TUULISÄHKÖN TUOTANTOKUSTANNUSTEN KEHITYS
Development of wind energy production costs

Patrick Niemi

Kandidaatintyö
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

24.4.2020

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Patrick Niemi
Tuulisähkön tuotantokustannusten kehitys

2020

Kandidaatintyö.
25 s.
Tarkastaja: Olli Pyrhönen

Kandidaatintyö on kirjallisuus tutkimus tuulivoiman tuotantokustannusten kehityksestä noin 15 vuoden aikavälillä. Työssä keskitytään turbiiniteknologian kehityksen, voimaloiden sijoittelun ja käyttö- ja huoltokustannusten vaikutukseen tuulivoimaloiden hintaan.

Turbiiniteknologian kehitys on vaikuttanut positiivisesti tuulivoimaloiden tuotantokustannuksiin. Tehokkaammat turbiinit, joilla on korkeampi napakorkeus, ovat nostaneet kapasiteettikerrointa ja nostaneet turbiinin tuottaman energian määrää. Samanaikaisesti turbiinien hinnat ovat laskussa. Tuulipuistojen koon kasvaminen ja turbiinien käyttövarmuuden paraneminen ovat vaikuttaneet käyttö- ja huoltokustannusten kehitykseen. Sopivalla paikan valinnalla voidaan myös päästä merkittävästi matalampiin tuotantokustannuksiin, kun energian tuotantoa kasvaa tuulisilla paikoilla. Turbiiniteknologian, ja etenkin napakorkeuksien kasvu on avannut mahdollisuudet sijoittaa uusille, vähemmän tuulisille paikoille. Aivan viime vuosina Suomessa onkin päästy siihen tilaan, että tuulivoimaa voidaan rakentaa täysin markkinaehtoisesti. Tämä on puolestaan johtanut siihen, että rahoittajat ovat olleet kiinnostuneita tuulivoimasta. Uusilla innovaatioilla ja teknologian kehittymisellä voi tuulivoiman tuotantokustannukset laskea entisestään. Näistä syistä tuulivoima tulee vankistamaan asemaansa Suomen, kuten muidenkin maiden sähkön tuotannossa.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Patrick Niemi
Development of wind energy production costs

2020

Bachelor's Thesis.
25 p.
Examiner: professor Olli.Pyrhönen.

This Bachelor's Thesis is a literature review of wind energy costs in 15 years' time span. In this paper we focus on how wind turbine technology development, wind farm placement, operation and maintenance affect production costs.

Wind turbine technology development has positively affected on wind energy production costs. More powerful turbines with increased hub heights has reduced production costs by generation more electricity. At the same time turbine prices have decreased. Larger wind farms and better reliability has positively affected operation and maintenance costs. Choosing a suitable site can help reach lower production costs, since turbines generate more electricity in windy sites. Turbine technology especially increased hub heights has enabled new less windy locations. Recently Finland has reached a point where wind farms can be built without subsidies. This means that many investors have shown their interest in wind energy. New innovations and leaps in technology can help wind energy production costs to drop even more. These reasons help wind energy to gain more ground in energy markets in Finland and other countries.

SISÄLLYSLUETTELO

1. Johdanto 6
2. Turbiinien kehitys 7
2.1 Voimaloiden kehitys 9
2.1.1 Turbiiniteknologian kehitys 10
2.2 Tehokkuustarkastelu 12
2.2.1 Laskuesimerkki 13
2.3 Voimaloiden sijoittelu 16
3. Tuulivoimaloiden käyttö- ja huoltokustannukset 17
3.1 Huoltokustannukset 17
3.2 Verot 19
4. Tuulivoimaloiden investointikustannukset 19
4.1 Markkinat ja oppimiskäyrä 20
5. Tulokset ja tulevaisuuden tarkastelu 21
Lähteet 23

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

CAPEX	Capital Expenses, voimalan rakentamiseen kuluvat resurssit
OPEX	Operating Expenses, voimalan operoimiseen kuluvat resurssit
LCOE	Levelized Cost of Energy, Voimalan tuotantokustannus energiayksikköä kohden
O&M	Operation and maintenance, huolto ja käyttö
IRR	Internal rate of return. Sisäinen korko
DFIG	Doubly fed induction generator, kaksoissyötetty liukurengasepätahtigeneraattori
PMG	Permanent magnet generator, kestomagneetti tahtigeneraattori

P	teho
t	aika
ρ	tiheys
U	tuulen nopeus
A	poikkipinta-ala
M	ylläpitokustannukset
I	investointikustannukset
r	korkokanta
E	energia
z	korkeus

Alaindeksit

kin	kineettinen energia
t	time, aika vuosina
n	systeemin ikä vuosina
r	referenssikohta

1. JOHDANTO

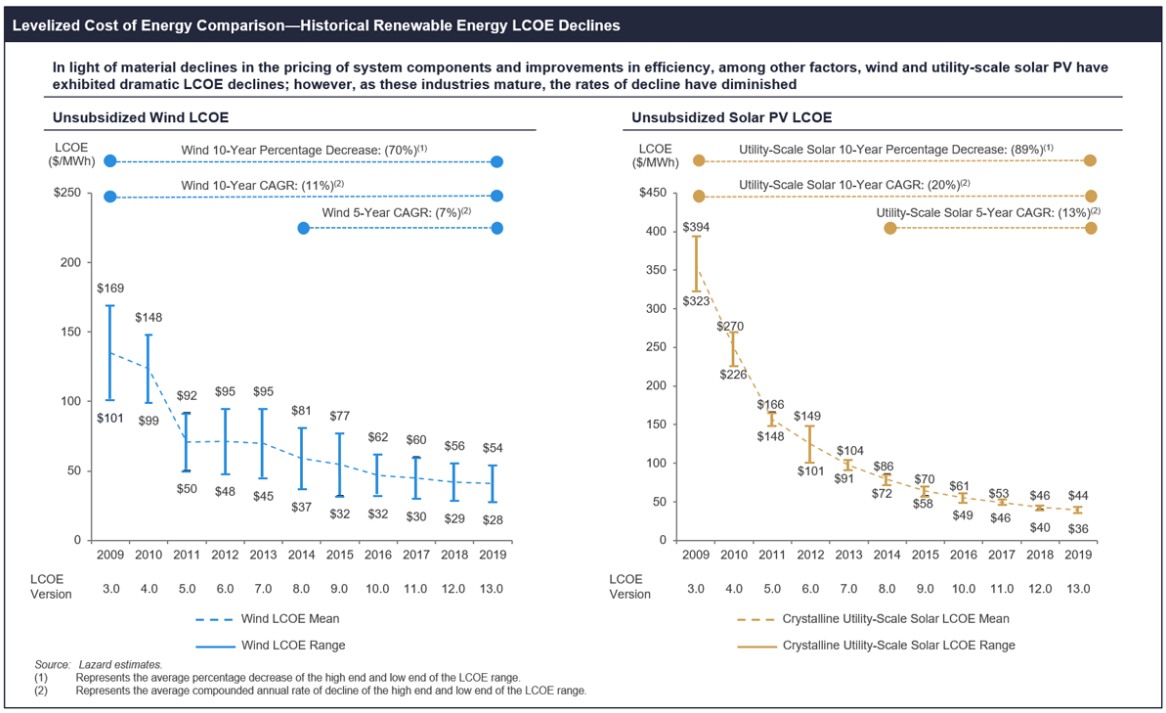
Tuulen kineettistä energiaa on otettu hyötykäyttöön jo satojen vuosien ajan. Ensimmäinen tuulivoimakäyttöinen sähkögeneraattori valmistettiin Amerikassa 1800-luvun lopulla. Tätä ennen tuulta käytettiin hyödyksi esimerkiksi purjehtimisessa ja tuulimyllyissä esimerkiksi viljan jauhamiseen. Tuulivoimalatyyppejä on monia, mutta nykyään suuret voimalat ovat pääasiassa kolmilapaisia vaaka-akselisia.

Tuulivoiman määrä on ollut viime vuosikymmenenä valtavassa nousussa, kun energiantuotannossa pyritään hiilineutraaliuteen. Suomessa sähköenergian kulutuksesta 7% tuotettiin tuulivoimalla 2019 (Tuulivoimayhdistys 2020). Pariisin ilmastosopimuksen takia valtioiden on täytynyt panostaa uusiutuvaan energiaan. Suomessa tariffilait ovat kannustaneet tuulivoimaloiden rakentamista. Vuoden 2011 syöttötariffi antoi mahdollisuuden rakentaa voimaloita pienellä taloudellisella riskillä, sillä valtio takasi tuulisähkölle korkean myyntihinnan. Uusimman tariffilain tultua 2017 tuulivoiman elinvoimaisuus oli kuitenkin jo niin hyvää, että ensimmäiset markkinaehtoiset tuulivoimalat rakennettiin Suomeen. Tätä ennen tuulivoimalat eivät tuottaneet omistajilleen voittoa ilman tukia. Suomessa tuulivoima sijoittuu pääasiassa länsirannikolle ja sisämaan voimalat ovat vielä harvinaisia (Etha Wind 2020).

Tuulivoiman hinta voidaan karkeasti ajatella koostuvan kolmesta komponentista, rakentamisen ja operoimisen kuluista sekä tuotetusta sähköstä. Investointikustannuksiin (CapEx) I eli CapEx:iin kuuluu käytännössä kaikki kustannukset ennen voimalan käyttöönottoa. CapEx on tuulivoimalan suurimmat kustannukset ollessaan noin 84% (Irena 2012). Näitä ovat muun muassa materiaali-, rakennus- ja suunnittelukustannukset. OpEx:iin eli huolto- ja käyttökustannuksiin M_t kuuluu käytön aikana kuluvat resurssit. OpEx:ia ovat siis esimerkiksi verot, maan vuokra ja huoltokustannukset. Tuotettu sähköenergia E_t riippuu turbiinista ja vuotuisista tuuliolosuhteista. LCOE eli levelized cost of energy kertoo tuulivoimalan tuotantokustannuksen tuotettua energiayksikköä, yleensä €/MWh, kohden.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^{n} \frac{M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \tag{1.1}$$

Tuulivoimaloiden hinnat ovat olleet laskussa viimeisinä vuosikymmeninä. Irenan mukaan tuulivoiman LCOE oli laskenut 13% vuodesta 2017 ja 35% vuodesta 2010. Maapallon keskimääräinen LCOE tuulienergialle saman raportin mukaan 56 $/MWh (Irena 2018).



Kuva 1. Tuulivoiman LCOE:n kehitys vasemmalla kuvassa. 2009-2019 nähdään 70% lasku. Viime vuosina kehitys on ollut maltillisempaa. Oikealla aurinkovoimasta sama tilasto (Lazard 2019).

