



Ämmässuon tuulivoimahankesuunnitelma

Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymä

Opastinsilta 6 A
00520 Helsinki
puhelin 09 156 11
faksi 09 1561 2011
www.hsy.fi

Lisätietoja

Rakennuttamispäällikkö Juha Lipsanen, puhelin 040 551 1032
juha.lipsanen@hsy.fi

Projektipäällikkö Kirsi Karhu, puhelin 040 751 3414
kirsi.karhu@hsy.fi

Copyright

Kartat, graafit, ja muut kuvat: HSY
Kansikuva: HSY

HELSINGIN SEUDUN YMPÄRISTÖPALVELUT ÄMMÄSSUON TUULIVOIMAHANKE SUUNNITELMA

Päivämäärä **26.8.2014**
Laatijat **Veli-Pekka Alkula, Mirja Mutikainen, Antti Lepola,
Pirjo Pellikka, Dennis Söderholm, Mika Väättäjä**
Tarkastaja **Matti Kautto**

Viite **1510012130**

SISÄLTÖ

1.	TIIVISTELMÄ	2
2.	JOHDANTO	1
3.	HANKKEEN KUVAUS	2
3.1	Hanke ja sen sijainti	2
3.2	Suunnitteluperusteet	3
4.	VAIHTOEHDOT	5
4.1	Tarkasteltavat vaihtoehdot ja vertailu	5
4.1.1	Esiselvitysten vaihtoehdot	5
4.1.2	Tarkasteltavat vaihtoehdot	6
4.1.3	Vaihtoehtojen vertailu	8
4.1.4	Johtopäätökset	9
4.2	Muodostetut sijoituspaikat	9
4.3	Maanomistus	11
5.	ALUSTAVAT YMPÄRISTÖVAIKUTUKSET	12
5.1.1	Vaikutukset maa- ja kallioperään	12
5.1.2	Vaikutukset pohjavesiin	12
5.1.3	Vaikutukset pintavesiin	12
5.1.4	Vaikutukset luontoon ja luonnonsuojeluun	13
5.1.5	Vaikutukset linnustoon	15
5.1.6	Vaikutukset maisemaan ja kulttuuriympäristöön	16
5.1.7	Meluvaikutukset	19
5.1.8	Välkevaikutukset	21
5.1.9	Vaikutukset Puolustusvoimien toimintaan	22
5.1.10	Vaikutukset liikenteeseen, liikenteen järjestämiseen ja liikenneturvallisuuteen	22
5.1.11	Yhteisvaikutukset muiden hankkeiden ja suunnitelmien kanssa	23

6.	KAAVOITUS JA MAANKÄYTTÖ	26
6.1	Maakuntakaavat	26
6.2	Yleiskaava	29
6.3	Asemakaava	30
6.4	Maankäyttö	31
7.	KANNATTAVUUS JA LIIKETOIMINTAMALLIT	35
7.1	Liiketoimintamallit	35
7.1.1	Liiketoimintamallien tarkastelun lähtökohdat	35
7.1.2	Lähtökohtia tuulivoimatuotannon taloudelliseen tarkasteluun	37
7.1.3	Valikoitua verrokkitietoa	38
7.1.4	Tuotannon kaupallisen hyödyntämisen periaatemallit	40
7.1.5	Liiketoimintamallit – johdanto	41
7.1.6	Malli 1: HSY toteuttaa itse investoinnin	42
7.1.7	HSY käyttää voimalaa leasing-sopimuksella	44
7.1.8	HSY on osakkaana voimalassa	45
7.1.9	HSY vuokraa maan tuulivoimayhtiölle	46
7.2	Investointi	46
7.2.1	Tuulivoimalat	47
7.2.2	Tiestö ja nostoalueet	47
7.2.3	Voimalaperustusten maanrakennustyöt	48
7.2.4	Sähköverkkoon liittyminen	48
7.2.5	Tietoliikenneyhteys	48
7.3	Investointikustannus tuulivoimaloittain	48
7.4	Käyttökulut	49
7.5	Tuotto	49
8.	TEKNINEN KUVAUS	53
8.1	Hankkeen tekninen määrittely	53
8.1.1	Lähtökohdat	53
8.2	Tuulivoimalahankkeen yleispiirteet	53
8.2.1	Tuulivoimala	53
8.2.2	Perustukset	54
8.2.3	Torni	55
8.2.4	Lentoestevalot	55
8.2.5	Huoltotie ja nostoalue	55

8.2.6	Sähkönsiirto	57
8.3	Sijoitussuunnitelma	57
8.3.1	Sijoitusvaihtoehto VE A	58
8.3.2	Sijoitusvaihtoehto VE B	59
8.3.3	Sähkönsiirto	60
8.3.4	Huoltotie ja nostoalue	60
8.3.5	Perustukset	60
8.4	Voimalatyypin	60
9.	HANKKEEN EDELLYTTÄMÄT LUVAT JA LISÄSELVITYKSET	62
9.1	Meluselvitys	62
9.1.1	Valtioneuvoston päätöksen 993/1992 mukaiset ohjeet	62
9.1.2	Tuulivoimamallin suunnitteluohjeet	63
9.1.2.1	Ympäristöministeriön ohjeen "Tuulivoimarakentamisen suunnittelu" suunnitteluohjeet	63
9.2	Välkeseuranta	65
9.2.1	Suunnitteluohjeet	65
9.3	Maisemaselvitys	66
9.4	Luontoselvitykset	66
9.5	Tuulisuusmittaukset	66
9.6	Pohjatutkimukset	67
9.7	Riskinarvio	67
9.7.1	Rakentamiseen liittyvät riski- ja häiriötilanteet	67
9.7.2	Toiminnanaikaiset riski- ja häiriötilanteet	67
9.8	YVA-tarveharkinta	68
9.9	Hankkeen yleissuunnittelu	69
9.10	Kaavoitus	69
9.11	Rakennusluvat	69
9.12	Ympäristölupa	69
9.13	Sähkönsiirto	69
9.14	Lentoestelu	69
9.15	Puolustusvoimien lausunto	70
9.16	Ilmatieteen laitoksen lausunto	70
9.17	Viestintäviraston lausunto	70
9.18	Digitaalinen lausunto	70

9.19	Erikoiskuljetusluvut	70
9.20	Seurannat	70
10.	HANKEAIKATAULU	71
11.	LÄHTEET	72

LIITTEET

1. Valokuva- ja ilmakuvasovitteet

YHTEYSTIEDOT

Hankkeesta vastaava

Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymä

Postiosoite: PL 100, 00066 HSY

Käyntiosoite: Opastinsilta 6 A, 00520 Helsinki

Yhteyshenkilöt:

Rakennuttamispäällikkö

Juha Lipsanen

Puh. 040 551 1032

etunimi.sukunimi@hsy.fi

Projektipäällikkö, jätehuolto

Kirsi Karhu

Puh. 040 751 3414

etunimi.sukunimi@hsy.fi

Hankesuunnitelman laatija

Ramboll Finland Oy

Niemenkatu 73

15140 Lahti

Yhteyshenkilöt:

Projektipäällikkö, kaavoitusarkkitehti

Pirjo Pellikka

Puh. 040 532 2380

etunimi.sukunimi@ramboll.fi

Johtava asiantuntija

Antti Lepola

Puh. 040 588 7557

etunimi.sukunimi@ramboll.fi

Tuulivoima-asiantuntija

Veli-Pekka Alkula

Puh. 050 338 9379

etunimi.sukunimi@ramboll.fi

1. TIIVISTELMÄ

Ämmässuon jätekeskuksen alueelle on laadittu hankesuunnitelma tuulivoimalaa varten. Suunnittelualue sijaitsee Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen yhteydessä Länsi-Espoossa Kirkkonummen kunnan rajan tuntumassa. Hankesuunnitelman tavoitteena on tuottaa tiedot hankkeen teknisestä toteutettavuudesta, vaihtoehtoisista liiketoimintamalleista, alustavista ympäristövaikutuksista, tarvittavista luvista ja selvityksistä sekä hankkeen suunnittelu- ja toteutusaikataulusta. Hankesuunnitelman on laatinut Helsingin seudun ympäristöpalvelut – kuntayhtymä toimeksiannosta Ramboll Finland Oy. Hankkeen teknisen määrittelyn lähtökohtana on HSY:n omalle kiinteistölle toteutettava yhden tuulivoimalan hanke.

Ämmässuon tuulivoimalan tarkoituksena on tuottaa tuulivoimalla tuotettua sähköä Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen omaan käyttöön sekä valtakunnan verkkoon. Aikaisemmin tehtyjen selvitysten perusteella Ämmässuon alueella keskituulennopeus 120 m korkeudessa on tuulivoimatuotannon kannalta kohtuullinen 7,1–7,4 m/s. Ämmässuon tuulivoimalan suunniteltu teho on 3 MW ja arvioitu vuosituotanto noin 11,3 GWh (Numerola 2013).

Hanke ja sen vaihtoehdot

Aiemmissa esiselvityksissä esitetyistä tuulivoimalan sijoituspaikkavaihtoehdoista karsittiin pois ne, jotka eivät sijoittuneet HSY:n omistamille kiinteistöille tai perustamisolosuhteiltaan tai alueen muun maankäytön osalta eivät soveltuneet tuulivoimalan sijoituspaikaksi. Esiselvitysten aineistojen ja maastokäynnin perusteella muodostettiin neljä tarkasteltavaa vaihtoehtoa, joiden hyötyjä ja haittoja arvioitiin esiselvitysten tuottamien tietojen sekä tuulivoimatekniikan, maankäytön, kaavoituksen ja ympäristövaikutusten perusteella.

Vaihtoehto VEA

Tuulivoimala sijoittuisi Högbergsbergetin kallioalueelle, vastaavalle alueelle kuin esiselvityksen tuuliturbiinien sijoituspaikat nro 3 (Pöyry 2012) ja T1 (Numerola 2013).

Vaihtoehto VE B

Tuulivoimala sijoittuisi rakennetun hyötykäyttökentän lounaisreunalle.

Vaihtoehto VE C

Tuulivoimala sijoittuisi Ämmäsvuorentien varrelle Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen eteläpuoleiselle kallioalueelle.

Vaihtoehto VE D

Tuulivoimalan sijoittaminen Kompostitien pohjoispuolelle Ämmässuon jätetäyttöalueen reunaan.

Tarkastelun perusteella todettiin, etteivät vaihtoehdot VE C ja VE D ole soveltuvia tuulivoimalan sijoituspaikkoja, eikä niiden suunnittelua ole tarpeen jatkaa. Vaihtoehtoa VE C ei valittu sijoituspaikkavaihtoehdoksi sen toteuttamiskelvottomuuden takia, johon vaikuttavat asutuksen läheinen sijainti, liian kapea alue naapurikiinteistön läheisyydessä ja sijainti muinaisjäännösrekisterin Putkarsin kivistä asuinpaikan vieressä. Vaihtoehto VE D karsiutui korkeiden perustamiskustannusten takia (jätetäytön edellyttämät massanvaihdot).

Hankesuunnitelmaa varten valittiin vaihtoehtoisiksi sijoituspaikoiksi **VE A** Högbergsbergetillä ja **VE B** hyötykäyttökentän lounaisreunalla perustettavuuden ja alueen maankäytön vuoksi.

Hankkeen ympäristövaikutukset

Tuulivoimahankesuunnitelma on laadittu siten, että molemmilta vaihtoehtoislta sijoituspaikoilta jää riittävä suojaetäisyys asutukseen melu- ja välkevaikutusten osalta. Muut tuulivoimahankkeen keskeiset ympäristövaikutukset kohdistuvat maisemaan, alueen linnustoon ja lepakoihin.

Lähimmät valtakunnallisesti merkittävät rakennetun kulttuuriympäristön (RKY) kohteet Espoonkartanon kulttuurimaisema sekä Oitbackan kartano ja kulttuurimaisema sijaitsevat noin 3 kilometrin etäisyydellä. Tuulivoimalan voimakkaimmat maisemavaikutukset kohdistuvat tuulivoimalan välittömään lähiympäristöön sekä lähimaisemaan. Alueille, joille voimala vielä erottuu selkeänä elementtinä kaukomaisemassa, yksi voimala muodostaa maamerkin. Yli kuuden kilometrin etäisyydellä voimala ei enää hallitse maisemakuvaa eikä voimalalla ole merkittävää vaikutusta maiseman hierarkiaan.

Hankealueen välittömässä läheisyydessä ei sijaitse sellaisia suojelualueita, joihin tuulivoimalasta kohdistuisi suoria vaikutuksia. Puolustusvoimien lausunto hankkeen tutkavaikutuksista ja Ilmatieteenlaitoksen lausunto hankkeen säätutkavaikutuksista saadaan syksyllä 2014.

Liiketoimintamallit ja kannattavuus

Hankesuunnitelmassa tarkasteltiin neljää liiketoimintamallia. Liiketoimintamallissa, jossa *HSY itse toteuttaa investoinnin ja ryhtyy voimantuottajaksi*, HSY on kokonaisvastuussa investoinnista. Liiketoiminnan kannattavuudesta ja riskeistä. Tämä voi tapahtua HSY:n in-house -toimintona tai 100 % omistetun tytäryhtiön kautta. In-house -toimintona saataisiin omakustanteisen sähkön hyödyt, jos markkinahinta on korkea. Syöttötariffista saataisiin taloudelliset hyödyt, jos tuotanto myydään kokonaan markkinoille. Taloudellisen ja operatiivisen riskin muodostaa in-house -toiminnossa verovaikutusten tarkistaminen.

Liiketoimintamallissa, jossa *HSY käyttää voimalaa leasingsopimuksella*, HSY:llä on kokonaisvastuu liiketoiminnan kannattavuudesta ja riskeistä. Investointihankkeen riskejä kantaa leasingyhtiö. Leasingsopimuksen vakuutena toimii tyypillisesti yhdistelmä voimalaomaisuudesta ja kassavirrasta. Tässä mallissa HSY:n valitsema rahoittaja hoitaa investoinnin, ottaa voimalan taseeseensa ja tekee lease-backin HSY:lle. HSY toimii voimalan operaattorina ja maksaa rahoittajalle leasingvuokraa. Malli mahdollistaa omakustanteisen sähkön hyödyt, jos markkinahinta on korkea. Syöttötariffista saataisiin taloudelliset hyödyt, jos tuotanto myydään kokonaan markkinoille. Taloudellisen ja operatiivisen riskin muodostaa markkinariski (hinta, volyymi), jota laitevalmistajan käytettävyydestä pienentää.

Näissä kahdessa mallissa on huomioitava, että erillisen tytäryhtiön perustaminen HSY:ssä tähän tarkoitukseen saattaa olla suhteessa hankkeen kokoon raskas prosessi, mikä suosii in-house toimintaa.

Liiketoimintamallissa, jossa *HSY on osakkaana voimalassa*, HSY olisi xx % omistajana "Ämmästuuli Oy:ssä", jolla on kokonaisvastuu investoinnista. HSY:llä on vastuu oman osuutensa taloudellisesta hyödyntämisestä sekä siihen liittyvä markkinariski. Malli mahdollistaa omakustanteisen sähkön hyödyt omistussuudesta. Tämä malli on periaatteiltaan Suomessa tyypillinen Mankala-malli eli keskinäisten yhtiöiden malli. Tuulivoimantuottaja myy sähkön osakkailleen omakustannushintaan, joka määritellään vuosittain toteutuneiden kulujen ja tuotannon mukaan. Osakas käyttää sähkön itse tai kierrättää sen sähkömarkkinan kautta, jolloin saa myös käytännössä omakustannushinnan hyödyn (tyypillisempi tapaus).

Liiketoimintamallissa, jossa *HSY vuokraa maan tuulivoimayhtiölle* ja antaa käyttöoikeuden maa-alueeseen, HSY:n rooli on pienin. Ansaintamalli perustuu vuokratuloihin. Taloudelliset ja operatiiviset riskit ovat muihin vaihtoehtoihin verrattuna pienet.

Kahdessa viime mainitussa mallissa on huomioitava, että HSY:n koetaan olevan vastuussa kaikesta Ämmässuon alueella tapahtuvasta toiminnasta, vaikka HSY olisi vain yhtenä osakkaana tuulivoimatuotannossa tai vuokraisi maata toiselle toimijalle.

Ämmässuon tuulivoimalan investointikustannuksiksi arvioidaan noin 4,5–4,8 milj. €. Jos tarkastellaan arviossa käytettyjen tuulivoimaloiden nimellistehoa, kokonaiskustannukseksi muodostuu keskimäärin 1 550 €/kW.

Kustannus- ja tuottolaskelmissa on käytetty Numerolan Tuuli- ja tuotantoselvityksen mukaisia tuotantoarvioita voimalatyypille Siemens SWT-3.0-113 napakorkeudella 120 m. 95 % käytettävyydestä voimalan vuotuinen tuotanto on 10,5 GWh/a. Uusiutuvalle energialla tuotetulle sähkölle maksetaan tuotantotukea 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan. 12 vuoden jälkeisestä tuotantotukijärjestelmästä ei ole tehty vielä päätöksiä. Laskelmissa voimalan käyttö- ja kunnossapitokustannukset on 13–17 €/MWh, joka pitää sisällään myös maanvuokran, verot, vakuutukset ja muut mahdolliset kulut, kuten hallinto-, tasehallinta- ja sähkönmyyntikustannukset, kuten hallinto-, tasehallinta- ja sähkönmyyntikustannukset.

Taulukko 1. Alustavat tuotanto- ja tuottoarviot Siemens SWT-3.0-113 voimalalle.

	Perusura		Perusura+		Perusura-	
Tuotanto	Määrä	Oletus, Yksikkö				
Vuosituotanto (Numerola)	11,1	GWh/a	11,1	GWh/a	11,1	GWh/a
Käytettävyydestä mukainen vuosituotanto	10,5	95 %	10,8	97 %	10,5	95 %
Netto vuosituotto, vapaa kassavirta	719 250	€/a	758 645	€/a	687 750	€/a
Käyttö- ja kunnossapitokustannukset	157 500	15 €/MWh	140 400	13 €/MWh	189 000	18 €/MWh
Vuosituotto	876 750	€/a, 10,8 GWh/a 83,5 €/MWh	899 045	€/a, 10,8 GWh/a 83,5 €/MWh	876 750	€/a, 10,5 GWh/a 83,5 €/MWh
Takaisinmaksuaika, jos investointi 4,5 M€ (ilman rahoituskustannuksia)	6,3 vuotta		6 vuotta		6,6 vuotta	
Takaisinmaksuaika, jos investointi 4,8 M€ (ilman rahoituskustannuksia)	6,7 vuotta		6,4 vuotta		7 vuotta	

Jos vuosituotanto jää syystä tai toisesta 80 %:iin edellä olevista arvioista, nousee takaisinmaksuaika noin 8,5 vuoteen.

Käyttämällä vaihtoehtoon VEB investointikustannusta (4 511 000 €), tuotannon ja käyttökustannusten perusuraa sekä neljän prosentin korkokantaa investoinnin takaisinmaksuajaksi saadaan noin yhdeksän vuotta. Koska kiinteän hinnan tuotetulle energialle takaavaa tuotantotukea maksetaan pidempään kuin on investoinnin takaisinmaksuaika, perinteisesti merkittävin voimalaitoksen investointilaskelman epävarmuustekijä eli sähkön hintakehitys ei aiheuta nyt epävarmuutta laskelmaan.

Hankesuunnitelma

Hankesuunnitelmassa on esitetty tuulivoimala, huoltotie, nostoalueet ja sähkönsiirto. Suunnittelualueelle suunniteltu tuulivoimala koostuu 99–120 metriä korkeasta tornista ja kolmilapaisesta roottorista, jonka halkaisija on 101–131 metriä. Tuulivoimalan kokonaiskorkeus merenpinnasta ei saa ylittää lentoesterajoituskorkeudeksi on määriteltyä 248 m (mpy).

Taulukko 2. Tuulivoimalavaihtoehtoja 3 MW kokoluokassa.

Voimala	Roottori	Torni
Vestas V112 3,0 MW	112 m	120 m
Enercon E-101	101 m	99 m
Nordex N131/3000	131 m	99 m
Siemens SWT-3.0-113	113 m	120 m

Hankkeen edellyttämät luvat ja lisäselvitykset

Kun voimalan tarkka sijoituspaikka ja voimalaitostyyppin valinta on tehty hankesuunnitelman tarkennuttua, tulee laatia hankkeen luvitusta varten tarvittavat ympäristöselvitykset, kuten melu-, välke- ja maisemaselvitykset. Lokkien törmäysriski tuulivoimalaan on kohtalainen ja sitä voi olla tarvetta arvioida tarkemmin. Tuulivoimalan sijaintipaikalla tai sen välittömässä läheisyydessä tulee suorittaa tuulisuusmittaukset. Tuulivoimalan sijoituessa kaasuvoimalan läheisyyteen, TUKES voi edellyttää riskinarvion laatimista.

Hankkeen asemakaavanmukaisuus tarkistetaan hankesuunnitelman valmistuttua selvittämällä Espoon kaupungin kanta hankkeen mahdollisesti edellyttämään asemakaavan muutokseen tai poikkeamiseen. Poikkeusluvan myöntäminen olisi mahdollista maankäyttö- ja rakennuslain MRL 172 §:n 2 ja 3 momentin perusteella.

Lentoestelupa liitetään rakennuslupahakemukseen. Tuulivoimahankkeen kytkentä alueelliseen sähköverkkoon edellyttää sähköverkon omistajan kanssa solmittavaa liittymissopimusta. Puolustusvoimien lausunto hankkeen tutkavaikutuksista ja Ilmatieteenlaitoksen lausunto hankkeen säätutkavaikutuksista saadaan syksyllä 2014.

Hankeaikataulu

Hankesuunnitelmassa on esitetty alustava arvio hankkeen mahdollisesta suunnittelu- ja toteutusaikataulusta. Merkittävä hankkeen aikatauluun vaikuttava tekijä on hankkeen asemakaavanmukaisuus. Tuulivoimalan rakentaminen ajoittuisi aikaisintaan vuosille 2016–2017.

Suositus jatkotoimenpiteiksi

Ämmässuo tarjoaa tuuliolosuhteiltaan hyvät edellytykset kannattavalle tuulivoimatuotannolle. Aiheutuvat ympäristövaikutukset jäävät vähäisiksi. Hankesuunnitelman laskelmien perusteella jatkoselvitystä ja -kehitystä varten suositellaan investointikustannuksiltaan edullisinta sijoituspaikkavaihtoehtoa VEB hyötykäyttökentän reunassa. Tuulivoimalan sijoittamista hyötykäyttöalueen reunaan puoltavat valmiiksi rakennettu ympäristö ja siten vähäisemmät infrastruktuuriin liittyvät kustannukset. Sijoituspaikkavaihtoehto VEA edellyttäisi 110 kV voimalinjan siirtoa sekä nosto- ja perustusalueen louhintaa.

HSY:lle edullisin liiketoimintamalli on toteuttaa investointi itse emoyhtiön sisällä, jolloin minimoidaan hankkeeseen liittyvä hallinnollinen työ ja rahoituskustannukset. Leasing-mallille ei ole perusteluita, koska tuulivoimaloiden käyttö- ja kunnossapito voidaan järjestää pitkäaikaisella sopimuksella tuulivoimalatoimittajan kanssa.

2. JOHDANTO

Tämä raportti sisältää Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymän tilaaman Ämmässuon tuulivoimahankesuunnitelman.

HSY on aiemmin teettänyt Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen tuulivoimaesiselvityksen (Pöyry 5/2012) sekä selvityksen tuulivoiman tuotantopotentiaalista ja rakentamisen esteistä (Numerola 10/2013). Selvitykset liittyivät Tekesin rahoittamaan Suurten kaupunkien uusiutuvat energiaratkaisut ja pilotit (RESCA) -hankkeeseen.

Hankesuunnitelman tavoitteena on tuottaa hankkeen jatkokon liittyvässä päätöksenteossa tarvittavat tiedot hankkeen teknisestä toteutettavuudesta, vaihtoehtoisista liiketoimintamalleista, alustavista ympäristövaikutuksista, tarvittavista luvista, selvityksistä sekä hankkeen suunnittelu- ja toteutusaikataulusta. Hankkeen teknisen määrittelyn lähtökohtana on HSY:n omalle kiinteistölle toteutettava yhden tuulivoimalan hanke.

Ämmässuon tuulivoimalan tarkoituksena on tuottaa tuulivoimalla tuotettua sähköä Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen omaan käyttöön sekä valtakunnan verkkoon. Aikaisemmin tehtyjen selvitysten perusteella Ämmässuon alueella keskituulennopeus 120 m korkeudessa on 7,1–7,4 m/s, joten tuotannollisesti alue soveltuu tuulivoimatuotantoon. Ämmässuon tuulivoimalan suunniteltu teho on 3 MW ja arvioitu vuosituotanto noin 11,3 GWh (Numerola 2013).

Tuulivoimatuotanto sopii alueelle myös maankäytön ja infran puolesta, tieyhteydet alueella ovat hyvät ja alueelle on rakennettu 110 kV voimajohto.

HSY:n hallitus on kokouksessaan 28.2.2014 hyväksynyt TTS -valmistelun pohjaksi HSY 2020 strategian, jossa yhtenä strategisena päämääränä on, että HSY:llä on merkittävä rooli alueen materiaali- ja energiatehokkuuden parantamisessa sekä materiaalivirtojen hyödyntämisessä. Tuulivoimatuotanto Ämmässuolla tukisi tätä strategista päämäärää.

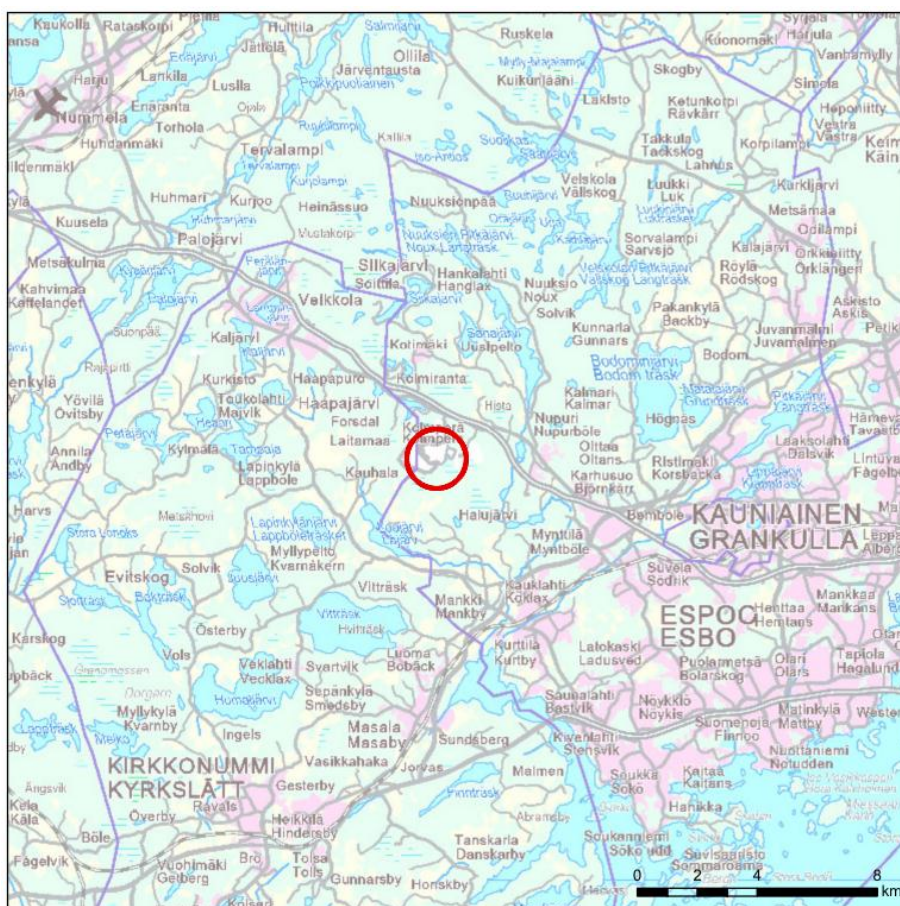
HSY on kuntayhtymä, joka tuottaa vesihuollon ja jätehuollon palveluja sekä tietoa pääkaupunkiseudusta ja ympäristöstä. HSY aloitti toimintansa 1.11.2010. Kuntayhtymässä yhdistyivät Espoon, Helsingin, Kauniaisten ja Vantaan vesilaitokset sekä YTV Pääkaupunkiseudun yhteistyövaltuuskunnan jätehuolto sekä seutu- ja ympäristötieto.

3. HANKKEEN KUVAUS

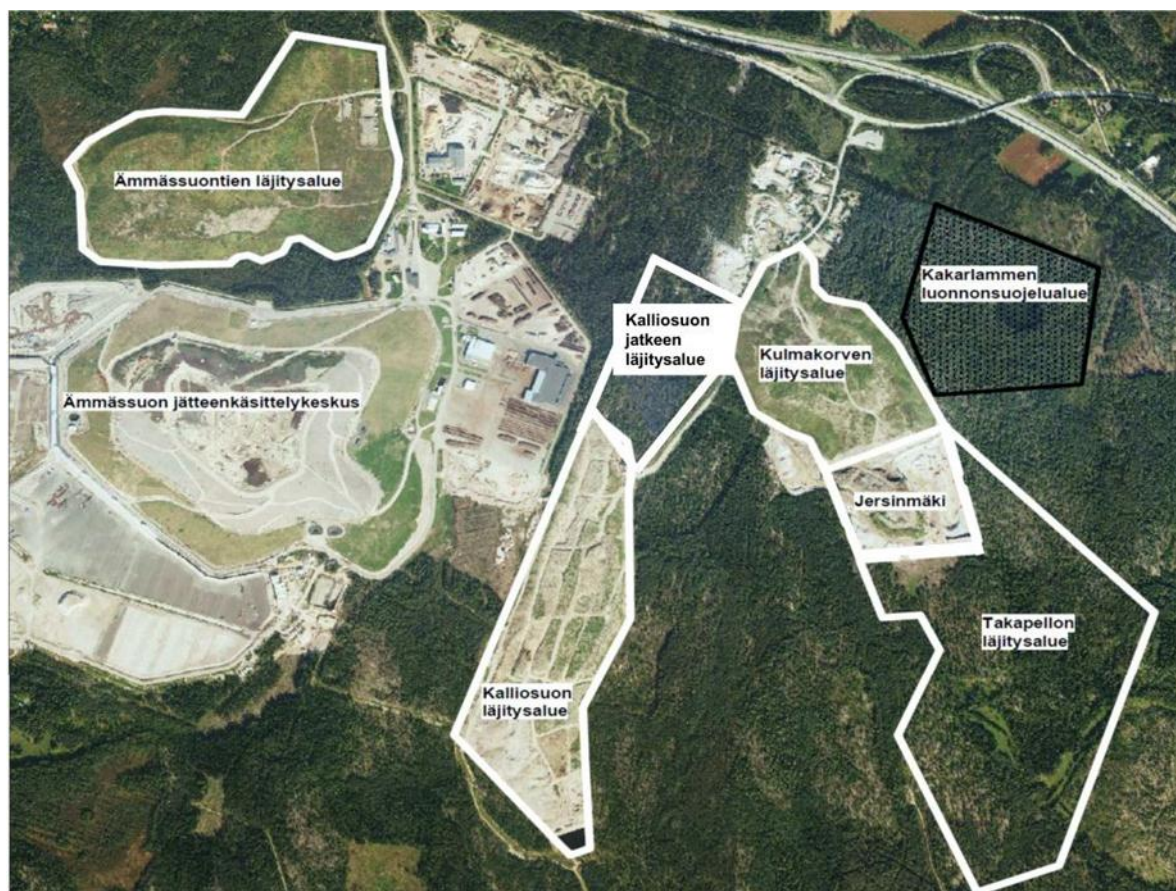
3.1 Hanke ja sen sijainti

Tavoitteena on löytää yhdelle tuulivoimalalle sijoituspaikka HSY:n omistamilta kiinteistöiltä Espoon Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen alueella.

Tarkasteltava alue sijaitsee Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen yhteydessä Länsi-Espoossa Kirkkonummen kunnan rajan tuntumassa. Alueen itäpuolella sijaitsevat Espoon kaupungin puhtaiden ylijäämämassojen vastaanottoalueet sekä kiviainesten ottoa. Kalliosuon läjitysalueella maanvastaanotto on päättymässä jatkuen idempänä Takapellon alueella. Alueen luoteis- ja pohjoispuolella sijaitsevat Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen kaatopaikka-alueet sekä kaasuvoimala. Alueen eteläpuolella on metsätalousmaata sekä maaseutumaista haja-asutusta ja kyläasutusta.



Kuva 3-1 Tarkasteltavan tuulivoimalan sijoituspaikan sijainti.



Kuva 3-2 Ämmässuon, Kalliosuon ja Kulmakorven maa-ainestoimintojen sijainnit.

3.2 Suunnitteluperusteet

HSY määritteli hankkeen lähtökohdaksi omalle kiinteistölle toteutettavan yhden tuulivoimalan hankkeen.

Tuulivoimalan sijoituspaikan kriteerinä huomioitiin etäisyys häiriintyviin kohteisiin, kuten loma- ja vakituiseen asutukseen, suojelualueisiin, maanteihin ja kaasuvoimalaan sekä toteutuneen maankäytön ja kaavatilanteen että Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen yleissuunnitelmassa 2012–2016 esitetyn maankäytön aiheuttamat rajoitteet.

