

Helsingin kaupunki

Kaupunkisuunnitteluvirasto, kaavoitusosasto
Energiansäästöneuvottelukunta

Tuulivoimaloiden teknistaloudellinen
sijoituspaikkaselvitys



Loppuraportti

60D02227-Q090-011

16.2.2000

ELECTROWATT-EKONO

Jaakko Pöyry Group

ED/ESH/JJK

16.02.00

1 (94)

Helsingin kaupunki

Tuulivoimaloiden teknistaloudellinen sijoituspaikkaselvitys

Loppuraportti

SISÄLLYS

<u>1</u>	<u>ESIPUHE</u>	5
<u>2</u>	<u>TAUSTATIETOA TUULIVOIMASTA; KARTOITUKSEN LÄHTÖKOHDAT</u>	7
<u>2.1</u>	<u>Teknisiä ja taloudellisia lähtökohtia</u>	7
<u>2.2</u>	<u>Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset</u>	18
<u>3</u>	<u>LÄHTÖAINEISTON KOKOAMINEN</u>	27
<u>3.1</u>	<u>Tuulisuustiedot</u>	27
<u>3.2</u>	<u>Syvvyysaineistot</u>	30
<u>3.3</u>	<u>Liikkuvien jäiden paksuus</u>	31
<u>3.4</u>	<u>Sähköverkko</u>	31
<u>3.5</u>	<u>Maanomistus ja alueiden käyttö</u>	31
<u>3.6</u>	<u>Navigointitiedot</u>	31
<u>3.7</u>	<u>Puolustusvoimien varaukset</u>	32
<u>3.8</u>	<u>Lentoesterajoitukset</u>	32
<u>3.9</u>	<u>Muut lähtötiedot</u>	32
<u>4</u>	<u>KOhteiden valinta</u>	33
<u>4.1</u>	<u>Laajan alueen tuulikartat</u>	33
<u>4.2</u>	<u>Muut tekniset edellytykset</u>	35
<u>4.3</u>	<u>Alueidenkäytölliset kriteerit</u>	36

ED/ESH/JJK	16.02.00	2 (94)
<u>4.4</u>	<u>Teknisiltä ja alueenkäytöllisiltä edellytyksiltään tuulivoiman tuotantoon soveltuvat alueet</u>	37
5	<u>TUOTANTO- JA KUSTANNUSARVIOISSA KÄYTETYT LÄHTÖTIEDOT JA -OLETUKSET</u>	38
<u>5.1</u>	<u>Tuotantoarviot ja arvioissa käytetyt laitosyyppit</u>	38
<u>5.2</u>	<u>Tuulivoimalaitosten sijoittelu potentiaalisilla alueilla</u>	40
<u>5.3</u>	<u>Investointikustannusten arviointi</u>	41
<u>5.4</u>	<u>Käyttökustannusarviot</u>	46
<u>5.5</u>	<u>Tuotantokustannuslaskelmat</u>	49
<u>5.6</u>	<u>Tuulivoimaa koskevat tukimuodot</u>	50
6	<u>POTENTIAALISTEN SIJOITUSPAIKKOJEN KOHDEKUVAUKSET JA LASKENTATULOKSET</u>	51
<u>6.1</u>	<u>Yleistä</u>	51
<u>6.2</u>	<u>Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari (alue no. 1)</u>	52
<u>6.3</u>	<u>Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi (alue no. 2)</u>	54
<u>6.4</u>	<u>Kuivasaaren ympäristö (alue no. 3)</u>	56
<u>6.5</u>	<u>Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto (alue no. 4)</u>	58
	<u>Rysäkari-Louekari-Koirasaari (alue no. 5)</u>	60
	<u>Isosaaren pohjoispuoliset matalikot (alue no. 6)</u>	61
	<u>Matalakarin lounaispuoliset matalikot (alue no. 7)</u>	62
<u>6.9</u>	<u>Matalakari – Länsitoukki (alue no. 8)</u>	64
7	<u>POHDINTOJA TULOSTEN TARKKUUDESTA</u>	65
<u>7.1</u>	<u>Tuulisuus- ja tuotantoarviot</u>	65
<u>7.2</u>	<u>Investointikustannusarviot</u>	71
<u>7.3</u>	<u>Käyttökustannusarviot</u>	72
<u>7.4</u>	<u>Tuotantokustannusarviot</u>	73
<u>7.5</u>	<u>Rakennus- ja tuotantopotentiaalit</u>	74
8	<u>YHTEENVETO</u>	75

ED/ESH/JJK	16.02.00	3 (94)
8.1	Tekninen rakennus- ja tuotantopotentiaali	75
8.2	Vaikutukset energian tuotannon päästöihin	77
8.3	Sähkön tuotantokustannukset	78
8.4	Tuulisähkön taloudellinen kilpailukyky	79
9	TUULIVOIMAN RAKENTAMISEN EDELLYTTÄMÄT JATKOTOIMENPITEET	81
9.1	Jatkoselvitykset	81
9.2	Informointi ja paikallisten tahojen osallistuminen	84
9.3	Pohdintoja kaavoituksesta, lupaprosessista ja ympäristövaikutusten arvioinnista	85
9.4	Hankkeiden omistuspohja ja rahoitus	89
9.5	Laitostoimittajan valinta	90
9.6	Investointiavustusten hakeminen	90
9.7	Muut toimenpiteet	90

LIITTEET

1. Tuulisuuskartoituksen tulokset karttapohjalla
2. Tekniset edellytykset karttapohjalla
3. Alueiden käyttöön liittyvä lähtöaineisto karttapohjalla
4. Tuulivoimaloiden potentiaaliset sijoitusalueet
5. Laskelmissa käytetty tuulivoimalaitosten esimerkinomainen sijoittelu tarkastelluilla alueilla
6. Alustava suunnitelma ja kustannusarvio tuulipuistojen liittämistä sähköverkkoon
7. Sijoitusaluekohtaiset tuotanto- ja kustannuslaskelmat herkkyytstarkastelluineen

ED/ESH/JJK

16.02.00

4 (94)

Kansikuva : Tunø Knob, offshore-tuulipuisto Tanskassa (Vestas Wind Systems A/S)

1 ESIPUHE

Kasvihuonekaasupäästöjen vähentäminen Kioton sopimuksen mukaisesti on EU:n ja Suomen energiasektorin tulevaa kehitystä ohjaavista tekijöistä yksi merkittävimpiä.

Uusiutuvat energialähteet nähdään yhtenä tärkeänä keinona ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi. EU:n vuonna 1997 julkaisema uusiutuvia energialähteitä koskeva valkoinen kirja asettaa korkeat tavoitteet mm. tuulivoiman lisäämiselle vuoteen 2010 mennessä. Suomessa kauppa- ja teollisuusministeriö laati valkoisen kirjan pohjalta vuonna 1999 uusiutuvan energian edistämishjelman, jossa tuulivoiman osalta tavoitteeksi asetettiin 500 MW asennettua kapasiteettia vuonna 2010.

Suunnitteluprojekti "Tuulivoimaloiden teknistaloudellinen sijoituspaikkaselvitys" käynnistettiin syyskuussa 1999. Tavoitteena oli kartoittaa tuulivoiman teknisiä, taloudellisia ja alueidenkäyttöllisiä rakentamisedellytyksiä Helsingin merialueella, sekä etsiä kohteet jotka em. tekijät huomioonottaen soveltuisivat tuulivoiman rakentamiseen lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä. Tavoitteena oli myös arvioida karkealla tasolla, paljonko tuulivoimaa identifioituissa kohteissa olisi mahdollista tuottaa, sekä tuotannon kustannukset. Myös vaikutuksia Helsingin energiahuoltoon ja CO₂ -päästöihin käsiteltiin. Selvitys rajattiin offshore-kohteisiin (matalikot, luodot), koska mantereella ja niissä saarissa, joihin on tieyhteys, olemassaoleva ja suunniteltu maankäyttö rajoittaa tuulivoiman rakentamismahdollisuuksia erittäin voimakkaasti.

Tuulivoiman rakentamisen maisemalliset vaikutukset sekä vaikutukset tarkasteltujen alueiden luontoarvoille, kulttuurihistoriallisille arvoille ja virkistyskäytölle eivät sisälly tähän selvitykseen. Kaupunkikuvallisia tmv. kriteereitä ei ole huomioitu tarkasteltavien kohteiden valinnassa. Näistä kysymyksistä tullaan tekemään erillisselvityksiä tämän teknistaloudellisen selvityksen pohjalta.

Käsillä oleva selvitys pyrkii kokoamaan taustatietoja tarkasteltavista kohteista sekä realistisia lähtökohtia tuulivoiman rakentamiselle. Tavoitteena on, että mahdollisesti käynnistyvä tuulivoiman rakentaminen voitaisiin toteuttaa suunnitelmallisesti ja ohjata sopiviin kohteisiin. Selvitys ei kuitenkaan suoranaisesti tähtää tuulivoiman rakentamiseen missään tietyssä kohteessa.

Kartoituksen tavoitteena oli palvella tasapuolisesti kaikkia toteutusprojekteja harkitsevia tahoja sekä asianosaisia viranomaisia esiselvityksen luonteisen kartoituksen muodossa. Tavoitteena ei ollut vertailla eri laitostyyppien keski-

näistä edullisuutta, kartoittaa investointihalukkuutta, selvittää hankkeiden omistus- ja rahoitusjärjestelyjä, tai valmistella investointia mihinkään tiettyyn kohteeseen tai minkään tietyn investoijan tai laitetoimittajan intressejä palvelleen.

Mahdollisesti toteutettaville hankkeille osoitettavat kohteet sekä hankkeiden laajuus ja aikataulu tulevat määräytymään rakennuttajien, viranomaisten, sekä alueen yritysten, kansalaisjärjestöjen ja asukkaiden intressien ja näkemysten perusteella. Kartoitus ei näin ollen pyri olemaan sijoituspaikkojen soveltuvuuden osalta kattava tai poissulkeva. Tuulivoiman rakentaminen voi tulla kyseeseen myös muissa kuin tässä selvityksessä luetelluissa kohteissa. Vastaavasti ei kaikkia tässä esitettyjä kohteita esim. maisema- tai ympäristösyistä välttämättä voida toteuttaa.

Kartoituksen rahoittivat Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston kaavoitusosasto ja Energiansäästöneuvottelukunta. Työtä veti DI Jouni Kilpinen kaupunkisuunnitteluvirastosta. Projektin ohjausryhmään kuuluivat lisäksi seuraavat henkilöt: Matti Visanti / kaupunkisuunnitteluvirasto, Jukka Forsman / Helsingin kaupungin rakennusvirasto, Pauli Vanhala / Helsingin Energia, Erkki Aalto / Helsingin Vesi, Marjatta Uusitalo / rakennusvalvontavirasto, Saara Juopperi / ympäristökeskus, sekä Matti Villanen ja Mauri Tuomainen / merivoimien esikunta.

Työn käytännön suorituksesta vastasi Electrowatt-Ekono Oy. Paikkatietoaineiston käsittelyyn osallistui alihankkijana Maa ja Vesi Oy.

Haluamme vielä korostaa, että kartoituksen pohjalta mahdollisesti käynnistytävät toteutushankkeet etenevät normaalien kaavoitus-, lupa-, selvitys-, arviointi- ja osallistumiskäytäntöjen mukaisesti. Tuulivoiman rakentaminen mihinkään esitetyistä kohteista ei tule toteutumaan automaattisesti tai asianosaisia kuulematta.

Electrowatt-Ekono Oy,
Tuulivoimaloiden teknistaloudellinen sijoituspaikkaselvitys

Esa Holttininen
Projektipäällikkö

Jari Keinänen
Asiantuntija

2 TAUSTATIETOA TUULIVOIMASTA; KARTOITUKSEN LÄHTÖKOHDAT

2.1 Teknisiä ja taloudellisia lähtökohtia

2.1.1 Alan kehitys

Tuulivoiman käyttöä laajamittaiseen sähkön tuotantoon alettiin tutkia ensimmäisen öljykriisin seurauksena 1970-luvun puolivälissä. Joitakin prototyypilaitoksia oli tosin rakennettu jo toisen maailmansodan jälkeisinä vuosikymmeninä.

1970-luvun lopulla ja 1980-luvun alussa tutkimus keskittyi useiden megawattien tehoisiin koelaitoksiin, joiden dimensiot olivat 60 - 100 m kokoluokkaa. Nämä yksittäisinä hankkeina tehdyt koelaitokset osoittautuivat epätaloudellisiksi.

Tanskassa ja Kaliforniassa käynnistyi 1970-80 -lukujen vaihteessa eri suuntainen kehitys; verohelpotusten ja investointitukien avulla pienistä, 10 - 55 kW laitoksista tuli taloudellisesti kannattavia, ja niiden valmistusmäärät alkoivat kasvaa nopeasti. Yritystoiminta oli aluksi amatöörimäistä, ja laitokset tästä johtuen epäluotettavia. Valmistusmäärien kasvaessa tekniikka kuitenkin kehittyi nopeasti; valmistuskustannukset laskivat, luotettavuus parani, ja laituskoko alkoi kasvaa. 1980-luvun lopussa valmistettiin jo 200 - 450 kW laitoksia sarjatuotantona.

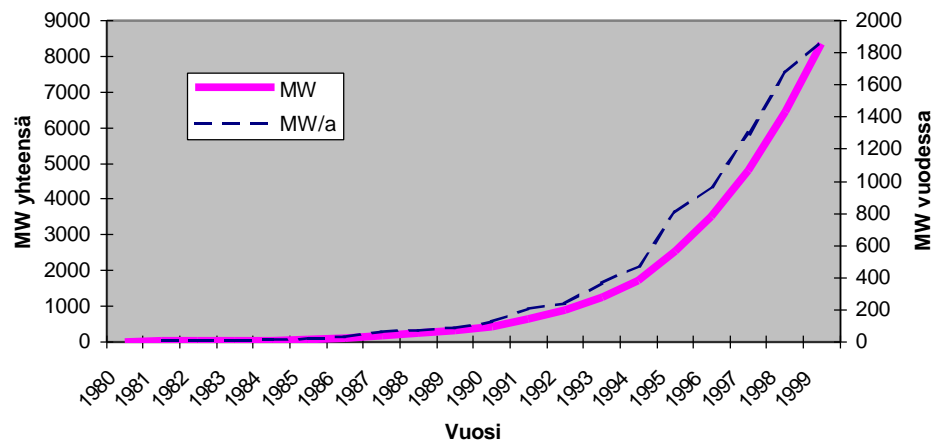
Vuodesta 1980 tuulivoiman tuotantokustannukset ovat laskeneet kolmasosaan tai alle. Nykyään laitosvalmistajat takaavat laitoille 95 % tai jopa 97 % teknisen käytettävyyden, ja kaikilla johtavilla valmistajilla on ISO9001 -laatusertifiointi. Suurimmat kaupalliset tuulivoimalalaitokset ovat nimellisteholtaan 1000 - 1650 kW, ja 2 - 2,5 MW laitokset, joita kehitetään erityisesti offshore-sovelluksiin, ovat tulossa kaupalliseen vaiheeseen osin jo vuoden 2000 aikana. Jopa 5 MW laitoksia on suunniteltu.

Tuulivoima on nopeimmin kehittyvä energiantuotantotapa. Tuulivoimatekniikka on täysin kaupallisella asteella ja se on korkeatasoista. Tekniikan kehitys on ollut erittäin nopeaa, varsinkin suhteutettuna tutkimus- ja kehitystyöhön panostettuun rahamäärään. Tuulivoimaa pidetään yleisesti lupaavimpana uusista uusiutuvia energialähteistä hyödyntävistä teknologioista.

Useissa Länsi-Euroopan maissa on tuulivoiman kaupallistamisohjelmien tuloksena rakennettu viime vuosina huomattavia määriä tuulivoimaa; Saksassa asennettua kapasiteettia on tällä hetkellä (vuoden 2000 alussa) yli 4000 MW, josta noin 1500 MW rakennettiin vuonna 1999. Tanskassa tuulivoimaa on yli 1750 MW ja vuotuinen asennointimäärä noin 300 MW. Espanjassa

tuulivoimaa on noin 1500 MW, josta vuonna 1999 rakennettiin 600 - 700 MW. Hollannissa ja Iso-Britanniassa on molemmissa noin 400 MW tuulivoimaa, ja Ruotsissakin yli 200 MW. Länsi-Euroopan ohella Yhdysvallat on merkittävä tuulivoiman kehittäjä; siellä tuulivoimatehoa on rakennettu noin 2500 MW. Lisäksi Intiassa on noin 1000 MW ja Kiinassa noin 200 MW tuulivoimaa.

Vuonna 1999 uutta tuulivoimakapasiteettia asennettiin maailmassa yhteensä noin 3500 MW, joka tarkoittaa yli 20 miljardin markan investointeja. Maailmanmarkkinoiden vuotuinen kasvuvauhti on noin 30 % ja kasvun ennustetaan jatkuvan. Vuonna 2010 yksistään Euroopassa arvioidaan olevan noin 40 000 MW tuulivoimaa.



Kuva 1. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Euroopassa vuodesta 1980 vuoteen 1999.

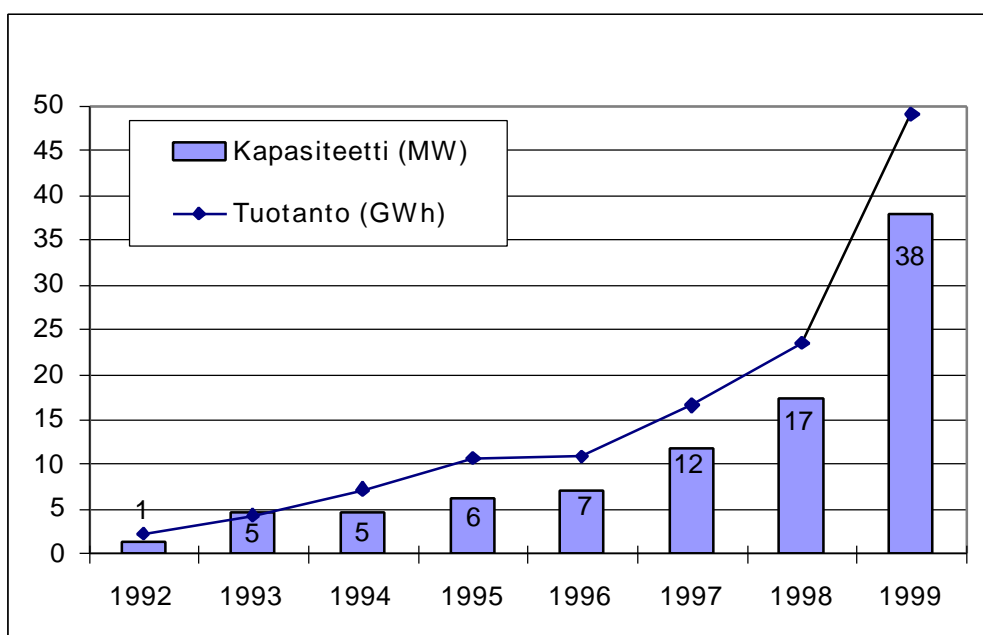
Matalille merialueille on suunnitteilla runsaasti tuulivoimaprojekteja. Tanskassa on tehty YVA-selvitykset viidestä projektista, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti on noin 800 MW. Ko. projektien ennakoitua toteutuvan vuosina 2000 - 2008. Pisimmällä on Kööpenhaminan ulkopuolelle Middelgrundin matalikolle suunniteltu 20 x 2 MW hanke, joka toteutetaan vuoden 2000 aikana.

Hollannissa suunnitellaan 100 MW offshore-tuulipuistoa, jonka toteutus voisi tulla ajankohtaiseksi vuosina 2001 - 2004. Myös Ruotsissa ja Saksassa on vireillä useita vastaavan kokoisia tai suurempia offshore-projekteja.

Suomen ensimmäinen verkkoon kytketty tuulivoimalaitos pystytettiin vuonna 1986 Inkoon Kopparnäsiin Imatran Voima Oy:n toimesta. Kauppa- ja teollisuusministeriön uusia energiatekniikoita tutkivan NEMO-ohjelman käynnistyessä vuonna 1988 alkoi Suomessa maanlaajuinen tuuliolosuhteiden kartoitus ja muu määrätietoinen tuulivoiman hyödyntämiseen tähtäävä tutkimus. Seuraavat tuulivoimalaitokset pystytettiin vuonna 1991: 1 x 70 kW

Enontekiön Hettaan ja 4 x 200 kW Korsnäsiin. Vuonna 1993 rakennettujen tuulivoimalaitosten tyypillinen koko oli 300 kW, vuonna 1995 500 kW ja vuonna 1997 600 kW. Vuonna 1999 tyypillinen uuden tuulivoimalaitoksen koko oli jo 1 MW.

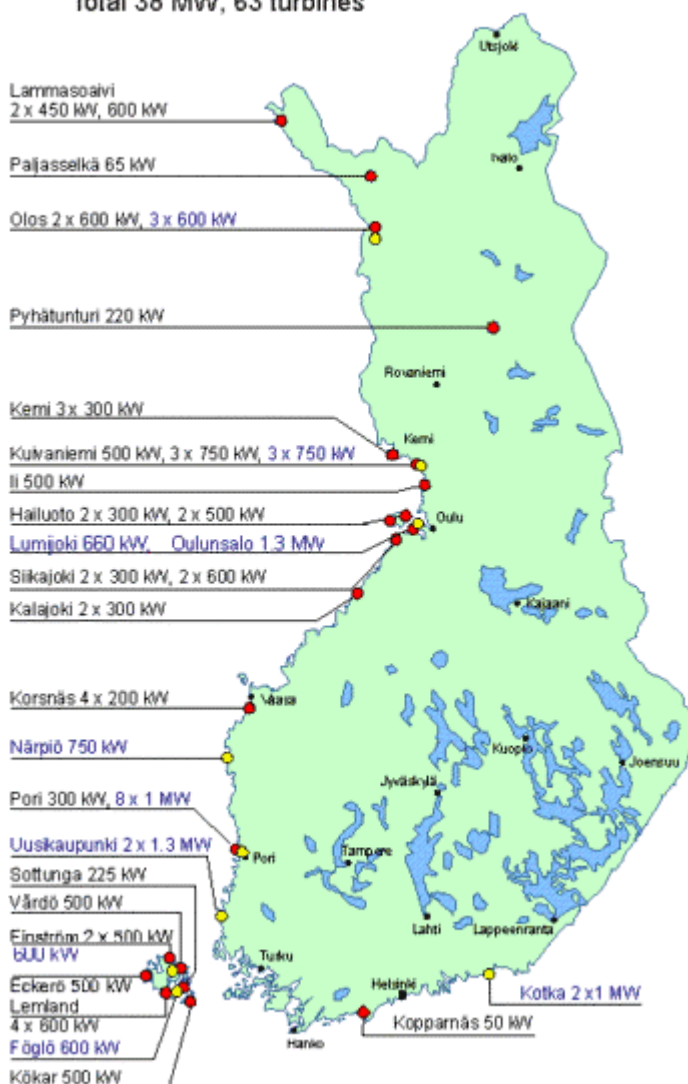
Tällä hetkellä (vuoden 2000 alussa) rannikoilla ja Lapissa toimivien runsaan kuudenkymmenen verkkoon kytketyn tuulivoimalaitoksen yhteiskapasiteetti on 38 MW. Kuvassa 2 on esitetty tuulivoiman tähän astinen rakentaminen Suomessa ja kuvassa 3 sijoituspaikat.



Kuva 2. Tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehittyminen Suomessa /1/.

Kauppa- ja teollisuusministeriön laatimassa uusiutuvan energian edistämishjelmassa (1999) tavoitteeksi asetetaan 150 MW tuulivoimaa vuoteen 2005 mennessä, 500 MW vuoteen 2010 mennessä, ja noin 2500 MW vuoteen 2025 mennessä.

Wind turbines in Finland 1999 Total 38 MW, 63 turbines



Kuva 3. Suomeen rakennettujen tuulivoimalaitosten sijainti /1/.

2.1.2 Tuulivoiman teknisiin tuotantoedellytyksiin vaikuttavia tekijöitä

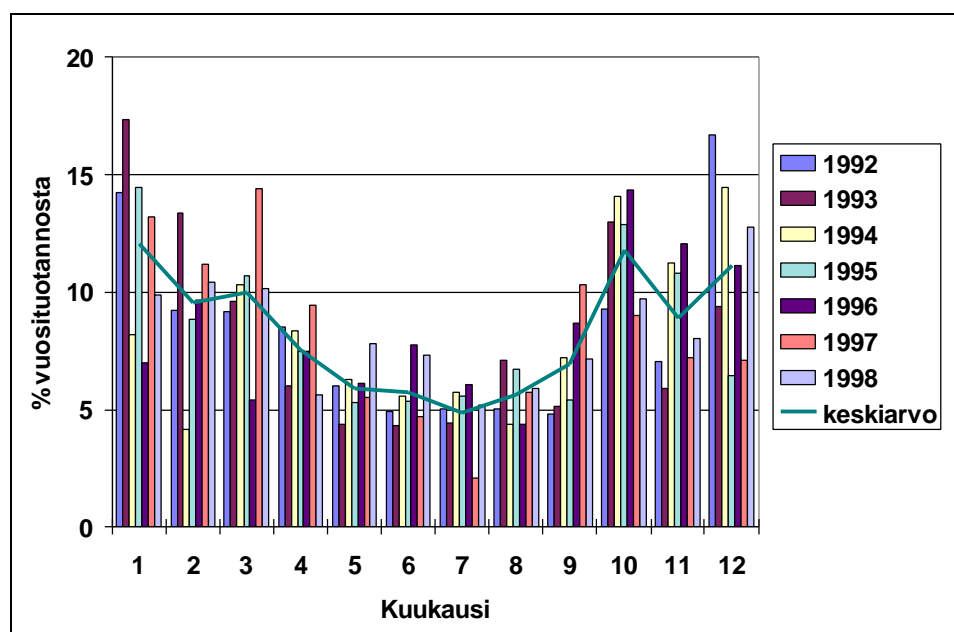
Tuulen tehosisältö on verrannollinen tuulen nopeuden kolmanteen potenssiin. Näin ollen tuulivoimalaitoksen tuottama teho kasvaa jyrkästi tuulen nopeuden kasvaessa. Tuuliolosuhteilla onkin ratkaiseva vaikutus tuulivoiman tuotannon taloudellisuuteen.

Suomessa tuulivoiman tuotanto on tällä hetkellä taloudellisesti mielekästä lähinnä Pohjois-Suomen tuntureilla ja vaaroilla (keskituulennopeus 6 – 9 m/s), sekä rannikolla ja saaristossa (keskituulennopeus 6 – 7,5 m/s). Lisäksi

rannikon läheiset matalat vesialueet (keskituulennopeus 7 – 8 m/s) tulevat lähivuosina olemaan potentiaalisia tuulivoiman rakennuskohteita. Matalikoille rakentaminen edellyttää suurta yksikkö- ja projektikokoa ollakseen taloudellista.

Tuulen nopeuden ajalliset vaihtelut ulottuvat erittäin nopeista, sekunnin sisällä tapahtuvista muutoksista aina vuodenaikavaihteluihin asti. Selvästi havaittavia, jaksollisesti toistuvia vaihteluita ovat mm. turbulenssista aiheutuva noin 1 minuutin sykli, sääsystemien liikkeestä johtuva muutaman vuorokauden sykli, sekä tuulivoiman taloudellisuuden kannalta tärkeitä vuorokausi- ja vuosisykli. Myös eri vuosien välillä on huomattavia eroja tuulen vuotuisessa keskinopeudessa. Peräkkäisinä vuosina tuulivoimalaitoksen tuotannossa voi olla 30 - 40 % eroja.

Suomessa vuosivaihtelut ovat sikäli suotuisia, että talvisaikaan, jolloin sähkön tarve on suurempi, myös keskituulennopeudet ovat suurimmillaan. Toisaalta myös keskihajonta on suurin talvikuukausina. Kaikkein kovimmat pakkasjaksot ovat usein tyyniä (paitsi tuntureilla), mutta toisaalta leudompina talvina sähkön tarpeen maksimi osuu usein ajankohtaan, jolloin vallitsee kohtalainen pakkasen ja kova tuuli lisää rakennusten lämpöhukkaa. Tuulivoiman tuotannon vuosivaihteluita on esitetty kuvassa 4.



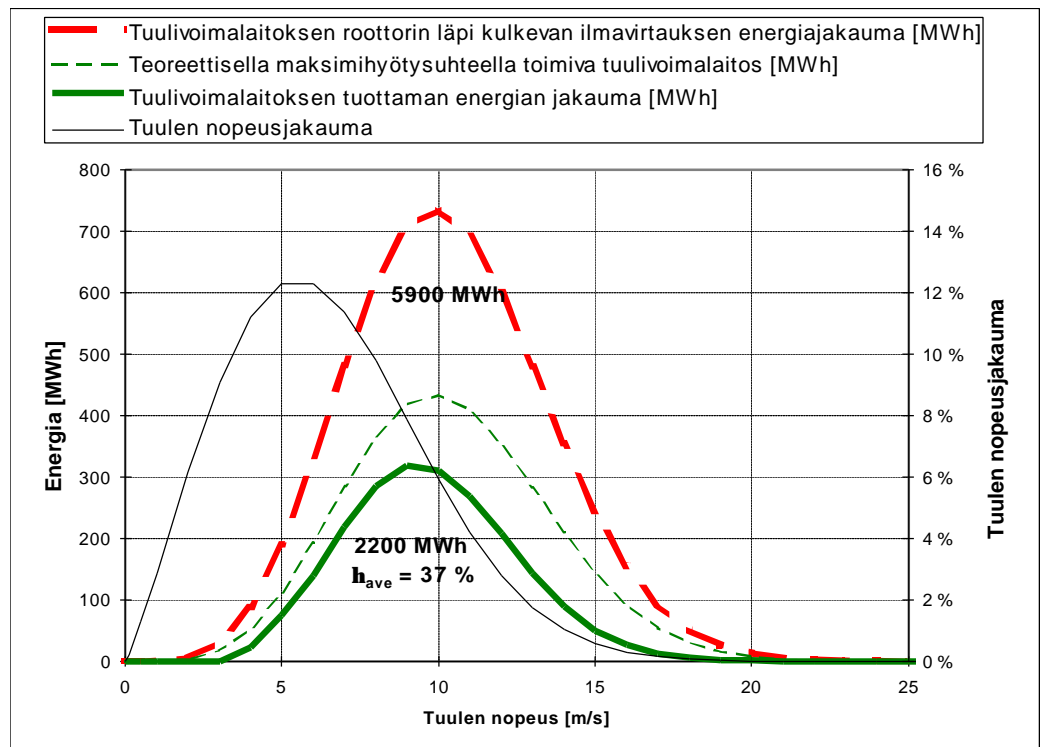
Kuva 4. Tuulivoiman tuotannon jakautuminen eri kuukausille Suomessa vuosina 1992-98 /1/.

Tuulen nopeutta lähellä maan pintaa ns. pintakerroksessa (alle 100 - 200 m) hidastaa kasvillisuuden, rakennusten ym. aiheuttama *kitkavaikutus*. Tuulen nopeus kasvaa näin ollen ylöspäin mentäessä, ja kasvu on sitä voimakkaampaa mitä peitteisempää maasto on.

Tuulivoimalaitoksen roottorin läpi virtaavan ilmapinnan tehosisällöstä saadaan teoriassa hyödynnettyä noin 59 %, joka näin ollen on tuulivoimalaitoksen teoreettinen *maksimihyötysuhde*. Häviöt johtuvat siitä, että tuulen nopeus roottorin takana on pienempi kuin ennen roottoria, ja nopeuden pienentyessä ilmapinta laajenee, koska massavirta säilyy vakiona.

Käytännössä *roottorihyötysuhde* on maksimissaan 50 - 55 % luokkaa ja kokonaishyötysuhde (ilmapinnan kineettisestä energiasta sähköksi) on parhaimmillaan 45 - 50 %. Häviöitä syntyy mm. virtauksen turbulentsuudesta sekä lapaprofiilin ja roottorin pyörimisnopeuden epäoptimaalisuudesta. Hyötysuhdehäviöitä syntyy roottorin lisäksi myös mekaanisessa voimansiirrossa, generaattorissa, muuntajassa ja kaapeleissa, mutta nämä eivät ole kokonaishyötysuhteen kannalta kovin merkityksellisiä.

Vuositasolla laskettuna keskimääräinen vuosihyötysuhde riippuu siitä, kuinka hyvällä hetkittäisellä hyötysuhteella laitos toimii ja kuinka hyvin tuulivoimalaitos on optimoitu kyseessä olevaan sijoituspaikkaan. Kuvassa 5 on esitetty laskennallinen esimerkki 1 MW tuulivoimalaitoksen vuotuisesta tuotannosta ja keskimääräisestä vuosihyötysuhteesta.



Kuva 5. Laskennallinen esimerkki tuulen nopeusjakaumasta sekä 1 MW tuulivoimalaitoksen roottorin läpi kulkeman ilmapinnan energiamäärän ja tuotetun sähkön jakaumasta hetkittäisen tuulen nopeuden suhteen.

Koska tuulivoimalaitoksen tuottama teho riippuu voimakkaasti tuulen nopeudesta, on tuulivoiman tuotantoa arvioitaessa olennaista selvittää tuulen

nopeuksien tilastollinen jakauma ja ajalliset vaihtelut tutkittavassa kohteessa.

Sähköverkon läheisyys on tärkeä kriteeri valittaessa sijoituspaikkoja pienille tuulipuistoille. Suuria (10 - 20 MW tai enemmän) tuulipuistoja varten voidaan uutta verkkoa rakentaa jo pidempikin matka ilman, että tällä on olennaista vaikutusta hankkeen kokonaistalouteen. Myös sähköverkon vahvuus eli kyky ottaa vastaan tuotettu teho ja tasoittaa tehonvaihtelut rajoittaa tuulivoiman rakentamista. Tätä on käsitelty tarkemmin kohdissa 2.1.3 ja 2.1.4.

Mantereelle rakennettaessa kuuluvat hyvät tieyhteydet niinkään tuulivoiman rakentamisen teknistaloudellisiin edellytyksiin. Tietä ei kannata rakentaa pitkiä matkoja varsinkaan, jos kohteeseen voidaan rakentaa vain muutamia laitoksia.

Luodoille ja matalikoille rakennettaessa tieyhteyksiä ei ole, eikä niitä voida tai kannata rakentaa. Kuljetus ja pystytys on tällöin hoidettava esim. proomulla ja proomun kannelle ajettulla nostokalustolla. Lastaus tehdään lähimmässä satamassa. Luodoille rakentamista on Suomessa tarkasteltu lähdeviitteessä 2 ja matalikoille rakentamista lähdeviitteissä 3 ja 4.

