

Toni Lahti

TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUKSET

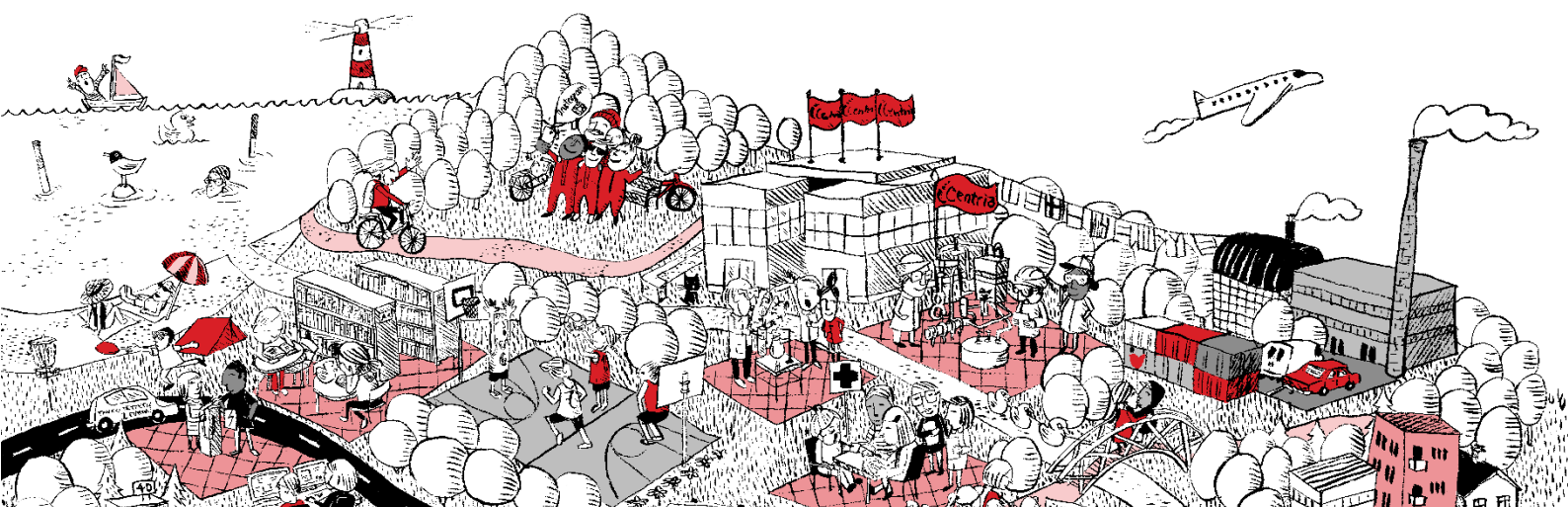
Tuulivoiman profiilikustannukset Suomessa 2020

Opinnäytetyö

CENTRIA-AMMATTIKORKEAKOULU

Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutus

Kesäkuu 2021



Centria-ammattikorkeakoulu	Aika Kesäkuu 2021	Tekijä/tekijät Toni Lahti
Koulutus Sähkö- ja automaatio tekniikka		<input checked="" type="checkbox"/> AMK <input type="checkbox"/> YAMK
Työn nimi TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUKSET SUOMESSA 2020		
Työn ohjaaja Aki Suokko		Sivumäärä 52
<p>Uusiutuvan energian tuotanto-osuudet kasvavat yhä maailmanlaajuisesti. Euroopassa tavoitteena on useissa maissa hiilivapaan energiantuotannon saavuttaminen 2050 mennessä. Suomen sähköenergian tuotannosta vuoden 2020 aikana tuulivoiman osuus oli 9,6 %.</p> <p>Tuulivoimalla on pienet käyttökustannukset muihin voimalaitoksiin verrattuna. Tuulivoimaloita rakennetaan Suomessa yhä enemmän, vaikka tuki rakentamiselle syöttötariffin muodossa uusille tuulivoimaloille päättyi 2017. Tuulivoimalaa voidaan ajatella voimalaitoksena, jonka polttoaineen saatavuus riippuu säästä. Ne tuottavat polttoaineen saatavuuden eli sääolosuhteiden mukaan. Perinteiset voimalaitokset pystyvät tuulivoimaloista poiketen varastoimaan polttoainetta jopa vuoden tarpeisiin ja tuottavat sähköä lähes aina. Sähkönkysyntä on sopeutunut teollisuudessa ja pitkälti myös kotitalouksissa siihen, että sähköä on aina tarjolla. Sää riippuvaisen tuotannon ajoituksesta suhteessa kysyntään syntyy useita erilaisia vaikutuksia, joita ei ole aiemmin ollut.</p> <p>Tässä opinnäytetyössä perehdyttiin tuulivoimatuotannosta syntyviin kokonaiskustannuksiin. Tuulivoimaloista aiheutuu sellaisia kustannuksia, jotka eivät näy sen markkinahinnassa ja jotka tulevat kasvaamaan tuulivoimaosuuden kasvaessa sähkömarkkinoilla. Merkittävin näistä systeemikustannuksista on profiilikustannus, jolla tarkoitetaan sitä, että mitä enemmän tuulisähköä sähköjärjestelmässä on, sitä pienemmäksi sähkönhinta painuu, kun tuulee voimakkaasti.</p>		

Asiasanat Arvotekijät, integrointikustannukset, profiilikustannus, profiilikustannukset, systeemikustannukset, tuotantokustannukset.
--

ABSTRACT

Centria University of Applied Sciences	Date Juni 2021	Author Toni Lahti
Degree programme Electrical and automation engineering		
Name of thesis PROFILE COSTS OF WIND ENERGY IN FINLAND 2021		
Instructor Aki Suokko. PhD, MSc (tech).		Pages 52
<p>The shares of renewable energies in production are still growing globally. In Europe, the aim is to achieve carbon-free energy production in several countries by 2050. In 2020, wind power accounted for 9.6% of Finland's electricity production.</p> <p>Wind power has low operating costs compared to other power plants. More and more wind farms are being built in Finland, although support for construction in the form of a feed-in tariff for new wind farms ended in 2017. A wind farm can be considered as a power plant whose fuel availability depends on the weather. They produce energy according to fuel availability, i.e. weather conditions. Unlike wind turbines, conventional power plants are able to store fuel for up to a year and almost always generate electricity. Electricity demand in industry and, to a large extent, in households has adapted to the fact that electricity is always available. The timing of weather-dependent production relative to demand gives rise to a number of different effects that have not occurred before.</p> <p>In this thesis, the total costs arising from wind power production were examined. Wind power plants incur costs that are not reflected in its market price and will increase as the share of wind power in the electricity market increases. The most significant of these system costs is the profile cost, which means that the more wind power there is in the electrical system, the lower the price of electricity is when the wind is strong.</p>		
Key words Integration costs, production costs, profile costs, system costs, value factors		

KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY

ARVOTEKIJÄ	tuotantomuodon suhteellinen arvo muuhun tuotantoon nähden
CHP	(combined heat and power) lämmön ja sähkön yhteistuotantolaitos
EEG	(Erneuerbare-Energien-Gesetz)laki uusiutuvalle energialle Saksassa
Hz	Hertsi
INTEGROINTIKUSTANNUS	Sähkön hyödyntämisen kustannukset
LCOE	(levelized cost of energy) tasoitettut tuotantokustannukset, laskentamenetelmä erilaisilla tuotantomuodoilla tuotetun sähkön vertailemiseksi
Merit order	tuotantojärjestys
MOE	(merit order effet) tuotantojärjestyksen vaikutus
PPA-sopimus	(power purchase agreement) sopimus tuulivoimalan tuotannon myynnistä
Profiilikustannus	Tuotannon ajoituksen vaikutus energiasta saatavaan markkinahintaan
Syöttötariffi	Sähköenergian takuuhintaa
TWh	Terawattitunti, energian yksikkö

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY

SISÄLLYS

1 JOHDANTO	1
2 POHJOISMAISET SÄHKÖN TUUKKUMARKKINAT	3
2.1 Elspot.....	3
2.2 Elbas- markkina	4
2.3 Reservi- ja säätösähkömarkkinat	4
2.4 Tasesähkö.....	5
2.5 Sähkön tarjousaluehinta.....	7
3 SÄHKÖN TUOTANTO POHJOISMAISSA	9
3.1 Tuuli- ja vesivoiman osuudet eri maissa ja alueilla	9
3.2 Tuulivoiman tuet erimaissa.....	13
3.3 Syöttötariffi ja vihreänsertifikaatti	17
4 TUULIVOIMAN KUSTANNUKSET	19
4.1 Tuotantokustannukset	19
4.2 Systeemikustannukset.....	23
4.2.1 Integrintikustannukset	23
4.2.2 Profiilikustannukset.....	25
4.3 Merit-order -järjestys	27
4.4 Tuotantojärjestysvaikutus (MOE)	28
4.5 Profiilikustannusten laskenta.....	30
5 TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUS	32
5.1 Keskihinta 2020	32
5.2 Profiilikustannus	33
5.3 Arvotekijä	34
6 TUULIVOIMAN TASOITETUT TUOTANTO KUSTANNUKSET	37
7 JOHTOPÄÄTÖSET	40
LÄHTEET	7
LIITTEET	

KUVIOT

KUVIO 1. Tuuli- ja vesi voiman osuudet maa kohtaisesta kokonaistuotannosta 2020.....	10
KUVIO 2. Tuuli- ja vesivoimatuotannon osuudet maan kokonaistuotannosta	11
KUVIO 3. Tuulivoimatuotannon kasvu Pohjoismaissa.....	11
KUVIO 4. Tuuli- ja vesivoiman osuudet pohjoismaisesta sähköntuotannosta 2020.....	12
KUVIO 5. Tuuli- ja vesivoiman tuotanto-osuudet Suomessa vuosittain.....	13
KUVIO 6. Kuvaaja profiilikustannuksien muodostumisesta ja vaikutuksesta Saksa.....	26
KUVIO 7. Tuotantojärjestyksen käyrä	28
KUVIO 8. MOE-efekti	29
KUVIO 9. Sähkön tuntikohtaiset keskihinnat tuotantovolyymillä painotettuna Suomessa 2020	32
KUVIO 10. Tuulivoiman profiilikustannukset eri vuosina Suomessa	33
KUVIO 11. Suhteelliset sähkönhinnan arvokertoimet tuotantomuodoittain 2020.....	34

KUVAT

KUVA 1. Periaatekuva tasepoikkeamista tunnin sisällä.....	6
KUVA 2. Sähkömarkkinoiden tarjousalueet	8

1 JOHDANTO

Viime vuosisadan aikana sähköä on totuttu tuottamaan kulutusta vastaavasti. Tuotanto on kyetty suunnittelemaan kulutuksen mukaan. Nyt ihmiskunta on herännyt erilaisten päästöjen jatkuvaan kasvuun ja siitä seuraaviin ympäristökriiseihin. Ilmaston muutosta ja maapallon keskilämpötilan nousua halutaan hillitä. Sähkömarkkinoille on tullut päästökauppa. Päästöistä joudutaan maksamaan yhä enemmän. Energian tuotannon hiilidioksidipäästöjen hillitsemiseksi markkinoille on tullut uusiutuvia energiamuotoja käyttäviä laitoksia. On syntynyt energiamurros, jossa pyritään vähähiiliseen energian tuotantoon. Uusiutuvat energian tuotantomuodot ovat periaatteessa joutuneet lähtemään mukaan energian tuotantoon takamatkalta verrattuna perinteisiin tuotantomuotoihin. Markkinaosuuksien valtaamiseksi perinteisiltä muodoilta on tarvittu erilaisia tukimuotoja. Tukijärjestelmien avustuksella etenkin tuulivoima on teknologian osalta kehittynyt merkittävästi, lyhyessä ajassa. Tämä teknologinen kehitys ja vähähiiliseen tuotantoon tähtäävät erilaiset sopimukset ovat edesauttaneet tuulivoiman kasvua. Tuulivoimatuotanto ei tarvitse polttoainetta eikä siten päästövähennysoikeuksia, joten tuulivoima hyötyy kaikista päästöjen vähentämiseen liittyvistä toiminnoista.

Pohjoismaat kuuluvat tuuliolosuhteiltaan Euroopan parhaisiin, mikä lisää ennestään tuulivoiman mahdollisuuksia runsaan jo rakennetun säätyvän vesivoimatuotannon lisäksi. Suomessa voimakasta keskustelua aiheuttavaa tukitariffijärjestelmää kritisoidaan edelleen ylimitoitettuna. Lyhyessä ajassa on kuitenkin kehittynyt potentiaalinen hiilivapaa sähköntuotantomuoto, mikä jää keskusteluissa huomioita.

Tuulivoimatuotannon voimakas lisääntyminen pakottaa myös perinteisiä voimalaitoksia muuttamaan tuotantorakennettaan yhä enemmän joustavaksi samalla kun käyttötunnit laskevat. Tämä on erittäin suuri haaste. Säästä riippuvat tuotantomuodot eivät tuota kysyntäennusteiden mukaan, koska niiden tuotanto riippuu säästä. Säästä riippuva tuotanto ei siten myöskään vastaa kulutushuippuihin.

Sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitämiseksi täytyy yhä enemmän huomioida sään vaikutusta kulutuksen ajankohtaan. Paradoksaalisesti voidaan todeta, että säästä riippumaton tuotanto muuttuu yhä tärkeämmäksi, kun säästä riippuvien tuotantomuotojen kuten tuulivoiman, osuus kasvaa ja samaan aikaan niiden käyttötunnit vähenevät, eli niiden tuotto-odotus pienenee

Tässä opinnäytetyössä keskitytään tuulivoimatuotannon erilaisiin kustannuksiin, sekä muihin syntyviin vaikutuksiin. Haluan kiittää Aki Suokkoa ajankohtaisesta, ja mielenkiintoisesta aiheesta. Aihe osoittautui huomattavasti laajemmaksi kuin mitä ennakko-odotukset olivat. Tuulivoima herättää jatkuvasti keskustelua puolesta ja vastaan, joten siitä syystäkin aihe oli hyvä.

2 POHJOISMAISET SÄHKÖN TUKKUMARKKINAT

Pohjoismailla on yhteiset sähköntukku markkinat. Kaupankäynti tapahtuu Nord Pool -sähköpörssissä. Nord Pool on tyypillinen raaka-ainepörssi, eli jossa käydään kauppaa arvopapereiden sijasta sähköllä. Nord Poolissa kaupankäynti jakautuu kahteen pääosioon, jotka ovat Elspot (day-a-head-market) eli vuorokausimarkkinat ja Elbas(intra-day-market) eli päivän sisäiset markkinat. Lisäksi ovat olemassa säätösähkö -ja reservimarkkinat. (Wikipedia 2020a.)

Nord Poolin pääomistaja on Euronext 66%:n osuudellaan. Pohjoismaisilla siirtoverkonhaltijoilla ja Litgridillä (Liettuan siirtoverkonhaltija) on omistuksessaan loput 34%: omistusyhteisyrityksen kautta. Nord Poolin kotipaikka on Norjan Lysakerin kunta. (Wikipedia 2020a)

Nord Pool toimii markkinoilla Pohjoismaissa, Baltiassa, Saksassa, Puolassa, Ranskassa, Alankomaissa, Belgiassa, Itävallassa ja Isossa-Britanniassa. Nord Pool on nimetty sähkömarkkinaoperaattori (NEMO) 15 Euroopan maassa ja palvelee myös sähkömarkkinoita Kroatiaassa ja Bulgariassa. Yhtiöllä on toimistot Osllossa, Tukholmassa, Helsingissä, Tallinnassa, Lontoossa ja Berliinissä (Nordpool 2020a.)

2.1 Elspot

Elspot -vuorokausimarkkinoilla käydään joka päivä kauppaa seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille. Markkinatoimijat arvioivat seuraavan päivän tilannetta ja asettavat tarjouksensa sähkön tuotannosta ja kulutuksesta. Seuraavan vuorokauden tunteja koskeva kaupankäynti sulkeutuu päivittäin kello 13 Suomen aikaa. Tarjoukset jätetään suljetun huutokaupan periaatteiden mukaisesti, jolloin muiden tarjousten tietoja ei tiedetä. Tarjous jätetään omalle tarjousalueelle eli suomalaiset osapuolet jättävät tarjouksensa Suomen tarjousalueelle. Sähköpörssit laskevat sähkön hinnan annettujen osto- ja myyntitarjousten sekä siirtokapasiteettien perusteella jokaiselle tunnille. Tämä tarkoittaa sitä, että kysyntä ja tarjonta saadaan kohtaamaan jokaisen tunninaikana pienimmällä mahdollisella hinnalla. Huutokauppa

toteutetaan siten, että kaikilla alueilla on sama hinta, mikäli tarjousalueiden välillä on riittävästi siirtokapasiteettia. Jos siirtokapasiteetti rajoittaa siirtoa tarjousalueiden välillä, tarjousalueiden hinnat eriytyvät. (Fingrid 2020a; Nordpoolgoup 2020b.)

2.2 Elbas- markkina

Elbas -markkina on Elspotin jälkimarkkina eli päivänsisäiset markkinat. Elbas- jälkimarkkinalla toimitaan ajallisesti lähellä sähkön fyysistä toimitusta. Päivänsisäiset markkinat toimivat tuntitasolla jatkuvan kaupankäynnin periaatteella. Ne avautuvat vuorokausimarkkinan jälkeen ja sulkeutuvat 30 min ennen toimitustuntia, jolloin todellinen kulutus ja tuotanto saadaan tasapainoon. Elbas-markkinalla kaupankäynnin kohteena on vähintään 0,1 megawattitunnin kiinteä sähkötoimitus tunneille, joille on olemassa jo Elspot-hinta. Elbas -markkina kattaa pohjoismaisen alueen lisäksi myös Saksan ja Viron. (Empower 2020; Fingrid 2020c.)