Asuin- ja lomarakennuksiin määriteltiin 1 000 metrin suojavyöhyke, koska pienemmillä etäisyyksillä asutukseen kohdistuisi todennäköisimmin melu- ja välkevaikutuksia. Melualueen suuruus on riippuvainen muun muassa valittavan tuulivoimalatyypin lähtömelutasosta, tuulivoimalatornin korkeudesta ja maaston muodoista. Luonnonsuojelualueisiin määriteltiin myös 1 000 metrin suojavyöhykkeet. Tuulivoimarakentamisen ulkomelutason suunnitteluohjearvoa ei kuitenkaan sovelleta luonnonsuojelualueisiin, joita ei yleisesti käytetä oleskeluun tai luonnon havainnointiin yöllä.

Liikennevirasto on 24.5.2012 antanut ohjeen tuulivoimalan suositeltavasta etäisyydestä maantiestä (Tuulivoimaloiden vaikutukset liikenneturvallisuuteen, Liikenne- ja viestintäministeriö, julkaisuja 20/2012). Ohjeessa suositellaan 300 metrin etäisyyttä pääteillä, joilla nopeusrajoitus on 100 km/h tai enemmän. Etäisyysvaatimus näillä pääteillä mitataan tien keskiviivasta. Riskinarvioinnin perusteella tuulivoimalan pienin sallittu etäisyys maantiestä voi olla vähemmän, kuitenkin vähintään tuulivoimalan kokonaiskorkeus (torni ja lapa) lisättynä maantien suoja-alueen leveydellä (20 tai 30 metriä ajoradan tai uloimman ajoradan keskilinjasta). Moottoriteillä

suoja-alue on 50 metriä. Maanteihin jätettävät suojavyöhykkeet eivät muodosta tämän hankkeen sijoittamisen kannalta kriittistä rajoitetta, koska asutukseen ja luonnonsuojelualueisiin määritellyt suojavyöhykkeet rajaavat maanteiden ympäristön mahdollisena sijoituspaikkana tarkastelun ulkopuolelle.

Suurjännitevoimajohtoa, kaasuvoimalaitosta ja kaasuputkea varten tarvittavat suojaetäisyydet tarkistettiin toimijoilta.

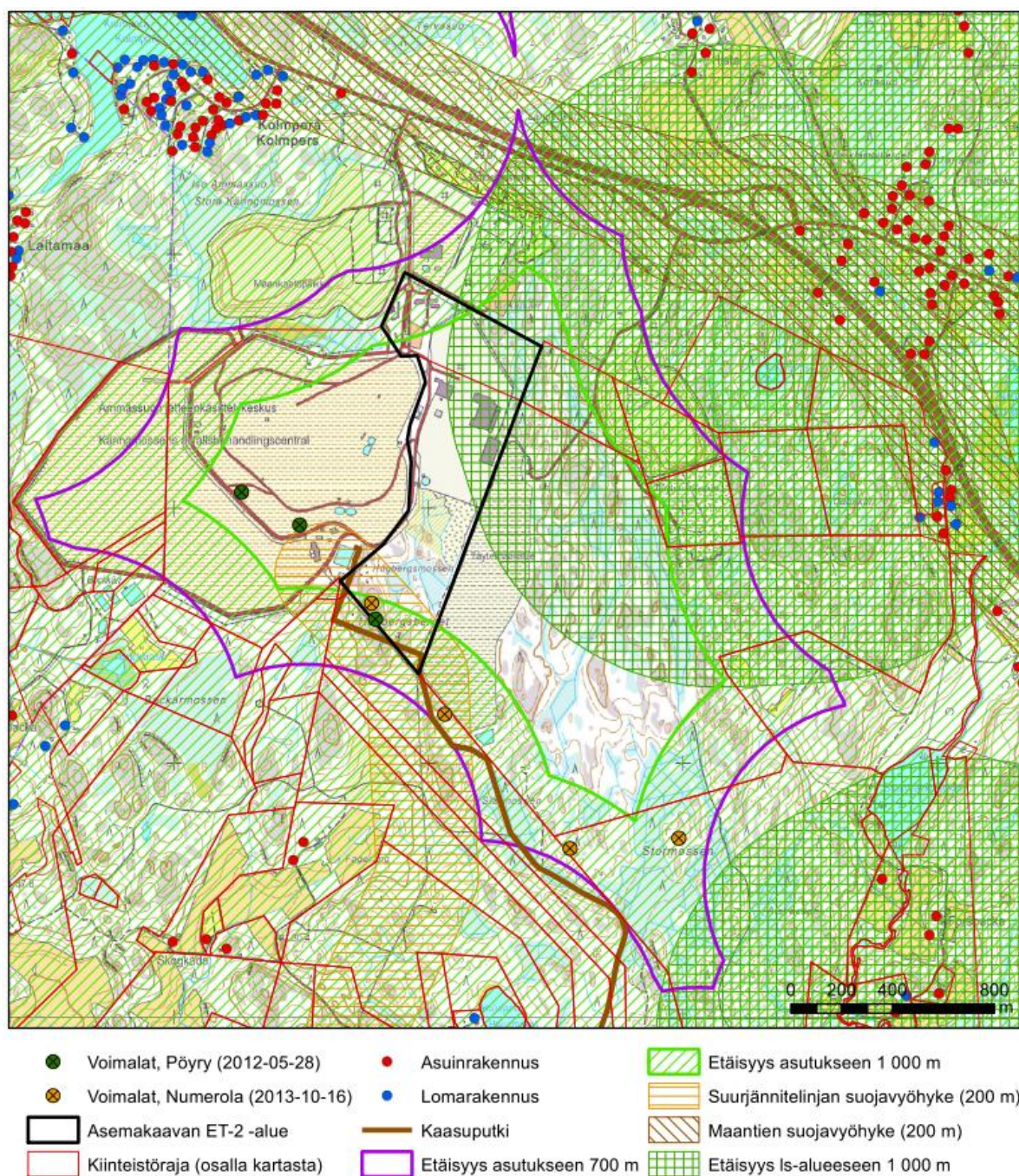
4. VAIHTOEHDOT

4.1 Tarkasteltavat vaihtoehdot ja vertailu

4.1.1 Esiselvitysten vaihtoehdot

Ämmässuon tuulivoimahankkeeseen aiemmin laadituissa selvityksissä, "Tuulivoiman tuotantopotentiaali ja rakentamisen esteet" (Numerola Oy, 16.10.2013) sekä "Ämmässuon tuulivoimaesiselvitys, loppuraportti" (Pöyry Environment, 28.5.2012) esitettyjen tuulivoimaloiden alustavien sijoituspaikkojen soveltuvuutta arvioitiin hankesuunnitelmaa varten. Esiselvityksen vaihtoehtoiset tuulivoimaloiden sijoituspaikat T2, T3 ja T4 (Numerola 2013), jotka eivät sijoitu HSY:n omistamille kiinteistöille, rajattiin tarkastelun ulkopuolelle.

Esiselvityksen tuulivoimaloiden sijoituspaikat nro 1 ja nro 2 (Pöyry Environment, 2012) rajattiin myös tarkastelun ulkopuolelle. Kyseisten sijoituspaikkojen keskeisellä sijainnilla Ämmässolan varrelle jätetäytön juurella on vaikutusta Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen jatkokehitykseen. Myös perustamisratkaisujen kustannukset muodostuisivat korkeiksi. Esiselvityksen alustavien tuotantoarvioiden perusteella parempi tuotto saataisiin Högbergsbergetin kallioalueelle sijoitettavasta tuulivoimalasta. Esiselvityksen tuulivoimaloiden sijoituspaikat nro 3 (Pöyry Environment Oy, 2012) ja T1 (Numerola Oy, 2013) sijoittuvat molemmat Högbergsbergetin kallioalueelle.



Kuva 4-1 Esiselvitysten vaihtoehdot ja sijoitukseen vaikuttavien rajoitteiden suojavyöhykkeet.

4.1.2 Tarkasteltavat vaihtoehdot

Esiselvitysten aineistojen ja maastokäynnin (8.5.2014) perusteella muodostettiin tarkasteltavat vaihtoehdot.

Vaihtoehto VEA

Tuulivoimala sijoittuisi Högbergsbergetin kallioalueelle, vastaavalle alueelle kuin esiselvityksen tuuliturbiinien sijoituspaikat nro 3 (Pöyry 2012) ja T1 (Numerola 2013).

Vaihtoehto VE B

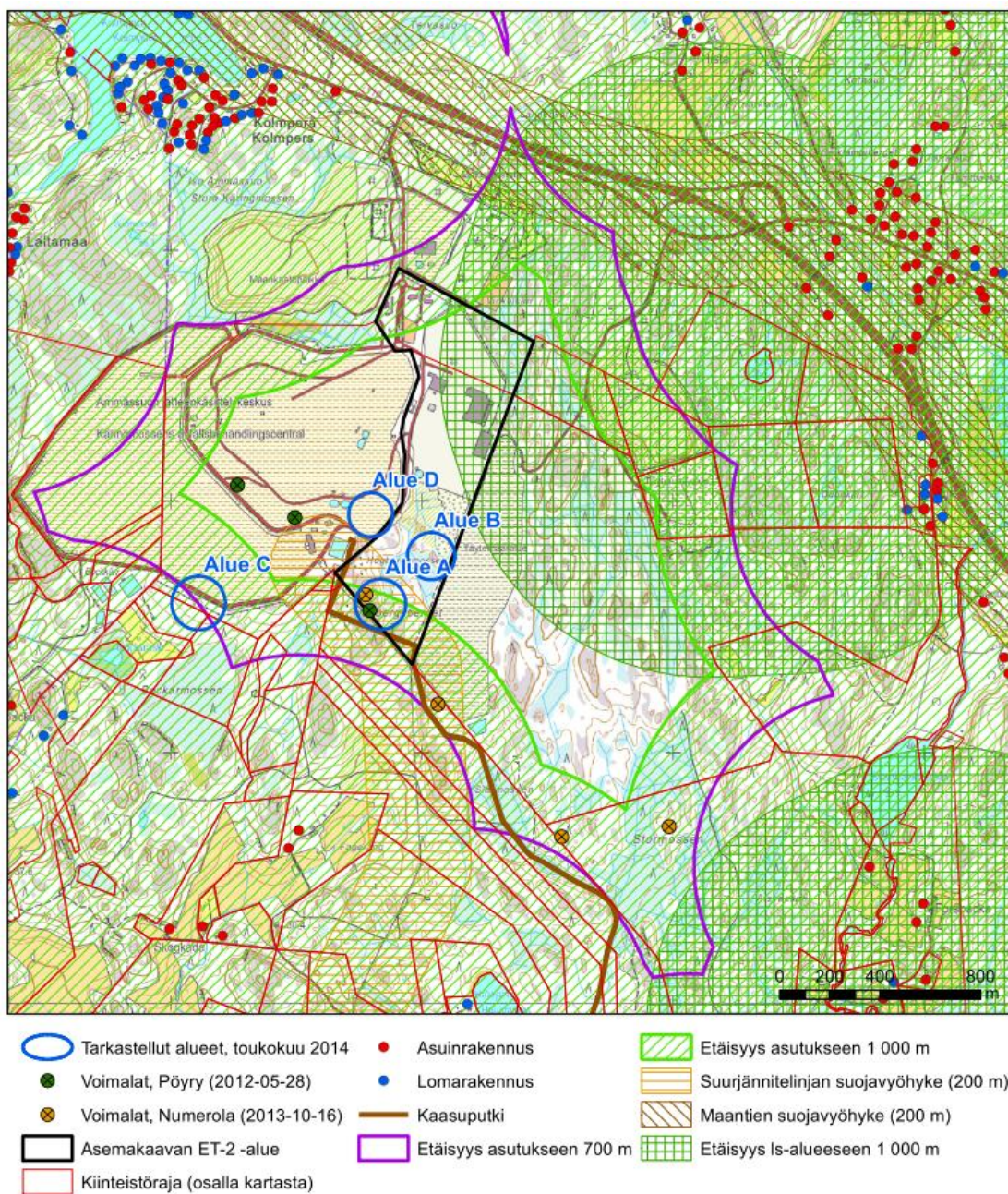
Tuulivoimala sijoittuisi rakennetun hyötykäyttökentän reunalle.

Vaihtoehto VE C

Tuulivoimala sijoittuisi Ämmäsvuorentien varrelle Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen eteläpuoleiselle kallioalueelle.

Vaihtoehto VE D

Tuulivoimalan sijoittaminen Kompostitien pohjoispuolelle Ämmässuon jätetäyttöalueen reunaan.



Kuva 4-2 Tarkasteltavat alueet, toukokuu 2014.

4.1.3 Vaihtoehtojen vertailu

Tarkasteltavien vaihtoehtojen hyötyjä ja haittoja arvioitiin esiselvitysten tuottamien tietojen sekä tuulivoimatekniikan, maankäytön ja kaavoituksen ja ympäristövaikutusten perusteella asiantuntija-arvioina. Esiselvityksissä tutkituista vaihtoehtoista arvioitiin Högsbergsbergetin sijoituspaikka vaihtoehtona VE A. Maastokäynnillä tarkastellut vaihtoehdot nimettiin: VE A, VE B, VEC ja VE D.

Vaihtoehtojen ominaisuuksista on koottu seuraava vertailu:

VE A

- + asutus riittävän etäällä
- + hyvä sijainti Ämmäsuon jätekeskuksen toimintojen reuna-alueella, hyvä saavutettavuus tien varressa
- + hyvät pohjaolosuhteet
- + etäisyys kaasuvoimalaan ~300 m
- + yhdyskuntateknistä huoltoa palvelevien rakennusten ja laitosten korttelialue ET-2 asemakaavassa edellyttää todennäköisesti poikkeamista tai asemakaavan muutosta
- maanpinnan korkeus: +77 m
 - o voimalan kokonaiskorkeus 171 m
 - o napakorkeus 100–110 m
- vaatii huoltotien rakentamisen
- vaatii voimajohdon siirron

VE B

- + asutus riittävän etäällä
- + paras vaihtoehto, mikäli pohjaolosuhteet ovat riittävän hyvät
- + yhdyskuntateknistä huoltoa palvelevien rakennusten ja laitosten korttelialue ET-2 asemakaavassa
- maanpinnan korkeus +64 m
 - o voimalan kokonaiskorkeus 184 m
 - o napakorkeus 120 m
 - vaatii mahdollisesti kentän vahvistamista kulkureitin ja nostoalueiden kohdalla
 - hyötykäyttökentän toiminnan takia, tulee tuulivoimala-alue suojata aidalla tai suojavallilla

VE C

- asutus liian lähellä
- jätteenkäsittelyaluetta EJ/VR asemakaavassa
- muinaisjäännösrekisterin Putkarsin kivikautisen asuinpaikan vieressä, lähellä myös Råbacka
- ei toteutettavissa

VE D

- + asutus riittävän etäällä

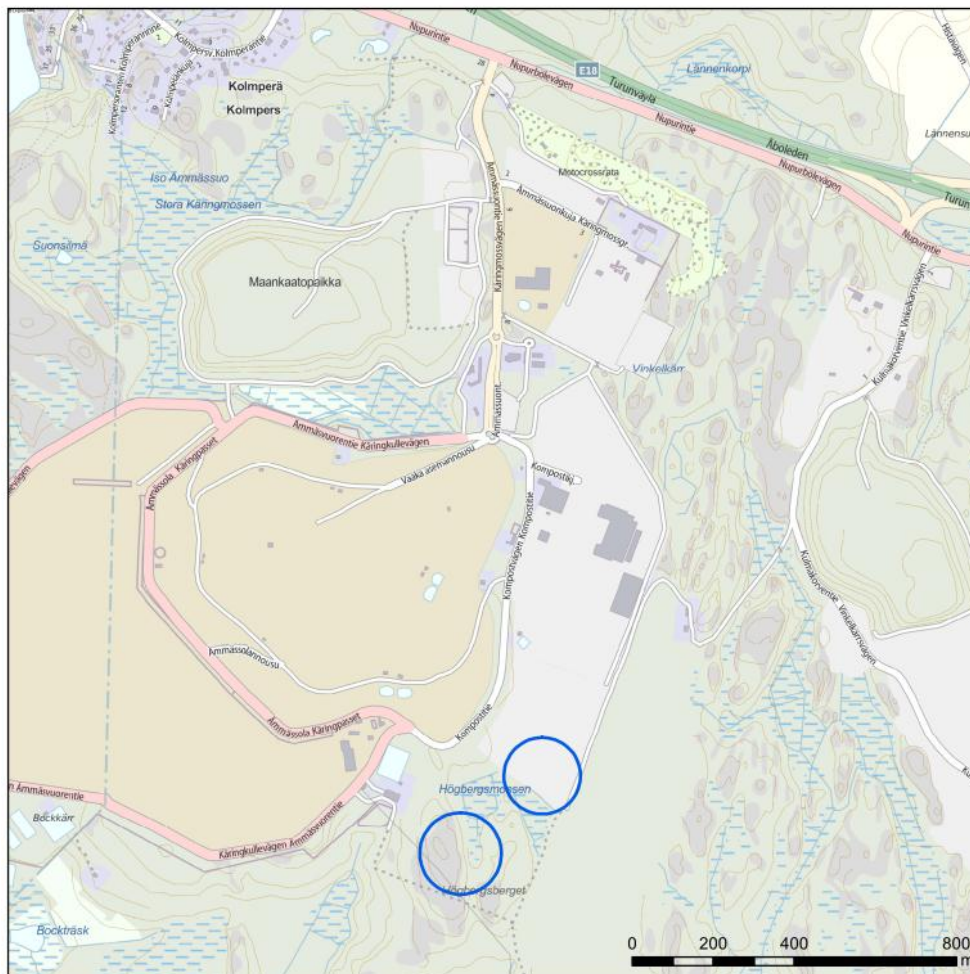
- + jätteenkäsittelyaluetta EJ/VR asemakaavassa
- massanvaihto => korkeat perustamiskustannukset
- läheinen sijainti kaasuvoimalaitokseen
 - o TUKES vaatii riskianalyysit
 - o voimakas vaikutus alueen jatkokehitykseen

4.1.4 Johtopäätökset

Tarkastelun perusteella todettiin, etteivät vaihtoehdot VE C ja VE D ole soveltuvia tuulivoimalan sijoituspaikkoja, eikä niiden suunnittelua ole tarpeen jatkaa. Vaihtoehtoa VE C ei valittu sijoituspaikkavaihtoehdoksi sen toteuttamiskelvottomuuden takia, johon vaikuttavat asutuksen läheinen sijainti, liian kapea alue naapurikiinteistön läheisyydessä ja sijainti muinaisjäännösrekisterin Putkarsin kivikautisen asuinpaikan vieressä. Vaihtoehto VE D karsiutui korkeiden perustamiskustannusten takia (jätetäytön edellyttämät massanvaihdot).

Tuulivoimalan sijoituspaikoiksi HSY:n kiinteistöillä parhaiten soveltuviksi arvioitiin vaihtoehdot Högbergsbergetiin sijoittuva vaihtoehto VEA ja hyötykäyttökentän reunaan sijoittuva VEB.

4.2 Muodostetut sijoituspaikat



Kuva 4-3 Muodostetut vaihtoehtoiset sijoituspaikat VE A ja VE B.



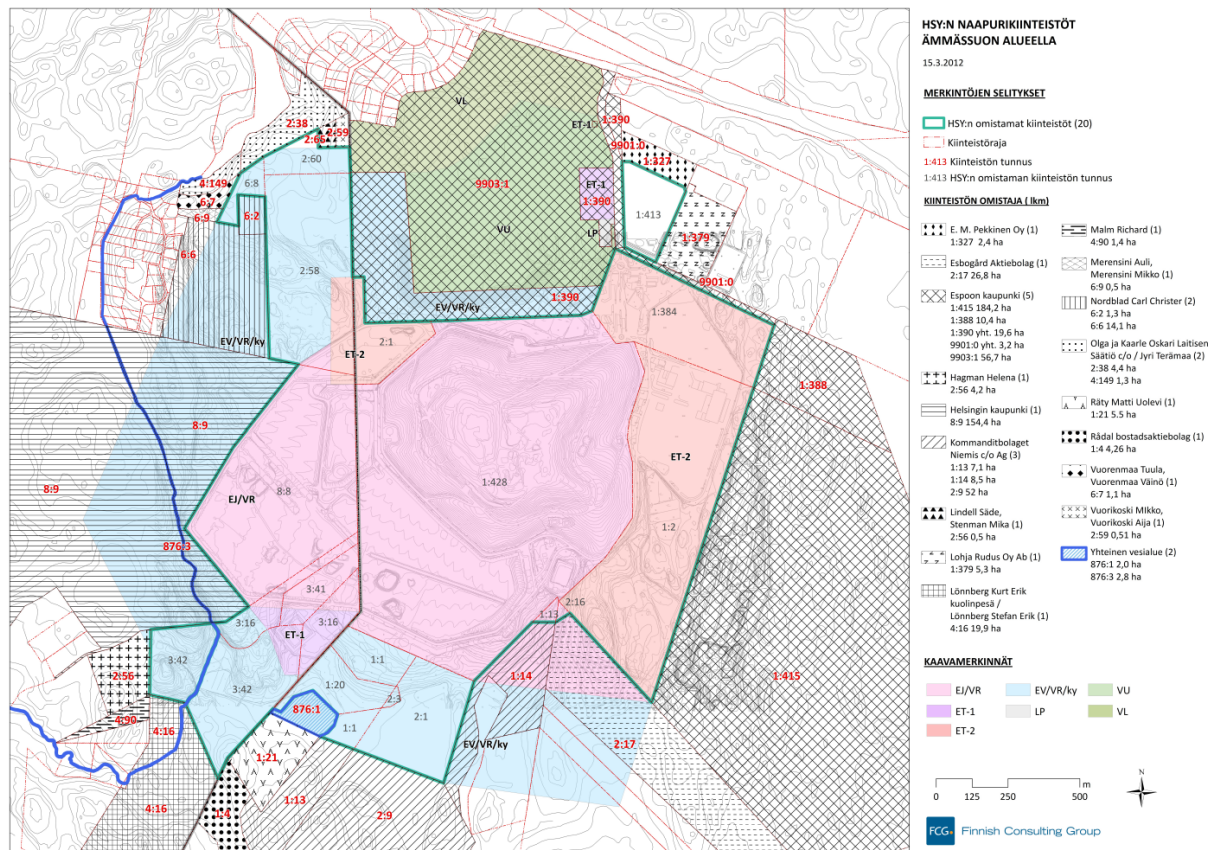
Kuva 4-4 Näkymä luoteesta vaihtoehdon VE A sijoituspaikalle.



Kuva 4-5 Näkymä lännestä vaihtoehdon VE B sijoituspaikalle hyötykentän reunassa.

4.3 Maanomistus

Hankevaihtoehtot VE A ja VE B sijoittuvat molemmat HSY:n omistamille kiinteistöille.



Kuva 4-6 HSY:n omistamat kiinteistöt Ämmässuon alueella rajattuna vihreällä (lähde: FCG).

5. ALUSTAVAT YMPÄRISTÖVAIKUTUKSET

5.1.1 Vaikutukset maa- ja kallioperään

Tuulivoimalan alue sijoittuu laajalle kallioalueelle, jolla kallioperä on graniittia. Tuulivoimalan alueelle tai sen lähiympäristöön ei sijoitu valtakunnallisesti arvokkaiksi luokiteltuja kallioalueita eikä Espoon arvokkaat geologiset kohteet -julkaisussa (2006) sisällytettyjä kohteita. Tuulivoimalan sijoitusalueen ympäristön maa-ainesten ottoalueiden ja Kulmankorpi I kaava-alueen esirakentaminen louhimalla voivat aiheuttaa tärinää. Mahdollinen tärinä tulee huomioida perustamistavoissa.

Maaperään kohdistuvat vaikutukset ovat suurimmillaan tuulivoimalan rakennusvaiheessa, jolloin voimalan ja huoltotien rakentamisalueilla tasataan maastoa ja parannetaan maaperän kantavuutta. Hankevaihtoehto VE A sijoittuu Högbergsbergetin avokallioalueelle, jolle huoltotien ja kenttäalueen rakentaminen edellyttää kallionlouhintatöitä ja maantasausta. Tuulivoimala voidaan perustaa maanvaraiselle tai kallioankkuroidulle teräsbetoniperustukselle. Hyötykäyttökentän rakentamista varten tehtyjen kairausten perusteella myös vaihtoehto VE B sijoittuisi kalliopinnan päälle perustetulle asfalttikentälle. Tuulivoimala voidaan perustaa maanvaraiselle tai kallioankkuroidulle teräsbetoniperustukselle. Molempien vaihtoehtojen perustamistapa olisi todennäköisesti maanvarainen teräsbetoniperustus. Perustamistapa valitaan tuulivoimalan sijoituspaikan alueelle tehtävien pohjatutkimusten perusteella. Nykyistä kenttäaluetta voidaan hyödyntää tuulivoimalan kenttäalueena, jota tarvittaessa vahvistetaan vastaamaan tuulivoimarakentamisen vaatimuksia. Alueella ei ole todennäköisesti tarvetta puhtaiden ylijäämämaiden läjitykseen, vaan pintamaat hyödynnetään maisemoinnissa.

5.1.2 Vaikutukset pohjavesiin

Kalliopohjaveden pinnan pinnankorkeutta alueella on selvitetty muun muassa Kulmakorven kiviainesten oton ja maanvastaanoton YVA-menettelyn yhteydessä. Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen vaikutuksia tarkkaillaan vesien yhteistarkkailuohjelmassa muun muassa pohjavesipisteistä.

Sijoituspaikalta etäisyyttä lähimmälle pohjavesialueelle (Järvikylä) on yli kaksi kilometriä, eikä tuulivoimalan tai sen huoltotien rakentamistoimet vaikuta pohjavesialueeseen tai sen lähisuojavaikuteeseen. Tuulivoimalan toiminta ei aiheuta muutoksia pohjaveteen. Rakentamisen ja huollon aikana noudatetaan poltto- ja voiteluaineiden sekä muiden maaperälle haitallisten aineiden käsittelyssä annettuja säädöksiä ja ohjeita. Öljyn tarve ja määrä vaihtelee voimalan teknisestä ratkaisusta riippuen. Turbiinissa on vaihteistoöljyä sekä hydraulikka- ja jarruöljyä noin 300–400 litraa kumpaakin. Vaihteettomissa turbiineissa ei ole tarvetta vaihteistoöljylle. Öljyt vaihdetaan tarvittaessa, tavallisesti 4–6 vuoden välein. Lisäksi käytetään voiteluaineita, jotka vaihdetaan noin puolen vuoden välein. Jotkut tuulivoimalat käyttävät jäähdytyksessä muutamaa kymmentä litraa glykolia. Määrät ovat niin pieniä, ettei toiminta aiheuta pohjaveden pilaantumiseriskiä, koska vahinkotilanteessa öljy kerääntyy keräysastioihin tai tuulivoimalan tornin tiiviille pohjalle. Öljyinä voidaan käyttää ympäristöystävällisiä öljyjä, joista ei aiheudu ympäristöhaittaa poikkeustilanteissakaan.

5.1.3 Vaikutukset pintavesiin

Tuulivoimalan alue sijoittuu Suomenlahteen laskevien pienten rannikkovesistöjen alueeseen ja tarkemmin Mankinjoen valuma-alueeseen (vesistöalue 81.057). Sijoituspaikan läheisyydessä sijaitsevia pintavesiä ovat mm. sijoituspaikan eteläpuolella sijaitseva Halujärvi, kaakkoispuolella sijaitsevat Svartbäckträsket ja Kvarnträsket sekä tuulivoimalan sijoituspaikan koillispuolelle

sijoittuva suojeltu Kakarlampi. Järvistä ja lammista lähimmäs sijoituspaikkaa sijoittuu Bockträsk, jolle etäisyyttä on vain noin kilometri. Högbärsberget sijaitsee valuma-alueen 1 rajalla, jolta hankevaihtoehdon VE A sijaintipaikan pintavedet valuvat kaakkoisen avo-ojan, Ämmäsuonojan ja Ämmäsuonpuron kautta Loojärveen.

Pintavesiin kohdistuvat vaikutukset ovat pääosin rakentamisen aikaisia. Maansiirtotyöt voivat aiheuttaa väliaikaisia tukoksia tai samentumia rakentamisalueen lähiympäristön alueen ojiin. Paikalliset veden virtausten muutokset ja ojavesien kiintoainepitoisuudet voivat hetkellisesti runsastua. Tuulivoimala ei toimintansa aikana aiheuta vaikutuksia alueen pintavesiin. Tuulivoimalan purkamisvaiheessa vaikutukset ovat samankaltaisia kuin rakentamisvaiheessa.

5.1.4 Vaikutukset luontoon ja luonnonsuojeluun

Tuulivoimalan sijoituspaikan alueella ei sijaitse luonnonsuojelualueita. Lähin suojelualue Kakarlammensuon luonnonsuojelualue (YSA012796) sijaitsee noin 1,2 kilometrin päässä hankevaihtoehdosta VE B ja noin 1,5 kilometrin päässä hankevaihtoehdosta VE A koilliseen. Suojelualueeseen kuuluu pieni, umpeenkasvava lampi, sen ympärillä oleva rämevaltainen Kakarlammensuo sekä lähistön jäkäläisiä mäntykankaita ja korpipainanteita. Kakarlammen rantavedestä on löydetty myös pääkaupunkiseudulla harvinaista kaitapalpakkoa (Espoon arvokkaat luontokohteet 2012).

Kvarnträskin luonnonsuojelualue (YSA012758) noin 2,7 kilometrin päässä hankevaihtoehdoista VE A ja VE B kaakkoon. Suojelualueeseen kuuluvat umpeen kasvavan järven ranta-alueet. Yhteensä noin kymmenen hehtaarin laajuiseen alueeseen kuuluvat Kvarnträskin ranta-alueet järven länsirannalta Dämmanille asti. Maisemallisesti kauniilla alueella on monipuolista ja vaateliastakin kasvilajistoa, ja muuttoaikoina järvi on paikallisesti merkittävä vesilinnuille.

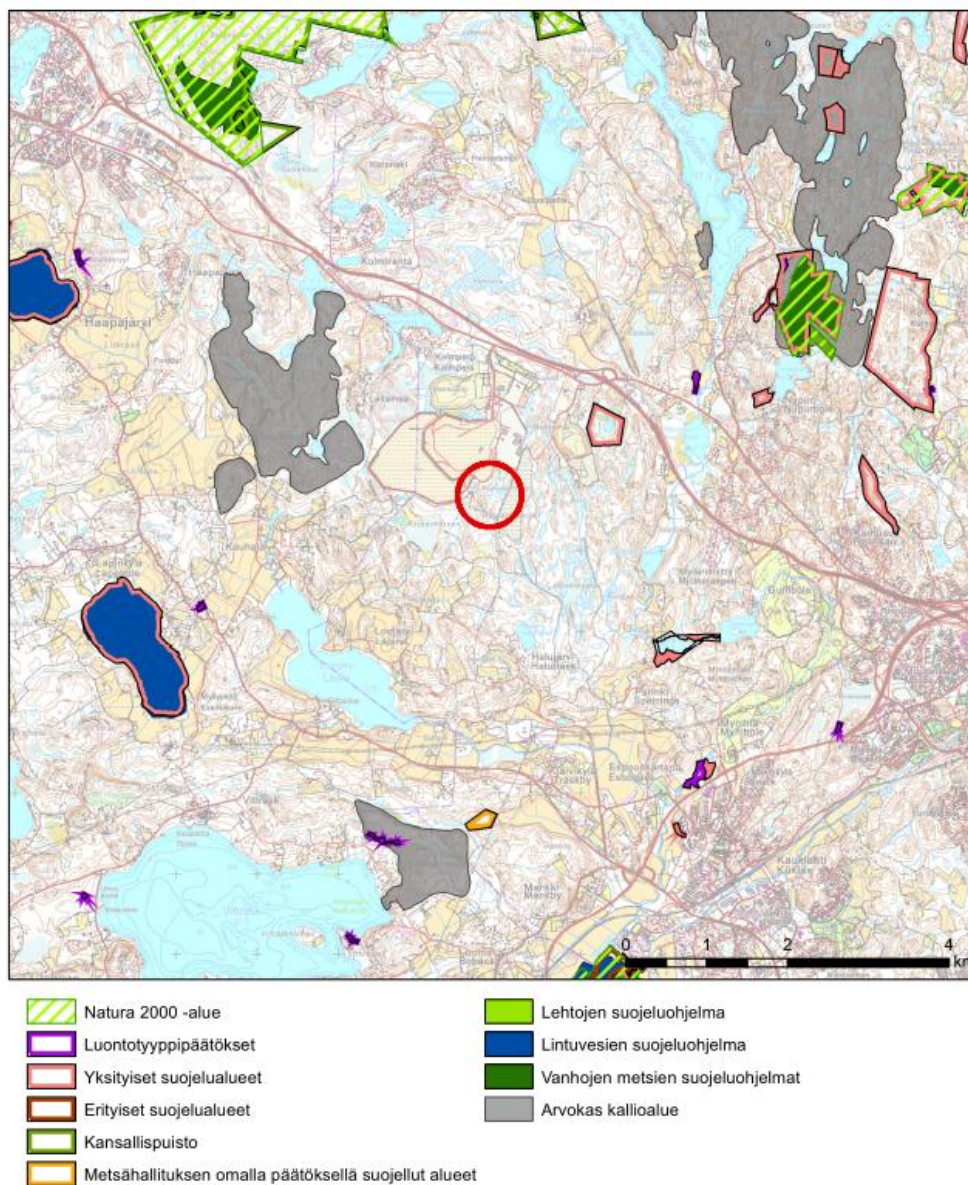
Tuulivoimalan sijoituspaikan välittömässä läheisyydessä ei sijaitse sellaisia suojelualueita, joihin tuulivoimalasta kohdistuisi suoria vaikutuksia.