Veden syvyys ja liikkuvat jäät rajoittavat tuulivoiman rakentamismahdollisuuksia luodoilla ja matalikoilla. Luodoille rakennettaessa on rannan oltava riittävän jyrkästi viettävä ja veden syvyyden rannan läheisyydessä vähintään 2 - 4 m, jotta riittävän suurella proomulla päästään riittävän lähelle rantaa. Toisaalta matalikoille rakennettaessa on 10 - 15 m veden syvyyden arvioitu olevan nykytekniikalla taloudellisesti toteutuskelpoisten sijoituskohteiden yläraja, jota syvemmällä alueilla perustusten rakennuskustannukset nousevat voimakkaasti.

Luodoille perustus voidaan yleensä rakentaa verraten edullisesti kallioankuroituna betonilaattaperustuksena. Veteen rakennettaessa tulevat Suomen oloissa kyseeseen lähinnä kartiokasuuni tai jääkartiolla varustettu junttapaalu. Veden syvyyden ylittäessä noin 10 m voi myös kolmijalka- eli tripodiperustus olla hinnaltaan kilpailukykyinen em. perustustapojen kanssa /3/.

Liikkuvien jäiden aiheuttamia rajoituksia on (1,5 MW laitospakoa käytettäessä) viitteessä 3 arvioitu seuraavasti :

- Liikkuvien jäiden maksimipaksuuden ollessa alle 30 cm jääkuormat voidaan hallita suhteellisen helposti ja kohtuukustannuksin
- Liikkuvien jäiden maksimipaksuuden ollessa 30 - 40 cm vaaditaan tarkempia paikkakohtaisia selvityksiä ennen kuin toteutuskelpoisuudesta voidaan saada lopullista varmuutta
- Liikkuvien jäiden maksimipaksuuden ollessa yli 40 cm jääkuormat kasvavat todennäköisesti liian suuriksi, jotta rakentaminen olisi taloudellisesti mielekäästä.

Suurempia laituskokoja (2 - 5 MW) käytettäessä, jolloin tornirakenteet ja perustukset väistämättä tulevat järeämmiksi, ko. kriteerit ovat jossain määrin lievemmat. Alustavien mitoituslaskelmien /5/ mukaan jääkuormat kasvaisivat ainoastaan noin potenssiin 0,33 laitoksen nimellistehon funktiona, jolloin nimellistehon kaksinkertaistuminen kasvattaisi perustuskustannuksia ainoastaan noin 25 % ($2^{0,33} = 1,25$). 10 m veden syvyydellä tuulikuormat olisivat 3 MW laitokselle jo yhtä suuret kuin jääkuormat. Myös veden syvyydet 10 - 15 m sekä alueet, joilla liikkuvien jäiden suurin paksuus ylittää 40 cm, voivat näin ollen suuremmilla laitostekoluokilla tulla toteutuskelpoisiksi. Asia vaatii kuitenkin tarkempia tutkimuksia ja mm. dynaamista kuormituslaskentaa.

Yli 15 m syvyydessä perustusten rakennuskustannukset ovat todennäköisesti vielä 2 - 2,5 MW laitostekoluokan liian suuret, ja näin syvään veteen voitaneen nykytietämyksen valossa rakentaa vain erittäin suuria laitoksia (luokkaa 3 - 5 MW tai enemmän). Perustustapana yli 15 m syvyydessä tulisivat kyseeseen lähinnä junnupaalu tai tripodit. Kartiokasuuni ei syvässä vedessä enää ole kilpailukykyinen.

Ankkuroitujen ponttoonilauttojen käyttö saattaa tulevaisuudessa olla yksi mahdollinen ratkaisu merituulipuistojen sijoittamiseksi syviin vesiin. Ongelmaksi muodostuvat sekä hinta että Suomen leveysasteilla ennen kaikkea jääongelmat; riittävän ankkurointivahvuuden saavuttaminen voi olla jopa teknisesti mahdotonta, tai ainakin taloudellisesti epämieliseksi.

2.1.3 Tuulivoimalaitosten liittäminen sähköverkkoon

Tuulivoimalat liitetään yleensä jakelumuuntajan kautta suoraan keskijännitejakeluverkkoon (10 tai 20 kV). Yli 500 kW voimaloilla on yleensä yksikkökohtainen jakelumuuntaja.

Rakennettaessa suurehkoja tuulipuistoja (yli 5 - 10 MW) kannattaa yleensä rakentaa oma keskijännitejohto tuulipuistoon 110 kV:n sähköasemalta, mikäli sähköasema on riittävän lähellä (korkeintaan noin 10 km etäisyydellä) potentiaalisesta kohteesta.

Noin 20 MW tai sitä suuremman puiston tapauksessa voidaan harkita jopa uuden sähköaseman rakentamista tuulipuistoa varten ja sähkön siirtämistä mantereelle 110 kV jännitteisenä. Matalikolle rakennettaessa olisi mahdollisuuksien mukaan pyrittävä hyödyntämään matalikolla tai sen välittömässä läheisyydessä sijaitsevaa luotoa sähköaseman sijoituspaikkana, koska sähköaseman sijoittaminen junnupaalujen varaan tai keinosaarelle on kallis ratkaisu.

2.1.4 Tuulivoiman maksimimäärä ja maksimi laitoskoko liitännäispisteessä

Tuulivoiman määrää tietyssä verkon pisteessä rajoittavat sallittu jännitetaso, jännitevaihtelut, ja johdon siirtokapasiteetti.

Suurin hyväksyttävä määrä tuulivoimaa on aina selvitettävä tapauskohtaisesti. Verkon oikosulkuarvojen, johtotyyppin ja -pituuden lisäksi määrään vaikuttaa itse voimalayksiköiden koko, verkon jännitesäätö, suojaus, kuormitus, asiakkaiden tyyppi (eli onko samassa jakeluverkossa sähkön laadulle herkkiä asiakkaita) jne. Jos johtolähdöllä on suuri kuorma eli paljon kuluttajia, voidaan siihen liittää enemmän tuulivoimaa ilman että on vaara, että jännite nousee liikaa pienen kuormituksen aikana. Mikäli tuulipuisto liitetään sähköasemalle omalla syöttöjohdolla (ei kulutusta saman linjan varrella), rajoittaa liitettävän tuulivoimakapasiteetin määrää lähinnä syöttöjohdon siirtokapasiteetti.

Tuulivoimalayksiköiden koko ilmaistaan nimellisteholla. Laitosten maksimituotanto on kuitenkin usein nimellistehoa korkeampi. Tämä johtuu toisaalta laitosvalmistajien tavasta valita nimellisteho, toisaalta suuremmasta ilman tiheydestä kylmässä lämpötilassa.

Suomen Sähkölaitosyhdistyksen (SLY) suosituksen mukaan yksittäisen pienvoimalaitoksen katsotaan täyttävän jännitteen laatuvaatimukset, kun sen nimellisteho on enintään 1/20 liittymispisteen oikosulkutehosta. 500 kW:n koneelle tämä vastaa 10 MVA:n oikosulkutehoa, vastaavasti 1 MW:n koneelle vaaditaan 20 MVA:n oikosulkuteho.

Tuulipuistossa tuulennopeuden nopeat muutokset eivät juuri korreloi eri voimaloilla. Tuulipuiston aiheuttamat jännitevaihtelut kasvavat suhteessa laitosyksiköiden lukumäärän neliöjuureen. Yhdeksästä samankokoisesta laitosyksiköstä koostuvan puiston aiheuttamat nopeat jännitevaihtelut ovat siis vain noin kolme, eikä yhdeksän, kertaa suuremmat kuin yhden laitosyksikön. Mikäli jännitevaihtelut ovat kriittinen tekijä, on tällaiseen kohteeseen siis järkevämpää hankkia useampi pieni laitosyksikkö kuin muutama iso. Jännitetasoon yksiköiden koko ei vaikuta.

Tässä selvityksessä tarkasteltavalla alueella on joka tapauksessa taloudellisuussyistä rakennettava niin suuria määriä tuulivoimaa yhteen kohteeseen, ettei liittyminen 10 / 20 kV jakeluverkkoon ole toteutuskelpoinen ratkaisu, varsinkin kun mantereelta saarille tulevien keskijännitelinjojen siirtokapasiteetti on yleensä varsin alhainen. Näin ollen todennäköisin vaihtoehto kaikkien tarkastelujen sijoituspaikkojen tapauksessa on oman 20 kV syöttöjohdon rakentaminen mantereella sijaitsevalta 110 kV asemalta tai oman 110 kV aseman rakentaminen tuulipuiston yhteyteen ja sähkön siirto mantereelle 110 kV jännitteisenä.

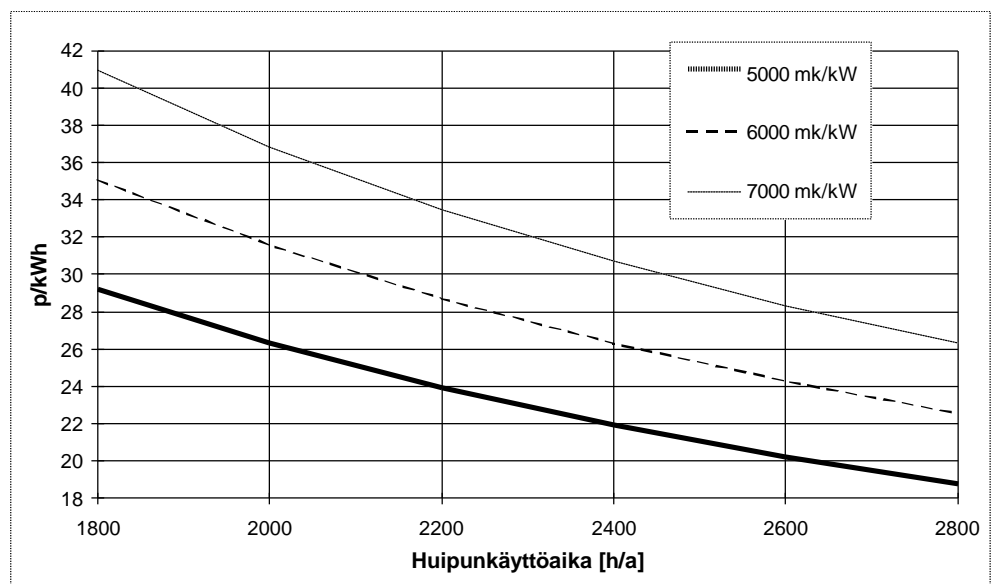
2.1.5 Tuulivoiman taloudellisuus

Tuulivoima on investointivaltainen sähköntuotantomuoto, jossa vuotuiset ylläpito- ja käyttökustannukset ovat vain murto-osa (tyypillisesti 2 - 3 %) investointikustannuksista.

Tuulivoimalaitosten investointikustannukset ovat viime vuosina laskeneet voimakkaasti suurempien ja kustannustehokkaampien laitostyyppien tullessa markkinoille. 500 - 750 kW laitosyksiköiden tehdashinta on runsaat 4000 mk/kW ja kokonaisinvestoinnit 5000 - 7000 mk/kW riippuen laitostyyppistä, sijoituspaikan infrastruktuurista ja rakennettavan tuulipuiston koosta. 1000 - 1650 kW laitosyksiköillä rakennettua kilowattia kohden laskettu tehdashinta on korkeampi, mutta infrastruktuurikustannukset pienemmät. Kokonaisinvestoinnit tehoyksikköä kohti ovat kutakuinkin samalla tasolla kuin pienemmillä laitoksilla. Alustavien hintatietojen mukaan 2 - 2,5 MW laitosten tehdashinta kilowattia kohti näyttäisi asettuvan alemmalle tasolle kuin 1000 - 1650 kW luokassa.

Matalikoille rakennettaessa muut kuin laitosten hankinnasta aiheutuvat investointikustannukset (perustus, pystytys, verkkoon liittäminen) ovat selvästi korkeampia kuin rantaviivalla.

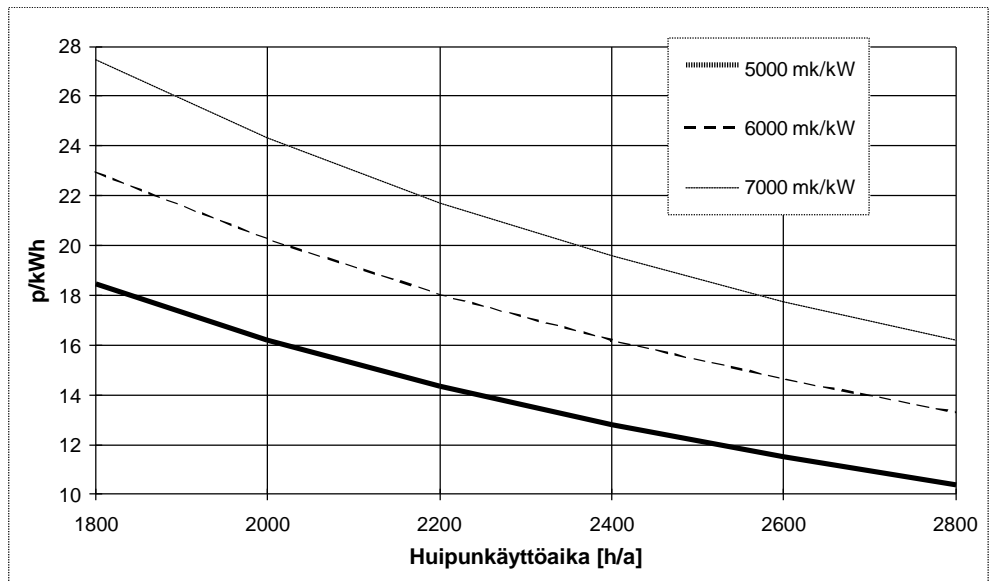
Mikäli oletetaan 20 vuoden käyttöikä ja 5 % reaalikorko, investoinnin annuiteettitekijäksi saadaan noin 8 %. Jos vuotuiset ylläpito- ja käyttökustannukset oletetaan vakiouuruisiksi 150 mk/kW (noin 2,5 % investointikustannuksista), voidaan esimerkinomaisesti laskea arvio tuulivoiman tuotantokustannuksille. Näillä oletuksilla lasketut tuotantokustannukset on esitetty kuvassa 6.



Kuva 6. Tuulivoiman tuotantokustannukset 20 vuoden laskenta-ajalla ja 5 % reaalikorolla.

Käyttö- ja ylläpitokustannukset kilowattia kohti laskevat laitoskokojen kasvaessa, mutta toisaalta merelle sijoitetun tuulipuiston huolto- ja korjauskustannukset voivat laitosta kohti olla merkittävästi suuremmat kuin maalle sijoitetun.

Kauppa- ja teollisuusministeriö on toistaiseksi myöntänyt Suomessa toteutettuihin tuulivoimahankkeisiin investointiavustuksia 25 - 40 % kokonaiskustannuksista. Esimerkki tuulivoiman tuotantokustannuksista 30 % investointituella on esitetty kuvassa 7 ottaen huomioon myös 4,1 p/kWh sähköveron palautus.



Kuva 7. Tuulivoiman tuotantokustannukset 20 vuoden laskenta-ajalla ja 5 % reaalikorolla ottaen huomioon 30 % investointiavustus ja 4,1 p/kWh sähköveron palautus.

Kuvissa 6 ja 7 laitosten tuotantoa kuvaavana tunnuslukuna käytetty huipunkäyttöaika lasketaan jakamalla vuosituotanto nimellisteholla. Käytännössä huipunkäyttöaika siis tarkoittaa sitä tuntimäärää vuodessa, jonka voimalaitoksen tulisi käydä nimellistehollaan, jotta se tuottaisi saman energiamäärän kuin se todellisuudessa tuottaa vuoden aikana käydessään vaihtelevalla teholla. Huipunkäyttöaika on helppokäyttöinen, energia- ja taloudellisuustarkasteluissa yleisesti käytetty suure. Koska huipunkäyttöaika riippuu olennaisesti tarkasteltavan laitostyyppin ominaisuuksista, mm. tornin korkeudesta, generaattoritehon ja roottorikoon suhteesta, tuulennopeudesta jolla nimellisteho saavutetaan jne., se ei ole yksiselitteisesti sijoituskohteen tuulioolosuhteita kuvaava tunnusluku. Esimerkiksi heikompiuudilla alueilla voi-

daan käyttää laitosta, jossa on normaalia pitemmät roottorin lavat, ja näin hyödyntää paremmin pieniä tuulenopeuksia.

Tuulivoimalaitosten sijoituspaikkaa valittaessa voidaan maalle rakennettaessa taloudellisuuden alarajana tuulen keskimääräiselle nopeudelle pitää 6 - 6,5 m/s 50 m korkeudella, jolloin saavutetaan huipunkäyttöaika 1800 - 2000 h/a. Mikäli arvioitu tuotanto jää selvästi tämän alle, kannattaa harkita toista sijoituspaikkaa. Huipunkäyttöaikaan 2400 - 2600 h/a ylletään tyypillisesti 7 - 7,5 m/s keskituulenopeudella ja huipunkäyttöaikaan 2800 - 3000 h/a vaaditaan jo noin 8 m/s keskituulenopeus.

Luodolle tai matalikolle rakennettaessa investointi- ja käyttökustannukset ovat huomattavasti korkeammat, joten tuuliolosuhteiden on oltava merkittävästi paremmat, jotta päästäisiin samalle tuotantokustannustasolle kuin edullisissa kohteissa mantereella. Tässä selvityksessä on toteutuskelpoisina offshore-kohteina pidetty sellaisia, joiden arvioitu keskituulenopeus 50 m korkeudella on 7 - 7,5 m/s tai enemmän, mikä laitosten huipunkäyttöaikana vastaa 2500 - 3000 h/a tasoa.

Kuvista 6 ja 7 havaitaan, että mantereella päästään edullisessa kohteessa (huipunkäyttöaika luokkaa 2500 h/a, kokonaisinvestoinnit alle 6000 mk/kW) ilman tukia tuotantokustannuksissa tasolle 25 p/kWh tai jopa hieman alle, ja 30 % tuella ja sähköveron palautuksella vastaavasti noin 15 p/kWh tasolle. Tuulivoiman suotuisasta kustannuskehityksestä kertoo se, että vuonna 1991 Korsnäsiin pystytetyssä Suomen ensimmäisessä tuulipuistossa (tuulen keskinopeus 6,0 m/s 30 metrin korkeudella) tuotantokustannukset ilman tukia ovat luokkaa 40 p/kWh, ja 1980-luvun loppuvuosina tuulivoiman tuotantokustannusten yleisesti arvioitiin vaihtelevan välillä 50 - 80 p/kWh.

Offshore-kohteissa investointikustannusten on 1,5 MW laitoskoolla ja vuoden 1997 hinnoilla arvioitu olevan tasoa 8000 - 9000 mk/kW /3/, jolloin 2800 - 3000 h/a huipunkäyttöajalla päästäisiin edullisimmillaan arviolta 30 p/kWh tuotantokustannuksiin ilman tukia ja 18 p/kWh tasolle tuet mukaanlukien.

Uudet, erityisesti offshore-olosuhteisiin optimoidut 2 - 2,5 MW laitokset voivat alentaa merituulivoiman rakentamis- ja käyttökustannuksia edellä esitetyistä. Tätä on tarkasteltu tämän raportin luvuissa 5 ja 6. Myös perustus- ja pystytystekniikoiden kehitys sekä projektikoko vaikuttavat olennaisesti merituulivoiman kustannustasoon tulevaisuudessa.

2.2 Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

2.2.1 Yleistä

Tuulivoima on uusiutuva energiamuoto, joka ei aiheuta käytön aikaisia päästöjä ilmaan, veteen tai maahan ja jonka avulla voidaan säästää maapal-

lon rajallisia fossiilisia polttoainevarantoja ja sitä kautta säästää luontoa, vähentää ilmansaasteiden syntymistä, ja hidastaa ilmastonmuutosta. Tuulivoimalaitoksen ns. energeettinen takaisinmaksuaika, eli aika jonka kuluessa laitos tuottaa sen valmistamiseen tarvittun energiamäärän, on laitostyyppistä ja sijoituspaikasta riippuen kolmesta kuuteen kuukautta. Kun tuulivoimalaitoksen taloudellinen käyttöikä on yleensä noin 20 vuotta, se näin ollen tuottaa 40 - 80 kertaa enemmän energiaa kuin sen valmistamiseen sitoutuu /6/.

Ympäristönsuojelun ja muiden maankäyttöintressien kannalta tuulivoiman vaatima suuri bruttopinta-alan tarve ja potentiaalisten kohteiden rajoittuminen maantieteellisesti suppeille ja ympäristöllisesti herkille alueille rantaviivan läheisyyteen sekä tuntureiden ja vaarojen lakialueille vaikeuttaa Suomessa tuulivoiman laajamittaista käyttöä. Toisaalta maa-alan tarve kaiken kaikkiaan ei ole valtava; jo 20 x 20 km suuruisella alueella voitaisiin teoriassa tuottaa 10 % Suomen tämänhetkisestä sähköntarpeesta, jos ko. alue rakennettaisiin täyteen tuulivoimalaitoksia.

2.2.2 Visuaaliset vaikutukset

Tuulivoiman laaja-alaisin ympäristövaikutus on maisemallinen vaikutus, jonka voidaan täysin avoimessa maastossa arvioida ulottuvan 10 - 15 km etäisyydelle laitosten kokoluokasta riippuen. Suuremmilla etäisyyksillä tuulivoimalaitos on kirkkaalla säällä vielä erotettavissa mutta näkyvyyttä ei tällöin enää voitane pitää häiritsevänä, koska laitos näkyy vain jos katsoja osaa etsiä sitä katseellaan oikeasta suunnasta. Erottavuus riippuu laitoksen koon ohella voimakkaasti myös sää- ja valaistusolosuhteista sekä laitoksen värityksestä ja taustasta. Lapojen erottuvuutta lyhyillä etäisyyksillä (alle 5 - 10 km) lisää niiden liike, mutta pitkillä etäisyyksillä (yli 15 - 20 km) lapojen kapeus tekee niiden erottamisen paljaalla silmällä mahdottomaksi. Torni erottuu ihanteellisissa olosuhteissa 20 - 30 km päähän. Tornin kapeudesta ja hilytyksestä värityksestä johtuen se näkyy pienemmälle alueelle kuin saman korkeiset tehtaiden ja voimalaitosten piiput tai esim. punavalkoraitaiset linkkimastot.

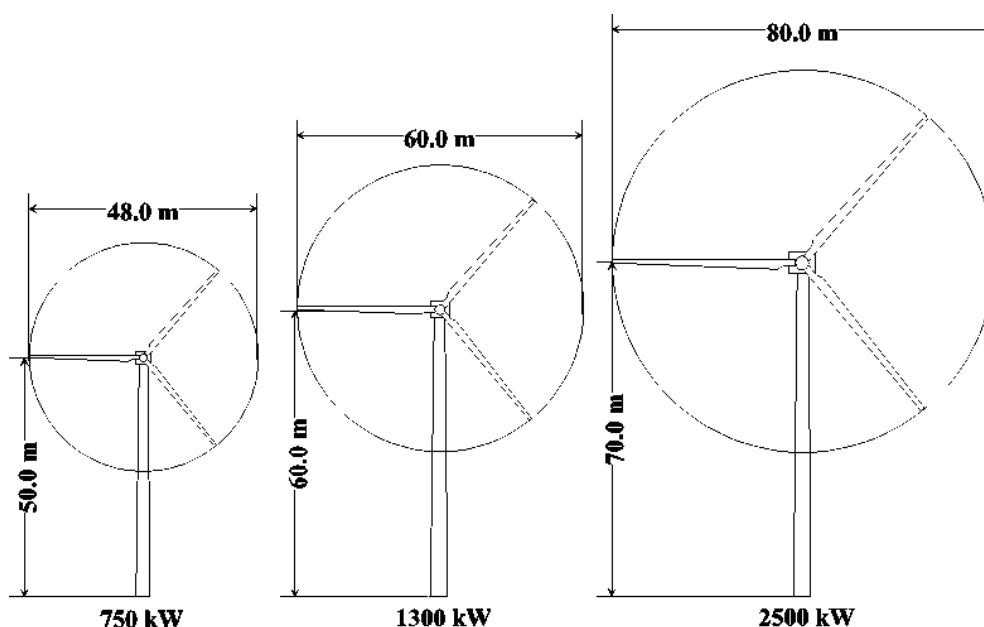
Edellä esitetyt etäisyydet pätevät ainoastaan täysin selkeällä ja kuivalla säällä. Pilvisellä sekä merellä usein vallitsevalla autereisella tai usvaisella säällä vaaleanharmaat laitokset sulautuvat taustaansa jo merkittävästi lyhyemmillä etäisyyksillä. Myös lämmön haihtuminen meren pinnasta ja tästä aiheutuva ilmassan väräily heikentää laitosten erottuvuutta pitkillä etäisyyksillä.

Kuvassa 8 on esitetty eri kokoisten tuulivoimalaitosten dimensioita. Koska laitoksen tehontuotto kasvaa verrannollisesti roottorin pyyhkäisyypinta-alaan, eivät laitoksen päädimensiot (tornin korkeus, lapojen kärkiväli) kasva lineaarisesti nimellistehon kasvaessa. Neljä kertaa tehokkaampi laitos on kooltaan kaksi kertaa suurempi. Lisäksi merelle rakennettaessa tullaan mahdollisesti

käyttämään suhteessa matalampia torneja, koska tuulennopeus ei merellä kasva ylöspäin mentäessä yhtä voimakkaasti kuin mantereella.

Näkyvyyden lisäksi muita visuaalisia vaikutuksia, jotka joissain tapauksissa on otettava huomioon, ovat valon heijastukset liikkuvista lavoista ("välkkyminen") ja varjon vilkkuminen auringon paistaessa pyörivän roottorin takaa. Näistä ensimmäistä voidaan vähentää käyttämällä lavoissa mattapinnoitteita, ja jälkimmäinen taas on potentiaalinen ongelma ainoastaan muutamien satojen metrien etäisyydellä laitoksesta.

Tuulivoimalaitokset on yleensä varustettava konehuoneen katolle sijoitetulla matalaintensiteetisellä, punaisella lentoestevalolla. Valo on staattinen, ei vilkkuvaa tyyppiä.



Kuva 8. 750 kW, 1300 kW ja 2500 kW tuulivoimalaitosten päädimensiot.

2.2.3 Käyntiääni

Yksi tuulivoiman rakentamisessa huomioitava ympäristövaikutus on tuulivoimalaitoksen roottorin lavoista ja koneistosta aiheutuva aerodynaaminen ja koneistomelu. Lavat aiheuttavat jaksoittaista viuhuvaa ääntä, jota nykykäsityksissä laitoksissa on lapojen kärkien muotoilulla kyetty ratkaisevasti pienentämään. Vaihteisto aiheuttaa jyrisevää ääntä hammasrattaiden liikkua toisiaan vasten. Vaihteistomelua on pystytty pienentämään äänieristyksellä ja muilla teknisillä ratkaisuilla sekä estämällä tornin resonointi vaihteistoäänien taajuudella.

Uusimpien 500 - 750 kW laitosten käyntiäänien laskennallinen lähtötaso napakorkeudella on 97 - 99 dB(A) ja 1 - 1,5 MW laitosten 99 - 103 dB(A). Tällöin on oletettu, että ääni tulee pistemäisestä lähteestä roottorin keskikohdasta. Referenssituulennopeutena käytetään 8 m/s (10 m korkeudella maanpinnasta), joka on kuuluvuuden kannalta ongelmallinen tuulennopeus; hiljaisemmilla tuulennopeuksilla laitoksen käyntiäänikin on hiljaisempi, ja suuremmilla tuulennopeuksilla tuulen taustakohina yleensä peittää laitoksen käyntiäänien alleen.

2 - 2,5 MW offshore-laitosten lähtömelutasosta ei vielä ole mittaustietoja käytettävissä. Koska laitokset on suunniteltu käytettäväksi kohteissa, joiden lähetyvillä ei ole melusta häiriintyviä kohteita, ei melukysymykseen ole laitosten suunnittelussa kiinnitetty yhtä paljon huomiota kuin maalle rakennettavissa laitoksissa. Tuotannon maksimoimiseksi offshore-laitosten pyörimisnopeus mitoitetaan jonkin verran suuremmaksi kuin vastaavan kokoisten maalle sijoitettavien laitosten, mikä aiheuttaa suurempia meluarvoja. Laskennallisesti on 2 - 2,5 MW offshore-laitosten lähtömelutasoksi arvioitu 105 ± 2 dB.

97 - 107 dB(A) lähtötaso vaimenee etäisyyden kasvaessa seuraavan taulukon mukaisesti.

Taulukko 1. Tuulivoimalaitoksen aiheuttaman melun vaimeneminen maan pinnan tasolla etäisyyden funktiona (äänen laskennallinen lähtötaso konehuoneen korkeudella, 60 m maan/merenpinnasta).

Äänen lähtötaso dB(A)	Etäisyys laitoksesta, m										
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
97,0	53,2	50,8	47,1	44,0	41,6	39,5	37,8	36,2	34,9	33,6	32,5
98,0	54,2	51,8	48,1	45,0	42,6	40,5	38,8	37,2	35,9	34,6	33,5
99,0	55,2	52,8	49,1	46,0	43,6	41,5	39,8	38,2	36,9	35,6	34,5
100,0	56,2	53,8	50,1	47,0	44,6	42,5	40,8	39,2	37,9	36,6	35,5
101,0	57,2	54,8	51,1	48,0	45,6	43,5	41,8	40,2	38,9	37,6	36,5
102,0	58,2	55,8	52,1	49,0	46,6	44,5	42,8	41,2	39,9	38,6	37,5
103,0	59,2	56,8	53,1	50,0	47,6	45,5	43,8	42,2	40,9	39,6	38,5
104,0	60,2	57,8	54,1	51,0	48,6	46,5	44,8	43,2	41,9	40,6	39,5
105,0	61,2	58,8	55,1	52,0	49,6	47,5	45,8	44,2	42,9	41,6	40,5
106,0	62,2	59,8	56,1	53,0	50,6	48,5	46,8	45,2	43,9	42,6	41,5
107,0	63,2	60,8	57,1	54,0	51,6	49,5	47,8	46,2	44,9	43,6	42,5

Vertailun vuoksi todettakoon, että normaalin puheäänien melutaso on 50 - 60 dB, toimiston 40 - 50 dB, ja makuuhuoneen melutaso yöllä noin 30 dB /6/.

Tiukimmat melutason ohjeavot, joita sovelletaan yöaikaan 22 - 07, ovat: loma-asutusalueilla, taajamien ulkopuolisilla virkistysalueilla ja luonnon-

suojelualueilla 40 dB, muilla asumiseen käytettävillä alueilla sekä taajamissa tai taajamien välittömässä läheisyydessä sijaitsevilla virkistysalueilla 50 dB, uusilla alueilla 45 dB. Taulukosta 1 nähdään, että 40 dB raja alittuu hiljaisimmilla laitostyypeillä noin 250 metrin etäisyydellä, 45 dB raja 150 m etäisyydellä, ja 50 dB raja alle 100 m etäisyydellä tuulivoimalaitoksesta. Suurilla offshore-laitoksilla 40 dB raja alittuisi vasta noin 500 m etäisyydellä, 45 dB raja 300 - 400 m etäisyydellä ja 50 dB raja noin 200 m etäisyydellä.

Tuulen aiheuttama taustakohina ylittää 40 dB rajan 3 - 5 m/s tuulennopeudella (alueen kasvillisuudesta, pinnanmuodoista ja rakennuskannasta riippuen), 45 dB rajan 4 - 8 m/s tuulennopeudella, ja 50 dB rajan 5 - 10 m/s tuulennopeudella /7/. Käytännössä tämä merkitsee, että vaikkei muita melunlähteitä olisi lainkaan, melutason ohjearvot ylittyvät taajamien ulkopuolisilla loma-asutus- ja virkistysalueilla aina tuulennopeuden ylittäessä 3 - 5 m/s yöaikaan ja 4 - 8 m/s päiväsaikaan. Rannoilla ja vesialueilla aaltojen kohina lisää vielä taustamelua huomattavasti. Edellä mainitut meluohjearvot eivät näin ollen kovin hyvin sovellu tuulisilla rannoilla ja saaristossa sijaitsevien loma-asutus- ja virkistysalueiden melutasojen arviointiin.

Jos taustamelu on yli 10 dB voimakkaampi kuin tuulivoimalaitoksen käyntiääni, ei laitoksen ääni ole enää erotettavissa, ellei sen tajuusspektrissä ole voimakkaasti erottuvia ns. tonaalisia piikkejä. Koska tuulivoimalaitos ei toimi alle 3 - 5 m/s tuulennopeuksilla, ja yli 5 - 10 m/s tuulennopeuksilla tuulen suhina jo ylittää 50 dB, erottuu 500 - 750 kW laitoksen käyntiääni taustakohinasta yleensä korkeintaan 200 - 300 m etäisyydelle tuulen nopeuden ollessa 5 - 10 m/s. Suurempien laitosten ääni kuuluu kauemmas, mutta toisaalta niitä tarvitaan vähemmän saman tehon saavuttamiseksi.

Laitosten lukumäärä vaikuttaa meluarvoihin siten, että kahden laitoksen aiheuttama melutaso on 3 dB suurempi kuin yhden, mikä merkitsee että teoriassa tietty melutaso alittuu noin 30 % kauempana kahdesta laitoksesta kuin yhdestä. Käytännössä ero on pienempi, koska laitosten välinen etäisyys (600 kW laitoksilla tyypillisesti luokkaa 200 m, 1,5 MW laitoksilla noin 300 m, ja 2 - 2,5 MW laitostokoluokilla noin 400 m) pienentää niiden yhteisvaikutusta. Useamman kuin kahden laitoksen tapauksessa melutason suhteellinen lisäys on edelleen pienempi, koska laitosten välisistä etäisyyksistä johtuen vain muutaman lähinnä olevan laitoksen aiheuttama melutaso on huomioitava. Näin ollen tuulipuiston vaatima melusuojaetäisyys (lähimmäistä laitoksista) on luokkaa 30 - 50 % suurempi kuin yksittäisen laitoksen.

Tuulivoimalaitosten vaatima melusuojaetäisyys on kuitenkin tapauskohtainen ja riippuu edellä mainittujen meluohjearvojen lisäksi paitsi sijoitettavien laitosyksiköiden koosta ja lukumäärästä, myös niiden keskinäisistä etäisyyksistä, ympäristön pinnanmuodoista ja kasvillisuudesta, sekä alueen muista melulähteistä (ml. luonnon taustamelu).

Vesialueilla äänen eteneminen ympäristöön poikkeaa edellä kuvatusta selvästi ns. inversiotilanteissa, jolloin vesi on lämpimpää kuin sen yläpuolella oleva ilmassa ja ilmakehä kerrostuu voimakkaasti vedenpinnan tuntumassa. Tällaisia tilanteita esiintyy ennenkaikkea kesäiltoisin ja -öisin. Tällöin vettä pitkin kantautuva ääni etenee kapeassa "virtauskanavassa" kokonaisuudessaan vedenpinnasta ja ilmassojen rajapinnasta. Ympäristössä havaitut melutasot voivat tällaisissa tilanteissa olla jopa 10 - 15 dB ennustettua korkeampia.