Päivänsisäisen markkinan merkitys tulee korostumaan tulevaisuudessa, kun vaihtelevan tuotannon (muun muassa tuuli- ja aurinkovoima) määrä kasvaa entisestään. Fingridin tavoitteena on lisätä markkinaehtoisuutta ja edistää markkinatoimijoiden mahdollisuuksia käydä kauppaa lähellä toimitushetkeä. (Fingrid 2020b.)

2.3 Reservi- ja säätösähkömarkkinat

Sähköverkon tulee olla aina tasapainossa. Tuotannon ja kulutuksen on oltava yhtä suurta joka hetkellä toimivan sähköverkon ylläpitämiseksi. Jokainen markkinaosapuoli on omalta osaltaan vastuussa tasapainon ylläpitämisestä. Tuotannon ja kulutuksen tasapainosta kertoo taajuus, jonka on oltava 50Hz joka hetkellä. Tuotannon ollessa suurempi kuin kulutus taajuus pyrkii nousemaan, ja vastaavasti kulutuksen

ollessa suurempaa kuin tuotanto taajuus pyrkii laskemaan. Sallittu poikkeama on hyvin pieni. Normaaliosuhteissa taajuuden on pysyttävä 49,9Hz- 50,1Hz välissä. Sähkemarkkinoilla kuluttajat ostavat ennustamansa määrän sähköä ja vastaavasti tuottajat tuottavat sähköä ennusteen mukaisen määrän.

Kulutustunnin aikaisiin ennusteiden poikkeamiin tarvitaan reservejä. Reserveillä tarkoitetaan voimallaitoksia tai kulutuskohteita, joilla nostetaan tai lasketaan tehoa kulutustunnin tarpeen mukaan. Reservit jaetaan kolmeen lajiin. 1) Taajuuden vakautusreservit ovat jatkuvaan taajuuden hallintaan. 2) Palautusreservientarkoitukset on palauttaa taajuus normaalialueelle ja vapauttaa aktivoituneet vakautusreservit takaisin käyttöön. 3) Korvaavilla reserveillä varustaudutaan häiriötilanteiden jälkeen mahdollisiin uusiin vikatilanteisiin vapauttamalla aiemmin aktivoituneet palautus reservit takaisin valmiuteen (ei käytössä Pohjoismaissa). Suomessa Fingrid vastaa reservien hankinnasta ylläpitämiltään reservimarkkinoilta. (Fingrid 2020c.)

Säätösähkemarkkinoita ylläpitävät pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt. Markkinoilla tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa tarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Markkinoille osallistuminen edellyttää Säätösähkemarkkinasopimuksen tekemistä Fingridin kanssa. Saatua hyväksyttyjä tarjouksia aktivoidaan tarpeen mukaan hintajärjestyksessä tehtasapainon hallitsemiseksi normaali- ja häiriötilanteissa. Aktivointi tehdään manuaalisesti Fingridin kantaverkkokeskuksesta. Säätöelektroniikan hinnat määräytyvät pohjoismaisilla säätösähkemarkkinoilla. Jokaiselle tunnille määritellään ylös- ja alas säätöhinta. (Fingrid 2020d.)

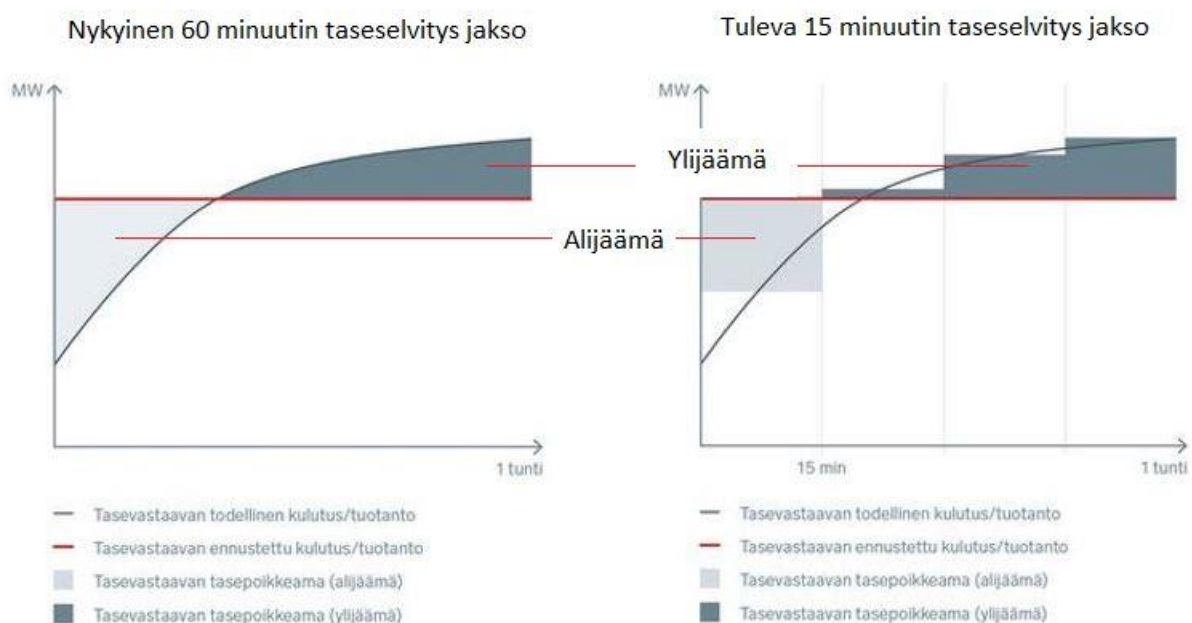
2.4 Tasesähkö

Kulutustase muodostuu tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelmasta, kiinteistä kaupoista sekä todellisesta toteutuneesta kulutuksesta. Kulutustaseen tasepoikkeama syntyy siis toteutuneen kulutuksen ja sähkönhankinnan erotuksena. Kulutustaseen tasesähköön sovelletaan yksihintajärjestelmää eli tasesähkön osto- ja myyntihinta on samansuuruinen. Tuotantotase muodostuu tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelmasta ja toteutuneesta tuotannosta. Tuotantotaseen tasepoikkeama syntyy toteutuneen tuotannon ja tuotantosuunnitelman erotuksena. Tuotantotaseen tasesähköön sovelletaan kaksihintajärjestelmää eli tasesähkön osto- ja myyntihinnalle lasketaan oma hintansa. Alijäämätilanteessa tasesähköä

on ostettava ja vastaavasti ylijäämänä tasesähköä on myytävä tasevastaavalle eli Fingridille. (Fingrid 2020e.)

Sääriippuvaisen tuotannon kasvava osuus pakottaa myös sähkömarkkinoiden toimintamallin muutokseen. Suomessa ja Euroopassa ollaan siirtymässä tunnintasejaksosta lyhyempään 15 minuutin jaksoon. Sähkömarkkinamalli on päivitettävä yhteensopivaksi uuden tuotantorakenteen kanssa, jotta energian tuotannon ja kulutuksen tasapainotus toimisi edelleen luotettavasti markkinahintojen ohjaamana ja energia- ja ilmastotavoitteet saavutettaisiin kustannustehokkaasti kohtuuhintaista sähkön tarjontaa unohtamatta. (Fingrid 2020f.)

Lyhyempi taseselvitysjakso mahdollistaa tasepoikkeamista aiheutuvien kustannusten tarkemman aiheuttamisperusteisen jakamisen markkinatoimijoiden kesken sekä lisää sähköjärjestelmän markkinaehtoista tasapainotusta. Siirtyminen 15 minuutin taseselvitysjaksoon tuo esille sellaiset tasepoikkeamat ja niistä aiheutuvat kustannukset, jotka nykyisessä tunnin aikajaksossa netottuvat eli kumoavat toisensa mutta jotka ovat kuitenkin sähköjärjestelmän tasapainotuksen kannalta merkityksellisiä (KUVA 1). (Fingrid 2020g.)



KUVA 1. Periaate kuva tasepoikkeamista tunnin sisällä (mukaillen Fingrid 2020g)

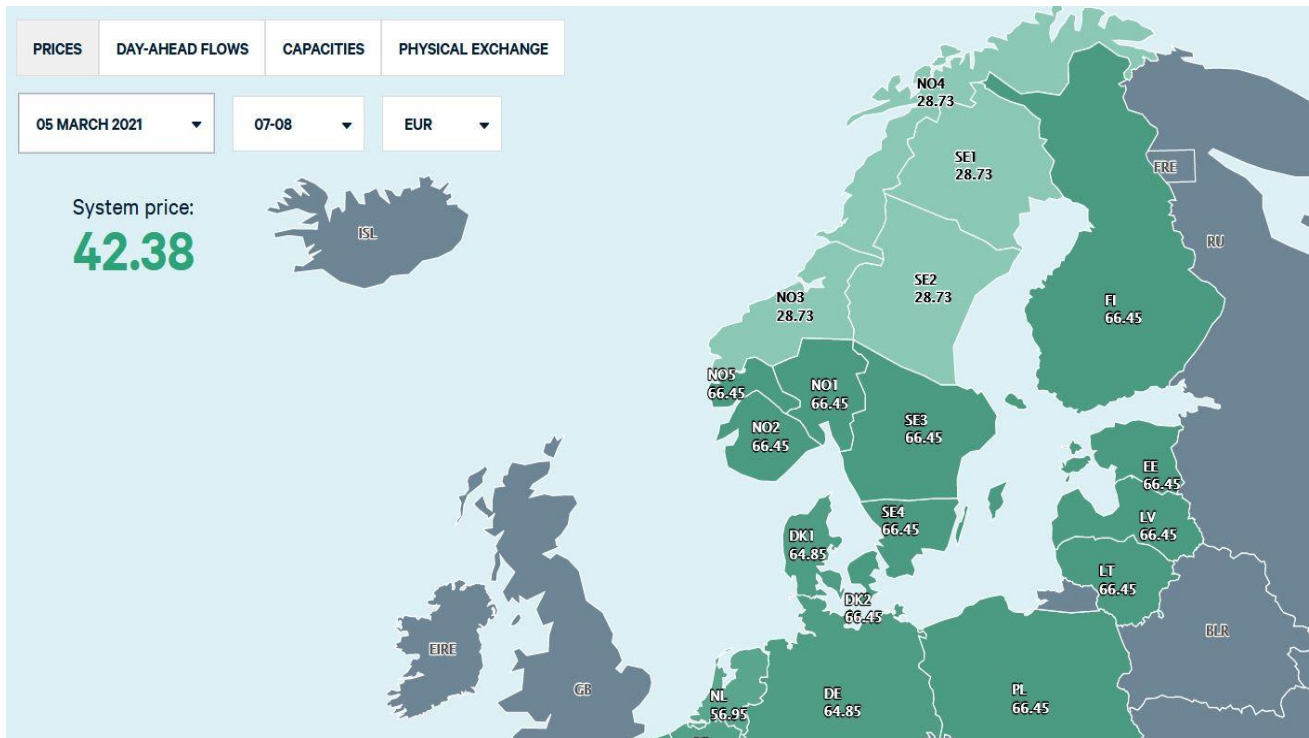
Tasepoikkeamien tarkempi ilmeneminen ja kustannusten oikeampi kohdistuminen toimivat kannustimena markkinatoimijoille hallita tasettaan tarkemmin. Tätä voidaan pitää sekä oikeudenmukaisena että tehokkaana. Taseen tasapainottaminen on mahdollista lähempänä käyttöhetkeä päivänsisäisellä markkinalla. Joustavuudesta palkitaan ja hintasignaalit antavat lisää ansaintamahdollisuuksia säätökykyiselle tuotannolle ja kulutukselle. Luonnollisesti markkinoilla kukin osapuoli valitsee itselleen sopivimman tavan sähkötaseen tasapainottamiseen. (Fingrid 2020g.)

Lyhyempi 15 minuutin tasejakso piti ottaa käyttöön 2020, mutta Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat hakenneet käyttöönottoon lykkäystä vuoteen 2023. Samalla siirrytään 15 minuutin kaupankäyntijaksoihin päivänsisäisillä- ja säätösähkömarkkinoilla. (Fingrid 2020g.)

2.5 Sähkön tarjousaluehinta

Pohjoismaat on jaettu paikallisen siirtoverkon haltian päätöksellä siirtokapasiteetin mukaisiin tarjousalueisiin (KUVA 1). Tarjousalueiden sisällä sähkön hinta on yhtenäinen. Tarjousalueiden välillä hinnat eroavat silloin, kun verkon siirtoyhteyden siirtokapasiteetti rajoittaa siirrettävän tehon määrää (KUVA2). Näin niukkuus tulee hintoihin, kuten tehokkailla markkinoilla kuuluukin. Jos esimerkiksi Ruotsissa alueella SE2 on enemmän sähköä tarjolla kysyntään nähden ja siirtokapasiteetti rajoittaa sieltä siirtoa Suomeen, on Suomen aluehinta korkeampi kuin Ruotsin SE- aluehinta.

Suomi, Viro, Latvia ja Liettua muodostavat kukin yhden tarjousalueen. Ruotsissa alueita on 4, Norjassa 5. Tanska on jaettu kahteen alueeseen. Itä-Tanska on liitetty pohjoismaiseen sähköjärjestelmään, Länsi-Tanska puolestaan on kytketty manner- Euroopan järjestelmään (Nordpool 2020c.)



KUVA 2. Sähkömarkkinoiden tarjousalueet. Kuvassa havaittavissa myös riittämättömästä siirtokapasiteetista johtuva hintojen eriytyminen alueiden kesken (mukaillen Nordpool 2020c.)

Kuvasta 2 voidaan tulkita tuotannon olevan kyseisellä hetkellä suurta Pohjois-Norjassa ja Pohjois-Ruotsissa. Pohjoisosien tuotantoa ei saada siirrettyä tehokkaasti maiden Eteläosien kulutuksen kattamiseksi, eikä myöskään Suomen alueelle, joten hinnat eriytyvät. Tuonnista riippuvaisen Suomen alue hintaan vaikuttaa myös kulutushuippujen aikaan rajallinen siirtokapasiteetti Ruotsista, Norjasta sekä myös Venäjältä.

3 SÄHKÖN TUOTANTO POHJOISMAISSA

Suomessa sähkö pääosin tuotetaan ydinvoimalla, vesivoimalla, tuulivoimalla sekä teollisuuden- ja kaukolämmön yhteistuotantolaitoksilla. Suomessa on useampi suuri voimalaitos, jotka käyttävät kivihiiltä polttoaineena, joskaan pelkkää sähköä tuottavia lauhdevoimaloita ei Suomessa enää käytetä kivihiilellä kuin korkeintaan poikkeuksellisen korkeiden sähkönhintojen aikana. Suomi on tuontisähköstä riippuvainen. Vuonna 2020 18,5% sähköstä tuotiin Suomen ulkopuolelta. Olkiluoto 3 alkaa tuottamaan sähköä tämänhetkisen tiedon mukaan säännöllisesti helmikuussa vuonna 2022, joten se laskee hieman tuonnin tarvetta. (TVO 2020; Energiategollisuus 2020a, 7.)

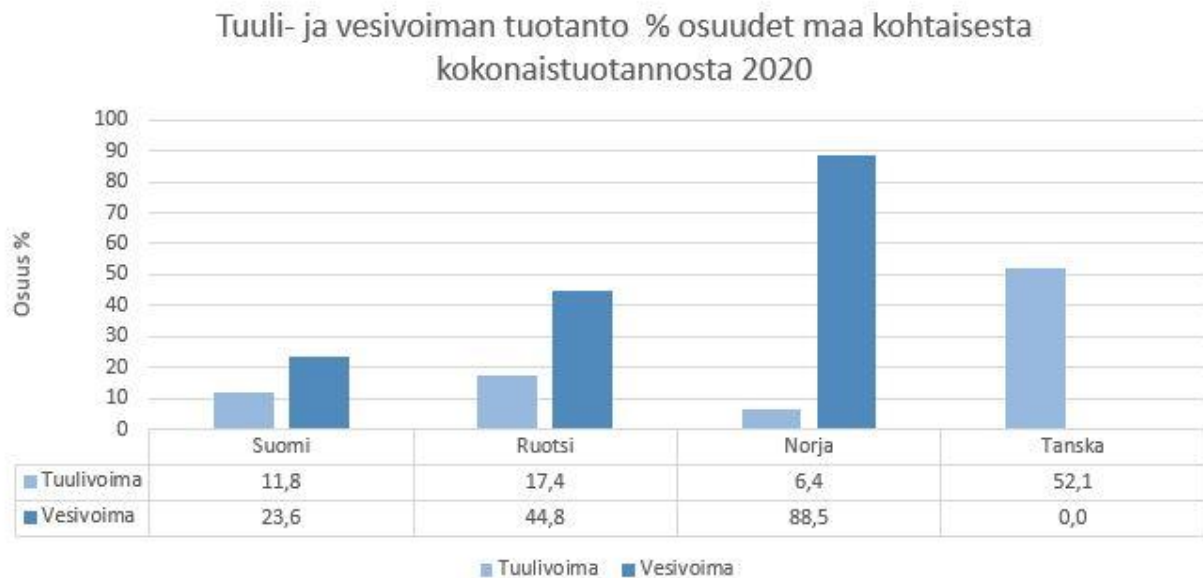
Ruotsissa sähkö tuotetaan pääosin vesi- ja ydinvoimalla. Ydinreaktoreita on kuitenkin suljettu useampia viime vuosina, viimeisin 2019 lopussa. Suuria hiilivoimaloita ei ole. Fossiilisten polttoaineiden osuus sähköntuotannossa on alle 10%. Tuulivoiman osuus on kasvanut viime vuosina maassa merkittävästi (Ekonomifakta 2020).