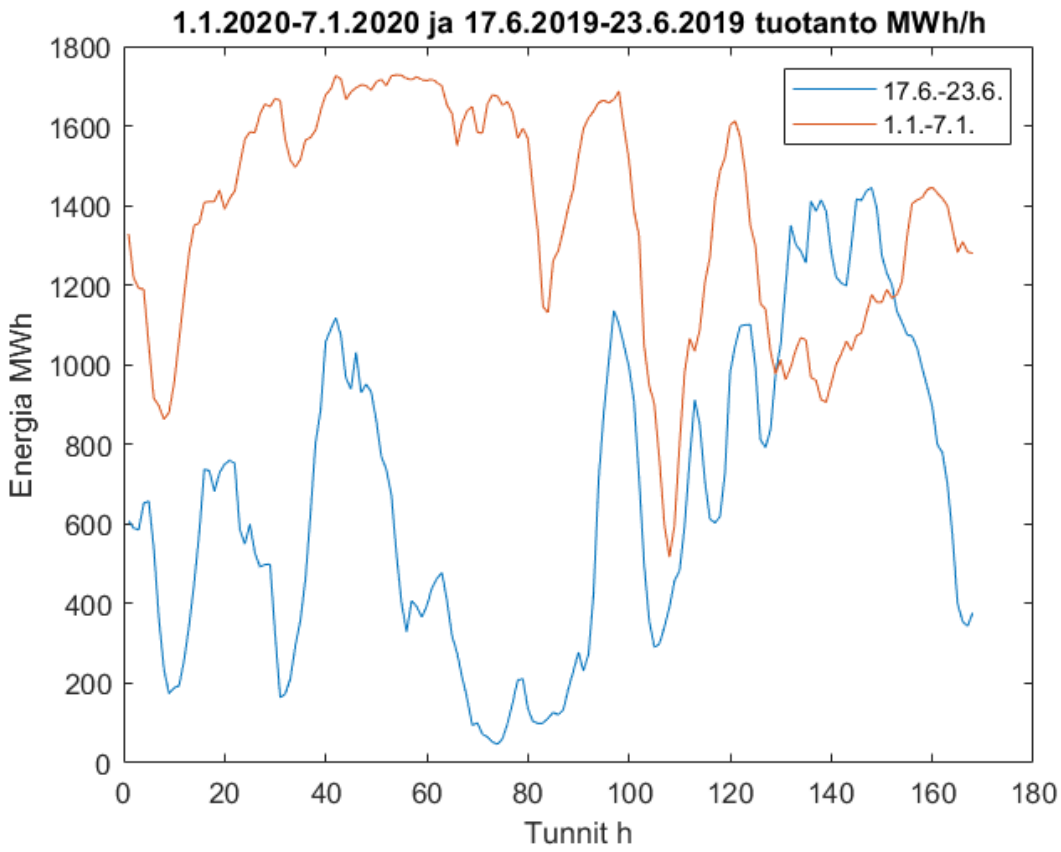
Kandidaatintyössä keskitytään on-shore eli maatuulivoimaloihin noin 15-vuoden aikavälillä. Off-shore eli merituulivoimaloita tarkastellaan suppeasti. Tällä hetkellä on-shore voimalat ovat taloudellisesti kannattavampi vaihtoehto. Tarkoitus on selvittää mitkä tekijät ovat vaikuttaneet tuulivoiman hinnan laskuun ja kartoittaa tulevaisuuden näkymiä. Tarkastellaan, onko sisämaan tuulivoimaloilla kasvupotentiaalia. Tässä työssä keskitytään enimmäkseen turbiiniteknologian kehitykseen, tehokkuuteen, käyttö- ja huoltokustannuksiin, sekä tuulivoimaloiden sijoitteluun. Työssä tarkastellaan pääasiassa Suomen tilannetta, mutta myös muuta maailmaa tarkastellaan.

2. TURBIINIEN KEHITYS

Tuulivoimalat muuttavat tuulen kineettistä energiaa roottorin pyörimisenergiaksi, joka muutetaan voimalan generaattorissa sähköksi. Tuulivoimaloiden tuottama teho $P_{turbiini}$ riippuu tuulen nopeudesta U, turbiinin lapojen pyyhkimästä poikkipinta-alasta A, sekä tehokertoimesta C_p seuraavasti:

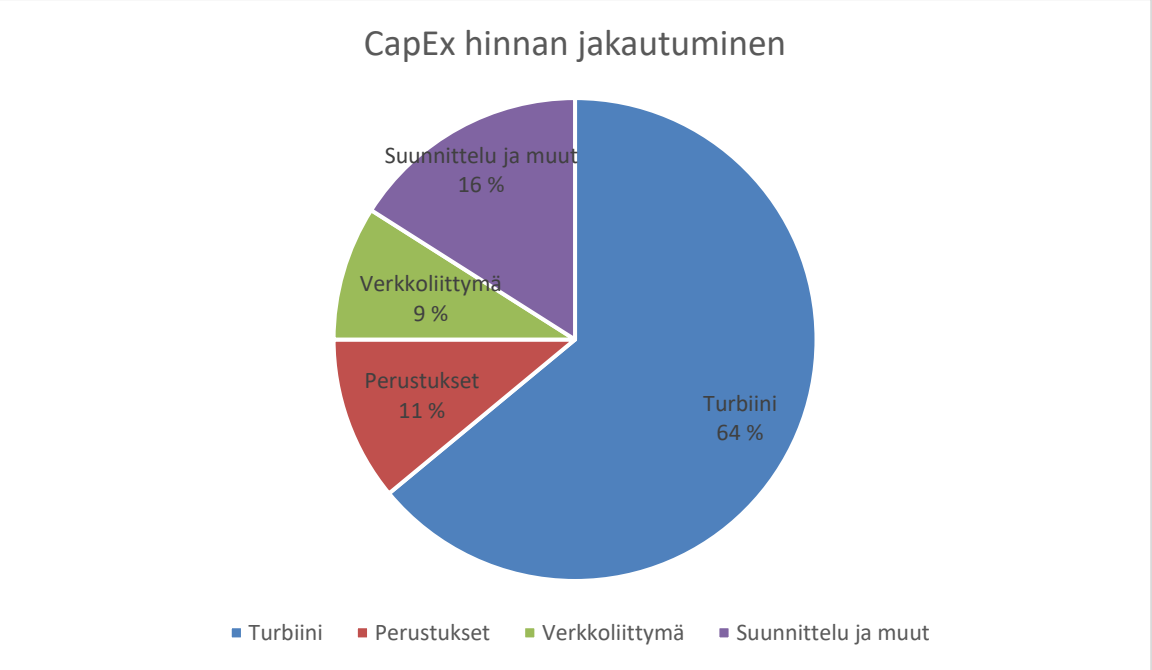
$$P_{turbiini} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot AU^3 \tag{2.1}$$

Asiat, joihin voidaan vaikuttaa voimalaa suunnitellessa on tehokerroin, poikkipinta-ala ja tuulen nopeus. Tehokertoimeen voidaan vaikuttaa mm. lapojen aerodynamiikalla, lapasäädöllä ja sähköisten osien valinnalla. Poikkipinta-ala tulee suoraan lapojen pituudesta ja tuulen nopeus riippuu voimalan sijainnista, sekä turbiinin korkeudesta.

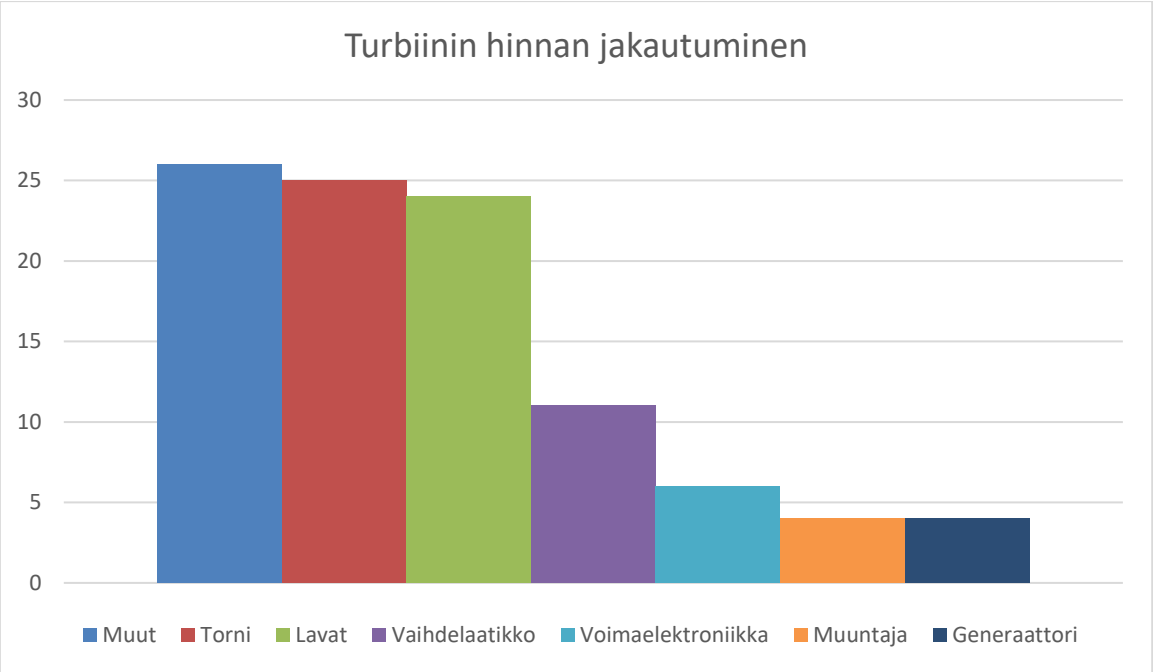


Kuva 1. Tuulienergian tuotanto Suomessa. Kuvassa näkyy tuotetun energian tuntikohtainen vaihtelu. Noin 10% tuulivoimaloista ei näy Fingridin datassa. (Fingrid 2020)

Tuuliturbiini koostuu tornista, roottorista ja nasellista. Roottorin näkyvin osa on lavat, mutta roottorissa on myös lapasäädön komponentit. Nasellin sisällä on konehuone, jossa on muun muassa vaihdelaatikko, voimasiirto, generaattori ja roottorin kääntökoneisto.



Kuva 2. Tyypillisen tuulivoimalan kulujakauma. Turbiini on voimalan kallein osa. (Irena 2012)



Kuva 3. Turbiinin tyypillinen hinnan jakautuminen. Torni ja lavat ovat turbiinin kallein osa (Irena 2012).