Tuulivoimahankkeen aikana vaikutukset luontotyyppeihin ja kasvillisuuteen kohdistuvat pääasiallisesti alueille, joille tehdään rakentamistoimia. Hankevaihtoehdoista VE A sijoittuu Högbärsbergetin kalliomännikköön. Högbärsbergetin kalliomännikön vanhimmat männyt ovat järeitä ja lakkapäisiä, suurin osa puustosta on kuitenkin selkeästi nuorempaa ja hoidettua; lahoppuuta on vähän. Pensaskerroksessa on hieman katajaa ja koivuntaimia. Metsätyyppi on kanervatyypin kuivaa kangasta, sitä karumilla paikoilla on poronjäkälikköä ja avokalliota. Kanervan lisäksi kenttäkerroksessa on lähinnä metsälauhaa, paikoin kangasmaitikkaa. Pienissä rämepeitealueissa kasvaa virpajua, juolukkaa ja tupasvillaa. Rinteillä metsätyyppi vaihtuu tuoreeseen kankaaseen. Puusto kaadetaan ja kasvillisuus poistetaan tuulivoimalan perustusten, nosto- ja asennusalueen sekä huoltoteiden alueilta. Hankevaihtoehdolla VE A kallioidella metsäpeitteisellä alueella on enemmän kasvillisuuteen ja luontotyyppeihin kohdistuvia vaikutuksia kuin rakennetun ja asfaltoidun hyötykäyttökentän reunaan sijoittuvalla hankevaihtoehdolla VE B.

Luontodirektiivin liitteen IV lisäkäistä on tarkasteltu aiempien luontoselvitysten perusteella liito-oravan ja lepakoiden esiintymistä alueella. Hankevaihtoehdon VE A mäntyvaltainen kalliioalue tai hankevaihtoehdon VE B asfaltoitu hyötykäyttökenttä eivät ole liito-oravalle soveltuvaa elinympäristöä. Hankevaihtoehdon VE A edellyttämän 110 kV voimajohdon siirron yhteydessä tulee huomioida voimajohdon reitillä linnuston, liito-oravan ja kasvillisuuden kannalta arvokkaat alueet.

Luonnonsuojelulain 49 §:n mukaisesti luontodirektiivin liitteessä IV(a) tarkoitettuihin eläinlajeihin kuuluvien yksilöiden lisääntymis- ja levähdyspaikkojen hävittäminen ja heikentäminen on kielletty. Lepakoille tärkeät ruokailualueet on pyrittävä säästämään maankäytön suunnittelussa (EUROBATS lepakoidensuojelusopimus, ratifioitu 1999). Vuoden 2013 Espoonkartanon

kiviainestenoton YVA-menettelyn lepakkoselvityksen perusteella runsain laji on yleinen pohjanlepakko, joka saalistee myös kallioalueilla. Erityisen suuria määriä lepakoita ei havaittu missään osassa kartoitettua aluetta. Selvityksen perusteella Bockarmossenin eteläpuoleinen suolampi ja neva on rajattu lepakoille tärkeäksi ruokailualueeksi. Läheisen kiviaineshankkeen lepakkoselvityksen yhteydessä havaitut lepakoille tärkeät ruokailualueet eivät sijoitu hankevaihtoehtojen VE A tai VE B läheisyyteen. Lepakoiden törmäysriski tuulivoimalaan on olemassa. Tuulivoimaloiden lepakoihin kohdistuvan riskin on todettu esiintyvän etenkin aikuisten lisääntyneenä törmäyskuolleisuutena, kun taas elinympäristömuutoksista ja häirinnästä aiheutuvat vaikutukset jäävät pieneksi. Suorien törmäysten lisäksi lepakoilla kuolleisuutta lisäävät pyörievien lapojen aiheuttamat ilmanpainemuutokset. Lepakoiden törmäysriski kasvaa muutto-, saalistus- ja siirtymälentojen aikana, mutta törmäyskuolleisuus vaihtelee tuulivoimaloiden sijainnin ja niiden teknisten ominaisuuksien mukaan.



Kuva 5-1 Luonnonsuojelualueet tuulivoimalan sijoituspaikan läheisyydessä.

5.1.5 Vaikutukset linnustoon

Tuulivoimalan linnustovaikutukset riippuvat muun muassa tarkasteltavalla alueella esiintyvistä lintulajistosta, linnuston tiheydestä, voimaloiden määrästä, laadusta, sijoittelusta ja sääoloista. Linnustoon kohdistuvat vaikutukset ovat luonteeltaan sekä suoria että välillisiä. Linnustovaikutukset voidaan jakaa häiriö- ja estevaikutuksiin, rakentamisesta johtuviin elinympäristön muutoksiin sekä voimaloiden aiheuttamaan törmäyskuolleisuuteen.

Tuulivoimaloiden aiheuttamat pesimälinnustovaikutukset jaetaan yleensä rakentamisen aikaisiin ja käytönaikaisiin vaikutuksiin. Rakentamisen aikaisista vaikutuksista merkittävämmät ovat maaston, eli lintujen pesimäympäristön raivaus ja ihmisaktiviteetista aiheutuva lisääntynyt häiriö. Käytönaikaisista vaikutuksista tärkeimmät linnustoon vaikuttavat tekijät ovat lintujen riski törmätä tuulivoimalan roottorin lapoihin ja mahdollinen liikenteen lisääntyminen huoltoteillä. Lintujen törmäysriski vaihtelee lajeittain ja lajiryhmittäin huomattavasti muun muassa lajin lentotavan ja käyttäytymisen mukaan. Pesimäaikana törmäykset vaikuttavat lähinnä tuulivoimalan läheisyydessä pesiviin ja ruokaileviin lajeihin. Valtaosalla linnustosta pääasiallinen vaikutusalue on noin kilometrin tai sen alle tuulivoimalan sijoituspaikka-alueesta. Osalla lokkilinnuista, kuikkalinnuilla ja suurilla päiväpetolinnuilla vaikutusalue voi olla kuitenkin huomattavasti laajempi, mikäli tuulivoimala sijaitsee lajin ruokailualueella tai ruoanhakureitin varrella. Ämmässuon tuulivoimahankkeen merkittävin potentiaalinen riski on lintujen törmäysriskin kasvaminen valittavasta hankevaihtoehdosta riippumatta.

Huomionarvoisista lintulajeista Högborgsbergetin kallioalueen eteläosissa sijaitsee kehrääjän reviiri. Kehräjä on Euroopan Unionin lintudirektiivin I liitteen laji, joka harvalukuisena pesii Etelä-Suomen harvapuustoisilla mäntykankailla ja kalliomänniköissä. Laji on herkkä muutoksille elinympäristössään erityisesti ihmistoiminnan lisääntymiselle. Hankevaihtoehdossa VE A louhittava kallioalue sijoittuu Högborgsbergetin pohjoisosaan, eikä vaikutusta voida pitää alueen kehrääjäpopulaation kannalta kovin merkittävänä. Alueen eteläpuoleisella alueella on runsaasti kehrääjän elinympäristöksi soveltuvaa varttunutta männikköä.

Ämmässuon alueella on laadittu eri menettelyjen yhteydessä linnustonselvityksiä ja -tarkkailuja. Lokkien ja muiden lintujen esiintymistä Ämmässuon alueella on seurattu vuodesta 2003 lähtien Tringa ry:n toimesta. Vuoden 2013 loppiseurantatiedon perusteella harmaalokkien (ei uhanalainen, rauhoittamaton) osuus on elo–maaliskuussa 90–100 %, joten suurin törmäysriski kohdistuu siihen. Merilokkia (ei uhanalainen, rauhoittamaton) esiintyy alueella ympäri vuoden 1–10 %. Huhti–heinäkuun ajan naurulokkia (silmläpidettävä) esiintyy vaihtelevasti 10–80 % ja selkälokkia (vaarantunut) 0,5–2,5 % kokonaislintumassasta. Kalalokkia (ei uhanalainen, mutta rauhoitettu) esiintyy 1–10 % huhti–heinäkuussa. Lokkien törmäysriski tuulivoimalaan on arvion mukaan suuri ja se jakaantuu eri lajien kesken suhteessa niiden esiintyvyyteen.

Sekajätteen toimittaminen Ämmässuolle kevään 2014 aikana on vaikuttanut lokkimäärään selvästi. Lokkien esiintymisestä ei ole sekajätteen toimittamisen päättymisen jälkeen tehty laskentoja. Vaikutusta eri uhanalaisstatuksen ja esiintymiskuvan omaaviin lokkilajeihin voi olla tarvetta arvioida tarkemmin hankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä.

Ämmässuon alueella on petolinnuista havaintoja sekä yksittäisiä havaintoja merikotkasta. Bockarmossenin itäpuoleisessa kuusikossa on tavattu huuhkaja kesällä 2013.

Muutonaikainen vaikutusalue riippuu pitkälti läpimuuttavasta lajistosta. Tuulivoimalasta voi aiheutua vaikutuksia muuttolinnuille lähinnä törmäyskuolleisuudesta ja estevaikutuksesta. Ämmässuon tuulivoima-alue on kuitenkin pieni yhden voimalan hanke. Vaikutusta muuttolintuihin voi olla tarvetta arvioida tarkemmin hankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä.

5.1.6 Vaikutukset maisemaan ja kulttuuriympäristöön

Vaikutusmekanismeja

Maisemavaikutuksia ovat muutokset maiseman rakenteessa, luonteessa ja laadussa. Visuaalinen maisema eli maisemakuva on yksi osatekijä maisemassa, johon pääosa tuulivoimaloiden maisemavaikutuksista kohdistuu. Maisemavaikutuksia ovat myös vaikutukset maisemarakenteeseen sekä ihmisten maiseman arvostukseen.

Kulttuuriympäristövaikutuksina voidaan visuaalisten maisemavaikutusten ohella tunnistaa muun muassa seuraavia: välittömät, kulttuuriympäristöä muokkaavat fyysiset tai toiminnalliset toimenpiteet (ympäristön, toiminnallisten yhteyksien tai niiden kokemisen tuhoutuminen), välilliset muutokset kulttuuriympäristöön (kulkutapojen muutos, muuttuneet olosuhteet kulttuuriympäristön kehittämiseksi, alkuperäisten toimintojen päättymisen) sekä vaikutukset alueen elämyksellisyyteen. Kulttuuriympäristöön kohdistuvat vaikutukset voivat aiheutua joko kyseisen kulttuuriympäristöalueen sisällä tapahtuvista muutoksista tai sen ulkopuolella tapahtuvista, kulttuuriympäristöön heijastuvista muutoksista.

Tuulivoimalan aiheuttamat muutokset voivat näkyä sekä lähi- että kaukomaisemassa. Vaikutus lievenee etäisyyden kasvaessa. Häiritsevintä tuulivoimaloiden näkyminen on silloin, kun ne hallitsevat maisemaa. Tuulivoimalan hallitsevuuteen vaikuttavat muun muassa ympäristön ominaisuudet ja tuulivoimaloiden etäisyys katselupisteestä.

Yleistäen tuulivoimala hallitsee merkittävästi maisemaa alle viiden kilometrin etäisyydellä, mikäli näkemäesteitä ei ole. Selkeällä säällä tuulivoimaloista erottaa 5-10 kilometrin säteellä roottorin lavat, joiden näkyvyyttä pyörimisliike korostaa. 15–20 kilometrin etäisyydellä lapoja ei voi enää havaita paljaalla silmällä. Torni erottuu ihanteellisissa oloissa noin 20-30 kilometrin päähän. Voimalan koko vaikuttaa vaikutusvyöhykkeen laajuuteen.

Säätälalla, vuoden- ja vuorokauden ajalla (valon suunta ja määrä, sade, pilvisyys, sumu jne.) on merkittävä vaikutus näkyvyyteen. Myös maapallon kaarevuudella on lievä vaikutus näkyvyyteen. 30 kilometrin etäisyys on suurin mahdollinen etäisyys, josta tuulivoimala voi ylipäättään näkyä.

Tuulivoimala ja sähkönsiirto aiheuttavat erilaisia vaikutuksia maisemaan ja kulttuuriympäristöön. Tuulivoimalan rakentaminen muuttaa aina ympäristönsä maisemakuvaa. Tuulivoimalan merkittävin vaikutus on suurikokoisten ja kauas näkyvien rakenteiden ilmaantuminen maisemaan. Tuulivoimalan koko vaikuttaa paitsi vaikutusalueen laajuuteen, myös voimaloiden väritykseen ja valaistustarpeeseen.

Nykyaikainen putkitorninen tuulivoimala on teknistaloudellisen kehittelyn ja muotoilun tuote. Erityyppiset putkitornit näkyvät kaukomaisemassa samanlaisina. Paikoissa, joissa pääsee lähelle putkitornin tyveä tai tuulivoimala on avoimessa maisemassa, putkitornin tyven materiaaliin ja ulkoasuun on hyvä kiinnittää huomiota.

Lentoestevalot

Tuulivoimalaan tulee asentaa lentoestevalot lentoturvallisuuden takaamiseksi. Lentoesteet on merkittävä Liikenteen turvallisuusviraston (Trafi) antamien määräysten mukaisesti. Tuulivoimala tulee varustaa sekä ympäri vuorokauden valaisevilla valoilla että pimeällä käytössä olevilla valoilla sekä joissain tapauksissa lavat kolmella punaisella raidalla ja torni päivämerkinnöin. Lentoestevalot asennetaan tuulivoimalan konehuoneen päälle eli valot sijaitsevat voimaloiden napakorkeudella. Tuulivoimalan valaisimet suunnataan ylöspäin, joten ne valaisevat enemmän taivasta kuin ympäröivää maisemaa. Asennettavan lentoestevalon valaistusteho ja valon tyyppi määräytyy lentoesteen korkeuden ja lentoesteen sijainnin mukaan. Lentoestevalon väri voi olla punainen tai valkoinen, jatkuvasti palava tai vilkkuva.

Maisemavaikutukset

Suunniteltu tuulivoimala koostuu 99–120 metriä korkeasta tornista ja kolmilapaisesta roottorista, jonka halkaisija on 101–131 metriä. Tuulivoimalan kokonaiskorkeus merenpinnasta ei saa ylittää lentoesterajoituskorkeudeksi on määriteltyä 248 m (mpy). Tuulivoimalan koko ei ole samassa mittakaavassa luonnonmaiseman elementtien kanssa, vaan voimala ikään kuin kutistaa ympärillä olevaa maisemaa.

Tuulivoimalan sijoituspaikkojen VE A ja VE B korkeuserot ovat maksimissaan noin 13 metriä, joten voimaloiden näkyminen kaukomaisemassa ei riipu oleellisesti sijoituspaikasta. Hankevaihtoehto VE A sijoittuu kallioiseen mäntymetsään Ämmässuon jätekeskuksen toimintojen reunaan, jonka tuntumasta alkaa kallioinen kuusimetsä, jossa esiintyy pieniä rämesoita. Hankevaihtoehto VE B sijoittuu asfaltoidun hyötykäyttökentän sekä metsäalueen reunaan Ämmässuon ja Espoon kaupungin täyttömäkien väliin.

Tuulivoimalan voimakkaimmat maisemavaikutukset kohdistuvat tuulivoimalan välittömään lähiympäristöön sekä lähimaisemaan (etäisyys tuulivoimalasta alle 5 km). Hankkeen vaihtoehtoisten sijoituspaikkojen *lähiympäristön maisemakuva* on jätteenkäsittelykeskuksen sekä maanvastaanottoalueiden ja täyttömäkien muokkaamaa, mikä ei ole erityisen herkkää maiseman muuttumiselle. Lähimaisemassa Ämmässuon täyttömäki (lopullinen täyttötaso +106) ja Espoon kaupungin täyttömäki (+94) peittävät aluetta ympäröivän puuston kanssa näkymiä tuulivoimalalle. Pimeään aikaan tuulivoimalan lentoestevalaistus voi näkyä selkeästi sekä lähi- että kaukomaisemassa.

Alueille, joille voimala vielä erottuu selkeänä elementtinä *kaukomaisemassa*, yksi voimala muodostaa maamerkin. Yli kuuden kilometrin etäisyydellä voimala ei enää hallitse maisemakuvaa eikä voimalalla ole merkittävää vaikutusta maiseman hierarkiaan. Kaukoalueilla lähimaiseman elementeillä on voimakkaampi vaikutus maiseman koettuun identiteettiin. Suurimittakaavaisessa ympäristössä, kuten metsäisten selänteiden rajaamissa laajojen peltoaukeiden maisemissa, kaukomaisemassa näkyvä tuulivoimala ei poikkea merkittävästi jo olevan ympäristön mittakaavasta. Suuren kokonsa vuoksi tuulivoimala voi kuitenkin näyttää olevan todellista lähempänä, koska sen korkeus ei vertaudu muihin maiseman elementteihin.

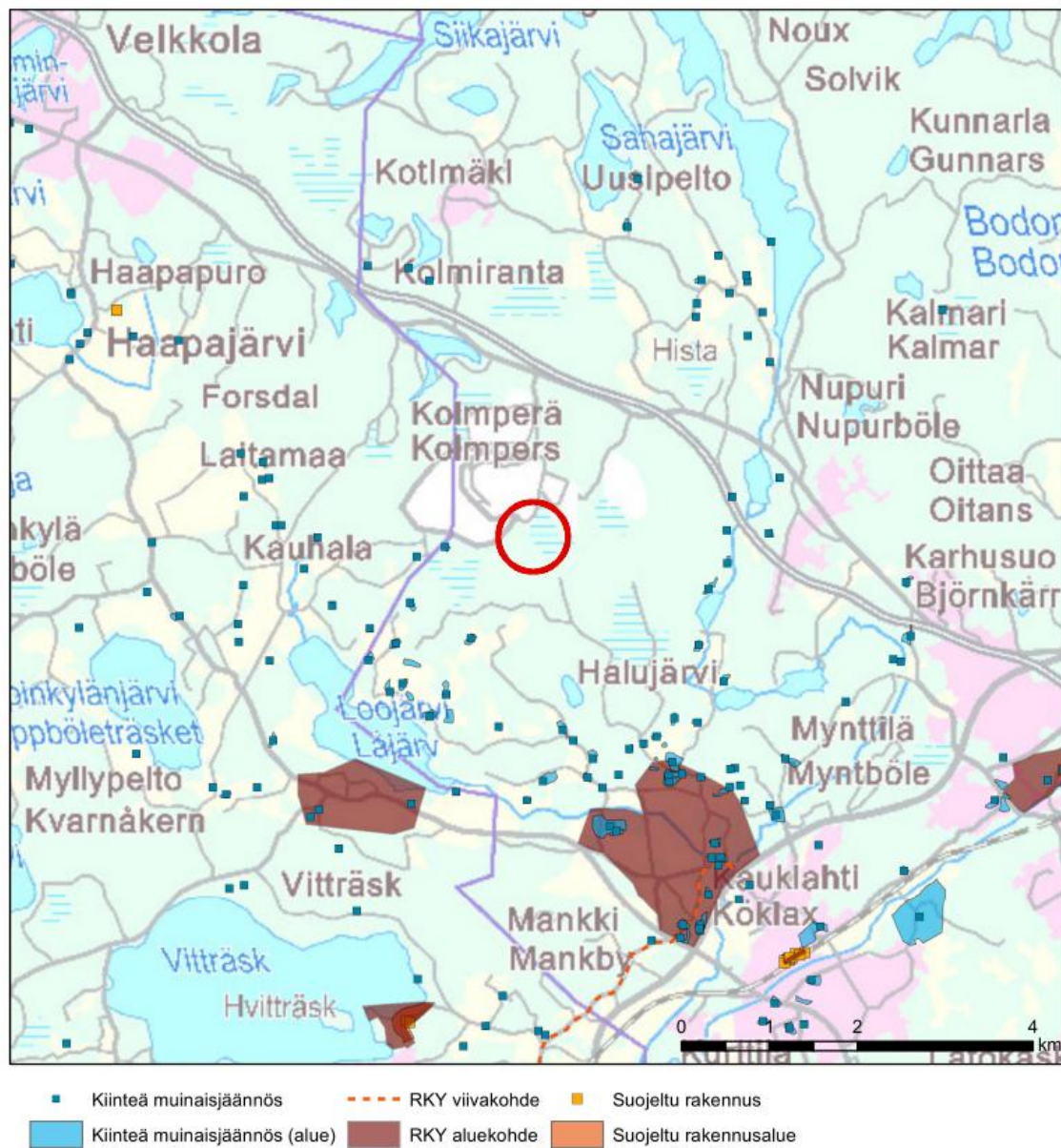
Vaikutukset maiseman ja kulttuuriympäristön arvokkaisiin alueisiin ja kohteisiin

Tuulivoimalan sijoituspaikalla tai sen välittömässä läheisyydessä ei sijaitse muinaisjäännöksiä, merkittäviä rakennetun kulttuuriympäristön kohteita eikä arvokkaita maisema-alueita. Hankkeella ei ole kiinteisiin muinaisjäännöksiin kohdistuvia vaikutuksia.

Lähimmät valtakunnallisesti merkittävät rakennetun kulttuuriympäristön (RKY) kohteet Espoonkartanon kulttuurimaisema sekä Oitbackan kartano ja kulttuurimaisema sijaitsevat noin 3 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehtojen sijoituspaikoista kaakkoon ja lounaaseen. Maakuntakaavaan on molemmille alueille merkitty RKY -kohteiden rajauksesta hieman poikkeavat kulttuurihistoriallisesti merkittävät alueet (Oitbackan kartano ja kulttuurimaisema sekä Espoonkartano ja Träskbyn kulttuurimaisema). Noin 4,4 kilometriä tarkasteltavasta voimalan sijoituspaikasta luoteeseen sijaitsee Haapajärven kulttuurimaisema, jolle tuulivoimalalta avautuvaa näkymää Ämmässuon jätetäyttömäki osittain peittää.

Tuulivoimala voi avoimilla alueilla hallita maisemakuvaa noin 5 kilometrin etäisyydelle asti, mitä kauempana vaikutus vähenee huomattavasti. Alueille, joille tuulivoimala näkyy selkeästi, kulttuuriympäristöön tulee uusi ajallinen kerrostuma, kun tuulivoimalasta tulee osa alueen maisemakuvaa. Vaikutukset ovat todennäköisesti voimakkaimmillaan heti rakentamisen jälkeen.

Tuulivoimalan tarkemman maisemavaikutusarvioinnin laatimiseksi tulisi tuulivoimahankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä laatia tuulivoimalan näkyvyysanalyysi sekä havainnemateriaalia, kuten valokuvasovitteita.



Kuva 5-2 Arvokkaat maisema-alueet, kulttuuriympäristö ja muinaisjäänökset tarkasteltavan voimalan sijoituspaikan läheisyydessä.



Kuva 5-3 Näkymä luoteesta tuulivoimalan vaihtoehtoiselle sijoituspaikalle VEA.



Kuva 5-4 Näkymä lännestä tuulivoimalan vaihtoehtoiselle sijoituspaikalle VEB.

5.1.7 Meluvaikutukset

Yleistä meluvaikutuksesta

Tuulivoimaloiden käyntiääni koostuu pääosin laajakaistaisesta (noin 60-4000 Hz) lapojen aerodynaamisesta melusta sekä hieman kapeakaistaisemmista sähköntuotantokoneiston yksittäisten osien melusta mm. vaihteisto, generaattori sekä jäähdytysjärjestelmä. Näistä

aerodynaaminen melu on hallitsevin lapojen suuren vaikutuspinta-alan ja jaksollisen ns. amplitudimoduloitunutta (sykkivää, äänen voimakkuus vaihtelee jaksollisesti) melua, minkä on useassa tutkimuksessa havaittu muuten vähämeluisessa tilanteessa vaikuttavan melun häiritsevyyteen. Koska äänilähde sijaitsee korkealla, leviää melu laajemmalle kuin matalalla sijaitsevan äänilähteen melu.

Ihmisen kuuloalue ulottuu tyypillisesti noin 20–20 000 Hz taajuusalueelle ja herkin kuuloalue on taajuusalueella 500–4 000 Hz. Pienitaajuisiksi ääneksi luokitellaan yleensä alle 200 Hz taajuusalueen äänet ja infraääniksi alle 20 Hz äänet. Kuulon herkkyys vähenee kuuloalueen ylä- ja alapäässä, mistä johtuu, että matalat äänet lähellä kuuloalueen alarajaa havaitaan vasta varsin kovalla äänenvoimakkuudella. Pienitaajuisia ääntä (mukaan lukien infraääni) on lähes kaikissa kuunteluympäristöissä ja sen lähteitä ovat mm. koneet ja laitteet (moottorit, pumpput ym.), liikenne sekä tuuli, ukkonen, aallot ym. luonnon äänilähteet. Tuulivoimalaitoksen melu painottuu pienille taajuuksille, mutta tuulivoimalaitoksen tuottaman infraäänien on todettu ns. downwind -laitoksia lukuun ottamatta olevan samaa luokkaa taustalähteiden kanssa muutoin kuin aivan voimalaitoksen välittömässä läheisyydessä.

Tuulivoimaloiden melun on todettu olevan häiritsevää alhaisemmilla äänitasoilla kuin esim. liikennemelun. Tuulivoimalaitoksen melun häiritsevyyteen vaikuttaa tuulivoimalaitoksen aiheuttaman äänitason lisäksi esim. tuulen ja alueen muun toiminnan aiheuttaman taustaaänten peittovaikutus, tuulivoimalaitosten näkyvyys maisemassa ja kuulijan yleinen asenne tuulivoimaa kohtaan. Mm. ruotsalaisten tutkimusten mukaan häiritsevyyttä nousee voimakkaammin, kun tuulivoimalaitoksen aiheuttama äänitaso ylittää L_{Aeq} 40–45 dB.

Rakentamisen aikainen melu

Rakentamisen aikana melua syntyy lähinnä tuulivoimalaitosten vaatimien perustusten rakennustöistä. Varsinainen voimalaitoksen pystytys ei ole erityisen meluavaa toimintaa ja vastaa normaalia rakentamis- tai asennustöistä aiheutuvaa melua. Rakentamisen aikana meluavimpia työvaiheita ovat mahdolliset louhinta- tai paalutustyöt. Muut rakentamiseen liittyvät työvaiheet (maa-ainesten kuljetukset, täytöt, kaivut jne.) vastaavat normaalia maarakentamista ja maa-alueen täyttöä.

Toiminnan aikainen melu

Toiminnan aikana tuulivoimapuisto vaikuttaa lähialueensa melutasoon ja äänimaisemaan myös suunnittelualueen ulkopuolella. Vaikutussäde riippuu valittavasta voimalaitosyksikön tyypistä, voimalaitosyksikköjen koosta sekä sääolosuhteista ja se vaihtelee muutamasta sadasta metristä pariin kilometriin. Taustamelu tai hiljaisuus vaikuttaa merkittävästi tuulivoimalaitoksen äänen havaitsemiseen. Tietyissä olosuhteissa (erityinen pystysuuntainen tuuliprofiili, jäätynyt meri, lehdettömät puut) taustamelu havaintopisteessä saattaa olla niin alhainen, että tuulivoimalaitoksen vaimeakin ääni voi olla havaittavissa. Toisenlaisissa olosuhteissa taas huomattavasti voimakkaampi tuulivoimalaitoksen käyntiääni saattaa peittyä taustamelun (tuulen humina puissa, laineiden ääni rannassa ym.) alle. Tuulivoimalaitoksen äänen havaittavuutta nostaa sen taustamelusta poikkeava jaksottaisuus. Tuulen nopeus vaikuttaa paitsi taustameluun, myös tuulivoimalaitoksen meluntuottoon. Kovalla tuulella laitoksen käyntiääni on pääsääntöisesti voimakkaampi kuin hiljaisella tuulella, vaikkei voimalaitoksen käyntiääni seuraakaan suoraan tuulennopeuden kasvua.

Tuulivoimalaitoksen meluun vaikuttaa ympäristöolosuhteiden lisäksi myös laitostyyppi ja -koko. Yleensä pienitehoisemman tuulivoimalaitosyksikön melulähtötaso on alhaisempi kuin suuren tuulivoimalaitosyksikön. Suurella tuulivoimayksiköllä on suurempi napakorkeus, mikä osaltaan kasvattaa vaikutussädettä. Eri voimalaitostyyppejä voidaan säätää eri tavalla ja tietyillä

asetuksilla (mm. lapakulman säätö) tuulivoimalaitosyksikön aiheuttamaa melutasoa voidaan alentaa. Lapakulman säätö vaikuttaa kuitenkin myös voimalaitoksen sähköntuottoon. Myös laitoskokonaisuuden osien valinnalla voidaan vaikuttaa tuulivoimalaitosyksikön meluntuottoon, esimerkkinä turbiinin valinta.

Tuulivoimahankesuunnitelman laatimisen lähtökohtana on ollut sijoittaa tuulivoimala riittävän kauaksi melulle häiriintyvistä kohteista, kuten asutuksesta. Lähimmät vakituiset asuintalot sijaitsevat 1 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VEA ja 1,1 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE B tarkasteltavasta tuulivoimalan sijoituspaikasta etelään. Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat 1,3 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE A ja noin 1,5 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE B lounaaseen.

Kun voimaloiden tarkat sijoituspaikat ja voimalaitostyyppin valinta on tehty hankesuunnitelman tarkennettua, tulee laatia melumallinnukseen pohjautuva vaikutusarvio hankkeen meluvaikutusten arvioimiseksi.

5.1.8 Välkevaikutukset

Auringon paistaessa tuulivoimalan takaa aiheutuu valon ja varjon vilkkumista eli välkevaikutusta (ts. vilkkuvaa varjostusilmiötä). Tällöin roottorin lapojen pyöriminen aiheuttaa liikkuvan varjon, ja välkehtimistäajuus riippuu roottorin pyörimisnopeudesta. Välkevaikutus syntyy sääolojen mukaan, joten välkettä on havaittavissa tietyssä katselupisteessä vain tiettyjen valaistusolosuhteiden täytyessä ja tiettyinä aikoina vuorokaudesta. Välkevaikutusta ei esiinny, kun aurinko on pilvessä tai kun tuulivoimala ei ole käynnissä. Laajimmalle alueelle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla aamuisin ja iltaisin. Kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tämä johtuu siitä, että valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu.

Useissa maissa on annettu raja-arvoja tai suosituksia hyväksyttävän välkevaikutuksen määrästä. Esimerkiksi Saksassa raja-arvot astronomiselle maksimivarjostukselle (*Worst Case*) ovat 30 tuntia vuodessa ja 30 minuuttia päivässä. Niin sanotussa todellisessa tilanteessa (*Real Case*) välke on rajoitettava Saksassa kahdeksaan tuntiin vuodessa. Tanskassa sovelletaan yleensä todellisen tilanteen raja-arvona enintään kymmenen tuntia vuodessa. Ruotsissa vastaava suositus on enintään kahdeksan tuntia vuodessa ja 30 minuuttia päivässä. Suomessa ei ole määritelty välkevaikutukselle raja-arvoja tai suosituksia. Ympäristöministeriön 6.7.2012 julkistamassa Tuulivoimarakentamisen suunnittelu-ohjeessa on todettu, että vaikutusten arvioinnissa on suositeltavaa käyttää apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta.

Välkevaikutusalueen määrittämiseksi ei hankesuunnitelmaa varten ole tehty välkemallinnusta. Yleinen karkea arvio on, että tuulivoimalan välkevaikutukset ulottuvat noin 10 kertaa roottorin halkaisijan etäisyydelle. Tuulivoimahankesuunnitelman laatimisen lähtökohtana on ollut sijoittaa tuulivoimala riittävän kauaksi välkkeelle häiriintyvistä kohteista, kuten asutuksesta. Lähimmät vakituiset asuintalot sijaitsevat 1 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VEA ja 1,1 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE B hankealueesta etelään. Lähimmät loma-asunnot sijaitsevat 1,3 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE A ja noin 1,5 kilometrin etäisyydellä hankevaihtoehdosta VE B lounaaseen.

Kun voimaloiden tarkat sijoituspaikat ja voimalaitostyyppin valinta on tehty hankesuunnitelman tarkennettua, tulee laatia välkemallinnukseen pohjautuva vaikutusarvio hankkeen välkevaikutusten arvioimiseksi.

5.1.9 Vaikutukset Puolustusvoimien toimintaan

Puolustusvoimat on kehittänyt yhdessä VTT:n kanssa laskentatyökalun, jolla voidaan arvioida tuulivoimaloiden vaikutukset puolustusvoimien lakisääteisessä aluevalvontatehtävässä käytettäviin valvontasensoreihin. Tuulivoimarakentamista suunnitteleva yritys voi kääntyä pääesikunnan puoleen saadakseen lausunnon hankkeensa hyväksyttävyydestä maanpuolustuksen kannalta. Osassa tapauksissa voidaan edellyttää, että yritys tilaa VTT:ltä selvityksen hankkeensa vaikutuksista tutkajärjestelmiin (Työ- ja elinkeinoministeriön, Energiateollisuus ry:n ja VTT:n tiedote 2.12.2011). Hankkeelle tulee olla Puolustusvoimien hyväksyntä. Hankkeesta on jätetty tutkalausuntopyyntö Puolustusvoimille 10.2.2014. Lausunto arvioidaan saatavan elo-syyskuussa.