Norjassa lähes kaikki sähkö tuotetaan vesivoimalla. Tuulivoiman osuus on kasvussa vuosittain. Vuoden 2020 aikana Norjaan avattiin 15 uutta tuulipuistoa. Fossiilisten polttoaineiden osuus on hyvin pieni. Rakennettua ydinvoimaa ei ole. Norja on sähkön suhteen omavarainen (Energifaktanorge 2020).

Tanskassa sähköä tuotetaan yli puolet tuulivoimalla. Vesivoimaa ei ole ja ydinvoima on lailla kielletty. Tanskassa käytetään paljon fossiilisia polttoaineita kuten kivihiiltä, öljyä ja kaasua. Biomassan ja aurinkosähkön osuus on kasvussa. Tanska on riippuvainen sekä viennistä että tuonnista. Suuresta tuulivoima tuotannosta ajoittain ylituotantona syntyvä sähkö on saatava markkinoille naapurimaissa, ja kun ei tuule, tuodaan sähköä naapurimaista. Yksittäinen maa voikin tuottaa nykyisillä rakenteillakin puolet sähköstään tuulivoimalla naapurimaiden tuontia ja vientiä hyödyntäen. Tanskan nykyisen toimintamallin ei voida kuitenkaan ajatella skaalautuvan koko Euroopan kattavaksi (Klimatsans 2020).

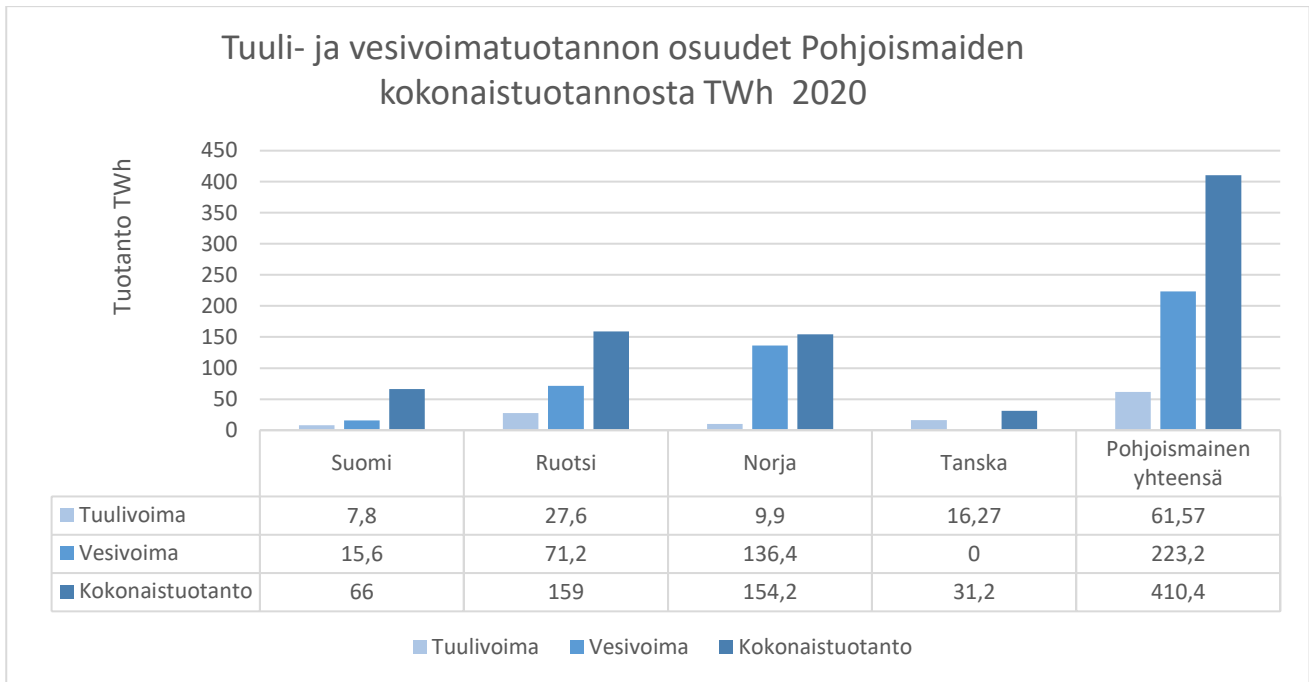
3.1 Tuuli- ja vesivoiman osuudet eri maissa ja alueilla

Vuoden 2020 tuuli- ja vesivoimavoiman tuotanto-osuudet maakohtaisesta kokonaistuotannosta maittain
KUVIO 1. Tanskassa ei ole suuria korkeuseroa, joten rakennettua vesivoimatuotantoa ei ole.



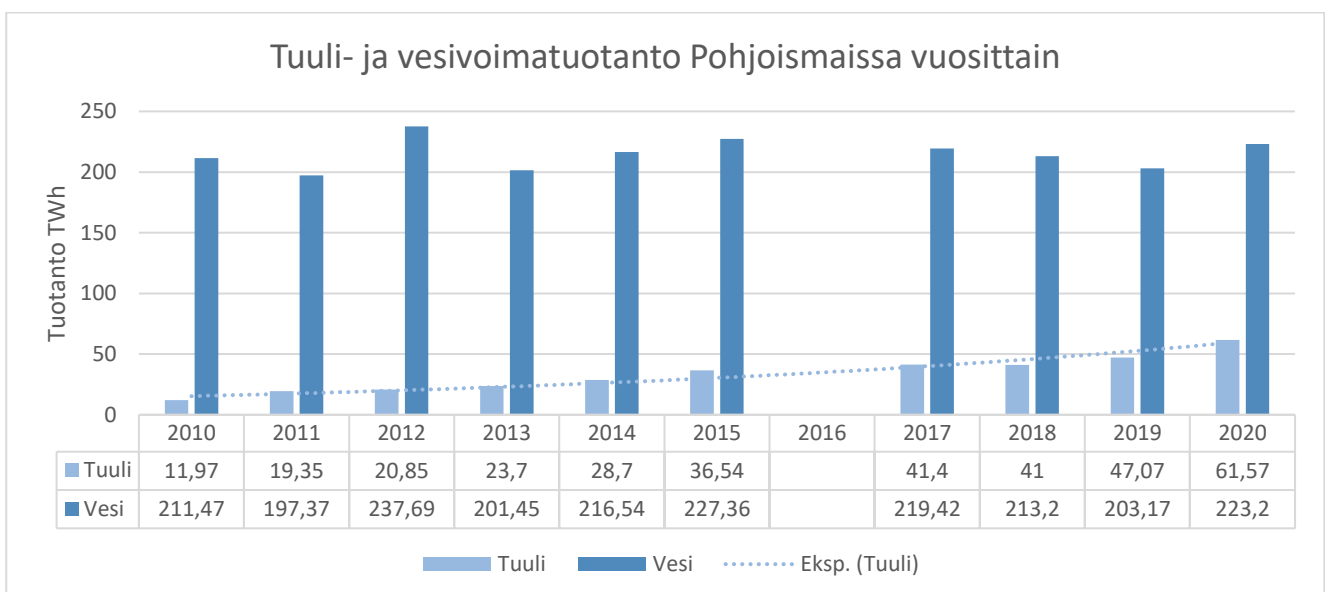
KUVIO 1. Tuuli- ja vesi voiman osuudet maakohtaisesta kokonaistuotannosta 2020 (Energiateollisuus 2020a, 6; energifaktanorge 2020; ekonomifakta 2020; Klimatsans 2020).

Ruotsissa tuuli- ja vesivoima tuotanto oli Pohjoismaiden suurinta 159 TWh. Norjassa on valmistunut useita tuulipuistoja nykyaikaisella tekniikalla, ja tuulivoiman osuus alkaa näkyä suhteessa vesivoima-tuotantoon. Suurin tuulivoima tuottaja suhteessa omaan tuotantoon on Tanska 54,2% KUVIO 2.



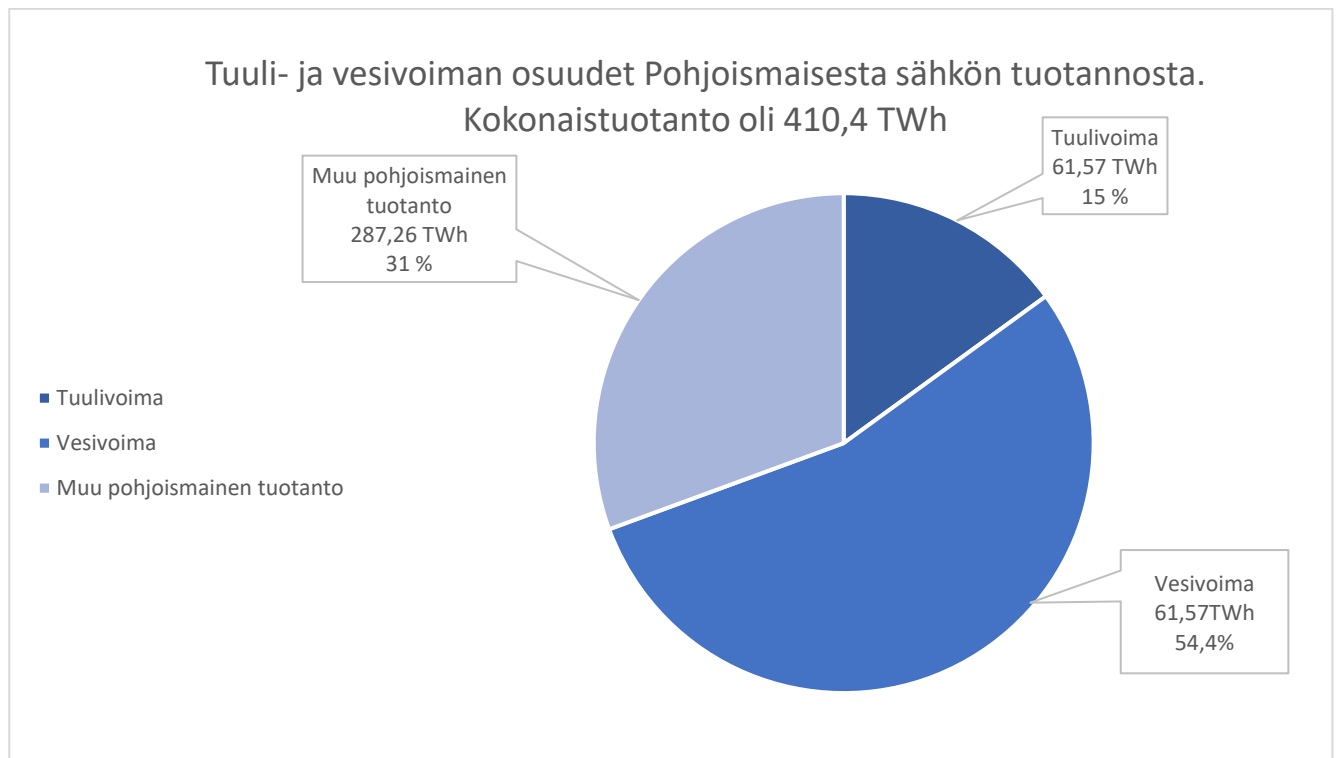
KUVIO 2. Tuuli- ja vesivoimatuotannon osuudet maan kokonaistuotannosta. (Energiateollisuus 2020a, 6; energifaktanorge 2020; ekonomifakta 2020; Klimatsans 2020).

Tuulivoiman osuus sähköntuotannosta kasvaa vuosittain Pohjoismaissa (KUVIO 3). Uusia suuria vesivoimalaitoksia ei juurikaan nykyään rakenneta. Vesivoima rakentaminen keskittynyt enemmän olemassa olevien laitosten modernisointiin ja kapasiteetin nostamiseen.



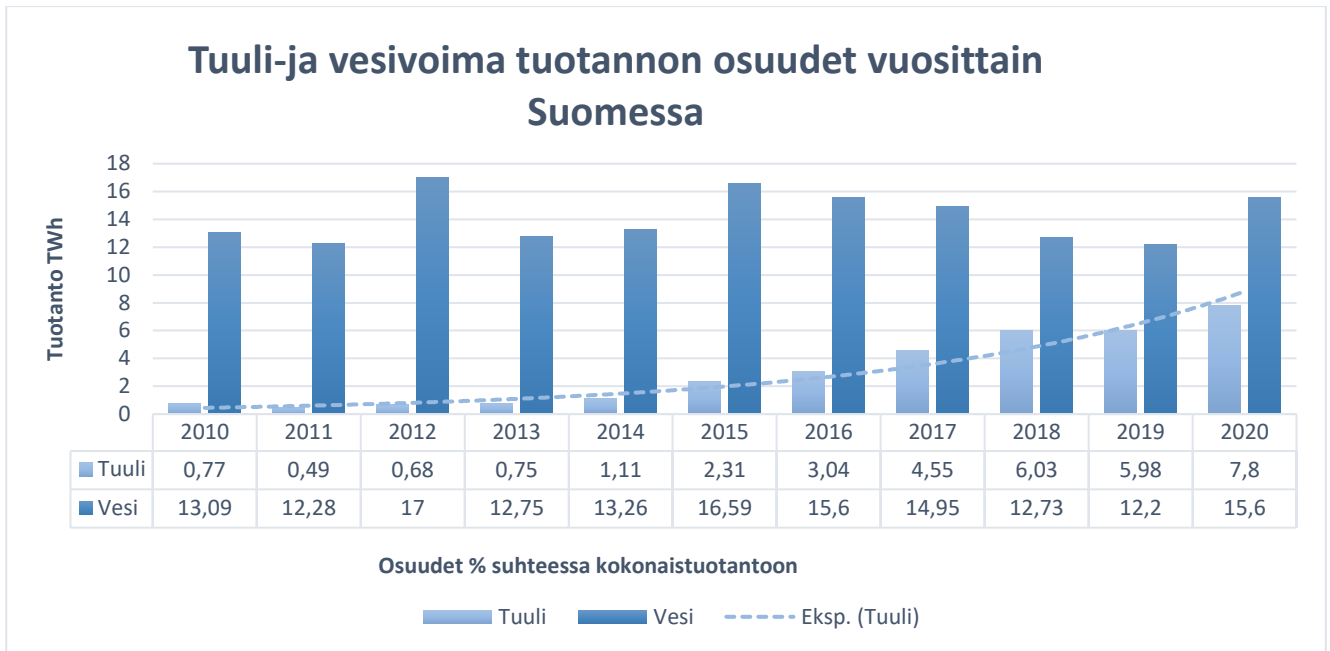
KUVIO 3. Tuulivoimatuotannon kasvu Pohjoismaissa (Energiateollisuus 2010-2020).

Vuonna 2020 lähes 70% pohjoismaisesta sähköstä tuotettiin tuuli- tai vesivoimalla (KUVIO 4). Tuuli-voiman osuus tuotannosta kasvaa joka vuosi.



KUVIO 4. Tuuli- ja vesivoiman osuudet pohjoismaisesta sähköntuotannosta 2020. (Energiateollisuus 2020a, 6; energifaktanorge 2020; ekonomifakta 2020; Klimatsans 2020).

Tuulivoiman tukemisen päättymisen vuonna 2017 ei ole pysäyttänyt tuulivoima rakentamista Suomessa (KUVIO 5). Suomen vesivoimalat ovat pääasiassa jokivoimaloita. Vuotuinen sademäärä vaikuttaa hie-
man tuotantoon.



KUVIO 5. Tuuli- ja vesivoiman tuotanto-osuudet Suomessa vuosittain (Energiateollisuus 2010-2020).
 Tuulivoiman tuki poistui käytöstä 2017. Tuulivoiman tuen loppuminen ei ole vaikuttanut tuulivoiman osuuden kasvuun kokonaistuotannosta.

3.2 Tuulivoiman tuet erimaissa

Suomessa tuulivoiman rakentaminen käytännössä alkoi syöttötariffijärjestelmän käyttöönotosta. Suomalaisessa järjestelmässä uusiutuvalla energialla tuotetun sähköntuotannon tuki tuli voimaan maaliskuussa 2011. Aluksi maksettiin korotettua 105,3 euron suuruista takuu hintaa tuotettua megawattituntia kohti vuoden 2015 loppuun saakka, enintään 3 vuoden ajan. Tämän jälkeen siirryttiin maksaan 83,5 euron suuruista takuuhintaa. Jos sähkön hinta jää alle takuuhinnan, sähkön tuottajalle maksetaan markkina hinnan ja takuu hinnan erotuksen suuruinen tuki.

Jos sähkön hinta jää alle 30 €/MWh, maksetaan markkinahinnan päälle 53,5 €/MWh suuruinen tuki. Takuuhintaa voi saada 12 vuoden ajan. Tuki maksetaan valtion varoista. Lisäksi on sovittu että, tukea ei makseta, mikäli sähkön markkinahinta on negatiivinen.