2.1 Voimaloiden kehitys

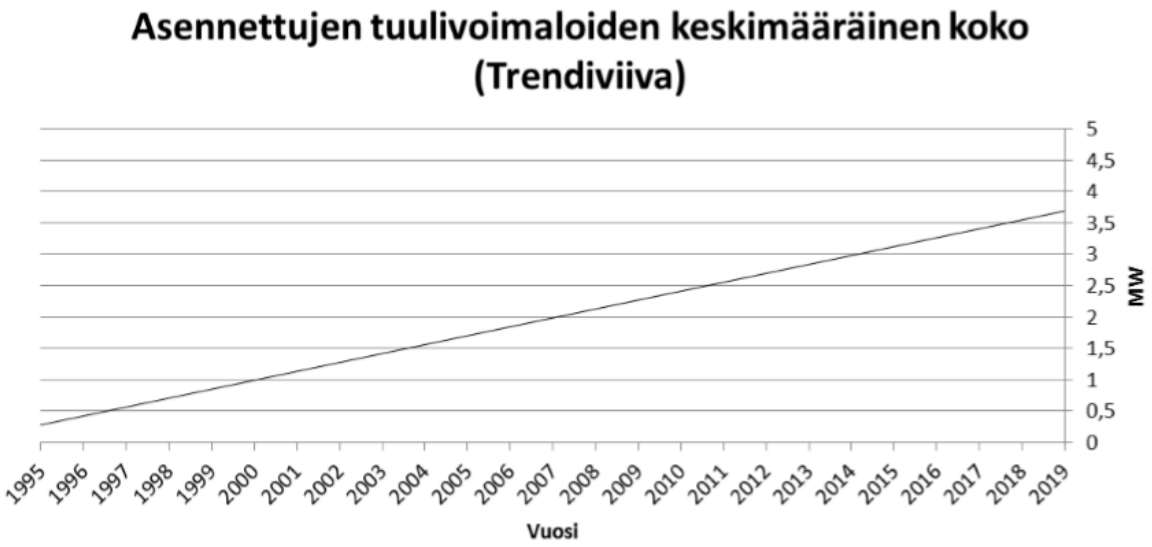
Voimaloiden koot ovat nousseet kilowattiluokasta megawattiluokkaan. Suomeen vuonna 2020-2023 suunnitteilla olevat voimalat ovat kokoluokkaa 3-6MW. Keskimääräinen teho suunnitteilla oleville turbiineille on 5,3MW (Etha wind 02/2020). Leskimääräinen koko asennetuille voimaloille Suomessa 2019 oli 4,3MW (AFRY 2019). Korkeammilla voimaloilla saadaan yleensä paremmat kapasiteettikertoimet ja turbiinin tehoa voidaan nostaa, koska korkeammalla tuulee paremmin. Kapasiteettikerroin kertoo kuinka paljon sähköenergiaa voimala tuottaa teoreettiseen maksimiin verrattuna.

Voimaloiden kapasiteettikertoimet ovat nousseet teknologian kehittyessä. Uusien on-shore voimaloiden kapasiteettikertoimet ovat Irenan raportin mukaan kasvaneet maakohtaisesti 7-46%:n välillä neljässatoista kohdemaassa (Irena 2018).

Taulukko 1. Uusien onshore voimaloiden kapasiteettikertoimien kasvu Euroopassa vuosina 2010-2018 (Irena 2018).

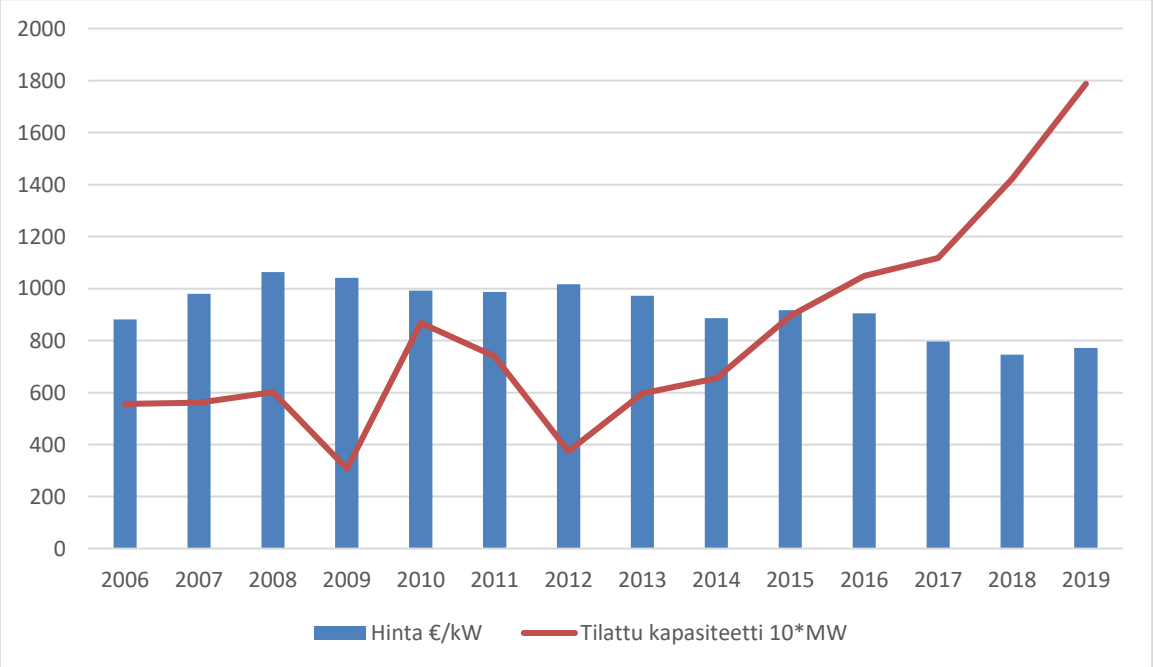
Maa	Tanska	Turkki	UK	Italia	Ruotsi	Saksa	Espanja	Ranska	Hollanti
kasvu (%)	46	36	31	30	29	21	18	9	11

Suomessa vuonna 2017 asennettujen on-shore voimaloiden kapasiteettikerroin oli 33%, kun taas vuonna 2008 kyseinen luku oli 24% ja 2013 26% (VTT 2018). Tämä kehitys johtunee teknologian kehityksestä, sekä voimaloiden hyvästä sijoittelusta. Vuonna 2018 parhaimpien puistojen kapasiteettikertoimet olivat yli 40% (VTT 2019). Megatuuli Oy:n puheenjohtaja Seppo Savolainen uskoo että 2020 rakennettavien voimaloiden nettokapasiteetti nousee yli 40 prosenttiin (Tuulivoimayhdistys 2019b).



Kuva 4. Kuvassa näkyy Suomessa olevien voimaloiden nimellistehon kasvu. Voimaloiden nimellisteho on ollut kasvussa viime vuosikymmeninä. (AFRY Finland Oy 2019)

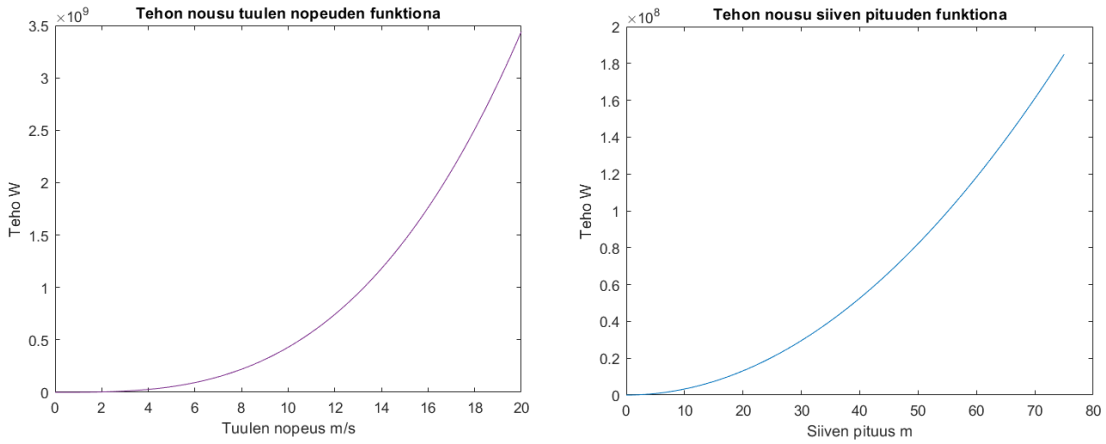
2.1.1 Turbiiniteknologian kehitys



Kuva 5. Turbiinivalmistajan Vestaksen turbiinien keskimääräiset hinnat ja tilattu kapasiteetti. Hinta laskettu Vestaksen vuotuisista raporteista vuotuisten tilausten ja tilatun kapasiteetin avulla. (Vestas 2010-2019)

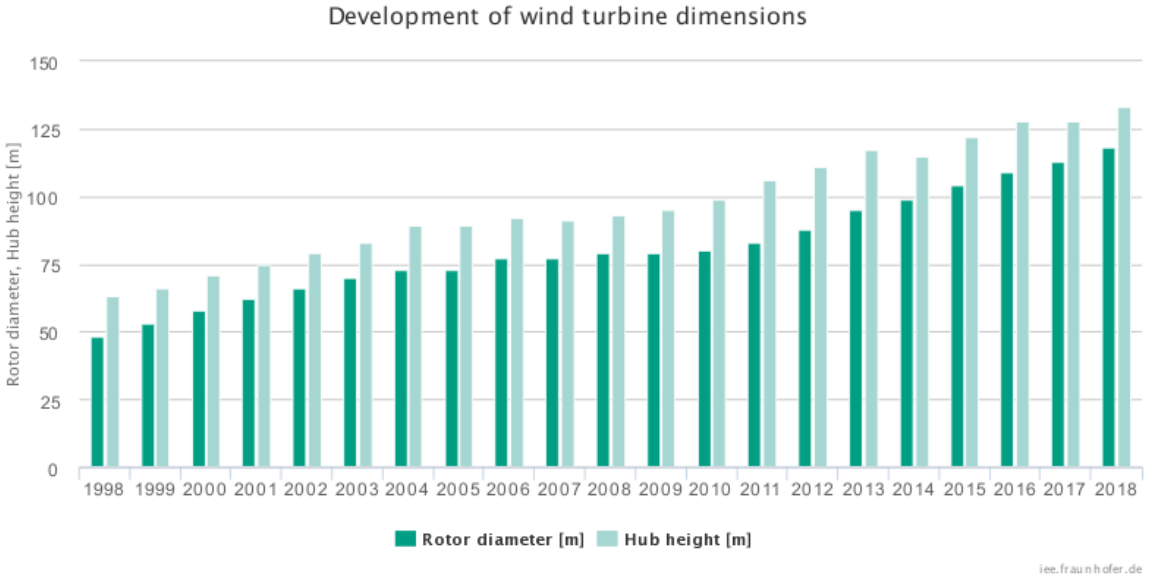
Turbiinien hinta laski tarkasteluvälillä 12.4%, eli keskimäärin noin prosentin vuodessa. Vuoden 2012 jälkeen tilausten määrä on ollut selvässä nousussa, jonka turbiinien hinnat ovat laskeneet 24%, eli vuotuisesti keskimäärin noin 4%. Vestas on tällä hetkellä maailman suurin maatuuliturbiinin valmistaja (Energy Acuity, 2019), joten hintojen voidaan olettaa olevan verrattavissa muihin valmistajiin.