Puolustusvoimien valvonta ja asejärjestelmien suorituskyvyn osalta tuulivoimaloiden tiedetään yleisesti aiheuttavan haittaa erityisesti ilmavalvonnalle, jonka tutkajärjestelmille tuulivoimalat edustavat suuria kohteita. Tuulivoimaloiden aiheuttamat häiriöt ilmenevät varjostamisena ja ei-toivottuina heijastuksina, jolloin tuulivoimala voi varjostaa varsinaisia tutkamaaleja ja näkyä itsekin tutkassa. Tuulivoimarakentamisella voi olla vaikutusta Puolustusvoimien alueiden käytettävyydelle.

5.1.10 Vaikutukset liikenteeseen, liikenteen järjestämiseen ja liikenneturvallisuuteen

Maantieliikenne

Hankesuunnitelman toteuttaminen ei edellytä muutoksia alueelliseen päätieverkkoon. Alueen sisällä käytetään ensisijaisesti rakennettuja katuja. Tuulivoimalalle rakennetaan huoltotieyhteys.

Liikenteeseen ja liikenneturvallisuuteen kohdistuvat vaikutukset ovat suurimmillaan tuulivoimapuiston rakentamisen aikana. Rakentamisen aikana liikenteessä on suuri määrä raskasta liikennettä, kun rakentamisessa tarvittavia materiaaleja kuljetetaan alueelle (mm. voimalat, betonia voimaloiden perustuksiin, asennuskalusto, maa-ainekset huoltotien parantamiseen jne.). Jonkin verran rakentamisvaiheessa alueella on myös työmatkaliikenteestä johtuvaa henkilöliikennettä. Lisääntyneellä liikenteellä voi olla vaikutuksia alueen tiestön liikenneturvallisuuteen, liikenteen sujuvuuteen ja tiestön kuntoon.

Rakentamisvaiheen aikaiset liikennemäärien arvioidaan muodostuvan seuraavasti. Voimalan osat tuodaan erikoiskuljetuksina, jolloin kuljetuksia on noin 7–10. Pystytyksessä käytettävä nosturi tuodaan tuulivoimalan pystytyspaikalle 5–10 rekkakuljetuksella. Betonia tarvitaan noin 600 m³ ja terästä n. 60 tonnia yhteen voimalaan, mikä tarkoittaa noin 76 kuljetusta. Lisäksi nostoalueelle ja huoltotielle tarvitaan mursketta ja hiekkaa arviolta noin 1 000–2 000 m³ ja huoltotien rakentamiseen tarvittavan murskeen/hiekan osalta noin 5 000 m³ kilometriä kohden, mistä muodostuu kuljetuksia. Turunväylällä raskaan liikenteen kuljetusten lisäys on keskimääräiseen vuorokausiliikenteeseen verrattuna vähäistä.

Erikoispitkät ja raskaat kuljetukset vaativat erikoiskuljetusluvan. Erikoiskuljetusten aiheuttamat poikkeustilanteen liikenteessä ovat tilapäisiä ja hetkellisiä eikä niillä ole kovin merkittävää vaikutusta liikenneturvallisuuteen. Erikoiskuljetusten vuoksi lähinnä liikenteen sujuvuus saattaa hetkellisesti vaikeutua.

Tuulivoimapuistolla ei toiminnan aikana katsota olevan merkittäviä liikennevaikutuksia. Toimintavaiheen aikaiset huoltokäynnit tehdään pääasiassa pakettiautolla. Huoltokäyntejä odotetaan olevan noin kolme vuodessa.

Toiminnan päättymisen aikaisia liikennevaikutuksia voidaan pitää samankaltaisina kuin rakentamisvaiheessakin, kun voimala ja sähköverkostoon liittyvät rakenteet puretaan ja kuljetetaan alueelta pois. Lisäksi alue maisemoidaan. Näistä toimenpiteistä aiheutuu alueen tiestölle erikoiskuljetuksia ja normaalia raskasta liikennettä. Jos voimaloiden perustukset jätetään

paikalleen, pienenevät sulkemisvaiheen liikennevaikutukset edelleen verrattuna rakentamisvaiheeseen.

Lentoliikenne

Tuulivoimalat ovat korkeita rakenteita ja voivat aiheuttaa vaaraa lentoliikenteelle jos ne eivät ole turvallisesti merkitty. Finavian julkaiseman lentoesterajoitukset sisältävän paikkatietoaineiston mukaan Ämmässuon alue sijaitsee osittain Helsinki-Vantaan lentokentän lähestymisalueella (*surveillance minimum altitude area*), jossa lentoesterajoituskorkeudeksi on määritetty 248 m (mpy). Lentoesterajoituskorkeus määrittää voimalan suurimmaksi sallituksi huipunkorkeudeksi 248 metriä merenpinnasta.

Suomessa ilmailulaki (1194/2009) 165 § velvoittaa, että kaikille yli 60 metriä korkeille rakennelmille on haettava lentoestelupa Liikenteen turvallisuusvirastolta (Trafi). Hakemukseen on liitettävä Finavia Oy:n lausunto asiasta, jossa määritellään esteen vaikutus lentoturvallisuuteen sekä lentoliikenteen sujuvuuteen. Lupa voidaan myöntää, jos lentoturvallisuus ei vaarannu. Luvassa tavallisesti veloitetaan myös korkeiden rakennelmien merkitsemiseen lentoestevaloin. Tuulivoimalan merkitsemiseen käytettävät lentoestevalot ja valojen sijoittelu määritellään Trafín lentoesteluvassa.

5.1.11 Yhteisvaikutukset muiden hankkeiden ja suunnitelmien kanssa

Lähialueiden tuulivoimahankkeet

Uudenmaan liitto valmistelee 4. vaihemaakuntakaavaa, jonka teemoista yksi on tuulivoima. Uudenmaan liitto on kartoittanut paikkatietanalyysillä potentiaalisia tuulivoima-alueita Uudenmaan maa- ja merialueilta. Uudeltamaalta on tunnistettu kaksi meri- ja seitsemän manneraluetta potentiaalisiksi tuulivoima-alueiksi.

Uudellamaalla on tuulivoimahankkeita ainakin Inkoon ja Raaseporin merialueella sekä Raaseporin, Hangon, Mäntsälän ja Loviisan manneralueilla. Uudellamaalla on ollut käynnissä tuulivoimahankkeita, jotka ovat jääneet toteutumatta muun muassa eri maankäyttömuotojen yhteensovittamisvaikeuksien takia. Uudenmaan liiton vuonna 2013 toteuttamassa tuulivoimakyselyssä selvitettiin, minne tuulivoimatuotantoa tulisi ensisijaisesti pyrkiä sijoittamaan. Vastaajien mielestä tuulivoimaloita tulisi sijoittaa ensisijaisesti merelle ja rannikolle. Tuulivoimalle soveltuviksi alueiksi koetaan myös teollisuus- sekä maa-ainesten ottoalueet ja kaatopaikat, joissa tuulivoimalat eivät kilpailisi muiden maankäyttömuotojen kanssa (Uudenmaan liitto, 2013).

Uudenmaan liiton kartoittamat potentiaaliset tuulivoima-alueet sekä Uudellamaalla vireillä olevat tuulivoimahankkeet sijoittuvat kaikki yli 30 kilometrin päähän Ämmässuon tuulivoimahankkeesta lukuun ottamatta Helsingin edustan merialueen maakuntakaavasta vahvistamatta jäänyttä aluetta, joten yhteisvaikutuksia ei esimerkiksi maisemaan muodostu.

Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen hankkeet

Jätteenkäsittelykeskukselle valmistui vuonna 2012 yleissuunnitelma 2012–2016, jonka HSY:n hallitus hyväksyi kokouksessaan 19.10.2012. Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen toiminnassa tapahtuu merkittäviä muutoksia, jotka aiheuttavat huomattavia investointitarpeita. Muutokset johtuvat mm. sekajätteiden polton käynnistymisestä ja biojätteiden käsittelyn tehostamisesta. Ämmässuolle vastaanotettavan jätteen määrä laskee jätevoimalan käyttöönoton myötä huomattavasti (Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymä, 2012).

Molemmat tuulivoimalan hankevaihtoehdot sijoittuisivat yhdyskuntateknistä huoltoa palvelevien rakennusten ja laitosten korttelialueelle (ET-2). Hankevaihtoehto VE A ET-2 -korttelialueen lounaisreunalla on sijainniltaan parempi korttelialueen muun maankäytön ja sen kehittämisen kannalta. Korttelialueella sijaitsevat jätteenkäsittelykeskuksen vastaanottoalue, sorttiasema, toimistorakennukset, kompostointilaitokset hyötykäyttökenttineen ja pilaantuneiden maiden käsittelylaitos. Määtyslaitos rakennetaan aiemmin rakennetun kompostointilaitoksen yhteyteen korttelialueelle ET-2 ja määtyslaitos valmistuu vuonna 2014 ja otetaan käyttöön vuoden loppuun mennessä. Alueella on runsaasti käyttämätöntä rakennusoikeutta, joka riittää tarvittavaan rakentamiseen. Hyötykäyttöalueen laajentuessa lisätään alueella syntyvien ja viemäriin johdettavien valumavesien varastokapasiteettia. Uusi allas sijoittuu vesiaseman ja nykyisen kaatopaikkavesien tasausaltaan viereen tuulivoimalan hankevaihtoehdon VE A luoteispuolelle.

Tuulivoimalan rakentaminen alueelle ei vaikuta merkittävästi muuhun toimintaan jätekeskuksen alueella. Kenttiä voidaan jatkossakin hyödyntää jätteen varastointiin ja käsittelyyn.

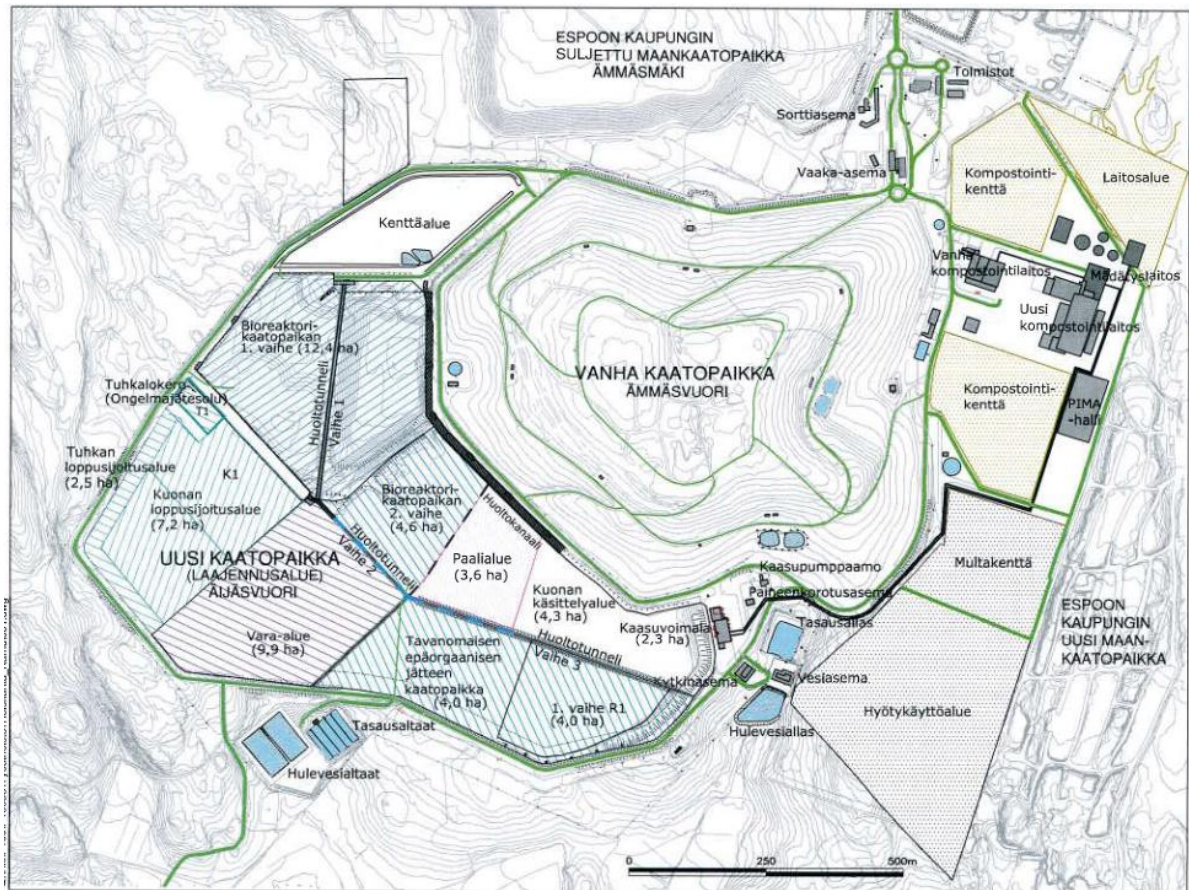
Ämmässuon jätteenkäsittelykeskukseen on rakennettu valmius uudelle Kulmakorven kautta kulkevalle tieyhteydelle. Kulmakorven alueelle on valmisteilla Kulmakorpi I asemakaava, joka mahdollistaa uuden katuyhteyden rakentamisen jätteenkäsittelykeskukseen Kulmakorventien kautta. Mikäli uusi katuyhteys rakennetaan ennen tuulivoimahankkeen toteuttamista, käytettäisiin sitä tuulivoimalan rakentamisen edellyttämiin kuljetuksiin.



Kuva 5-5 Ilmakuva tuulivoimalan sijoittumisesta hyötykenttäalueelle.

Lähialueiden muut hankkeet

Tuulivoimalan alueen eteläpuolella sijaitsevan Espoonkartanon Högbergetin kiviainesten oton ympäristövaikutusten arviointimenettelyssä selvitetään yhtenä vaihtoehtona mahdollista kiviainesten ottoaluetta halkovan 110 kV voimajohtoreitin siirron mahdollisuuksia ja vaikutuksia. Siirron tarve on riippuvainen useista tekijöistä, joista keskeisin on, voidaanko YVA - arviointiohjelmassa esitettyä 110 kV voimajohdon länsipuoleista, kiinteistön pohjoisosan louhintaa toteuttaa. Ämmässuon tuulivoimahankesuunnitelman hankevaihtoehdon VE A toteuttaminen edellyttää myös 110 kV voimajohdon pohjoisosan siirtämistä Carunan edellyttämälle suojaetäisyydelle.



Kuva 5-6 Jätteenkäsittelykeskuksen toiminnot, yleissuunnitelma 2012-2016- Lähde: HSY 2012.

6. KAAVOITUS JA MAANKÄYTTÖ

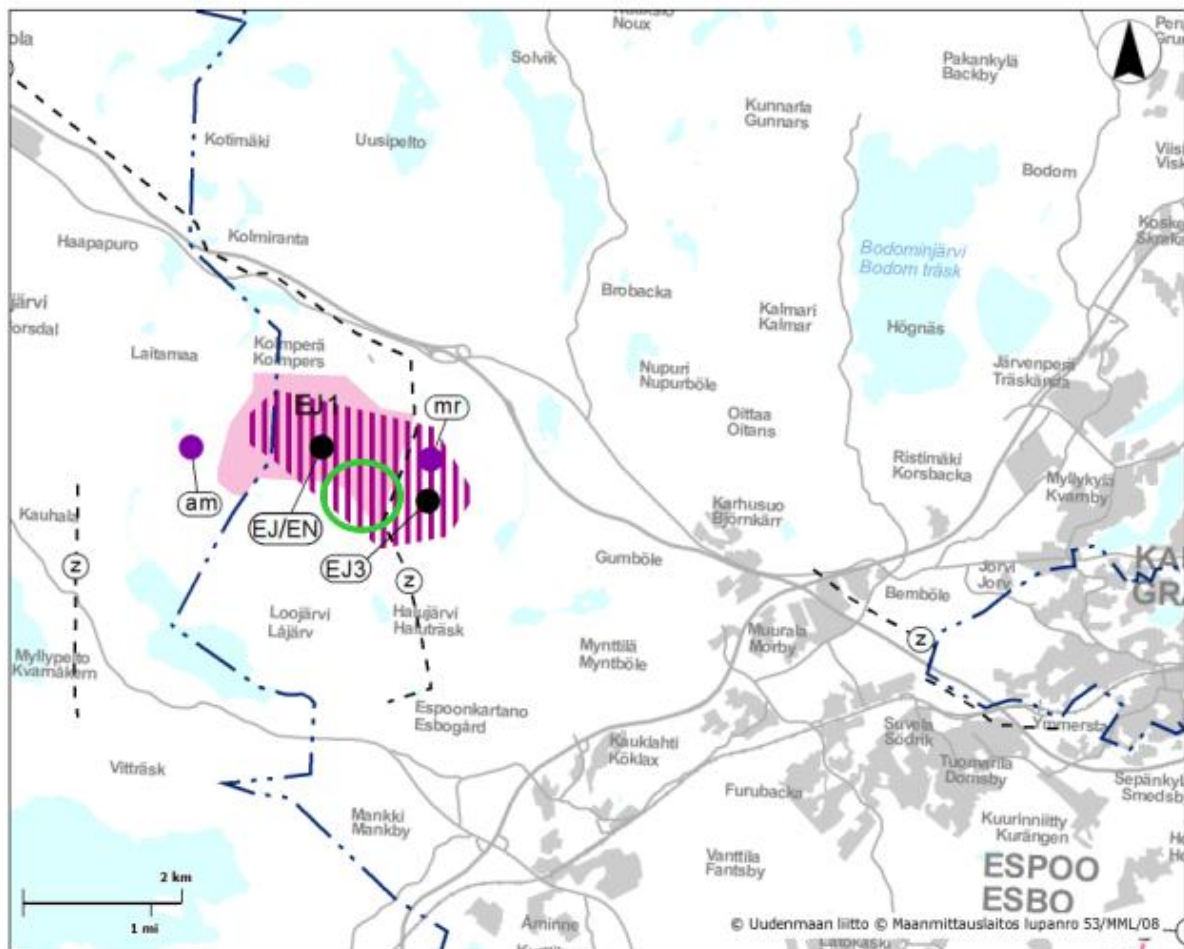
6.1 Maakuntakaavat

Ympäristöministeriö on vahvistanut *Uudenmaan maakuntakaavan* 8.11.2006, joka on saanut lainvoiman korkeimman hallinto-oikeuden päätöksellä 15.8.2007. Uudenmaan maakuntakaavassa tarkasteltava tuulivoima-alue sijoittuu jätteenkäsittelyalueeksi (EJ) osoitetulle alueelle. Merkinnällä osoitetaan jätteiden vastaanottoon, käsittelyyn ja loppusijoitukseen varatut alueet. Tarkasteltavan alueen pohjoispuoli on osoitettu taajamatoimintojen alueeksi Turunväylään saakka. Tarkasteltavan alueen itäpuoli on osoitettu erityisalueeksi (EY), jonka käyttö määritellään yksityiskohtaisemmassa kaavoituksessa. Alueen suunnittelussa on huomioitava sopeutuminen ympäröivään maankäyttöön. Erityisalueen itäpuolelle on osoitettu viheryhteystarve etelään, pohjoiseen ja koilliseen. Ämmäsuon länsipuolelle osoitetulta virkistysalueelta on osoitettu viheryhteystarve pohjoiseen ja ulkoilureitti etelään.



Kuva 6-1 Ote Uudenmaan maakuntakaavasta, johon tarkastelualue on merkitty vihreällä ympyrällä (vahvistettu 8.11.2006, lainvoimainen KHO 15.8.2007). Lähde: Uudenmaanliiton karttapalvelu 27.5.2014.

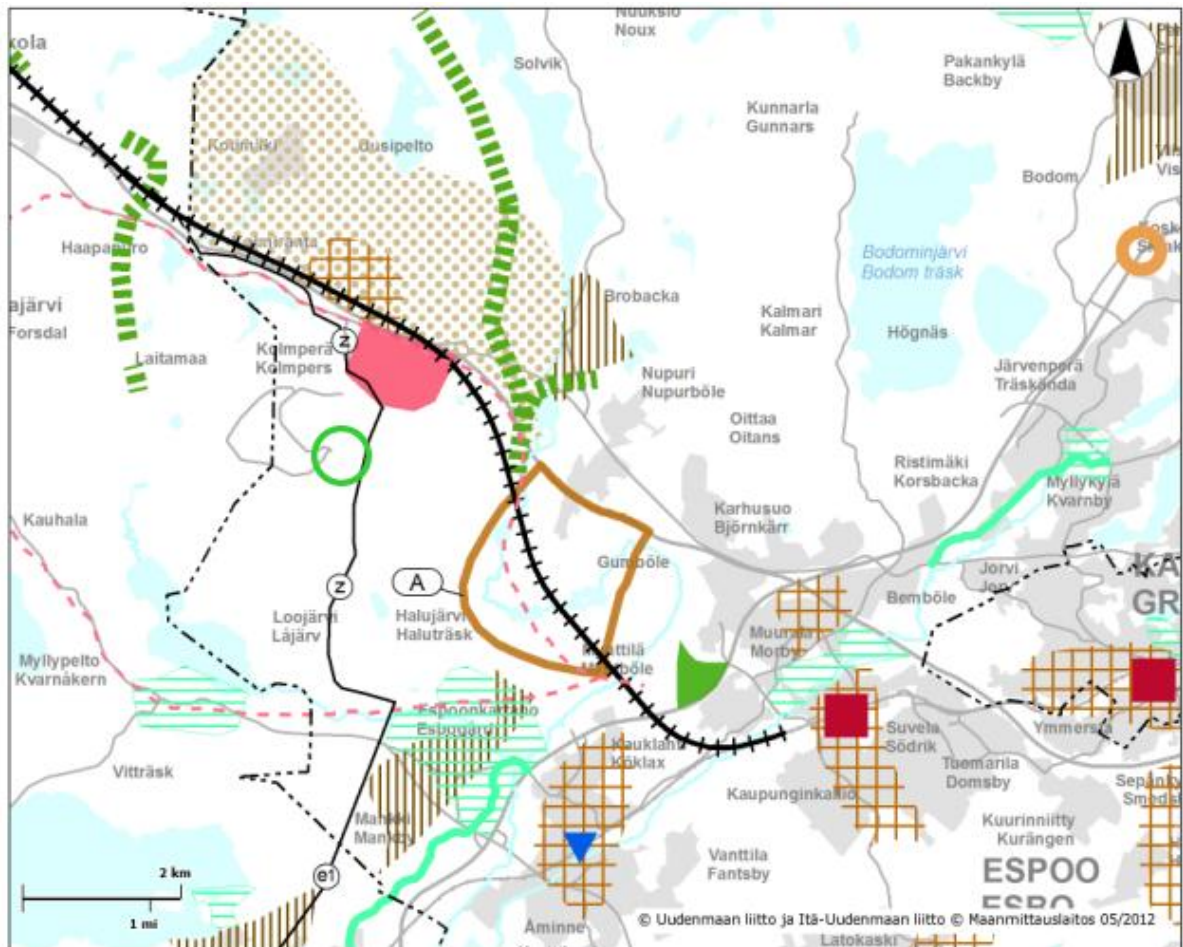
Ympäristöministeriö on vahvistanut *Uudenmaan 1. vaihemaakuntakaavan* 22.6.2010. Ämmässuo on osoitettu jätteenkäsittelyalueeksi (EJ1), jossa alue varataan jätteiden vastaanottoon, käsittelyyn ja/tai loppusijoitukseen sekä vaihtoehtoiseksi sijoituspaikaksi energia- ja jätehuoltoa palvelevia laitoksia varten (EJ/EN). Alue on osoitettu ylijäämämaiden loppusijoitukseen varatuksi alueeksi (EJ3). Alueella sijaitsee myös merkittäviä kiviainesvarantoja. Alueen itäosaan on osoitettu ohjeellinen 110 kV voimajohdon linjaus sekä sen itäpuolelle ampumarata ja moottoriurheilurata.



Kuva 6-2 Ote Uudenmaan 1. vaihemaakuntakaavasta, johon tarkastelualue on merkitty vihreällä ympyrällä (vahvistettu 22.6.2010). Lähde: Uudenmaanliiton karttapalvelu 27.5.2014.

Maakuntavaltuusto hyväksyi *Uudenmaan 2. vaihemaakuntakaavan* 20.3.2013. Kaava on ympäristöministeriössä hyväksyttävänä. Kaavassa käsiteltiin vahvistettujen Uudenmaan maakuntakaavaa, 1. vaihemaakuntakaavaa sekä Itä-Uudenmaan maakuntakaavaa uudelleen. Kaavan keskeisimpiä ratkaisuja ovat toimiva ja kestävä yhdyskuntarakenne, rakennetta tukeva liikennejärjestelmä, kaupan palveluverkko ja maakunnallinen kyläverkko.

Ämmässuon koillispuolelle on kaavassa osoitettu Kulmakorven työpaikka-alue sekä 110 kV:n voimajohdon linjaus Veikkolasta Kulmakorven kautta etelään.



Kuva 6-3 Ote Uudenmaan 2. vaihemaakuntakaavasta, johon tarkastelualue on merkitty vihreällä ympyrällä (hyväksytty 20.3.2013). Lähde: Uudenmaanliiton karttapalvelu 27.5.2014.

Uudenmaan liitto valmistelee 4. maakuntakaavaa, jonka yhtenä teemana on tuulivoima. Uudenmaan liiton kartoittamat potentiaaliset tuulivoima-alueet sijaitsevat yli 30 kilometrin etäisyydellä Ämmässuon tuulivoimalan sijoitusalueesta.

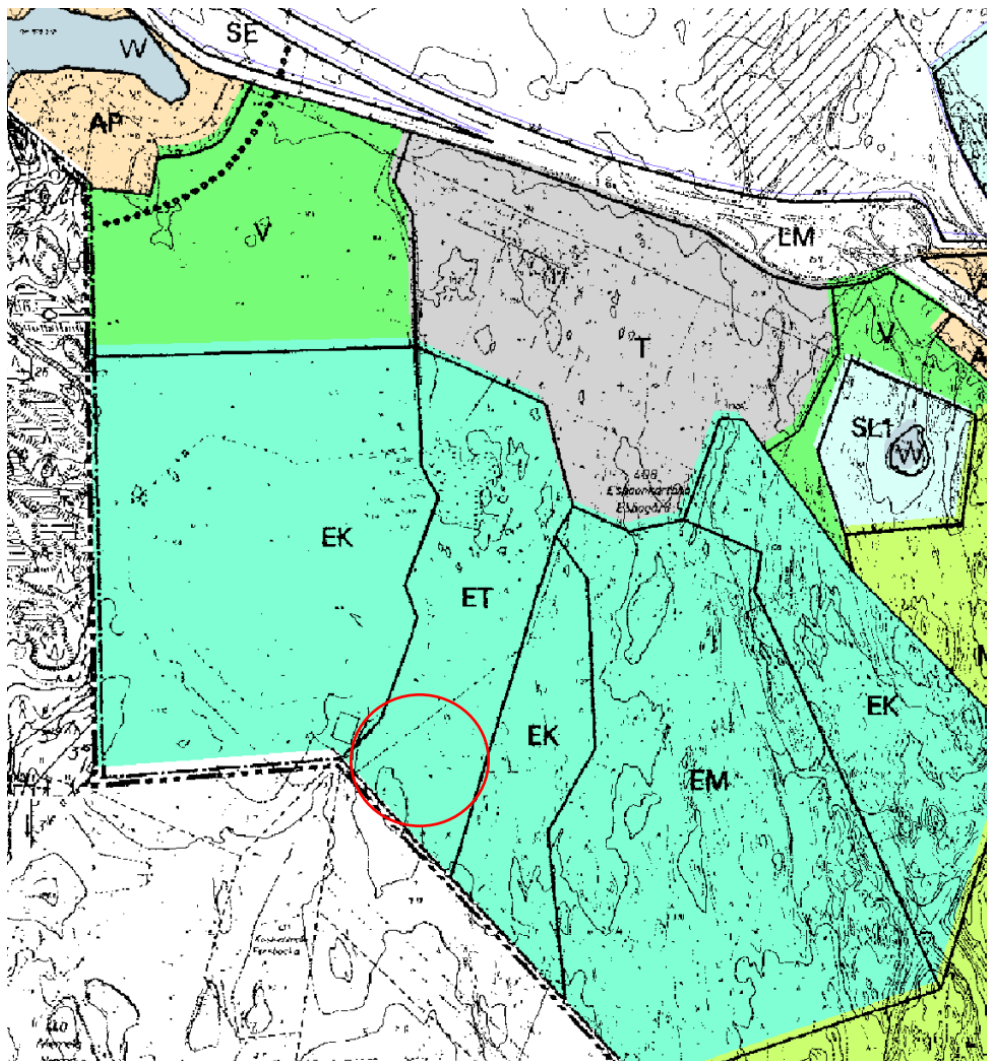
6.2 Yleiskaava

Ämmässuon alueella on voimassa *Espoon pohjoisosien yleiskaava osa I* (vahvistettu 27.6.1997) sekä Kirkkonummen yleiskaava 2020 vahvistettu 19.5.1999). Tarkasteltavalla alueella on voimassa Espoon pohjoisosien yleiskaava osa I (vahvistettu 27.6.1997).

Ämmässuo on kaavassa osoitettu kaatopaikka-alueeksi (EK). Alueen pohjoisosa on osoitettu virkistysalueeksi (V) ja teollisuusalueeksi (T) Turunväylän eteläpuolella. Tuulivoimalan sijoituspaikan vaihtoehdot VE A ja VE B sijoittuvat yhdyskuntateknisen huollon alueelle (ET). Merkintä ei salli jätteenpolttolaitoksen sijoitusta.

Alueella on myös vireillä Ämmässuon osayleiskaava. Yleiskaavan päivitystarve käsittäisi jätteenpolttolaitoksen sallimisen alueelle 1. vaihemaakuntakaavan mukaisesti sekä muiden yleiskaavamerkintöjen ja määräysten ajantasaistamisen. Kaupunginhallitus päätti 1.3.2010, ettei Ämmässuon osayleiskaavaa ryhdytä toistaiseksi valmistelemaan, koska päivitys ei ole kiireellinen ja jätteenpolttolaitoksen sijoituspaikka on Vantaa.

Vireillä olevassa Espoon pohjois- ja keskiosien yleiskaavassa tehdään maankäytön visio vuoteen 2050. Kaavan osallistumis- ja arviointisuunnitelma oli nähtävillä keväällä 2014.



Kuva 6-4 Ote Espoon pohjoisosien yleiskaavasta (vahvistettu 27.6.1997). johon tarkastelualue on merkitty punaisella ympyrällä. Lähde: Espoon kaupunki.

6.3 Asemakaava

Tarkasteltavalla alueella on voimassa Ämmässuon asemakaava, jonka valtuusto hyväksyi 13.11.2006 ja kaava sai lainvoiman 18.6.2008. Tarkasteltavalla alueella on asemakaavassa merkitty seuraavat kaavamerkinnot määräyksineen:

ET-2

Yhdyskuntateknistä huoltoa palvelevien rakennusten ja laitosten korttelialue.

Alueelle rakennettavissa jätehuoltoa palvelevissa rakennuksissa ja laitoksissa on käytettävä parasta käytettävissä olevaa tekniikkaa.

Massapolttolaitoksen sijoittaminen alueelle ei ole mahdollista ilman asemakaavan muutosta.

EJ/VR

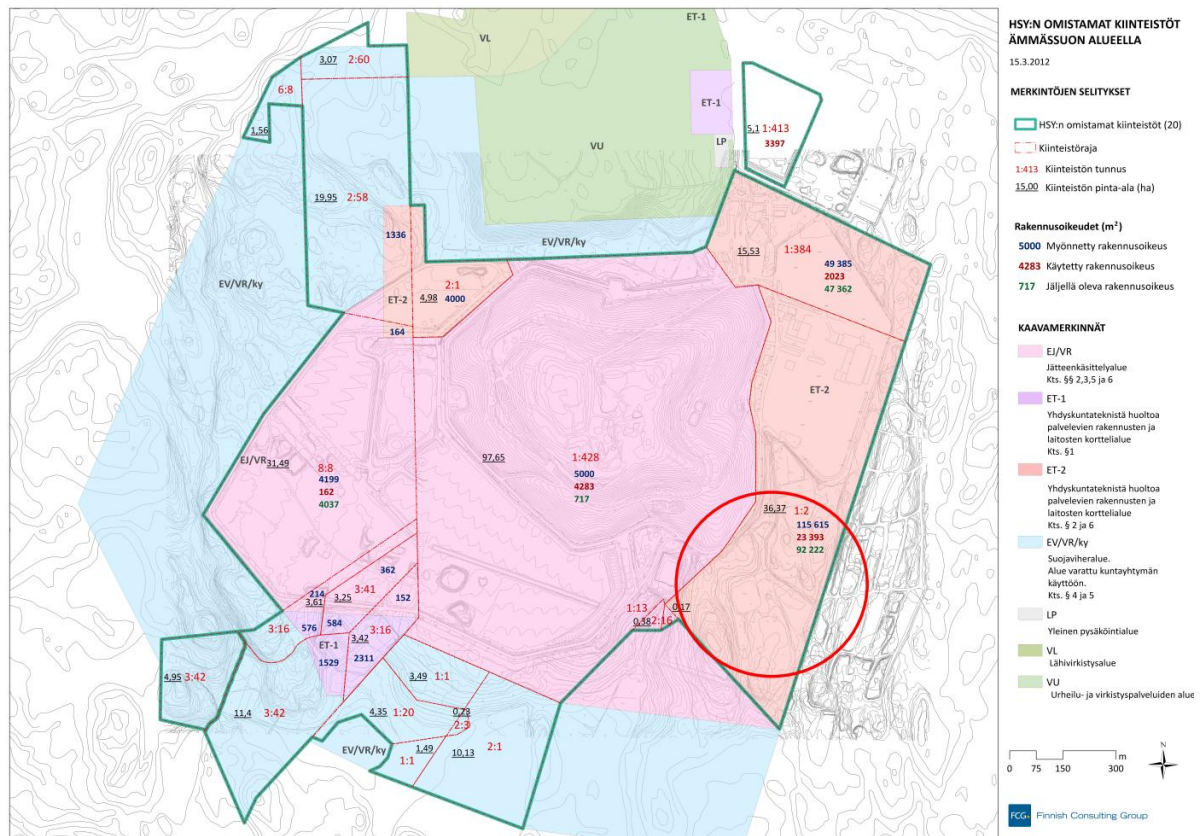
Jätteenkäsittelyalue.