Keväällä 2015 Suomen hallitus päätti sulkea tukijärjestelmän tuulivoiman osalta. Tuotantotukilain muutos tuli voimaan 26.10.2015. Syöttötariffijärjestelmä sulkeutui uusien tuulivoimaloiden osalta 1.11.2017. Tämän jälkeen järjestelmään ei ole hyväksytty uusia tuulivoimaloita, eikä tuulivoimakapasiteettia vapaudu uudelleen käytettäväksi (Motiva 2020).

Tuen poistumisesta huolimatta tuulivoiman rakentaminen on nykyisin kannattavaa. Näin voi ajatella, että tuki on tehnyt tuulivoimasta kaupallisesti kannattavaa, mikä oli tariffin tarkoitus. Nykyaikaiset tuulivoimalat ovat kehittyneet voimakkaasti ja ovat huomattavasti tehokkaampia kuin vanhat voimalat. Nykypäivänä tuulivoimalle saadaan rahoitus myymällä suuri osa tuotannosta suurkuluttajalle etukäteen sovittuun hintaan. Tällä varmistetaan rahoituslaitosten myöntämien lainojen takaisinmaksu kohtuullisilla korkokustannuksilla, sillä mitä pienempi on rahoittajan riski, sitä halvemmalla se myöntää rahoituksen. Pitkäaikainen ostosopimus pienentää tuotetun sähkön hintariskiä. Sopimusta kutsutaan PPA-sopimukseksi (power purchase agreement). PPA-sopimukseen liittyy hyötyjä ja riskejä. Tehty sopimus voi kattaa koko voimalan tuotannon, jolloin ostohinta on kiinteä. Sopimuksessa markkinahintojen muutokset eivät vaikuta tuottajan saamaan hintaan ja ostaja tietää etukäteen sähkönsä hinnan. Tehty sopimus voi perustua myös kiinteään tuotantomäärään kuukaudessa tai vuodessa. Tämä edellyttää tuulivoiman tuottajan osallistumista sähkömarkkinoille tuotannon jäädessä vajaaksi tai yli tuotannon myymiseksi. PPA-sopimukset ovat yleisiä Euroopassa. (Afry 2018)

Ruotsissa tuulivoimaa tuetaan sähkösertifikaattijärjestelmällä. Järjestelmä on ollut käytössä vuodesta 2003 lähtien. Norja liittyi Ruotsin järjestelmään 2011. Järjestelmässä tuulivoiman tuottaja saa jokaista tuotettua yhtä megawattia kohden yhden (vihreä sähkö) sähkösertifikaatin. Tuulivoiman tuottaja voi myydä sertifikaatin erillisillä markkinoilla, jolloin sertifikaatin hinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaan.

Tuulivoimantuottaja saa korvauksen pörssisähkön lisäksi myymällä vihreitä sertifikaatteja niille, sähköntoimittajille tai toimijoille, joilla on velvoite pitää hallussaan tietty osuus sertifikaatteja kaikesta käyttämästään tai toimittamastaan sähköstä. Sähkösertifikaatteja saa 15 vuodeksi. Sähkön käyttäjät maksavat sertifikaattien kulut sähkölaskussaan, kun syöttötariffin maksavat veronmaksajat.

Vuonna 2016 Norja ilmoitti, ettei se aseta uusia sertifikaattitavoitteita järjestelmässä eli käytännössä poistui sertifikaattijärjestelmästä. Vuoden 2021 alusta lähtien uusia ratkaisuja Norjassa tämän järjestelmän piirissä ei enää tueta. Ruotsi on ilmoittanut jatkavansa järjestelmän käyttöä vuoteen 2035 saakka. Sähkösertifikaattijärjestelmä lopetetaan kokonaan Ruotsissa ja Norjassa vuonna 2035 (Regerinkansliet 2020, Energiföretagen 2020).

Tanskan pääasiallinen tukimuoto on ollut syöttötariffi. Tanskassa on myös kotitalouksilla ja erilaisilla osuuskunnilla hyvät mahdollisuudet omistaa tuulivoimaa. Tanska tuottaa käyttämästään sähköstä yli 50% tuulivoimalla. Tanskassa on hyvät tuulivoimaolosuhteet ja maa kuuluu maailman johtaviin tuulivoimaloiden rakentajiin. Valtio on tukenut erilaisia tuulivoimatutkimuksia ja yritykset sekä korkeakoulut tuotekehitystä. Näin Tanskaan on kehittynyt maan kokoon nähden suuri tuulivoimateollisuus.

Säästä riippuvan tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus maassa, jossa ei ole säätyvää vesivoimaa, tuntuu suurelta. Selityksenä suurelle prosenttiosuudelle on Tanskan tuonti ja vienti sähkömarkkinoilla. Vuonna 2010 julkaistu raportti osoittaa, että Tanska vie sähköä pienen kulutuksen aikaan Norjaan ja Ruotsiin, joissa on paljon säätyvää vesivoimaa ja tuo sitä takaisin sellaiseen aikaan, jolloin tuulen tuotanto on vähäisempää. Vaikka alhaisen kulutuksen aikaan maasta viety tuulisähkö on markkinahinnaltaan halvempaa, kuin takaisin ostettava suuremman kysynnän aikaan tuotettu vesivoima, on Tanska onnistunut tekemään tästä riittävän kustannustehokasta omalle energian tuotannolle. Tämä ei olisi mahdollista ilman naapurimaita, joissa on runsaasti vesivoimatuotantoa, ilman hyviä siirtoyhteyksiä ja yhteistyötä sekä riittävää kulutusta. Tanska tavallaan varastoi tuottamansa ylimääräisen tuulisähkön Norjan ja Ruotsin vesivoimaan ja tuo takaisin maksaen sille pientä korkoa. On hyvä huomata, että Tanskan strategia ei välttämättä skaalautuisi likikään sellaisenaan koko Euroopan tasolle, koska Euroopasta ei juuri ole siirtoyhteyksiä muualle (Green & Vasilakos 2012).

Tanskassa suurentuulivoima kapasiteetin taloudellista hyödyntämistä tukevat myös säätyvät CHP- yhteistuotantolaitokset ja hiilivoimalaitokset. Kaukolämpöverkkoja syöttävät CHP-laitokset on varustettu suurilla vesisäiliöillä lämpöenergian varastoimista varten. Tehoa voidaan säätää tuuliolojen mukaan vaikuttamatta lämmöntuotantoon. Tanskan CHP-laitokset on suunniteltu jo 80-luvulta lähtien säätyviksi. Hiilivoimaloita, jotka perinteisesti toimivat tasaisella teholla, on onnistuttu muuttamaan säätyviksi jopa minuuttitasolla vaikuttamatta oleellisesti kustannuksiin tai voimalan käyttöikänsä. Tarvittaessa hiilivoimaloiden tuotanto pystytään myös pysäyttämään ja käynnistämään uudelleen tuulivoima tuotannon vakauttamiseksi. Hiilivoimaloiden säätämistä pidetään normaalina käytönä myös Saksassa. Lyhyet sää-

ennusteet on myös sisällytetty sähköverkon toimintaan. Sähkön hallintakeskus vertaa jatkuvasti edellisenä päivänä tehtyä ennustetta tulevien tuntien reaaliaikaiseen tuotantoon, jolloin tuotanto ennusteista johtuvia virheitä saadaan tällä menettelyllä tehokkaasti pienenemään. Päivittäisen ennusteen tekemistä käytetään alueilla, joilla uusiutuvan energian tuotannon osuus on suurta. Näitä alueita ovat myös Saksa, Espanja ja Kalifornia (Martinot 2015, 1-5).

Saksassa maksettavat tuet perustuvat uusiutuvan energian lakiin EEG:hen, (Erneuerbare Energien Gesetz) joka säädettiin vuonna 1990. Lakia on uudistettu useampana vuotena. Vuonna 2004 lakia muutettiin niin, että tuulivoiman rakentajat saisivat luotettavat pitkänajan puitteet. EEG:n pääasiallinen tukimuoto on syöttötariffit. Vuonna 2006 verkkoon kytketyt turbiinit saivat viisi ensimmäistä toimintavuotta 8,36snt/kWh (83,6€/MWh) ja viitenä seuraavana 5,28snt/kWh (52,8€/MWh). Offshore-tuulivoiman tuki on ollut 9,1snt/kWh(91€/MWh), jos ne oli asennettu ennen 31.12.2000 (Wikipedia b). Saksassa on myös mahdollista saada pienikorkoista lainaa investointeihin. Pienille toimijoille kuten yksityishenkilöille, maataloille, ja kunnille on olemassa erilaisia rahoitusohjelmia, joista voi hakea takaisinmaksuun tukea. Saksassa tällä hetkellä suuret investoinnit uusiutuvaan energiaan tehdään käänteisellä huutokauppamennettelyllä, jossa voittajalle taataan tietty hinta sähköstä. Näin tarjoajia otetaan mukaan käänteisessä hintajärjestyksessä, kunnes tuotantotavoite saadaan täyteen. Tällä tavalla saadaan tavoiteltu tuotanto mahdollisimman pienillä tuilla, joten järjestelmä suosii tehokkaita investointeja. Pienempiä uusiutuvan energian investointeja koskee edelleen syöttötariffi (Siegen 2018, 11-17). Saksassa sähköntuotantoa tuulivoimalla on enemmän kuin sähköntuotantoa Suomessa kaikilla tuotantomuodoilla yhteensä vuodessa.

Saksan sähkönhinta kuuluu Euroopan korkeimpiin. Saksassa on Pohjoismaihin verrattuna vaikeampi toteuttaa kustannustehokasta sektorikytkentää. Heikon kysynnän aikaan ylituotantona syntyvällä sähköllä ei voida kunnolla hyödyntää vedenlämmittämistä kaukolämpölaitoksissa, jolloin se voitaisiin myöhemmin käyttää lämmitykseen, koska yleinen lämmitysmuoto Saksassa on maakaasu. Tuulivoimaa tukevaa vesivoimaa on myös heikosti koko maassa, joten veden pumppaamista yläaltaaseen edullisen sähkön aikaan voidaan tehdä suhteellisen vähän sähkön kulutukseen nähden. Lämpöpumput eivät ole myöskään yleistyneet lämmityksessä kuten muissa Pohjoismaissa. Osasyynä hyödyntämättä jäävälle ylituotantolle on myös siirtoverkot. Suurin osa tuulivoimatuotannosta on Pohjois-Saksassa. Yhteydet etelään, jossa kulutus on suurta, ovat kapasiteetiltaan heikkoja eli syntyvä ylituotanto joudutaan myymään alhaisella hinnalla taholle, joka sen pystyy käyttämään. Käytännössä tämä tarkoittaa, että Saksassa tuulivoimaloiden integrointi potentiaalisesti sähköntuotantomuodoksi ei käytännössä ole vielä toistaiseksi onnistunut

3.3 Syöttötariffi ja vihreänsertifikaatti

Syöttötariffijärjestelmässä sähkön markkinahinnan päälle maksetaan sovitun suuruinen tuki, joka kattaa korkeammat tuotantokustannukset. Verkko-operaattorit tai paikalliset sähköyhtiöt on yleensä velvoitettu ostamaan järjestelmään kuuluvan tuottajan koko sähköntuotanto. Syöttötariffin hyvänä puolena pidetään sähkön markkinahinnan vaihteluista aiheutuvien riskien välttämistä ja lisäksi tuottaja tietää tarkkaan tuotannosta saatavat korvaukset. Syöttötariffi mahdollistaa teknologisen oppimisen myös silloin kun kyseisen tuotannon hinta olisi markkinoilla liian korkea. Suomessa esimerkiksi syöttötariffi toimi hyvin tuulivoiman kypsyttämiseksi markkinakelpoiseksi

Syöttötariffin huonona puolena pidetään markkina paineenpuuttumista, jolloin tuotannon tehostaminen ei ole välttämätöntä voittojen saamiseksi. Tuki on periaatteessa aina siirtoa ylijäämäiseltä sektorilta alijäämäiselle sektorille, joten mitä pienemmillä tuilla haluttu tuotantotavoite saavutetaan, sitä vähemmän on verotettava toisaalla taloudessa, tai verovarot voidaan ohjata johonkin toiseen tarkoitukseen (Sillanpää 2015, 10). Syöttötariffia on sovellettu useille uusiutuvan energian tuotanto muodoille.

Vihreä sertifikaattijärjestelmä toimii sähkömarkkinoiden ohella omilla erillisillä markkinoilla. Sertifikaatit ovat käytössä EU-maissa, joissa on käytössä velvoittavat kiintiöt uusiutuvan energian osuudesta tuotettuun tai käytettävään energiaan. Vaaditut kiintiöt täytetään ostamalla sertifikaatteja uusiutuvaa energiaa käyttäviltä tuotantolaitoksilta tai tuottamalla niitä itse. Sertifikaatit voivat olla sidottuna tuotantoon kuten Ruotsissa, jolloin uusiutuvaa energiaa käyttävät tuotantolaitokset saavat tuotettua megawattituntia kohti markkinahinnan lisäksi yhden sertifikaatin tai teknologia painotteisia, jolloin jokaisella tuotanto muodolla on oma painokerroin. Sertifikaatissa voi olla myös määritelty tuottajille rajat ali- ja ylituotannolle. Täyttämättä jääneistä sertifikaattivelvoitteista määrätään rangaistuksena maksu, joka voi olla ulosostohinta tai sertifikaatin moninkertainen maksu. Vihreänsertifikaatin hyvänä puolena pidetään sen kykyä kannustaa kustannustehokkaaseen teknologiaan sekä sen kykyä estää ylitukien syntymistä.

Huonona puolena pidetään sertifikaattijärjestelmän rakentamista, joka vie aikaa ja resursseja (Honkatukia 2007 3-6).

Suomessa käytössä olevaa syöttötariffijärjestelmän on kritisoitu olleen ylisuuri. Ehkä se on ollutkin varsin avokätinen, mutta täytyy kuitenkin muistaa, että syöttötariffia käyttöön otettaessa ei voitu tietää, mihin sähkönhinta tulevaisuudessa asettuu tai minkälainen kehitys koko tuulivoimalateknologialla tulee olemaan. Joka tapauksessa syöttötariffi on mahdollistanut tuulivoima tuotannon nopean kasvun myös Suomessa. Erittäin järkevää on ollut lisätä tariffin maksulle ehto, jossa tukea ei makseta, jos sähkömarkkinahinta on negatiivinen. Jos tariffin saisi myös negatiivisten markkinahintojen aikaan, olisi hintasignaali pois käytöstä tältä osin pienentämässä tarjontaa, mikä heikentäisi markkinoiden ohjautumista pois negatiivisista hinnoista, jotka aina jossain määrin viestivät siitä, että tarjontaa on liikaa kysyntään nähden. Molempien muotojen yhteisvaikutuksena tämän päivän rakennettava tuulivoima teknologia on kehittynyt edulliseksi sähköntuotantomuodoksi. Nykyaikaiset tuulivoimalat ovat huomattavasti tehokkaampia ja rakennetaan ilman tukia. Vaikka Suomen tuulivoimaloista osa tullaan todennäköisesti purkamaan syöttötariffitukien päättyessä, on todennäköistä, että tilalle tehdään nykyaikaisia voimaloita tarvittavan infrastruktuurin ollessa jo osin olemassa.

4 TUULIVOIMAN KUSTANNUKSET

Sähköntuotantoyksikön tai -laitoksen rakentaminen koostuu erilaisista kustannuksista. Menetelmänä eri sähköntuotantoteknologioiden tasapuolisessa tuotantokustannuksien vertailussa käytetään yleisesti LCOE-menetelmää (Levelized Cost of Energy, tasoitettu tuotantokustannus). Menetelmä kertoo paljonko sähkön tuotanto tietyn tyyppisellä tekniikalla maksaa laitoksen koko elinkaaren aikana tietyillä pääoman kustannuksilla.

Pelkät tuotantokustannuslaskelmat eivät anna todellista kuvaa tuotantomuodolla tuotetun sähkön todellisista kokonaiskustannuksista. Hyvin useasti jätetään huomioimatta markkinahinnan ulkopuolelle jäävät kustannukset, jotka aiheutuvat tuotetun sähkön siirtämisestä oikeaan aikaan oikeaan paikkaan lopputukäyttäjien kulutettavaksi. Nämä eivät siis sisälly markkinahintaan. Tuotettu sähkö täytyy siirtää myös olemassa olevaan sähköverkkoon, ja täytyy myös huomioida varavoiman tarve sekä tehon hallinta. Uusituvan energian tuotannolla on myös vaikutusta muun tyyppisten olemassa olevien voimalaitoksien tuotantoon sekä sähkön markkinahintaan.

4.1 Tuotantokustannukset

Tuotantokustannukset ovat yleensä eniten näkyvyyttä saava osakustannus eri energiantuotantomuotoja vertailtaessa. LCOE-menetelmä on yleisesti käytetty menetelmä sähköntuotantolaitoksen tai yksikön arviointiin. Menetelmä perustuu kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin sekä annuiteetilaskentaan. Saatu lopputulos ilmoitetaan valuuttana energiayksikköä kohti, esimerkiksi €/MWh.

LCOE lasketaan jakamalla kaikki elinkaari kustannukset sähköntuotantolaitoksen tai yksikön koko elinkaaren aikana tuottamalla energia määrällä. LCOE huomioi pääomakulut, käyttö- ja ylläpitokulut sekä polttoainekulut. Pääomakulissa on tehtävä oletuksia ja tietynlainen väärinkäytön vaata LCOE-mittarissa piilee ainakin siinä, että valitaan korkeat tai alhaiset pääomakustannukset tilanteesta ja tuotantomuodoista riippuen. Esimerkiksi korkotaso ja investoinnin taloudellinen elinikä ovat aina subjektiivinen valinta, ja määrittelemällä ne eri tavalla saadaan kustannukset näyttämään pienemmiltä tai suuremmilta. (Suokko 2020.)