Ilmiön vaikutusta tuulivoimalaitosten melutasoihin tunnetaan toistaiseksi heikosti. Inversiotilanteissa on maan/merenpinnan tuntumassa kuitenkin useimmiten lähes tai täysin tyyntä, jolloin tuulivoimalaitokset eivät ole toiminnassa. On myös mahdollista, että ilmassojen rajapinta asettuu kesäiltoisin merellä niin alas (20 - 30 m korkeudelle), että tuulivoimalaitoksen roottori jää kokonaisuudessaan rajapinnan yläpuolelle. Tällöin laitoksen meluvaikutus (mikäli laitos on toiminnassa) voisi veden pinnan tuntumassa jäädä jopa edellä esitettyjä "normaalitilanteiden" meluarvoja selvästi pienemmäksi melun edetessä lähes pelkästään rajapinnan yläpuolisessa ilmassassa.

Tämän selvityksen kohteena oleva alue luokitellaan ilmeisesti kokonaisuudessaan taajamaksi (myös ulkosaaristo). Edellä kuvatusta voidaan päätellä, ettei melusuojaetäisyyksiä näin ollen tarvitse tässä selvityksessä juurikaan ottaa huomioon, mahdollisesti edellä kuvattuja inversiotilanteita lukuunottamatta. Melukysymystä on tutkittava tarkemmin hankesuunnittelun yhteydessä.

2.2.4 Vaikutukset lintuihin

Tuulivoimalaitosten linnustovaikutuksia on viime vuosina tutkittu paljon sekä Euroopassa (joskaan ei Suomessa) että Yhdysvalloissa. Lintuvaikutukset voidaan jakaa kahteen ryhmään: haitat pesinnälle ja ravinnon hankinnalle, sekä törmäysriski.

Lintujen pesinnälle tai ravinnon hankinnalle ei kaikkein arimpia lajeja lukuunottamatta ole todettu laitoksista aiheutuvan haittaa. Joidenkin lintujen on todettu jopa pesivän laitosten konehuoneissa ja torneissa, mikä on osaltaan johtanut konehuoneiden tiiviimpään kotelointiin sekä luopumiseen riskikorakenteisista torneista.

Törmäysriskin suhteen on havaittu, että paikallislinnut tottuvat tuulivoimalaitoksiin ja osaavat lähes poikkeuksetta väistää niitä. Kilometrin mittainen tuulivoimalarivi aiheuttaa keskimäärin vähemmän lintukuolemia kuin kilometri maantietä tai korkeajännitelinjaa. Törmäys saattaa syntyä esim. tilanteissa jossa petolintu syöksyy laitosalueella liikkuvan jyräjän tai linnun perään.

Myös muuttolinnut osaavat yleensä välttää laitoksia. Muuttoreitti saattaa laitosten rakentamisen jälkeen siirtyä lajista riippuen 50 - 500 m. Muuttolintujen levähdyspaikoille sijoitetut laitokset saattavat kuitenkin kertaluonteisesti aiheuttaa runsaasti törmäyksiä, koska muuttolinnut liikkuvat tiheinä parvina ja ovat väsyneitä muuttomatka. Suuret, raskasliikkeiset linnut ovat muita alttiimpia törmäyksille. Pahimmat lintuonnettomuudet ovat kuitenkin aina olleet seurausta poikkeuksellisista olosuhteista; eräässä tapauksessa laitosta oltiin korjaamassa ja se oli valaistu yöllä, toisessa tapauksessa tuulipuiston vieressä sijaitseva laitton kaatopaikka houkutteli paikalle valtavia lintuparvia.

Eri maissa tehtyjen lukuisten tutkimusten perusteella on arvioitu, että 1 tuulivoimalaitos aiheuttaisi keskimäärin korkeintaan 6 - 7 lintukuolemaa vuodessa. Tällöin on oletettu, että jokaista kuolleen löytynyttä lintua kohti jää 1,2 kuollutta lintua löytymättä petojen ym. syiden vuoksi /8/. Esimerkiksi Tanskassa toiminnassa olevat runsaat 4000 tuulivoimalaitosta aiheuttaisivat vuositasolla näin ollen luokkaa 30 000 lintukuolemaa. Vertailun vuoksi todettakoon, että Tanskassa liikenne tappaa vuosittain vähintään miljoona lintua ja metsästysaikana lintuja ammutaan saman verran /8/.

Tuulivoiman linnustovaikutukset ovat siis sekä laji- että paikkakohtaisia. Yleensä ne eivät ole merkittäviä, mutta tuulivoimalaitosten sijoittaminen arvokkaiden lintualueiden ja muuttolintujen levähdyspaikkojen läheisyyteen vaatii ainakin tarkkaa harkintaa ja lintuvaikutusten arviointia paikalliset erityispiirteet huomioonottaen. Harvinaisten lintujen, kuten maa- ja merikotkien, pesimäalueita tulisi välttää.

Monet Helsingin edustan luodot ovat linnustollisesti arvokkaita, mikä on otettava huomioon tuulivoimalaitosten hankesuunnittelussa.

Tuulivoiman rakentamisen matalikoille on joissain tutkimuksissa todettu jopa lisäävän alueen linnustoa, koska tuulivoimalaitosten perustukset muodostavat kasvualustoja vesikasvillisuudelle ja kiinnittymisalustoja simpukoille, kotiloille jne. /9/

2.2.5 Rakennustöiden aiheuttamat ympäristöhaitat

Laitosten kuljetuksen, pystytyksen ja verkkoon liittämisen vaatimat rakennustyöt aiheuttavat ympäristövaikutuksia. Matalikoille ja luodoille rakennettaessa ympäristövaikutukset ovat hyvin erityyppisiä kuin mantereelle rakennettaessa.

Olenneimmat vaikutukset luodoille rakennettaessa aiheutuvat mahdollisesta louhinnasta (kallioperän tasoitus perustusta varten), perustusten valamisesta ja siihen liittyvistä kallioporausista, rannan mahdollisesta raivauk-

sesta ja ruoppauksesta proomuja ja muuta kalustoa varten, sekä kuljetusalusten ja työkoneiden meluhaitoista.

Matalikolle rakennettaessa merkittävimmät ympäristövaikutukset aiheutuvat meren pohjan ruoppauksesta ja raivauksesta sekä (paaluperustuksen tapauksessa) junntauksen ja/tai kalliporausten meluhaitoista.

Merikaapelin linjausta suunniteltaessa on syytä tarkastella eri linjausvaihtoehtojen ympäristövaikutuksia.

Sekä tuulivoimalaitosten sijoituspaikkojen että kaapelien linjausten vaikutuksia arvioitaessa on tarkasteltava myös vaikutuksia vesikasvillisuudelle ja –eläimistöille.

Linnuston tai muun eläimistön kannalta arvokkailla alueilla on rakennustyöt syytä ajoittaa sellaiseen ajankohtaan, että ne aiheuttavat vain vähän häiriötä, ei esim. lintujen pesimäaikaan. Toisaalta merelle rakennettavien laitosten kuljetuksen ja pystytyksen ajankohtaan vaikuttavat myös tuulennopeudet ja aaltojen korkeus. Pystytykselle soveltuvia sääikkunoita esiintyy eniten toukokuusta syyskuuhun ulottuvalla noin 150 päivän jaksolla.

2.2.6 Tuulivoiman vaikutukset alueen muuhun käyttöön

Kilpailevat käyttömuodot rajoittavat voimakkaasti tuulivoiman rakentamiseen soveltuvia alueita. Rannoilla näitä ovat ennen kaikkea loma-asutus sekä suojelu-, retkeily- ja virkistyskäyttö. Helsingin edustalla maa- ja merialueisiin kohdistuvat puolustusvoimien varaukset on erityisen merkittävä tekijä.

Tuulipuiston tarvitsema nettopinta-ala on hyvin pieni; laitokset, perstukset, kaapelit ym. vievät vain muutamia prosentteja koko puiston pinta-alasta, ja loppuosaa voidaan yleensä edelleen hyödyntää esim. retkeilyyn ja virkistykseen.

Loma-asutukseen nähden on oltava riittävä suojaetäisyys meluvaikutusten välttämiseksi. Yleensä on syytä jättää vähintään noin 300 - 500 m etäisyys tuulivoimalaitoksen ja lähimmän asuinrakennuksen väliin. Loma-asutukselle aiheutuva maisemavaikutus on oma kysymyksensä, jonka merkitystä on kunkin toteutushankkeen suunnittelun yhteydessä tarkasteltava tapauskohtaisesti.

Retkeily- ja virkistyskäyttö voidaan monissa tapauksissa sovittaa yhteen tuulivoiman tuotannon kanssa; tuulipuisto esim. virkistysreitien varrella saattaa jopa muodostaa ylimääräisen "vetonaulan" haittaamatta alueen virkistyskäyttöä. Esimerkkinä mainittakoon Kotkan Mussalon sataman läheisyyteen rakennettu tuulipuisto, josta tehtiin yleisölle avoin viheralue, jolle Taideteollinen Korkeakoulu suunnitteli oman ilmeen valoja, värejä ja kiviteoksia käyttäen.

Keski-Euroopassa tehdyissä kyselytutkimuksissa on todettu, että valtaosa (80 - 90 %) sekä paikallisista asukkaista että turisteista suhtautuu tuulivoimalaitoksiin myönteisesti /6/. Tästä huolimatta tuulivoimaloiden rakentaminen täysin luonnontilaiselle virkistysalueelle voi synnyttää myös voimakkaita negatiivisia reaktioita.

Suojelualueilla tuulivoiman rakentamiselle on eniten rajoituksia. Näitä on tarkasteltu esim. ympäristöministeriön työryhmämietinnössä "Tuulivoima maankäytön suunnittelussa".

Tuulivoimalaitosten vaatimat suojaetäisyydet ovat suhteellisen pieniä, tärkein niistä on em. melusuojaetäisyys. Ainoan varsinaisen turvallisuusriskin aiheuttavat lavoista tosinaan irtoilevat jääkappaleet. Jäät putoavat kuitenkin lähes poikkeuksetta roottorin halkaisijan sisäpuolelle. Kohteissa, joissa liikkuu paljon yleisöä, suositellaan suojaetäisyydeksi 1,5 x roottorin lakikorkeus /10/, joka tarkoittaa käytännössä 90 - 120 metriä 500 - 750 kW laitoksille ja 120 - 170 metriä 1,0 - 2,5 MW laitoksille. Myös laitosta ympäröivän maaston pinnanmuodot ja peitteisyys vaikuttavat luonnollisesti siihen, miten kauas irtoilevat jääpalat voivat lentää. Tarkempi riskianalyysi on suositeltavaa sellaisissa toteutuskohteissa, joissa laitokset sijoittuvat lähelle muita toimintoja. Riskiä voidaan merkittävästi pienentää pysäyttämällä laitokset jäätävissä olosuhteissa tai asentamalla lapoihin jäänestojärjestelmä.

Laitoksista irtoilevien ja putoavien osien aiheuttamaan vaaraan on usein kiinnitetty huomiota, mutta koska tämänkaltainen rikkoutumistapaus on erittäin epätodennäköinen, on siitä aiheutuva riski pieni. Tästä johtuvia varotoimenpiteitä tai suojaetäisyyksiä ei näin ollen tarvita, vaan em. melusuojaetäisyydet riittävät minimoimaan tämänkaltaisten onnettomuuksien riskit. Mahdolliset onnettomuudet tapahtuvat todennäköisimmin myrskytuulilla, jolloin esim. virkistysalueilla ei yleensä ole kävijöitä.

Tuulivoimalaitosaluetta ei pääsääntöisesti aidata, mutta tarvittaessa aita voidaan tehdä. Yleisöä on syytä varoittaa mahdollisesti putoilevien jäiden aiheuttamasta vaarasta tuulivoimalan yhteyteen sijoitetulla varoituskyltillä ("liikuminen laitoksen läheisyydessä omalla vastuulla").

2.2.7 Vaikutukset viestiliikenteelle

Tuulivoimala ei aiheuta merkittäviä häiriöitä viestiliikenteelle. Joissain tapauksissa on havaittu TV-kuvan varjostumia tuulivoimalaitoksen sijaitessa linkkiantennin ja vastaanottimen välisellä linjalla. Ongelma voidaan yleensä välttää laitosten huolellisella toteutussuunnittelulla, TV-antennien paikkaa tai suuntausta muuttamalla, lähetyssignaalin vahvistuksella, tai muilla teknisillä ratkaisuilla. Rakennettaessa viestiliikennemastojen läheisyyteen on laitosten tarkoista sijoituspaikoista neuvoteltava asianosaisten viestiliikenteen harjoittajien kanssa.

Kokemus on osoittanut, etteivät tuulivoimalat aiheuta varjostumia, vilkkumista tai muita häiriöitä tutkalle. Asiaa on Suomessa tutkittu sekä meri- että ilmavalvontatutkan tapauksessa. Tästä riippumatta on meri- tai ilmavalvontatutkan läheisyyteen rakennettaessa ehdottomasti oltava yhteydessä asianosaisiin viranomaisiin.

Matka- tai radiopuhelimesta saattaa laitoksen juurella laitoksen pyöriessä kuulua jaksollisesti toistuva särähdys, joka haittaa kuuluvuutta. Häiriö poistuu muutaman kymmenen metrin etäisyydellä laitoksesta.

3 LÄHTÖAINEISTON KOKOAMINEN

3.1 Tuulisuustiedot

3.1.1 Tuulisuus- ja tuotantoarvioissa käytetty laskentamenetelmä

Tässä selvityksessä esitetyt tuulisuus- ja tuotanolaskelmat perustuvat Tanskassa Risø'n tutkimuskeskuksessa kehitettyyn ns. tuuliatlasmenetelmään ja WAP-analyysiohjelmaan /11/. Tämä tuulivoiman tuotannon arviointimenetelmä on yksi yleisimmin käytetyistä.

Menetelmä perustuu ns. tuuliatlastiedostoihin. Tuuliatlastiedosto on tuulimittaus tiedoista ja mittausaseman ympäristön tarkasta maastonkuvauksesta generoitu tuulisuusparametritiedosto. Tiedosto kuvaa mittausaseman sijaintialueen yleistettyjä, maaston peitteisyydestä ja pinnanmuodoista riippumattomia tuulisuusolosuhteita. Tiedosto koostuu tuulen nopeusjakaumaa kuvaavista Weibull-parametreista A ja k, jotka on annettu eri korkeuksilla maanpinnasta ja eri rosoisuusluokissa. Tuulen suuntajakauma on kuvattu tiedostossa kahtenatoista sektorina siten, että sektori 1 ($0^\circ \pm 15^\circ$) vastaa pohjoista ja sektori 7 ($180^\circ \pm 15^\circ$) etelää.

Suomen tuuliatlas /12/ on tehty Ilmatieteen laitoksella, ja se sisältää 60 sääasemalla pääosin vuosina 1971 - 1986 tehdyistä mittauksista generoidut yleistetyt tuulisuusparametritiedostot.

WAP-analyysiohjelma laskee kohdealueen tuuliolosuhteet ja tuulivoiman tuotannon paikalle sijoitetulle tuulivoimalaitokselle. Ohjelmalle annetaan syöttötietoina

- Lähimmän tai muuten kohdealuetta olosuhteiltaan eniten muistuttavan sääaseman tuuliolosuhteita kuvaava atlastiedosto
- Kohdealueen maastonkuvaus, joka yleisimmin suoritetaan perus- ja topografiakarttalehtien digitoinnilla (korkeusprofiili ja rosoisuuskuvaus)
- Mahdollisten lähiesteiden (rakennukset, metsäsaarekkeet, saaret ja luodot) kuvaus

- Tutkittavan tuulivoimalaitoksen tehokäyrä eli laitoksen tuottama teho tuulennopeuden funktiona
- Tarkastelukorkeus

Tuulikartoituksen tulokset voidaan esittää graafisesti karttapohjalla.

WA^{SP}:ssa pinnanmuodot eli orografia ja maaston rosoisuudet annetaan ohjelmalle digitaalisina karttoina, jotka normaalisti on itse digitoitu peruskartoista. Pinnanmuodot ja rosoisuudet on mahdollista tallentaa samaan digitaalikarttaan. Kun WA^{SP}:ssa on valittu haluttu orografia eli pinnanmuotokartta, rosoisuuskartta, ja tuuliatlastiedosto sekä korkeus maan pinnasta, on mahdollista tehdä tuuliolosuhdekartoitus erikseen valituista pisteistä tai halutulla hilavälillä koko digitoidusta kartasta tai sen osasta.

Yksittäinen tuuliatlastiedosto kuvaa varsin hyvin käytetyn tuulimittausaseman ympäristön tuuliolosuhteita joidenkin kilometrien etäisyydelle mittauspaikasta, mutta mitä kauemmas siitä mennään, sitä erilaisemmiksi paikalliset tuuliolosuhteet muuttuvat. Sisämaan sääasemien tuulimittausten suuntajakaumat ovat jossain määrin vääristyneet ympäristön esteistä, eikä niitä ilmeisestikään voida saada suuntajakaumaltaan yhtä edustaviksi kuin rannikolla tai ulkosaaristossa olevien sääasemien pohjalta laskettujen atlastiedostojen suuntajakaumat.

Sisämaan sääasemien pohjalta lasketut atlastiedostot yleensä aliarvioivat ja toisaalta avomeren ja ulkosaariston atlastiedostot yliarvioivat rannikon ja sisäsaariston tuulioloja. Ongelma saattaa ainakin osittain johtua ns. mesoskaalan meteorologiasta, jota WA^{SP}-ohjelma ei mikroskaalamallina osaa ottaa huomioon. Osittain ongelma saattaa johtua myös Suomen rannikkoalueilla yleisestä maaston rikkonaisuudesta, sekä pinnan rosoisuuden radikaalista muutoksesta, kun maasto on rantaviivalta alkaen metsää. Tuulimittausasemien mittausmastot ovat usein alle 20 metrin korkuisia, jolloin maaston peitteisyyden ja pinnanmuotojen vaikutus mittausaineistoon saattaa olla suurempi kuin laskentamalli olettaa. Myös jääpeite talviaikana vaikeuttaa ulko- ja sisäsaariston tuuliolosuhteiden keskinäistä vertailua: Ulkosaaristossa meri on suuremman osan talvesta auki. Avoveden rosoisuusarvo poikkeaa jään vastaavasta, ja lisäksi terminen tasapaino avoimen meren yläpuolella on erilainen kuin jään yläpuolella.

Muun muassa edellä mainituista seikoista johtuen tuuliatlastiedostot eivät ole yleispäteviä tuhansien neliökilometrien kokoisille alueille, vaan paras tulos saavutetaan mittauspaikan läheisyydessä ja samantyyppisessä maastossa.

Tehtäessä tuulisuusanalyysi mille tahansa tuulimittauspaikalle kyseisen mittauspaikan tuuliatlastiedostolla ja käyttäen tarkastelukorkeutena mittauskorkeutta, pitäisi periaatteessa tulokseksi saada mitattu keskituulennopeus.

Näin ei kuitenkaan kaikkien sääasemien kohdalla käy, vaan WA^SP antaa joissain tapauksissa liian suuren arvon keskimääräiselle tuulenopeudelle. Tämä johtuu siitä, että ohjelma approksimoi mitattua tuulenopeusjakaumaa Weibull-jakaumalla; mittauksiin sovitettuna Weibull-jakauman keskinopeus on tyypillisesti hieman korkeampi kuin mitatun nopeusjakauman. Tulosten systemaattista virhettä voidaan korjata etsimällä se korkeus, jolla WA^SP antaa samat arvot kuin Tuuliatlaksessa ilmoitetut mitatut arvot, ja korjaamalla tuulisuuskartoituksen tarkastelukorkeutta alaspäin tämän korkeuden ja mittauskorkeuden välisen erotuksen verran. Koska tuulenopeus ei muutu lineaarisesti korkeuden muuttuessa, tämä korjaustapa ei ole tarkka. Tässä selvityksessä tarkastelut on tehty vähintään 50 m korkeudella, jolloin korkeusprofiilin epälineaarisuudesta johtuva virhe on hyvin pieni korkeuskorjausten ollessa maksimissaan joitakin metrejä.

Laskentamenetelmän luotettavuutta on tarkasteltu tarkemmin tämän raportin luvussa 7.

3.1.2 Käytetyt tuuliatlastiedostot

Laajan alueen tuulisuuskartat tehtiin käyttäen Helsinki-Isosaaren, Helsinki-Katajaluodon sekä Kallbådagrundin tuuliatlasta. Näistä kaksi ensiksi mainittua sijaitsevat kartoitettavan alueen sisällä, osapuilleen sen keskellä. Viimeksi mainittu puolestaan sijaitsee 30 - 40 km tarkasteltavasta alueesta kaakkoon, avomerellä.

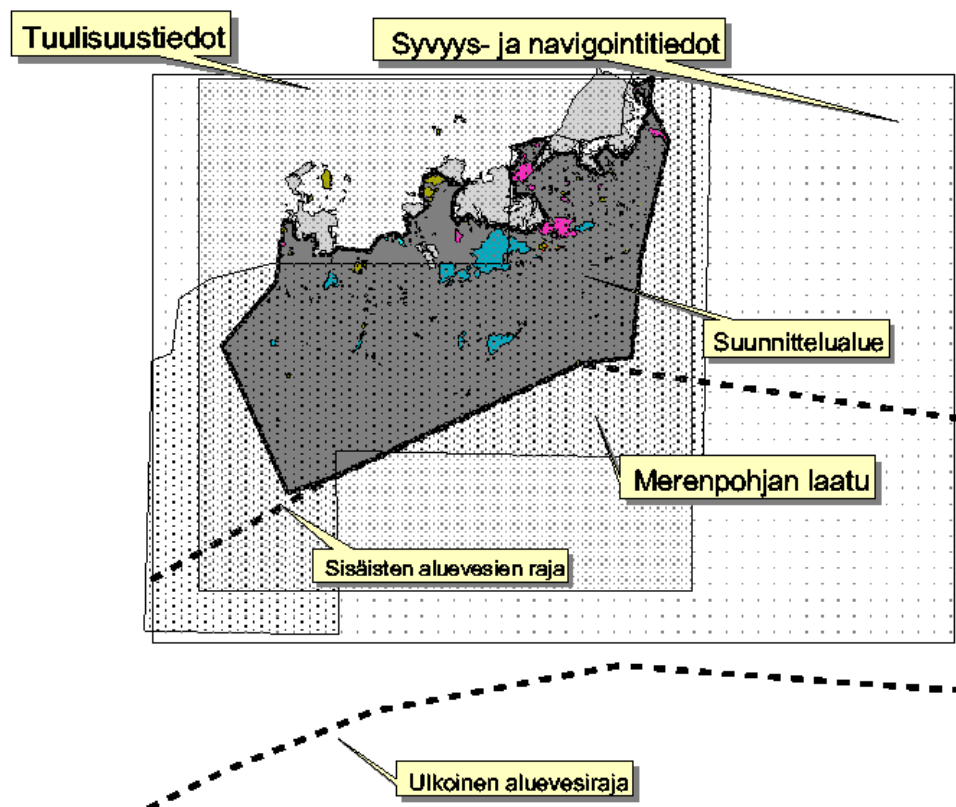
3.1.3 Tuulikarttojen laadinta

Alkuperäinen tuulirasteri (1 km x 1 km) vietin pisteinä paikkatietojärjestelmään, muunnettiin Helsingin kaupungin karttakoordinaatistoon ja rasteroitiin interpoloimalla krieging-menetelmällä pienempään rasterikokoon (50 m x 50 m). Rasterimuotoisena esityksenä alueen jokaisella pisteellä oli tuulisuusarvio. Tuulisuusrasterista muodostettiin tuulen keskinopeutta kuvaava tasa-arvokäyrämuotoinen esitys, jossa käyrien tuulisuuserojen ero oli 0,2 m/s.

Tuotetut tiedostot :

- Hki_kat4g = Katajaluodon atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info GRID, rasterikoko 50m x 50 m
- Hki_kal6g = Kallbådagrundin atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info GRID, rasterikoko 50m x 50 m
- Hki_iso4g = Helsinki-Isosaaren atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info GRID, rasterikoko 50m x 50 m
- Hki_kat4c = Katajaluodon atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info tuulisuusvektori (contour -kenttä, käyräväli, 0.2 m/s)

- Hki_kal6c = Kallbådagrundin atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info tuulisuusvektori (contour -kenttä, käyräväli, 0.2 m/s)
- Hki_iso4c = Helsinki-Isosaaren atlastietoihin perustuva laskenta, Arc/Info tuulisuusvektori (contour -kenttä, käyräväli, 0.2 m/s)



Kuva 9. Aineistojen ääriajat.

3.2 Syvyysaineistot

Numeerinen ns. vektorimuotoinen syvyysaineisto alueelta hankittiin Merenkululaitoksesta. Aineistossa on merikarttojen 1:50 000 tietosisältö, jonkin verran myös karttoja 1:40 000 - 1:500 000. Aineisto syntyy painettujen merikarttojen lehtijaossa. Syvyystiedot sisältävät syvyysluvut, syvyyskäyrät, kivet, hylt, vedenalaiset rakenteet, ja rantaviivan. FINGIS-formaatista aineisto muunnettiin paikkatietojärjestelmään ja yhteinäiskarttakoordinaatistosta Helsingin kaupungin koordinaatistoon. Aineiston syvyyskäyrien ja pistetietojen avulla interpoloitiin alueen kattava syvyysrasteri rasterikoossa 25 m x 25 m.

Tuotetut tiedostot :

- Syvyys_h = Merenkululaitoksen aineistosta tehty Arc/Info GRID, rasterikoko 25m x 25 m

3.3 Liikkuvien jäiden paksuus

Liikkuvien jäiden paksuutta kuvaavat tasa-arvokäyrät digitoitiin perustuen Winter Navigation Reseach Boardin raportin “Formation, thickness and stability of fast ice along the Finnish coast” /13/ karttaliitteestä. Viivoista interpoloitiin alueelle krieging-menetelmällä kattava pinta, joka kuvaa liikkuvien jäiden paksuutta.

Tuotetut tiedostot :

- Ice = Merenkululaitoksen aineistosta tehty Arc/Info GRID, rasterikoko 50m x 50 m

3.4 Sähköverkko

Helsingin Energialta saatiin digitaalisessa muodossa ja paperilla 10/20 kV linjakartta ja 110 kV sähköasemien sijainnit.

3.5 Maanomistus ja alueiden käyttö

Maanomistuksen ja alueiden käytön kuvaamisessa lähteenä käytettiin Helsingin saariston osayleiskaavan digitaalista karttamateriaalia. Merenkululaitoksen navigointiaineistossa on myös puolustusvoimien alueisiin liittyvää materiaalia.

3.6 Navigointitiedot

Navigointitiedot sisältävät väylät, vesireitit, turvalaitteet, ilmajohdot, sillat, satamatiedot, ja rantaviivan. Ne saatiin Merenkululaitoksesta osana numeerista ns. vektorimuotoista aineistoa johon myös syvyysaineisto sisältyi. Aineistossa on merikarttojen 1:50 000 tietosisältö, jonkin verran myös karttoja 1:40 000 - 1:500 000. Aineisto syntyy painettujen merikarttojen lehtijaossa. FINGIS-formaatista aineisto muunnettiin paikkatietojärjestelmään ja yhteinäiskarttakoordinaatistosta Helsingin kaupungin koordinaatistoon. Aineiston navigointitiedoista valittiin osa esitettäväksi vektorimuodossa karttalehdittäin.

Vuosaaren sataman suunnitellun väylän sijaintikartta saatiin Helsingin Satamasta ja digitoitiin.

Suurimmille laivaväylille on määritetty ns. väyläalue. Kuitenkaan monille väylille ei ole ilmoitettu rajoittavia tekijöitä karttamuodossa. Suomenlahden

merenkulkupiirin väylien suunnittelusta vastaava Kari Pohjola kommentoi tarkasteltujen tuulivoima-alueiden sijoittelua lähiväylien kannalta.

Tuotetut tiedostot :

- Vaylat1h = Merenkululaitoksen aineistosta tehty laivaväyläkartta, ArcView shape karttalehden 1 alueelta
- Vaylat2h = Merenkululaitoksen aineistosta tehty laivaväyläkartta, ArcView shape karttalehden 2 alueelta
- Loistop2_h = Merenkululaitoksen aineistosta tehty loistojen sijainti, ArcView shape karttalehden 1 alueelta
- Vaylan_reunat = Merenkululaitoksen aineistosta tehty laivaväylien leveyttä kuvaavien viivojen esityskartta, ArcView shape suunnittelualueelta

3.7 Puolustusvoimien varaukset

Puolustusvoimilla on runsaasti erityyppisiä toimintoja tarkastellulla alueella. Näistä toiminnoista kohdistuu varauksia sekä luotoihin (linnakesaaret, ammusvarastot ym.), vesialueisiin (ampuma-alueet, suoja-alueet) että merenpohjaan (kaapelit ym.). Strategisesti merkittäviä puolustusvoimien käytössä olevia alueita ovat mm. Santahamina, Vallisaari, Isosaari ja Katajaluoto.

Puolustusvoimien maa- ja vesialueisiin kohdistuvia varauksia kartoitettiin yleiskaava-aineistosta sekä merikartta-aineistosta. Lisäksi varauksista käytiin tarkentavia keskusteluja merivoimien esikunnan edustajien kanssa.

3.8 Lentoesterajoitukset

Lentoesterajoituksia tarkasteltiin Ilmailulaitoksen kartta-aineistosta ”lentoesteiden korkeusrajoitukset”. Kyseisen aineiston perusteella korkeusrajoituspinta koko tarkastellulla alueella on 123 m. Vain erittäin suuret (3 MW tai yli) tuulivoimalaitokset ylävät näin korkealle. Tarkasteltaessa laitoskoluokkaa 2 – 2,5 MW ei lentoesterajoituksia tarvitse ottaa huomioon.

3.9 Muut lähtötiedot

3.9.1 Meren pohjan laatu

Merens pohjan laatua koskeva aineisto saatiin digitaalisena Geologiselta tutkimuskeskukselta (GTK) ja Helsingin Satamasta. GTK:n aineisto perustuu merens pohjan akustisiin luotauksiin, jotka tehtiin pääkaupunkiseudun vedenalaisten maa-ainesvarojen selvittämiseksi (Rantataro, J. 1992. Pääkaupunkiseudun vedenalaiset maa-ainesvarot, Helsingin seutukaavaliiton jul-

kaisuja C31, 84 s + liitteet). Materiaalista on valmistettu merigeologinen kartta-aineisto, jossa eroteltiin :

- kallio,
- moreeni,
- hiekka ja sora,
- huuhtoutunut hiekka,
- glasiakvaattinen sekasedimentti,
- glasiaalinen savi ja siltti,
- postglasiaalinen savi,
- resenti liejusavi.

Aineisto digitalisoitiin tämän projektin aikana ArcView-muotoon.

3.9.2 Maa-ainesten otto ja läjitys

Helsingin Satamasta Juha Komsilta saatiin läjitysalueiden kartat, joissa esitettiin vesioikeuden lupapäätöksiin perustuva rajaus : Taulukarin, Mustakuvun ja Vuosaaren läjitysalueet sekä hiekanottoalueet Eestiluodolta ja Vuosaaren väylän läheisyydestä.

3.9.3 Kalastus

Vesialueiden kalastuskäyttöä rajoittavia tekijöitä ei ole karttamuodossa. Helsingin kaupungin liikuntaviraston kalastuksenvalvoja Matti Mielonen kommentoi ehdotettujen tuulivoima-alueiden sijoittelua kalastuksen kannalta.

3.9.4 Hylt

Helsingin edustan hylkyjen sijaintikartat saatiin Merimuseosta ja digitoitiin kartalle.

4 KOHTEIDEN VALINTA

4.1 Laajan alueen tuulikartat

Tässä selvityksessä tuuliolosuhdekarttojen tekemiseen käytettiin hilapisteissä laskettavia tuulisuusolosuhteita. Karkeassa kartoituksessa käytettiin 500 m hilaväliä, jolloin tuuliresurssitiedostojen tekeminen oli verraten nopeaa ja tarkkuus kohtalaisen hyvä. Tuulisuustiedot tallennettiin tietokantaan, joka sovitettiin ArcInfo-ohjelmalla siten, että tuulisuustiedot voitiin esittää ArcView-ohjelmalla karttapohjan päällä.

Tarkasteltavana suurena käytettiin tuulen keskinopeutta 50 metrin korkeudella maan/meren pinnasta ja jakovälinä 0,2 m/s. Käytetyn laskentamenetelmän tarkkuus on todennäköisesti parhaimmillaan n. 50 m korkeudella, jossa toisaalta maaston vaikutus on selvästi pienempi kuin esimerkiksi 30 m korkeudella, mutta toisaalta 20 - 30 metrin korkeudella mitatun tuulidatan ekstrapolointi ei vielä aiheuta kovin suurta epävarmuutta.

Tämänkaltaiset tuulikartat antavat suhteellisen hyvän kuvan laajan alueen tuulisuuden vaihtelusta. Vaikka keskimääräinen tuulen nopeus ei ole suoraan verrannollinen sijoitettavan tuulivoimalaitoksen energiantuotantoon, on se tällaisessa karkeassa, laajan alueen tarkastelussa riittävän hyvä indikaattori alueen sopivuudesta tuulivoiman tuotantoon. Tuulivoiman tuotantomielessä kiinnostavimmat alueet valittiin tarkempaan tarkasteluun.

Tuulisuuskartoituksen tulokset on esitetty liitteessä 1. Kartoista havaitaan, että tuuliolot paranevat siirryttäessä etelään kohti avomerta. Mannerrannoilla tuuliolot ovat riittävän hyvät lähinnä eteläisimmässä niemenkärjissä. Siirryttäessä yli noin 10 km etäisyydelle rannikosta eivät tuuliolot laskentatulosten perusteella enää merkittävästi parane.

Eri tuuliatlastietojen antamat tulokset vastaavat toisiaan varsin hyvin. Laskentatarkkuuden rajoissa niiden antamia tuloksia voidaan pitää käytännössä identtisinä.

Laskelmien perusteella Helsingin mannerrannoilla päästään tuulisimmissa kohteissa noin 7 m/s keskimääräisiin tuulen nopeuksiin 50 m korkeudella maan pinnasta, ja ulkosaaristossa sekä avomerellä 7,5 - 8 m/s keskituulennopeuksiin.

Keskituulennopeuden vaikutusta tyypillisen 2 MW tuulivoimalaitoksen tuotantoon voidaan karkeasti arvioida seuraavan ohjeellisen taulukon mukaisesti.