Alueelle rakennettavissa jätehuoltoa palvelevissa rakennuksissa ja laitoksissa on käytettävä parasta käytettävissä olevaa tekniikkaa.

Alueelle saadaan rakentaa jätteenkäsittelyä ja alueen jälkihoitoa palvelevia tunneleita ja niihin liittyviä teknisiä tiloja. Muita jätteenkäsittelyä ja alueen jälkihoitoa palvelevia rakennuksia saadaan rakentaa enintään erillisellä kaavamerkinnällä osoitettu määrä.

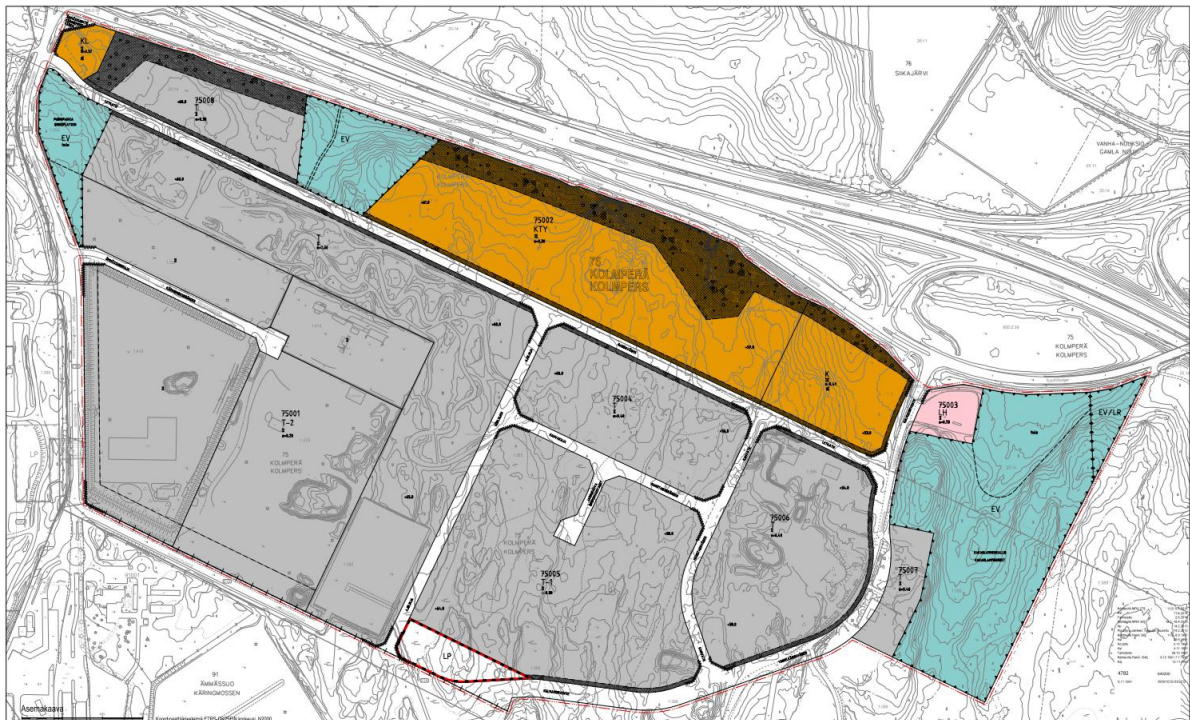
Alue on jätteenkäsittelyalueen jälkihoidon päätyttyä kunnostettava retkeily- ja ulkoilukäyttöön soveltuvaksi alueeksi.

Massapolttolaitoksen sijoittaminen alueelle ei ole mahdollista ilman asemakaavan muutosta.



Kuva 6-5 HSY:n omistamat kiinteistöt (vihreä rajaus) Ämmässuon alueella sekä asemakaavan pääkäyttötarkoitukset. Asemakaavaan (vahvistettu 27.6.1997) on merkitty tarkastelualue punaisella ympyrällä (lähde: FCG).

Tarkasteltavan tuulivoima-alueen tuntumassa on vireillä Kulmankorpi I asemakaava, jonka tavoitteena on mahdollistaa laajan teollisuustyöpaikka-alueen rakentuminen logistisesti hyvälle paikalle. Kaavoitettava 65 hehtaarin alue sijaitsee Ämmässuon kaatopaikan koillispuolelle Nupurilantien varressa. Asemakaavaehdotuksessa on osoitettu alueita maankaatopaikkaan liittyville toiminnoille sekä varasto- ja teollisuustoiminnoille. Asemakaavaehdotuksessa on merkitty harmaalla teollisuus- ja varistorakennusten korttelialueet (T, T-1 ja T-2) sekä varistorakennusten korttelialueet (T). Huoltoaseman korttelialueet (LH) on merkitty vaaleanpunaisella, liike- ja toimistorakennusten ja toimitilarakennusten korttelialueet (K) on merkitty oranssilla ja suojaviheralueet (EV) on merkitty turkoosilla. Yleinen pysäköintialue (LP) ja kadut.



Kuva 6-6 Ote Kulmankorven I asemakaavaehdotuksesta.

6.4 Maankäyttö

Tarkasteltavan tuulivoima-alueen itäpuolella sijaitsevat Espoon kaupungin puhtaiden ylijäämämassojen vastaanottoalueet sekä kiviainesten ottoa. Kalliosuon läjitysalueella maanvastaanotto on päättymässä jatkuen idempänä Takapellon alueella. Tarkasteltavan tuulivoima-alueen luoteis- ja pohjoispuolella sijaitsevat Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen kaatopaikka-alueet sekä kaasuvoimala. Tarkasteltavan tuulivoima-alueen eteläpuolella on metsätalousmaata sekä maaseutumaista haja-asutusta ja kyläasutusta.

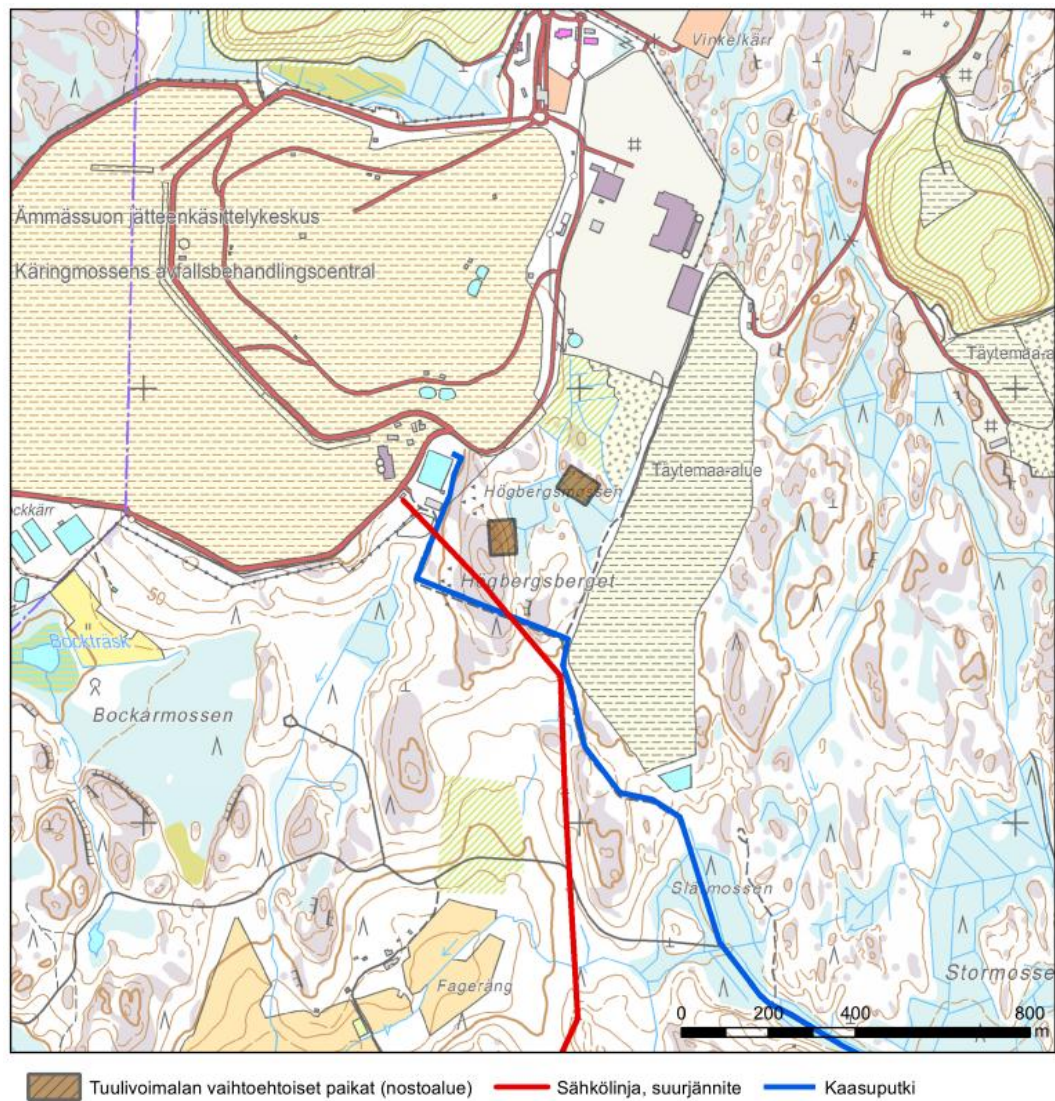
Hankevaihtoehto VE B sijoittuu rakennetun hyötykäyttöalueen kentän reunaan. Ämmässuon hankesuunnitelmassa 2012–2016 on esitetty hyötykäyttökentän jatkamista aina HSY:n kiinteistön rajalle saakka Högborgsbergetin länsipuolelle. Tällöin hankevaihtoehto VE A sijoittuisi tulevaisuudessa laajennettavan hyötykäyttökentän reunaan. Hankevaihtoehdon VEB tarkemman suunnittelun yhteydessä tulee huomioida hyötykäyttökentän ja ojan väliin rakennettu pääjätevesiputki Suomenojalle.

Hankevaihtoehdon VEA huoltotielinjauksen suunnittelun yhteydessä tulee huomioida tasausaltaan (TAS1) ja tuulivoimalan sijoituspaikan väliin rakennettavat kaksi suotovesiallasta. Ensimmäisen altaan toteutus alkaa v. 2015.

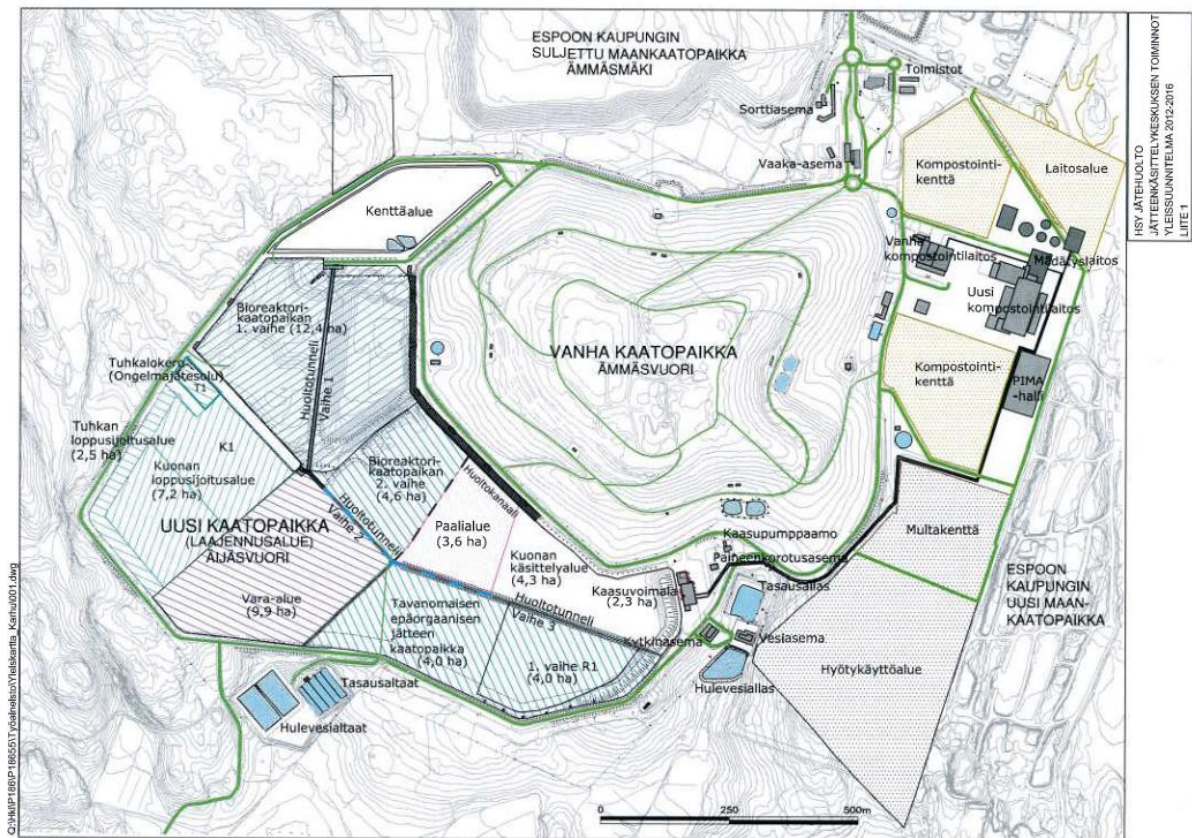
Hankevaihtoehdon VE A vieressä, noin 120 metrin etäisyydellä, kulkee kaasuputki, jolla aiemmin johdettiin Ämmäsuon jätteenkäsittelykeskuksessa muodostuvaa biokaasua Fortumin Kivenlahden lämpökeskukseen. Nykyään putkea käytetään tasaamaan HSY:n biokaasun hyödyntämisen vaihteluja. Molempien hankevaihtoehtojen sijoituspaikkojen etäisyys kaasuputkeen on riittävä. Minimiturvaetäisyyttä ei ole määritetty, mutta tuulivoimalaa ei nähdä riskiksi kaasuputkelle. Mikäli tuulivoimalatyömaa ulottuu alle 5 metrin päähän kaasuputkesta, tulee anoa työlupa (tiedot Fortum/30.5.2014).

Tarkasteltavan tuulivoima-alueen tuntumassa sijaitsevan Ämmäsuon kaasuvoimalaitoksen tuottama sähköteho on enimmillään noin 17 MW. Voimala tuottaa myös noin 8 MW kaukolämpöä Ämmäsuon alueen omaan käyttöön. Hankevaihtoehto VE A sijaitsee yli 300 metrin etäisyydellä ja hankevaihtoehto VE B noin 450 metrin etäisyydellä kaasuvoimalasta.

Se osuus sähköntuotannosta, jota ei käytetä Ämmäsuon omissa toiminnoissa, myydään ja johdetaan kytkinlaitokselta 110 kV voimajohtoa pitkin Espoon sähköasemalle. Voimajohto sijoittuu hankevaihtoehdon VE A lounaispuolelle lähimmillään noin 80 metrin etäisyydelle tuulivoimalan sijoituspaikasta. Hankevaihtoehto VEB sijaitsee riittävän etäällä 110 kV voimajohdosta. Caruna Oy:n asettama voimalan ja 110 kV voimajohdon välinen turvaetäisyys on 1,5 kertaa voimalan kokonaiskorkeus ja poikkeustapauksissa 1,0 kertaa voimalan kokonaiskorkeus, jolloin turvaetäisyydeksi tässä tapauksessa muodostuu noin 255 m ja poikkeustapauksessa 170 m. Voimalan etäisyys sähköasemaan on noin 250 m ja kaasuvoimalaan yli 300 m.



Kuva 6-7 Kaasuputki ja voimajohto.



Kuva 6-8 Jätteenkäsittelykeskuksen toiminnot, yleissuunnitelma 2012–2016.

Vaikutukset kaavoitukseen ja maankäyttöön

Sijoitusvaihtoehdot VE A ja VE B sijoittuvat molemmat asemakaavan yhdyskuntateknistä huoltoa palvelevien rakennusten ja laitosten korttelialueelle (ET-2), jolle on määrätty rakennusoikeutta 165 000 k-m². Ämmässuon hyötykäyttöalueen toimintojen kehittämisen ja Ämmässuon yleissuunnitelmassa 2012–2016 esitetyn hyötykäyttöalueen laajennuksen kannalta korttelialueen reunaan Högborgsbergetille sijoittuva vaihtoehto VEA on parempi kuin VEB.

Tarkasteltavan tuulivoima-alueen vaihtoehdot VE A ja VE B sijoittuvat voimassa olevan osayleiskaavan yhdyskuntateknisen huollon alueelle (ET). Ämmässuo on kaavassa osoitettu kaatopaikka-alueeksi (EK). Alueen pohjoisosa on osoitettu virkistysalueeksi (V) ja teollisuusalueeksi (T) Turunväylän eteläpuolella. Tuulivoimala soveltuu hyvin lähialueelle osayleiskaavassa osoitettuihin muihin maankäytön aluevarauksiin, eikä edellytä osayleiskaavan muutosta.

Tuulivoimalan sijoittuminen yhdyskuntateknisen huollon alueelle (ET-2) tulee edellyttämään asemakaavasta poikkeamista. Poikkeusluvan myöntäminen olisi mahdollista maankäyttö- ja rakennuslain MRL 172 §:n 2 ja 3 momentin perusteella.

Tarkasteltava tuulivoima-alue sijoittuu maakuntakaavan jätteenkäsittelyalueelle (EJ1), jossa alue varataan jätteiden vastaanottoon, käsittelyyn ja/tai loppusijoitukseen sekä vaihtoehtoiseksi sijoituspaikaksi energia- ja jätehuoltoa palvelevia laitoksia varten (EJ/EN). Yhden tuulivoimalan sijoittaminen ei edellytä maakuntakaavan muutosta.

Tuulivoimalan tekninen huolto ja sähkönsiirto on mahdollista ratkaista. Hankevaihtoehto VE A edellyttää kaasuvoimalaan johtavan 110 kV voimajohdon siirtoa riittävän suojaetäisyyden varmistamiseksi. Tuulivoimarakentaminen sopeutuu alueen maisemaan ja ympäristöön.

7. KANNATTAVUUS JA LIIKETOIMINTAMALLIT

7.1 Liiketoimintamallit

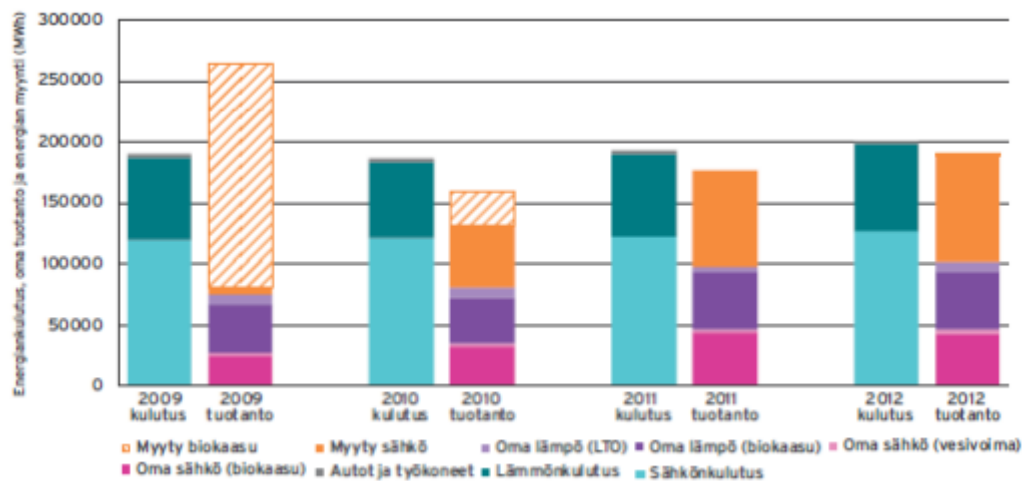
7.1.1 Liiketoimintamallien tarkastelun lähtökohdat

Liiketoimintamallien tarkastelun teknisenä lähtökohtana on HSY:n omalle kiinteistölle toteutettava yhden tuulivoimalan hanke. Ämmässuon tuulivoimalan suunniteltu teho on 3 MW ja arvioitu vuosituotanto noin 11,3 GWh eli 11 300 MWh (Numerola 2013).

Lähtökohdaksi on annettu, että Ämmässuon tuulivoimala tuottaa sähköä joko Ämmässuon alueen omaan käyttöön tai syöttötariffia hyödyntäen valtakunnan verkkoon (todennäköisempi vaihtoehto). Omaan käyttöön liittyvät seuraavat lähtötiedot, jotka kuvaavat Ämmässuon sähkönkulutusta.

HSY:n energiataseen kokonaisuutta kuvaa alla oleva kaavio, joka kuvaa HSY:n roolia sekä sähköön ostajana että myyjänä. HSY Jätehuolto on sähkön nettomyyjä. HSY kokonaisuudessaan on sähkön netto-ostaja.

Taulukko 7-1 HSY:n vuosien 2010-2012 ja vastaavien toimintojen vuoden 2009 energiankulutus, oma tuotanto ja energian myynti. Vasemmat pylväät kuvaavat HSY:n kokonaisenergiankulutusta energialajeittain ja oikeat pylväät kuntayhtymän uusiutuviin energialähteisiin perustuvaa energiatuotantoa sekä omaan käyttöön että myyntiin. LTO= lämmön talteenotto.



Ämmässuon osalta alla oleva taulukko kuvaa tilannetta vuonna 2012: sähkönkulutus oli yli 16 000 MWh.

Taulukko 7-2 HSY:n sähkönkulutus toimipisteittäin.

Sähkönkulutus	2009	2010	2011	2012	muutos-% 2010-2011	osuus 2011 (%)
Jätevedenpuhdistamot	52 494	53 515	53 563	53 824	0	42
Jätevesipumppaamot	12 747	12 875	13 381	13 250	-1	10
Vedenpuhdistuslaitokset	32 284	30 611	30 841	30 594	-1	24
Vesijohtoverkosto	6 523	6 515	6 642	8 570	29	7
Ämmässuo	10 030	12 790	13 650	16 491	21	13
Sortti-asemat	1 109	1 131	1 141	1 048	-8	1
Kiinteistöt	3 869	3 429	3 251	3 415	5	3
Ilmanlaadun seuranta	140	140	113	107	-5	0
Kulutus yhteensä (MWh)	119 196	121 006	122 582	127 301	4	100
Tuotanto omaan käyttöön	26 653	34 655	45 741	46 397	1	35
Tuotanto myyntiin	5 300	51 350	79 234	87 549	10	65
Tuotanto yhteensä (MWh)	31 953	86 005	124 976	133 946	7	100

HSY:llä on useita rajapintoja sähkömarkkinaa (tilanne keväältä 2013, keskittämissuunnitelmia olemassa). Ostosähkö hankitaan pienempiin kulutuskohteisiin Helsingin alueelle Heleniltä, Espooseen Fortumilta ja Vantaalle Vantaan Energialta. Suurempien kulutuskohteiden sähköenergia ostetaan sähköpörssistä vaihtuvahintaisilla sopimuksilla. HSY:n maksaman pörssisähkön hinta määräytyy sen mukaan millaisia kiinnityksiä (hankinnan suojauksia pörssin finanssituotteilla) on tehty Nord Poolin sähköpörssiin. Helsingin kohteiden osalta kiinnityksistä vastaa HSY:n hankinta ja välittäjänä toimii Helen. Espoon ja Vantaan kohteiden osalta hankinnat on tehty kaupunkien yhteishankintojen kautta, joissa välittäjänä toimii Energiakolmio Oy. Hinta määräytyy kiinnityspolitiikan mukaisesti, jolloin HSY:n maksama hinta eri toimittajille on suunnilleen samaa tasoa.

Liiketoimintamallin lähtökohtina voidaan pitää myös:

1) HSY:n nykyistä liiketoimintaa biokaasun tuotannossa ja myynnissä.

- Suomenojan jäteveden puhdistamo 3,5 milj.m³
- Viikinmäen jäteveden puhdistamo 12,2 milj. m³
- Ämmässuon kaatopaikka 56,6 milj. m³

Kaasu hyödynnetään yhdistetyssä sähkön- ja lämmön tuotannossa. Puhdistamoilla sähkö tulee HSY:n omaan käyttöön, Ämmässuon kaatopaikalla myös myyntiin. Lämpö tulee omaan käyttöön.

HSY myy Suomenojan raakabiokaasua Gasumille. Gasum investoi ja operoi jalostuslaitosta. Jätevesilietteistä tuotetaan mädättämällä vuodessa n. 3 milj. m³ biokaasua, joka jalostetaan ja syötetään kaasuverkkoon.

2) HSY:n nykyistä tytäryhtiörakennetta ja meneillään olevaa yhtiöittämisprosessia

HSY:n tytäryhtiöitä ovat Pääkaupunkiseudun vesi Oy (80,5 % osakepääomasta) ja HSY Holding Oy (100 %) ja osakkuusyhtiöitä Pääkaupunkiseudun kierrätyskeskus Oy (25,7 %) sekä kiinteistöyhtiöt, joissa HSY:llä on toimitiloja.

HSY:ssä on meneillään yhtiöittämisprosessi. Kuntalaki edellyttää yhtiöittämään markkinaehtoiset toiminnot. Tuulivoimatuotanto ei kuulu tähän kokonaisuuteen.

3) HSY:n mahdollisuuksia investoida tuulivoimaan ja hanketoiminnan osaamista.

HSY jätehuollon investointitaso on 20 M€ vuodessa, joten tuulivoimahanke integroituu jouhevasti osaksi 10 vuoden investointiohjelman. Hanke katsotaan mahdolliseksi rahoittaa HSY:n kassavirrasta.

Tuulivoimahankkeen vaatimat ylätasoinen toimintamallit ja kompetenssit ovat olemassa aiempien HSY:n voimantuotantoinvestointien pohjalta.

Lähteet: HSY:n nettisivut, Gasumin nettisivut, HSY:n energiatase 2012, HSY:n energiatehokkuussuunnitelma 2012–2016.

7.1.2 Lähtökohtia tuulivoimatuotannon taloudelliseen tarkasteluun

Investointi- ja kannattavuuslaskelmia Ämmässuon suunnitellulle tuulivoimalalle on esitetty tarkemmin seuraavissa kappaleissa 6.2. ja 6.3. Laskelmat on tehty todennäköisimmälle mallille jossa HSY investoi tuulivoimalaan ja operoi sitä myyden kaiken tuotannon syöttötariffilla markkinalle. Laskelma tuottaa investoinnin takaisinmaksuajaksi 5–7 vuotta.

Yleisesti voidaan todeta että itse tuulivoimalaitosten osuus kokonaisinvestoinnista on kuivalla maalla tyypillisesti 65–80 %. Loppuosa koostuu maarakennustöiden (perustukset, tiet, nosto- ja asennusalueet) kustannuksista (noin 13 %), sähkötöistä ja kaapeloinnista (8 %), sähköverkkoon liittämisen kustannuksista (6 %), suunnittelun ja valvonnan kustannuksista (1%), asennus- ja käyttökustannuksista (1 %) sekä vakuuttamisesta (1 %) (lähde: Suomen Tuulivoimayhdistys).

Tuulituottaja vastaa kantaverkkoon liittymän kustannuksista, tuotantotaseensa ylläpidosta aiheutuneista kustannuksista ja oman tuotantonsa myynnistä.

Tuulivoiman tuottaja tekee sopimuksen sähköverkkoon liittymisestä ja sähkönsiirrosta jakeluverkonhaltijan kanssa. Verkonhaltija on veloitettu liittämään verkkoon sähköntuottajan, jonka sähkölle on ostaja. Uuden sähköntuottajan, jonka tuotantolaitos on yli 2 MW, on katettava verkon vahvistamisen kustannukset. Osa verkonhaltijoista veloittaa verkon rakentamisen kustannuksia liittyjältä liittymismaksuna, osa käsittelee verkon rakentamisen normaalina verkon parantamisena, mikä veloitetaan siirtotariffeina. Verkonhaltija veloittaa sähköntuottajalta siirtotariffia, joka muodostuu kiinteästä maksusta ja energiamaksusta, joka voi vaihdella vuorokauden ajankohdan ja vuodenajan mukaan.

Pohjoismaisen sähkömarkkinan peruselementti on sähköpörssi, jossa on käytössä päivämarkkina (day-ahead), päivänsisäinen markkina (intra-day) sekä säätösähkömarkkina (balancing power market). Tuulivoimatuottajan kannalta intra-day markkina mahdollistaa tarkemmat tuotantoennusteet ja pienemmät tasekustannukset kuin pelkkä day-ahead markkina.

Sähkömarkkinoilla ostetaan ja myydään sähköä myös pörssin ulkopuolella, jolloin puhutaan OTC (Over The Counter)-markkinoista. OTC-markkinoilla tehdään yleensä pitkäaikaisia kahdenkeskisiä hankintasopimuksia sähkönkäyttäjän, esim. tyypillisesti teollisuuslaitoksen, perustarpeen kattamiseksi.

Pohjoismaisissa kukin sähköntuottaja vastaa tasevirheestään (myydyn sähkön ja toteuman ero) kuten kuluttajakin. Seuraavana on esimerkki tämän vastuun toteutumisesta.

Huittisissa Pahkionvuoren 3,6 megawatin tuulipuisto toimii täysin sähkömarkkinoiden armoilla. Tuulivoimalat omistava yhtiö joutuu sitoutumaan etukäteen seuraavan päivän sähköntuotantoon ennustamalla tunneittain seuraavan päivän tuotannon. Mikäli tuotantoennuste ei toteudu, voi yhtiölle koitua tuhansien eurojen lasku. Ari Mahlamäki Pahkionvuoren tuulivoimalat omistavasta Lännen Lintu Oy:stä kokee nykyisen mallin olevan iso riski pienelle tuulivoimayrittäjälle.

- Huonommassa tapauksessa sähkön tuottaminen maksaa meille. Jos ennustamme esimerkiksi kahden megawatin tuotannon ja tuotammekin vain yhden, joudumme ostamaan toisen megawatin tasesähköä, Mahlamäki selventää.

Toistaiseksi heikot tuuliolot tai yllättävät tuotantokatkokset ovat osuneet Pahkionvuorella sellaiseen saumaan, jossa pörssisähkö on ollut kohtuuhintaista. Joulukuussa pörssisähkön hinta nousi kuitenkin useaan otteeseen jopa 2000 euroon megawattitunnilta, mikä sai Pahkionvuoren tuuliyrittäjät pyyhkimään hikeä otsalta.

Tuulisähkön myynnistä on tehtävä myyntisopimus. Tuotanto voidaan myydä sähkön myyntiyhtiölle tai suoraan kuluttaja(i)lle, mikäli myös kulutus mitataan tunneittain. Tuulivoimasähkön myyntisopimusta ei tarvita, jos tuottaja kuluttaa kaiken tuulivoimalaitoksen tuotannon itse. Tällöin sekä tuotantopisteessä että kulutuspisteessä on oltava tuntienenergiamittari. Jos tuulivoiman tuotanto ylittää hetkellisestikin tuntitasolla kulutuksen, on lopulle tuotannolle tehtävä sähkönmyyntisopimus. Sähkönmyyntiyhtiötä voi käyttää välikätenä: Myyntiyhtiö ostaa kaiken tuulivoimalaitoksen tuotannon ja myy sen tuulivoimalaitoksen omistajille.

Tuulivoimalan vuotuisten käyttö- ja kunnossapitokustannusten arvioidaan olevan noin 2–3 % projektin alkuperäisistä investointikustannuksista.) (lähde: Suomen Tuulivoimayhdistys). Käyttö- ja ylläpitokustannukset muodostuvat:

- Kunnossapitokustannuksista,
- Operointi- ja hallinnointikustannuksista
- Vakuutuskustannuksista

Ennakoiva ja korjaava kunnossapito hoidetaan lähes poikkeuksetta tuulivoimalavalmistajan huoltosopimuksilla, joiden kesto on 10-15 vuotta. Sopimusaikana kustannus on ennakoitavissa, ja normaalisti ainakin osa kustannuksesta määräytyy tuotetun energian mukaan (€/MWh). Kunnossapitosopimukseen liittyy valmistajan antama käytettävyystakuu, jolloin valmistaja korvaa vikatilanteista johtuvan käytettävyyden alituksen aiheuttaman tuotannon menetyksen. Tyypillinen käytettävyystakuu yksittäiselle tuulivoimalalle on 95–97 %. Käytettävyystakuulla on merkitystä myös vakuutuskustannuksiin, joiden arvioidaan olevan korkeintaan joitain tuhansia euroja vuodessa.