LCOE -kustannusten määrittäminen:

$$LCOE = \frac{\text{sum of costs over lifetime}}{\text{Sum of electrical produced over lifetime}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

I_t = Investointikustannukset

M_t = Käyttö- ja ylläpitokustannukset

F_t = Polttoainekustannukset

E_t = Tuotettu sähköenergia

r = Discount rate (diskontto korko, tuotto prosentti)

t = (life Time) Voimalaitoksen käyttöikä

I_t = (Investointikustannukset):

M_t = (Käyttö- ja ylläpitokustannukset):

F_t = (Polttoainekustannukset)

E_t = (Tuotettu sähköenergia):

r = (diskontto korko, tuotto prosentti)

t = (Voimalaitoksen käyttöikä)

Investointikustannus kertoo tuotantolaitteeseen tai laitokseen kuluneen rahamäärän suuruuden ennen kuin se tuottaa energiaa. Käyttö- ja ylläpitokustannukset eli muuttuvat kustannukset muodostuvat vuoden aikana laitoksen käytöstä, huollosta, korjauksesta sekä ylläpidosta.

Polttoainekustannuksilla on merkittävä vaikutus laskettaessa energian tuotantolaitoksen tuotantokustannuksia. Erilaisilla polttoaineilla on erilaiset hinnat, jotka vaihtelevat maailman markkinoilla, ja hinnat ovat myös vaikeasti ennustettavia. Polttoaineen hinnan lisäksi kustannuksia tulee polttoaineen kuljetuksesta, varastoinnista sekä mahdollisten päästöoikeuksien hinnasta. Polttoainekustannuksilla on suuri vaikutus laitoksesta saatavan energian kustannuksiin. Uusiutuvan energian tuotantomuodoilla kuten tuuli-

ja aurinkovoimalta puuttuvat polttoainekulut kokonaan. Polttoainetta ei tarvita, sillä tarvittava energia sähkön tuottamiseen saadaan ympäristöstä. Tällöin jäljelle jäävät pääoma- ja huoltokulut.

Vuoden aikana tuotetun energia määrän yksikkönä käytetään yleisesti megawattituntia MWh tai kilowattituntia KWh. Epävarmuutta käytettävästä yksiköstä tuulivoimaloilla voi aiheuttaa esimerkiksi paikan tuulisuuden ja sen vaihtelu. Rahoittajien vaatima korkoprosentti hankkeeseen sijoitetulle pääomalle on subjektiivinen asia ja heijastelee esimerkiksi riskejä teknologian tai sähkönhinnan suhteen.

Erityyppisillä voimalaitoksilla on erilainen käyttö ikä. Käyttöikä kuvastaa laitoksen elinaikaa, jonka ajalle kustannukset jaetaan ja jonka aikana saatavat tuotot saadaan. Tässäkin on mahdollisuus subjektiivisiin valintoihin. Voimalaitoksen tekninen käyttöikä voi lisäksi poiketa taloudellisesta eliniästä. Voimakkain tämä ero on usein ydinvoimaloilla, jotka voivat pienillä muutoksilla kestää 60 vuotta, kun investoinnin takaisinmaksuaika harvoin ylittää 30 vuotta.

LCOE -laskenta tuulivoimalle:

$$LCOE = \frac{FCR * ICC}{AEP} + \frac{LRC + O\&M + LLC}{AEP} \quad (2)$$

FCR = Fixed Charge Rate (annuiteettitekijä, laina ajan koron funktio)

ICC = Initial Capital Cost (alkupääoma)

AEP= Annual Electricity Production (vuotuinen sähköntuotto kapasiteettikerroin tai huipunkäyttöaika)

LRC = Levelized Replacement Cost (tasoitettut tuotantokustannukset)

O&M =Operation Management Cost (käyttökulut)

LLC = Land Lease Cost (maanvuokrat, kiinteistöverot)

FCR (annuiteettitekijä, laina-ajan koron funktio)

Annuiteetti on vuosikustannus euroa kohti alkuperäisistä pääomakustannuksista, joka tarvitaan pääomakustannusten, velan ja oman pääoman tuoton sekä muiden kiinteiden kulujen kattamiseen. Liian suuri tai pieni korkoprosentti vääristää huomattavasti saatavaa lopputulosta. Annuiteettitekijä voidaan katsoa annuiteettitaulukosta tai laskea kaavalla:

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3)$$

i = korkoprosentti desimaalilukuna

n = määritelty takaisin maksuaika vuosina

ICC (alkupääoma):

Tuulivoimalan alkupääomasta suurin osa kuluu tarvittavan infrastruktuurin rakentamiseen, verkkoon liittymiskustannuksiin sekä itse voimalaan. Voimalan koko vaikuttaa turbiinin hintaan, sijainti ja maasto puolestaan vaikuttavat rakennettavaan tiestöön ja sähköverkkoihin liittyviin kustannuksiin.

Kiinteät kustannukset ($FCR \cdot ICC$):

$$\frac{FCR \cdot ICC}{AEP} \quad (4)$$

Jossa $FCR \cdot ICC$ muodostavat lainan kiinteän takaisin maksuosan vuotta kohti. Jakamalla takaisinmaksuosa vuosituotannolla saadaan kaikki kiinteät kustannukset euroina tuotettua megawattituntia kohti. Kiinteät kustannukset ovat kustannuksia, jotka pysyvät samana riippumatta voimalaitoksen tuotannosta. Suurin osa tuulivoimalan kiinteistä kuluista muodostuu rahoitus- ja korkokuluista, jotka sijoittuvat rakentamisen alkuvaiheeseen. Kiinteitä kustannuksia muodostuu myös kiinteistä käyttökuluista, joita ovat esimerkiksi vakuutukset, vuokrat, kiinteistöverot, datasiirrot sekä voimalasta aiheutuvat poistot.

Käytönmukaista poistoa käytetään, kun tuotantovälineen arvo laskee sitä käytettäessä. Poiston arvo voidaan määrittää käyttöajan, kuluneen ajan tai tuotantomäärän perusteella. Luonnollisena poistoaikana pidetään tuotantovälineen käyttöaikaa. Tuuliturbiini muodostaa kertamenon hankintavaiheessa, mutta siitä saatavat tulot tulevat hajautettuna pitkälle aikavälille (Alm 2016, 9-14).

Muuttuvat kustannukset ($LRC + O\&M + LLC$):

Muuttuvat kustannukset ovat kustannuksia, jotka riippuvat laitoksen tuotannosta. Kustannusten suuruus ilmoitetaan usein euroina tuotettua MWh kohti €/MWh. Tuulivoiman muuttuvista kustannuksista suurin osa muodostuu käyttö- ja ylläpito kustannuksista. Vuositasolla näiden osuuden on arvioitu olevan 2- 3%

prosenttia hankkeen alkuperäisistä investointikustannuksista. Muuttuvat kustannukset sisältävät kaikki voimalan toimintakunnossa pitämiseen kuuluvat työt, varaosat, vuosihuollot, -ja maapohjaan kohdistuvat osto- tai vuokratulot. Polttoaine kuuluu myös muuttuviin kustannuksiin, mutta tuulivoimalta tämä puuttuu kokonaan ”polttoaineen” ollessa tuulen liike-energiassa. Muuttuvien kustannusten tarkka määrittäminen on vaikeaa, koska voimalan käyttö- ja ylläpitokulut kasvavat ikääntymisen myötä. Koko voimalan elinajalle muuttuvia kustannuksia laskettaessa käytetään yleensä 20-25 % prosentin arvoa voimalan tuotantokustannuksista (Laaksonen 2017a, 19-22).

4.2 Systeemikustannukset

Systeemikustannus on kustannus, joka koostuu LCOE-tuotantokustannuksista, integrointikustannuksista sekä profiilikustannuksista. Se sisältää kaikki kulut, jotka aiheutuvat tuulivoimalan rakentamisesta ja sen tuotannon toimittamisesta loppuasiakkaalle kulutettavaksi. Tuulivoimatuotanto tarvitsee jatkuvaa säätövoimaa tuotannon tasapainottamiseksi. Systeemikustannuksien laskennassa tämä huomioidaan ottamalla mukaan jokin säätövoimamuoto ja laskemalla käytöstä syntyvät yhteiskustannukset tuotettua megawattituntia kohti. (Rautkivi 2018a, 16-18.)

4.2.1 Integrointikustannukset

Tuulivoiman integrointikustannukset muodostavat osan sähköenergian systeemikustannuksista. Integrointikustannuksia sanotaan myös jonkin tuotantojärjestelmän ulkoisiksi vaikutuksiksi. Integrointikustannukset voidaan jakaa kolmeen osaan, jotka ovat:

- 1) Verkkokustannukset. Tuulivoimalat ja tuulipuistot sijoittuvat fyysisesti tuuliolosuhteiden perusteella, jolloin varsinainen kulutus usein tapahtuu pitkien matkojen päässä. Tuotettu sähkö täytyy viedä kulutettavaksi sinne, missä sitä tarvitaan. Sähköverkkoa täytyy laajentaa ja vanhat sähköverkot täytyy päivittää uudelle kapasiteetille. Sähköverkon laajentamisesta syntyvät kulut ovat myös maksettava, joten ne näkyvät kohonneina siirtomaksuina.

- 2) Tasehallinta. Tuuli- ja aurinkovoimalaitosten tasapainottamisvaatimukset ovat erilaisia verrattuna säästä riippumattomia generaattoreita käyttäviin voimalaitoksiin. Tuotantonsa vaihteleva sekä sääriippuvainen tuotanto aiheuttaa kustannuksia ennustetun ja todellisen tuotannon välillä, joka täytyy kompensoida. Sähköverkon jatkuvan tasapainon varmistamiseksi tarvitaan varavoimaa, jolla voidaan korvata ennustamiseen liittyvät virheet, joita ei tapahdu generaattoreita käyttävissä voimalaitoksissa. Säästä riippumattomien generaattoreita käyttävien voimalaitosten tuotanto on suunniteltu etukäteen kysynnän mukaan. Tuulivoimaloissa ennustevirheiden lisäksi tuotannon suuruuden vaihtelua aiheuttaa oikeinkin ennustetun keskituulen aikana tapahtuva tuulennopeuden jatkuva vaihtelu. Tämä tuotannon vaihtelu aiheuttaa myös jatkuvan säätötarpeen. Tyypillinen tuulivoimala käynnistyy, kun tuulta on 3-4 m/s ja teho kasvaa nopeasti tuulennopeuden kasvaessa. Turbiinien maksimiteho saadaan yleensä 12-15 m/s tuulennopeudella. Yli 15 m/s nopeuden olevia tuulia on niin pieni osa ajasta, että tuulivoimaloiden lapoja ei ole järkevää rakentaa kestäväksi täysimääräisesti, vaan tuulen energiasta jätetään osa ottamatta talteen suurilla tuulenopeuksilla. Tuulivoimalat pysähtyvät liian voimakkaan tuulen aikana turvallisuussyistä (yli 25 m/s tuulennopeus), jolloin korvaavaa varavoimaa saatava nopeasti. Tuulivoiman yleistyminen edellyttää myös varavoiman alueellista lisäämistä. Maantieteellisesti samalle alueelle keskittyvä tuulivoima voi luoda suurenkin varavoimatarpeen laajan ja voimakkaan myrskyn iskiessä. Tuulivoimaloissa on huomattavasti pienemmät generaattorit kuin perinteisissä voimalaitoksissa. Yksittäisen 5 MW:n generaattorin vikaantuessa tarvitaan huomattavasti vähemmän varavoimaa kuin 500 MW:n voimalaitosgeneraattorin vikaantuessa. Suuren voimalaitoksen vikaantuessa koko sähköjärjestelmän varavoiman tarve on huomattavan suuri. Yksittäisen tuuliturbiinin vikaantuminen vaikuttaa huomattavasti vähemmän koko sähköjärjestelmässä. Kokonaisuutena tuulivoiman varavoiman tarve on huomattavasti vähäisempi kuin suurilla voimalaitoksilla. Yleinen harhaluulo on, että jokaista asennettua tuulivoima- megawattia kohti pitäisi olla säästä riippumatonta generaattorikapasiteettia valmiudessa. Tämä ei kuitenkaan pidä paikkaansa.
- 3) Kustannukset, jotka tuulivoima tuotanto aiheuttaa muille sähköverkossa jo oleville voimalaitoksille. Vesivoimalaitokset hyötyvät tuulivoimasta helposti säätyvänä. Tuulivoimatuotanto aiheuttaa jatkuvan säätötarpeen vaihtelevien tuuliohjien mukaan. Tuulivoima tuotannon ollessa suurta veden juoksutusta turbiinien läpi voidaan vähentää ja

mahdollisesti kerätä vettä varastoihin. Vastaavasti juoksutusta voidaan lisätä tuulivoimatuotannon ollessa vähäisempää. Varastoon kertyneestä vedestä saadaan myös mahdollisesti parempi markkinahinta (Agora-energiewende 2014, 31-33, 42, 43, 47).

Toisilla voimalaitoksilla taas tuotantokustannukset tuotettua sähköenergian yksikköä kohti saattavat nousta, kun käyttötunnit täydellä kuormituksella vähenevät edullisemman tuulivoimatuotannon vaikutuksesta. Samaan aikaan ei voida luopua nykyisistä säästä riippumattomista voimalaitoksista, koska sähkön kysyntä ei joustu niin paljon kuin tuulivoimatuotanto vaihtelee.

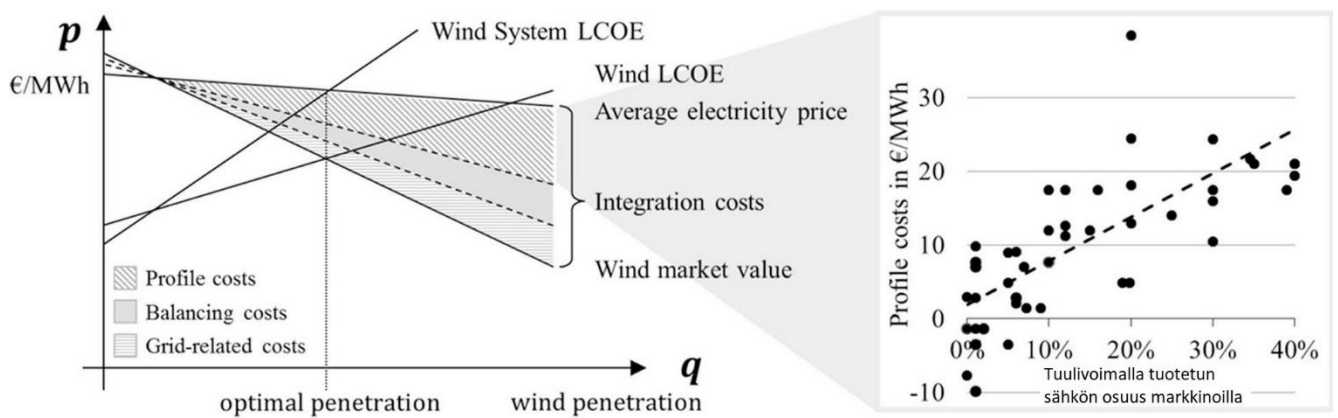
4.2.2 Profiilikustannukset

Uusien tuotantolaitosten lisääminen sähköverkkoon vaikuttaa tuotantomuodosta riippumatta verkossa jo olevien voimalaitosten tuotantoon ja tuottoihin. Tuulivoiman profiilikustannukset muodostuvat tuotannon ajoituksesta suhteessa kulutukseen. Tuulivoimalat eivät toimi kysynnän mukaan, vaan ne tuottavat sähköä aina, kun tuulee.

Tuulisena aikana voidaan tuottaa paljon sähköä, vaikkei kysyntää olisikaan. Tässä vaiheessa tuulienergian arvo on pienempi kuin muilla energianlähteillä tuotetun energian arvo. Tämän tuulella tuotetun sähkön arvo, jolle markkinoilla ei ole kysyntää, on muun verkossa olevan sähkön ja tämän tuulella tuotetun ero eli profiilikustannus.

Tuulivoimalla tuotettua sähköä on markkinoilla aina, kun tuulee. Tuulivoimaloiden tuotantoa pystytään tarpeen tullen rajoittamaan muttei säätämään ylöspäin. Tuulivoiman tuottajien näkökulmasta tuotantoa ei kannata rajoittaa, vaikkei kysyntää olisikaan. Tämä johtuu tuulivoimaloiden pienistä käyttökuluista, sekä mahdollisista saatavista tuotantotuista. Poikkeuksena tähän Suomen tuulivoimantukimallissa on sovittu, että tuulivoiman tuotantotukea ei makseta, jos sähkön markkinahinta on negatiivinen. Käytännössä mitä suurempi tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus markkinoilla olevasta sähköstä sitä enemmän sähkön hinta laskee tuulisena aikana.