Taulukko 2. Tyypillisen 2 MW laitoksen tuotanto keskituulennopeuden funktiona.

Keskituulennopeus laitoksen napakorkeudella (60 m)	Tyypillisen 2 MW laitoksen huipunkäyttöaika	Tuotanto % lähtötasosta
6,0 m/s	1600 h/a	100 %
6,5 m/s	2000 h/a	125 %
7,0 m/s	2400 h/a	150 %
7,5 m/s	2700 h/a	169 %
8,0 m/s	3100 h/a	194 %

Jotta tuotettu sähkö olisi taloudellisesti kilpailukykyistä, on käytännön alarajana tuulivoimalaitoksen sijoituspaikan keskituulennopeudelle yleensä käytetty kuivalla maalla arvoa 6,0 - 6,5 m/s laitoksen napakorkeudella. Mikäli sijoituspaikan keskimääräinen tuulen nopeus jää selvästi tämän alle, hankkeen taloudellinen perusteltavuus on kyseenalainen ja se tulisi yleensä varmentaa tuulimittauksin, mikäli investointia suunnitellaan tällaiseen kohteeseen. 5,5 m/s keskituulennopeudella huipunkäyttöajat jäävät jo tasolle 1200 - 1400 h/a, eli tuotanto on luokkaa puolet hyvien kohteiden tuotannosta. Vastaavasti tuotantokustannukset ovat tällöin 40 - 50 p/kWh, kun ne edullisissa kohteissa ovat 22 - 30 p/kWh.

Merelle rakennettaessa, rakennuskustannusten ollessa huomattavasti korkeammat, on tuuliolosuhteiden vastaavasti oltava selvästi paremmat jotta rakentaminen olisi taloudellisesti perusteltavissa. Käytännön alarajana keskituulennopeudelle voitaneen tällöin pitää 7 - 7,5 m/s.

Koska tuulivoimainvestoinnin taloudellisuus on aina tapauskohtaista ja riippuu mm. toteuttajatahosta ja tätä kautta vaihtoehtoisen sähkönhankinnan kustannuksista tai tuotetun tuulisähkön myyntihinnasta, ei yleisiä taloudellisuusrajoja voida antaa. Mikäli tuotetun sähkön arvo tai myyntihinta on korkea, on tuulivoiman taloudellisesti mielekäs tuottaminen mahdollista myös heikkotuulisemmissä kohteissa.

4.2 Muut tekniset edellytykset

Niiltä alueilta, joilla tuulisuuskartoitusten tulosten perusteella voitiin tuuliolosuhteiden olettaa olevan riittävän hyvät tuulivoiman tuotantoa ajatellen, valittiin muiden teknisten edellytysten (veden syvyys, liikkuvat jäät, etäisyys sähköasemalle) sekä merkittävimpien alueidenkäytön asettamien rajoitusten perusteella suppeimmat alueet tämän selvityksen myöhemmän vaiheen yksityiskohtaisempiin teknistaloudellisiin analyysiin.

Suurimpana hyväksyttävänä etäisyytenä 110 kV sähköasemalle pidettiin noin 10 kilometriä. Tarkkaa rajaa ei asetettu, koska asiaa on aina tarkasteltava tapauskohtaisesti; kaapelia kannattaa rakentaa pitkänkin matkaa, mikäli tällä tavoin päästään kohteeseen, johon mahtuu suurempi tuulipuisto tai jossa tuuliolosuhteet ovat olennaisesti paremmat kuin vaihtoehtoisessa, lähempänä verkkoa sijaitsevassa kohteessa.

Suurimpaa mahdollista veden syvyyttä matalikoille rakennettaessa arvioitiin laitosten kokoluokasta riippuen seuraavasti :

- 1,5 MW laitoskoolla suurin mahdollinen veden syvyys on 10 m,
- 2 - 2,5 MW laitoskoolla, joka on saavuttamassa kaupallisen asteen, suurin mahdollinen veden syvyys on 15 m, ja

- 3 - 5 MW laitoskoolla, joka tällä hetkellä on suunnitteluasteella ja saavuttaa kaupallisen asteen aikaisintaan muutaman vuoden kuluttua, suurin mahdollinen veden syvyys on 20 m.

Näistä viimeksi mainittu oletus ei perustu laskelmiin vaan on lähinnä “sivistynyt arvaus” tulevasta teknisestä kehityksestä.

Eri syvyysvyöhykkeet on esitetty karttapohjalla liitteessä 2. Kartoista havaitaan, että syvyysvyöhykkeet 0 - 10 m ja 10 - 15 m muodostavat laajempia, yhtenäisiä alueita, kun taas 15 ja 20 m syvyyskäyrät kulkevat usein lähellä toisiaan, eli pohja viettää usein jyrkästi välillä 15 - 20 m. Näin ollen osa vyöhykkeeseen 15 - 20 m kuuluvista alueista on sellaisia, joille tuulivoimalaitoksen perustaminen olisi teknisesti vaikeaa myös pohjaolosuhteiden vuoksi.

Liikkuvien jäiden maksimipaksuutta tarkasteltiin niin ikään laitoskoosta riippuvana tekijänä :

- 40 cm voidaan nykytietämyksen valossa pitää jääkuormien hallinnan kannalta hyväksyttävänä ylärajana 1,5 MW kokoluokassa.
- Käytettäessä 2 - 2,5 MW laitoskokoja jääkuormien hallintaan voidaan investoida enemmän laitosta kohti kuin pienemmillä laitoskokoluokilla. Lisäksi suurempiin laitoksiin kohdistuvat jääkuormat eivät tuulikuormiin verrattuna enää välttämättä ole yhtä kriittinen mitoitus tekijä. 2 - 2,5 MW laitoksia voitaisiin ehkä sijoittaa 50 cm rajalle asti.
- 60 cm on jälleen “sivistynyt arvaus” suurimmasta sallitusta liikkuvien jäiden maksimipaksuudesta käytettäessä 3 - 5 MW laitoskokoja.

Liitteen 2 kartoissa on esitetty alueet, jotka täyttävät edellä esitetyt tekniset kriteerit. Kaikilla jatkotarkasteluihin valituilla alueilla arvioitu tuulen keskinopeus on vähintään 7 m/s.

4.3 Alueidenkäytölliset kriteerit

Maa- ja vesialueiden käyttöön liittyvinä tekijöinä tarkasteltiin tämän selvityksen puitteissa alueiden omistusta, etäisyyksiä asuinrakennuksiin ja muihin häiriintyviin toimintoihin (esim. luonnonsuojelualueet, laivaväylät, puolustusvoimien tarpeet), sekä kaavoitustilannetta, jota tarkasteltiin osayleiskaavatasolla.

Omistussuhteita tarkasteltiin yleisellä tasolla sen mukaan olivatko alueet yksityisessä, kaupungin vai valtion omistuksessa. Yksityisten omistajien nimiä ei selvitetty.

Maisemallisia, kaupunkikuvallisia tai kulttuurihistoriallisia kriteereitä ei tässä työssä otettu huomioon, vaan näitä kysymyksiä tarkastellaan jatkosuunnittelussa. Sama koskee luotojen ja vesialueiden virkistyskäyttöä sekä muita ympäristöön ja viihtyvyyteen liittyviä kysymyksiä.

Alueidenkäytölliset tekijät on esitetty karttapohjalla liitteessä 3.

4.4 Teknisiltä ja alueenkäytöllisiltä edellytyksiltään tuulivoiman tuotantoon soveltuvat alueet

Teknistaloudellisin perustein (tuuliolot, etäisyys sähköverkkoon, veden syvyys, liikkuvien jäiden maksimi paksuus), sekä alueidenkäytöllisin kriteerein (karkeasti tarkasteltuna) Helsingin edustalta paikannettiin 4 laajempaa yhtenäistä aluetta, joissa tuulivoiman tuotanto olisi periaatteessa mahdollista jo nykytekniikalla (1,5 - 2,5 MW laitoskoko) ja kustannustasoltaan todennäköisesti kohtuullista. Nämä laajemmat, yhtenäiset aluekokonaisuudet on kuvattu liitteessä 4 ja taulukossa 3. Lisäksi valittiin 4 aluetta, jotka voivat olla toteutuskelpoisia suurempia laitoskokoluokkia (3 - 5 MW) käytettäessä.

Kyseisten alueiden sisällä tuulivoimaloiden rakentamisrajoituksia on luonnollisesti tarkasteltava tarkemmin. Liitteen 4 alueita ei tule tulkita niin, että kyseiset alueet voidaan rakentaa täyteen tuulivoimaloita, vaan että niiden sisältä on löydettävissä paikkoja, joihin tuulivoimalaitosten rakentaminen on teknisesti mahdollista.

Alueiden valinnassa kiinnitettiin huomiota myös siihen, että yhdelle suppealle alueelle tulisi voida rakentaa vähintään noin 10 tuulivoimalaitosta, jotta rakennuskustannukset (perustukset, pystytys, kaapelit,...) tehoyksikköä kohti pysyisivät kohtuullisina. Mitä kauemmas rantaviivasta siirrytään, sitä suurempi tuulivoimalaitosten potentiaalisen sijoitusalueen tulisi olla, jotta se kannattaisi ottaa huomioon jatkotarkasteluissa.

Tämä ei kuitenkaan sulje pois, etteikö tarkastellulla alueella voisi olla muita kohteita, joissa tuulivoiman tuotanto olisi mahdollista. Vastaavasti kaikkia taulukon 3 kohteita ei eri syistä (mm. maisemalliset ja luontoarvoihin kohdistuvat vaikutukset) välttämättä voida toteuttaa.

Kauempana tulevaisuudessa, käytettäessä erittäin suuria laitoskokoja (3 - 5 MW tai enemmän) sekä uuden tyyppisiä perustusratkaisuja, saattavat lisäksi tulla esim. seuraavat alueet merituulivoiman kannalta kiinnostaviksi :

- Halliluoto-Uppoluoto-Länsiluoto (Gråsalsbådan-Sankbådan-Västerbådan)
- Helsingin matala

Taulukko 3. Tuulivoimalaitosten sijoittelun kannalta potentiaaliset alueet. Alueille 1 - 4 laadittiin tarkemmat kustannus- ja tuotantoarviot.

Nro	Alueen rajat tai kuvaus	Huom.
1	Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari	Toteutuskelpoinen 1,5 - 2,5 MW laitoksoilla
2	Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi	Toteutuskelpoinen 1,5 - 2,5 MW laitoksoilla
3	Kuivasaaren ympäristö	Toteutuskelpoinen 1,5 - 2,5 MW laitoksoilla
4	Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto	Toteutuskelpoinen 1,5 - 2,5 MW laitoksoilla
5	Rysäkari-Louekari-Koirasaari	Toteutuskelpoinen 3 - 5 MW laitoksoilla ?
6	Isosaaren pohjoispuolen matalikot	Toteutuskelpoinen 3 - 5 MW laitoksoilla ?
7	Matalakarilta lounaaseen suuntautuva matalikkoketju	Toteutuskelpoinen 3 - 5 MW laitoksoilla ?
8	Matalakari-Länsitoukki	Toteutuskelpoinen 3 - 5 MW laitoksoilla ?

Identifioiduista alueista laadittiin tarkempia tarkasteluja, jotka on esitetty tämän raportin luvussa 6. Kullekin taulukon 3 alueelle laadittiin esimerkinomainen tuulivoimalaitosten sijoitussuunnitelma, jossa otettiin tarkemmin huomioon laitosten sijoittelua rajaavat tekniset ja alueidenkäytölliset tekijät. Alueille 1 - 4 (toteutettavissa nykytekniikalla) laadittiin lisäksi tuotanto- ja kustannusarviot.

5 TUOTANTO- JA KUSTANNUSARVIOISSA KÄYTETYT LÄHTÖTIEDOT JA -OLETUKSET

5.1 Tuotantoarviot ja arvioissa käytetyt laitostyyppit

Potentiaalisista tuulivoiman sijoituspaikoista tehtiin tarkka tuulisuus- ja tuotantoanalyysi WAP6.0- ja WindFarmer-ohjelmilla /14/ käyttäen Katajaluodon tuuliatlastiedostoa. Kyseinen atlastiedosto valittiin, koska Katajaluodon sääasema sijaitsee kutakuinkin keskellä tarkasteltavaa aluetta ja mitausjakso on pidempi kuin Isosaaren ja Kallbådagrundin sääasemilla. Kolmesta tuulikartoituksessa (kohta 4.1) käytetystä atlastiedostosta se antaa näin ollen todennäköisesti luotettavimmat tulokset. Kaiken kaikkiaan eri atlastiedostojen antamat tulokset olivat keskenään hyvin yhtäpitäviä.

Vertailut laadittiin neljälle 2 - 2,5 MW laitokselle, jotka ovat parhaillaan testausvaiheessa. Laitokset valittiin siten, että ne edustavat todennäköisintä kokoluokkaa, jolla tuulipuistojen rakentaminen merialueille voisi käynnistyä. Lisäksi laitostyyppien valintaan vaikutti se, missä määrin niistä oli saatavilla teknisiä ja kustannustietoja.

Tämän kokoluokan laitoksista ei raportin kirjoitushetkellä vielä ole saatavilla luotettavia hintatietoja, minkä vuoksi raportissa esitetyt kustannusarviot ovat alustavia. Koska kuitenkin alle 2 MW laitosten rakentaminen merialueille on epätodennäköistä, on tarkasteltujen laitostyyppien käyttö tässä raportissa mielekkäämpää kuin pienempien, tämän hetken kaupallisten laitostyyppien käyttö.

Taulukko 4. Tuotantovertailuissa käytetyt laitostyyppit.

Valmistaja	Laitostyyppi	Markki- noilletulo- vuosi	Nimellis- teho kW	Roottorin halkaisija m	Napa- korkeus m
Vestas	V80 - 2.0 MW	2001 ?	2000	80	67
NEG Micon	NM 2000	2000 ?	2000	72	68
Bonus	BONUS 2 MW	2000	2000	76	60
Nordex	N80/2500 kW	2001 ?	2500	80	80

Taulukon 4 yrityksistä Vestas, NEG Micon ja Bonus ovat tanskalaisia, Nordex saksalais-tanskalainen. Lisäksi 2 MW laitos on testausvaiheessa saksalaisella Tacke Windtechnik:illä. Tätä laitosta ei otettu mukaan tarkasteluihin, koska kyseinen toimittaja ei toistaiseksi toimi aktiivisesti Suomen markkinoilla ja lähtötietojen hankkiminen osoittautui tästä johtuen vaikeaksi.

Tarkasteluissa käytettyjen laitosten tehokäyrät eivät ole täysin vertailukelpoisia, koska osa niistä on annettu laminaariselle ja osa esim. 10 % turbulentsille virtaukselle. Tämän eron laskennallinen eliminoiminen katsottiin alustavan selvityksen puitteissa liian työlääksi. Tarkasteltujen laitostyyppien tehokäyrät ovat joka tapauksessa tässä vaiheessa vielä alustavia ja niihin, kuten laitosten muihinkin teknisiin spesifikaatioihin, voi tulla vielä muutoksia ennen laitosten kaupallisen käytön alkua.

Korostettakoon, että tämän selvityksen tarkoituksena ei ollut vertailla eri laitostyyppien suorituskykyä keskenään tai asettaa niitä edullisuus- tai muuhun paremmuusjärjestykseen, vaan tavoitteena oli vertailla eri sijoituskohdeiden edullisuutta keskenään. Laitostyyppien edullisuusjärjestykseen asettaminen vaatii aina projektikohtaisesti laaditun tarjouskyselyn, jonka yhteydessä tyyppikohtaisia erityisominaisuuksia on pyrittävä arvioimaan.

5.2 Tuulivoimalaitosten sijoittelu potentiaalisilla alueilla

Tuotanto- ja kustannuslaskelmissa käytetty tuulivoimalaitosten sijoittelu potentiaalisilla alueilla on esitetty liitteessä 5. Eri sijoitusalueille rakennettavat maksimimäärät tuulivoimalaitoksia ilmenevät taulukosta 5.

Potentiaaliset sijoitusalueet on jaettu kahteen eri kategoriaan siten kuin edellä taulukossa 3 esitettiin. : “tämän päivän tekniikalla toteutuskelpoiset alueet” ja “mahdollisesti suuremmalla laitokoolla toteutuskelpoiset alueet”. Kumpaankin kategoriaan kuuluu 4 aluetta.

Kullekin alueelle pyrittiin sijoittamaan maksimimäärä laitoksia, ottaen huomioon laitosten keskinäiset minimietäisyydet (vähintään noin 5 roottorin halkaisijaa), pohjan syvyys ja laatu, sekä maa- ja vesialueiden muu olemassaoleva ja suunniteltu käyttö vahvistettuihin suunnitelmiin perustuen. Näitä ovat :

- Helsingin saariston osayleiskaavan mukaiset saarten ja luotojen käyttömuodot; asutus, jokamiehen virkistyskäyttö, suljettu virkistyskäyttö, puolustusvoimien käyttö, luonnonsuojelu
- Vesioikeuden päätöksiin perustuvat maa-ainesten otto- ja läjitysalueet
- Merikartta-aineistoon perustuvat navigointitiedot : laivaväylät, merimerkit, kaapelit, viemärit
- Merimuseolta saadut laivahylkyjen paikat
- Merivoimien esikunnan kanssa käytyihin keskusteluihin perustuvat puolustusvoimien käyttötarpeet maa- ja vesialueilla
- Kalastus, perustuen Helsingin liikuntavirastolta saatuihin tietoihin

Kategoriaan 1 kuuluvilla alueilla 1 - 4 laitosten välisenä minimietäisyytenä käytettiin noin 400 m. Kategoriaan 2 kuuluvilla alueilla 5 - 8 sovellettiin suurempaa minimietäisyyttä (noin 500 m), koska kyseisille alueille sijoiteltaisiin todennäköisesti suurempia laitoksia (nimellisteho 3 - 5 MW, roottorin halkaisija luokkaa 100 m).

1. kategoriaan kuuluvilla alueille laadittiin kustannus- ja tuotanolaskelmat. Sitä vastoin toisen kategorian alueille (5 - 8) arvioitiin vain rakennettavissa oleva maksimimäärä sekä suuruusluokka-arvio energiamäärästä, joka tuulivoimalla voitaisiin ko. alueella tuottaa.

1. kategoriaan kuuluvilla alueilla tarkasteltiin myös tuulipuistojen liittämistä sähköverkkoon. Alustava suunnitelma ja kustannusarvio 2 MW tuulivoimalaitosten liittamisestä sähköverkkoon eri alueilla on esitetty liitteissä 5 ja 6.

Kunkin tuulipuistoalueen sisällä yksittäisten laitosten tuotanto sekä vierekkäisten laitosten toisiinsa aiheuttamat varjostushäviöt arvioitiin WindFarmer-ohjelmalla.

Korostettakoon, että esitetyt tuulivoimalaitosten sijoittelut, kaapeleiden linjaukset jne. ovat esimerkinomaisia. Niille ei näin ollen tulisi panna liikaa painoa jatkoselvityksissä (ympäristötarkastelut ym.). Tavoitteena oli arvioida, kuinka paljon maksimissaan voitaisiin teknisesti tuulivoimaa ko. alueilla tuottaa. Tuulipuistohankkeen lopullinen koko ja laitosten sijoittelu jollakin tarkastellulla alueella tulee määräytymään monista sellaisista teknisistä ja ympäristöllisistä tekijöistä, joita ei tämän alustavan teknistaloudellisen sijoituspaikkaselvityksen puitteissa ollut mahdollista tai mielekäästä tarkastella.

Taulukko 5. Maksimimäärä tuulivoimaa joka on rakennettavissa tarkastelluille potentiaalisille sijoitusalueille. Arviossa ei ole otettu huomioon sähköverkkoon liittymisen teknisiä ratkaisuja ja kustannuksia.

Nro	Alueen rajat tai kuvaus	Maksimi kapasiteetti	
		Laitosta	MW
1	Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari	28	70
2	Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi	29	72,5
3	Kuivasaaren ympäristö	14	35
4	Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto	21	52,5
1-4	Yht.	92	230
5	Rysäkari-Louekari-Koirasaari	20	60 - 100
6	Isosaaren pohjoispuolen matalikot	12	36 - 60
7	Matalakarilta lounaaseen suuntautuva matalikkoketju	15	45 - 75
8	Matalakari-Länsitoukki	11	33 - 55
5 - 8	Yht.	58	174 - 290

Sijoitusaluekohtaiset tuotanto- ja kustannuslaskelmien tulokset on esitetty liitteessä 7 ja niiden sijoituspaikkakohtaiset yhteenvedot tämän raportin luvussa 6.

5.3 Investointikustannusten arviointi

Yleisesti tuulivoimahankkeen investointikustannukset jaotellaan

- laitosten hankinnasta aiheutuviin kustannuksiin,
- tiestön rakennus- ja/tai parannuskustannuksiin,
- perustusten rakennuskustannuksiin,

- muihin maarakennuskustannuksiin,
- sähköverkkoon liittämisestä aiheutuviin kustannuksiin, ja
- suunnittelun ja toteutusvalvonnan kustannuksiin.

Merelle rakennettaessa tieyhteyksien rakentamisesta/parantamisesta johtuvat kustannukset luonnollisesti jäävät pois. Vastaavasti perustusten rakentamisen kustannukset ovat huomattavasti suuremmat kuin maalla.

Laittevalmistajien tehdashintoihin sisältyy erilaisia valmiita varaosa-, huolto- yms. palveluja, joiden vaikutus hankkeen kokonaiskustannuksiin tulee ottaa huomioon.

Tässä selvityksessä tarkastellut kustannukset on jaettu yksikkökohtaisiin ja sijoituspaikka- tai puistokohtaisiin kustannuksiin.

5.3.1 Laitosten yksikkökohtaiset hankintakustannukset

Laitosten hankinnasta aiheutuvat kustannukset muodostavat maalle rakennettaessa tyypillisesti 70 - 90 % hankkeen kokonaisinvestoinneista. Merelle rakennettaessa perustusten ja verkkoon liittämisen osuus on suurempi.

Laitosten hankinnasta tehdashinta ("ex works -hinta") muodostaa 80 - 90 %. Sen päälle tulee lisäkustannuksia, joista tärkeimmät ovat:

- kuljetuskustannukset, ml. kuljetuksen aikaiset vakuutukset
- pystytyskustannukset, ml. nosturit, vakuutukset ym.
- kaukokäyttäjärjestelmä
- ostajan henkilöstölle annettava käyttökoulutus
- takuuajan huollot (2 - 5 vuotta)
- varaosat ja kulutustarvikkeet, perusvarasto
- laitosten huollossa tarvittavat erikoistyökalut

Kaksi viimeksimainittua eivät yleensä ole välttämättömiä hankintoja, mutta niiden pois jättäminen saattaa vastaavasti nostaa huoltosopimuksen hintaa ja korjauskustannuksia.

Kaukokäyttäjärjestelmän kustannuksista osa on yksikkökohtaisia, osa taas puistokohtaisia.

Merelle rakennettaessa on otettava huomioon myös laitoksiin tehtävät meri-olosuhteista johtuvat modifioinnit, kuten ylimääräinen korroosiosuojaus ja huoltoaluksen vaatima laiturei. Nämä ovat tyypillisesti joitakin satoja tuhansia markkoja. Tässä mielessä tarkasteltujen laitosten hinnat eivät välttämättä ole täysin vertailukelpoisia, koska tiedossamme ei ole, missä määrin em. modifikaatioita on huomioitu eri laitostoimittajien antamissa hinnoissa. Suurten laitosten hinnasta modifikaatioiden osuus on kuitenkin verraten pieni.

Suomen olosuhteissa vaaditaan lisäksi ylimääräisiä ratkaisuja tornin alaosan, laiturin, tikkaiden, oviaukkojen ym. suojaamiseksi jäältä. Torni ja muut dynaamisesti kuormitetut teräsosat on kauttaaltaan tehtävä kylmäkestävästä teräksestä. Vaihteistossa, laakereissa ja hydraulijärjestelmissä on käytettävä kylmäkestäviä öljy- ja rasvalaatuja, vaihde ja generaattori on varustettava termostaattiohjatulla lämmitysjärjestelmällä jne. Näiden tekijöiden vaikutukseksi on arvioitu karkeasti 200 000 mk/laitos, joka on lisätty toimittajien antamaan tehdashintaan kohdassa "modifikaatiot" yhdessä offshore-modifikaatioiden kanssa.

Em. hintakomponentit on arvioitu seuraavassa taulukossa laitostoimittajien antamiin alustaviin hintoihin perustuen (valuuttakurssi 1 DKK = 0,800 FIM, 1 DEM = 3,04 FIM) sekä yllä esitettyihin arvioituihin modifikaatiokustannuksiin. Kaikki annetut hinnat ovat arvonlisäverottomia.

Laitosten lukumäärän kasvaessa lisäkustannusten osuus pienenee. Merelle rakennettaessa erityisesti pystytyskustannukset laitosta kohti laskevat merkittävästi laitosten lukumäärän funktiona. Alla esitetyt luvut on arvioitu noin 10 laitoksen hankintaerälle.

Taulukko 6. Laskelmissa käytettyjen laitosten tehdashinnat ja arvioidut lisäkustannukset rakennuspaikan sijaitessa matalikolla 10 km etäisyydellä mantereesta. Kaikki hinnat ovat Suomen markoissa ja arvonlisäverottomia.

	Vestas V80-2.0 MW	NEG Micon	Bonus 2 MW	Nordex N80/2500 kW
Tehdashinta	<i>tiedot puuttuvat</i>	10 000000	8 000 000	9 420 000
Modifikaatiot		sis.	600 000	600 000
Kaukokäyttö- valmius (laitosta kohti)		sis.	30 000	30 000
Kuljetus		sis.	400 000	500 000
Pystytys		sis.	400 000	500 000
Takuuajan huollot		sis.	400 000	400 000
Varaosat ja tar- vikkeet		sis.	300 000	300 000
Yhteensä		10 000 000	10 130 00	11 750 000

Edellä esitetyt hinnat ovat arvioituja viitteellisiä hintoja, eivätkä ne täysin vastaa todellisessa tarjoustilanteessa tapahtuvaa hinnanmuodostusta. Hintarvot on varovaisuussyistä laadittu konservatiivisiksi, joten todelliset tarjoushinnat voivat muodostua jonkin verran edullisemmiksi.

Vestaksen laitoksesta ei hintatietoja ollut vielä käytettävissä, joten se jätettiin kustannustarkastelujen ulkopuolelle. Tuotantoarviot Vestaksen laitokselle on esitetty yhdessä muiden tuotantoarvioiden kanssa liitteessä 7.

5.3.2 Verkkoon liittämisen kustannukset

Tuulivoimalaitokset voidaan liittää joko jakeluverkkoon (10 tai 20 kV jännitteessä), alueverkkoon (110 kV) tai kantaverkkoon (400 kV). Jakeluverkon jännite on Helsingin läntisissä kaupungiosissa 10 kV, itäisissä 20 kV. Jakeluverkon siirtokapasiteetti on, etenkin saaristossa, siinä määrin pieni, ettei siihen voitaisi liittää kuin maksimissaan muutamia tuulivoimalaitoksia liityntäpistettä kohti. Koska merituulivoiman kustannusrakenne suosii suuria puistokokoja, jäävät käytännössä ainoiksi realistisiksi vaihtoehdoiksi liittyminen alueverkkoon tai kantaverkkoon.

Liittyminen lähimmälle 110 kV asemalle voidaan tässä tarkasteltavilla merituulipuistoilla tehdä joko 10/20 kV (läntisissä kaupungiosissa 10 kV, itäisissä 20 kV) tai 110 kV jännitteessä.

Edellisessä tapauksessa tuulivoimalaitoksiin sijoitetaan muuntamo joka muuntaa generaattorijännitteen (yleensä 0,7 kV) 10 tai 20 kV jännitteeseen. Laitoskohtaiset muuntamot yhdistetään toisiinsa 10 tai 20 kV jännitteiselle kaapelilla. Kaapelointi muodostaa rengasrakenteen, johon kaikki sijoituspaikan tuulivoimalaitokset liitetään. Renkaaseen kuuluu myös erotinasema, josta on yhteys kaikkiin yksittäisiin tuulivoimalaitoksiin. Erotinasemalta vedetään edelleen kaapeli samassa jännitetasossa (10 tai 20 kV) maihin lähimmälle 110 kV sähköasemalle, johon se yhdistetään 20/110 kV muuntajalla.

Jälkimmäinen vaihtoehto on muuten samanlainen, mutta siinä rakennetaan uusi 110 kV muuntoasema tuulipuiston yhteyteen ja rakennetaan muuntoasemalta 110 kV kaapeliyhteys mantereelle lähimmälle 110 kV asemalle. Läntisissä kaupungiosissa liittymispiste on joko Salmisaari tai Punavuori, itäisissä kaupungiosissa Herttoniemi.

Periaatteessa siirto tuulipuistosta mantereelle voitaisiin toteuttaa myös 400 kV jännitetasossa, mutta tämä on kustannustehokas vaihtoehto vasta rakennettaessa satoja megawatteja tuulivoimaa.

Tarkemmissa laskelmissa 110 kV siirtojännitteen käyttö osoittautui kustannusten ja häviöiden kannalta edullisemmaksi ratkaisuksi.

Verkkoon liittämisen kustannukset on arvioitu sijoitusryhmäkohtaisesti. Maksimi ryhmäkoko, joka sähköteknisesti on järkevää rakentaa, on 24 MW. Ryhmäkoko rajoittaa 20 kV kaapelin siirtokapasiteetti. Näin ollen taulukon 5 sijoituskohteisiin 1, 2 ja 4 voitaisiin rakentaa kaksi tämänsuuruista ryhmää. Kohteille 5 - 8 ei kustannusarvioita ole laadittu.

Sähköverkkoon liittymisen kustannukset eri sijoituskohteissa on eritelty liitteessä 6. Liittymistarkastelut on laadittu olettaen 2 MW yksikköteho. 2,5 MW laitokselle (Nordex) hinnat ovat todennäköisesti osapuilleen samaa luokkaa; kaapelien yhteenlasketut pituudet ovat kutakuinkin samat, koska laitospaikat ovat samat kuin 2 MW laitoksilla, muuntajia ja kojeistoja tarvitaan lukumäärällisesti vähemmän mutta niiden on oltava suurempitehoisia. 2 MW ja 2,5 MW laitoksien taloudellisuuseroja on tältä osin tarkennettava viimeistään tarjouskyselyvaiheessa.

Liitteessä 6 esitettyjen kustannusten lisäksi tornirakenteeseen tarvittavat modifioinnit muuntamon sijoittamiseksi tornin sisään nostavat laitoksen hankintahintaa arviolta luokkaa 50 000 mk, mikä on sisällytetty taulukon 6 lukuihin kohtaan "modifikaatiot". 110 kV muuntoaseman edellyttämät perustukset, jääsuojaus ja huoltoaluslaituri on niinkään lisättävä liitteen 6 lukuihin.

Yksikkökohtaisten muuntamoiden osalta on huomioitava, että NEG Miconin ja Vestaksen laitoksissa muuntamo sisältyy laitoksen hintaan.

5.3.3 Perustusten rakennuskustannukset

Merelle rakennettaessa perustuskustannukset riippuvat monista tekijöistä, kuten veden syvyydestä, pohjan laadusta, perustustekniikasta, sijoituskohteelle tyypillisistä jää- ja aaltokuormista, ja käytettävästä laitoskoosta. Näin yksityiskohtaisiin tarkasteluihin ei tämän selvityksen puitteissa ole tarkoitukseenmukaista mennä, joten perustusten kustannusarviot on ymmärrettävä korkeintaan suunta-antaviksi.

Perustustavaksi oletettiin matalikoilla (15 m syvyyteen asti) junttapaalu tai kallioon porattuun aukkoon upotettu ja injektoitu paaluperustus. Luodoilla oletettiin voitavan käyttää normaalia kallioperustusta, jolle tulee lisähintaa siitä että perustusmateriaalien ja työkoneiden kuljetuksissa on käytettävä proomuja/työveneitä. Molemmille perustustyypeille tulee lisähintaa jääsuojauksesta (kartio) viitteen /3/ perusteella luokkaa 200 000 mk, laitoskoosta riippumatta.

Junttapaaluperustuksen hintaa arvioitiin käyttäen lähtökohtana viitteen /3/ arvioita sekä viitteen /5/ antamaa riippuvuutta laitokseen ja perustuksen hinnan välillä.

Koska junttapaaluperustuksen hinta riippuu voimakkaasti veden syvyydestä, vaihtelee perustuksen hinta 2 MW laitokselle (ml. jääsuojaus) karkeasti arvioituna välillä 2 000 000 mk (5 m) - 3 000 000 mk (15 m). Yksinkertaisuuden vuoksi, ja koska laskelmissa käytetyt tuulivoimalaitosten sijoituspaikat ovat tässä vaiheessa joka tapauksessa esimerkinomaisia, päätettiin käyttää perustuksille keskimääräistä hintaa 2 500 000 mk 2 MW laitokselle ja 2

700 000 mk 2,5 MW laitokselle. Arvio on todennäköisesti ainakin oikeaa suuruusluokkaa; esimerkiksi viitteessä /15/ on 1,5 MW laitoksen perustuksen hinnaksi 10 m syvyydessä laskettu noin 2 000 000 mk.

Käytännössä eri laitostyyppien aiheuttamissa kuormituksissa on huomattavia eroja mm. niiden roottorin pyyhkäisypinta-alasta ja säätöperiaatteesta sekä tornin korkeudesta riippuen. Tästä johtuen myös perustushinnassa voi olla melko suuriakin eroja kahden nimellisteholtaan saman kokoisen laitoksen välillä.

Rakennettaessa useita laitoksia samalle alueelle perustusten rakentamisen kustannukset laitosta kohti alenevat selvästi. Arvioitaessa yksikkökohtaisia perustuskustannuksia on kuhunkin kohteeseen oletettu rakennettavaksi vähintään noin 10 laitoksen puisto.

Muut pohjarakennustyöt kuten pohjan raivaus ja tasointu, louhiminen, täyttö ym. ovat voimakkaasti tapauskohtaisia, ja niitä koskeviin arvioihin liittyy huomattavaa epävarmuutta. Nämä kustannukset ovat todennäköisesti joitakin satoja tuhansia markkoja yhtä laitosyksikköä kohti. Tässä selvityksessä käytetyt kustannusarviot on näiltä osin ehdottomasti tarkennettava toteutushankkeen suunnitteluvaiheessa.