Turbiinit ovat kasvaneet kooltaan viimeisien vuosien aikana. Suurimmat maatuulivoimalat ovat parhaimmillaan yli 7MW:n luokkaa. Tuulivoimaloiden yksi kehityssuunnista on ollut voimaloiden napakorkeuksien kasvaminen. Korkeammalle noustaessa tuulen nopeudet kasvavat ja heikkotuulisellakin paikalla saadaan tuotettua enemmän.



Kuva 6 ja 7. Yhtälön 2.1 avulla lasketut teoreettiset tehon kasvut tuulen nopeuden ja lavan pituuden kasvaessa. Muut arvot vakioja. Molempien tapauksissa tehon kasvu on eksponentiaalista.

Voimala ei voi kuitenkaan tuottaa nimellistehoaan enempää, joten turbiinin muutkin komponentit on päivitettävä. Todellisuudessa kokoa rajoittaa mm. mekaaninen kestävyys, hinta ja rakennusvaiheessa komponenttien kuljetus. Pidemmät lavat vastaanottavat enemmän tuulen kineettistä energiaa ja voivat aiheuttaa mekaanista värähtelyä. Suurilla siiven pituuksilla lavan ylä- ja alapäähän kohdistuvat tuulen nopeudet voivat vaihdella suuresti aiheuttaen mekaanista rasitusta (Tuulitaito 2020). Suuret off-shore voimalat viittaavat, että koko ei ole vielä on-shore voimaloiden kasvulle rajoitteena.



Kuva 8. Kuvassa näkyy voimaloiden napakorkeuksien ja roottorin halkaisijoiden kokojen kasvava trendi. Kahdessakymmenessä vuodessa voimaloiden napakorkeudet ovat keskimäärin kaksinkertaistuneet (Fraunhofer 2018).

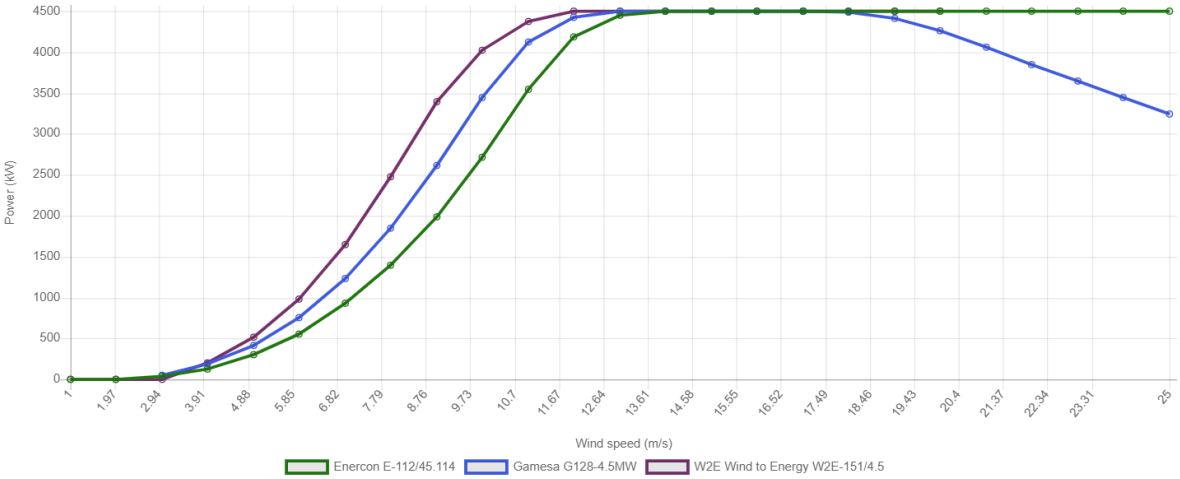
Viime vuosikymmenenä markkinoille on tullut suoravetoisia turbiineja, eli vaihdelaatikkoa ei ole. Etuna on kevyempi ja luotettavampi turbiini (Agora 2017). Suoravetoiset turbiinit ovat myös usein suunniteltu suuremmille nimellistehoille. Suoravetoiset turbiinit vaativat kestomagnetoidun tai vierasmagnetoidun tahtigeneraattorin. Kestomagnetoidut tahtigeneraattorit vaativat tyypillisesti neodyymimagneetteja (Stanford magnets 2020), jotka nostavat tahtigeneraattorin hintaa. IEA:n mukaan vaihtoehtoisia materiaaleja voisi löytyä vuoteen 2025 mennessä, mikä voisi kiihdyttää suoravetoisten kestomagneettitahtigeneraattoreiden kehitystä (Agora 2017). Suoravetoisilla kestomagneettigeneraattoreilla (PMG) on myös muita etuja DFIG:iin verrattuna. PMG on yksinkertaisempi valmistaa, niillä on korkea hyötysuhde ja niiden säädettävyys on hyvä. PMG on kuitenkin kalliimpi kuin DFIG. (The Switch 2020).

Turbiinien käyttöiän kasvulla on vaikutusta tuulivoimalan LCOE:hen. Tyypillisesti turbiinien käyttöikä on ollut noin 20 vuotta. Mikäli valmistaja pystyy lupaamaan pidemmän käyttöiän kutakuinkin samaan hintaan, pystyy tuulivoiman hinta laskemaan. Tuomisen mukaan uusimpien turbiinien käyttöikä lähenee jo 30 vuotta (Tuominen Juha 2020).

Lasketaan ero LCOE:ssa eri käyttöiällä. Otetaan turbiinin hinnaksi 790€/kW, joka oli Vestaksen keskiarvomyyntihinta 2019 viimeisellä neljänneksellä (Vestas 2019) ja turbiinin kooksi 5MW. Investointikustannukset yhteensä noin 1235€/kW kun turbiini on 64% investoinnista. Kapasiteettikertoimeksi oletetaan 33%, joka oli Suomen keskiarvo vuonna 2017 (VTT 2018). Operoimis- ja huoltokustannuksiksi oletetaan 12,5€/MWh, koska Vakkilaisen mukaan huoltokustannukset olivat 10-15€/MWh (LUT 2017). Huolto- ja operoimiskustannukset oletettu kasvavan 2% vuodessa ensimmäisen kymmenen vuoden jälkeen, ja pysyvän vakiona alkuvuosina. Uusille voimaloille huoltokustannusten kasvua ei tiedetä, mutta arvioidaan, että kustannukset kasvavat. Korkokannaksi valitaan. 5%. Yhtälöstä 1.1 saadaan 20 vuoden käytöllä 51.2€/MWh, 25 vuodella 45.3€/MWh ja 30 vuodella 41.5€/MWh.

2.2 Tehokkuustarkastelu

Modernien vaaka-akselisten tuulivoimaloiden hyötysuhteet ovat parhaimmillaan noin 50%. Hyötysuhteeseen kuuluu aerodynaamiset, sähköiset, sekä mekaaniset häviöt. Tuulivoimalan teoreettinen maksimi hyötysuhde on Betzin lain mukaan on 16/27 (Raeng 2007). Tuulivoimalan lapasäädön avulla säädetään voimalan aerodynaamista hyötysuhdetta. Aerodynaamista hyötysuhdetta pidetään mahdollisimman korkealla. Kun voimala saavuttaa nimellistehon eli tuulen nopeus kasvaa tarpeeksi suureksi aletaan siipien lapakulmaa muuttamaan siten, että sen aerodynaaminen hyötysuhde laskee, jotta voimala pysyy nimellistehossaan. Voimala ei tyypillisesti voi tuottaa nimellistehoa enempää. Voimaloiden nimellistuulen nopeudet riippuvat turbiinin tuuliluokasta. IEC luokissa korkeampi järjestysnumero kertoo matalemmasta tuulesta. Kirjain a kertoo korkeammasta turbulenttisuudesta ja b pienemmästä. Tyypillisesti nimellistuulen nopeudet ovat kuitenkin 11-14m/s (LM wind power 2020).



Kuva 9. Kuvassa kolmen 4,5MW turbiinin tuotantokäyrät. Kuvasta 3 ja taulukosta 1 huomataan, että pitempi lapaisilla turbiineilla on paremmat tuotantokäyrät (wind-turbine-models.com 2020).

Kuvan 8 turbiinit ovat Enercon E112/45.114, Gamesa G128- 4.5W ja W2E W2E-151/4.5. Enerconin ja Gamesan turbiinit ovat vuodelta 2012 ja W2E:n vuodelta 2018

.

Taulukko 2. Kolmen 4.5MW voimalan tietoja. (wind-turbine-models.com 2020)

Malli	E112/45.114	G128-4.5W	W2E-151/4.5
Cut-in speed	2.5m/s	1.0m/s	3.0m/s
Cut-out speed	34.0m/s	27.0m/s	20.0m/s
Nimellisnopeus	13.0m/s	12.0m/s	12m/s
Roottorin halkaisija	114m	128m	151m

Tuulivoimaloiden siipien kasvattamisella voidaan parantaa tuulivoimaloiden tuottoa. Taulukosta 2 ja kuvasta 9 nähdään, että pidemmällä siivellä saadaan pienemmillä tuulen nopeuksilla enemmän tehoa. Pidemmällä siivellä päästään korkeammalle, jossa tuulee paremmin, jolloin voimala tuottaa paremmin.