Saksassa tutkimuksia tuulivoiman profiilikustannuksista on tehty paljon. Yhden, varsin laajalti siteeratun ja tilannetta hyvin edustavana pidetyn tutkimuksen mukaan tuulivoiman profiilikustannukset kasvavat lineaarisesti tuulen osuuden kasvaessa sähköntuotannossa. Alla olevasta kuvaajasta (KUVIO 6) voidaan lukea vaaka-akselilta tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus markkinoilla olevasta sähköstä ja pystyakselilta nähdään, paljonko kyseisellä osuudella sähkön hinta laskee €/MWh. Pisteet koordinaatistossa ovat todellista dataa markkinoilta ja viivoitettu suora edustaa niiden perusteella piirrettyä regressiosuoraa. Regressiosuoran avulla voidaan tulkita profiilikustannuksia niin, että satunnaisesti vaihtelevat asiat datassa ovat mahdollisimman hyvin suljettu pois (Hirth. 2015).



KUVIO 6. Kuvaaja profiilikustannuksien muodostumisesta ja vaikutuksesta Saksa (mukailien Hirth, 2015)

Historiallisesti ensimmäisen kerran Suomessa sähkön spot-markkinahinta laski miinukselle helmikuussa 2020. Maanantaiaamuna 10. helmikuuta 2020 kello yksi sähkön spot-hinta laski -0,09 senttiin megawatitunnilta. Alhaisimmillaan sähkön hinta käväisi kello kahden ja kolmen välillä, jolloin megawattitunnin hinta painui -0,20 euroon. Ilmiö toistui samaan aikaan myös Ruotsissa, Tanskassa ja Saksassa. Merkittäviä syitä ilmiöön ovat vuoden aikaan alhainen sähkönkulutus lämpimään sään takia sekä lisääntynyt tuulivoiman tuotanto, jota Pohjois-Euroopan Ciara-myrskyn voimakkaat tuulet kiihdyttivät. (Fingrid 2020h).

Toisen kerran spot-hinta kääntyi miinukselle heinäkuussa 2020 ja kolmannen kerran marraskuussa 2020. Vuoden 2021 ensimmäinen negatiivinen spot-hinta saatiin huhtikuussa (Yle 2020a). Tulevaisuudessa kun tuulivoimaa rakennetaan lisää, on odotettavissa yhä useammin negatiivisia sähkön spot-hin-

toja. Kysyntäjoustot, sähkön varastointi yhdistettynä muuhun älykkääseen sähköverkkoon tulee kehittymään, mutta ainakaan lyhyellä tähtäimellä nämä eivät kykene kokonaan poistamaan negatiivisten spot-hintojen yleistymistä

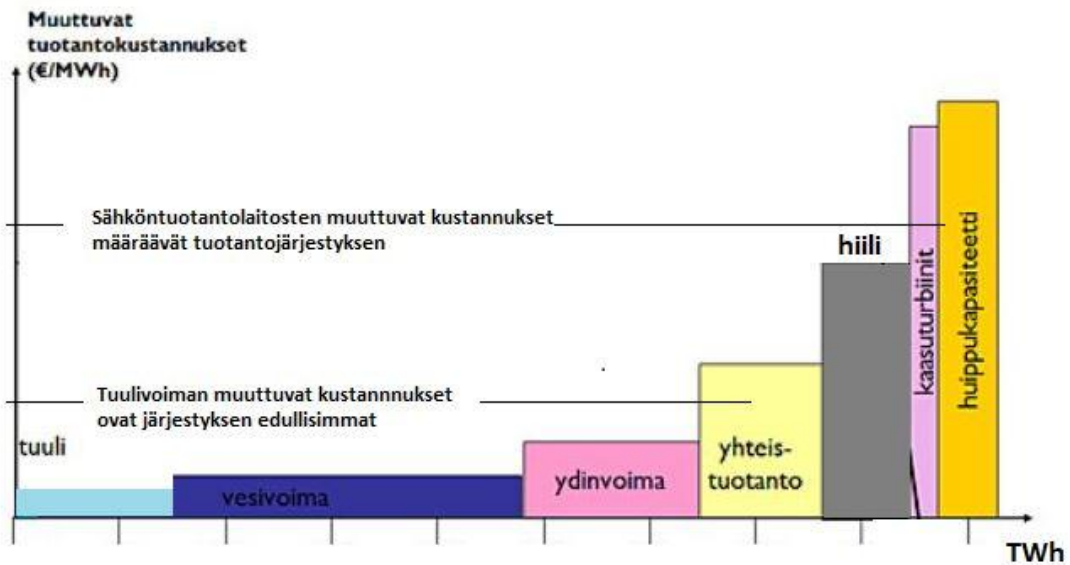
4.3 Merit-order -järjestys

*Merit-order-järjestykselle ei ole suoraan suomenkielistä käännöstä. Käytän käännöksenä tuotantojärjestystä eli järjestystä, jonka mukaan laitoksia pyydetään toimittamaan sähköntuotantoa verkkoon.

Energiateollisuudessa tuotantojärjestys kuvaa järjestystä, jossa voimalaitoksia pyydetään toimittamaan sähköä verkkoon tasapainon saavuttamiseksi. Erityyppiset voimalaitokset on asetettu tuotantojärjestykseen taloudellisin perustein. Tuotantojärjestyksen määrää muuttuvat kustannukset, laitoksen kiinteistä kustannuksista riippumatta.

Voimalaitokset, jotka tuottavat jatkuvasti sähköä edullisilla hinnoilla, ovat järjestyksessä ensimmäisiä. Tuuli- ja aurinkovoimalat ovat järjestyksen alkupäässä, koska niiden tuotantokustannukset ovat erittäin alhaiset. Ydinvoimaloita ei ole suunniteltu säädettäväksi kulutuksen mukaan, vaan ne käyvät lähes aina täydellä teholla huoltoja ja muita pakollisia toimenpiteitä lukuun ottamatta. Periaatteessa ydinvoimaloilla pystyttäisiin seuramaan aurinko- ja tuulivoimatuotantoa, kuten Ranskassa, jossa yli 75% sähköstä tuotetaan ydinvoimalla. Samanlaista tuotannon säätöä on tehty jonkin verran myös Saksassa. Järjestyksen loppupäässä ovat puolestaan tuotantolaitokset, jotka käyttävät kalliita polttoaineita ja mahdollisesti ovat velvoitettuja ostamaan myös päästöoikeuksia. Nämä voimalaitokset käytännössä tarvitsevat myös korkeamman sähkönmarkkina hinnan tai tuotanto-osuuden saadakseen tuotannon kannattavaksi. Tuotantojärjestyksessä edetään kasvavien muuttuvien kustannusten järjestyksessä, kunnes kysynnän ja tarjonnan tasapaino on saavutettu (Appunn 2015).

Merit-order-curve on malli tuotantojärjestyksen käyrästä (KUVIO 7). (Elfi 2020.)



KUVIO 7. Tuotantojärjestyksen käyrä (mukaiillen Elfi 2020.)

Loppu osa tarjontakäyrästä kohoaa jyrkästi, kun kalliimmat polttoaineet ja aiheutuvien päästö oikeuksien hinnat nostavat tuotetun sähkön hintaa. Käyrästä on myös nähtävissä kysynnän vaikutus eri tuotantomuodoilla tuotettuun sähkөөn (Kuva muokattu kohteesta Elfi 2020.)

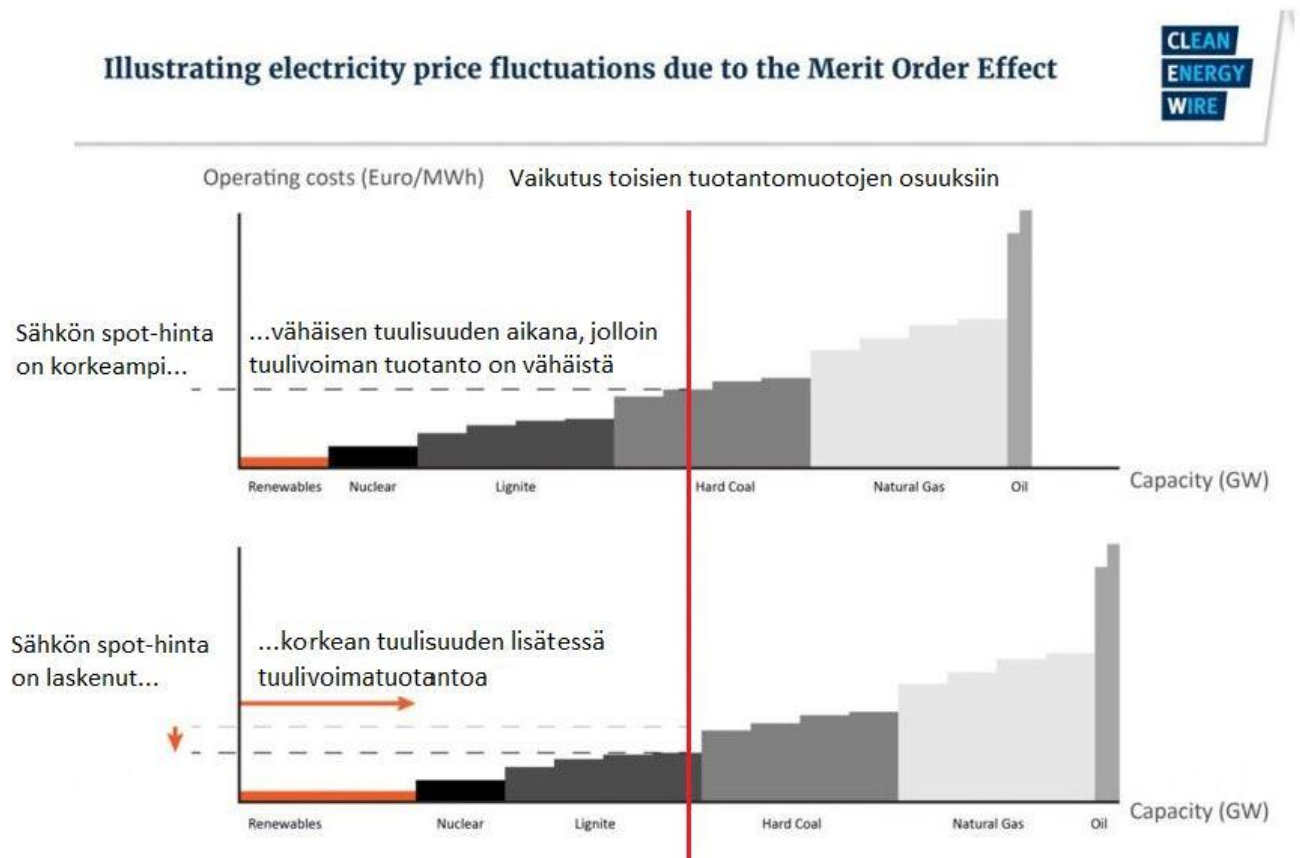
4.4 Tuotantojärjestysvaikutus (MOE)

Uusiutuvien energiantuotantomuotojen laskevat sähköntuotantokustannukset ovat saaneet tuotantojärjestyksen (MO, Merit Order) muuttumaan, jolloin voidaan puhua tuotantojärjestys vaikutuksesta (Merit Order Effect).

Suurin näkyvä vaikutus tulee uusiutuvien energiamuotojen tuuli- ja aurinkosähkön osuuden lisääntyessä tuotannossa. Polttoaineeltaan ilmainen vaihteleva sääoloista riippuva tarkkaan ennustamaton tuotanto, siirtää tuotantojärjestyksen käyrällä kalliimpia sähköntuotanto muotoja oikealle (KUVIO 7, KUVIO 8).

Suuren määrän edullista uusiutuvaa tuotantoa tunkeutuessa markkinoille se ottaa sillä hetkellä edullisimman sähkön tuotantomuodon paikan ja vastaavasti käyrän toisessa päässä oleva tuotantomuoto menettää osuuttaan tai putoaa kokonaan pois. Syntyvässä uudessa tasapaino tilassa sähkön hinta on luonnollisesti edullisempi. Tämä ilmiö tunnetaan nimellä merit order effect (MOE) eli tuotantojärjestys vaikutus oman suomennokseni mukaan.

Voidaan siis ajatella, että mitä suurempi osa edullista uusiutuvaa energiaa tulee markkinoille, sitä suuremman osan se syrjäyttää kalliimmalla tuotantomuodolla tuotettua sähköä. Ilmiön suuruus vaihtelee vuosittain myös eritarjous alueiden sisällä. Ilmiö on voimakkaampi suuremman kysynnän aikaan, koska se syrjäyttää silloin suuremman osuuden kalleimmalla vaihtoehdolla tuotettua sähköä (EWEA 2010, 11).



KUVIO 8 MOE -efekti. Ennustamattoman tuulivoiman (MOE) vaikutus kalliimpiin sähkön tuotantomuotoihin (mukaillen Appunn 2015)

4.5 Profiilikustannusten laskenta

Profiilikustannuksen syntymiseen vaikuttaa tuulisuus. Profiilikustannus syntyy tuulivoiman autokorrelaatiosta. Kun yksi tuulivoimala tuottaa sähköä, tuottavat suurella todennäköisyydellä myös lähialueen muut voimalat tai tuulivoimapuistot sähköä. Usein autokorrelaatio vaikuttaa laajemmallaakin maantieteellisellä alueella, esimerkiksi Suomen lisäksi Ruotsissa ja Saksassa. Periaatteessa mitä tuulisempi vuosi on, sitä enemmän syntyy profiilikustannuksia.

Sähköenergian keskihinta on Suomen aluehinnan summa jaettuna vuoden kaikille tunneille:

$$E_{\text{keskihinta}} = \frac{1}{8760} \sum_{t=1}^{8760} H(T) \quad (2)$$

jossa T= tuntikohtainen tuulivoimatuotanto (MWh), H = tuntikohtainen aluehinta, t =aika

Tuulivoimatuotannolle maksettu todellinen keskihinta tuulivoimatuotannolla painotettuna:

$$E_{\text{tuulivoima}} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (T(t) \cdot H(t))}{\sum_{t=1}^{8760} (T(t))} \quad (3)$$

Vuoden tuulivoimatuotannon profiilikustannus €/MWh sähköenergian keskihinnan ja tuulivoima tuotannon todellisen keskihinnan erotus:

$$E_{\text{profiikustannus}} = E_{\text{keskihinta}} - E_{\text{tuulivoima}} \quad (4)$$

AT arvotekijä (value factor):

$$AT = \frac{E_{\text{tuulivoima}}}{E_{\text{keskihinta}}} \quad (5)$$

Arvotekijä kuvaa tuulivoiman suhteellisen tuotannon arvoa muuhun tuotantoon nähden. Arvotekijän ollessa 1 tuotannolle maksettu hinta on muodostunut markkinahintojen mukaisesti. Arvotekijän ollessa

alle 1 on tuotannolle maksettu keskimääräistä halvempaa hintaa eli kysyntä ja tarjonta eivät kohtaa. Vastaavasti arvotekijän ollessa yli 1 on tuotannolle maksettu korkeampaa markkinahintaa, jolloin tuotantoajankohta ei vastaa kysyntään kyseisenä ajankohtana. Esimerkiksi vesivoimaa voidaan usein säätää ylöspäin silloin, kun sähkön kysyntä on suurta eikä koko pohjoisen Euroopan alueella juurikaan tuule.

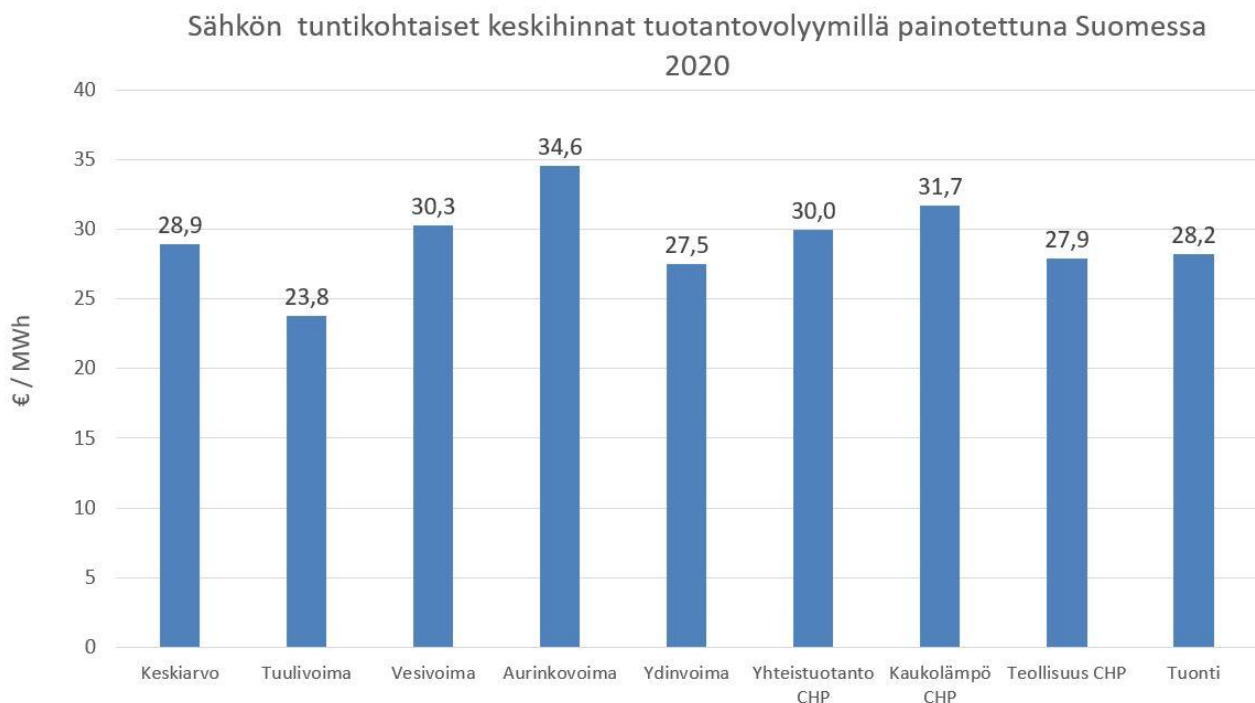
5 TUULIVOIMAN PROFIILIKUSTANNUS

Tässä luvussa esitetyt laskelmat on tehty avoimesta datasta. Vuosittainen tuotanto- ja kulutusdata (energiateollisuus 2020b), ja vuotuiset spot-markkinahinnat (Nordpool 2020d). Datassa saattaa esiintyä pieniä virheitä, rivien puuttumista tai ylimääräisiä rivejä. Näiden ei oleteta vaikuttavan oleellisesti saatuun lopputulokseen.