5.3.4 Suunnittelu ja projektihallinta

Hankkeen suunnittelu- ja projektointikustannuksiin kuuluvat mm. lisätutkimukset (maaperätutkimus, tuulimittaukset, jää- ja aaltokuormien arviointi), laitosten hankintasuunnittelu ja tarjouskilpailun järjestäminen, taloudellisuusarviot, maa- ja vesialueen ja tarvittavien lupien hankkiminen (ml. ympäristöselvitykset), sähkösuunnittelu, perustus-, kuljetus- ja pystytyssuunnittelu, projektihallinta ja toteutusvalvonta jne. Näistä aiheutuvat kustannukset ovat offshore-hankkeissa huomattavasti suuremmat kuin perinteisissä maalle rakennettavissa tuulipuistoissa. Suunnittelukustannusten suhteellinen osuus pienenee hankeeseen kasvaessa. Tässä selvityksessä arvioitiin suunnittelu- ja projektointikustannuksiksi 4 000 000 mk sijoitusaluetta kohti. Tarkempi arvio on laadittava tapauskohtaisesti toteutusprojektin yksityiskohtien varmistuessa.

5.4 Käyttökustannusarviot

Käyttö- ja ylläpitokustannukset muodostuvat

- huoltokustannuksista,
- korjauskustannuksista,
- vakuutuksista ja
- käytönjohtajuuden, valvonnan ja muun hallinnoinnin kustannuksista.

Seuraavassa esitetyt käyttö- ja ylläpitokustannusarviot perustuvat listahintoihin, kirjallisuuteen ja aiempiin kokemuksiin mm. Tanskassa ja Saksassa.

Merelle sijoitettavien MW-kokoluokan laitosten käyttökustannuksista ei tässä vaiheessa ole kokemusperäistä tietoa, joten 20 vuoden käyttökustannusten arvioiminen tältä pohjalta sisältää suuria epävarmuustekijöitä.

5.4.1 Huolto

Huoltokustannukset koostuvat käytännössä huoltosopimuksen hinnasta, joka sisältää huoltokäyntien henkilöstö- ja matkakustannukset, mutta ei sisällä huoltokäyntien yhteydessä vaihdettavien varaosien, voiteluöljyjen ym. materiaalien kustannuksia. Viimeksimainitut on sisällytetty korjauskustannuksiin. Samaa erittelyä on käytetty esimerkiksi Tanskassa kerätyissä käyttökustannustilastoissa.

Yleensä takuuajan (2 - 5 vuotta) huollot kuuluvat kiinteästi osana hankintaan. On kuitenkin mahdollista, että takuuajana ilmaantuu pieniä ongelmia, jotka eivät kuulu takuun piiriin ja joista aiheutuvia kustannuksia ei myöskään vakuutus kata. Offshore-kohteessa huoltokustannuksiin tulee lisätä myös kulkuneuvon aiheuttamat kustannukset, jotka eivät välttämättä sisälly huoltosopimuksen hintaan. Takuuajan aikaisten huoltokustannusten arviona voitaneen meriolosuhteissa käyttää 10 000 mk/a laitosta kohti, kun oletetaan 2 huoltokäyntiä vuodessa.

Huoltokustannuksina takuuajan jälkeen voidaan alustavasti käyttää yhtä 2 MW tuulivoimalaitosta kohti 100 000 mk/a, sisältäen vesikuljetusten muuttuvat kulut. Huoltoveneen, hydrokopterin tai muun vesikuljetukseen soveltuvan ajoneuvon hankintahinta on sisällytetty sijoitusryhmäkohtaisiin investointikustannuksiin.

Tuulivoimalaitoksen omistava yhtiö voi takuuajan jälkeen ryhtyä myös itse vastaamaan laitosten huollosta. Tällöin vuosikustannuksia arvioitaessa tulisi arvioida koulutuskustannukset, työajan palkat sivukuluineen, kuljetuskustannukset ja materiaalikustannukset. Pitkällä aikavälillä ja suuren tai useamman tuulipuiston kyseessä ollessa tämä vaihtoehto tulisi todennäköisesti edullisemmaksi. Hajanaisten ja harvalukuisten tuulivoimalaitosten huolto on todennäköisesti perusteltua uskoa laitostoimittajan kanssa yhteistyössä toimivalle huoltoyhtiölle.

5.4.2 Korjaukset

Korjauskustannukset koostuvat normaalien huoltokäyntien yhteydessä vaihdettavien osien ja materiaalien kustannuksista sekä ylimääräisten, kone- ja laiterikkojen aiheuttamien käyntien kokonaiskustannuksista (materiaali-, työ- ja matkakustannukset).

Korjauskustannukset muuttuvat ajan funktiona. Takuuajana korjauskustannuksia aiheutuu ainoastaan niistä toimenpiteistä, jotka eivät kuulu takuun piiriin tai joita ei saada korvattua vakuutuksesta (esimerkiksi ns. normaalit kuluvat osat). Näiden voidaan olettaa olevan yhdelle offshore-kohteeseen sijoitetulle laitokselle luokkaa 20 000 mk/a.

Vuosien 3 - 6 aikana (mikäli takuuajana on 2 vuotta) korjauskustannusten voidaan olettaa nousevan 100 000 mk/a tasolle, minkä jälkeen niiden voidaan olettaa pysyvän kyseisellä tasolla. Vuosille 11 - 20 on syytä budjetoida lisäksi ainakin 1 - 2 suurempaa konerikkoa per laitos (esim. lapa, generaattori tai vaihteisto), mistä arvioidaan aiheutuvan aina 500 000 - 2 000 000 mk kertakustannus (ml. komponentin vaihdon edellyttämät poikkeukselliset kuljetus- ja nostojärjestelyt).

5.4.3 Vakuutukset

Vakuutuskustannusten voidaan offshore-kohteeseen sijoitetulle 2 MW laitokselle alustavasti arvioida olevan luokkaa 100 000 mk/a. Laitosten lukumäärään ei voida olettaa juuri vaikuttavan vakuutusmaksujen suuruuteen laitosta kohti.

Vakuutusmaksujen suuruus riippuu luonnollisesti vakuutuksen kattavuudesta. On esimerkiksi mahdollista ottaa keskeytysvakuutus, jolloin tuotannon menetys korvataan. Vakuutusmaksujen alentaminen vakuutusturvan kattavuuden kustannuksella kasvattaa todennäköisesti korjauskuluja osapuilleen vastaavalla summalla (kaikkien laitosten käyttöä yli laskettuna).

5.4.4 Valvonta, käytönjohtajuus ja muu hallinnointi

Tähän mennessä Suomessa toteutetuissa tuulivoimahankkeissa laitosten valvonta ja käytönjohtajuus on järjestetty kiinteässä yhteistyössä paikallisen energiayhtiön kanssa, mikä onkin yleensä kustannustehokkain ja organisatorisesti järkevin menettelytapa.

Tässä selvityksessä on oletettu, että merituulipuistojen kaukovalvonta tullaan järjestämään Helsingin Energian valvomon yhteyteen, jolloin tätä tarkoitusta varten ei tarvitse palkata uutta henkilöstöä. Helsingin Energian edustaja tulisi toimimaan sivutoimisena tuulipuistojen käytönjohtajana.

Tässä ratkaisussa yhden tuulipuiston valvonnan ja käytönjohtajuuden kustannukset tulisivat todennäköisesti olemaan joitakin kymmeniä tuhansia markkoja vuodessa. Yksinkertaisuuden vuoksi ko. kustannukset on laskelmissa yhdistetty muun hallinnoinnin kustannuksiin (laskutus, tiedotus, markkinointi ym.).

Hallinnointikulujen voitaneen yhteensä olettaa olevan 10 - 15 laitoksen merituulipuistolle luokkaa 200 000 mk/a. Suurista konerikoista vuosina 11 - 20 aiheutuvat ylimääräiset hallinnointikulut voidaan yksinkertaisuuden vuoksi olettaa sisältyviksi ko. kertakustannuksiin. Ensimmäiselle vuodelle kannattaa budjetoida ylimääräinen 200 000 - 500 000 mk kertaluontoisia hallinnointijärjestelyjä (sopimusneuvottelut, tiedotus- ja PR-toiminta ym.) varten.

Hallinnointikustannusten voidaan olettaa olevan suhteellisen riippumattomia laitoskoosta ja laitosten lukumäärästä.

5.4.5 Yhteenveto

Yhteenveto käyttö- ja ylläpitokustannusarvioista yhdelle 2 MW laitokselle on esitetty seuraavassa taulukossa. 2,5 MW laitoskoolla vastaavat hintakomponentit ovat todennäköisesti jonkin verran korkeammat, lukuunottamatta hallinnointikuluja.

Taulukko 7. Arvioidut käyttö- ja ylläpitokustannukset (mk) yhtä 2 MW laitosta kohti rakennettaessa vähintään noin 10 laitoksen merituulipuisto.

Vuosi	1	2	3	4	5	6...10	11...15	16...20
Vuosihuollot	10 000	10 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Vakuutukset	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Korjaukset	20 000	20 000	100 000	100 000	100 000	100 000	150 000	250 000
Hallinnointi	50 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Yhteensä	180 000	150 000	320 000	320 000	320 000	320 000	370 000	470 000

Koska tässä selvityksessä ei ollut tarkoituksenmukaista käyttää näin suurta laskentatarkkuutta, perustuvat esitetyt taloudellisuuslaskelmat koko käyttöiän yli laskettuihin keskimääräisiin vuotuisiin käyttökustannuksiin, joiksi saadaan yllä esitetystä taulukosta noin 360 000 mk yhtä laitosta kohti. Tämä oletettiin vakioksi sijoituskohteesta tai laitosten lukumäärästä riippumatta. 2,5 MW laitosille käytettiin arviota 450 000 mk laitosta kohti.

Taloudellisuustarkasteluja on ehdottomasti syytä tarkentaa käyttö- ja ylläpitokustannustenkin osalta toteutusprojektin kokoluokan, organisaation ym. yksityiskohtien selkiytyttyä.

5.5 Tuotantokustannuslaskelmat

Tuotantokustannukset laskettiin edellä mainittuihin tuotanto- ja kustannusarvioihin perustuen käyttäen normaalia investoinnin takaisinmaksulaskentaa. Reaalista laskentakorkoa varioitiin välillä 3 - 7 % ja takaisinmaksuaikaa välillä 12 - 28 vuotta. Perustapauksena käytettiin 5 % reaalkorkoa ja 20 vuoden takaisinmaksuaikaa, mikä on Suomessa yleisesti voimalaitosinvestoinneille käytetty lähtökohta.

Yksinkertaisuuden vuoksi, ja koska kyse on vasta alustavasta selvityksestä, oletettiin koko investoinnin käyttöikäksi 20 vuotta. Todellisuudessa osa tuulivoimalaitosten komponenteista joudutaan uusimaan jo 10 - 15 vuoden käytön jälkeen (mikä on jo otettu huomioon käyttö- ja ylläpitokustannuksissa), kun taas perustuksen, tornin ja konepedin elinikä voi käytännössä olla jopa 50 vuotta. Tanskassa offshore-tuulipuistojen taloudellisuutta arvioitaessa on oletettu, että noin 25 vuoden käytön jälkeen asennetaan uudet koneistot vanhoihin rakenteisiin (perustus, torni, konehuone), ja tuulipuiston käyttöä jatketaan vielä toiset 25 vuotta. Tämä tarkastelu johtaa luonnollisesti huomattavasti edullisempiin sähkön tuotantokustannuksiin.

Teknisen käytettävyyden arvona käytettiin kaikille laitostyypeille 95 %. Merellä vaikeat sääolosuhteet tulevat mitä todennäköisimmin pidentämään seisokkeja, koska laitoksia ei välttämättä päästä korjaamaan heti niiden vikautuessa. 95 % käytettävyyden saavuttaminen edellyttää laitoksilta alhaista vikautuvuutta ja tuulipuiston käyttäjältä tehokasta huoltostrategiaa ja laitojen ennakoivaa kunnonvalvontaa.

Tuotantokustannuksia laskettaessa otettiin huomioon myös arvioidut siirtohäviöt. Tuotantokustannukset laskettiin nimenomaan hyötykäyttöön saatavalle tuotannolle, eli siirtohäviöt vähennettiin arvioiduista tuotantoluvuista. Liitteessä 6 on esitetty arvioidut siirtohäviöt eri sijoituskohteissa maksimi siirtoteholle. Näistä luvuista laskettiin keskimääräiset siirtohäviöt ottaen huomioon tyhjäkäyntihäviöt ja käyttäen 2500 h/a keskimääräistä huipunkäyttöaikaa. Näin lasketut keskimääräiset siirtohäviöt on esitetty osana kustannuslaskelmia liitteessä 7.

Kustannuslaskelmissa ei ole otettu huomioon sitä, että ajallisesti vaihtelevana tuotantona tuulivoima tarvitsee tuekseen muuta sähköntuotantokapasiteettia. Tuulivoiman säätötehon tarve ja sähkön kokonaishinnan määräytyminen markkinoilla on siinä määrin monitahoinen ongelma, että sen yksityiskohtainen tarkastelu edellyttäisi oman lisäselvityksensä.

5.6 Tuulivoimaa koskevat tukimuodot

Kauppa- ja teollisuusministeriö myöntää tuulivoimahankkeille investointitukea maksimissaan 40 % hyväksyttävistä kokonaisinvestoinneista. Käytännössä myönnettyt tuet ovat viimeksi toteutetuissa hankkeissa olleet 27 - 33 %. Korotetun tuen myöntämisperusteina käytetään mm. aluetukia sekä epäkonventionaalista teknisistä ratkaisuista aiheutuvia riskejä, mistä johtuen ensimmäisille offshore-hankkeille myönnettävä tuki tulee olemaan selvästi korkeampi kuin kuivalle maalle rakennetuille tuulipuistoille. Investointitukia ollaan kauttaaltaan hitaasti alentamassa. Ensimmäisille offshore-hankkeille on kuitenkin todennäköisesti odotettavissa luokkaa 35 % investointiavustus hankkeiden sisältämien uudentyyppisten ratkaisujen ja suurempien riskien vuoksi.

Investointituen lisäksi tuulivoimalle myönnetään tuotantotukea (sähköveron palautus), vuoden 1999 alusta 4,1 p/kWh.

6 POTENTIAALISTEN SJOITUSPAIKKOJEN KOHDEKUVAUKSET JA LASKENTATULOKSET

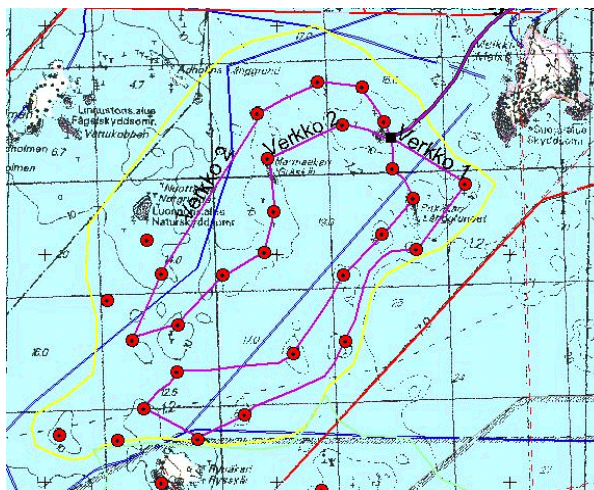
6.1 Yleistä

Raportin tässä osassa on esitetty ainoastaan olennaisimmat tiedot kohteista ja pyritty näin pitämään varsinainen raportti sivumäärältään suppeana. Yksityiskohtaiset taustatiedot ja laskelmat kustakin kohteesta on koottu raportin liitteeseen 7, jossa kohteet on esitetty samassa järjestyksessä kuin varsinaisessa raportissa. Kohteiden numerointi viittaa taulukkoon 5 ja liitteen 4 karttakuvaan.

Saatujen tulosten luotettavuutta on pohdittu luvussa 7. Kehotamme lukijoita tutustumaan em. kohtaan sijoituspaikkakohtaisten analyysien tarkkuuden arvioimiseksi. Kunkin kohteen yhteydessä on seuraavassa myös lyhyesti esitetty kohteen mahdolliset erityispiirteet, jotka vaikuttavat tulosten luotettavuutta heikentävästi. Liitteessä 7 esitetyissä taloudellisuuslaskelmissa on esitetty herkkyytarkastelut tärkeimpien muuttujien suhteen.

6.2 Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari (alue no. 1)

6.2.1 Kohteen kuvaus



Alue rajoittuu lännessä Helsingin ja Espoon väliseen rajaan, pohjoisessa Melkin pohjoispuolitse kulkevaan väylään, koillisessa Melkin saareen, kaakossa Melkin lounaispuolitse kulkevaan väylään, ja etelässä Rysäkariin.

Kuva 10. Alueen 1 karttakuva.

Alueen länsi- ja pohjoisosassa arvioitu tuulen keskinopeus 50 m korkeudella on noin 7,5 m/s ja alueen etelä- ja itäreunalla noin 7,8 m/s. Tuulisuutta heikentää jossain määrin alueen länsipuolella sijaitseva Espoon saaristo (Ådholmen, Miessaari, Lehtisaaret, Suvisaaristo ym.)

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metristä noin 15 metriin. Monin paikoin olisi ainakin teknisesti mahdollista hyödyntää alueen pieniä luotoja tuulivoimalaitosten sijoittamiseen. Meren pohja tarkastelluilla laitojen sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvien jäiden maksimipaksuus on alueella enimmillään noin 40 cm, alueen pohjoisosassa selvästi alle.

Sähköverkkoon liittäminen on oletettu toteutettavaksi 110 kV jännitteisenä. Tämän edellyttämä 110 kV muuntoasema voitaisiin sijoittaa esim. jollekin alueen luodoista.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan vajaan 30 yksikköteholtaan 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosta. Sähköverkkoon liittäminen rajoittaa tuulipuiston maksimitehon käytännössä 48 MW:iin, eli 24 x 2 MW tai 18 x 2,5 MW. Verkkoon liittäminen kannattaa toteuttaa kahtena noin 24 MW ryhmänä.

Jokamiehen virkistyskäyttö on yleisin maankäyttömuoto alueen luodoilla. Nuottakari on kaavoitettu suojelualueeksi eikä sille tai sen välittömään läheisyyteen ole tässä selvityksessä sijoitettu tuulivoimalaitoksia.

Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat Melkissä noin 1 km etäisyydellä lähimmäistä tarkastelluista tuulivoimalaitoksista sekä Espoon Ådholmenilla noin 1,5 km etäisyydellä lähimmäistä laitoksista. Puolustusvoimien toimintoja on Melkissä ja Rysäkarilla.

Alueella ei ole virallisia laivaväyliä, jotka rajoittaisivat tuulivoimalaitosten sijoittelumahdollisuuksia. Kaksi kaapelia kulkee alueen halki, ja alueen koilliskulmassa on yksi laivahylky.

6.2.2 Arvioitu tuotanto ja taloudellisuus

Tuulisuudeltaan alue on verrattavissa Etelä-Suomen tuulisimpiin manneralueisiin (esim. Hangon Tulliniemi ja Porkkalanniemen kärki), mutta se ei ole yhtä edullinen kuin kauempana mantereesta sijaitsevat ja avoimemmat vesialueet Helsingin edustalla tai muualla etelärannikolla.

Tuotanto- ja kustannuslaskelmissa alue on jaettu kahteen yhtä suureen ryhmään sähköverkkoon liittämisen teknisten rajoitusten johdosta. Molemmat ryhmät oletettiin rakennettavaksi, ryhmä I ensin, mikä otettiin huomioon verkkoon liittämisen ja suunnittelun kustannuksissa.

Ryhmälle I (itäinen) arvioitu 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosten huipunkäyttöaika on noin 2400 - 2600 h/a ottaen huomioon varjostus- ja siirtohäviöt. Ryhmälle II (läntinen) arvioitu huipunkäyttöaika on samaa luokkaa kuin Ryhmälle I. Kummankin ryhmän arvioitu vuosituotanto on häviöt mukaanlukien 54 - 63 GWh.

Siirron maksimaalisiksi tehohäviöiksi (täydellä teholla) on arvioitu molemmille ryhmille yhteensä 1,24 MW. 2500 h/a huipunkäyttöajalla saadaan energian siirtohäviöiksi vajaat 2,3 GWh.

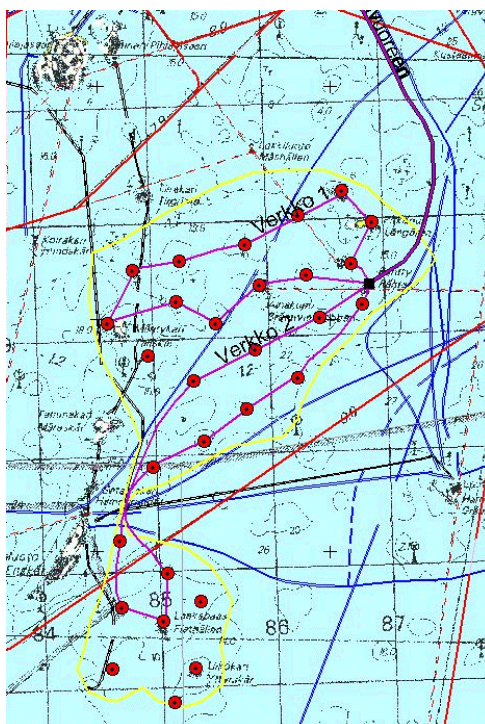
Investointikustannuksiksi arvioitiin ensimmäisen ryhmän osalta tarkastellusta laitostyyppistä ja -koosta riippuen 163 - 186 miljoonaa markkaa eli 7 300 - 7 750 mk/kW ja toisen ryhmän osalta 157 - 180 miljoonaa markkaa eli 7000 - 7500 mk/kW.

Käyttö- ja ylläpitokustannukset huomioon ottaen arvioidut tuotantokustannukset (5 % reaalikorolla ja 20 vuoden takaisinmaksuajalla) ovat ensimmäiselle ryhmälle 31 - 32 p/kWh ilman valtion tukia ja 18 - 19 p/kWh tuet huomioon ottaen. Toiselle ryhmälle arvioidut tuotantokustannukset ovat luokkaa 30 p/kWh ilman tukia ja 18 p/kWh tuet mukaanlukien.

Eritelty kustannuslaskelma herkkyytarkasteluineen on esitetty liitteessä 7.

6.3 Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi (alue no. 2)

Kohteen kuvaus



Alue rajoittuu lännessä Tiirakarin-Tammakarin-Katajaluodon saariketjuun, pohjoisessa ja koillisessa Taulukarin läjitysalueeseen, kaakossa Kustaanmiekasta Katajaluodon ohi lounaaseen kulkevaan laivaväylään, ja etelässä Laakapaaden ja Ulkokarin ympäristön matalikoihin em. laivaväylän eteläpuolella.

Kuva 11. Alueen 2 karttakuva.

Alueen pohjoisosassa arvioitu tuulen keskinopeus 50 m korkeudella on 7,5 - 7,6 m/s ja alueen eteläreunalla lähes 8 m/s.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metrissä noin 15 metriin. Monin paikoin olisi ainakin teknisesti mahdollista hyödyntää alueen pieniä luotoja tuulivoimalaitosten sijoittamiseen. Meren pohja tarkastelluilla tuulivoimalaitosten sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvien jäiden maksimipaksuus on alueella enimmillään noin 40 cm, alueen pohjoisosassa vain noin 30 cm.

Sähköverkkoon liittäminen on oletettu toteutettavaksi 110 kV jännitteisenä. Tämän edellyttämä 110 kV muuntoasema voitaisiin sijoittaa esim. jollekin alueen luodoista.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan vajaan 30 yksikkötehoaan 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosta. Sähköverkkoon liittäminen rajoittaa tuulipuiston maksimitehon käytännössä

48 MW:iin. Verkkoon liittäminen kannattaa toteuttaa kahtena 24 MW ryhmänä.

Jokamiehen virkistyskäyttö on yleisin maankäyttömuoto alueen luodoilla. Satamakari on kaavoitettu loma-asutusalueeksi eikä sille tai sen välittömään läheisyyteen ole tässä selvityksessä suunniteltu sijoitettavaksi tuulivoimalaitoksia.

Vahvistettuja suojelualueita on kaava-aineiston perusteella alueella yksi; Koirapaasi.

Katajaluodossa toimii Puolustusvoimien Materiaalilaitoksen Katajaluodon koeasema, joka suorittaa kovapanosammuntoja kaikkina arkipäivinä ympäri vuoden. Kovapanosammuntojen painevaikutus ulottuu merivoimien mukaan kauas tuliasemien pohjois- ja itäpuolelle, millä voi olla vaikutusta tuulivoimalaitosten sijoitteluun Katajaluodon ympäristössä.

Voimakkaassa virkistyskäytössä olevat Pihlajasaaret sijaitsevat noin 2 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista. Myös Suomenlinnaan ja Kaivopuiston edustan saariin on etäisyyttä lähimmistä laitoksista noin 2 km.

Alueen halki kulkeva laivaväylä on yksi Helsingin pääsisääntuloväylistä ja se rajoittaa todennäköisesti voimakkaasti tuulivoimalaitosten sijoittelumahdollisuuksia. Asiasta saatiin Merenkulkupiirin väyläsuunnittelijalta kommentteja. Laitosten sijoittelua väyliin nähden on kuitenkin vielä syytä tutkia tarkemmin mahdollisen hankesuunnittelun yhteydessä.

Laivaväylän alittaminen (II ryhmässä) saattaa myös osoittautua teknisesti hankalaksi ja/tai kustannuksiltaan kalliiksi; suuret autolautat voivat aikaa myöten huuhtoa kaapelin esiin pohjasta ja vaurioittaa sitä, joten kaapelin suojaukseen on tässä kohteessa kiinnitettävä erityistä huomiota.

Alueen halki kulkee ennestään kaksi kaapelia ja putkijohto (viemäri). Alueen koilliskulmassa on läjitysalue. Laivahylkyjä ei alueella käytettävissä olevien tietojen perusteella ole.

6.3.2 Arvioitu tuotanto ja taloudellisuus

Tuulisuudeltaan alueen eteläosa on hieman edullisempi kuin Etelä-Suomen tuulisimmat manneralueet.

Tuotanto- ja kustannuslaskelmissa alue on jaettu kahteen yhtä suureen ryhmään sähköverkkoon liittäminen teknisten rajoitusten johdosta. Ryhmälle I (pohjoinen) arvioitu 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosten huipunkäyttöaika on 2500 - 2650 h/a ottaen huomioon varjostus- ja siirtohäviöt. Ryhmälle II (eteläinen) arvioitu huipunkäyttöaika on noin 2750 - 2850 h/a. Ryhmän I

arvioitu vuosituotanto on (häviöt mukaanlukien) 56 - 64 GWh ja ryhmän II 62 - 69 GWh. Kustannuslaskelmissa ryhmä I oletettiin toteutettavaksi ennen ryhmää II.

Siirron maksimaalisiksi tehohäviöiksi (täydellä teholla) on arvioitu molemmille ryhmille yhteensä 1,24 MW. 2500 h/a huipunkäyttöajalla saadaan energian siirtohäviöiksi vajaat 2,3 GWh.

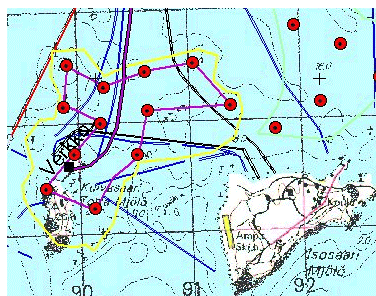
Investointikustannuksiksi arvioitiin ensimmäiselle ryhmälle tarkastellusta laitostyypistä ja -koosta riippuen 165 - 185 miljoonaa markkaa eli 7 250 - 7 650 mk/kW. Toiselle ryhmälle arvioidut investointikustannukset olivat 157 - 180 miljoonaa markkaa eli 6 950 - 7 500 mk/kW.

Käyttö- ja ylläpitokustannukset huomioon ottaen arvioidut tuotantokustannukset (5 % reaalikorolla ja 20 vuoden takaisinmaksuajalla) ovat ryhmälle I luokkaa 30 p/kWh ja ryhmälle II 27 p/kWh ilman valtion tukia. Tuet huomioon ottaen arvioidut kustannukset ovat ryhmälle I noin 18 ja ryhmälle II noin 16 p/kWh.

Eritelty kustannuslaskelma herkkyytstarkasteluineen on esitetty liitteessä 7.

6.4 Kuivasaaren ympäristö (alue no. 3)

Kohteen kuvaus



Alueeseen kuuluu Isosaaren länsipuolella sijaitseva Kuivasaari (eteläkärkeä lukuunottamatta) sekä sitä ympäröivät luodot ja matalikot.

Kuva 12. Alueen 3 karttakuva.

Arvioitu tuulen keskinopeus 50 m korkeudella on noin 8 m/s.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metrissä noin 15 metriin. Monin paikoin olisi ainakin teknisesti mahdollista hyödyntää alueen saaria ja luotoja tuulivoimalaitosten sijoittamiseen. Meren pohja tarkastelluilla laitojen sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvien jäiden maksimipaksuus on alueella enimmillään noin 40 cm.

Sähköverkkoon liittäminen on oletettu toteutettavaksi 110 kV jännitteisenä. Tämän edellyttämä 110 kV muuntoasema voitaisiin mahdollisesti sijoittaa esim. Kuivasaaren tai jollekin alueen luodoista.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan 14 yksikköteholtaan 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosta. Sähköverkkoon liittäminen rajoittaa tuulipuiston maksimitehon käytännössä 24 MW:iin.

Puolustusvoimat hallitsee alueen käyttöä. Puolustusvoimilta saatujen alustavien tietojen mukaan alueella ei Kuivasaaren eteläkärkeä ja sen eteläpuoleista vesialuetta lukuunottamatta ole sen tyyppisiä käyttömuotoja, jotka olennaisesti vaikeuttaisivat tuulivoimaloiden rakentamista ja käyttöä.

Alueen luodoista kaksi on kaava-aineistossa vahvistettu suojelualueiksi. Loma-asutusta ei kaava-aineiston perusteella alueella ole. Lähimmät loma-asutusalueet sijaitsevat Tammakarissa ja Villingissä 5 - 6 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista.

Alueen halki ei kulje laivaväyliä. Alueen halki kulkee useita puolustusvoimien kaapeliyhteyksiä ja kaksi putkijohtoa. Laivahylkyjä ei alueella käytettävissä olevien tietojen perusteella ole.

6.4.2 Arvioitu tuotanto ja taloudellisuus

Tuulisuudeltaan alue on edullisempi kuin Etelä-Suomen tuulisimmat manneralueet. Kuivasaaren ja Isosaaren katvevaikutus saattaa kuitenkin todellisuudessa olla suurempi kuin tietokonelaskelmilla on arvioitu.

Arvioitu 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosten huipunkäyttöaika on luokkaa 2700 - 2900 h/a ottaen huomioon varjostus- ja siirtohäviöt. Arvioitu vuosituotanto on 61,5 - 70 GWh (ml. häviöt). Arvio voi saarten katvevaikutuksen johdosta olla jonkin verran ylioptimistinen ja se tulisi ehdottomasti tarkentaa tuulimittauksilla mahdollisen toteutusprojektin suunnitteluvaiheessa.

Siirron maksimaaliseksi tehohäviöiksi (täydellä teholla) on arvioitu 0,55 MW. 2500 h/a huipunkäyttöajalla saadaan energian siirtohäviöiksi vajaat 1,1 GWh.

Investointikustannuksiksi arvioitiin tarkastellusta laitostyyppistä ja -koosta riippuen 178 - 201 miljoonaa markkaa eli 7 900 - 8 400 mk/kW. Alueen pienempi koko (eli rakennettavien laitosten pienempi lukumäärä) vaikuttaa tässä kohteessa laskelmien mukaan selvästi investointikustannuksia kohottavasti.

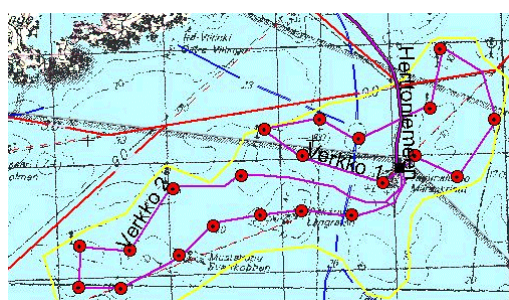
Käyttö- ja ylläpitokustannukset huomioon ottaen arvioidut tuotantokustannukset (5 % reaalikorolla ja 20 vuoden takaisinmaksuajalla) ovat luokkaa 29

- 30 p/kWh ilman valtion tukia ja tuet huomioon ottaen 17 - 17,5 p/kWh. Parempi tuotanto kompensoi siis jossain määrin korkeampia investointikustannuksia.

Eritelty kustannuslaskelma herkkyytarkasteluineen on esitetty liitteessä 7.

6.5 Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto (alue no. 4)

Kohteen kuvaus



Alue rajoittuu luoteessa ja pohjoisessa Villingin eteläpuolitse kulkevaan väylään, idässä Helsingin ja Sipoon väliseen rajaan, kaakossa ja etelässä hiekanotto- ja läjitysalueisiin, ja lounaassa Matalakariin.

Kuva 13. Alueen 4 karttakuva.

Arvioitu tuulen keskinopeus alueella on 50 m korkeudella luokkaa 7,8 m/s.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metristä noin 15 metriin. Monin paikoin olisi ainakin teknisesti mahdollista hyödyntää alueen pieniä luotoja tuulivoimalaitosten sijoittamiseen. Pohja tarkastelluilla laitosten sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvien jäiden maksimipaksuus on alueella enimmillään noin 40 cm, alueen pohjoisosassa jonkin verran vähemmän.

Sähköverkkoon liittäminen on oletettu toteutettavaksi 110 kV jännitteisenä. Tämän edellyttämä 110 kV muuntoasema voitaisiin sijoittaa esim. jollekin alueen luodoista.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan noin 25 yksikköteholtaan 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosta. Matalakarin alueelle ei tuulivoimalaitoksia mahdollisesti voida sijoittaa luonnonsuojeluyksististä ja puolustusvoimien tarpeista johtuen. Tämä saattaa rajoittaa tuulipuiston maksimikoon 21 laitokseen. Verkkoon liittäminen kannattaa toteuttaa kahtena maksimissaan 24 MW ryhmänä.

Jokamiehen virkistyskäyttö on yleisin maankäyttömuoto alueen luodoilla. Vahvistettuja suojelualueita ovat kaava-aineiston perusteella Matalakari ja

Kajapaadet. Niille tai niiden läheisyyteen ei ole tässä selvityksessä sijoitettu tuulivoimalaitoksia.

Villingin ja Itä-Villingin pääosin loma-asutuskäytössä olevat saaret sijaitsevat noin 1,5 km etäisyydellä lähimmistä mahdollisista tuulivoimalaitosten sijoituspaikoista. Myös alueen pohjoispuolella on 2 - 3 km etäisyydellä tiiviissä loma-asutuskäytössä olevia saaria (Iso Leikosaari, Pihlajaluoto ym.). Sipoon puolella lähimmät asutut saaret ovat 3 - 4 km etäisyydellä (Musta-Hevonen, Eestiluoto ym.).

Alueen pohjoisosan halki kulkee väylä, ja luodoilla ja matalikoilla on useita väylämerkkejä. Tämä saattaa rajoittaa tuulivoimalaitosten sijoitusmahdollisuuksia alueella.