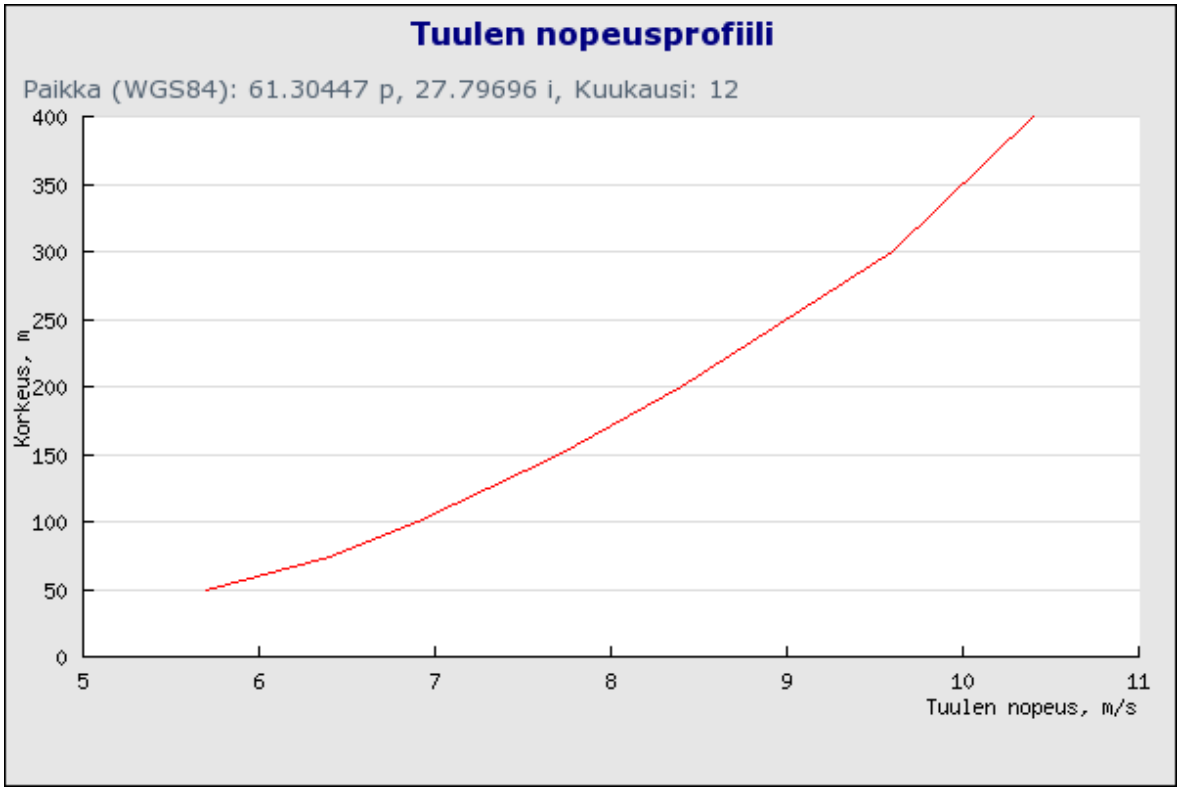
2.2.1 Laskuesimerkki

Tehdään esimerkkilasku sisämaantuuliturbiinille kahdella eri turbiinilla. Turbiinit valittu niiden iän ja saatavan tuotantotiedon mukaan. Turbiini sijoitetaan esimerkissä Rahikkalan kylään, koska siellä on historiallinen tuulimylly, Rahikkala on perinnemaisema, joten todellisuudessa tuulivoimalaa ei tultaisi suunnittelemaan sinne. Laskuissa käytetään ilmatieteenlaitoksen tuuliatlaksesta saatavaa tuulitietoa 2500m hilakoolla ja keskiarvolukemilla, joten tuulitiedot ovat suuntaa antavat (Tuuliatlas 2020). Turbiinin kooksi valitaan 3MW, sillä kyseessä on sisämaavoimala. Ensimmäisenä turbiinina on Enercon E-82 ja toisena W2E 138-3.0. Turbiinien napakorkeudet lasketaan 125 metrissä.

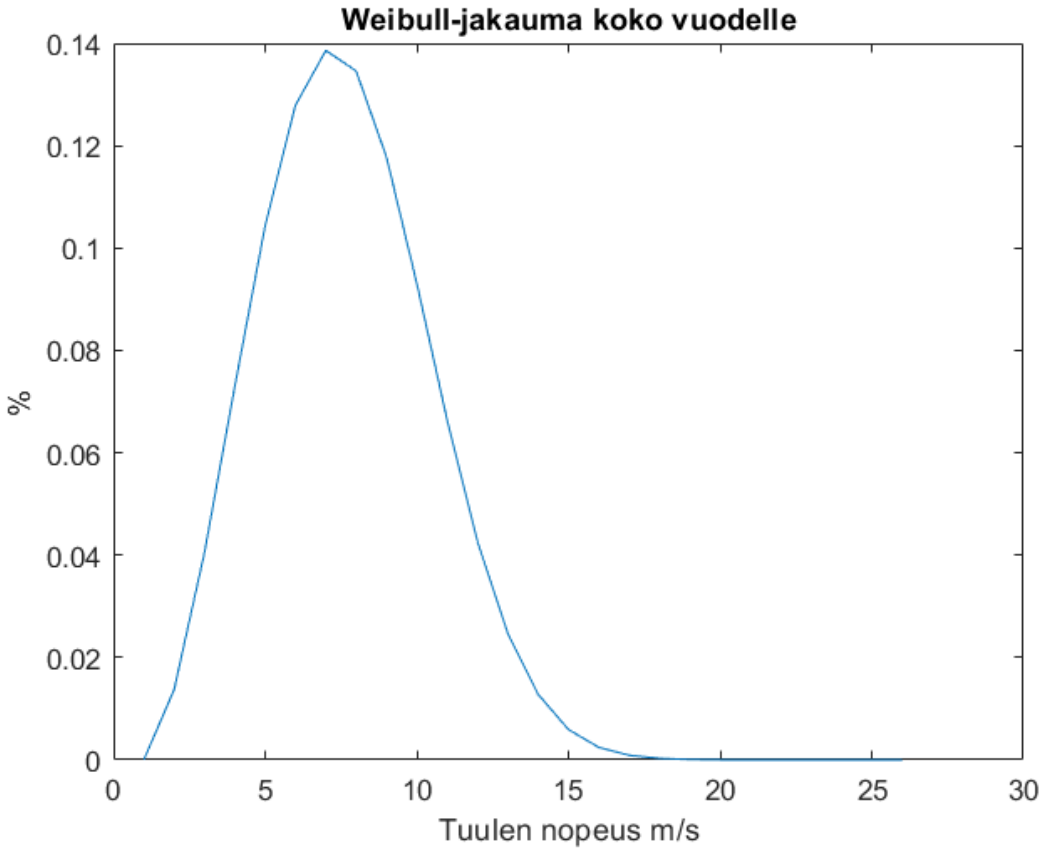
Weibull-jakauma kertoo tuulen nopeuksien frekvenssijakauman (Tuuliatlas 2020). Weibull-jakauman avulla saadaan approksimaatio voimalan tuotosta. Weibull-jakaumasta nähdään kuinka kauan milläkin tuulen nopeudella tuulee. Weibull-jakaumaa F varten saadaan parametrit k ja A tuuliatlaksesta, jonka avulla voidaan tehdä approksimaatio turbiinin tuotosta. Yhtälöstä 2.3 saadaan todennäköisyysjakauma tuulen nopeuksille.

$$F(u;A,k) = \frac{k}{A}\left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^{k}} \qquad (2.3)$$

Weibull-jakaumalla ja turbiinin tehokäyrällä voidaan arvioida voimalan tuotanto. Jakauma on otettu 125m korkeudella.



Kuva 10. Tuulen nopeuden profiili joulukuussa Rahikkalassa. Tuulen nopeus kasvaa korkealle noustessa.



Kuva 11. Weibull- jakauma koko vuodelle. Y-akselilla todennäköisyys tuulen nopeudelle ja x-akselilla tuulen nopeus.

Tarkastellaan tapausta kuukausittain ja tuulen nopeuksilla metrin välien. Turbiinin valmistajilta löytyy tiedot tuotetusta energiasta eri tuulen nopeuksilla (Enercon 2015, W2E 2018). Weibull-jakaumasta saadaan todennäköisyydet tuulen nopeuksille. Toisin sanoen saadaan approksimaatiot tuulen nopeuksien määrille. Tuotettu energia E voidaan arvioida Weibull-jakaumalla F ja tehokäyrän tehon arvoilla P.

$$E = F(u) * t * P \tag{2.4}$$

Taulukko 3. Taulukossa Weibull-jakauman parametrit ja sähköenergiat joka kuulle. Sähköenergia megawattitunteina.

Kuukausi	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.
k	3	2.6	2.8	2.3	2.6	2.6	2.4	2.3	2.8	3	2.8	3
A	8.9	8.2	7.4	6.8	7.2	6.7	6.5	6.4	7.6	8.1	8.2	8.3
E (W2E)	1341	1045	983	803	928	777	756	735	999	1165	1135	1212
E (Enercon)	1018	774	670	551	635	508	499	487	693	830	828	878

W2E turbiinille saadaan kapasiteettikertoimeksi 45% ja Enerconin 32%. Saadut kapasiteettikertoimet ovat korkeat ja todellisuudessa todennäköisesti jonkun verran heikommat. Laskuissa ei ole huomioitu kuitenkaan esimerkiksi turbulenssihäviöitä. Tuuliprofiilia ei ole

myöskään otettu huomioon. Kuvasta 9 näemmekin, että tuulen nopeus on keskimäärin yli 2m/s suurempi siiven yläreunassa, kun turbiinin napakorkeus on 125 metriä ja roottorin halkaisija 151m. Laskusta huomataan kuitenkin, että W2E:n turbiini on huomattavasti tehokkaampi, sillä se tuottaa enemmän 5-8m/s alueella, jolla tuulee eniten Rahikkalassa (kuva 9 ja 11).

2.3 Voimaloiden sijoittelu

Tuulivoimaloiden sijoittelulla on valtava merkitys niiden taloudelliseen kannattavuuteen. Tuulivoimalan paikan tuulioloilla on myös vaikutusta voimalan kestämiseen. Tämän vuoksi voimaloita suunnitellessa tehdään mittauksia paikkojen tuuliolosuhteista, jotta paikalle voidaan rakentaa sopiva voimala. Voimalat rakennetaan paikoille, jotka ovat mahdollisimman otolliset tuulivoimalle. Tuulen on oltava tarpeeksi voimakasta ja jatkuvaa, jotta voimala tuottaa tarpeeksi. Mittauksilla selvitetään myös puuskaisuutta ja turbulenttisuutta (Tuulitaito 2010). Suomessa tuulivoimalat ovatkin pääasiassa olleet länsirannikolla, koska tuuliolosuhteet ovat siellä otollisemmat kuin sisämaassa (Tuuliatlas 2020).

Tuuliturbiinin pystyttämistä ennen on kartoitettava paikan tuuliolot mittaamalla tuulta vähintään vuoden ajan. On ehdottoman tärkeää selvittää paikan tuuliolot, jotta voidaan arvioida projektin kannattavuus ja löytää rahoittajia. Tuuliolojen mittaus tapahtuu erilaisilla mittalaitteilla, joita ovat mm. LIDAR (Light Detection And Ranging), SODAR (Sonic Detection And Ranging), ultraäänianemometri, kuppianemometri ja tuuliviiri. LIDARilla ja SODARilla pystyy mittaamaan jopa 200m korkeuteen asti ilman raskaan mittausmaston rakentamista. LIDARilla pystytään tekemään resurssikartoituksia sekä 3-D tuuliprofiileja. Sillä voidaan verifioida tuuliturbiinin tehokäyrä ottamalla huomioon turbulenssi ja vertikaaliprofilointi (Tuulienergia, 2009). Mastoihin sijoitetut mittalaitteet, kuten anemometrit ja suuntaanturit soveltuvat paremmin pitkäaikaismittauksiin, sillä niiden pystyttäminen ja purkaminen on kallista (Tuulitaito 2010).