5.1 Keskihinta 2020

Kaavalla 3 saadaan laskettua tuulivoimalle vuoden 2020 keskihinnaksi 30,3 €/MWh

Kuviossa 9 on esitetty Suomen vuoden 2020 eri sähkön tuotantomuotojen suhteelliset keskihinnat tuotantomuodoittain.

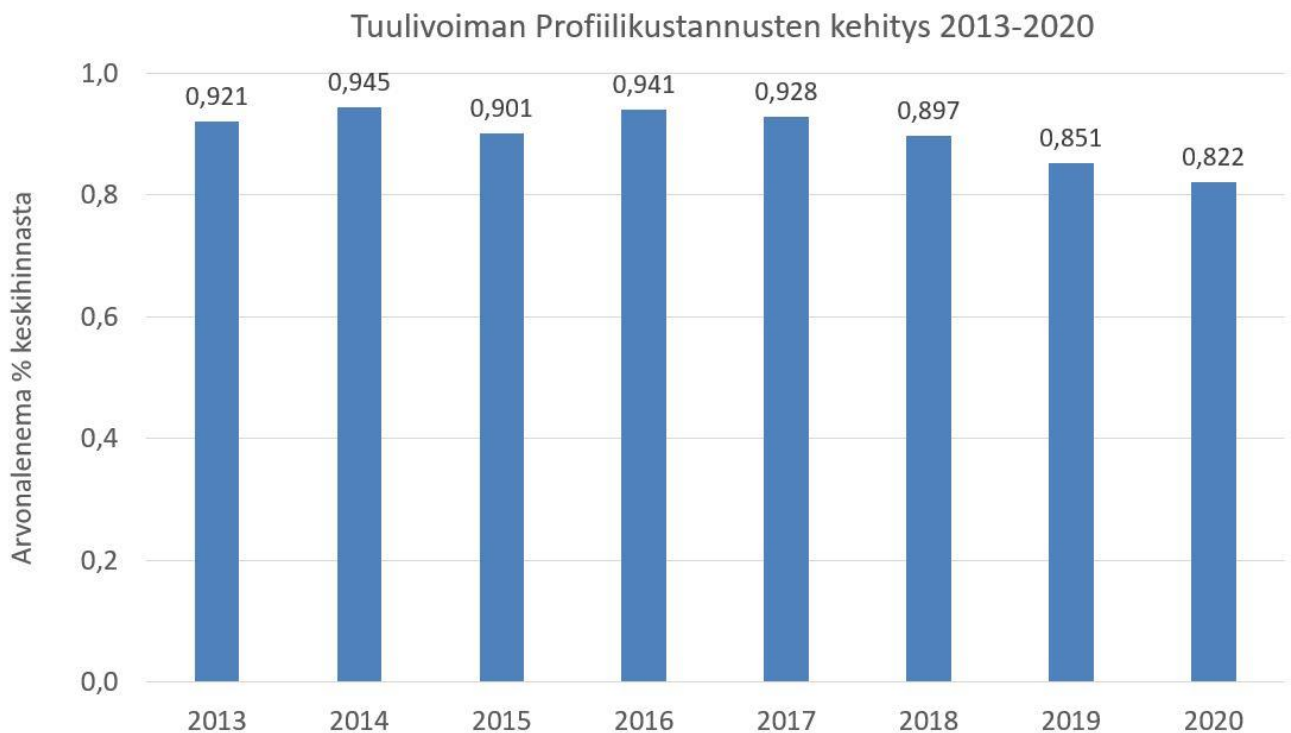


KUVIO 9. Sähkön tuntikohtaiset keskihinnat tuotantovolyyminä painotettuna Suomessa 2020.

5.2 Profiilikustannus

Tuulivoiman profiili kustannus saadaan laskettua kaavalla 4. Vuoden 2020 profiilikustannus tuulivoimalle oli 5,16 €/MWh. Tuulisena aikana sähkön hinta laski siis keskimäärin 5,16€ MWh.

Kuviossa 10 on esitetty tuulivoiman profiilikustannusten kehittyminen Suomessa. Profiilikustannukset kasvavat tuulivoimaloiden lisääntyessä. Saatu tulos laski sähkön hintaa eri vuosina keskimäärin kuvion 10 mukaisesti datasta laskettuna.



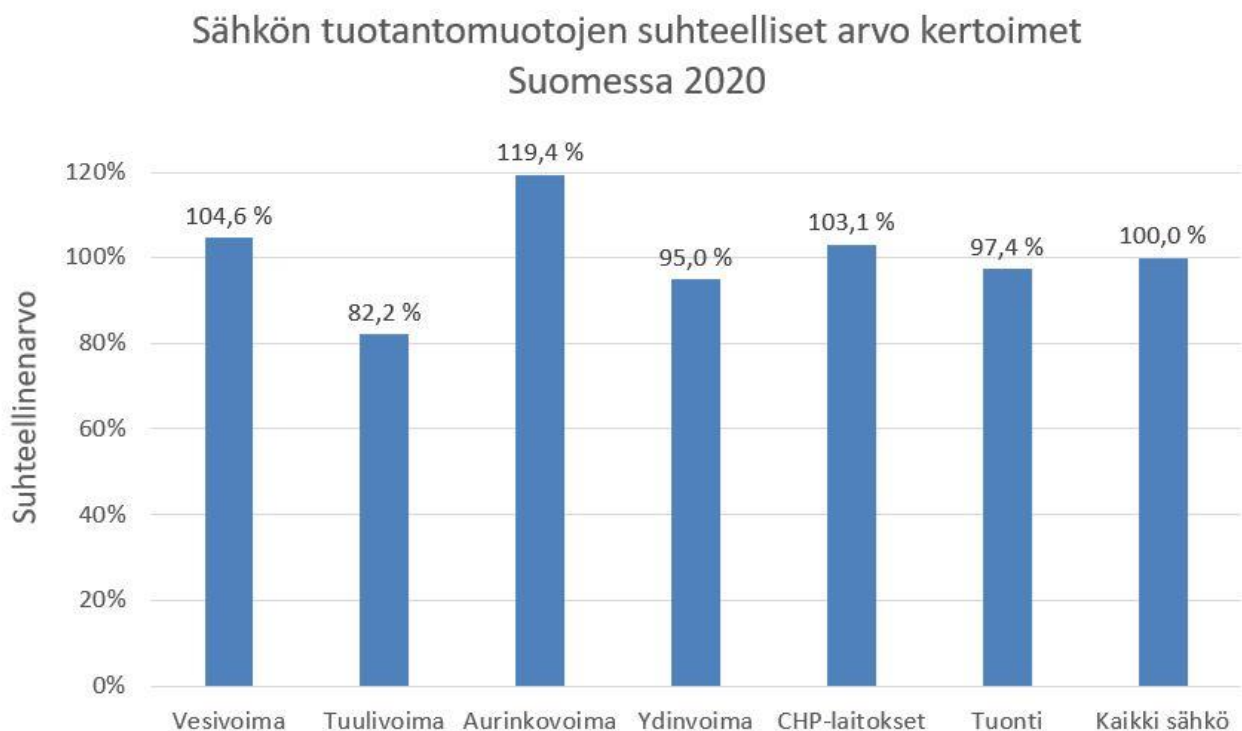
KUVIO 10. Tuulivoiman profiilikustannukset eri vuosina Suomessa.

Vuosi 2015 oli poikkeuksellisen lämmin ja sateinen (Ilmatieteenlaitos 2020a). Talvikuukaudet olivat keskimäärin huomattavasti keskimääräistä lämpimämpiä. Kesäkuukaudet olivat puolestaan poikkeuksellisen kylmiä ja sateisia. Kuvioista 5 katsottuna vuonna 2015 Suomessa vesivoiman tuotanto oli suurinta koko kymmenenvuoden tarkastelujakson aikana. Saman tyyppinen sää oli myös vuonna 2013, (Il-

matieteenlaitos 2020b) mutta tuulivoimatuotantoa oli huomattavasti vähemmän kuin vuonna 2015 (KUVIO 5). Tämä näkyy myös profiilikustannuksissa. Varmoja johtopäätöksiä vuotuisen säätyypin vaikutuksesta profiilikustannuksiin ei voida vielä tehdä. Näiden tilastojen perusteella voidaan kuitenkin todeta, että keskimääräistä lämpimämpi ja sateisempi säätyyppi kasvattaa profiilikustannuksia. Lämmin jakso talvella matalapaineineen sisältää yleensä voimakkaita tuulia kuin myös vesisateet kesäkuukausina. Tämä tarkoittaa siis enemmän tuulivoimatuotantoa aikaan, jolloin ei ole kysyntää.

5.3 Arvotekijä

Tuulivoimatuotannolle suhteellinen arvotekijä muuhun tuotantoon vuodelle 2020 saadaan laskettua kaavalla 5. Arvotekijäksi saadaan 82,2% prosenttia. 100% prosenttia edustaa lukua 1. Tuulivoimalla tuotettu sähkö oli vuonna 2020 17,5% prosenttia arvoltaan heikompaan suhteessa muuhun sähköön Suomessa. Kuviossa 11 nähdään sähkönhinnan toteutuneet suhteelliset arvokertoimet tuotantomuodoittain 2020.



KUVIO 11. Suhteelliset sähkönhinnan arvokertoimet tuotantomuodoittain 2020

Sähköntuotantomuotojen suhteelliset arvot poikkeavat hyvin paljon toisistaan. Selittävä tekijänä vastavuus on kysyntään. Alla on eriteltyä tuotantomuodoittain, mistä kyseisen tuotantomuodon suhteellinen arvotekijä koostuu.

Vesivoima:

Vesivoima toimii hyvänä säätövoimana tuulivoimalle. Tuulisena aikana juoksutusta pienennetään, jolloin vesi säästyy altaisiin. Kertynyt vesi voidaan juoksuttaa toisena ajan kohdalla, jolloin siitä saatava markkinahinta on myös mahdollisesti parempi. Vesivoimalla tuotettu sähkö oli keskimäärin 4,6% prosenttia arvokkaampaa suhteessa muuhun sähköön.

Tuulivoima:

Vuosi 2020 oli hyvin lauha ja tuulinen. Tuulivoimatuotanto riippuu säästä, joten sen tuotanto ei vastaa kysyntään. Tuulivoimalla tuotettu sähkö oli 17,8% prosenttia heikompi suhteessa muuhun sähköön keskimäärin. Tuulivoimalla tuotetun suhteellinen sähkö arvo laskee tuotannon eli käytännössä voimaloiden määrän lisääntyessä. Alalla käytetään ilmiöstä ilmaisua kannibalisaatio (Lisääntyvä tuulivoima tuotanto syö tuulivoimalla tuotetun sähkö arvoa).

Aurinkovoima:

Aurinkovoiman osuus Suomen sähköntuotannossa on vielä hyvin vähäinen. Vuonna 2020 aurinkovoiman tuotanto-osuus Suomessa oli 0,4% prosenttia. (Energiategollisuus 2020a, 7.) Aurinkovoimalla tuotettu sähkö oli 19,4% prosenttia arvokkaampaa suhteessa muuhun sähköön keskimäärin. Aurinkovoima vastaa hyvin kysyntään. Lisäksi kesäpäivisin eli päivällä sähkö on arvokkaampaa kuin yöllä. Kesäaikaan lämmityksen sijaan aurinkovoimaa voidaan käyttää kylmälaitteisiin. Aurinkovoiman osuus on vielä niin pieni, että ei voida arvioida kynnystä, jossa aurinkovoiman profiiliarvo kääntyy profiilikustannukseksi. Tämä osuus riippuu pitkälti kesäajan lämpötiloista riippuvasta kuormasta, kuten elintarvikealalla tarvittavasta jäähdytyksestä.

Ydinvoima:

Ydinvoimalla tuotetun sähkön arvo oli 5% prosenttia heikompi suhteessa muuhun sähkөөn keskimäärin. Heikompi sähkön arvo selittyy tuotannolla. Suomessa on paljon ydinvoima-tuotantoa. Vuonna 2020 ydinvoiman osuus sähköntuotannosta oli 27,6% prosenttia. (Ener-giateollisuus a, 7.) Ydinvoimatuotanto kuuluu perusvoimaan. Ydinvoimalat tuottavat säh-köä ympärivuoden lukuun ottamatta suunniteltuja huoltoseisakkeja tai mahdollisia häiri-öitä tuotannossa.

CHP-tuotanto:

CHP-laitosten (combined heat and power) tuotannosta laskettiin keskiarvo. Keskiarvossa mukana on yhteistuotanto- kaukolämpö- ja teollisuuden CHP-laitokset. CHP-laitokset vas-taavat kysyntään. CHP-laitosten tuottaman sähkön arvo oli 3,1% prosenttia arvokkaampaa suhteessa muuhun sähkөөn keskimäärin. Tämä pieni profiiliarvo johtuu siitä, että näitä laitoksia käytetään eniten silloin, kun lämpöä tarvitaan paljon koko maassa. Samaan aikaan on lämmityssähkönkin kysyntä suurta sekä suoralla sähkölämmityksellä että lämpöpump-pujen muodossa.

Tuontisähkö:

Tuontisähkö oli 2,6% prosenttia halvempaa kuin muu sähkö keskimäärin. Vuonna 2020 Suomeen saatiin ostettua sähköä 2,6% prosenttia halvemmalla kuin sitä itse pystytään tuot-tamaan. Suomeen tuotiin painotetusti tuuli- ja vesivoimasähköä ja sitä tuotiin siksi, että sähkö saatiin edullisemmin kuin lisäämällä sähköntuotantoa Suomessa.

Kaikki sähkö:

Kaiken sähkön arvon tulee taulukossa olla 100% prosenttia eli 1. Tällä saadaan varmistet-tua tehdyt vertailulaskelmat oikeiksi. (Suokko 2020).

6 TUULIVOIMAN TASOITETUT TUOTANTO KUSTANNUKSET

Tarkastelukohteena toimii Lestijärvelle rakentuva Suomen suurin tuulipuisto, jonka rakentamisesta uutisoitiin 10.3.2021. (Yle 2021b.) Voimalat ovat onshore-maatuulivoimaloita. Alueelle rakennetaan 72 voimalaa, joiden kokonaisteho tulee olemaan 400Mw ja vuotuinen sähköntuotanto 1,4TWh, joka vastaa 2 % prosentin osuutta koko Suomen vuotuisesta sähköntuotannosta. Voimalat ovat 5MW:n voimaloita. Käytetään realistista korkoa 5 prosenttia. Takaisinmaksuaikana pidetään tuulivoimalan käyttöikä 25 vuotta.

$$LCOE = \frac{FCR * ICC}{AEP} + \frac{LCR + O\&M + LLC}{2AEP}$$

LCOE (Levelized Cost Of Energy) =(tasoitettu tuotantokustannus)

FCR (Fixed Charge Rate) =(annuiteettitekijä)

ICC=Initial Capital Cost = (alkupääoma)

AEP (Annual Electricity Production) = (vuotuinen sähkön tuotanto)

LCR (Levelized Replacement Cost) = (tasoitettut korjaus kustannukset)

O&M (Operation & Management Cost) =(käyttökulut)

LLC (Land Leace Cost) =(maanvuokra, kiinteistövero, ym)

Kaava annuiteetti tekijälle (FCR) on seuraava:

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

i= Korko tekijä desimaaleina.

n=Takaisin maksuaika vuosina

Lasketaan annuiteettitekijä yleisesti tuulivoimaloilla käytettävän 25 vuoden takaisinmaksuajalla:

$$FCR = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{0,005(1+0,005)^{25}}{(1+0,005)^{25} - 1} = 0,0709$$

Tarvittavan alkupääoman laskemisessa käytetään hintaa 1200€/KWh (Laaksonen 2017b, 16.), mikä luultavasti on hieman yläkanttiin, mutta realistinen. Lasketaan alkupääoma 400MW:n voimalalle:

$$ICC = \frac{1200\text{€}}{\text{KWh}} * 400\,000\text{KW} = 480\text{M€}$$

Kiinteäksi vuosikustannukseksi saadaan:

$$ICC * FCR = 480\text{M€} * 0,0709 = 34\text{M€}$$

Muuttuvina kustannuksina koko elinkaaren kustannuksista käytetään alalla yleensä 20-25 prosenttia. Valitaan realistinen 23% prosenttia. (Laaksonen 2017 a, 19-22.)

$$LRC + O\&M + LLC = 23\%$$

Kapasiteettikertoimeksi saadaan julkisten tietojen perusteella (1,4TWh ja 400MW) 0,4, joka on realistinen nykyaikaiselle voimalalle. (Rautkivi 2018b, 12.)