7.1.3 Valikoitua verrokkietoa

Metsähallitus

Metsähallitus on ollut mukana tuulivoiman hankekehityksessä vuodesta 2009. Laatumaan tuulivoimatiimi on tässä keskeinen organisaatio. Metsähallitus kartoittaa valtion mailla tuulivoimatuotantoon soveltuvat alueet. Alueen löydyttyä käynnistyvät tuulimittaukset, infrastruktuurin esisuunnittelu eli voimaloiden, sähköliittymien ja tiestön sijoittelu, alueen kaavoitus sekä ympäristövaikutusten arviointi.

Metsähallitus ei ole osakkaana tuulivoimatuotantoa harjoittavissa yhtiöissä, eikä se investoi itse rakentamiseen. Sen sijaan se myy yhteistyökumppaneilleen käyttöoikeuden maa-alueeseen, joka on soveltuva ja täysin valmis tuulivoimaloiden rakentamiseen. Valtion maiden haltijana Metsähallitus on alueilla kuitenkin pysyvä toimija. Metsähallituksen tehtävänä on toimia myös yhteyselimenä paikallisten toimijoiden ja tuulivoimatuottajien välillä.

Metsähallituksella on tällä hetkellä yhdeksän eri vaiheissa olevaa tuulivoimahanketta. Vireillä olevissa hankkeissa on yhteensä vajaa 300 voimalaa

Lähde: Metsähallituksen nettisivut

TuuliWatti erityisesti Porin Peittoon kierrätyspuiston alueella

Peittoon tuulipuistoon toteutetaan 12 tuulivoimalaa, joiden suunniteltu kokonaisnimellisteho on 54 MW. Tuotettu energia siirretään valtakunnanverkkoon Isosannan sähköasemalle rakennettavan 110 kV voimajohdon kautta.

Porin kaupunki vuokraa maa-alueen TuuliWatille. Porin kaupunki on investoinut alueen vaatiman infrastruktuurin, kuten tiestön, rakentamiseen TuuliWatin kanssa sovitulla työnjaolla

Tuulivoimaloiden liittämiseksi sähköverkkoon alueelle rakennettiin 110 kV voimajohto ja sähköasema, johon tuulivoimaloiden 20 kV kaapelointi yhdistetään. Porin Energia on tehnyt investointeja tähän TuuliWatin kanssa sovitulla työnjaolla.

TuuliWatti omistaa voimalat ja operoi niitä.

Lähde: TuuliWatti Oy:n ja Porin kaupungin nettisivut

S-ryhmä TuuliWatin omistajana

S-ryhmä omistaa S-Voima Oy:n kautta 50 % TuuliWatista. S-ryhmän mukaan tuulivoimatuotannon lisääntyminen laskee sähkön hintaa ja alentaa siten sähkönkäytön kustannuksiamme.

Vuonna 2013 omalla tuulivoimalla tuotettiin 10,7 prosenttia S-ryhmän käyttämästä sähköstä. Jo rakenteilla olevien tuulipuistojen myötä osuus nousee 25 prosenttiin vuoden 2014 lopussa ja tavoitteena on kasvattaa se 50 prosenttiin vuoden 2016 loppuun mennessä.

Lähde: S-ryhmän nettisivut

Lumituuli Oy

Lumituuli Oy:ssä on noin 1200 osakasta, lähes kaikki yksityishenkilöitä. Tuulisähkö myydään ensisijaisesti yhtiön osakkaille.

Lumituuli myy tuotetun tuulisähkön osakkailleen Ekosähkö Oy:n kautta. Ekosähkö Oy ostaa Lumituulelta ylimääräisen tuulisähkön, joka ei mene osakkaille.

Osakkaiden ei ole välttämätöntä ostaa sähköä Lumituulelta, vaan voivat pitää osakkeitaan puhtaana sijoituksena. Osakkaita Lumituulella on sen verran, että yhtiö pystyy toimittamaan tuulisähköosuudet niitä haluaville.

Ekosähkö Oy hoitaa Lumituulen sähkön laskutuksen ja sähkötaseen ja myy puuttuvan osan sähköstä asiakkaille Ekosähkönä, ja toisaalta ostaa myös kaiken ylijäävän sähkön.

Lähde: Lumituuli Oy:n nettisivut

Taaleritehdas

Taaleritehdas suunnittelee noin 100 tuuliturbiinia kymmeneen eri kohteeseen Lounais- ja Etelä-Suomessa sekä 35-51 tuuliturbiinin hanketta Posiolle. Taaleritehtaan tavoitteena on toimia sähkömarkkinoilla minimoiden riskitekijöitä. Energiakolmio järjestää Taaleritehtaan koko tuulivoimatuotannon myynnin markkinalle. Energiakolmio on rakentanut tuulivoimatuotannolle soveltuvan palvelutarjonnan.

Lähteet: Taaleritehtaan ja Energiakolmion nettisivut

Muukon tuulivoimapuisto Lappeenrannassa

Muukon tuulivoimapuistoa rakentamaan ja toteuttamaan on perustettu yhtiö nimeltä TuuliMuukko Ky. TuuliMuukon omistajina toimivat LähiTapiola 90 prosentin osuudella sekä TuuliSaimaa Oy 10 prosentin osuudella. TuuliMuukko on erillinen yhtiö, jonka tehtävänä on ollut Muukon tuulivoimahankkeen valvonta ja yleinen projektinjohto. Hankkeen valmistumisen jälkeen TuuliMuukko jatkaa tuulivoimapuiston tuotantoyhtiönä. TuuliSaimaa toimii palveluntarjoajana TuuliMuukolle, joka ostaa tarvitsemansa hallinto- ja muut palvelut TuuliSaimaalta.

Muukon tuulivoimahanke on rahoitettu yksityisellä pääomalla sekä Nordean myöntämällä rahoituksella. Yksityinen pääoma tulee TuuliSaimaa Oy:ltä sekä LähiTapiolalta. LähiTapiolaan kuuluva Kiinteistö-Tapiola on perustanut tuulivoimaa varten oman pääomarahaston, jolla rahoitetaan eri tuulivoimapuistohankkeita Suomessa 100 miljoonalla eurolla. Kokonaiskustannuksiltaan Muukon tuulivoimapuisto on 25 miljoonan euron arvoinen investointi.

Empower hoitaa TuuliMuukon tuottaman sähkön myynnin sekä toimii tasevastaavana.

Lähde: Herää Suomi tuulivoimaan! Tapaustutkimus tuulivoiman poliittisten, sosiaalisten ja hallinnollis-institutionaalisten esteiden ilmenemisestä Muukon tuulivoimahankkeessa Lappeenrannassa. Ympäristöpolitiikan ja -oikeuden pro gradu -tutkielma. Essi Römpötti 2014.

7.1.4 Tuotannon kaupallisen hyödyntämisen periaatemallit

Tuotannon kaupalliseen hyödyntämiseen on kolme perusvaihtoehtoa a, b, c, jotka kuvattu seuraavaksi.

Vaihtoehto a: Kaiken tuulivoimalla tuotetun sähkön myynti markkinoille

Tuulivoimatuottaja (esim. "Ämmästuuli Oy") myy kaiken sähkön sähköyhtiölle tai pörssiin välittäjän (Broker) kautta, ja saa syöttötariffin vähennettynä välityspalkkiolla. Yhtiö jakaa vuosittain osinkoa voitosta omistajille.

Vaihtoehto b: Hyödyntäminen omaan käyttöön markkinarajapinnan kautta

Tämä malli edellyttää sopimussuhdetta sähköyhtiön (myyjä/ostaja) tai välittäjän ("Broker") kanssa, jotta HSY saa ostettua edullisempaa tuulisähköä omaan käyttöön. Yhtiö tai Broker laskuttaa normaalihintaa siitä sähkönkäytöstä, joka ylittää tuulivoimatuotannon.

- Omakustannemalli: Omakustannemallissa HSY saa edun halvemman tuulisähkön muodossa. Broker laskuttaa tuulisähkön omakustannehinnan HSY:ltä.

- Nettovähennysmalli: Broker ei laskuta tuulisähkön osuutta HSY:ltä. Nettovähennysmallissa Broker ottaa kaiken sähkön itse ja jättää vastaavan tuulisähkömäärän laskuttamatta HSY:ltä. Yhtiö / Broker voi ehdottaa korvausta HSY:ltä tasevastuusta.

Alla ovat em. mallit kuvattuna tuulivoimaosuuskunnan tapauksessa (Lähde: Vindkraftföreningen)

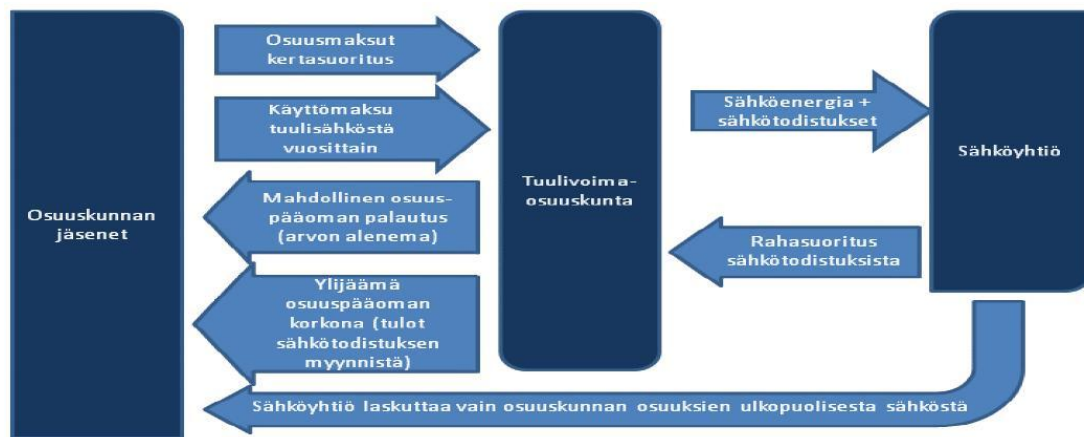
Tuulivoimaosuuskunta – Omakustannemalli

Omakustannemallissa jäsenet sijoittavat pääomaa ja saavat jäsenyydellään etuja halvemman tuulisähkön muodossa. Sähköyhtiö laskuttaa vain tuulisähkön omakustannehinnan jäseniltä. Sähköyhtiö palauttaa omakustannehinnan tai pitää sen korvauksena tasevastuusta. Yksinkertaisin malli olisi, jos jäsenet maksaisivat sähköyhtiölle ainoastaan korvausta tasevastuusta. (esim. 2 €/MWh).



Tuulivoimaosuuskunta – Nettovähennysmalli

Nettovähennysmallissa sähköyhtiö ottaa kaiken sähkön itse ja jättää vastaavan tuulisähkömäärän laskuttamatta osuuskunnan jäseniltä. (esim. 1 000 kWh/osuus). Mallissa sähköyhtiö voi nostaa korvausta osuuskunnalta tasevastuusta (esim. 2 €/MWh)



Vaihtoehto c: Suora hyödyntäminen omaan käyttöön (syöttö oman sähkökeskuksen kautta "sisäverkkoon")

- Sähkö käytetään suureksi osaksi käyttöpaikalla. Tuulivoimalla tuotettu sähkö yhdistetään teknisesti suoraan HSY:n verkkoon Ämmässuolla, ja ylijäämä myydään markkinoille.
 - *Ämmässuon muuntajan koko 20 MVA rajoittaa omakäytön maksimissaan 13-14 MVA:han (tarkistetaan)*
- Tuotanto ja kulutus mitataan erikseen.
- Tuulivoimala kytkeytyy irti verkosta verkon laatukriteerien vaarantuessa tai verkon ollessa jännitteetön.
- Käyttämättä jäänyt tuotanto myydään tyypillisesti sähkön myyjälle, joka hyvittää tuotannosta energialaskutuksen yhteydessä. Tuotannosta hyvitetään markkinahinta, josta vähennetään välityspalkkio. Sähkön myyjä kantaa riskin tuotannon toteutumisesta ennustamattomalla tavalla ja hinnoittelee tämän välityspalkkioonsa.
- HSY pystyy hyödyntämään syöttötariffia ylijäämäsähkön osalta, sillä tarifiin oikeuttava energiamäärä mitataan yleisen sähköverkon liityntäpisteessä. Tuulivoiman suora oma käyttö ei matalilla sähkön hinnoilla (kuten tätä selvitystä tehdessä) ole taloudellisesti järkevää. Pitkällä tähtäimellä sähkön hinnan mahdollisesti noustessa se voi tulla järkeväksi.

Lähteenä on käytetty Empowerin materiaalia.

7.1.5 Liiketoimintamallit – johdanto

Neljän eri liiketoimintamallin tarkastelussa HSY:n roolia vaihtoehtoisissa liiketoimintamalleissa voidaan alustavasti havainnollistaa esimerkiksi seuraavasti:

1. HSY toteuttaa itse investoinnin – TUULIVOIMALAN OMISTAJA JA YLLÄPITÄJÄ
2. HSY käyttää voimalaa leasing-sopimuksella – TUULIVOIMALAN OPEROIJJA
3. HSY on osakkaana voimalassa – ENERGIAOSAKAS MANKALA-MALLISSA (TAI VASTAASSA)

4. HSY vuokraa maan tuulivoimayhtiölle – MAHDOLLISTAJA

Eri liiketoimintamallien konseptuaalisessa tarkastelussa kuvataan:

- HSY:n roolia, vastuita ja velvollisuuksia
- HSY:n taloudellista panosta ja sen laatua
- HSY:ssä tarvittavaa osaamista ja prosesseja
- Tarvittavia avainkumppanuuksia
- HSY:n ansaintamallia, tuloslaskelma- ja tasevaikutuksia
- Keskeisiä HSY:n taloudellisia ja operatiivisia riskejä
- Tavanomaisesta poikkeavia mahdollisia hyötyjä (upside).

7.1.6 Malli 1: HSY toteuttaa itse investoinnin

Tässä liiketoimintamallissa HSY toteuttaa itse tuulivoimainvestoinnin ja ryhtyy voimantuottajaksi. Tämä voi tapahtua HSY:n in-house-toimintona tai 100 % omistetun tytäryhtiön kautta.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
HSY:n rooli	Inhouse -toiminto: kokonaisvastuullinen voimantuottajayksikkö HSY:n organisaation sisällä. 100 % omistaja "Ämmästuuli Oy:ssä". Järjestää oman pääoman ehtoista rahoitusta ja/tai lainojen takauksia investointiin. Ämmästuuli Oy järjestää kokonaisrahoituksen, investoi, rakennuttaa, omistaa ja on vastuussa operoinnista, käyttäen alihankkijoita.
HSY:n vastuut ja velvollisuudet	Inhouse -toiminto: kokonaisvastuu investoinnista, liiketoiminnan kannattavuudesta ja riskeistä Osakeyhtiö: Ämmästuuli Oy:llä on kokonaisvastuu investoinnista, liiketoiminnan kannattavuudesta ja riskeistä. Vastuut voidaan osakeyhtiölain pohjalta rajata osakeyhtiön sisälle.
HSY:ssä tarvittava osaaminen ja prosessit	Inhouse: Tarvitaan osaamista tuulivoimainvestoinnista ja tuulivoimatuotannosta vähintään "ylätasolla", sekä palveluiden ja alihankintojen ostamisen osaamista. Tätä osaamista on kumuloitunut aiemmissa energiantuotantohankkeissa. Ämmästuuli Oy:ssä tarvitaan osaamista tuulivoimainvestoinnista ja tuulivoimatuotannosta vähintään "ylätasolla", sekä palveluiden ja alihankintojen ostamisen osaamista. HSY:n osaamistarpeet: omistajuus, sijoittajatoiminta
Tarvittavat kumppanuudet	Projektinjohtokonsultti, tuulivoimalan valmistaja, sähkön markkinarajapintaa hoitava taho, O&M-toimija (alkuvaiheessa tuulivoimalan valmistaja), käytönaikainen konsultointi
Ansaintamalli	Inhouse: omakustanteisen sähkön hyödyt (jos markkinahinta korkea). Syöttötariffista saadut taloudelliset hyödyt, jos tuotanto myydään kokonaan markkinalle.

	Ämmästuuli Oy: Osingot. Mankala -tyyppisesti HSY voi ehkä ostaa tuotannon omakustannushintaan ja välittää sen markkinalle, jolloin osakeyhtiö käytännössä nollatuloksellinen, ja HSY saa syöttötariffin hyödyn.
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Inhouse -yksikkö: kasvava ulkopuolinen liiketoiminta HSY:n ”sisällä” – vaikutukset HSY:n toimintamalliin, myös verovaikutukset tarkistettava Ämmästuuli Oy: Uuden tytäryhtiön perustaminen ja pyörittäminen voi olla liian työläs ja kustannuksia tuova, hankala prosessi suhteessa hankkeen kokoon.
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Synergiat biokaasun tuotantoon. HSY profiloituu organisaationa uusiutuvan energian tuottajaksi (vrt. biokaasu).
Tuloslaskelmavaikutukset	Hankkeen valmistelun kustannukset Inhouse: tuulivoimatuotannon tuotot, kustannukset, rahoituskulut ja poistot tuulivoimalasta (käyttöomaisuudesta) vaikuttavat inkrementaalisina erinä HSY:n tuloslaskelmaan. Ämmästuuli Oy (100 %): Tulos konsolidoidaan HSY:n konsernitulokseen; osinkotuotot näytetään tuloslaskelmassa, jos niitä halutaan.
Tasevaikutukset	Inhouse: Taseessa näkyy investointihankkeen mahdollinen velkarahoitus, valmis tuulivoimala käyttöomaisuudessa Ämmästuuli Oy: osakkeet HSY:n taseessa, samoin mahdolliset pääomalainat ja/tai lainanvakuudet vastuina

7.1.7 HSY käyttää voimalaa leasing-sopimuksella

Tässä mallissa HSY:n valitsema rahoittaja hoitaa investoinnin, ottaa voimalan taseeseensa ja tekee lease-backin HSY:lle. HSY toimii voimalan operaattorina ja maksaa rahoittajalle leasing-vuokraa. Operaattoritoiminta voidaan hoitaa joko inhouse -toimintona (yksikkönä HSY:n sisällä) tai osakeyhtiönä ("Ämmästuuli Oy").

Tarkastelun kohde	Kuvaus
HSY:n rooli	Leasingrahoittajan hankinta ja sopimus rahoittajan kanssa. Voimalan operointiprosessi (O&M) ja sähkön markkinoillevienti
HSY:n vastuut ja velvollisuudet	HSY:llä on kokonaisvastuu liiketoiminnan kannattavuudesta ja riskeistä. Investointihankkeen riskejä kantaa leasingyhtiö. Leasing-sopimuksen vakuutena toimii tyypillisesti yhdistelmä voimalaomaisuudesta ja ennakoidusta / sovitusta kassavirrasta.
HSY:ssä tarvittava osaaminen ja prosessit	Leasing -rahoitus ja siihen liittyvät sopimukset investoinneissa. Tuulivoimatuotanto ylätasolla. Palveluiden ja alihankintojen ostamisen osaaminen
Tarvittavat kumppanuudet	Leasing -rahoittaja, tuulivoimalan valmistaja, O&M-toimija (alkuvaiheessa tuulivoimalan valmistaja), sähkön markkinarajapintaa hoitava taho, käytönaikainen konsultointi
Ansaintamalli	Omakustanteisen sähkön hyödyt (jos markkinahinta korkea). Syöttötariffista saadut taloudelliset hyödyt, jos tuotanto myydään kokonaan markkinalle.
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Markkinariski (hintaa, volyymi), jota laitevalmistajan käytettävyydestä ja mahdollisuus sähkön omaan käyttöön pienentää.
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Leasing -rahoittaja voi saada rahoitusta edullisesti esim. hyödyntämällä EU:n ulkopuolisia transaktioita (cross-border leasing).
Tuloslaskelmavaikutukset	Hankkeen valmistelun kustannukset Inhouse -yksikkö: Tuulivoimatuotannon tuotot ja kustannukset, mukaan lukien leasing-vuokra, vaikuttavat inkrementaalisina erinä HSY:n tuloslaskelmaan. Ämmästuuli Oy (100 %): Tulos konsolidoidaan HSY:n konsernitulokseen; osinkotuotot näytetään tuloslaskelmassa.
Tasevaikutukset	Inhouse: Taseen vastuissa näkyy Leasing -sopimus. Ämmästuuli Oy: osakkeet HSY:n taseessa

7.1.8 HSY on osakkaana voimalassa

Tämä malli on periaatteiltaan Suomessa tyypillinen Mankala -malli eli keskinäisten yhtiöiden malli. Tuulivoimatuottaja myy sähkön osakkailleen omakustannushintaan, joka määritellään vuosittain toteutuneiden kulujen ja tuotannon mukaan. Osakas käyttää sähkön itse tai kierrättää sen sähkömarkkinan kautta, jolloin saa myös käytännössä omakustannushinnan hyödyn (tyypillisempi tapaus kun osakkaana esim. energiayhtiötä). Osakkaat kantavat markkinariskit. Tuottajayhtiö saa tyypillisesti edulliset lainaehdot, koska osakkaat takaavat tulovirran. Tällaisia yhtiöitä ovat mm. Hyötytuuli Oy, PVO:n osakkuusyhtiö PVO-Innopower Oy, sekä Fortum-johtoinen Tunturituuli Oy.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
HSY:n rooli	XX % omistaja "Ämmästuuli Oy:ssä". Järjestää oman pääoman ehtoista rahoitusta tai lainojen takauksia omistussuhteensa suhteessa. Ämmästuuli Oy hallinnoi kokonaisrahoituksen, investoi, rakennuttaa, omistaa ja on vastuussa operoinnista, käyttäen alihankkijoita.
HSY:n vastuut ja velvollisuudet	Ämmästuuli Oy:llä on kokonaisvastuu investoinnista. HSY:llä on vastuu oman osuutensa taloudellisesta hyödyntämisestä sekä siihen liittyvä markkinariski. HSY:n rooli on "suureen yleisöön" päin kuitenkin selkeästi vahvempi – koetaan että HSY on vastuussa Ämmäsuon alueella tapahtuvista asioista kokonaisuutena.
HSY:ssä tarvittava osaaminen ja prosessit	Ämmästuuli Oy:ssä tarvitaan osaamista tuulivoimainvestoinnista ja tuulivoimatuotannosta vähintään "ylätasolla" sekä palveluiden ja alihankintojen ostamisesta. HSY:n osaaminen: omistajuus, sijoittajatoiminta, sähkömarkkinatoiminta (alihankinta)
Tarvittavat kumppanuudet	Muut omistajat Rahoittaja Ämmästuuli Oy: Projektijohtokonsultti, tuulivoimalan valmistaja, käytönaikaiset konsultit ja asiantuntijat
Ansaintamalli	Inhouse: omakustanteisen sähkön hyödyt omistussuudesta
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Sähkömarkkinan riski, jota voidaan kompensoida oman käytön osuudella (opportunistinen ajattelu: korkeiden hintojen aikana omaan käyttöön korvaamaan kallista ostosähköä, matalien hintojen aikana syöttötariffilla markkinalle)
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Kumppani(t) voisivat viedä asiaa eteenpäin tehokkaasti hyödyntämällä omaa kokemustaan tuulivoimahankkeista. Luonteva mahdollisuus laajentua useamman tuulivoimalan omistajaksi
Tuloslaskelmavaikutukset	Hankkeen valmistelun kustannukset Sähkön myynnin / oman käytön inkrementaaliset vaikutukset HSY:n tuloslaskelmaan

Tasevaikutukset	Yhtiön pääomitus ja/tai lainojen takaukset pro rata muiden omistajien kanssa. Osakkeet HSY:n taseessa.
-----------------	--

7.1.9 HSY vuokraa maan tuulivoimayhtiölle

Tämä malli muistuttaa Metsähallituksen toimintamallia, jossa Metsähallitus toimii tuulivoimainvestointien aktiivisena mahdollistajana.

Tarkastelun kohde	Kuvaus
HSY:n rooli	Tuulimittaukset, infrastruktuurin esisuunnittelu, sähköliittymien ja tiestön sijoittelu, alueen kaavoitus, ympäristövaikutusten arviointi. HSY vuokraa maan tuulivoimayhtiölle ja antaa käyttöoikeuden maa-alueeseen.
HSY:n vastuut ja velvollisuudet	Maa-alueen luvattuun soveltuvuuteen liittyvät vastuut tuulivoimayhtiötä kohtaan HSY:n rooli on ”suureen yleisöön” päin kuitenkin selkeästi vahvempi – koetaan että HSY on vastuussa Ämmässuon alueella tapahtuvista asioista kokonaisuutena.
HSY:ssä tarvittava osaaminen ja prosessit	Muihin vaihtoehtoihin verrattuna vähäiset
Tarvittavat kumppanuudet	Tuulivoimayhtiö, joka lähtee investoimaan ja vuokraa HSY:ltä maan
Ansaintamalli	Vuokratulot
Taloudelliset ja operatiiviset riskit	Muihin vaihtoehtoihin verrattuna vähäiset. Toiminnan riskit tuulivoimayhtiöllä. Huomioitava kuitenkin HSY:n ilmeinen kokonaisvastuu Ämmässuon toiminnoista, vaikka tuulivoimatoimija olisi selkeästi joku muu.
Tavanomaisesta poikkeavat hyödyt (upside)	Muihin vaihtoehtoihin verrattuna vähäiset
Tuloslaskelmavaikutukset	Hankkeen valmistelun kustannukset; Vuokratuotot
Tasevaikutukset	

7.2 Investointi

Tässä selvityksessä investointi- ja käyttökustannukset sekä tuotot perustuvat kokemukseemme toteutuneista ja toteutumassa olevista hankkeista.

Tuulivoimahankkeen kustannukset voidaan jakaa tuulivoimaloiden kokonaistoimituksen hankintakustannukseen, verkkoliittymän kustannuksiin, infran ja perustusten kustannuksiin sekä

projektin kehittämisestä aiheutuneisiin kustannuksiin, joita aiheutuu mm. konsultoinnista ja lupaprosesseista.

Työ- ja elinkeinoministeriö käytti tuulivoiman syöttötariffin määrittelyn yhteydessä vuonna 2009 investointikustannuksista arviota 1 400 €/kW. Tutkimuksen mukaan käytännön investointikustannus on kuitenkin ollut Suomessa viime vuosikymmenen lopulla keskimäärin 1 550 €/kW (Mikkonen 2011). Vähäisen hankemäärän vuoksi otanta on kuitenkin hyvin pieni. Voidaan olettaa, että eri tekijöiden vaikutuksesta investointikustannusten kehityksen trendi tulee Suomessa olemaan jatkossa laskeva. Tällaisia tekijöitä ovat mm. suuremmat hankemäärät ja -koot.

7.2.1 Tuulivoimalat

Itse tuulivoimalan hankinta edustaa Ämmässuon kaltaisessa maatuulivoimahankkeessa yli 70 % hankkeen kokonaiskustannuksista. Tuulivoimalan hankinta on siis voimakkaasti investointikustannusten suuruutta ohjaava tekijä. Tuulivoimalan kustannusarvioon kuuluvat kokonaistoimitus laitteineen, kuljetuksineen ja asennuksineen. Kokonaistoimitus sisältää toimitukseen liittyvän tarvittavan suunnittelun ja asiantuntijapalvelut. Kustannusten epävarmuustekijöinä ovat erityisesti vallitseva markkinatilanne tuulivoimalamarkkinoilla ja kuljetuskustannusten osuus toimituksissa.

Yhden yksittäin hankitun n. 3 MW tuulivoimalan kustannukseksi arvioidaan 3 500 000 €.

7.2.2 Tiestö ja nostoalueet

Tiestöön liittyen epävarmuustekijöinä ovat erityisesti nykyisen tiestön hyödyntämismahdollisuudet eli kelpoisuus ja parantamistarpeet kuljetuksia ajatellen. Lisäksi merkittävä rooli on maaperän ominaisuuksilla. Arviona kustannukseksi olemme käyttäneet uuden tien osalta 200 €/m ja olemassa olevan tien leventämisen ja parantamisen osalta 150 €/m. Jos maaperä on esimerkiksi erityisen pehmeää, tiemetrin kustannus voi olla paikoin jopa 400 €/m. Arvioimme kuitenkin, että Ämmässuon olosuhteissa on perusteltua käyttää mainittuja kustannusarvioita kaikilla tieosuuksilla. Laskelmissa on huomioitu Ämmässuon nykyisestä tiestöstä voimaloille rakennettavat huoltotiet. Laskelmissa ei ole huomioitu Ämmässuon alueen muun tiestön mahdollisesti vaatimaa kunnostusta.

Voimalan yhteyteen tehtävän nosto- ja asennusalueen pinta-ala on noin tyypillisimmillään noin 5 000 m². Epävarmuutta kustannuslaskentaan aiheuttavat maaperän ominaisuudet ja varsinkin sijaintivaihtoehdon VE A kohdalla pintojen epätasaisuus sekä tästä mahdollisesti johtuvat täyttö- tai louhintatarpeet nostoalueiden tasaamiseksi. Nostoalueen rakennuskustannus vaihtelee näiden kohteen maaston ja maaperän ominaisuuksien takia välillä 30–50 €/m². Käytännössä yhden nostoalueen hinta on siis 90 000–150 000 €. Käytämme tässä selvityksessä arviona vaihtoehto VE A:n tuulivoimalan nosto- ja asennusalueen kustannukseksi vaihteluvälin keskiarvoa 120 000 € ja vaihtoehto VE B:n nosto- ja asennusalueen kustannuksina 50 000 €, koska alueen hyötykäyttöä voidaan hyödyntää rakentamisessa.

Taulukko 7-3 Arvio tiestön aiheuttamista kustannuksista.

Tuulivoimala	Uutta tietä (m)	Kunnostettavaa tietä (m)	Kustannus (€)
VE A	300	0	60 000
VE B	0	300	45 000

7.2.3 Voimalaperustusten maanrakennustyöt

Perustuksen rakennuskustannusten epävarmuustekijöitä ovat maanpinnan epätasaisuus sekä tästä johtuvat täyttö- tai louhintatarpeet perustusalueiden tasaamiseksi. Perustustyyppin muutos maanvaraisesta perustuksesta toisentyyppiseksi aiheuttaa myös epävarmuutta kustannusarvioon.

Kustannusarvio tuulivoimalan maanvaraista teräsbetoniselle gravitaatioperustukselle on 280 000 €.

7.2.4 Sähköverkkoon liittyminen

Sähkönsiirto tuulivoimalalta toteutetaan 20 kV maakaapeleilla Ämmäsuon kaasuvoimalan sähköasemalle. Maakaapelia tarvitaan arviolta 600 m. Maakaapelien reitit seuraavat alueen tiestöä. Keskijännitekaapeloinnin kokonaiskustannukseksi arvioidaan 40 €/m.

Sähkönsiirtoyhteyden rakentamisen aiheuttamat kustannukset ovat 36 000 €.

Paikalliseen sähköverkkoon liittyminen vaatii sopimuksen paikallisen sähköverkon haltijan kanssa, joka hallinnoi paikallista sähköverkkoa. Sähköverkkoon liittyjä maksaa verkon haltijalle liittymismaksun sekä sähkönsiirtomaksun tai kiinteän vuosimaksun. Liittymis- ja sähkönsiirtosopimukset sovitaan tapauskohtaisesti. Ämmäsuon sähköasema on kytketty paikallisen sähköverkon haltijan Caruna Oy:n 110 kV siirtojohdon.

7.2.5 Tietoliikenneyhteys

Voimala vaatii luotettavan tietoliikenneyhteyden. Voimala on mahdollista liittää Ämmäsuon tietoliikenneverkkoon. Tietoliikenneyhteyden rakentaminen vaatii kuitukaapeliyhteyden rakentamisen Ämmäsuon sähköasemalle, jossa voimala yhdistetään Ämmäsuon tietoliikenneverkkoon. Voimalalle aukaistaan pääsy ulkoverkkoon. Valokuidut on mahdollista sisällyttää sähkönsiirtokaapeliin ilman merkittävää lisäkustannusta. Tällöin kuitukaapelin kustannukset sisältyvät sähköverkkoon liittymisen aiheuttamiin kustannuksiin.

7.3 Investointikustannus tuulivoimaloittain

Tuulivoimalan investointikustannus on arviolta noin 4,5–4,8 miljoonaa euroa. Jos ajatellaan arviossa käytettyjen tuulivoimaloiden nimellistehoa, kokonaiskustannukseksi muodostuu keskimäärin 1 550 €/kW. Tuulivoiman investointikustannukset on esitetty seuraavassa taulukossa.

Taulukko 7-4 Investointikustannukset.