Tuulisia alueita ovat pinnankarheudeltaan pienet alueet kuten meret ja tasaiset maa-alueet. Alueen tuuliolosuhteita voidaan arvioida, kun pinnankarheudelle annetaan sitä vastaava arvo. Logaritmisella tuuligradientilla voidaan arvioida tuulen nopeuksia U korkeudessa z, kun tiedetään tuulen nopeus jossain referenssikorkeudessa z_r, sekä pinnankarheus z_0 tiedetään.

$$\frac{U(z)}{U(Z_r)} = \frac{ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_r}{z_0})} \tag{2.1}$$

Vaihtoehtoinen tuuligradienttimalli on potenssilaki, jossa tarvitaan tuulen nopeus referenssikorkeudella, sekä niin sanottu shear eksponentti α. Tyypillisesti tuulivoimaspesifikaatioissa shear eksponentti on alle 0,2, sillä suuremmilla arvoilla turbiinin yläosassa on paljon enemmän kuormaa kuin alhaalla (Tuulitaito 2010).

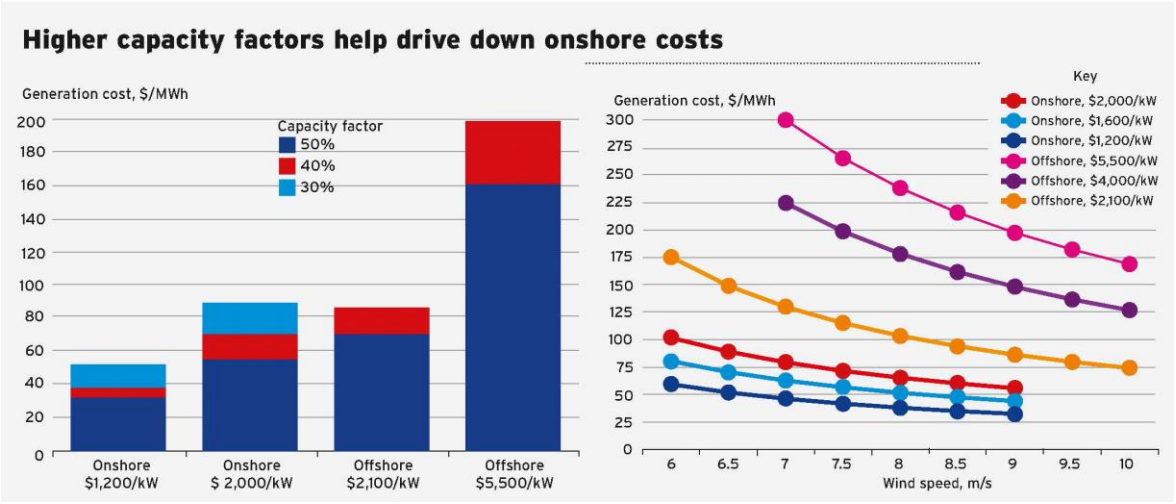
$$\frac{U(z)}{U(Z_r)} = (\frac{z}{z_r})^{\alpha} \tag{2.2}$$

Gradienttien avulla voidaan arvioida paikkojen tuulisuuksia ja yrittää selvittää hyviä paikkoja tuulivoimaloille. Gradientit ovat kuitenkin suuntaa antavia, eikä koskaan mittauksia parempi tapa selvittää tuuliolosuhteita.

On-shore voimalat ovat tällä hetkellä yleisempi voimalaitostyyppi kuin off-shore voimalat. Maailmassa oli vuonna 2018 maatuulivoimaa 540GW kapasiteettia, kun merituulivoimaa oli 23GW (Irena 2019). Voimalat olisi hyvä sijoittaa alueelle, jossa maan pinnankarheus olisi mahdollisimman pieni. Tunturit ja laajat aukeat alueet ovat usein tuulisia (Tuuliatlas 2020).

Myös rannikoiden lähellä on usein tuulista ja sisämaassa on yleensä huonommat tuuliolosuhteet kuin rannikoilla. Tuuliset paikat ovat monesti kaukaisia alueita, joiden lähistöllä ei ole 110kV:n siirtoverkkoa. Esimerkiksi Suomen käsivarressa on tuulisia paikkoja, mutta suurjänniteverkko ei yllä sinne. Tällaisin paikkoihin rakentaminen voi tulla merkittävän kalliiksi, sillä suurjänniteverkkoa jouduttaisiin rakentamaan jopa satoja kilometrejä.

Off-shore voimaloiden ehdoton etu on rannikkoalueiden tuuliolosuhteet. Meren tasaisen pinnan vuoksi rannikolla tuulee tasaisemmin, kovemmin ja tuulen laatu on parempaa. Kapasiteettikertoimet ovatkin yleensä parempia suuremmille off-shore voimaloille. Rannikoille rakennetaankin jo tänä päivänä valtavia tuulifarmeja. Suurin rakenteilla oleva tuulifarmi koostuu kolmesta 1,2GW farmista, joissa on GE:n 12 MW Haliade-X turbiineja (RE 2019).



Kuva 12. Kuvaajissa kapasitettikertoimen ja tuulen nopeuden vaikutus tuotantokustannuksiin (Windpower monthly 2018).

3. TUULIVOIMALOIDEN KÄYTTÖ- JA HUOLTOKUSTANNUKSET

Tuulivoimaloiden käyttö- ja huoltokustannukset ovat pienet moniin muihin energiantuotantokeinoihin verrattuna. Polttoainekustannuksia ei ole ollenkaan. Käyttö- ja huoltokustannuksiin kuuluu huoltokustannukset, verot, vakuutukset, maksujen korot ja ylläpitokustannukset. Vuotuiset käyttö- ja huoltokustannukset ovat noin 2-3% voimalan CapEx:ista (Tuulivoimayhdistys 2020a). IHSn mukaan uudemmilla suuremmilla voimaloilla on noin 25% pienemmät käyttö- ja huoltokustannukset megawattituntia kohden ennen 2010 rakennettuihin turbiineihin verrattuna (IHS 2018).

3.1 Huoltokustannukset

Tuulivoimaloita täytyy huoltaa valmistajan huolto-ohjelman mukaisesti. Huoltoa tehdään siksi, että turbiini tuottaisi energiaa luotettavasti koko suunnitellun käyttöikänsä ajan. Suunniteltu huolto tulee aina halvemmaksi kuin suunnittelematon. Hyvin suunnitelluilla huolloilla voidaan pienentää huoltokustannuksia. Huolto- ja operointikustannukset kasvavat turbiinin iän mukana kulumisen myötä, mutta suuremmilla projekteilla kasvu on näyttänyt olevan vaatimattomampaa. Kulumisen myötä varaosakustannukset ja huoltoon kuluva työmäärä kasvavat. Noin 10 vuoden jälkeen huolto- ja käyttökustannukset kasvavat nopeammin

(IHS 2018). Uuden sukupolven turbiinien huoltokustannusten kasvusta ei kuitenkaan ole varmuutta pitkäaikaisten käyttökokemusten puuttuessa.

TuuliSaimaa Oy:n toimitusjohtaja Miika Pillin mukaan nykyiset huoltosopimukset tehdään, sillä periaatteella, että tietty prosenttiosuus laskennallisesta vuosituotannosta on saavutettava. Mikäli käytettävyystakuuseen ei päästä, joutuu huoltotoimija maksamaan sakkoa. Mikäli käytettävyys on yli käytettävyystakuun, maksetaan huoltajalle yleensä bonusta. Huoltosopimukset sovitaan yleensä muotoon €/MWh/a tai €/wtg/a. (Pilli Miika 2020)

Pillin mukaan voimalakokojen ja etenkin tuotantojen kasvun myötä huoltokustannukset ovat laskeneet, sillä itse huollon tuottaminen ei ole merkittävästi kasvanut. Tuulipuistojen huoltokustannukset ovat suhteessa pienemmät kuin yksittäisten voimaloiden. (Miika Pilli 2020) Tuulivoimaloiden kasvava määrä nostaa työvoiman tarvetta operointiin. Työvoiman tarpeen nousu johtaa yleensä kilpailun kasvuun, kun yhtiöt joutuvat kilpailemaan huoltosopimuksista.

Olemassa olevien voimaloiden laajentaminen ja isompien tuulipuistojen rakentaminen vähentää yksittäisen turbiinin huolto- ja käyttökustannuksia. Huoltotoimijalla on kiinteitä kuluja riippumatta siitä, monta voimalaa tuulipuistossa on. Suhteellinen huoltokustannus pienenee tuotannon tai voimalamäärän kasvaessa (Pilli Miika 2020). Huoltotoimijat voivat usein täten myös tarjota halvempia hintoja, jos läheisyydessä on toinen tuulipuisto, joita huoltotoimijat hoitavat.

Irenan raportin mukaan Yhdysvalloissa huoltokustannusten arvoitiin olevan on 5-15 USD/MWh ja Euroopassa 13-25 USD/MWh. 2009 operoimis- ja huoltokustannusten arvioitiin olevan noin 20-25% LCOE:stä (Irena 2010). Vakkilaisen mukaan huoltokustannukset olivat 10-15€/MWh (LUT 2017).

Komponenttien valinnalla voidaan vaikuttaa vikatilojen määrään ja täten huoltokustannuksiin. Esimerkiksi voimansiirron valinnoilla voidaan vaikuttaa luotettavuuteen. Suoravetoisissa PMG turbiineissa on vähemmän liikkuvia osia, joka parantaa luotettavuutta. PMG-generaattorien roottorit eivät myöskään vaadi ylläpitoa (The Switch 2020). DFIG-generaattoreissa luotettavuutta on kasvatettu poistamalla vaihteistosta korkean nopeuden vaihe. Näin hammaspyöriin ja laakereihin kohdistuvaa painetta on saatu vähennettyä. Kaksi kolmasosaa vaihdelaatikon vioista johtuu tästä (Agora 2017). Cuongin mukaan keskimäärin pisimmät pysäytysajat aiheuttavat vaihteisto, generaattorin, laakereiden ja rakenteen viat. Vikoja aiheuttaa lapojen kuluminen ja nasellin viat. Sähköiset järjestelmät ja ohjaus- ja lapasäätöjärjestelmät aiheuttavat myös paljon vikoja (Cuong 2019).

Aiemmin kappaleessa 2.1.1 todettiin, että käyttöiän venyttämisellä voi olla positiivinen vaikutus LCOE:hen. Huolto- ja käyttökustannusten kasvua on kuitenkin vaikea arvioida uusille turbiinimalleille, sillä niistä ei ole vielä tietoa. Pillin mukaan loppuvuosien kulujen kasvulla ei ole suurempaan merkitystä etenkään investoijien puolesta, sillä heille tärkeä oman pääoman tuottoprosentti (IRR) painottuu alkuvuosiin. Loppuvuosina investoinnit ovat maksaneet itsensä jo takaisin, joten kulujen noustessa lisävuodet eivät ole haitaksi, vaan kaikki nettotuotto on hyväksi (Pilli Miika 2020).