Vuotuisen sähköntuotannon kyseiselle tuulivoimapuistolle ilmoitettiin olevan 1,4TWh.

Tasoitetuksi tuotantokustannukseksi tuotettua megawattituntia kohti saadaan:

$$LCOE = \frac{34\text{M€}}{14\,000\,000\text{MWh}} + 0,23\% * \frac{34\text{M€}}{1,4 * 1000\,000\text{MWh}} = 30.16\text{€/MWh}$$

Lestijärven maatuulivoimalan tuulisähkön hinnaksi saadaan lasketuksi 30 €/MWh. Vuoden 2020 keskihinta kaikelle markkinasähkölle oli Nord poolin datasta laskettuna 29 €/MWh. Vuosi 2020 oli lauha ja sateinen, mikä vaikutti myös sähkön hintaan. Voidaan todeta, että maatuulivoiman (onshore)

rakentaminen on kannattavaa ilman tukia, mikäli julkisia tietoja Lestijärvelle kaavaillusta tuulivoimapuistosta voidaan pitää luotettavina ja edustavina hyviin tuulioloihin rakennettavasta tuulipuistosta (Yle 2021b).

Vakkilaisen työryhmä laski vuonna 2017 julkaistussa raportissaan samoilla parametreilla ja menetelmillä kuin tässä työssä tehtiin, maatuulivoiman tuotantokustannukseksi 41.1€/MWh. (Vakkilainen, Kivistö 2017, 23.) Kapasiteettikerroin oli vain 0,33 Vakkilaisen ja Kivistön julkaisussa, mutta nyt Lestijärven tuulivoimapuistolle ilmoitettu 0,40 on realistinen nykytuulivoimalalle. Tämä kustannuskehitys heijastaa todellista kustannuskehitystä ihan aidosti.

7 JOHTOPÄÄTÖSET

Nykyaikaisen tuulivoiman rakentaminen on kannattavaa. Tuulivoimalla voidaan tehokkaasti korvata fossiilisia polttoaineita käyttäviä laitoksia. Samalla täytyy muistaa, että meillä on runsaasti myös tuulettomia ajankohtia myös korkean kysynnän aikaan. Näinä aikoina tuulivoimalat eivät tuota sähköä. Mitä suurempi osa kulutuksesta katetaan tuulivoimalla, sitä suurempi tarve sähkölle syntyy tuulettomina aikoina. Pysyviä ratkaisuja fossiilisia polttoaineita käyttävien laitosten osalta on syytä harkita tarkkaan. Sähköä on saatava myös silloin kun ei tuule.

Tuontisähköä riittää toistaiseksi ja olkiluodon kolmas reaktori alkaa tuottamaan sähköä valtakunnan verkkoon näillä näkymin helmikuussa vuonna 2022 (TVO). Pohjois-Ruotsissa, Kiirunassa sijaitseva LKAB:n hiilivapaan metallinjalostustehtaan on suunniteltu käynnistyvän täydellä teholla vuonna 2027. Sähköä laitoksen on ennustettu kuluttavan kolmasosan osan koko Pohjois-Ruotsin sähköstä. Täytyy muistaa, että myös Ruotsissa pyritään hiilineutraaliin sähkön tuotantoon. Tämä ei voi olla vaikuttamatta Suomen tuontiin tiettyinä ajan kohtina. Kun Suomessa ei tuule, usein ei tuule myös Ruotsissakaan.

Profiilikustannusten kasvusta ei jää epäselvyyttä. Profiilikustannukset kasvavat lineaariesti tuulivoimakapasiteetin kasvaessa kuten Saksalaistutkimuksissakin on todettu (KUVIO 6). Negatiivisia sähkön spot-hintoja tulemme näkemään vielä usein, koska suurin osa asennetusta kapasiteetista on tariffein tuettua, mikä puolestaan ei kannusta tuulivoimantuottajia vielä rajoittamaan tuotantoa heikon kysynnän aikaan. Tähän vaikuttaa myös muissa pohjoismaissa oleva tuulivoimakapasiteetti. Sähkömarkkinamme ovat yhteiset ja jos Suomessa tuulee, tuulee usein muuallakin, mikä painaa sähkön markkinahintaa alas. Perusvoimaa tuottavien suurien laitoksien ei toistaiseksi ole taloudellisesti järkevää ohjata tuotantoa pienemmälle. Vesivoimalaitokset eivät voi Suomessa koko tuotantoon sulkea tilapäisesti suurten varastotalaiden puuttuessa, ja lisäksi Suomen voimalat ovat jokivoimalaitoksia eli joessa on vettä virrattava jatkuvasti. Koska profiilikustannukset kasvavat vuosittain, kasvavat myös tuotanto-osuuksien menetykset tiettyntyyppisillä laitoksilla. Samalla kasvaa myös yksikköhinta, jolla tuotantoa on taloudellisesti järkevää tehdä.

Matalia spot-hintoja ei osata vielä hyödyntää kunnolla taloudellisten sähkön varastointimahdollisuuksien puuttuessa. Suuriosa runsaasti sähköä käyttävistä teollisuuslaitoksista toimii jo ympäri vuorokauden, joten hyötyä teollisuudelle on vaikea saada matalista hinnoista, ja lisäksi usein on myös poikkeuksellisen lämmintä matalien spot- markkinahintojen aikaan, mikä ei hyödytä CHP-laitoksia.

Pelkästään vain päiväsaikaan toimivien ja runsaasti sähköä kuluttavien teollisuuslaitosten olisi syytä suorittaa laskelmia, minkä suuruinen sähkön spot-hinnan tulisi olla, jotta tuotanto kannattaisi siirtää tiilapäisesti kokonaisuudessaan yöaikaan taloudellisten hyötyjen saamiseksi.

Kotitalouksien sähkösopimukset ovat usein sopimuksia, joilla sähköä saadaan ostettua ympäri vuoden kiinteään sovittuun hintaan. Kotitalouksille on saatavilla myös spot-hintaan perustuvia sopimuksia, joilla sähköä ostetaan vallitsevan spot-hinnan mukaan. Todennäköisesti pelkkään spot-hintaan perustuva sopimus hyödyn saamiseksi sähkölaskuun ei riitä, vaan kuluttajan tulisi tehdä toimia kulutuksen siirtämiseksi esimerkiksi yöaikaan. Kaupallisia spot-hintaa hyödyntäviä ohjauslaitteita ei ole vielä yleisesti kotitalouksiin saatavilla. Elektroniikkaharrastajat ovat kuitenkin kehittäneen ohjainlaitteita, joihin voidaan etukäteen syöttää haluttu matala-spot-markkinahinnan taso, jolloin esimerkiksi varaaja tai lämmityslaitteet kytketään päälle. Ylimääräistä kulutusta tässäkin mahdollisuudessa ei kannata järjestää, sillä kulutuksesta on kuitenkin maksettava sähkönsiirtohintaa ja verot, jotka kattavat puolet sähkölaskutamme.

Samaan aikaan myös liikenteestä halutaan tehdä vähäpäästöistä, mikä tarkoittaa sitä, että sähkön kulutus tulee kasvamaan huomattavasti. Samalla kasvaa myös verkon tasapainon hallinnan tarve. Sään vaihtelevia noudatteleva tuotanto sekä lisääntyvät kulutuksen vaihtelut tuovat lisää kustannuksia ja haasteita verkon hallintaan. Vähähiilisyyden tavoitteet luovat myös paineita olemassa olevien siirtoyhteyksien kapasiteetin kasvattamiselle. On rakennettava lisää siirtoyhteyksiä sekä kasvatettava olemassa olevien kapasiteettia. Todennäköisesti sähköverkoista pyritään tekemään älykkäitä, jossa kuluttajaa ohjataan siirtämään kulutustaan toiseen ajan kohtaan edullisemman hinnan avulla, jolloin kysyntää tietyinä ajankohtana voidaan tasoittaa.

Tällä hetkellä tuulivoimapuistohankkeita on Suomessa vireillä useita. Eri yhtiön käyvät kilpailua alueista, joilla on parhaat tuuliolosuhteet. Jossain vaiheessa tulee tilanne, että sopivia alueita, joille tuulivoimaloita voidaan järkevästi sijoittaa, on vähemmän. On siirryttävä merelle, mikäli vähähiilisyys halutaan saavuttaa.

Pyhäjoella on käynnissä työt uuden ydinvoimalan rakentamiseksi. Mahdollisesti tämä voimala tullaan rakentamaan jollakin aikataululla, vaikka lupaa varsinaisen voimalarakennuksen rakentamiseen ei vielä ole. Mikäli Raahan terästehtaan tuotanto tullaan muuttamaan hiilivapaaksi, Pyhäjoelle rakentuvan ydinvoimalan lähes koko tuotanto tulee laskennallisesti menemään terästehtaan tarpeisiin. Tuulivoimalla tuotettu sähkö on halpaa ja vähähiilistä. Yksin säästä riippuva tuulivoimatuotanto vesivoimasta huolimatta ei riitä päästötavoitteiden saavuttamiseen.

Kuluva vuosi 2021 on ainakin alkutalven osalta ollut huomattavasti kylmempi, sekä vähätuulisempi, kuin aikaisemmat vuodet. Koko vuoden datan vielä puuttuessa on vaikea vielä arvioida kylmyyden vaikutusta profiilikustannuksiin, lisäksi tuulivoimapuistoja valmistuu tuotantoon tänäkin vuonna lisää.

LÄHTEET

Afry 2018. Sähkön suurkuluttajille tarjottavat PPA:t. Mitä ne ovat? Saatavissa: <https://afry.com/fi-fi/artikkeli/sahkon-suurkuluttajille-tarjottavat-ppat-mita-ne-ovat>. Viitattu 23.3.2021.

Agora Energiewende 2014. The integration costs of wind and solar power. Saatavissa: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/integrationskosten-wind-pv/Agora_Integration_Cost_Wind_PV_web.pdf. Viitattu 2.3.2021.

Alm, J. 2016. Vastaperustetun tuulivoimalan kustannusrakenne. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/120615/Alm_Juuso.pdf?sequence=1&isAllowed=y9. Viitattu 13.2.2021.

Appunn, K. 2015. Setting power price. Saatavissa: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>. Viitattu 10.4.2021.

Ekonomifakta 2020. Elproduktion. Saatavissa: https://www.ekonomifakta.se/Fakta/Energi/Energibalans-i-Sverige/Elproduktion/?utm_source=GoogleAds&utm_medium={}&utm_campaign={{campaign.name}}&utm_content={{ad.id}}&gclid=CjwKCAjwhYOFBhBkEiwASF3KGd6-Pnor6WmVeiILz4xaCcBLqNiCVzPbA9GdbWiNWob8zbGGglZAfhoCLN4QAvD_BwE. Viitattu 16.5.2021.

Elfi 2020. Sähkön hinta. Saatavissa: <https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta/>. Viitattu 17.5.2021.

Energiateollisuus 2020.a. Energiavuosi 2020 sähkö. Saatavissa: https://energia.fi/files/4428/Sahko-vuosi_2020_netti.pdf. Viitattu 18.3.2021.

Energiateollisuus 2020.b. Sähkön tuntidata. Saatavissa: https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/sahkon_tuntidata.html#material-view. Viitattu 16.5.2021.

Energifaktanorge 2020. Kraftproduksjon. Saatavissa: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>. Viitattu 16.5.2021.

Energiföretagen 2020. Elsertifikatsystemet. Saatavissa: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/el-systemet/elhandel/elcertifikatsystemet/>. Viitattu 23.3.2021.

EWEA 2010. Wind energy and electricity prices. Saatavissa: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/MeritOrder.pdf>. Viitattu 25.4.2021.

Fingrid.a. Johdanto sähkömarkkinoihin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/#vuorokausimarkkinat>. Viitattu 18.1.2021.

Fingrid.b. Johdanto sähkömarkkinoihin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/#paivansisaiset-markkinat>. Viitattu 18.1.2021.

Fingrid.c. Johdanto sähkömarkkinoihin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/#saatosahko--ja-reservimarkkinat>. Viitattu 19.1.2021.

Fingrid.d. Johdanto sähkömarkkinoihin. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/#saatosahko--ja-reservimarkkinat>. Viitattu 12.3.2021.

Fingrid.e. Sähkömarkkinat tasepalvelut. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/>. Viitattu 3.5.2021.

Fingrid.f. Sähkömarkkinat varttitase. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/>. Viitattu 9.5.2021.

Fingrid.g. Fingrid Sähkömarkkinat tasehallinta. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/#taustaa>. Viitattu 9.5.2021.

Fingrid.h. Sähkön spot-hinta käväisi miinuksella. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/sahkon-spot-hinta-kavaisi-pakkasella/>. Viitattu 14.3.2021.

Hirth, L. 2015. Renewable energy. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114005357>. Viitattu 15.1.2021.

Honkatukia, J. 2007. Uusiutuvan energian ohjauskeinot kansantalouden kannalta. Saatavissa: <https://docplayer.fi/16322354-Syottotariffit-vihreat-sertifikaatit-muut-taloudelliset-ohjauskeinot-kansantalousvaikutukset.html>. Viitattu 19.2.2021.

Ilmatieteenlaitos.a. Ilmatieteenlaitos vuosi 2015. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/vuosi-2015>. Viitattu 16.5.2021.

Ilmatieteenlaitos.b. Ilmatieteenlaitos vuosi 2013. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/vuosi-2013>. Viitattu 16.5.2021.

Klimatsans. Danske el under året. Saatavissa: <https://klimatsans.com/2020/01/16/dansk-el-under-aret-2019/> Viitattu 15.2.2021.

Laaksonen, L. 2017.a. Tuulivoiman tuotantokustannukset. Saatavissa: https://lut-pub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143735/kandidaatintyo_laaksonen_lauri.pdf?sequence=2&isAlloved=y. Viitattu 20.4.2021.

Martinot,E. 2015. How is Denmark integrating and balancing renewable energy today? Saatavissa: http://www.martinot.info/Martinot_DK_Integration_Jan2015.pdf. Viitattu 10.4.2021.

Motiva 2020. Tuet tuulivoiman rakentamiselle. Saatavissa; https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoima_suomessa/tuet_tuulivoiman_rakentamiselle. Viitattu 13.3.2021.

Nordpool.2020.a. See what Nord Pool can offer you. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/>. Viitattu 18.1.2021.

Nordpool.b. Nordpoolgoup. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>. Viitattu 19.2.2021.

Nordpool.c. Nordpoolgoup. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map>.

Nordpool.d. Historical market data. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. Viitattu 4.5.2021.

Rautkivi,M. 2018. Kilpailukykyisen tuulivoiman vaikutukset Suomessa. Saatavissa: <https://mb.cision.com/Main/15003/2552231/862847.pdf>. Viitattu 20.2.2021.

Regeringkansliet 2020. Sverige och Norge överens om stopp för elcertifikatsystemet. Saatavissa: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2020/09/sverige-och-norge-overens-om-stopp-for-elcertifikatsystemet/>. Viitattu 14.5.2021.

Richard Green,R. & Vasilakos, N. 2012. Storing wind for a rainy day: What kind of electricity does Denmark export? Saatavissa: <https://www.semanticscholar.org/paper/Storing-Wind-for-a-Rainy-Day%3A-What-Kind-of-Does-Green-Vasilakos/e86e78b92c45744e0384b0bb43dc3b945fbf33a3>. Viitattu 3.4.2021.

Siegen,S. 2018. On the economics of renewable energy in electricity generation: Saatavissa: https://www.researchgate.net/publication/344243366_On_the_Economics_of_Renewable_Energy_in_Electricity_Generation. Viitattu 16.5.2021.

Sillanpää, S. 2015. Tuulivoiman syöttötariffijärjestelmän kritiikki ja vaikutukset investointeihin Suomessa. Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/118684/Kandidaatinty%F6_Jarkko_Sillanp%E4%E4.pdf;jsessionid=15AC92DAB764DC0A100D2A1CD346EA73?sequence=2. Viitattu 15.5.2021.

Suokko, A. 2020. Aki Suokko Centria, luento uusiutuva energiantuotanto 2020. Ei saatavilla verkossa.

TVO 2020. Säteilyturvakeskus on myöntänyt OL3-laitosyksikölle polttoaineenlatausluvan. Saatavissa: <https://www.tvo.fi/ajankohtaista/tiedotteetporssitiedotteet/2021/sateilyturvakeskusonmyontanytol3-laitosyksikollepolttoaineenlatausluvan.html>. Viitattu 16.5.2021.

Vakkilainen,E. & Kivistö,A. 2017. Sähkön tuotantokustannus vertailu. Saatavissa: https://lut-pub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143861/S%c3%a4hk%c3%b6n%20tuotantokustannusvertailu_ok.pdf?sequence=2&isAllowed=y. Viitattu 16.5.2021.

Wikipedia 2020a. Nord Pool. Saatavissa: https://fi.wikipedia.org/wiki/Nord_Pool. Viitattu 18.1.2021

Wikipedia 2020b. Wikipedia tuulivoima Saksassa. Saatavissa; https://fi.wikipedia.org/wiki/Tuulivoima_Saksassa. Viitattu 27.4.2021.

Yle 2021.a. ähkön hinta oli yöllä miinuksella Suomessa ja Ruotsissa. Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-11870332>. Viitattu 16.5.2021.

Yle 2021.b. Ruotsalaisyhtiö ostaa YIT:ltä Suomen suurimman tuulivoimahankkeen. Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-11786597>. Viitattu 14.5.2021.