Kohde	VE A	VE B
Tuulivoimala	3 500 000 €	3 500 000 €
Uusi tie	60 000 €	- €
Kunnostettava tie	- €	45 000 €
Nostoalue	120 000 €	50 000 €
Perustus ja siihen liittyvät maatyöt	280 000 €	280 000 €
Sähkönsiirtoyhteyden rakentaminen	36 000 €	36 000 €
Voimajohdon siirtokustannus	200 000 € *	- €
Suunnittelu ja valvonta	100 000 €	100 000 €
Muut kustannukset, varaus	500 000 €	500 000 €
Yhteensä	4 796 000 €	4 511 000 €

7.4 Käyttökulut

Tyypillisesti voimalavalmistajan kanssa laaditaan kunnossapitosopimus, joka kattaa voimaloiden kunnossapidon ja käytön. Tyypillisesti kunnossapitosopimuksen kustannukset määräytyvät tuotetun tehon mukaan. Tuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannuksiksi arvioidaan muodostuvan arviolta 13–17 €/MWh. Tämä kustannus pitää sisällään myös maanvuokran, verot, vakuutukset ja muut mahdolliset kulut, kuten hallinto-, tasehallinta- ja sähkönmyyntikustannukset.

7.5 Tuotto

Kustannus- ja tuottolaskelmissa on käytetty Numerolan Tuuli- ja tuotantoselvityksen mukaisia tuotantoarvioita voimalatyypille Siemens SWT-3.0-113 napakorkeudella 120 m. Kyseinen voimalatyyppi soveltuu tehon ja koon puolesta hyvin tarkasteluun suunnitellulle alueelle. Numerolan tuotantoarvion mukaan voimalan vuotuinen tuotanto alueella on noin 11,1 GWh/a. Tuulivoimalavalmistajat takaavat tyypillisesti yksittäiselle voimalalle noin 95 % käytettävyydestä. Mikäli tuulivoimaloita on tuulivoimapuistossa enemmän kuin muutama, käytettävyydestä on tyypillisesti noin 97 %.

95 % käytettävyydestä voimalan vuotuinen tuotanto on 10,5 GWh/a. Uusiutuvalle energialla tuotetulle sähkölle maksetaan tuotantotukea 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan. 12 vuoden jälkeisestä tuotantotukijärjestelmästä ei ole tehty vielä päätöksiä. Laskelmissa voimalan käyttö- ja kunnossapitokustannukset on 15 €/MWh, joka pitää sisällään myös maanvuokran, verot, vakuutukset ja muut mahdolliset kulut. Seuraavaan taulukkoon on koottu Siemens SWT-3.0-113 voimalatyyppin vuotuiset tuotanto- ja tuottoarviot kohteessa. Takaisinmaksuaika on laskettu siitä, kun voimala alkaa tuottaa. Vaihtoehtoja VE A ja VE B ei ole huomioitu erikseen.

Taulukko 7-5 Alustavat tuotanto- ja tuottoarviot Siemens SWT-3.0-113 voimalalle.

	Perusura		Perusura+		Perusura-	
Tuotanto	Määrä	Oletus, Yksikkö				
Vuosituotanto (Numerola)	11,1	GWh/a	11,1	GWh/a	11,1	GWh/a
Käytettävyydestä mukainen vuosituotanto	10,5	95 %	10,8	97 %	10,5	95 %
Netto vuosituotto, vapaa kassavirta	719 250	€/a	758 645	€/a	687 750	€/a
Käyttö- ja kunnossapitokustannukset	157 500	15 €/MWh	140 400	13 €/MWh	189 000	18 €/MWh
Vuosituotto	876 750	€/a, 10,8 GWh/a 83,5 €/MWh	899 045	€/a, 10,8 GWh/a 83,5 €/MWh	876 750	€/a, 10,5 GWh/a 83,5 €/MWh
Takaisinmaksuaika, jos investointi 4,5 M€ (ilman rahoituskustannuksia)	6,3 vuotta		6 vuotta		6,6 vuotta	
Takaisinmaksuaika, jos investointi 4,8 M€ (ilman rahoituskustannuksia)	6,7 vuotta		6,4 vuotta		7 vuotta	

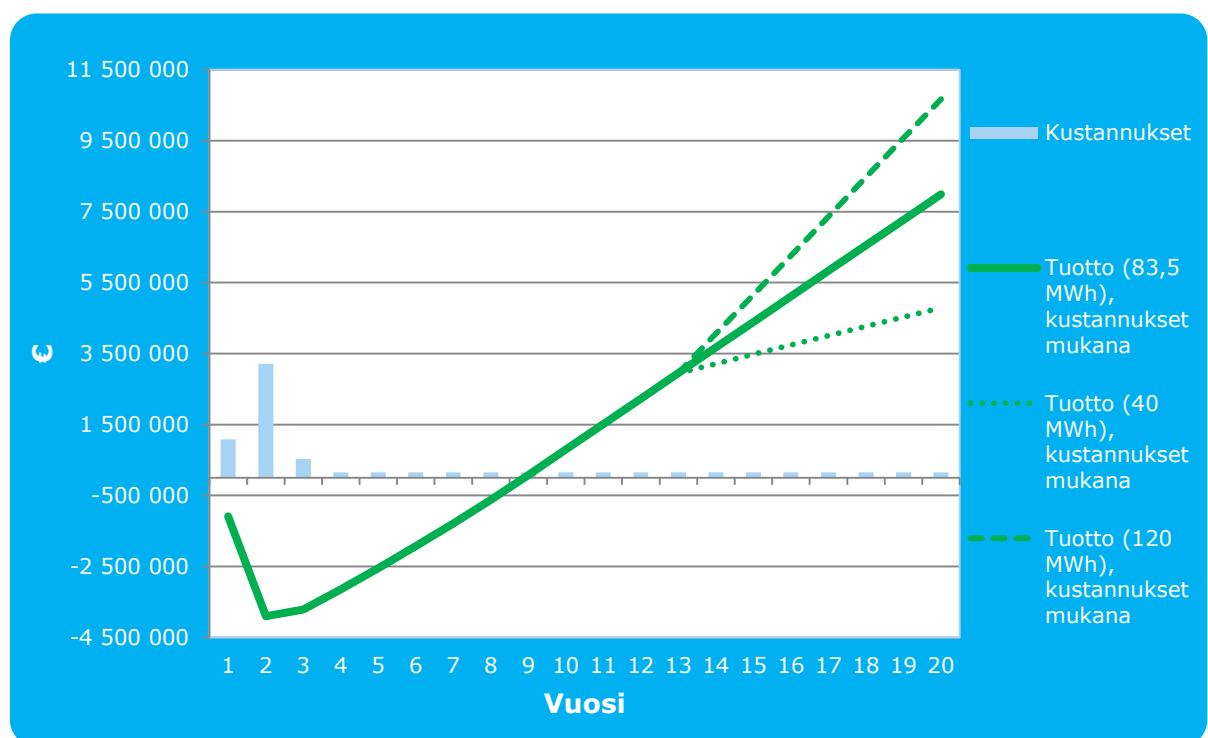
Seuraavassa kuvaajassa ja taulukossa on esitetty esimerkinomaisesti voimalahankinnan tuotot kumulatiivisesti sekä vuosittaiset kustannukset. Esimerkissä on käytetty kappaleessa 6.3 esitettyjä VE B:n investointikustannuksia (4 511 000 €), taulukon 6-5 perusuran tuotanto- ja tuottoarvioita sekä rahoituskustannusta 4 prosentin korkokannalla. Investointikustannusten jakautuminen eri vuosille on arvioitu kappaleen 9 hanke aikataulun mukaisesti.

Vuosittaiset kustannukset sisältävät investointikustannukset sekä käyttökustannukset. Investointikustannukset jakautuvat suurimmaksi osaksi ensimmäiselle kolmelle vuodelle, joista suurin osa toiselle vuodelle. Toisena vuonna suoritetaan infran rakentaminen sekä valmis voimala toimitetaan pystytyspaikalle ja käyttöön otetaan, jolloin voidaan aloittaa myös tuotanto. Alun investointikustannusten jälkeen vuotuiset kustannukset vakiintuvat käyttökustannuksiin, kuten maavuokraan ja kunnossapitokustannuksiin.

Nykyinen syöttötariffi 83,5 MWh myönnetään 12 vuodeksi voimalan käynnistämisestä. Tämän jälkeisestä käytännöstä ei vielä ole tietoa. Taulukossa ja kuvaajassa on esitetty tuottoarviot kolmella eri skenaariolla, joissa tuotetun megawatin hinta on 40 €/MWh, 83,5 MWh ja 120 MWh.

Taulukko 7-6 Voimalahankinnan tuotot ja kustannukset.

Vuo- si	Kustan- nukset	Korot	Kustannu- kset – Kumula- tiivinen	Tuotto (83,5C/M Wh), ilman kustan- nuksia	Tuotto (40 C/MWh), ilman kustan- nuksia	Tuotto (120 C/MWh), ilman kustan- nuksia	Tuotto (83,5 C/MWh), kustan- nukset mukana	Tuotto (40 C/MWh), kustan- nukset mukana	Tuotto (120 C/MWh), kustan- nukset mukana
1	1 086 000	0	1 086 000	0	0	0	-1 086 000	-1 086 000	-1 086 000
2	3 207 500	-43 440	4 336 940	438 375	438 375	438 375	-3 898 565	-3 898 565	-3 898 565
3	532 500	-155943	5 025 383	1 315 125	1 315 125	1 315 125	-3 710 258	-3 710 258	-3 710 258
4	157 500	-148410	5 331 293	2 191 875	2 191 875	2 191 875	-3 139 418	-3 139 418	-3 139 418
5	157 500	-125577	5 614 370	3 068 625	3 068 625	3 068 625	-2 545 745	-2 545 745	-2 545 745
6	157 500	-101830	5 873 699	3 945 375	3 945 375	3 945 375	-1 928 324	-1 928 324	-1 928 324
7	157 500	-77 133	6 108 332	4 822 125	4 822 125	4 822 125	-1 286 207	-1 286 207	-1 286 207
8	157 500	-51 448	6 317 281	5 698 875	5 698 875	5 698 875	-618 406	-618 406	-618 406
9	157 500	-24 736	6 499 517	6 575 625	6 575 625	6 575 625	76 108	76 108	76 108
10	157 500	0	6 657 017	7 452 375	7 452 375	7 452 375	795 358	795 358	795 358
11	157 500	0	6 814 517	8 329 125	8 329 125	8 329 125	1 514 608	1 514 608	1 514 608
12	157 500	0	6 972 017	9 205 875	9 205 875	9 205 875	2 233 858	2 233 858	2 233 858
13	157 500	0	7 129 517	10 082 625	10 082 625	10 082 625	2 953 108	2 953 108	2 953 108
14	157 500	0	7 287 017	10 959 375	10 502 625	11 342 625	3 672 358	3 215 608	4 055 608
15	157 500	0	7 444 517	11 836 125	10 922 625	12 602 625	4 391 608	3 478 108	5 158 108
16	157 500	0	7 602 017	12 712 875	11 342 625	13 862 625	5 110 858	3 740 608	6 260 608
17	157 500	0	7 759 517	13 589 625	11 762 625	15 122 625	5 830 108	4 003 108	7 363 108
18	157 500	0	7 917 017	14 466 375	12 182 625	16 382 625	6 549 358	4 265 608	8 465 608
19	157 500	0	8 074 517	15 343 125	12 602 625	17 642 625	7 268 608	4 528 108	9 568 108
20	157 500	0	8 232 017	16 219 875	13 022 625	18 902 625	7 987 858	4 790 608	10 670 608



Kuva 7-1 Voimalahankinnan tuotot ja kustannukset.

8. TEKNINEN KUVAUS

8.1 Hankkeen tekninen määrittely

8.1.1 Lähtökohdat

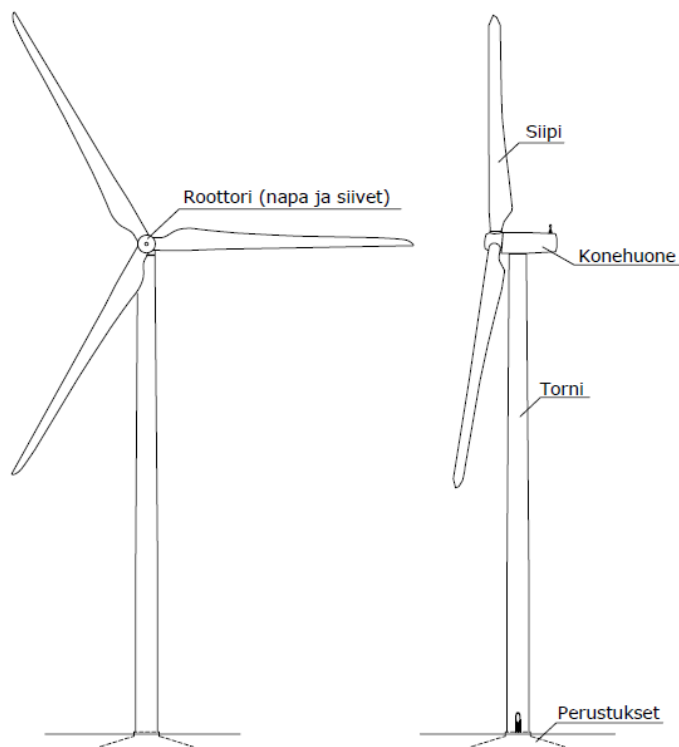
Hankkeen teknisen määrittelyn lähtökohtana on HSY:n omalle kiinteistölle toteutettava yhden tuulivoimalan hanke.

Ämmässuon tuulivoimalan tarkoituksena on tuottaa tuulivoimalla tuotettua sähköä Ämmässuon alueen omaan käyttöön sekä valtakunnan verkkoon. Aikaisemmin tehtyjen selvitysten perusteella Ämmässuon alueella keskituulennopeus 120 m korkeudessa on tuulivoimatuotannon kannalta kohtuullinen 7,1–7,4 m/s. Ämmässuon tuulivoimalan suunniteltu teho on 3 MW ja arvioitu vuosituotanto noin 11,3 GWh (Numerola 2013).

8.2 Tuulivoimalahankkeen yleispiirteet

8.2.1 Tuulivoimala

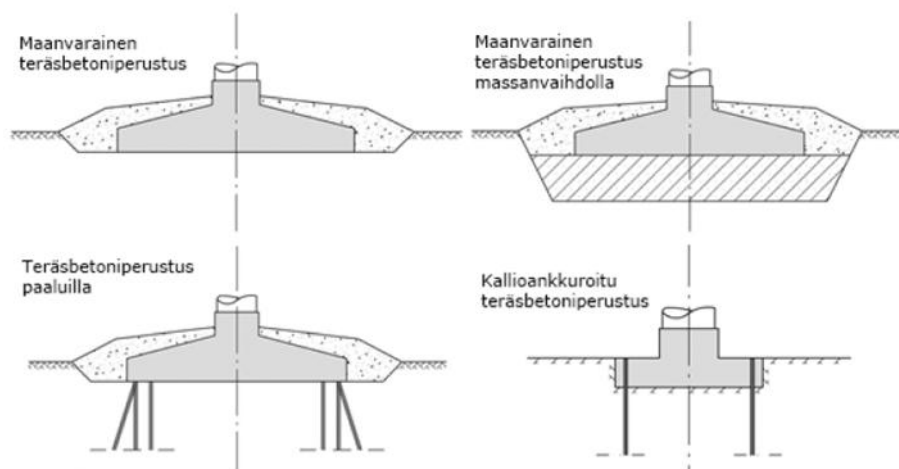
Tuulivoimala koostuu perustusten päälle asennettavasta tornista, konehuoneesta sekä roottorista lapoineen.



Kuva 8-1 Tuulivoimalan rakenne.

8.2.2 Perustukset

Tuulivoimalan perustamistavan valinta riippuu yksittäisen voimalan paikan pohjaolosuhteista. Tarkasteltavalla tuulivoima-alueella tehtävien pohjatutkimustulosten perusteella tuulivoimalalle valitaan sille sopivin ja kustannuksiltaan edullisin perustamistapavaihtoehto. Tuulivoimalan perustamistekniikkana voidaan käyttää mm. maanvaraista teräsbetoniperustusta, teräsbetoniperustusta massanvaihhdolla, teräsbetoniperustusta paalujen varassa ja kallioankkuroitua teräsbetoniperustusta. Käytetyin vaihtoehto eli maanvarainen teräsbetoniperustus vaatii halkaisijaltaan yli 20 metrisen ja kaksi metriä syvän kaivannon. Poistettavan maa-aineksen määrä on tällöin noin vajaa 800 m³.



Kuva 8-2 Tuulivoimalan perustamistekniikoita.



Kuva 8-3 Maanvarainen teräsbetoniperustus lähes valmiiksi raudoitettuna ennen betonivalua, Tervola (Ramboll 2013).

8.2.3 Tornit

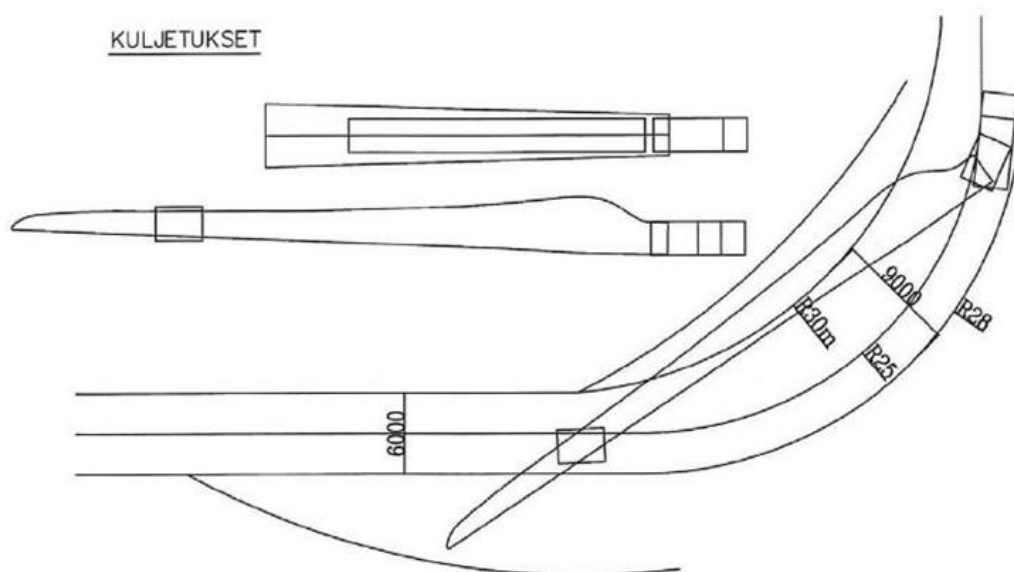
Tornin tehtävänä on kannattaa tuulivoimalan konehuonetta ja saattaa roottori tuulisuuden kannalta edulliselle korkeudelle. Käytössä olevien teollisen mittakaavan tuulivoimaloiden tornien perustyyppi on nykyään vakiintunut putkitorni. Putkitorni valmistetaan teräksestä, teräsbetonista tai näiden yhdistelmästä. Tuulivoimaloiden ja niiden tornien väri on vakiintunut harmahtavan valkoiseksi, minkä on todettu pienentävän niiden aiheuttamaa vaikutusta maisemaan.

8.2.4 Lentoestevalot

Voimalat varustetaan lentoestevaloin. Lentoestevalaistus määräytyy kansainvälisen siviili-ilmailujärjestön (ICAO) suositusten ja kansallisten lakien sekä määräysten mukaisesti. Käytännössä lentoestevaloista määrätään lentoesteluvassa, jonka Trafi myöntää tuulivoimaloille.

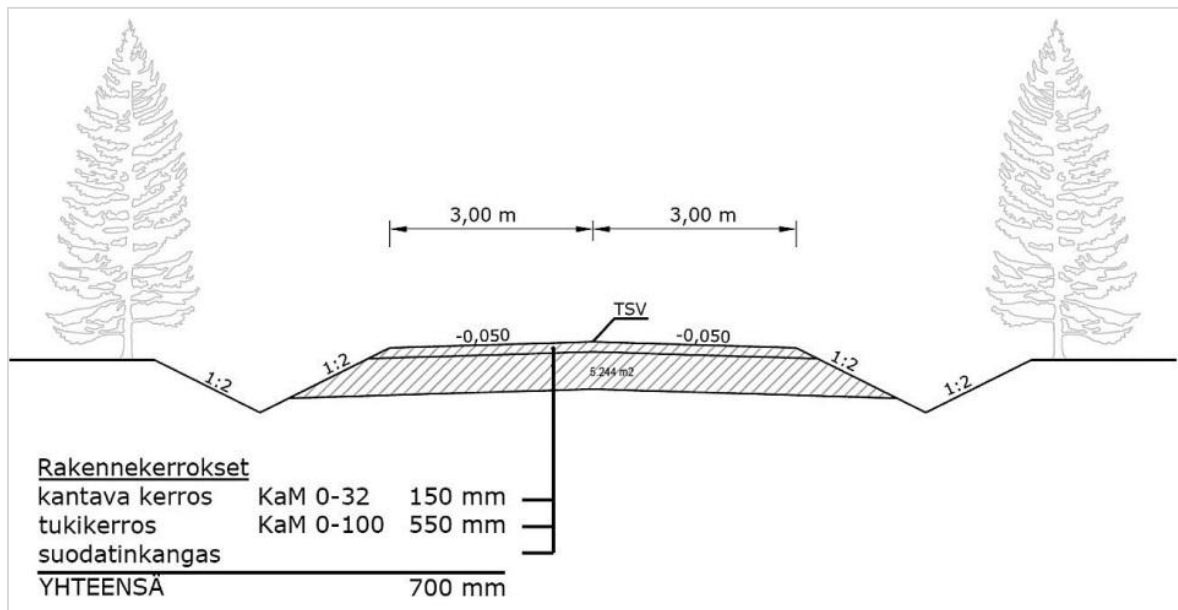
8.2.5 Huoltotie ja nostoalue

Tuulivoimaloiden rakentamista ja huoltoa palvelemaan tarvitaan riittävä tieverkosto. Näitä huoltoteitä pitkin kuljetetaan tuulivoimaloiden rakentamisen aikana tuulivoimaloiden komponentit, rakennusmateriaalit ja pystytyskalusto. Rakentamisvaiheen jälkeen tiestöä käytetään sekä voimaloiden kunnossapitoon että paikallisten maanomistajien tarpeisiin. Tuulivoimarakentamisessa tarvittavat kuljetukset luovat erityisvaatimuksia alueen tiestölle. Käytännössä suunnittelussa on huomioitava niin korkeus-, leveys-, pituus- kuin kantavuusvaatimuksetkin. Tuulivoimaloiden osat tuodaan alueelle yleensä erikoiskuljetuksina. Kuljetusten kannalta haastavin suunniteltujen tuulivoimaloiden komponentti on siipi, joka on pituudeltaan lähes 60 m (Kuva 8-4 kääntösäteestä). Suurimmat liikuteltavat yksittäiset massat jäävät normaalisti alle 130 tonnin. Erikoiskuljetuskaluston suurista akselimääristä johtuen suurimmat akselipainot ovat kuitenkin betonautoilla.



Kuva 8-4 Periaatekuva 60 m pitkän siipikuljetuksen vaatimasta kääntösäteestä.

Tyypillinen tuulivoimalan huoltotie on sorapintainen ja tien leveys on keskimäärin noin 6 metriä (Kuva 8-5). Tieverkoston suunnittelussa pyritään hyödyntämään olemassa olevaa tiestöä. Tuulivoimalan sähkönsiirtoon tarvittava maakaapeli pyritään sijoittamaan pääsääntöisesti huoltotien yhteyteen kaivettavaan kaapeliojaan.



Kuva 8-5 Huoltotien rakenteen periaatepiirros.



Kuva 8-6 Tuulivoimalan huoltotie Öjen Vaasa (lähde: Ramboll 2013).

Tuulivoimaloiden rakentaminen vaatii nostoalueen, jonka koko on suurimmillaan noin 6 000 m². Alueen koko ja muoto tarkentuvat suunnittelun edetessä. Nostoalueella on oltava riittävästi tilaa raskaille kuljetuksille, mahdolliselle tuulivoimalan pääkomponenttien lyhytaikaiselle varastoinnille ja tuulivoimalan pystyttämiseen käytettävälle nosturille. Aivan kuten tuulivoimapuistoon rakennetuilla teillä sepelipintaisella nostoalueella on tietyt kantavuusvaatimukset, jotka todennetaan rakentamisen jälkeen levykuormituskokein. Varsinaisen nostoalueen lisäksi voi olla tarpeen raivata puustoa sekä tasoittaa maastoa roottorin ja nosturin puomin kokoamista varten. Koottaessa roottori maassa, on raivattava tila kahdelle nostoalueen ulkopuolelle jäävälle siivelle. Nosturin puomin kokoaminen vaatii noin 140 m pitkän suoran ja tasaisen noin 5 m leveän alueen, joka poikkeuksetta toteutetaan tuulivoimalalle rakennettavan tien yhteyteen hyödyntäen osittain nostoaluetta.

8.2.6 Sähkönsiirto

Sähkönsiirto tuulivoimalalta sähköasemalle tai liityntäpisteeseen tapahtuu maakaapelilla tai ilmajohdolla. Maakaapelit pyritään pääosin sijoittamaan huoltotierakenteiden yhteyteen.

8.3 Sijoitussuunnitelma

Aikaisemmissa Pöyryn ja Numerolan laatimissa tuulivoimaesiselvityksissä voimaloille oli esitetty eri sijoitusvaihtoehtoja. Esitämme nykyisten tietojen perusteella Ämmässuon alueelle suunnitellulle tuulivoimalalle kahta vaihtoehtoista sijoituspaikkaa. Huoltotien, nostoalueen ja voimalan paikka tarkentuvat jatkosuunnitelmissa.

8.3.1 Sijoitusvaihtoehto VE A

Vaihtoehdossa VE A voimalan sijoituspaikka on Högbergsbergetin mäen päällä Kuva 8-7. Sijoituspaikan vieressä kulkee Caruna Oy:n 110 kV voimajohto sekä Fortumin omistama kaasuputki. Mikäli voimala sijoitetaan Högbergsbergetin mäelle, tulee voimajohtoa siirtää. Caruna Oy:n asettama voimalan ja 110 kV voimajohdon välinen turvaetäisyys on 1,5 kertaa voimalan kokonaiskorkeus ja poikkeustapauksissa 1,0 kertaa voimalan kokonaiskorkeus, jolloin turvaetäisyydeksi tässä tapauksessa muodostuu noin 255 m ja poikkeustapauksessa 170 m. Voimalan etäisyys sähköasemaan on noin 250 m ja kaasuvoimalaan noin 300 m. Suunnitellun voimalan etäisyys kaasuputkeen on noin 120 m, mikä on riittävä turvaetäisyys.



Kuva 8-7 Tuulivoimalan vaihtoehtoinen sijoituspaikka VE A.

8.3.2 Sijoitusvaihtoehto VE B

Vaihtoehdossa VE B voimalan sijoituspaikka on hyötykäyttökentän reunalla. Valmista hyötykäyttökenttää voidaan hyödyntää huoltotien ja nostoalueen rakentamisessa. Voimalan alue rajataan aidalla, jolloin hyötykäyttökenttää voidaan käyttää myös jatkossa.

Vaihtoehdossa VE B maanpinnan korkeus on ympäröivää maastoa matalammalla, jolloin voimala tulee varustaa korkeammalla tornilla.



Kuva 8-8 Tuulivoimalan vaihtoehtoinen sijoituspaikka VE B.

8.3.3 Sähkönsiirto

Tuulivoimala voidaan liittää Ämmässuon 20 kV jakeluverkkoon. Alueella tehdyn aikaisemmin tehdyn selvityksen perusteella yksi 3 MW voimala voitaisiin kytkeä Ämmässuon omaan 20 kV jakeluverkkoon. Sähkönsiirto voimalalta 20 kV jakeluverkkoon tehdään maakaapelilla. Voimala liitetään Ämmässuon kaasuvoimalan sähköaseman 20 kV kojeistoon, johon on aikaisempien selvitysten perusteella lisättävä uusi katkaisija. Erillinen katkaisija tuulivoimalalle on suositeltava myös sähköverkon suojauksen kannalta. Lopullinen tekninen toteutus sovitaan liittymissopimuksen teon yhteydessä. Voimajohto ja liityntäpiste on esitetty kuvissa Kuva 8-7 ja Kuva 8-8.

8.3.4 Huoltotie ja nostoalue

Tieverkoston suunnittelussa pyritään hyödyntämään olemassa olevaa tiestöä. Vaihtoehdossa VE A voimalalle rakennettava uusi huoltotie ja nostoalue on esitetty kuvassa Kuva 8-7.

Vaihtoehdossa VE B voimalalle rakennettava huoltotie ja nostoalue on esitetty kuvassa Kuva 8-8. Voimalalle VE B rakennettavassa tiessä sekä nostoalueessa hyödynnetään hyötykäyttökenttää. Tarvittaessa hyötykäyttökentän tie- ja nostoalueita vahvistetaan vastaamaan tuulivoimarakentamisen vaatimuksia. Huoltoteiden sekä nostoalueen sijainti tarkentuvat alueella tehtävien pohjatutkimusten perusteella.

8.3.5 Perustukset

Vaihtoehdossa VE A voimalan sijoituspaikka on kalliopohjaisen Högbergsbergetin mäen päällä ja vaihtoehdossa VE B voimalan sijoituspaikka on kalliopohjaisen hyötykäyttökentän reunassa. Molempien vaihtoehtojen voimalan perustamistapa olisi todennäköisesti maanvarainen teräsbetoniperustus. Voimalan VE A kohdalla voi kuitenkin tulla mahdolliseksi hyödyntää edullisempaa kallioankkurointia.

Alueella tehtävien pohjatutkimustulosten perusteella tuulivoimalalle valitaan ja suunnitellaan sille sopivin ja kustannuksiltaan edullisin perustamistapavaihtoehto.

8.4 Voimalatyyppi

Tuulivoimalan toimittajaa ja tyyppiä valittaessa pääasiallisiksi rajoittaviksi tekijöiksi Ämmässuon hankkeessa muodostuvat voimalan sallittu kokonaiskorkeus sekä alueen tuuliolosuhteet.

Finavian julkaiseman lentoesterajoitukset sisältävän paikkatietoaineiston mukaan Ämmässuon alue sijaitsee osittain Helsinki-Vantaan lentokentän lähestymisalueella (surveillance minimum altitude area), jossa lentoesterajoituskorkeudeksi on määritetty 248 m (mpy).

Lentoesterajoituskorkeus määrittää voimalan suurimmaksi sallituksi huipunkorkeudeksi 248 metriä merenpinnasta. Seuraavassa taulukossa on esitetty maanpinnan korkeus sekä sallittu kokonaiskorkeus suunnitelluilla voimalapaikoilla. Voimalan lopullisen sijaintipaikan maanpinnan korkeus määrittää voimalan sallitun kokonaiskorkeuden.

Taulukko 8-1 Voimalan kokonaiskorkeus.

Vaihtoehto	Maanpinnan korkeus	Voimalan kokonaiskorkeus
VE A	77 m	171 m
VE B	64 m	184 m

Hankkeen edetessä voimalalle täytyy hakea Liikenteen turvallisuusvirasto Trafín myöntämä lentoestelupa, jossa sallittu kokonaiskorkeus määritellään.

Aikaisemmin tehtyjen selvitysten perusteella Ämmässuon alueella keskituulennopeus 120 m korkeudessa on 7,1–7,4 m/s (Numerola 2013). Tällöin suositeltu voimalan IEC tuuliluokka on IEC III.

Ämmässuon hankkeessa käytettävään tuulivoimalatyyppiin ei kohdistu poikkeuksellisia vaatimuksia. Suuri osa tällä nykyään tarjolla olevista ja laajasti käytetyistä tuulivoimalamalleista sopii kohteeseen sekä mitoiltaan että ominaisuuksiltaan.

Taulukko 8-2 Tuulivoimalan karkeat valintakriteerit.

Kohde	VE A	VE B
Teho	3 MW	3 MW
Tuuliluokka	IEC III	IEC III
Suurin kokonaiskorkeus	171 m	184 m

Esimerkkejä karkeat valintakriteerit täyttävistä tuulivoimalamalleista on esitetty taulukossa **Taulukko 8-3**.

Taulukko 8-3. Tuulivoimalavaihtoehtoja 3 MW kokoluokassa.

Voimala	Roottori	Torni
Vestas V112 3,0 MW	112 m	120 m
Enercon E-101	101 m	99 m
Nordex N131/3000	131 m	99 m
Siemens SWT-3.0-113	113 m	120 m

9. HANKKEEN EDELLYTTÄMÄT LUVAT JA LISÄSELVITYKSET

Hankesuunnitelman tarkentuessa ennen rakennuslupamenettelyä hankkeen ympäristövaikutusten arvioimiseksi on tarpeen laatia tarkentavia ympäristöselvityksiä.

9.1 Meluselvitys

Kun voimalan tarkka sijoituspaikka ja voimalaitostyyppin valinta on tehty hankesuunnitelman tarkennettua, tulee laatia melumallinnus hankkeen meluvaikutusten arvioimiseksi.

Ympäristöministeriö on julkaissut kolme ohjetta tuulivoimaloiden melun mitoittamiseen aj todentamiseen. Ohjeet ovat tulleet voimaan 28.2.2014 ja ovat voimassa toistaiseksi. Tuulivoimaloiden melutasoista on valmisteilla valtioneuvoston asetus, jossa määritellään tuulivoimaloiden melua koskevat desibelirajat sekä alueet, joilla ohjearvoja sovelletaan. Nyt annetut ohjeet tukevat osaltaan asetuksen toimeenpanoa. Esimerkiksi suojaetäisyyden mitoitus ohjeen mukaisella mallinnuksella tehdään jatkossa valmistella olevaan asetukseen pohjautuen. Tuulivoimaloiden melutason mittausohjeen avulla voidaan mitata, ylittääkö melutaso asetuksessa annetun desibeliarvon.