Alueen halki kulkee ennestään kaksi kaapelia. Alueen kaakkoispuolella, sen ulkopuolella, on kaksi läjitysalueita. Matalakarin lähistöllä on laivahylky.

6.5.2 Arvioitu tuotanto ja taloudellisuus

Tuulisuudeltaan alueen eteläosa on jonkin verran edullisempi kuin Etelä-Suomen tuulisimmat manneralueet.

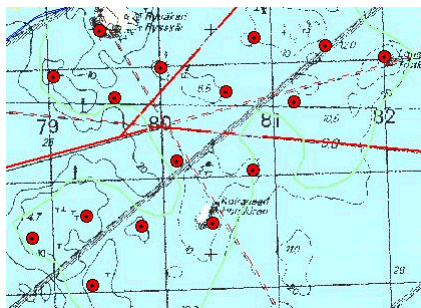
Tuotanto- ja kustannuslaskelmissa alue on jaettu kahteen yhtä suureen ryhmään sähköverkkoon liittämisen teknisten rajoitusten johdosta. Molemmille ryhmille arvioitu 2 - 2,5 MW tuulivoimalaitosten huipunkäyttöaika on 2650 - 2800 h/a ottaen huomioon varjostus- ja siirtohäviöt. Arvioitu vuosituotanto on (häviöt mukaanlukien) yhteensä 115 - 120 GWh. Kustannuslaskelmissa ryhmä I oletettiin toteutettavaksi ennen ryhmää II.

Siirron maksimaalisiksi tehohäviöiksi (täydellä teholla) on arvioitu molemmille ryhmille yhteensä vajaat 1,2 MW. 2500 h/a huipunkäyttöajalla saadaan energian siirtohäviöiksi vajaat 2,2 GWh.

Investointikustannuksiksi arvioitiin ensimmäiselle ryhmälle tarkastellusta laitostyyppistä ja -koosta riippuen 164 - 174 miljoonaa markkaa eli noin 7 300 - 7 900 mk/kW. Toiselle ryhmälle arvioidut investointikustannukset olivat 150 - 158 miljoonaa markkaa eli 7 000 - 7 700 mk/kW.

Käyttö- ja ylläpitokustannukset huomioon ottaen arvioidut tuotantokustannukset (5 % reaalikorolla ja 20 vuoden takaisinmaksuajalla) ovat ryhmälle I luokkaa 29 p/kWh ja ryhmälle II 28 p/kWh ilman valtion tukia. Tuet huomioon ottaen arvioidut kustannukset ovat ryhmälle I noin 17 ja ryhmälle II noin 16,5 p/kWh.

Eritelty kustannuslaskelma herkkyytarkasteluineen on esitetty liitteessä 7.

Rysäkari-Louekari-Koirasaari (alue no. 5)

Alue rajoittuu pohjoisessa alueeseen 1 (Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari), idässä ja kaakossa Louekarista lounaaseen suuntautuvaan Katajaluodon ampuma-alueen länsirajaan, ja muilla suunnilla sitä rajaavat 20 m syvyyskäyrät.

Kuva 14. Alueen 5 karttakuva.

Alueen länsi- ja pohjoisosassa arvioitu tuulen keskinopeus 50 m korkeudella on noin 7,6 m/s ja alueen etelä- ja itäreunalla 7,8 - 7,9 m/s. Tuulisuutta heikentää jossain määrin alueen länsipuolella sijaitseva Espoon saaristo (Lehtisaaret, Suvisaaristo ym.)

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metrillä noin 20 metriin. Monin paikoin olisi ainakin teknisesti mahdollista hyödyntää alueen saaria ja pieniä luotoja tuulivoimalaitosten sijoittamiseen. Pohja mahdollisilla laitojen sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota, moreenia ja soraa.

Liikkuvan jään paksuus on alueella yli 40 cm, kuitenkin selvästi alle 50 cm.

Suuremmista veden syvyyksistä ja jääkuormista johtuen ei alueelle, ainakaan sen eteläosaan, välttämättä kannata rakentaa alle 3 MW laitosyksiköitä. Alueen pohjoisosa (laivaväylästä pohjoiseen) saattaisi olla toteutettavissa yhdessä Rysäkarin pohjoispuoleisten alueiden kanssa 2 - 2,5 MW laitospaikoilla.

Sähköverkkoon liittämisen teknisiä ratkaisuja tai kustannuksia ei ole arvioitu, mutta verkkoon liittyminen on todennäköisesti järkevintä toteuttaa 110 kV jännitteisenä. Tämä on syytä ottaa huomioon jo Rysäkarin pohjoispuoleisten alueiden tarkempia toteutusmahdollisuuksia pohdittaessa.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta arviolta 16 yksikköteholtaan 3 - 5 MW tuulivoimalaitosta.

Jokamiehen virkistyskäyttö on yleisin maankäyttömuoto alueen luodoilla. Rysäkari on puolustusvoimien käytössä, mutta merivoimien kanssa käytyjen alustavien keskustelujen perusteella saaren käyttötarkoitus ei välttämättä sulje pois tuulivoimalaitosten rakentamista ja käyttöä.

Louekarinpaadet on kaavoitettu suojelualueeksi eikä niille tai niiden välittömään läheisyyteen ole tässä selvityksessä sijoitettu tuulivoimalaitoksia.

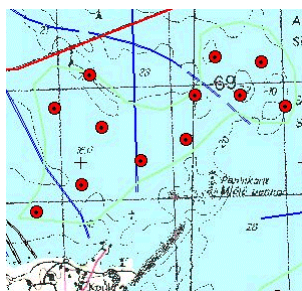
Katajaluodon ampuma-alue estää alueen laajennusmahdollisuuksia idässä, kaakossa ja etelässä. Pohjaolosuhteiden perusteella rakennuskelpoinen matalikko ulottuisi useita kilometrejä etelämmäs, lähes kaupungin etelärajalalle asti.

Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat Espoon Lehtisaarilla noin 3 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista.

Alueen halki kulkee kaksi väylää, joista varsinkin toinen, mm. autolauttojen käyttämä väylä rajoittaa todennäköisesti tuulivoimalaitosten sijoittelumahdollisuuksia. Rysäkarille tulee kaapeliyhteys, ja alueella on kaksi laivahylkyä.

Tuotanto- ja kustannusarvioita ei laadittu, koska alue ei välttämättä ole toteutettavissa 2 - 2,5 MW laitokoolla, alueen pohjoisosaa mahdollisesti lukuunottamatta. Alustavasti voidaan olettaa, että alueen pohjoisosissa tuulivoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat samaa tasoa kuin alueen 1 eteläosissa, ja etelämpänä olisi mahdollista päästä noin 2600 - 2900 h/a huipunkäyttöaikoihin (varjostus- ja siirtohäviöt mukaanlukien).

Isosaaren pohjoispuoliset matalikot (alue no. 6)



Alue rajoittuu pohjoisessa Kustaanmiekasta itään ja koilliseen suuntautuvaan väylään, etelässä Isosaaren rantavesiin, lännessä alueeseen 3 (Kuivasaaren ympäristö), ja muilla suunnilla sitä rajaavat 20 m syvyyskäyrät.

Kuva 15. Alueen 6 karttakuva.

Arvioitu tuulen keskinopeus alueella on 50 m korkeudella noin 7,8 m/s. Tuulisuutta heikentää jossain määrin alueen eteläpuolella sijaitseva Isosaari. Tuulen keskinopeus on Isosaaren katvevaikutuksen vuoksi todennäköisesti jonkin verran arvioitua alhaisempi.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metrillä noin 20 metriin. Pohja tarkastelluilla laitosten sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota, moreenia ja soraa.

Liikkuvan jään paksuus on alueella alle 40 cm.

Suuremmista veden syvyyksistä johtuen alueelle ei välttämättä kannata rakentaa alle 3 MW laitoksia. Alueella on kuitenkin myös alle 10 m syvyisiä matalikoita, jotka saattavat olla toteutettavissa yhdessä Kuivasaaren ympäristön matalikoiden (alue 3) kanssa 2 - 2,5 MW laitoksilla.

Sähköverkkoon liittämisen teknisiä ratkaisuja tai kustannuksia ei ole arvioitu, mutta verkkoon liittyminen on todennäköisesti järkevintä toteuttaa 110 kV jännitteisenä. Tämä on syytä ottaa huomioon jo Kuivasaaren alueen tarkempia toteutusmahdollisuuksia pohdittaessa.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan arviolta 12 yksikkötehoaan 3 - 5 MW tuulivoimalaitosta.

Alueella ei ole luotoja tai saaria. Alue kuuluu kokonaisuudessaan Santahaminan - Isosaaren linnoituspiiriin.

Peninkarit alueen etelärajan ulkopuolella on kaavoitettu suojelualueeksi. Niiden välittömään läheisyyteen ei ole tässä selvityksessä sijoitettu tuulivoimalaitoksia.

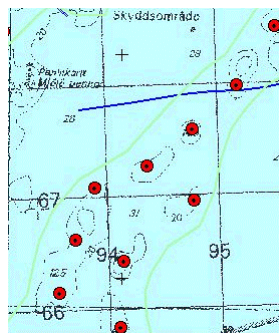
Santahaminan - Isosaaren ampuma-alue saattaa osittain tai jopa kokonaan estää alueen käytön tuulivoiman rakentamiseen.

Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat Villingissä noin 4 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista.

Alueen halki ei kulje laivaväyliä. Kolme kaapelia kulkee alueen halki. Laivahylkyjä ei alueella käytettävissä olevien tietojen perusteella ole.

Tuotanto- ja kustannusarvioita ei laadittu, koska alue ei välttämättä ole toteutettavissa 2 - 2,5 MW laitoksilla, alueen länsiosaa mahdollisesti lukuunottamatta. Alustavasti voidaan olettaa, että alueen pohjoisosissa tuulivoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat, Isosaaren katvevaikutuksesta johtuen, jonkin verran alhaisemmat kuin alueella 3.

Matalakarin lounaispuoliset matalikot (alue no. 7)



Alue rajoittuu pohjoisessa Matalakariin ja etelässä kaupungin rajaan, ja muilla suunnilla sitä rajaavat 20 m syvyyskäyrät.

Kuva 16. Alueen 7 karttakuva.

Arvioitu tuulen keskinopeus alueella on 50 m korkeudella hieman yli 8 m/s, joten se on tuulisuudeltaan edullisempi kuin aiemmat tarkastellut alueet. Tuulisuutta heikentää jossain määrin alueen lounais/länsipuolella sijaitseva Isosaari. Todellinen tuulen keskinopeus saattaa Isosaaren katvevaikutuksen vuoksi olla jonkin verran arvioitua alhaisempi.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat vajaasta 10 metristä runsaaseen 20 metriin. Syvyys vaihtelee voimakkaasti varsinkin alueen eteläosissa. Pohja mahdollisilla laitosten sijoituspaikoilla on suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvan jään paksuus on alueella yli 40 cm mutta alle 50 cm.

Suuremmista veden syvyyksistä ja jääkuormista johtuen alueelle ei välttämättä kannata rakentaa alle 3 MW laitosisyköitä. Alueen pohjoisosan alle 10 m syvyiset matalikot saattaisivat olla toteutettavissa yhdessä Matalakarín-Mustakuvun-Tammaluodon matalikoiden (alue 4) kanssa 2 - 2,5 MW laitospöulla.

Sähköverkkoon liittämisen teknisiä ratkaisuja tai kustannuksia ei ole arvioitu, mutta verkkoon liittyminen on todennäköisesti järkevintä toteutettaa 110 kV jännitteisenä. Tämä on syytä ottaa huomioon jo Matalakarín pohjoispuoleisten alueiden tarkempia toteutusmahdollisuuksia pohdittaessa.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan arviolta 15 yksikkötehoitaan 3 - 5 MW tuulivoimalaitosta.

Alueella ei ole luotoja tai saaria. Alue kuuluu kokonaisuudessaan Santahaminan - Isosaaren linnoituspiiriin.

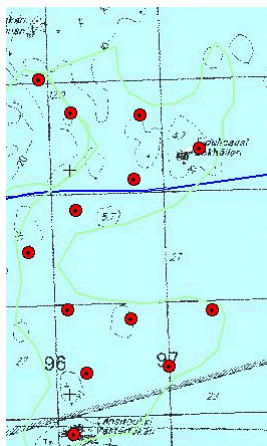
Santahaminan - Isosaaren ampuma-alue saattaa rajoittaa alueen käyttöä tuulivoiman rakentamiseen.

Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat Villingissä noin 4 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista.

Alueen halki ei kulje laivaväyliä. Yksi kaapeli kulkee alueen halki Isosaaresta itään. Laivahylkyä ei alueella käytettävissä olevien tietojen perusteella ole.

Tuotanto- ja kustannusarvioita ei laadittu, koska alue ei välttämättä ole toteutettavissa 2 - 2,5 MW laitospöulla, alueen pohjoisosaa mahdollisesti lukuunottamatta. Alustavasti voidaan olettaa, että alueen pohjoisosissa tuulivoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat samaa tasoa kuin alueen 4 eteläosissa, ja etelämpänä olisi mahdollista päästä jopa 3000 h/a huipunkäyttöaikoihin (varjostus- ja siirtohäviöt mukaanlukien).

6.9 Matalakari – Länsitoukki (alue no. 8)



Alue rajoittuu pohjoisessa Matalakariin ja etelässä Länsitoukin saareen, ja muilla suunnilla sitä rajaavat 20 m syvyyskäyrät.

Kuva 17. Alueen 8 karttakuva.

Arvioitu tuulen keskinopeus alueella on 50 m korkeudella 8 m/s tai hieman yli, joten se on yhdessä edellisen alueen kanssa tuulisuudeltaan selvityksen edullisin alue.

Veden syvyydet alueella vaihtelevat muutamasta metristä lähes 20 metriin. Syvyys vaihtelee voimakkaasti varsinkin alueen eteläosissa. Pohja on tarkastelluilla tuulivoimalaitosten sijoituspaikoilla suurimmaksi osaksi kalliota ja moreenia.

Liikkuvan jään paksuus on alueella yli 40 cm mutta alle 50 cm.

Suuremmista jääkuormista johtuen alueelle ei välttämättä kannata rakentaa alle 3 MW laitosyksiköitä. Etenkin alueen pohjoisosassa (Sipulipaasiin asti) on kuitenkin alle 10 m syvyisiä matalikoita, jotka voivat hyvinkin olla toteutettavissa yhdessä Matalakarin-Mustakuvun-Tammaluodon matalikoiden (alue 4) kanssa 2 - 2,5 MW laitokoolla. Myös toteuttaminen yhdessä edellisen alueen (Matalakarin lounaispuoleiset matalikot) pohjoisosien kanssa vaikuttaa mielekkäältä ratkaisulta.

Sähköverkkoon liittämisen teknisiä ratkaisuja tai kustannuksia ei ole arvioitu, mutta verkkoon liittyminen on todennäköisesti järkevintä toteutettaa 110 kV jännitteisenä. Tämä on syytä ottaa huomioon jo Matalakarin pohjoispuoleisten alueiden tarkempia toteutusmahdollisuuksia pohdittaessa. Sipulipaasin luoto voisi olla teknisesti hyvä sijoituspaikka muuntoasemalle.

Alueelle mahtuisi käytettävissä olevan tilan ja pohjaolosuhteiden puolesta maksimissaan arviolta 10 - 12 yksikköteholtaan 3 - 5 MW tuulivoimalaitosta.

Alueen luodot on kaavoitettu jokamiehen virkistyskäyttöön. Alue kuuluu kokonaisuudessaan Santahaminan - Isosaaren linnoituspiiriin.

Santahaminan - Isosaaren ampuma-alue saattaa rajoittaa alueen käyttöä tuulivoiman rakentamiseen.

Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat Villingissä ja Itä-Villingissä noin 4 km etäisyydellä lähimmistä tarkastelluista tuulivoimalaitosten paikoista sekä Siipoon puolella Eestiluodossa noin 3 km etäisyydellä kohteen itäreunasta.

Alueen halki ei kulje laivaväyliä. Yksi kaapeli kulkee alueen halki Isosaaresta itään. Laivahylkyjä ei alueella käytettävissä olevien tietojen perusteella ole.

Tuotanto- ja kustannusarvioita ei laadittu, koska alue ei välttämättä ole toteutettavissa 2 - 2,5 MW laitoskoolla, alueen pohjoisosaa lukuunottamatta. Alustavasti voidaan olettaa, että alueen pohjoisosissa tuulivoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat samaa tasoa kuin alueen 4 eteläosissa, ja etelämpänä olisi mahdollista päästä jopa 3000 h/a huipunkäyttöaikoihin (varjostus- ja siirtohäviöt mukaanlukien).

7 POHDINTOJA TULOSTEN TARKKUUDESTA

7.1 Tuulisuus- ja tuotantoarviot

Tuulen energiasisältö on verrannollinen tuulen nopeuden kuutioon, jolloin 5 % virhe tuulen keskinopeudessa aiheuttaa 15 % virheen tuulen energiasisällössä. Tuulivoimalaitoksen tuotannossa aiheutuva virhe on hieman pienempi, noin 10 - 12 %. Tämä johtuu siitä, että tuulivoimalaitoksen hyötysuhde ei ole vakio koko tehokäyrän alueella; käynnistymisnopeuden vuoksi menetetään tuotantoa pienillä tuulennopeuksilla, roottorin kierrosnopeuden epäoptimaalisuuden vuoksi keskisuurilla tuulennopeuksilla, ja tehon rajoituksen vuoksi suurilla tuulennopeuksilla.

Seuraavassa on esitetty tärkeimpiä virhelähteitä, jotka vaikuttavat tuuliolojen ja tätä kautta tuulivoimalaitosten tuotantoarvioiden tarkkuuteen.

7.1.1 Pinnan karheuden ja virtausesteiden vaikutus tuulen nopeuden vertikaaliprofiiliin

Lähtötietoina käytetyt Suomen tuulilatoksen tuulisuustiedostot perustuvat 20 - 30 m korkeudella tehtyihin mittauksiin, kun tässä selvityksessä tarkasteltujen tuulivoimalaitosten napakorkeudet ovat 60 - 80 m.

Tuulennopeuden korkeusprofiilia approksimoidaan korkeusalueella 0 - 100 m yleensä logaritmisella profiililla, jonka muoto riippuu mm. maaston peitteisyydestä (ns. rosoisuusparametri), virtausesteistä joita ovat mm. yksittäi-

set rakennukset ja metsäiset luodot, maaston korkeusolosuhteista, sekä alemman ilmakehän termisestä tasapainosta /16/.

Avomerellä niin maaston peitteisyyden, virtausesteiden kuin korkeusolosuhteidenkin vaikutus tuulen vertikaaliprofiiliin on hyvin pieni (viimeksi mainittua vaikutusta ei itse asiassa ole lainkaan). Tilanne kuitenkin muuttuu radikaalisti tultaessa avomereltä saaristoon. Esimerkiksi metsäisen saaren vaikutus ulottuu jopa useiden kilometrien etäisyydelle ympäristöönsä ja useita kymmeniä metrejä korkeimpien puunlatvojen yläpuolelle.

Merellä ja saaristossa vertikaaliprofiilin arviointia vaikeuttaa myös se, että merenpinnan rosoisuus vaihtelee vuodenajan (talvi/kesä) sekä aaltojen korkeuden mukaan. Myös aaltojen muoto, joka puolestaan riippuu tuulennopeuden ja -suunnan lisäksi mm. pohjaolosuhteista, lähistöllä sijaitsevista saarista ja luodoista jne., vaikuttaa pinnan rosoisuusarvoon ja tätä kautta tuulen vertikaaliprofiiliin /17/.

Saaret ja luodot aiheuttavat yllä kuvatun rosoisuusmuutoksen lisäksi myös ns. nollatason siirtymän tuulennopeuden vertikaaliprofiiliin. Tämä merkitsee sitä, että tuulen tullessa avoimelta vesialueelta metsäiselle saarelle ei tuulen nopeuden logartiminen profiili käytännössä enää ala nousta suoraan tasosta 0 m, vaan tuulen nopeuden voidaan olettaa säilyvän arvossa 0 m/s joidenkin metrien korkeudelle maan pinnasta - puuston korkeudesta ja tiheydestä riippuen. Yleensä nollatason arvoksi oletetaan havupuuvaltaiselle metsälle noin 70 % puuston korkeudesta /16/.

Nollatason siirtymä ei kuitenkaan ole metsän reunaan sidottu askelfunktio, vaan se tapahtuu vähittäin ja alkaa jo joitakin satoja metrejä ennen kuin tuuli saavuttaa rantaviivan. Tämä johtuu mm. siitä, että osa ilmavirtauksesta siroaa esteen kohdatessaan sivuille ja taaksepäin ja virtaa näin ollen suoraan ja sivuttain "vastatuuleen".

Metsäisen saaren yläpuolelle muodostuu sekoituskerros, jossa tuulen nopeuden profiili on erittäin vaikeasti arvioitavissa. Sekoitusterroksen paksuus kasvaa saaren yläpuolella siirryttäessä kauemmas rantaviivasta. Saaren toisella puolella syntyy uusi nollatason siirtymä tuulen taas tullessa metsästä meren yläpuolelle, ja uusi sekoituskerros /16/.

Edellä kuvatut ns. sisemmän rajakerroksen virtausmekanismit ovat erittäin monimutkaisia, ja käytännössä WA^{SP}-ohjelma pystyy huomioimaan niitä varsin puutteellisesti. Metsän reunan tuntumassa syntyvä tuuliolojen muutos on kokemusten mukaan radikaalimpi ja ulottuu kauemmas kuin WA^{SP}-ohjelma olettaa. Tämän virhelähteen vaikutus luonnollisesti pienenee tarkastelukorkeuden kasvaessa, mutta tyypillisessä suomalaisessa metsäisessä saaristomaisemassa sen on todettu olevan merkittävä vielä 50 - 60 m korkeudellakin /18/.

7.1.2 Paikalliset termiset virtaukset

Käytännössä myös avoimella merialueella esiintyy monia tilanteita, joissa tuulen vertikaaliprofiili ei ole logaritminen koko korkeusalueella 0 - 100 m. Maa/merituuli-ilmiö aiheuttaa tuulen nopeuden maksimin hyvin matalalle, joidenkin kymmenien tai noin sadan metrin korkeudelle. Vastaavasti korkeammalla merenpinnasta ilmavirtaus liikkuu tällöin päinvastaiseen suuntaan, ja kahden maksimin väliltä löytyy kerros, jossa tuulennopeus on lähes nolla /19/.

Maa/merituulta vastaavia ilmiöitä voi esiintyä myös talvella jäätyneen ja sulana olevan vesialueen rajan molemmin puolin, koska pakkasella sulan veden yläpuolella oleva ilmassa lämpenee (ja näin ollen pyrkii kohoamaan ylöspäin). Tällöin merenpinnan tuntumassa voi syntyä paikallinen virtaus jään peittämältä alueelta avoimelle merialueelle päin, ja korkeammalla ilmakehässä (joidenkin satojen metrien korkeudella ?) päinvastaiseen suuntaan.

Kaiken kaikkiaan termien tasapaino veden/jään pinnan yläpuolella vaihtelee voimakkaasti vuoden- ja vuorokaudenajan mukaan, mitä esimerkiksi WA^SP -ohjelma ei ota huomioon.

7.1.3 Muut mesoskaalan ilmiöt

Tanskassa tehdyissä mittauksissa /20/ on havaittu, että tuulen tullessa mantereelta merelle päin ulottuu mantereen "varjo" huomattavasti kauemmas kuin WA^SP -ohjelma olettaa. Mantere heikentää tuuliolosuhteita näillä tuulensuunnilla vielä 10 - 20 km etäisyydellä rannikosta. Vastaavasti on mittauksilla havaittu tilanteita, joissa tuulen nopeus jopa kasvaa sen siirtyessä meren yläpuolelta maan yläpuolelle /19/. Näitä ilmiöitä esiintyy etenkin syksyisin ja keväisin, kun maan ja meren pinnan lämpötilaero on suuri.

Erityisesti keväisin ja syksyisin esiintyy ns. matalia suihkuvirtauksia (low level jets) runsaasti Itämerellä, koska se on joka puolelta maan ympäröimä puolisoljettu vesialue, ja sille ovat pohjoisesta sijainnista johtuen tyypillisiä suuret lämpötilaerot veden ja ympäröivien maa-alueiden välillä /19/.

Matalia suihkuvirtauksia on mitattu ja raportoitu mm. Uppsalan yliopiston meteorologian laitoksen tutkimuksissa 1990-luvun alkupuolelta lähtien useilla paikkakunnilla Itämeren rannikoilla /19,21,22,23/. Suihkuvirtauksia on havaittu alimmillaan jopa alle 100 m korkeudella, joten suurten tuulivoimalaitosten lavat osuvat toisinaan tällaiseen virtaukseen.

Suihkuvirtaukset saattavat olla tuulivoiman kannalta hyödyllisiä, koska ne kasvattavat keskituulennopeutta ja tätä kautta periaatteessa myös hyödyksi saatavaa tuulienergiaa. Toisaalta ne ovat kuitenkin myös potentiaalinen vaaratekijä, koska suihkuvirtauksessa tuulen vertikaaliprofiili on täysin erityyppinen kuin mitä laitokset on mitoitettu kestävänsä. Gotlannissa sijaitsevan 3

MW koelaitoksen lavan tuhoutumisen joitakin vuosia sitten arvellaan voineen johtua matalasta suihkuvirtauksesta, joskaan tätä ei ole voitu varmuudella todentaa.

Joka tapauksessa matalien suihkuvirtausten esiintyminen aiheuttaa lisää epävarmuutta Helsingin edustan merialueiden tuuliolosuhteiden arviointiin. Tämän virhelähteen voidaan olettaa olevan suhteellisen merkityksetön 60 - 80 m korkeudelle ja kasvavan voimakkaasti noin 100 m korkeudesta ylöspäin. Tämä on yksi syy, miksi tässä työssä ei ole tarkasteltu tuuliolosuhteita tai laitosten tuotantoa yli 100 m korkeudella merenpinnasta.

7.1.4 Mittausjakson edustavuus pitkällä aikavälillä

Mittausjakson edustavuus on yksi potentiaalinen virhelähde tuulivoimalaitosten tuotantoarvioissa. Tuulivoimalaitosten käyttöiäksi oletetaan 20 tai jopa 25 vuotta, ja esimerkiksi Isosaaren tuuliatlastiedosto on laadittu vain viiden vuoden mittausdatasta. Tuulen nopeus- ja suuntajakauma vaihtelee vuodesta toiseen huomattavasti, eikä edes 10 vuoden keskituulennopeuden perusteella vielä voida ennustaa seuraavien 10 vuoden keskituulennopeutta /24/. Merialueilla erot eri vuosien välillä ovat kuitenkin pienemmät kuin sisämaassa.

Ilmaston muuttuminen aiheuttaa merkittävää epävarmuutta 20 tai 25 vuoden jaksolle laadittuun tuotantoennusteeseen. Näin pitkällä ajanjaksolla tuulisuus voi muuttua jo merkittävästi. Esimerkiksi 1940-50 -luvut olivat selvästi heikottuulisempia kuin 1970-80 -luvut /25/. Vastaavasti vuodet 1993-99 olivat keskimäärin selvästi heikottuulisempia kuin 1980-luvun loppupuoli ja 1990-luvun alku /24/. Näin ollen on vaikea ennustaa, tulevatko seuraavat 20 - 30 vuotta olemaan keskimäärin tuulisempia vai tyyneempiä kuin viimeksi kuluneet 20 - 30 vuotta.

7.1.5 Tuulen nopeusjakauman Weibull-sovitus

Yksi tässä työssä käytetyn laskentamenetelmän sisäänrakennettu virhelähde on mitatun tuulennopeusjakauman approksimointi Weibull-jakaumalla. Mittaustuloksiin sovitettuun Weibull-nopeusjakaumaan perustuvan laskentamenetelmän antamat tulokset ovat yleensä suurempia kuin suoraan mittauksista lasketut tunnusluvut. Mitatusta keskimääräisestä nopeusjakaumasta laskettu tuulen keskinopeus on tyypillisesti 0,1 - 0,5 m/s ja tuulienergia 10 - 15 % pienempi kuin mittauksiin sovitetusta Weibull-jakaumasta laskettu /16/.

Weibull-sovituksen virhe on suurempi pienillä tuulennopeuksilla, joten tuulisemmissa kohteissa menetelmän suhteellinen tarkkuus on parempi. Tuulivoimalaitoksen tuotannosta valtaosa saadaan yli 7 m/s tuulilla, koska tätä heikommilla tuulilla laitoksen tehontuotto on alhainen. Näin ollen Weibull-

sovituksesta aiheutuva virhe on tuotantoluvuissa suhteellisesti merkityksetömämpi kuin tuulen keskinopeudessa.

Merialueilla todellinen tuulennopeusjakauma vastaa Weibull-jakaumaa selvästi paremmin kuin sisämaassa, joten tämän virhelähteen vaikutus ei tämän raportin laskelmissa todennäköisesti ole merkittävä.

7.1.6 Digitoitu maastonkuvaus

WASP-ohjelman digitoituihin maastonkuvauksiin liittyy useita mahdollisia virhelähteitä. Rosoisuusparametrin valinta eri alueille (avoin ulkosaaristo, paljaat kallioluodot, metsäinen saari, kaislikkoinen lahdenpoukama, meren rannalla sijaitseva kerrostalo- tai satama-alue) on subjektiivista. Tyypillisessä rannikko/saaristokohteessa tämä aiheuttaa tuloksiin helposti 5 - 10 % epävarmuustekijän arvioitaessa tuulivoimalaitosten tuotantoa /26/.

Avoimessa ulkosaaristossa ja avomerellä subjektiivisesta maastonkuvauksesta aiheutuva virhe on yleensä selvästi pienempi kuin sisäsaaristossa ja mantereella, jossa rosoisuus vaihtelee voimakkaammin ja maasto koostuu useista hyvin erityyppisistä rosoisuuselementeistä.

7.1.7 Tehokäyrien epätarkkuus

Yksi laskentamenetelmän heikkous on se, että tuulivoimalaitoksen tehokäyrä oletetaan ilman lämpötilasta ja muista sääolosuhteista riippumattomaksi.

Käytännössä kylmä ilma on tiheämpää ja sen tehosisältö näin ollen suurempi, jolloin talviaikaan tuulivoimalaitos usein tuottaa 10 - 20 % enemmän tehoa kuin samalla tuulennopeudella kesäaikaan. Myös ilman paine ja kosteus, sade, lumi ja jää, turbulenssi, tuulen vertikaaliprofiili jne. vaikuttavat laitojen tehontuottoon.

7.1.8 Yhteenveto tuulisuus- ja tuotantoarvioiden virhelähteistä

Kaiken kaikkiaan käytettyyn laskentamenetelmään sisältyy erittäin monia virhelähteitä, joista osa on onneksi toisiaan kumoavia. Merkittävimpinä virhelähteinä voitaneen pitää seuraavia :

- Suomen rannikolle ja saaristolle tyypilliset metsänreunojen aiheuttamat ns. nollatason siirtymät ja estevaikutukset
- Rosoisuuden, ilmassan termisen tasapainon ja lämpötilan vuodenaikavaihteluista aiheutuvat vaikutukset
- Tuulisuuden ajallisista vaihteluista pitkällä aikavälillä aiheutuva epävarmuus

Nämä kolme eri tyyppistä virhelähteiden ryhmää ovat periaatteessa toisistaan riippumattomia, joten jos kunkin niistä oletetaan aiheuttavan luokkaa $\pm 10\%$ virhemahdollisuuden tuulivoimalaitosten tuotantoarvioihin, olisi niiden yhteenlaskettu virhemarginaali $(3 \times 0,1^2)^{0,5} = 17\%$.

Suomessa on rannikoilla ja saaristossa toiminnassa useita kymmeniä tuulivoimalaitoksia, joista suurimmalle osalle on etukäteen tehty tuotantoarvio käyttäen samaa laskentamenetelmää kuin tässä selvityksessä. Näistä laitoksista saatujen kokemusten perusteella vaikuttaa siltä, että avoimessa ulkosaaristossa huolellisesti laaditun tuotantoarvion virhe on yleensä $\pm 10\%$ rajoissa /18, 24, 26/.

Siirryttäessä kauemmas avomerelle ja noustaessa korkeammalle maan pinnasta arvioihin tulee uusia epävarmuustekijöitä (maa/merituuli, matalat suihkuvirtaukset ym.), eikä avomerelle tehtyjä tuotantoarvioita ole vielä verifioitu missään päin Suomea. Tässä selvityksessä esitettyjen tuotantoarvioiden virhemarginaaliksi kannattanee varovaisuussyistä olettaa $\pm 15\text{...}20\%$.

7.1.9 Arvioiden tarkentaminen mittauksin

Tässä raportissa esitetyt tuotantoarviot tulisi ehdottomasti varmentaa paikalla tehtävällä tuulimittausjaksolla ennen investointipäätöstä, ainakin ensimmäisen tuulipuistohankkeen kohdalla. Yhdellä tuulipuiston sijoitusalueella tehtyjen mittausten perusteella voidaan myös muiden tässä tarkasteltujen kohteiden tuulisuus- ja tuotantoarvioita tarkentaa huomattavasti, edellyttäen että mittausten luotettavuus on hyvä.

Mittausjakson pituuden tulisi olla vähintään 12 kk, jotta saataisiin dataa kaikilta vuodenajoilta. Suositeltavampaa olisi mitata 2 - 3 vuoden ajan, koska Itämeren alueella etenkin ääriolosuhteiden (jäätymisjaksot, matalat suihkuvirtaukset, jne.) esiintymisessä on peräkkäisten vuosien välillä huomattavia eroja.

Mittaukset tulee suorittaa kalibroituilla ja jäätymättömillä mittareilla suunnitellun tuulipuiston sijoitusalueella (ei kuitenkaan lähellä maastoesteitä tai korkeita tai massiivisia rakennuksia) ja riittävän korkealla maanpinnasta. Mittauksia tulisi tehdä vähintään 2 - 3 eri korkeudella (esim. 30 m, 60 m, 90 m) tuulen vertikaaliprofiilin selvittämiseksi, ja tuulen nopeuden ja suunnan lisäksi tulisi mitata myös lämpötilaa eri korkeuksilla (termisen stabiiliisuuden määrittämiseksi). Korkeimman mittauspisteen tulisi olla vähintään suunniteltujen laitosten napakorkeudella (60 - 80 m), mieluummin lavan kärjen korkeudella (100 - 120 m). Myös tuulen turbulenssia ja sen riippuvuutta eri tekijöistä (tuulen nopeus ja suunta, lämpötila jne.) tulee tarkastella.