Uusia innovaatioita huoltoon ja operoimiseen ovat mm. tekoälyn käyttö, dronejen käyttö lapojen analyysiin, laakereiden uudet pinnoitteet ja jään automaattinen tunnistaminen (WPE,

2019). Uusilla innovaatioilla voidaan automatisoida tehtäviä, vähentää huollon tarvetta ja vähentää raskaan kaluston tarvetta. Näillä kaikilla voi olla kuluja vähentävä vaikutus.

3.2 Verot

Tuulivoimaloista täytyy maksaa kiinteistöveroa. Yksittäisille voimaloille kiinteistövero määräytyy yleisen kiinteistöveron mukaan. Tuulipuistoille kiinteistövero tulee voimaloiden kiinteistöveroista. Yleinen kiinteistövero on Suomessa 0,93-1,8% ja voimalan enintään 3,1%. Kiinteistöveron suuruus määräytyy kuntakohtaisesti. Vuotuinen ikäalennus on 2,5% siihen asti, että saavutetaan 40% minimiverotusarvo. Tuulivoimalan elinikä on kuitenkin niin lyhyt, että minimiverotusarvoon ei päästä. Kiinteistöveron piiriin tuulivoimasta kuuluu torni, perustukset sekä konehuoneen runko. Maatuulivoimalassa noin 30% investointikustannuksista on kiinteistöverotettavia. Merituulivoimalla lukema on suurempi, koska sen perustukset ovat kalliimmat (Verohallinto 2020).

Kannusteena kunnille rakennuttaa tuulivoimala on niiden aiheuttamat verotulot. Kalajoen kunnalle maksettiin Suomessa eniten kiinteistöveroja tuulivoimasta. Siellä maksettiin 1,75 miljoonaa euroa kiinteistöveroa 62 voimalasta. Etenkin pienille kunnille tuulipuistot voivat tuottaa merkittävästi. (Tuulivoimayhdistys 2019a)

Voimalat rakennetaan Suomessa usein yksityisten ihmisten maalle. Tällöin voimalan omistajan täytyy maksaa maanomistajalle vuokraa maasta. Maanvuokrasta verotetaan elinkeinotulon verottamisesta annetun lain (EVL, 24.6.1968/360), maatilatalouden tuloverolain (MVL, 15.12.1967/543) tai tuloverolain (TVL, 15.12.1967/543) mukaan (Verohallinto 2020).

4. TUULIVOIMALOIDEN INVESTOINTIKUSTANNUKSET

Suurin osa tuulivoimalan kustannuksista syntyy sen rakennus- ja investointivaiheessa. Turbiinin kustannukset ovat noin 2/3 maatuulivoimalan rakennuskustannuksista. Turbiinin kalliimpia osia ovat lavat ja torni (Irena 2012).

Ennen rakentamisen aloittamista on kuitenkin tehtävä kattavat mittaukset tuuliolosuhteista. Mittausten on kestettävä vähintään vuoden, jotta saadaan mallinnettua koko vuoden tuotot. Mittaustavan valitsemisella on vaikutusta hintaan ja luotettavuuteen. Mittauksilla pystytään vähentämään taloudellista riskiä. Mittauksilla selvitetään mm. tuulen keskinopeus, turbulenssisuus ja tuulen suunta (Tuulitaito 2010).

Suomessa tornit ovat pääasiassa teräsrakenteisia. Betoni-teräshybriditornit ovat myös yleisiä, sillä niillä päästään korkeampiin napakorkeuksiin kuin pelkillä terästorneilla. Jotkin turbiinin valmistajat tarjoavat vain yhden mittaista tornia turbiinia kohden. Esimerkisi W2E:n tarjoaa turbiinille, jotta käytettiin 2.2.1 esimerkissä, vain 100m korkeaa terästornia. Hybridi tornia W2E tarjoaa 140m napakorkeuteen asti (100m terästorni ja 40m betonia) (W2E, 2018). Miika Pillin mukaan Lappeenrannan Muukon tornit ovat esimerkiksi hybriditorneja, jotta niillä päästiin suurimpaan sallittuun korkeuteen. Rakentamisen korkeutta rajoitti Muukossa lentokentän läheisyys (Pilli Miika, 2020).

Vanhan tornin tilalle rakennettava torni on halvempi kuin uudelle paikalle rakentaminen. Perusinfra kuten tiet ja sähköiset perustukset löytyvät ja tuuliolojen mittauksia ei tarvitse tehdä, sillä niitä on mitattu voimalan käytön aikana. Merkittävästi suuremmilla turbiineilla sähköisiä perustuksia voidaan joutua päivittää. Keski-Suomen betonirakenne Oy:n tuulivoiman toimialajohtajan Juha Tuomisen mukaan betoniperustusten käyttö uudestaan ei ole tällä hetkellä realistista. Perustusten mitoitus muuttuu jo 5-10 vuoden lisäyksellä, jolloin tyypillisesti mitoittavaksi nousee väsytyskuorma EN standardin mukaisesti. Vanhoille paikoille rakennettavat uudet turbiinit ovat luonnollisesti suurempia ja tehokkaampia, joiden koko rasittaa perustuksia enemmän, joten vanhoja perustuksia ei voida siksikään käyttää (Tuominen Juha 2020).

4.1 Markkinat ja oppimiskäyrä

Markkinoiden ja kysynnän kasvaessa on tyypillistä, että tuotanto tehostuu ja samalla tuotteiden hinta laskee. Kilpailun kasvaessa tyypillisesti tuotteiden laatu paranee myös. Tuotantokustannusten laskiessa rakentaminen muuttuu kannattavammaksi ja tuulivoimaloita nousee enemmän, sillä rahoituksesta ei ole pulaa. Historiallisesti tuulivoiman tuotantokustannukset ovat laskeneet 7% kapasiteetin kaksinkertaistuessa (Irena 2016).

Tuuliturbiinien markkinat on ollut kasvussa. Kuvasta 5 näemme, että suuren turbiini valmistaja Vestakselta ostettava kapasiteetti on merkittävässä kasvussa 2012 jälkeen. Uusiutuvien energianlähteiden vastuullisuus, mediatrendikkyys sekä pienentyneet taloudelliset riskit tuotannossa tarkoittavat sitä, että rahoittajista ei ole pulaa. Pillin mukaan tuulivoimalat ovatkin pitkäaikaisia ja vakaita sijoituskohteita, joista saa hyvän tuoton. Hankekehittäjä voikin kilpailuttaa rahoittajien keskuudesta parhaan hinnan. Rahoittajat eivät kuitenkaan yleensä halua ottaa riskejä voimalan kehitysvaiheessa, vaan investoivat vasta puiston ollessa täysin luvitettu. Mikäli rahoittaja kuitenkin kehitysriskeistä huolimatta osallistuu rahoitukseen jo alkuvaiheessa, ei niiden tarvitse osallistua hintakilpailuun (Pilli Miika 2020). Suomen tuulivoimaloista 31% on ulkomaalaisten omistuksessa (AFRY 2019).

Tuulivoimateknologiasta oppiminen on vaikuttanut tuotantohintojen kehitykseen. Tyypillisesti oppiminen jaeteen kolmeen tyyppiin. Tekemällä, tutkimalla ja käyttämällä oppimiseen. Näiden avulla voidaan muodostaa oppimiskäyriä, joilla voidaan tarkastella tuotantohintojen kehitystä. Oppimiskäyriä voidaan muodostaa yhdestä kolmeen muuttujalla. Yhden ja kahden muuttujan oppimiskäyrät ovat käytetympiä empiirisissä tutkimuksissa (Zhou 2019). Oppimisasteena tuulivoimalle on ollut tyypillisesti 7-12% (Irena 2012, 2016). Zhoun mukaan oppimisaste voisi olla jopa 17.5%. Oppimisen myötä teknologia kehittyy, tuotanto tehostuu ja käyttö paranee, joilla voi kaikilla on kustannuksia vähentäviä vaikutuksia.

Kuva 13. Suomeen asennettu kumulatiivinen kapasiteetti. Vuonna 2018 Suomeen ei asennettu tuulivoimaa, koska tariffilaki oli murrosvaiheessa. (AFRY, 2019).

5. TULOKSET JA TULEVAISUUDEN TARKASTELU

Tuulivoiman hinta on laskenut merkittävästi siihen pisteeseen, että voimaloiden rakentaminen on taloudellisesti kannattavaa. Tämä on johtanut siihen, että rahoittajat ovat olleet kiinnostuneita tuulivoimaan investoimisesta. Investoijien runsaus mahdollistaa voimaloiden rakentamisen, eikä luvitettujen puistojen kohdalla raha ole kasvun rajoittaja. Investoijille kiinnostavat tuulivoimaprojektit ovat kuitenkin usein täysin luvitettuja, joten hankekehittäjän on otettava suunnitteluvaiheen riskit.

Turbiiniteknologian kehitys on johtanut tehokkaampiin turbiineihin, joiden avulla on päästy huomattavasti parempiin kapasiteettikertoimiin. Etenkin turbiinien napakorkeuksien ja roottorin halkaisijoiden kasvulla näyttää olevan vaikutusta. Turbiinien nimellistehot ovat nousseet samalla, eikä näytä siltä, etteikö kasvu jatkuisi vielä tulevinakin vuosina.

Vanhempien voimaloiden tullessa tiensä päähän tulee uuden voimalan pystyttämisestä todennäköisesti kannattavaa. Investointikustannukset pienenevät, kun osaa vanhasta infrasta voidaan käyttää hyödyksi ja tuulioloista tiedetään. Etenkin, jos puistoa voidaan laajentaa siten, että rakennetaan suurempia ja useampia turbiineja. Tuulipuistojen laajennukseksi rakennettavat tulevat todennäköisesti laskemaan tuulivoiman tuotantokustannuksia. Suuremmat tuulipuistot tuovat mittakaavaetuja, ja näillä huolto- ja operointikustannukset pienenevät. Ylipäätään useamman turbiinin rakentaminen tuulipuistoon tuo mittakaavaetuja, joilla voidaan vähentää investointi- huolto- ja operoimiskustannuksia. Huolto- ja operoimiskulujen kehitys näyttää myös olevan laskussa. Suuremmat puistokokonaisuudet, kilpailun koveneminen, turbiinien paraneminen ja uusi huoltoteknologia laskevat kustannuksia.

Tuulivoiman tuotantokustannusten lasku on ollut maltillisempaa viime vuosina, kuin esimerkiksi kymmenen vuotta sitten. Kun otollisemmat paikat saadaan käytettyä, voidaan kehittyneen teknologia ansiosta rakentaa turbiineja vähemmän otollisille paikoille. Vähempi tuulisilla paikoilla turbiinit tuottavat luonnollisesti vähemmin ja niiden LCOE on korkeampi. Merkittävää on kuitenkin, että tuulivoimaa voidaan rakentaa yhä laajemmin ympäri Suomea. Siirtyminen vähemmän otollisille paikoille tulee tasoittamaan hinnan kehitystä, sillä vähempi tuotto pienentää muista kehityskohteista saatavia hyötyjä.

