viitattu 29.11.2023): <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/dynamic-line-rating-dlr>

- [31] Suomen suurin aurinkovoimala ja akkuvarasto Kalajoelle, Kestävä Energiatalous. Saatavilla (viitattu 29.11.2023): <https://www.energiatalous.fi/?p=2277>