Mitattuja keskituulennopeuksia ja suuntajakaumaa tulee verrata samana ajanjaksona lähimmillä sääasemilla mitattuihin kuukausikeskiarvoihin ja suuntajakaumiin sekä samojen sääasemien pitkän ajan keskimääräisiin kuukausikeskiarvoihin, jotta saataisiin käsitys mittausjakson edustavuudesta pitkän aikavälin keskimääräistä tuulisuutta arvioitaessa.

Mittausten tekniseen suorittamiseen liittyy lukuisia potentiaalisia virhelähteitä (virheellinen kalibrointi, mittareiden huurtuminen, mittauspisteen ja -korkeuden epäedustavuus, mittausjakson epäedustavuus), joista kukin saattaa aiheuttaa 5 - 10 % virheen arvioituun keskituulennopeuteen.

7.2 Investointikustannusarviot

Tuulivoimahankkeen kokonaisinvestoinnit voidaan karkeasti jakaa laitoksen hankintakustannuksiin sekä infrastruktuuri- ja suunnittelukustannuksiin. Näistä laitoksen hankintahinta muodostaa maalle rakennettaessa tyypillisesti 70 - 90 %, merelle rakennettaessa infrastruktuurikustannusten osuus on selvästi suurempi.

2 - 2,5 MW laitosten tehdashintaa ei tässä vaiheessa vielä voitu tarkasti arvioida, koska laitosten sarjatuotanto ei vielä ole käynnistynyt. Lisäksi hankekohtaisesti ja varsinkin hankittaessa suuri erä laitoksia kerralla saattavat toimittajat alentaa hintoja. Tehdashinnan epätarkkuutta lisää vielä erilaisten offshore- ja arktisten modifikaatioiden tarve, joiden aiheuttamia lisäkustannuksia on käytettävissä olevien tietojen perusteella vaikea arvioida. Kaiken kaikkiaan laitosten tehdashinnan virhemarginaali on todennäköisesti luokkaa ± 10 %.

Kuljetuksesta, pystytyksestä, asennuksesta, käyttöönottokoulutuksesta, varaosista, työkaluista ym. lisäkustannuksista syntyy merkittävää epävarmuutta, koska tarkastellut laitostyyppit eivät vielä ole täysin kaupallisella asteella. Lisäkustannusten osuus laitoksen hankintahinnasta on maalle rakennettaessa luokkaa 10 - 15 %, mutta merelle rakennettaessa etenkin pystytyksen hinta on selvästi suurempi. Lisäkustannusten perustuminen suurelta osin raportin tekijöiden subjektiiviseen arvioon aiheuttaa maksimissaan noin 5 % epävarmuustekijän investointikustannusarvioihin. Lisäkustannukset myös vaihtelevat hankekohtaisesti ennen kaikkea laitosten lukumäärän ja sijoituskohteen olosuhteiden mukaan. Tätä ei otettu huomioon laskelmissa.

Laitosten tarkan taloudellisuusvertailun tulee aina tapahtua paikka- ja projektikohtaisesti, ja sen tulee perustua sitoviin tarjouksiin, joissa on riittävän yksiselitteinen hintaerittely.

Verkon rakentamiskustannusten virhelähteitä ovat ainakin pohjaolosuhteiden vaikutus kaapeloinnin kustannuksiin sekä 110 kV sähköasemien rakennuskustannukset luodoilla (mukaanlukien jääsuojaus, yhteysaluslaituri jne.).

Mikäli sähköasemia ei ympäristösyistä voida sijoittaa luodoille, ne on rakennettava esim. paaluperustusten varaan tai keinosaaressa ja niiden rakennuskustannukset ovat tällöin huomattavasti suuremmat.

Muut laitosten verkkoon liittämistä aiheuttavat kustannukset (muuntamo, muuntaja, kaapeloinnit ym.) vaihtelevat voimakkaasti laitosten lukumäärästä ja keskinäisistä etäisyyksistä, laityypistä jne. riippuen. Näitä kustannusarvioita onkin ehdottomasti tarkennettava projektien suunnitteluvaiheessa.

Perustuskustannusten tarkempi arvio on niinkään paikkakohtainen ja edellyttää pohjatutkimusta, jää- ja aaltokuormien laskentaa jne. Offshore-tuulivoimalaitosten perustustekniikka on kaiken kaikkiaan tätä kirjoitettaessa voimakkaassa kehitysvaiheessa, ja on mahdollista että ensimmäisten suurten offshore-hankkeiden (v. 2000 - 2003) myötä perustuskustannukset laskevat voimakkaasti. Perustusten osalta tämän raportin kustannusarviot ovatkin erittäin epävarmalla pohjalla.

Suunnittelu- ja projektinhallintakustannukset vaihtelevat voimakkaasti projektin koosta, toteuttajasta ja toteutustavasta riippuen. Ne muodostavat kuitenkin ainakin suuremmassa hankkeessa suhteellisen pienen osan kokonaiskustannuksista, tyypillisesti muutamia prosentteja. Niiden arvioinnista aiheutuva virhe onkin merkitykseltään suhteellisen vähäinen.

Seuraavassa taulukossa on esitetty esimerkki noin 20 MW offshore-hankkeen investointikustannusrakenteeseen liittyvistä epävarmuustekijöistä.

Taulukko 8. Esimerkki 20 MW offshore-hankkeen (10 x 2000 kW) investointikustannusrakenteeseen liittyvistä epävarmuustekijöistä.

	Kustannuserä (oletusarvo) mk	Osuus kokonaiskustannuksista (%)	Virhe % oletetusta summasta	Virhe % kokonaiskustannuksista	Virheestä aiheutuva max. lisäkustannus mk
Laitosten tehdashinta	80 000 000	51,51 %	10 %	5,15 %	8 000 000
Lisäkustannukset	21 300 000	13,72 %	25 %	3,43 %	5 325 000
Verkon rakentaminen	22 000 000	14,17 %	30 %	4,25 %	6 600 000
Muuntamot	3 000 000	1,93 %	20 %	0,39 %	600 000
Perustukset	25 000 000	16,10 %	35 %	5,63 %	8 750 000
Suunnittelu ym.	4 000 000	2,58 %	35 %	0,90 %	1 400 000
Yhteensä	155 300 000	100,00 %		19,75 %	30 675 000
Yhteensä mk/kW	7 765				1 534

7.3

Käyttökustannusarviot

Esitetyt käyttökustannusarviot perustuvat Keski-Euroopassa laadittuihin suurten merituulipuistojen kustannusarvioihin /27/. Käyttökokemuksia suu-

rista, MW-laitoksista koostuvista merituulipuistoista ei vielä ole. Näin ollen käyttökustannuksiin sisältyy merkittävää epävarmuutta.

Todennäköisesti merkittävin epävarmuustekijä liittyy korjauskustannusten kehittymiseen pitkällä aikavälillä, laitosten kymmenen ensimmäisen toimintavuoden jälkeen.

Hankkeen hallinnointikulut riippuvat voimakkaasti toteutustavasta ja -organisaatiosta. Eksakteja arvioita on tässä vaiheessa mahdotonta antaa. Hallinnointikulujen osuuden kaikista käyttökustannuksista oletetaan tyypillisesti olevan kolmasosan luokkaa, ja osuus mitä ilmeisimmin pienenee hankkeen kasvaessa. Yleistä sääntöä edes vaihteluvälin suuruudesta ei käytettävissä olevan tiedon perusteella voida antaa.

Muut käyttökustannukset (vakuutukset, huolto) ovat tarkemmin arvioitavissa maalla toteutettujen hankkeiden perusteella, joskin vesikuljetusten ja sääolosuhteista johtuvan rajoitetun luoksepääsyn vaikutus aiheuttaa epävarmuutta huoltokustannuksiin.

7.4 Tuotantokustannusarviot

Koska tuotantokustannusarviot perustuvat tuotanto- ja kustannusarvioihin, vaikuttavat näiden molempien epätarkkuudet tuotantokustannusarvioiden epätarkkuuteen.

Lisäksi tuotantoarvioissa käytetty teknisen käytettävyyden arvio (95 %) on merelle rakennettavien tuulipuistojen tapauksessa epävarmalla pohjalla. Sääolosuhteista johtuvat rajoitukset voivat johtaa pitkiinkin seisokkeihin ennen kuin laitoksia päästään vikautumisen jälkeen huoltamaan, joten alhainen vikautuvuus on offshore-tuulivoimalaitoksia suunniteltaessa erittäin olennainen kriteeri /28/.

Tuotantokustannusarvioita on kaiken kaikkiaan pidettävä suuntaa-antavina, ja projektikohtaisesti tulisi laatia tarkemmat laskelmat kun hankkeen koko, laitostyyppi, toteutustapa ja -organisaatio ym. reunaehdot alkavat selkiytyä. Eri tekijöiden vaikutusta kustannusarvioihin voidaan arvioida liitteessä 7 esitettyjen herkkyytarkastelujen avulla.

Projektien kustannustehokkuus riippuu voimakkaasti niiden koosta. Tässä raportissa esitetyille kohdealueille ei todennäköisesti voida rakentaa kuin osa niistä laitoksista joita niille teknisten ja alueidenkäyttöisten rajoitusten puitteissa mahtuisi. Näin ollen lopulliset kustannusarviot voidaan laatia vasta, kun mahdollisesti toteutettavien hankkeiden kokoluokka ratkeaa. Samassa yhteydessä tulisi tarkastella tarkemmin investoinnin eri osien (mekaaniset ja sähköiset koneet ja laitteet, staattiset teräs- ja betonirakenteet, kaapeloinnit jne.) käyttöikä ja jäännösarvoa, poistojärjestelyjä jne.

Yhteenvedona voidaan todeta, että kustannusarvioihin sisältyy merkittävää epävarmuutta, mutta tässä vaiheessa ei suurempaan tarkkuuteen ole mielekästä pyrkiä. Esitetyt arviot antavat riittävän pohjan yleiskaavoitus- ja selvitystyön jatkamiseksi ja mahdollisten toteutushankkeiden esisuunnittelun käynnistämiseksi. Projektien valmistelu- ja suunnitteluvaiheessa voidaan arvioita tarkentaa, kun toteutustapa ja hankekoko tarkentuvat ja hankitaan sitovat tarjoukset laitosten toimittamisesta, muusta urakoinnista ja suunnittelusta.

Kohteissa on joka tapauksessa tehtävä teknisiä lisäselvityksiä toteutusedellytysten varmistamiseksi (pohjatutkimukset, jää- ja aaltokuormatarkastelut, tuulimittaukset ym.). Vasta näiden antamien lähtötietojen avulla voidaan laatia realistiset, sijoituspaikkakohtaiset kustannusarviot.

7.5 Rakennus- ja tuotantopotentialit

Sijoitusaluekohtaiset ja yhteenlasketut tuulivoiman rakennuspotentialit (laitosten lukumäärä, tuotantokapasiteetti) riippuvat voimakkaasti mm. veden syvyyden ja liikkuvien jäiden aiheuttamien rajoitusten suhteen tehdyistä oletuksista. Mikäli tarkemmissa tutkimuksissa osoittautuu, että esim. liikkuvien jäiden aiheuttamat rajoitukset eivät ole niin merkittäviä kuin nyt on oletettu, voivat tässä raportissa esitetyt sijoitusalueiden rajat muuttua, ja kauempaa rannikosta saattaa löytyä kokonaan uusia potentiaalisia sijoitusalueita.

Laitosten sijoittelu alueiden sisällä on lähinnä esimerkin omainen, ja se on määräytynyt etupäässä pohjan laadun ja veden syvyyden sekä laitosten välisten minimietäisyyksien (n. 400 m) perusteella. Tavoitteena on ollut määrittää teoreettinen maksimimäärä laitoksia, joka tietylle alueelle teknisesti voitaisiin sijoittaa.

Todellisuudessa alueille ei välttämättä voida rakentaa tässä esitettyä maksimimäärää laitoksia. Muun muassa maisemalliset tekijät vaikuttavat voimakkaasti laitosten sijoitteluun tietyn alueen sisällä; laitosten sijoittaminen selkeisiin geometrisiin muodostelmiin (rivi, ympyrän kaari) on maisemallisesti helpommin hyväksyttävä vaihtoehto kuin tässä selvityksessä käytetty puhtaasti teknisiin edellytyksiin ja rajoituksiin perustuva sijoittelutapa /29/.

Vierekkäisten tuulivoima-alueiden väliset rajat ovat jossain määrin mielivaltaisesti piirrettyjä. Useissa tapauksissa ne perustuvat liikkuvan jään maksimipaksuuden arvioihin, joka kuten edellä todettu ei välttämättä ole niin määrävä kriteeri kuin tässä työssä on (varovaisuussyistä) oletettu. Näin ollen ei ole tarkoituksenmukaista pitäytyä liian tarkasti tässä selvityksessä esitettyihin sijoitusalueiden rajoihin, vaan lähekkäisiä sijoitusalueita tulisi ennemminkin tarkastella yhtenä kokonaisuutena. Tämä pätee alueisiin 1 ja 5, alueisiin 3 ja 6, sekä alueisiin 4, 7 ja 8.

On ilmeistä, että muun muassa maisemallisten rajoitusten vuoksi ei kaikkia tässä esitettyjä sijoitusalueita voida toteuttaa. Jatkoselvityksissä olisikin olennaista valita sekä teknisten että ympäristöllisten edellytysten perusteella parhailta vaikuttavat sijoitusalueet (tai niiden yhdistelmät) ja keskittyä teknisten ja ympäristöllisten toteutusedellytysten kehittämiseen näillä alueilla siten, että voitaisiin saavuttaa ympäristöllisesti hyväksyttävällä tavalla maksimaalinen tuulivoimatuotanto.

8 YHTEENVETO

8.1 Tekninen rakennus- ja tuotantopotentiaali

Helsingin edustan saaristo- ja merialueet ovat intensiivisessä käytössä. Alueella on paljon asutusta, puolustusvoimien alueita, virkistyskäytössä olevia alueita ja luonnonsuojelualueita.

Seuraavassa taulukossa on esitetty yhteenveto Helsingin edustan mahdollisten tuulivoimalaitosten sijoitusalueiden maksimaalisesta saavutettavissa olevasta tuulivoimakapasiteetista ja -tuotannosta. Taulukossa on oletettu, että rakennettavat tuulivoimalaitokset alueilla 1 - 4 olisivat 2 - 2,5 MW laitoksia ja alueilla 5 - 8 (pääosin) 3 - 5 MW laitoksia. Sähkön siirron teknisistä ratkaisuista aiheutuvat rajoitukset on huomioitu taulukon luvuissa alueiden 1 - 4 osalta.

Taulukko 9. Karkea yhteenveto sijoituspaikkojen teknisesti mahdollisesta tuulivoimakapasiteetista ja -tuotannosta. Tuotantoluvuissa on kohteiden 1 - 4 osalta huomioitu sähköverkkotekniset rajoitukset sekä varjostus- ja siirtohäviöt.

Nro	Alueen rajat tai kuvaus	Maksimi kapasiteetti ja tuotanto	
		MW	GWh/a
1	Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari	48	125
2	Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi	48	133
3	Kuivasaaren ympäristö	24	70
4	Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto	42	118
1-4	Yht.	162	446
5	Rysäkari-Louekari-Koirasaari	45 - 80	125 - 210
6	Isosaaren pohjoispuolen matalikot	36 - 60	90 - 150
7	Matalakarilta lounaaseen suuntautuva matalikkoketju	45 - 75	125 - 210
8	Matalakari-Länsitoukki	33 - 55	90 - 155
5 - 8	Yht.	174 - 290	430 - 725

Yhdestä merituulipuistosta hyödyksi saatava sähköntuotanto, tyypillisesti runsaat 100 GWh vuodessa, vastaa 2,5 - 3 % Helsingin koko sähköntarpeesta (noin 4 TWh). Alueilta 1 - 4 yhteensä saatava tuotanto, maksimissaan noin 400 GWh, olisi jo luokkaa 10 % Helsingin koko sähköntarpeesta. Mikäli myös alueet 5 - 8 voitaisiin ottaa koko laajuudessaan tuulivoimakäyttöön, olisi koko Helsingin edustan tuulivoimatuotanto jo luokkaa 20 - 30 % Helsingin koko sähkönkulutuksesta.

Yhden tuulivoima-alueen tuotantoa voidaan tarkastella myös vertaamalla sitä tyypillisen kerrostaloasunnon sähkökäyttöön (luokkaa 2 MWh/a) tai sähkölämmitteisen omakotitalon sähkön tarpeeseen (luokkaa 20 MWh/a). Yhdeltä sijoitusalueelta hyödyksi saatava sähkö riittäisi vuositasolla tarkasteltuna noin 60 000 kerrostaloasunnon tai 6 000 sähkölämmitetyn omakotitalon tarpeisiin. Vastaavasti alueiden 1 - 4 yhteenlaskettu tuotanto kattaisi noin 200 000 kerrostaloasunnon tai 20 000 sähkölämmitetyn omakotitalon sähkönkulutuksen. Helsingin Energian asiakaskuntaan kuului vuonna 1998 vajaat 300 000 yksityisasuntoa, joista suurin osa on kaukolämmitettyjä kerrostaloasuntoja.

Yhtenä vertailukohtana voidaan tarkastella myös Suomen tämänhetkistä tuulivoimatuotantoa ja tulevaisuuden tavoitteita. Vuonna 2000 Suomen kaikkien tuulivoimalaitosten yhteenlaskettu tuotanto tulee todennäköisesti olemaan luokkaa 70 - 80 GWh, eli vähemmän kuin yhdeltä Helsingin edus-

tan sijoitusalueelta hyödyksi saatava tuulivoimatuotanto. Vuonna 2005 on kauppaja- ja teollisuusministeriön tavoitteena noin 300 GWh ja vuonna 2010 noin 1100 GWh tuotantotasoa /30/. Yhden Helsingin edustan tuulivoima-alueen koko potentiaalinen käyttöönotto vuoteen 2005 mennessä vastaisi siis runsasta kolmasosaa asetetusta tavoitteesta ko. vuodelle. Teoriassa kauppaja- ja teollisuusministeriön asettamat tavoitteet voitaisiin saavuttaa kokonaisuudessaan Helsingin edustan matalikoilla, toteuttamalla kohteet 1 - 3 vuoteen 2005 mennessä ja loput kohteet vuoteen 2010 mennessä.

8.2 Vaikutukset energian tuotannon päästöihin

Valtakunnan tasolla tarkasteltuna tuulivoiman voidaan olettaa korvaavan pääosin hiililauhdetta /31/. Valtakunnan laajuisen aikasarjasimuloinnin tuloksena päädyttiin VTT:n ja TKK:n tutkimuksessa vuonna -93 siihen tulokseen, että tuulivoimatuotanto vähentää sähköntuotannon hiilidioksidipäästöjä Suomessa keskimäärin 826 kg / MWh.

Tämän karkean tarkastelun perusteella voitaisiin yhden sijoitusalueen tuotantopotentiaali kokonaisuudessaan hyödyntämällä vähentää hiilidioksidipäästöjä luokkaa 0,1 miljoonaa tonnia. Hyödyntämällä koko Helsingin edustan tuulivoimapotentialiaali (siten kuin se tässä selvityksessä on arvioitu) saavutettaisiin noin 1 miljoonan tonnin CO₂-päästövähenne.

Vuoden 1990 CO₂ -päästöt olivat Suomessa 59,2 miljoonaa tonnia ja vuoden 1997 päästöt 64,6 miljoonaa tonnia. Kioton sopimuksen mukaan Suomen päästövähennystavoite olisi näin laskettuna 5,2 miljoonaa tonnia vuodesta 1997 vuoteen 2008 - 2012 mennessä. Rakentamalla yksi tuulivoima-alue Helsingin edustalla voitaisiin näin laskettuna saavuttaa noin 2 % koko Suomen tavoitteesta ja toteuttamalla kaikki tarkastellut alueet maksimilajuudessaan jo luokkaa 20 % koko valtakunnan tavoitteesta.

Todellisuudessa päästöt nousisivat ilman toimenpiteitä edelleen voimakkaasti vuoden 1997 tasosta. Todellinen päästövähennystavoite on näin ollen suurempi, ja Helsingin edustalle rakennettavalla tuulivoimalla siitä saavutettavissa oleva osuus vastaavasti pienempi, kuin edellä on esitetty.

Yllä esitetty valtakunnan tason sähköjärjestelmätarkastelu ei Helsingin tapauksessa anna kovin todenmukaista kuvaa tilanteesta. Pääkaupunkiseudun energiahuolto nojaa vahvasti sähkön ja lämmön yhteistuotantoon ja poikkeaa tässä mielessä selvästi koko valtakunnan "keskimääräisestä" energiahuollosta. Näin ollen myös se, missä määrin tuotettu tuulivoima korvaisi eri sähkönhankintalähteitä ja tätä kautta vähentäisi päästöjä ilmakehään, poikkeaisi todennäköisesti edellä esitetystä.

Joka tapauksessa vaikuttaa ilmeiseltä, että jo yksikin laajempi tuulipuisto Helsingin edustalla voisi vastata suhteellisen merkittävää osaa Helsingin kaupungin osuudesta koko valtakunnan päästötavoitteen saavuttamisessa.

Tuulivoimalaitos tuottaa sen valmistukseen, kuljetukseen ja pystytykseen kuluneen energiamäärän ensimmäisten 3 - 6 toimintakuukautensa aikana, sijoituspaikan olosuhteista riippuen /6/. Kun tuulivoimalaitoksen taloudellinen käyttöikä on 20 - 25 vuotta, se siis tuottaa käyttöaikanaan 50 - 100 - kertaisesti sen energiamäärän, mikä sen rakentamiseen sitoutui. Näin ollen tuulivoiman edellä esitetyt vaikutukset sähkön tuotannon päästöihin ovat todellakin nettovaikutuksia.

8.3 Sähkön tuotantokustannukset

Arvioidut tuulivoiman tuotantokustannukset 2 - 2,5 MW laitospoolilla vaihtelevat välillä 27 - 32 p/kWh ilman valtion tukia ja välillä 16 - 19 p/kWh nykyiset valtion tuet huomioon ottaen. Reaalikorkona on tällöin käytetty 5 % ja takaisinmaksuaikana 20 vuotta, mikä on Suomessa yleisesti käytetty lähtökohta voimalaitosinvestointien taloudellisuutta ja keskinäistä kilpailukykyä arvioitaessa.

Mantereelle rakennettaessa päästään hyvissä tuuliolosuhteissa tällä hetkellä parhaimmillaan 22 - 25 p/kWh tuotantokustannuksiin ilman tukia ja 15 - 17 p/kWh tasolle tuet mukaanlukien. Suuri osa mantereelle rakennettavista tuulivoimalaitoksista sijoittuu kuitenkin siinä määrin heikompiin tuuliolosuhteisiin että tuotantokustannukset muodostuvat korkeammiksi kuin tässä raportissa tarkastelluissa offshore-kohteissa.

Seuraavassa taulukossa on esitetty kohteiden 1 - 4 arvioidut investointi- ja tuotantokustannukset. Kohteille 5 - 8 ei kustannusarvioita tehty, koska ei ole varmaa, voidaanko ko. kohteet toteuttaa nykyisillä laitoskokoluokilla.

Tuulisuudeltaan edullisimpia ovat alueen 2 eteläosat sekä alue 3. Alueelle 3 ei voida rakentaa yhtä suurta tuulipuistoa kuin muille alueille, mikä näkyy korkeampina investointikustannuksina. Toisaalta on muistettava, ettei muillekaan alueille välttämättä voida esim. maisema- ja ympäristösyistä rakentaa maksimikokoista tuulipuistoa, joten kohteen 3 ja muiden kohteiden välinen ero ei ehkä todellisuudessa ole tässä suhteessa näin suuri.

Kaiken kaikkiaan kohteita 1 - 4 voidaan pitää tuotannon ja taloudellisuuden kannalta osapuilleen yhtä edullisina, varsinkin ottaen huomioon arvioiden virhemarginaalit.

Kohteiden lopullinen edullisuusjärjestys määräytyy siitä, miten paljon ja minne kullakin alueella tuulivoimalaitoksia voidaan sijoittaa. Kauempana mantereesta saavutetaan parempi tuotanto, mutta toisaalta investointikustannukset kasvavat. Mitä kauemmas mantereesta siirrytään, sitä enemmän

tuulivoimalaitoksia kohteeseen tulisi voida rakentaa järkevän kustannustason saavuttamiseksi. Myös perustusten toteutustapa (luodolle/veteen) vaikuttaa voimakkaasti investointikustannuksiin ja tätä kautta taloudellisuuteen.

Taulukko 10. Kohteiden 1 - 4 arvioidut investointi- ja tuotantokustannukset.

Nro	Alueen rajat tai kuvaus	Keskituulennopeus m/s	Arvioidut investointi- ja tuotantokustannukset		
			mk / kW	p/kWh	
1	Rysäkari-Korkeakupu-Pihlaisto-Pitkäkari	7,5 - 7,8	7000 - 7800	31 - 32	p/kWh ml. tuet 18 - 19
2	Tammakari-Tiirakari-Taulukari-Laakapaasi	7,5 - 8,0	7000 - 7800	27 - 31	16 - 18
3	Kuivasaaren ympäristö	7,8 - 8,0	8000 - 8400	29 - 30	17 - 18
4	Matalakari-Mustakupu-Tammaluoto	7,8 - 7,9	7000 - 7900	28 - 29	16 - 17

Jatkossa kannattaisi tarkastella tuulipuistojen sijoitusmahdollisuuksia myös alueilla 5 - 8, esim. siten että tuulipuisto sijoittuisi osittain alueen 1 itä/eteläosaan ja osittain alueen 5 pohjoisosaan. Toinen mielenkiintoinen sijoitusalue on alueen 4 eteläosa yhdistettynä alueiden 7 ja 8 pohjoisosiin.

8.4 Tuulisähkön taloudellinen kilpailukyky

8.4.1 Tuotantokustannukset verrattuna muuhun uuteen sähköntuotantoon

Tällä hetkellä sähkön markkinahinta (rajakustannus) on vain luokkaa 10 p/kWh, mikä käytännössä merkitsee, ettei minkään uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentaminen ole nykyisessä kilpailutilanteessa kannattavaa.

Uuden lauhdevoiman kustannuksiksi (5 %, 20 vuotta) on viimeisimmissä selvityksissä laskettu 16 - 21 p/kWh laitoksen koosta ja polttoaineesta riippuen /32/. Tähän verrattuna merituulivoiman rakentaminen Helsingin edustalle - valtion tuet huomioonottaen - voisi taulukon 10 perusteella olla kutaquinkin kilpailukykyistä. Esitettyihin lukuihin sisältyy kuitenkin merkittävästi epävarmuutta kuten luvussa 7 on todettu.

Tuulivoiman tuotantokustannuksia ei voida verrata suoraan muuhun sähkön erillistuotantoon, koska tuulivoiman tuotannon voimakkaista ajallisista vaihteluista johtuen se tarvitsee selvästi enemmän säätökapasiteettia kuin vastaava määrä säädettävää erillistuotantoa. Tästä aiheutuva kustannusvaikutus riippuu monista tekijöistä, mm. siitä missä jännitetasossa tuulivoimalaitokset liitetään sähköverkkoon (jakelu/alue/kantaverkko), siitä kenelle kuuluu ns. avoimena sähköntoimittajana vastuu tuotannon ja kulutuksen ajallisesta yhteensovittamisesta, siitä millä tavoin tuulivoimatuotannon ja alueen sähkönkulutuksen ajalliset vaihtelut osuvat yksiin, sekä liitännäisyyden ja sitä ympäröivien verkonosien siirtokapasiteetista suhteessa tuulipuiston tuotantokapasiteettiin.

Eksakteja arvioita Helsingin edustan tuulipuistojen tarvitseman säätövoiman tarpeesta ja tästä aiheutuvista kustannuksista on tässä vaiheessa mahdotonta antaa, mutta asiaa olisi suositeltavaa tarkastella jatkoselvityksissä. Suotuisassa tapauksessa tuulivoimatuotannon ajallisista vaihteluista aiheutuva kustannusvaikutus on kuitenkin todennäköisesti korkeintaan joitakin pennejä kilowattituntia kohti.

Myös tuulivoimatuotannon ennustettavuus lyhyellä aikavälillä (muutamista tunneista muutamiin vuorokausiin) vaikuttaa tuulivoiman kilpailukykyyn. Keski-Euroopassa on jo käytössä varsin pitkälle kehitettyjä säähavaintoihin ja tilastollisiin menetelmiin perustuvia ennustusmenetelmiä, joiden avulla sähkön tuottajat ja verkkoyhtiöt arvioivat tuulivoimatuotannon vaihteluita joitakin vuorokausia eteenpäin /33, 34, 35, 36/.

Alustavasti voidaan arvioida, että merituulivoiman rakentaminen Helsingin edustalle saattaisi yrittäjän kannalta olla kannattavuuden rajoissa, ainakin mikäli vertailukohtana on muun uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentaminen. Kannattavuuden tarkempi arvioiminen edellyttää kuitenkin lisäselvityksiä.

8.4.2 Tuulivoiman kansantaloudellinen kannattavuus

Yrittäjä voi laskea valtion tuet omaksi edukseen, mutta yhteiskunnan kannalta on luonnollisesti tarkasteltava tuulivoiman tuotantokustannuksia ilman tukea.

Tällöin on tarkasteluihin toisaalta sisällytettävä myös ne ulkoiset kustannukset, jotka yhteiskunta välttää kun tuulivoimalla korvataan muuta, ympäristön kannalta haitallisempaa sähköntuotantoa. Näitä energian tuotannon ympäristöpäästöjen yhteiskunnallisia kustannuksia aiheuttavat mm. terveysvaikutukset, rakennus- ja muihin materiaaleihin kohdistuvat vaikutukset, muutokset metsän kasvussa ja viljelykasvien sadossa, sekä ilmastonmuutos. Vastaavasti on kansantaloudellisessa tarkastelussa arvoitettava myös tuulivoiman aiheuttamat haitat (esim. maisema- ja meluvaikutusten sekä alueen

virikistyskäyttömahdollisuuksien heikentymisen aiheuttamat viihtyvyyshaitat). Näiden on tutkimuksissa yleensä todettu olevan vähintään kertaluokkaa pienempiä kuin esim. fossiililla polttoaineilla tapahtuvan sähkön erillistuotannon yhteiskunnallisten kustannusten /6/.

Aiheesta laaditussa kotimaisessa selvityksessä /37/ todettiin, että tuulivoimatuotannon avulla voidaan energiantuotannon yhteiskunnalle aiheuttamia ulkoisia kustannuksia välttää jopa 25 p/kWh, mikäli kasvihuonekaasupäästöjen vaikutukset otetaan huomioon. Maksimissaan tämän suuruinen yhteiskunnallinen tuki tuulivoimalle olisi kyseisen selvityksen mukaan siis kansantaloudellisesti perusteltua. Mikäli ilmaston muutoksen kustannuksia ei huomioida tarkasteluissa, on tuulivoiman avulla saavutettava ulkoisten kustannusten säästö vain 6 p/kWh. Jo ilmastonmuutoksen osittainkin huomioon ottaminen tekee siis nykyiset valtion tuet tuulivoimalle (Helsingin edustalle rakennettavien merituulipuistojen tapauksessa investointi- ja verotuki yhteensä luokkaa 11 - 13 p/kWh) kansantaloudellisesti perustelluiksi.

Yhteenvedon voidaan todeta, että käytetyillä oletuksilla ja laskentaperusteilla Helsingin edustalle rakennettu merituulivoima voi olla kilpailukykyistä muuhun uuteen sähkön erillistuotantoon verrattuna - sekä investoijan kannalta (valtion tuet mukaanlukien) että yhteiskunnan kannalta (ilman valtion tukea ja tuulivoiman avulla vältetyt energian tuotannon ulkoiset kustannukset huomioon ottaen). Lopullisten johtopäätösten tekeminen edellyttäisi kuitenkin huomattavasti tarkempia laskelmia.

9 TUULIVOIMAN RAKENTAMISEN EDELLYTTÄMÄT JATKOTOIMENPITEET

9.1 Jatkoselvitykset

9.1.1 Viranomais selvitykset

Merituulipuistojen vaikutuksia maisemaan, kaupunkikuvaan, alueen luontoon ja virikistyskäyttöön ym. tulee selvittää tarkoin ennen kuin tehdään päätöksiä toteutushankkeiden käynnistämisestä. Viranomaisten harkittavaksi jää, missä määrin selvitysten toteuttaminen on viranomaisten ja missä määrin potentiaalisen investoijan vastuulla. Viranomaisten tulisi joka tapauksessa teettää ko. selvityksiä siinä laajuudessa kuin on tarpeen tuulivoima-alueiden sisällyttämiseksi uuden yleiskaavan 2002 valmisteluprosessiin.

Puolustusvoimien tarpeet on tässä raportissa esitetty varsin pintapuolisesti. Yksityiskohtien kirjaaminen ei ole mahdollista, koska kuvauksiin ei ole voitu liittää julkisuuslain mukaan salassa pidettävää aineistoa. Tämän takia puolustusvoimien on osallistuttava kiinteästi jatkosuunnitteluun ja -selvityksiin.

Merivoimien Esikunta vastaa puolustusvoimien osalta jatkoselvityksistä, joita tehdään ennen kuin päätetään toteutushankkeiden käynnistämisestä.

Omana erillisenä selvityksenään olisi suositeltavaa tarkastella tuulivoiman vaikutuksia Helsingin muuhun energiahuoltoon ja -talouteen sekä energi-antuotannon päästöihin ja niistä aiheutuviin yhteiskunnallisiin kustannuksiin. Samassa yhteydessä saadaan tietoa myös tuulivoiman ajallisten vaihteluiden aiheuttamista teknisistä vaatimuksista ja kustannusvaikutuksista. Tältä osin potentiaalisen investoijan osallistuminen selvitykseen ja sen aiheuttamiin kustannuksiin on perusteltua.

Merituulipuistojen kaavoitus- ja lupamenettelyt niissä maissa, joissa suunnitelmat ovat pidemmällä (Tanska, Ruotsi, Hollanti, Saksa), olisi niin ikään syytä selvittää. Näin voitaisiin muualla saatuja kokemuksia hyödyntää ja välttää mahdollisesti kohdattuja juridisia tai menettelyteknisiä ongelmia.

Muissa maissa tapahtuneen kehityksen sekä kotimaisen lainsäädännön ja viranomaismääräysten pohjalta tulisi rakennusvalvontaviraston määrittää mahdollisimman konkreettisesti ja yksiselitteisesti merituulipuistoilta vaadittava rakennuslupamenettely. Vastaavasti tulisi ympäristökeskuksen määrittää, missä laajuudessa hankkeilta edellytetään ympäristövaikutusten arviointia ja ympäristölupia.