Tämänhetkisiä trendejä katsoessa tuulivoiman tuotantokustannukset näyttävät olevan vielä laskussa. Suurin osa voimalan kustannusrakenteesta on sellaista, joka voi vielä laskea. Hinnan laskun hidastajana näyttää olevan paikkojen huononeminen. Vähempi tuuliset ja kaukaiset kohteet puolestaan nostavat molemmat tuotantohintoja.

Lasketaan viiden ja kymmenen vuoden päähän arviot LCOE:sta. Vestaksen turbiinien kysyntä on kasvanut merkittävästi vuodesta 2012 asti, jonka aikana turbiinien hinta on laskenut keskimäärin vuotuisesti 4%. Pidemmällä aikavälillä (2006-2019) hintojen lasku on ollut kuitenkin vaatimattomampaa noin yhdessä prosentissa vuotuisesti. Oletetaan laskuissa, että turbiinin osuus investoinneista säilyy 64 prosentissa. Kapasiteettikertoimet ovat Suomen parhaimmissa projekteissa 45 prosentin luokkaa, ja voisivat tulevina vuosina olla keskimäärin jopa 40%. Lasketaan optimistisissa tapauksissa kapasiteettikertoimella 40%. Heikompi tuulisille paikoille rakentaminen laskee luonnollisesti kapasiteettikertoimien keskiarvoa. Turbiiniteknologian kehitys on kuitenkin mahdollistanut matalatuulisempien paikkojen hyödyntämisen tuulivoimalle, joten on todennäköistä, että sisämaan projektit lisääntyvät. Otetaan varovaiseksi arvioksi kapasiteettikertoimelle viiden vuoden päähän 35% ja kymmenen vuoden päähän 36%. Huolto- ja käyttökustannusten voidaan arvioida laskevan jopa 20%, mikäli kapasiteettikertoimet nousevat 40 prosenttiin (ja huoltokustannukset eivät nouse). Teknologian ja mittakaavaetujen tuomat edistykset voivat entisestään laskea hintoja. Toisaalta tuulivoiman siirtyminen sisämaahan tai syrjäisille paikoille voi hetkellisesti nostaa huolto- ja käyttökustannuksia, sillä näissä paikoissa ei ole vielä huoltoinfraa. Näiden kustannusten voidaan kuitenkin olettaa laskevan myöhemmin, sillä on järkevää sijoittaa lisää tai isompia voimaloita alueelle, jolloin saadaan mittakaavaetuja. Varovaiseksi arvioksi huolto- ja käyttökustannuksiin otetaan viiden vuoden päähän 12,5€/MWh ja kymmenen vuoden päähän 11€/MWh ja optimaalisiin tilanteisiin 10€/MWh ja 8€/MWh. Tämänhetkinen arvio LCOE:sta on laskettu kappaleessa 2.1.1. Koska nykyisien turbiinien käyttöikä alkaa olla 25 tai jopa 30 vuotta käytetään LCOE:n arvoja vuoden 2020 voimaloille.

Taulukko 3. Arviot LCOE:sta viiden ja kymmenen vuoden päähän. Laskettu 30 vuoden käyttöiällä. Laskettu kaksi skenaariota, base-skenaario ja optimistinen skenaario. 2020 kohdalla optimistinen on laskettu 30 vuodella ja base-skenaario 25 vuodella.

	Base	Optimistinen
2020	45.3€/MWh	41.5€/MWh
2025	38.6€MWh	29.7€/MWh
2030	34.0€/MWh	24.0€/MWh

Parhaimmat tuulivoimaprojektit ovat jo alle 30€/MWh (Lazard 2019), joten ei ole täysin mahdotonta päästä laskettuihin arvoihin. Viime vuosien vahva tuulivoiman tilanne antaa mahdollisuudet lähennellä jopa alle 30€/MWh tuotantokustannushintoja, mikäli trendi jatkuu samanlaisena. Optimistisen skenaarion hinnat ovat merkittävän matalia ja ennustaisi tuulivoiman nousevaa kasvua. Tällaisiin tuotantokustannushintoihin pääseminen vaatii kuitenkin innovaatioita niin huolto- ja operoimispuolelta, kuin turbiiniteknologian ja turbiinien valmistamisen puolelta. Tuulienergian tuotantokustannus on jo nyt erittäin kilpailukykyinen, ja näyttää, että se on laskemassa entisestään. Tuotantokustannusten kehitys tulee todennäköisesti nostamaan tuulivoiman asemaan Suomen ja muidenkin maiden energian tuotannossa.

LÄHTEET

AFRY 2019. Tuulivoiman vuosiraportti 2019 [Viitattu 19.2.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1456-Tuulivoimatilastot_AFRY_full.pdf

Agora 2017. Future Cost of Wind.[Viitattu 7.4.2020] Saatavissa: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Future_Cost_of_Wind/Agora_Future-Cost-of-Wind_WEB.pdf

Control Engineering 2011. Direct drive wind turbines flex muscles.[Viitattu 1.4.2020]https://www.controleng.com/articles/direct-drive-wind-turbines-flex-muscles/

Cuong Dao 2019. Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. [Viitattu 21.4.2020] Saatavissa: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/we.2404

Enercon 2015. [Viitattu 19.2.2020] Saatavissa: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf

Energy Acuity 2019. Top 10 wind turbine manufacturers. [Viitattu 22.4.2020] Saatavissa:https://energyacuity.com/blog/2019-top-10-wind-turbine-manufacturers/

Etha wind 02/2020. Suomeen tuuliprojektit 2020-2023 [Viitattu 20.4.2020]. Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1464-Finnish_Wind_Farms_and_Projects_PUBLIC_MI200131-1-rev1.xlsx

Etha Wind 2020. [Viitattu 21.4.2020] Saatavissa: http://ethawind.com/map/

Fingrid 2020.[Viitattu 8.1.2020] Saatavissa: https://data.fingrid.fi/dataset/wind-power-generation

Fraunhofer 2018.[Viitattu 8.1.2020] Saatavissa: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_en/3_Onshore/2_technik/4_anlagengroesse/

IHS 2020 .North America wind industry faces rising costs_.[Viitattu 1.4.2020]https://ihsmarkit.com/research-analysis/north-america-wind-industry-faces-rising-costs.html

Irena 2012. Cost analysis - Wind power [Viitattu 9.3.2020] Saatavissa:https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf

Irena 2016. [Viitattu 9.3.2020] Saatavissa:https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025

Irena 2018. Renewable power generation costs. [Viitattu 11.2.2020] Saatavissa: https://irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018

Lazard 2019. [Viitattu 7.4.2020] Saatavissa: https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019

LM wind power 2020 [Viitattu 20.4.2020] Saatavissa:https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class

LUT 2017. Tuotantokustannusten vertailu [Viitattu 1.4.2020] Saatavissa: https://lut-pub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143861/S%c3%a4hk%c3%b6n%20tuotantokustannus-vertailu_ok.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Pilli Miika 2020.[Haastattelu]

Raeng 2007. Wind turbine power calculations.[Verkkodokumentti].[Viitattu 11.11.2019].Saatavissa https://www.raeng.org.uk/publications/other/23-wind-turbine

RE 2019 [Viitattu 8.1.2020] Saatavissa:https://reneweconomy.com.au/worlds-largest-offshore-wind-farm-3-6gw-begins-construction-62385/

Stanford magnets 2020 [Viitattu 23.4.2020] Saatavissa: https://www.stanfordmagnets.com/neodymium-magnets-in-wind-turbines-generators.html

The Swich 2020. PMG vs DFIG [Viitattu 14.4.2020]https://theswitch.com/download-center/talking-points/wind/pmg-vs-dfig-the-big-generator-technology-debate/

Tuominen Juha 2020. [Haastattelu]

Tuuliatlas 2020. [Viitattu 19.2.2020] Saatavissa: http://www.tuuliatlas.fi/mallinnus/mallinnus_3.html

Tuulienergia 1/09. Saatavissa:https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/134-Tuulienergia0109_web.pdf

Tuulitaito 2010.[Viitattu 20.4.2020] Saatavissa: http://www.tuulitaito.fi/Artikkelit/tuulimittauksista.pdf

Tuulivoimayhdistys 2019a. Tuulivoimaloiden kiinteistövero [Viitattu 11.11.2019]. Saatavissa https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1442-Tuulivoimaloiden_kiinteistovero.pdf

Tuulivoimayhdistys 2019b. [Viitattu 23.4.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/4638/tuulivoimaloiden_hyotysuhde_nousee_ja_tuotantokustannukset_laskevat?fbclid=IwAR0jTvs8jZm6BFpYbRBQrTxqhgDWW2hsVgXGc-xvH3zHDA1pl9kYukXzaYc

Tuulivoimayhdistys 2020a. Käyttö- ja ylläpitokustannukset [Viitattu 10.2.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/taloudellisuus/kaytto-ja-yllapitokustannukset

Tuulivoimayhdistys 2020b. Hankelista [Viitattu 23.4.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/hankelista

Verohallinto 2020 [Viitattu 10.2.2020] Saatavissa: https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/48501/tuulivoimalaitosten_ja_niiden_rakennusp/

Vestas 2010-2019. Annual reports [Viitattu 21.4.2020] Saatavissa: https://www.vestas.com/en/investor/financial_reports#!grid_0_content_0_Container

VTT 2014. Tuulivoimanvuosiraportti 2014 [Viitattu 8.1.2020] Saatavissa. https://www.vtt.fi/files/VTT_Wind_energy_statistics_Year_report_2014_public.pdf

VTT 2018. Tuulivoimatilastot 2017 [Viitattu 11.2.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1100-VTT_tuulivoimatilastot_2017_14_3_2018.pdf

VTT 2019. Tuulivoimatilastot 2018 [Viitattu 22.4.2020] Saatavissa: https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1398-Wind_Statistics_2018_Public.pdf

W2E 2018 [Viitattu 19.2.2020] Saatavissa: https://www.w2e-rostock.de/fileadmin/user_upload/products2017/TechnicalDataW2E_3.0MW_138.pdf

Wind-turbine-models 2020. Power Curves [Viitattu 19.2.2020] Saatavissa: https://en.wind-turbine-models.com/powercurves

WPE 2019 [Viitattu 7.4.2020] Saatavissa: https://www.windpowerengineering.com/what-are-the-new-trends-in-wind-om/

WPM 2017. At the tipping point: 2017 wind cost analysis [Viitattu 1.4.2020] Saatavissa: https://www.windpowermonthly.com/article/1455361/tipping-point-2017-wind-cost-analysis

Yi Zhou 2019. Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US: Cost Reduction and the Importance of Research, Development and Demonstration [Viitattu 17.4.2020] Saatavissa: https://www.mdpi.com/2071-1050/11/8/2310/pdf