Merituulivoiman tekninen kehitys on erittäin nopeaa. Koska toisaalta ensimmäisen toteutushankkeen edellyttämät selvitykset ja valmistelut vievät useita vuosia, aikanaan toteutettavat hankkeet saattavat (mahdollisesti ensimmäistä demonstraatiohanketta lukuunottamatta) perustua varsin erilaiseen tekniikkaan kuin tässä selvityksessä on oletettu. Laitoskoko saattaa olla suurempi ja laitokset voivat muutenkin poiketa ulkonäöltään huomattavasti nykyisistä (esim. vain kaksi lapaa, kapeampi "joustava" torni jne.). Lisäksi teknisten innovaatioiden ja tietotason kohoamisen myötä voivat kokonaan uudet sijoitusalueet (esim. kauempana avomerellä) tulla tuulivoiman kannalta potentiaalisiksi.

Tulevan teknisen kehityksen suuntaviivoista saadaan todennäköisesti tarkempaa tietoa muutamien vuosien kuluttua, kun merelle rakennettava tuulivoimatekniikka alkaa vakiintua. Tuolloin kannattaisi päivittää nyt tehtyjä tarkasteluja ottaen huomioon uudet tekniset ratkaisut ja niiden avaamat mahdollisuudet.

9.1.2 Investoijan selvitykset

Helsingin edustan meri- ja saaristoalueelle suunniteltavat mittavat rakennushankkeet, olivat ne sitten minkä luontoisia tahansa, vaikuttavat suureen määrään ihmisiä joko suoraan tai välillisesti.

Potentiaalisen investoijan olisikin syytä käynnistää viranomaisten vaatimat ympäristöselvitykset jo hankesuunnittelun alkuvaiheessa. Jo kohdealueen valinnassa on tarpeen tehdä ympäristövaikutusten arviointia – tai ainakin hyödyntää ja ottaa huomioon viranomaisten laatimat, kaavoitusprosessiin liittyvät ympäristöselvitykset.

Tuulivoiman teknisten rakentamismahdollisuuksien ja kustannusten tarkemmaksi arvioimiseksi tarvitaan joukko teknisluontoisia selvityksiä. Näitä ovat mm. perusteelliset tuulimittaukset suunnitellulla kohdealueella, jää-, aalto- ja virtausvoimien arviointi (mahdollisesti osittain mittauksiin perustuen), sekä tarkemmat pohjatutkimukset (myös kaapeleiden linjausten suunnittelemiseksi).

Teknisten lisäselvitysten sekä ympäristöselvitysten pohjalta voidaan laatia tuulivoimaloiden realistinen sijoitussuunnitelma valitulla kohdealueella sekä laatia tarkemmat tuotantoarviot.

Kaapeleiden linjauksia, muuntamoiden sijoittelua, sekä mantereen puolella tapahtuvan sähköverkkoon liittymisen teknisiä ratkaisuja on selvitettävä. Samalla saadaan verkkoon liittymisestä aiheutuvien kustannusten arviot tarkennettua.

Laivaliikenteen vaikutusta tuulivoimalaitosten sijoitteluun (ml. turvallisuuskysymykset kuten tuulivoimalaitosten lentoestemerkintöjen vaikutukset navigoinnille) tulisi selvittää tarkemmin.

Perustussuunnitelmia tulee tarkentaa pohjatutkimusten ja jää-, aalto-, virtaus- ja tuulikuormien selvitysten tulosten mukaisesti. Samassa yhteydessä on suunniteltava, millä tavoin esim. kaapelointi, huoltoaluslaituri ja jääsuojaus integroidaan perustusrakenteeseen. Lopputuloksena saadaan perustus- ja pohjatöiden kustannusarvioita tarkennettua huomattavasti.

Kuljetus- ja pystytysteknisiä kysymyksiä tulee niin ikään tarkastella sekä teknisestä että ympäristönäkökulmasta.

Merituulipuiston huolto- ja ylläpitostrategia on suunniteltava huolellisesti, jotta huollosta ja ylläpidosta aiheutuvat kustannukset saadaan pysymään kohtuullisina ja laitosten käytettävyys samanaikaisesti mahdollisimman korkeana.

Kaikkien edellä mainittujen työvaiheiden lopputuloksena voidaan muodostaa tarkka kustannus- ja tuotantoarvio suunnitellusta hankkeesta. Mikäli tekninen, taloudellinen ja ympäristöllinen toteutettavuus näyttää suotuisalta, voidaan hankkeen toteutussuunnittelu käynnistää.

Selvityksissä voidaan osittain hyödyntää muissa maissa tehtyjä selvityksiä ja suunnitelmia, mutta paikalliset erityisolosuhteet (pohjan laatu, jääkuormat, luontotyypit jne.) on luonnollisesti otettava tarkoin huomioon.

Kun edellä kuvatusen kaltainen perusteellinen selvitys- ja esisuunnitteluprosessi on käyty läpi yhden sijoitusalueen osalta, ei myöhemmin mahdollisesti toteutettavien jatkohankkeiden suunnittelussa tarvita enää yhtä paljon työtä.

9.2 Informointi ja paikallisten tahojen osallistuminen

Tuulivoimarakentamisen käyntiin lähtö tietyllä alueella on usein suhteellisen hankalaa. Alueen muut olemassaolevat ja suunnitellut käyttömuodot sekä maisemalliset, ekologiset, kulttuuriset ja sosioekonomiset ominaispiirteet vaikuttavat merkittävästi tuulivoimarakentamisen käynnistymisen helppouteen tai vaikeuteen.

Usein on osittain kyse myös ennakkoluuloista, tiedon puutteesta, tai virheellisistä tai vanhentuneista tiedoista joiden perusteella niin yleisö kuin viranomaisetkin muodostavat mielipiteensä /38, 39, 40/. Yleisön asennoituminen tuulivoimaa kohtaan on lähes poikkeuksetta muuttunut myönteisempään suuntaan sen jälkeen, kun alueelle on rakennettu ensimmäiset tuulivoimalaitokset. Tämä on todennettu mielipidemittauksin sekä Keski-Euroopassa /6, 40/ että Suomessa /41/.

Edellä todettua ei kuitenkaan voida suoraan yleistää koskemaan mitä tahansa yksittäistä aluetta, koska kuten sanottu kunkin alueen ominaispiirteet vaikuttavat voimakkaasti siihen, onko tuulivoima ylipäänsä integroitavissa olemassaoleviin alueidenkäyttömuotoihin ja maisemaan, ja millä tavoin tuulivoimahanke otetaan vastaan suunnitteluvaiheessa ja toteutuksen jälkeen.

Yksi tuulivoiman rakentamista usein hankaloittava tekijä on projektien pienuus; jokainen yksittäinen tuulivoimaprojekti voidaan todeta merkityksettömäksi koko valtakunnan tai seutukunnan energiahuollon ja päästöjen kannalta /39/. Tuulivoiman negatiiviset ympäristövaikutukset (melu, maiseman muuttuminen, vaikutukset alueiden muuhun maankäyttöön) ovat konkreettisia, paikallisia, ja välittömästi toteutuvia, kun taas tuulivoiman positiiviset vaikutukset (esim. energiantuotannon terveystahojen pieneneminen, ilmastonmuutoksen hidastuminen) ovat abstrakteja, globaaleja, ja kumuloituvat hitaasti kymmenistä, sadoista ja tuhansista yksittäisistä tuulivoimaprojekteista eri puolilla maata ja maailmaa /40/.

Lähes kaikki pitävät tuulivoimaa sinänsä ympäristöystävällisenä sähkön tuotantomuotona ja sen voimakasta lisäämistä kannatettavana tavoitteena /6, 40/. Silti lähes jokaista ehdotettua konkreettista tuulivoimalaitosten sijoituspaikkaa vastustaa ainakin osa lähiseudun asukkaista. Useimmiten vastustavien argumenttien keskeisenä asiasisältönä on vaatimus tuulivoimalaitosten

sijoittamisesta "jonnekin muualle, missä ne eivät häiritse" /42/. Valitettavasti myös siellä "jossakin muualla" yleensä asuu ihmisiä, jotka haluaisivat tuulivoimalaitokset sijoitettavaksi jonnekin muualle.

Tuulivoimalle myönteisen ilmapiirin luomiseksi ja ylläpitämiseksi on näin ollen tärkeää tiedottaa yleisöä avoimesti ja asiallisesti, mikäli toteutusprojektin suunnittelu päätetään käynnistää. Hanketta suunnittelevan tahon pitää pystyä perustelemaan eri intressipiireille, miksi juuri kyseinen, suunniteltu sijoituspaikka on valittu, miksi muut esille tuodut vaihtoehdot eivät ole mahdollisia tai yhtä edullisia jne. /43/. Usein myönteisen ilmapiirin syntymistä edistää, mikäli voidaan esittää muutamia vaihtoehtoisia sijoituspaikkoja ja käydä julkista keskustelua eri vaihtoehtojen eduista ja haitoista.

Tuulivoiman myönteisten vaikutusten esiin tuominen keskustelussa sekä pyrkimys tuulivoiman negatiivisten vaikutusten vähentämiseen huolellisella suunnittelulla yhteistyössä eri intressipiirien kanssa luovat edellytyksiä projektin onnistumiselle /43/.

Mikäli alueen asukkaat, kansalaisjärjestöt ym. tuntevat (aiheellisesti tai aiheetta), että heidän mielipiteitään ei kuunnella ja että heidät sivuutetaan hanketta koskevassa päätöksenteossa, syntyy varmasti vastustusta. Sinänsä positiivinen ja haitallisilta ympäristövaikutuksiltaan vähäinenkin hanke koetaan tällöin uhkana, sen negatiivisia vaikutuksia liioitellaan, eikä virheellisten käsitysten korjaamiseksi esitettyä asiallista informaatiota enää suostuta uskomaan vaan se mielletään "propagandaksi" /39/. Yksikin PR-mielessä heikosti suunniteltu hanke saattaa tukahduttaa tuulivoiman rakentamisen laajalla alueella vuosikausiksi. Vastaavasti, mikäli alueen asukkaat kokevat projektin "omakseen", seudun yhteiseksi kehityshankkeeksi, jää vastustus yleensä hyvin vähäiseksi ja myös jatkossa tuulivoiman rakentaminen seudulla sujuu kivuttomasti /42, 43/.

Aktiivista vuorovaikutusta paikallisten tahojen kanssa tulisi jatkaa kaiken aikaa projektin edistyessä. Alueen asukkaat tulee pitää tietoisina esim. projektin aikataulumuutoksista. Mikäli hanke päätetään syystä tai toisesta haudata, on tästäkin syytä informoida. Muussa tapauksessa syntyy helposti käsitys, että hankkeen valmistelua jatketaan salassa.

9.3 Pohdintoja kaavoituksesta, lupaprosessista ja ympäristövaikutusten arvioinnista

9.3.1 Kaavoitus

Rakennuslainsäädännön mukaan on kaavan vastainen rakentaminen yleisesti ottaen kiellettyä. On hieman tulkinnanvaraista, mitä tämä tuulivoiman kohdalla merkitsee niin kauan kuin tuulivoimalle ei ole kaavoituksessa osoitettu alueita. Toistaiseksi on lähes jokainen tuulivoimahanke pitänyt käsitellä

yksittäistapauksena ja pohtia, miten rakennuslakia, kaavamääräyksiä ja esim. kunnan rakennusjärjestystä kussakin tapauksessa tulkitaan.

Tämän selvityksen tulokset tullaan mahdollisesti ottamaan huomioon Helsingin yleiskaavan 2002 laadinnassa. Kaavoituksen yhteydessä tullaan myös arvioimaan kunkin kohteen ympäristöllisiä toteutusedellytyksiä ja rajoituksia. Samalla saadaan monien eri intressipiirien kannanotot tarkasteltujen kohteiden soveltuvuudesta.

Teknicaloudellisesti kiinnostavien kohteiden (mahdollisesti muidenkin kuin tässä selvityksessä käsiteltyjen) sisällyttämiseksi uuteen yleiskaavaan tulisi kiinnostuneiden potentiaalisten investoijien ottaa yhteyttä kaupunkisuunnitteluvirastoon ja pyrkiä vaikuttamaan kaavan valmisteluun siten, että aluerajaukset ja kaavamääräykset muotoutuvat hankkeiden toteuttamisen kannalta mielekkäiksi (esim. kohteeseen rakennettavien laitosten lukumäärän ja laitokseen osalta). Samalla on potentiaalisen investoijan syytä pitää aktiivisesti yhteyttä myös niihin tahoihin, jotka toimivat lausunnonantajina ja päättäjinä yleiskaavan valmistelussa.

Detaljikaavan tarve suurten tuulipuistojen kohdalla on toistaiseksi avoin kysymys. Tämä on jossain määrin tapauskohtainen asia, joka riippuu mm. ko. alueen muista käyttömuodoista ja ympäristöarvoista. Merelle rakennettaessa detaljikaavan laatiminen on todennäköisesti käytännössä hankalaa mm. detaljikaavakartoilta vaadittavan mittakaavan vuoksi. Poikkeuslupamenettely olisi todennäköisesti käytännöllisempi ratkaisu, joskaan sitä ei voida pitää hengeltään rakennuslainsäädännön viimeaikaisen kehityksen mukaisena. Kaiken kaikkiaan maankäyttö- ja rakennuslain soveltuvuus merituulivoiman rakentamiseen on vielä testaamatta.

Eduskunnan 19.1.1999 hyväksymä rakennuslain uudistus astui voimaan 1.1.2000 alkaen ja aiheutti muutoksia kaavoitus- ja lupakäytäntöihin. Uudistuksen jälkeen kunnat päättävät aiempaa itsenäisemmin kaavoitukseen ja lupiin liittyvistä asioista ja entinen kuulemismenettely korvataan avoimella ja vuorovaikutteisella suunnittelumenettelyllä.

Vanhan kaavajärjestelmän mukainen jako seutukaava - yleiskaava - detaljikaavat (asemakaava, rakennuskaava, rantakaava) korvataan uudella jaotellulla maakuntakaava - yleiskaava (kuntien yhteinen yleiskaava) - asemakaava. Ranta-alueiden kaavoille tulee omat, erityiset sisältövaatimukset. Luonnonsuojelulain uudistuksen yhteydessä hyväksytyt keskeiset periaatteet säilyvät ennallaan.

Meren tai vesistön ranta-alueeseen kuuluvalla rantavyöhykkeelle ei saa rakentaa rakennusta ilman asemakaavaa tai sellaista oikeusvaikutteista yleiskaavaa, jossa on erityisesti määrätty yleiskaavan tai sen osan käyttämisestä rakennusluvan myöntämisen perusteena. Toisin sanoen tuulivoimalaitosten rakentamisluvan hakeminen rantaviivan tuntumaan (esim. luodolle) edellyt-

tää aluevarausta tuulivoimalaitokselle voimassa olevassa yleis- tai asema-kaavassa, tai poikkeuslupaa.

Kuntien kaavojen (yleis- ja asemakaavat) alistusvelvollisuus valtion viranomaisten vahvistettavaksi poistuu ja tilalle tulee neuvottelumenettely, oikaisukehotus ja viranomaisten valitusoikeus. Toisin sanoen ympäristöministeriö tai alueellinen ympäristökeskus ei enää vahvista kuntaa koskevia kaavoja. Myös asema- ja yleiskaavojen valitusmenettely muuttuu: muutoksenhaku kuntien kaavapäätöksistä siirtyy ympäristöministeriöltä tai alueellisilta ympäristökeskuksilta hallintotuomioistuimiin.

Myös kansalaisten vaikutusmahdollisuuksia on uuden rakennuslain myötä pyritty lisäämään kehittämällä vuorovaikutteista suunnittelua ja osallistumismahdollisuuksia. Kaavaa laadittaessa tulee riittävän aikaisessa vaiheessa laatia suunnitelma osallistumis- ja vuorovaikutusmenettelyistä sekä kaavan toteuttamisen vaikutusten arvioinnista. Tämä vahvistaa entisestään tuulivoimahankkeen vaikutuksista kertovan ja mahdollisimman aikaisessa vaiheessa aloitetun avoimen tiedottamisen tärkeyttä.

9.3.2 Tarvittavat luvat

Lupaprosessi riippuu, paitsi ko. kohteen kaavoitustilanteesta ja ympäristöarvoista, myös rakennettavien tuulivoimalaitosten lukumäärästä, koosta ja rakenteesta, sekä asianomaisen kunnan rakennusjärjestyksestä ja sen tulkinnasta. Tuulivoiman rakentamiseksi tarvitaan rakennuslupa, koska ainakin tässä selvityksessä tarkastellut suuret tuulivoimalaitokset tulkitaan varmasti uudisrakennuksiksi. Rakennuslupa haetaan ao. kunnan rakennusvalvontaviranomaiselta.

Rakennuslupa riittää myös rakennettaessa maakuntakaavan (vanhan lain mukainen seutukaava) tai yleiskaavan vastaisesti, kunhan alueen käyttö pääasialliseen tarkoitukseen ei vaarannu. Tämä ei kuitenkaan enää uuden luonnonsuojelulain tultua voimaan (vuoden 1997 alusta) päde rantavyöhykkeellä, siis esim. luodoilla. Asemakaava (ent. detaljikaava) tai siitä vapauttava poikkeuslupa tarvitaan siis rantavyöhykkeelle aina milloin voimassa oleva yleiskaava ei tuulivoiman rakentamista nimenomaisesti salli.

Poikkeuslupa haetaan 1.1.2000 alkaen asianomaisesta kunnasta. Rakennus- tai poikkeuslupaa voidaan hakea ainoastaan omassa hallinnassa olevalle maa- (tai vesi-) alueelle, joten alueen vuokraamisesta tai ostosta pitää olla ainakin alustava sopimus ennen kuin lupia voidaan hakea.

Sekä poikkeus- että rakennusluvan suhteen merelle rakennettavat tuulivoimalaitokset ovat eri asemassa kuin maalle rakennettavat, ja tähänkin pätee mitä edellä kaavoituksen yhteydessä todettiin: lainsäädännön tulkintakäytäntö on muotoutumatta.

Suurelta tuulivoimahankkeelta saatetaan edellyttää myös ympäristölupaa. Rakennettaessa matalikolle, tai rantaviivalle siten että rantaviiva rakentamisen seurauksena muuttuu, tarvitaan pääsääntöisesti myös vesioikeuden lupa.

Nykyisen ympäristölupamenettelylain ja vesilain säädökset yhdistetään 1.3.2000 voimaan astuvassa ympäristönsuojelulaissa.

Hanketta valmistelevan tahon on kunnan rakennusvalvonta- ja ympäristöviranomaisten lisäksi syytä olla jo varhaisessa vaiheessa yhteydessä mm. alueelliseen ympäristökeskukseen, ilmailulaitokseen (lentoestemääräykset), merenkulkuviranomaisiin, teleliikenneviranomaisiin, museovirastoon jne.

Uudessa maankäyttö- ja rakennuslaissa "suunnittelutarvealue" vastaa pääosin vanhan rakennuslain taaja-asutusta. Kunta voi yleiskaavassa tai rakennusjärjestyksessä määrittellä suunnittelutarpeen ulottuvuutta rakentamispainneiden ja ympäristöarvojen perusteella. Rakentamisen edellytykset suunnittelutarvealueella ratkaisee kunnan viranomaisen rakennusluvan yhteydessä tai erikseen. Tuulipuistoalueiden määrittäminen uuden lain mukaisiksi suunnittelutarvealueiksi voisi osoittautua joustavaksi ja toimivaksi menettelytavaksi.

9.3.3 Ympäristövaikutusten arviointi

Tuulivoimahankkeet eivät sisälly YVA-asetuksen sisältämään hankeluetteloon. Tämä tarkoittaa sitä, että YVA-lain mukaisen YVA-menettelyn tarve ratkaistaan aina tapauskohtaisesti. Tällainen harkinta tulee käytännössä kysymykseen suurien tai ympäristöllisesti herkillä alueilla toteutettavien hankkeiden yhteydessä. Helsingin edustalle rakennettavat merituulipuistot täyttäsivät ilmeisestikin molemmat em. kriteerit, joten lähtökohtana voitaneen pitää että tässä selvityksessä tarkastelluilta merituulipuistoilta edellytetään lakisääteistä YVA-menettelyä.

Vaikka YVA-menettelyä ei vaadittaisikaan, lupaviranomaiset vaativat yleensä vapaamuotoisen selvityksen suunnitellun hankkeen ympäristövaikutuksista päätöksenteon tueksi. Lisäksi mm. YVA-laissa säädetään yleisestä selvilläolovelvollisuudesta, mikä merkitsee että hankkeen toteuttajan on oltava selvillä suunnitellun hankkeen ympäristövaikutuksista.

Ympäristövaikutukset tulisi arvioida mahdollisimman objektiivisesti ja asiallisesti. Myös tuulivoiman positiiviset ympäristövaikutukset (päästöjen väheneminen ym.) kannattaa arvioinnissa tuoda esille.

Helsingin edustalle mahdollisesti suunniteltavien merituulipuistojen merkittävimmät ympäristövaikutukset tulisivat ilmeisesti olemaan

- visuaaliset vaikutukset,
- kulttuurihistorialliset vaikutukset,

- meluvaikutukset ja tuulivoimaloiden muut vaikutukset niiden lähiympäristön virkistyskäyttöön,
- rakennustoista ja kuljetuksista aiheutuvat vaikutukset vesistöön, merenpohjaan, saarien ja luotojen maaperään, sekä alueen kasvillisuudelle ja eliöstölle,
- tuulivoimalaitosten käytön aikaiset vaikutukset vesistöön, merenpohjaan, saarien ja luotojen maaperään, sekä alueen kasvillisuudelle ja eliöstölle, ja
- tuulivoimalaitosten käytöstä poistamisen aiheuttamat vaikutukset vesistöön, merenpohjaan, saarien ja luotojen maaperään, sekä alueen kasvillisuudelle ja eliöstölle.

Lisäksi tulee tarkastella ainakin vaikutuksia vesi- ja ilmaliikenteelle sekä muille olemassaoleville ja suunnitelluille alueidenkäyttömuodoille tuulivoimalaitosten suunnitellulla sijoitusalueella ja sen ympäristössä.

9.4 Hankkeiden omistuspohja ja rahoitus

Tuulivoimaprojekteja voidaan toteuttaa hyvin erilaisilla omistuspohjilla. Paikallinen energiayhtiö voi toteuttaa projektin itse, tai toteuttamista varten voidaan perustaa erillinen osakeyhtiö tai osuuskunta, jossa voi olla osakkaina useita sähköntuottajia ja/tai -myyjiä, kunta, yksityisiä sähkökuluttajia jne. Jokin olemassaoleva tuulivoiman tuottajayhtiö (esim. kaupunkienergiayhtiöiden yhteisyritys Hyötytuuli Oy tai kuluttajaomisteinen Lumituuli Oy) voi niin ikään ryhtyä suunnittelemaan toteutushanketta Helsingin edustalle.

Yhtiön hallinnointi- ja laskutusjärjestelyt ovat luonnollisesti sitä monimutkaisempia mitä suurempi joukko omistajia hankkeella on. Suuri joukko pienomistajia (kuluttajaomisteinen malli) on hallinnoinnin ja laskutuksen suhteen hankala omistuspohja. Alueen pien- ja keskisuuri teollisuus saattaisi energiayhtiöiden ohella olla potentiaalinen omistaja- tai asiakasryhmä; sähkön hankintahinnat ovat pk-sektorilla huomattavasti suurteollisuutta korkeammat jolloin tuulivoimatuotannon taloudellisuus on parempi, ja toisaalta tarvittavia pääomia olisi helpompi kerätä kuin suuren pienkuluttajajoukon tapauksessa. Myös hallinnointi ja laskutus olisi huomattavasti yksinkertaisempaa, mikäli tuulipuiston omistajina olisi satojen yksityiskuluttajien asemesta muutama pk-yritys. Tuulivoiman imagoarvo voi yrityksen toimialasta riippuen olla merkittävä markkinointivaltti.

Saman yhtiön nimissä voidaan luonnollisesti toteuttaa useitakin hankkeita. Omakustannushinnalla tuulivoimaa toimittavassa kuluttajaomisteisessa yhtiössä voi osakkaiden tasapuolisuusperiaatteen toteuttaminen olla hankalaa, kun saman yhtiön nimissä rakennetaan investointikustannuksiltaan erilaisia tuulipuistoja tuuliolosuhteiltaan erityyppisiin kohteisiin. Oikean ja tasapuolisen osakehinnan ja sähkön omakustannushinnan määrittäminen kaikille osakkaille ei tällöin välttämättä ole yksinkertaista.

9.5 Laitostoimittajan valinta

Laitostoimittajien kilpailuttaminen kannattaa pääsääntöisesti aina. Suora sitoutuminen yhteen toimittajaan on harvoin edullisin ratkaisu. Tarjouskilpailun järjestämisestä aiheutuvat kustannukset yleensä maksavat itsensä takaisin, kun toimittaja voidaan valita kokonaiskustannuksiltaan ja teknisiltä ominaisuuksiltaan edullisimmaksi arvioidun tarjouksen perusteella.

Kuntia, kuntaliittoja, sekä niin sanottuja julkisia yrityksiä (esim. sähköä yleiseen siirtoverkkoon kaupallisin perustein toimittavat yritykset) koskevat julkisia hankintoja säätelevät lait ja asetukset. Laitostoimittajan valinta on tehtävä ko. lainsäädännön mukaisesti aina, kun investoijana on yritys tai muu yhteenliittymä jonka omistajista tai taustayhteisöistä vähintään 51 % kuuluu lainsäädännön piiriin. Jos siis esimerkiksi alueen kunnat ja/tai energiayhtiöt omistavat yhteensä yli 50 % tuulivoimayhtiön osakkeista, on hankinta periaatteessa kilpailutettava ja laitostoimittajan valinnan tulee tapahtua lainsäädännön edellyttämällä tavalla.

9.6 Investointiavustusten hakeminen

Kauppa- ja teollisuusministeriö myöntää toistaiseksi tuulivoimahankkeille investointiavustuksia, joiden voidaan lähivuosina odottaa olevan 25 - 35 % hyväksyttävistä kokonaiskustannuksista. Avustuspäätös tehdään hankekohtaisesti, ja avustuksen suuruuteen vaikuttavat mm. hankkeen taloudellisuus ja sen tekniset riskit (sisältääkö hanke esim. uusia teknisiä ratkaisuja tai onko sijoituskohde poikkeuksellinen) sekä mahdolliset aluetuet.

Uudessa uusiutuvan energian edistämishjelmassa on lisäksi varattu mahdollisuus suurempien kertaluontoisten investointiavustusten myöntämiseen noin joka kolmas vuosi. Tämä avustusmuoto parantaa huomattavasti riittävän suuren merituulipuiston rahoitusmahdollisuuksia.

Investointiavustusta voidaan hakea heti, kun omistus pohjasta ja hankkeen laajuudesta on päätetty. Hakemus on toimitettava investoijan nimissä. Jos tuulivoimayhtiötä ollaan vasta perustamassa, voidaan hakemus tehdä jonkin osakkaan nimissä "perustettavan yhtiön lukuun". Kauppa- ja teollisuusministeriön mukaan on ennen avustushakemuksen jättämistä kuitenkin syytä varmistua siitä, että hankkeen muut toteutusedellytykset (muu rahoitus, luvat) ovat kunnossa. Tällöin avustushakemuksin voidaan käsitellä nopeamman aikataululla.

9.7 Muut toimenpiteet

Tuulivoimahankkeiden valmistelussa tarvittavia toimenpiteitä on kuvattu tarkemmin esimerkiksi Motivan julkaisemassa "Tuulivoiman projektiopassissa" /44/.

Vaikka merelle rakennettavan tuulipuiston valmistelu sisältää monia sellaisia työvaiheita, joita kuivalle maalle rakennettaessa ei tarvita, antaa projektiopas silti todennäköisesti hyvän pohjan hankkeen valmistelun käynnistämiseksi.

LÄHDELUETTELO

1. VTT Energia / Suomen Tuulivoimayhdistys, Tuulivoiman tuotantotilat, www, 1999.
2. T. Sommardahl, H. Holttinen, B. Lemström, E. Peltola, Tuulivoimaloiden sijoittaminen luodoille, VTT Tiedotteita 1572, 1994.
3. H. Holttinen, S. Liukkonen, K-J. Furustam, M. Määttänen, E. Haapanen, E. Holttinen, Offshore-tuulivoima Perämeren jääolosuhteissa, VTT Julkaisuja 828, 1998.
4. Energia-Ekono Oy, Pohjois-Pohjanmaan rannikon alueellinen tuulivoimakartoitus - Teknistaloudelliset tarkastelut, Pohjois-Pohjanmaan liitto, 1998.
5. Prof. M. Määttänen / TKK Lujuustekniikan laboratorio, henkilökohtainen tiedonanto, 1999.
6. European Commission, European Wind Energy Association, Wind Energy - The Facts, European Communities, 1999.
7. Etablering av vindkraftverk på land, Allmänna råd, Boverket (Ruotsi), 1995.
8. I. Clausager, H. Nørns, Impact of Wind Turbines on Birds, Proceedings of European Union Wind Energy Conference 1996, pp. 156-159, H.S. Stephens & Associates 1996.
9. Environmental Impact Assessment of Tunø Knob 5 MW Offshore Wind Farm, Elsam, 1997.
10. B. Tammelin, H. Holttinen, C. Morgan, R. Richert, H. Seifert, K. Säntti, P. Vølund, Wind energy production in cold climate, Proceedings of BOREAS IV International Meeting, pp. 23 - 39, Ilmatieteen laitos 1999.
11. N.G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen, E.L. Petersen, Wind Atlas Analysis and Application Program (WA^{SP}) - User's Guide, Risø National Laboratory, 1993.
12. B. Tammelin, Suomen Tuuliatlas, Ilmatieteen laitos, 1991.
13. Formation, thickness and stability of fast ice along the Finnish coast, Winter Navigation Research Board (Merenkulkuhallitus - Sjöfartsverket / Sverige), Research Report No 36, 1982.

14. Wind Farmer, The Wind Farm Design and Optimisation Software, User Manual for Base Module with Optimiser and Visualisation Module, Windops Ltd, 1999.
15. C. Birk, C. Gormsen, Recent Developments in Offshore Foundation Design, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 365-368, 1999.
16. B. Tammelin, Meteorologista taustatietoa tuulienergiakartoitukselle, Ilmatieteen laitos, 1991.
17. B. Lange, J. Højstrup, The Influence of Waves on the Offshore Wind Resource, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1216-1219, 1999.
18. VTT Energia, Electrowatt-Ekono Oy, Meri-Porin tuulipuiston seuranta-mittaukset 1999-2001, alustavia tuloksia (julkaisematon).
19. B. Källstrand, H. Bergström, J. Højstrup, A. Smedman, Meso-Scale Wind Field Modifications Contributing to a Heterogenous Wind Field Offshore, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1204-1207, 1999.
20. B. Lange, J. Højstrup, WA^{SP} for Offshore Sites in Confined Coastal Waters - the Influence of the Sea Fetch, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1165-1168, 1999.
21. A-S. Smedman, U. Högström, H. Bergström, Low Level Jets - A Decisive Factor for Off-Shore Wind Energy Siting in the Baltic Sea, Wind Engineering Vol. 20 No. 3 (1996), pp. 137 - 147.
22. B. Källstrand, Do Simple Models Give a Correct Description of the Wind Conditions in a Coastal Area ?, Proc. 1996 European Wind Energy Conference, pp. 534-537, 1996.
23. B. Källstrand, Low Level Jets in the Baltic Sea Area, Proc. 1997 European Wind Energy Conference, pp. 381-384, 1997.
24. H. Holttinen, Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportit 1996, 1997, 1998, kuukausiraportit 1999, VTT, 1997-1999.
25. H. Tuomenvirta, Long Term Changes in the Storm Climate of Northern Europe, Proc. International Meeting "BOREAS IV" (Wind Energy Production in Cold Climates), pp. 181 - 190, Ilmatieteen laitos, 1999.
26. E. Holttinen, E. Peltola, Käyttäjistä riippuvien tekijöiden vaikutus WA^{SP}-ohjelmalla laskettuihin tuotantoarvioihin, Suomen Tuulivoimayhdistys, 1995.

27. J. Svenson, F. Olsen, Cost Optimising of Large-Scale Offshore Wind Farms in the Danish Waters, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 294-299, 1999.
28. M. Kühn, W.A.A.A.M. Bierbooms, G.J.W. van Bussel, M.C. Ferguson, B. Göransson. T.T. Cockerill, R. Harrison, L.A. Harland, J.H. Vugts, R. Wiecherink, Structural and Economic Optimisation of Bottom-Mounted Offshore Wind Energy Converters: Overview of Final Results of the Opti-OWECS Project, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 22-27, 1999.
29. Energia-Ekono, Tuulivoimaan liittyvien ympäristö- ja maankäytöllisten näkökohtien tarkastelu Suomessa, KTM, 1994.
30. Kauppa- ja teollisuusministeriö, Uusiutuvan energian edistämishjelma, 1999.
31. E. Peltola, J. Petäjä, Tuulivoima osana Suomen sähköhuoltoa, VTT, 1993.
32. Energia-Ekono, Sähkön tuotantotekniikoiden kilpailukyky, taustaselvitys valtioneuvoston energiapoliittiseen selontekoon valtioneuvostolle, KTM, 1997.
33. S.J. Watson, G. Giebel, A. Joensen, The Economic Value of Accurate Wind Power Forecasting to Utilities, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1009-1012, 1999.
34. T.S. Nielsen, H. Madsen, Experiences with Statistical Methods for Wind Power Prediction, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1066-1069, 1999.
35. H.G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinghoff, K. Mönnich, H-P. Waldl, Forecasts of Regional Power Output of Wind Turbines, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1070-1073, 1999.
36. L. Landberg, Operational Results from a Physical Power Prediction Model, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp. 1086-1089, 1999.
37. Energia-Ekono, Tuulivoiman ja aurinkosähkön kilpailukyky ympäristöhyödyt huomioon ottaen, Raportin yhteenveto, 1998.
38. E. Holttinen, J. Moisander, Attitudinal and Informational Constraints of Wind Power Adoption in Finland, Proc. 1994 European Wind Energy Conference, pp.1269-1274, 1994.

39. E. Holttinen, H. Rissanen, Country Reports of Finland and Sweden in : Wind Energy - Steps to Successful Development, Guidelines for Planning Practice and Environmental Assessment in the European Union, Altener / European Commission DG XVII, 1997.
40. K. Hammarlund, The Social Impacts of Wind Power, Proc. 1997 European Wind Energy Conference, pp.107-114, 1997.
41. Vindkraftföreningen r.f., Asukaskysely Sottungassa, Vindögat 3/95, 1995.
42. K. Hammarlund, Improving Acceptance in Wind Power Planning, Proc. 1996 European Wind Energy Conference, pp.152-155, 1996.
43. K. Hammarlund, Planning for Acceptance - Wind Power in a Social Landscape, Proc. 1999 European Wind Energy Conference, pp.582-585, 1999.
44. Energia-Ekono Oy, Tuulivoiman projektiopas, Motivan julkaisu 5/1999.