9.1.1 Valtioneuvoston päätöksen 993/1992 mukaiset ohjearvot

Valtioneuvosto on antanut melutason yleiset ohjearvot (Valtioneuvoston päätös 993/92). Päätöstä sovelletaan meluhaittojen ehkäisemiseksi ja ympäristön viihtyvyyden turvaamiseksi maankäytön, liikenteen ja rakentamisen suunnittelussa sekä rakentamisen lupamenettelyssä. Päätös ei koske ampuma- ja moottoriurheiluratojen melua. Päätöstä ei myöskään sovelleta teollisuus-, katu- ja liikennealueilla eikä melusuoja-alueiksi tarkoitetuilla alueilla.

Jos melu sisältää impulsseja tai ääneksiä tai on kapeakaistaista, mittaustuloksiin lisätään 5 dB ennen niiden vertaamista ohjearvoihin. Impulssimaisuus- tai kapeakaistaisuuskorjaus tehdään sille ajalle, jolloin melu on impulssimaista tai kapeakaistaista.

Taulukko 9-1 VNp 993/1992 mukaiset yleiset melutason ohjearvot.

Ulkona	L _{Aeq} , enintään	
	Päivällä (07–22)	Yöllä (22–07)
Asumiseen käytettävät alueet, virkistysalueet taajamissa ja niiden välittömässä läheisyydessä sekä hoito- tai oppilaitoksia palvelevat alueet	55 dB	50 dB ¹⁾
Uudet asuinalueet, virkistysalueet taajamissa ja niiden välittömässä läheisyydessä sekä hoito- tai oppilaitoksia palvelevat	55 dB	45 dB ¹⁾
Loma-asumiseen käytettävät alueet ³⁾ , leirintäalueet ja virkistysalueet taajamien ulkopuolella sekä luonnonsuojelualueet	45 dB	40 dB ²⁾
Sisällä		
Asuin-, potilas- ja majoitushuoneet	35 dB	30 dB
Opetus- ja kokoontumistilat	35 dB	-
Liike- ja toimistohuoneet	45 dB	-

¹⁾ Oppilaitoksia palvelevilla alueilla ei sovelleta yöohjearvoa

²⁾ Yöohjearvoa ei sovelleta sellaisilla luonnonsuojelualueilla, joita ei yleisesti käytetä oleskeluun tai luonnon havainnointiin yöllä

³⁾ Loma-asumiseen käytettävillä alueilla taajamassa voidaan soveltaa asumiseen käytettävien alueiden ohjearvoja

L_{Aeq} = melun A-painotettu keskiäänitaso (ekvivalenttitaso)

9.1.2 Tuulivoimamelun suunnitteluohjearvot

9.1.2.1 Ympäristöministeriön ohjeen "Tuulivoimarakentamisen suunnittelu" suunnitteluarvot

Ympäristöministeriö asetti 30.9.2010 työryhmän, jonka tehtävänä oli valmistella ehdotus tuulivoimarakentamisen kaavoitusta, vaikutusten arviointia ja lupamenettelyjä koskevaksi ohjeistukseksi. Työryhmän raportti "Ympäristöhallinnon ohjeita 4/2012 – Tuulivoimarakentamisen suunnittelu" julkaistiin heinäkuussa 2012. Melun osalta ohjeessa on todettu, etteivät valtioneuvoston päätöksen 993/1992 mukaiset melutason yleiset ohjearvot sovellu tuulivoimamelun haittojen arviointiin ja ohjeessa annetaan suunnitteluohjearvot tuulivoimamelulle. Toisaalta ympäristöministeriön ELY-keskusten alueidenkäyttövastaaville lähettämässä tiedotteessa (Nunu Pesu 24.9.2012) on todettu, että *"Tuulivoimamelun suunnitteluohjearvoja ei ole tarkoitettu sovellettavaksi jo rakennettuihin ja käytössä oleviin tuulivoimaloihin. Tuulivoimamelun suunnitteluohjearvoja ei myöskään sovelleta jo lainvoiman saaneisiin kaavoihin tai lupiin."*

Ympäristöministeriön ohjeessa on sanottu suunnitteluohjearvoista seuraavaa:

"Tuulivoimarakentamisen suunnitteluohjearvot ovat riskienhallinnan ja suunnittelun apuväline. Niiden avulla voidaan tunnistaa tuulivoimarakentamiseen parhaiten soveltuvat alueet. Näillä suunnitteluohjearvoilla pyritään varmistamaan, ettei tuulivoimaloista aiheudu kohtuutonta häiriötä ja että esimerkiksi asuntojen sisämelutasot pysyvät asumisterveysohjeen mukaisina."

Seuraavassa taulukossa on eritelty tuulivoimarakentamista koskevat ulkomelutason suunnitteluohjearvot.

Taulukko 9-2 Tuulivoimarakentamisen ulkomelutason suunnitteluohjearvot.

	L_{Aeq} päiväajalle (klo 7–22)	L_{Aeq} yöajalle (klo 22–7)
Asumiseen käytettävillä alueilla, loma-asumiseen käytettävillä alueilla taajamissa, virkistysalueilla	45 dB	40 dB
Loma-asumiseen käytettävillä alueilla taajamien ulkopuolella, leirintäalueilla, luonnonsuojelualueilla*	40 dB	35 dB
Muilla alueilla (esim. teollisuusalueilla)	ei sovelleta	ei sovelleta

* yöarvoa ei sovelleta luonnonsuojelualueilla, joita ei yleisesti käytetä oleskeluun tai luonnon havainnointiin yöllä

L_{Aeq} = melun A-painotettu keskiäänitaso (ekvivalenttitaso)

On huomattava, että taulukon suunnitteluohjearvoja sovelletaan vain asumiseen, loma-asumiseen ja virkistykseen käytettävillä alueilla sekä leirintä- ja luonnonsuojelualueilla.

Tuulivoimarakentamisen ulkomelutason suunnitteluohjearvot määritetään A-taajuuspainotettuna keskiäänitasona L_{Aeq} erikseen päiväajan (klo 7-22) ja yöajan (klo 22-7) osalta. Kyse ei ole hetkellisistä enimmäisäänitasoista.

Mikäli tuulivoimalan ääni on laadultaan erityisen häiritsevää eli ääni on tarkastelupisteessä soivaa (tonaalista), kapeakaistaista tai impulssimaista tai se on selvästi sykkivää (amplitudimoduloitua eli äänen voimakkuus vaihtelee ajallisesti), lisätään laskenta- tai mittaustulokseen 5 desibeliä ennen suunnitteluohjearvoon vertaamista.

Ulkomelutason suunnitteluohjearvojen lisäksi asuntojen sisätiloissa käytetään terveydensuojelulain (763/94) sisältövaatimuksiin pohjautuen asumisterveysohjeen mukaisia taajuuspainottamattomia tunnin keskiäänitasoon L_{eq,1h} perustuvia suunnitteluohjearvoja koskien pienitaajuisia melua. Sisämelutasot voidaan arvioida ulkomelutasojen perusteella ottamalla huomioon rakennusten vaipan ääneneristävyys.

Taulukko 9-3 Yöaikaisen pienitaajuisen sisämelun ohjearvot terssikaistoittain (Asumisterveysohje, STM:n oppaita 2003:1).

Kaista / Hz	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200
L _{Leq, 1h} / dB	74	64	56	49	44	42	40	38	36	34	32

Oppaassa mainituista häiritsevyyskorjauksista on todettava, että niitä ei lisätä automaattisesti tuulivoimalaitosten meluun, sillä melutason alhaisemmat suunnitteluohjearvot huomioivat jo tuulivoimalaitosten melun muuta melua häiritsevemmän luonteen. Lisäys tehdään ainoastaan siinä tapauksessa, että melu voidaan todeta erityisen häiritseväksi tarkastelupisteessä (esim. asutuksen tai loma-asuntojen kohdalla).

Ympäristöministeriön julkaisemassa ohjeessa 2/2014 ”Tuulivoimalaitosten melun mallintaminen” on todettu häiritsevyyskorjausten soveltamisesta seuraavaa:

”Äänen mahdollinen kapeakaistaisuus ja pienitaajuisien komponenttien osuus äänen spektrissä selvitetään. Melun impulssimaisuuden ja merkityksellisen sykkinnän (amplitudimodulaatio) vaikutukset sisältyvät lähtökohtaisesti valmistajan ilmoittamiin melupäästön takuuarvoihin, eikä niiden tarkastelua tässä yhteydessä edellytetä. Sanktio voidaan huomioida laskennan

lähtöarvoissa, mikäli tiedetään tuulivoimalan melupäästön sisältävän kapeakaistaisia/tonaalisia komponentteja ja voidaan arvioida näiden erityispiirteiden olevan kuulohavainnoin erotettavissa ja ohjeistuksen mukaisesti todennettavissa melulle altistuvalla alueella.

Kapeakaistaisuus/tonaalisuus arvioidaan ympäristöministeriön tuulivoimaloiden melupäästön mittaushjeen mukaan. Muussa tapauksessa sanktiota ei sovelleta melun mallinnuksessa.”

9.2 Välkeselvitys

Kun voimalan tarkka sijoituspaikka ja voimalaitostyyppin valinta on tehty hankesuunnitelman tarkennettua, tulee laatia välkeselvitys tuulivoimalasta aiheutuvalle vilkkuvalle varjostukselle hankkeen välkevaikutusten arvioimiseksi.

Tuulivoimala voi toimiessaan aiheuttaa vilkkuvaa varjostusvaikutusta eli välkettä lähiympäristöönsä, kun auringon säteet suuntautuvat tuulivoimalan roottorin lapojen takaa tiettyyn katselupisteeseen. Voimalan välketaajuus riippuu roottorin pyörimisnopeudesta eli tuulennopeudesta.

Välkeilmiö on säästä riippuvainen ja sitä ei esiinny kun aurinko on pilvessä tai kun tuulivoimala ei ole käynnissä. Kauimmas varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla (aamulla ja illalla). Kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tämä johtuu siitä, että valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu.

Välkeselvityksessä vilkkuvan varjostuksen esiintymisalue ja esiintymistiheys lasketaan ja mallinnetaan. Mallinnusohjelma laskee kuinka usein ja minkälaisina jaksoina tietty kohde on tuulivoimalan luoman vilkkuvan varjostuksen alaisena. Vilkkuvan varjostuksen esiintymisalueesta laskettavan kartan lisäksi voidaan laskea yksittäisiin reseptoripisteisiin kohdistuvaa välkevaikutusta.

9.2.1 Suunnitteluohjearvot

Tuulivoimaloista aiheutuvalle vilkkuvalle varjostukselle ei ole määritelty Suomessa raja- tai ohjearvoja. Ympäristöministeriö julkisti 6.7.2012 Tuulivoimarakentamisen suunnittelu -oppaan (Ympäristöhallinnon ohjeita 4/2012), jossa suositellaan käyttämään apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta.

Taulukko 9-4. Esimerkkejä muiden maiden suosituksista ja raja-arvoista välkkeen esiintymisen osalta.

Maa	Real Case	Worst Case
Saksa	8 tuntia/vuosi	30 tuntia/vuosi 30 min/päivä
Ruotsi	8 tuntia/vuosi 30 min/päivä	-
Tanska	10 tuntia/vuosi	-

9.3 Maisemaselvitys

Tuulivoimalan tarkemman maisemavaikutusarvioinnin laatimiseksi tulisi tuulivoimahankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä laatia tuulivoimalan näkyvyysanalyysi sekä havainnemateriaalia, kuten valokuvasovitteita.

Tuulivoimalan torni ja roottorin lavat muodostavat näkyvän rakennelman. Hankkeen maisemavaikutuksia arvioidaan tarkasteltavasta tuulivoima-alueesta noin 15 km etäisyydelle ulottuvalla alueella. Maisemavaikutusta arvioidaan tarkemmin noin viiden kilometrin etäisyydelle asti, koska 0–5 km etäisyydellä tuulivoimalat voivat olosuhteista riippuen hallita alueen maisemakuva.

Maisema-analyysissä kuvataan maiseman ja kulttuuriympäristöjen piirteet selvitysalueella. Lähtötietoina käytetään mm. valtakunnallisia, maakunnallisia ja paikallisia maisema-alueita ja kulttuuriympäristöjä koskevia inventointeja sekä maakuntakaavoitusta varten laadittuja selvityksiä ja inventointeja. Maisema-analyysiä täydennetään alueella ja sen ympäristössä tehtävän maiseman havainnoinnin perusteella.

Arvioinnissa tarkastellaan tuulivoima-alueen toiminnan aiheuttamia muutoksia vaikutusalueen maisemaan. Maiseman suojelun kannalta arvokkaiden alueiden sijainti ja etäisyys alueesta kuvataan olemassa olevien kartta- ja rekisteritietojen pohjalta. Maisemavaikutuksien arvioimiseksi tehdään maisemaa koskevia havaintoja maastossa sekä kartta-analyysijä, joiden perusteella määritellään maisemarakenteen ja -kuvan kannalta tärkeimmät maiseman piirteet ja näkymäpaikat. Maisema-analyysin tueksi laaditaan Maanmittauslaitoksen korkeusaineistoon perustuva tuulivoimaloiden näkyvyysanalyysi. Maisema-analyysin ja näkyvyysanalyysin perusteella voidaan määritellä tehtävien havainnekuvien esittämissuunnat. Kuvasovitteilla havainnollistetaan keskeisimpiä maisemavaikutuksia ja niiden voimakkuutta.

Maisemavaikutusten arvioinnin näkökulmina otetaan huomioon asumisen lähiympäristö- ja -maisema, virkistys- ja vapaa-ajan maisema sekä alueen paikalliset maiseman ominaispiirteet. Tarkastelussa kiinnitetään huomiota erityisesti lähimpien arvokkaiden kulttuuriympäristöjen maisemakuvan muutokseen. Arviointi maisemaan ja kulttuuriympäristöön kohdistuvista vaikutuksista laaditaan asiantuntija-arviointina. Vaikutusten arvioinnissa keskitytään maisemakuvallisen muutoksen tarkasteluun: näkyvyysalueet, muutoksen voimakkuus ja merkittävyys näkyvyysalueilla. Maisemavaikutusten arvioinnin lisäksi esitetään mahdollisia keinoja haitallisten vaikutusten poistamiseksi tai vähentämiseksi.

9.4 Luontoselvitykset

Lokkien törmäysriski tuulivoimalaan on kohtalainen ja se jakaantuu eri lajien kesken suhteessa niiden esiintyvyyteen. Vaikutusta eri uhanalaisstatuksen ja esiintymiskuvan omaaviin loppilajeihin voi olla tarvetta arvioida tarkemmin hankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä. Vaikutusta muuttolintuihin voi olla tarvetta arvioida tarkemmin hankkeen jatkosuunnittelun yhteydessä.

Hankevaihtoehdon VE A edellyttämän 110 kV voimajohdon siirron yhteydessä tulee huomioida voimajohdon reitillä linnuston, liito-oravan ja kasvillisuuden kannalta arvokkaat alueet.

9.5 Tuulisuusmittaukset

Aikaisempien selvitysten tuulianalyysit antavat hyvän kuvan alueen tuuliolosuhteista, mutta mikäli hanke etenee, suunnittelussa tuulivoimalan sijaintipaikalla tai sen välittömässä läheisyydessä tulee suorittaa tuulimittaukset. Tarkkojen tuulisuusolosuhteiden määrittämiseksi alueelle tulisi pystyttää mittaustasto.

Tuulimittauksilla todennetaan todelliset tuuliolosuhteet tarkasteltavalla tuulivoimala-alueella ja suunnitellulla napakorkeudella. Tällöin voidaan varmentaa hankkeen kannattavuus ja

tuulivoimalatoimittajat pystyvät määrittelemään optimaaliset tuulivoimalavaihtoehdot alueen tuuliolosuhteisiin.

Tuulimittauksilla voidaan selvittää mm. tuulen turbulenttisuus, johon vaikuttavat maanpinnan korkeuserot sekä esteet tuulivoimalan sijoituspaikka-alueella ja sen läheisyydessä. Tuulimittauksien on mielellään kestettävä vähintään vuoden, jotta saadaan riittävän luotettava kuva alueen tuuliolosuhteista.

9.6 Pohjatutkimukset

Hankealueella tehtävien pohjatutkimustulosten perusteella tuulivoimalalle valitaan sille sopivin ja kustannuksiltaan edullisin perustamistapavaihtoehto.

9.7 Riskinarvio

Tuulivoimalat varustetaan erilaisilla turvatoiminnoilla, jotka pysäyttävät voimalan häiriötilanteessa. Lisäksi voimalan ohjausjärjestelmään asetetaan erilaisia turvallisuuteen liittyviä raja-arvoja, jotka pysäyttävät voimalan, jos raja-arvo ylittyy. Turvallisuuteen liittyviä raja-arvoja ovat esimerkiksi liian kova tuuli, roottorin ylinopeus, lapojen jäätyminen ja värinä.

Hankevaihtoehdon VE A voimalan sijainti yli 300 metrin etäisyydellä kaasuvoimalaitoksesta voi edellyttää erillisen riskinarvion laatimista.

9.7.1 Rakentamiseen liittyvät riski- ja häiriötilanteet

Tuulivoimahankkeen rakentamisen aikana pääsy työmaa-alueelle on turvallisuussyistä kiellettyä. Rakentamisen aikaisia riskejä ehkäistään noudattamalla rakentamis- ja työsuojelumääräyksiä. Turvallisuusnäkökohdat huomioidaan panostamalla ohjeistukseen, valvontaan ja voimalalla työskentelevien henkilöiden asianmukaiseen turvallisuuskoulutukseen. Hankkeen rakentamistoimista ja liikennejärjestelyistä tiedotetaan alueen muille toimijoille ja lähialueen asukkaille. Ämmäsuon jätekeskuksen toimintojen sujuvuus ja turvallisuus varmistetaan hankkeen tarkemman suunnittelun yhteydessä.

9.7.2 Toiminnanaikaiset riski- ja häiriötilanteet

Putoavat kappaleet

Tuulivoimalan toimiessa on olemassa riski, että voimala rikkoutuu, jolloin siitä voi irrota osia. Kokemusten mukaan rikkoutumisen vaara on hyvin epätodennäköinen. VTT:n tilastojen mukaan tuulivoimaloihin liittyviä turvallisuuspoikkeamia on Suomessa ollut vuosina 1996–2011 kuusi tapausta. Potentiaalisesti vaarallisiksi tapauksiksi on määritelty kaksi tuulivoimalan siiven kärjessä olevan jarrun vaurioitumista ja putoamista. Nykyaikaisissa tuulivoimaloissa ei käytettä tällaista nk. kärkijarrua, joten tämä onnettomuustyyppi ei ole mahdollinen Ämmäsuon tuulivoimalassa. Säännöllisellä huollolla ja ylläpidolla varmistetaan voimalan turvallinen toiminta kaikissa olosuhteissa.

Jäätyminen ja jään irtoaminen

Käytännön kokemusten perusteella jään muodostuminen voi aiheuttaa vaaraa sisämaan tykkylumialueilla. Riskivahinkojen aiheutumiseen on äärimmäisen pieni. Nykyaikaiset voimalat

voidaan varustaa jääntunnistusjärjestelmillä, jotka tunnistavat jäätävät olosuhteet tai roottorin lapoihin muodostuneen jään. Voimala voidaan tällöin tarvittaessa pysäyttää, kunnes sääolosuhteet muuttuvat tai jää on sulanut. Tarvittaessa tuulivoimala voidaan varustaa jäätä estävällä tai poistavalla järjestelmällä.

Pohjanlahden rannikolla Porissa, Oulussa, Kemissä ja Torniossa on pitkät kokemukset rannikolla tai rannikon läheisyydessä sijaitsevista tuulivoimaloista. Vaikka näissä osin jo yli 10 vuotta vanhoissa tuulivoimaloissa siipien jäätymistä ei ole teknisesti estetty, jään ei tiedetä aiheuttaneen vahinkoja henkilöille tai omaisuudelle.

Jää voi tietyissä sääolosuhteissa muodostaa lapoihin ohuen pinnan, joka lavan aerodynaamisia ominaisuuksia heikentäessään aiheuttaa vähäisiä tuotannon menetyksiä. Tykkylumialueella mahdollisia paksuja jääkerroksia ei ole rannikolla käytännössä havaittu. Sisämaassa tällainen säätila esiintyy useammin. Mikäli paksuja jääkerroksia pääsisi lapoihin muodostumaan, se hidastaisi roottorin pyörimisnopeutta siinä määrin, ettei jää sinkoudu kovin kauas voimalasta. Suurin riski on suoraan voimalan alapuolella voimalaa käynnistettäessä, jolloin lavoista ja rakenteista voi irrota niihin pysähdyksen aikana muodostunutta jäätä.

Tulipalo

Tuulivoimaloiden tulipaloja ennaltaehkäistään sekä passiivisin että aktiivisin keinoin. Passiivisina keinoina mahdollisimman suuri osa rakenteista on valmistettu palamattomista materiaaleista kuten teräksestä, eikä tuulivoimalassa säilytetä mitään ylimääräisiä syttyviä materiaaleja. Tuulivoimalan lavat ja muut rakenteet on varustettu ukkosenjohdattimin, jotka johtavat virran turvallisesti eristettynä maahan.

Tulipalon sattuessa aktiivisia keinoja ovat tuulivoimalan ohjausjärjestelmään kytketyt palohälyttimet ja lämpötilan nousuun reagoivat anturit. Paikallinen pelastusviranomaisen määrittelee rakennuslupavaiheen lausunnossaan pelastussuunnitelman tarpeen ja muut vaadittavat toimenpiteet.

Voimajohto ja sähköasema

Voimajohtoihin liittyvät turvallisuusriskit liittyvät jännitteellisen johdon synnyttämään sähkökenttään ja johdossa kulkevan virran luomaan magneettikenttään sekä esimerkiksi kaatuvan puun aiheuttamaan rakenteiden rikkoutumiseen. Sosiaali- ja terveysministeriö (STM) on asettanut suositusarvot pienitaajuisille (mm. voimajohdot) sähkö- ja magneettikentille.

9.8 YVA-tarveharkinta

Tuulivoimahanke vaatii ympäristövaikutusten arviointimenettelystä annetun lain (468/1994) mukaisen menettelyn soveltamista, kun yksittäisten laitosten lukumäärä on vähintään 10 tai kokonaisteho vähintään 30 MW. Hankekokonaisuuden katsotaan kuuluvan myös rakentamiseen, käyttöön ja huoltoon tarvittavat rakenteet. Arviointimenettelyä sovelletaan yksittäistapauksissa lisäksi alueellisen ELY-keskuksen päätöksellä myös pienempään kuin 10 tuulivoimalan tai kokonaisteholtaan alle 30 MW:n hankkeeseen, mikäli sen ympäristövaikutukset olisivat todennäköisesti merkittävästi haitallisia.

Ämmässuon tuulivoimahanke jää alle 10 voimalan ja kokonaisteholtaan alle 30 MW. Hankevastaava laatii YVA-tarveharkintapyyntönsä Uudenmaan ELY-keskukselle.

9.9 Hankkeen yleissuunnittelu

Hankkeen yleissuunnittelu jatkuu ja tarkentuu hankesuunnitelman laatimisen jälkeen riippuen HSY:n hallituksen päätöksestä. Hankesuunnitelman jälkeen laadittavat ympäristöselvitykset tuottavat lisätietoa alueen ympäristöarvoista ja tuulivoimalan mahdollisista vaikutuksista niihin, mikä vaikuttaa hankesuunnitelman kehittämiseen. Hankekehityksen yhteydessä tuulivoimala sijoitetaan siten, että haitallisia vaikutuksia pyritään vähentämään.

9.10 Kaavoitus

Hankkeen asemakaavanmukaisuus tarkistetaan hankesuunnitelman valmistuttua selvittämällä Espoon kaupungin kanta hankkeen mahdollisesti tarvittavaan asemakaavan muutokseen tai poikkeamiseen. Poikkeuslupan myöntäminen olisi mahdollista maankäyttö- ja rakennuslain MRL 172 §:n 2 ja 3 momentin perusteella. Poikkeamispäätöstä varten on tarpeen laatia sellaiset suunnitelmat, vaikutusalueen rajaukset ja tarpeelliset muut selvitykset, joiden avulla on mahdollista ottaa kantaa hankkeeseen ja sen vaikutuksiin. Tarvittavasta aineistosta on hyvä neuvotella kaupunkisuunnittelukeskuksen ja rakennusvalvontakeskuksen kanssa.

9.11 Rakennusluvut

Rakennuslupan myöntämisen edellytyksistä säädetään erikseen asemakaava-alueella MRL 135 §:ssä. Tuulivoimaloiden rakentaminen edellyttää maankäyttö- ja rakennuslain (132/1999) mukaista rakennuslupaa Espoon kaupungin rakennusvalvontaviranomaiselta. Rakennuslupahakemukseen tulee liittää lentoestelupa.

9.12 Ympäristölupa

Tuulivoimarakentaminen voisi vaatia ympäristönsuojelulain mukaisen ympäristöluvan, jos sen toiminnasta voisi aiheutua naapuruussuhdelaisissa tarkoitettua kohtuutonta rasisusta melu- ja välkevaikutuksista johtuen. Hankkeen tuulivoimalan sijoittamisen lähtökohtana on asutukseen kohdistuvien vaikutusten välttäminen.

9.13 Sähkönsiirto

Hankevaihtoehdon VEA edellyttämän 110 kV:n voimajohdon siirrosta tulee ensisijaisesti sopia maanomistajan kanssa, jonka jälkeen haetaan maanmittaustoimiston kautta johtoalueen käyttöoikeuksien rajoitukset ja merkitään se rasitteeksi tilalle. On mahdollista, etteivät pakkolunastusperusteet ole riittävät. Mikäli maanomistajien kanssa ei päästä sopimukseen johtoalueesta, voi lunastusprosessi viedä aikaa yli vuoden.

Alueella tehdyn aikaisemmin tehdyn selvityksen perusteella yksi 3 MW voimala voitaisiin kytkeä Ämmäsuon omaan 20 kV jakeluverkkoon. Tuulivoimahankkeen kytkentä alueelliseen sähköverkkoon edellyttää sähköverkon omistajan kanssa solmittavaa liittymissopimusta.

9.14 Lentoestelupa

Ilmailulain (1194/2009) 165 §:n mukaan yli 30 metriä korkeiden rakennelmien, rakennusten ja merkkien rakentamiseen tulee olla Liikenteen turvallisuusviraston (TraFi) myöntämä lentoestelupa. Hakemukseen tulee liittää ilmailuliikennepalvelujen tarjoajan Finavia Oyj:n lausunto asiasta. Lupaa hakee esteen pystyttäjä tai omistaja. Hakemukseen tulee liittää ilmailuliikennepalvelujen tarjoajan eli Finavian lausunto asiasta.

9.15 Puolustusvoimien lausunto

Suunnittelun aikana selvitetään puolustusvoimilta tuulivoimarakentamisen vaikutukset sotilasilmailuun sekä puolustusvoimien valvonta- ja asejärjestelmien suorituskykyyn ja muihin joukkojen tai alueiden käyttöön vaikuttaviin seikkoihin. Pääesikunta antaa lausunnon tuulivoimahankkeen lopullisesta hyväksyttävyydestä.

HSY on pyytänyt lausunnon tuulivoimahankkeen vaikutuksista Puolustusvoimien toimintaan. Puolustusvoimien lausunnon käsittelyaika on noin 9 kuukautta. Puolustusvoimien lausunto saataneen elo-syyskuussa 2014.

9.16 Ilmatieteen laitoksen lausunto

Tuulivoimapuistojen minimietäisyydeksi säätutka-asemilta suositellaan 5 kilometriä ja alle 20 kilometrin etäisyydellä säätutkista tuulivoimapuiston tutkavaikutus tulee selvittää. Säätutkiin kohdistuvat vaikutukset selvitetään yhteistyössä Ilmatieteen laitoksen kanssa. Ämmäsuon tarkasteltava tuulivoima-alue sijaitsee hiukan alle 20 kilometrin etäisyydellä Vantaan Kaivoksen säätutkasta.

HSY on pyytänyt lausunnon tuulivoimahankkeen vaikutuksista säätutkaan. Ilmatieteenlaitoksen lausunto saataneen elo-syyskuussa 2014.

9.17 Viestintäviraston lausunto

Radioyhteyden luvat myöntää Viestintävirasto, joka myös ylläpitää yksityiskohtaista tietoa radiolinkeistä Suomessa. Selvitys tuulivoimalan mahdollisista vaikutuksista radiolinkeihin voidaan pyytää Viestintävirastosta.

9.18 Digita lausunto

Digita lähettää televisio-ohjelmia Suomessa. Lausuntoa tuulivoimalan mahdollisista vaikutuksista televisiovastaanottimiin voi pyytää Digitalta.

9.19 Erikoiskuljetusluvut

Tuulivoimalan osat joudutaan tuomaan alueelle erikoiskuljetuksina, sillä voimalan osat ovat 20–60 metriä pitkiä ja painavimmat tuulivoimalan osat voivat painaa yli 100 tonnia. Erikoispitkät ja raskaat kuljetukset vaativat erikoiskuljetusluvan ELY-keskuksesta. Suunnittelualueen saavutettavuus erikoiskuljetusten näkökulmasta on hyvä. Lupa määrittää mahdolliset kuljetusreitit ja noudatettavat kuljetuskohtaiset määräykset.

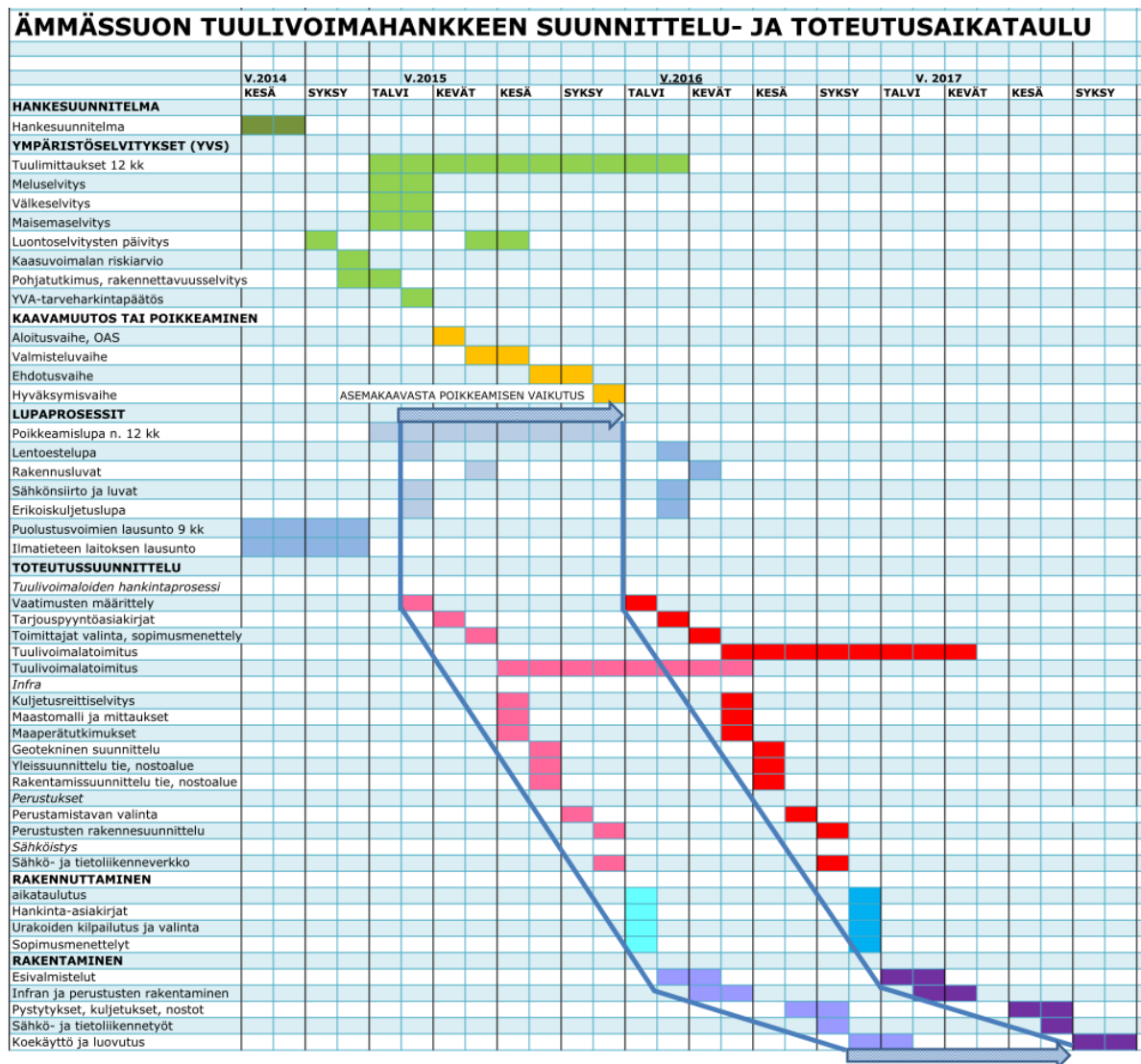
9.20 Seurannat

Hankkeen mahdollisten linnustovaikutusten todentamiseksi tuulivoimalan ympäristössä voi olla tarpeen voimalan rakentamisen ja ensimmäisten toimintavuosien aikana suorittaa linnuston seuranta. Linnustoseurannan keston määrittelevät hankkeen alkuvaiheessa havaitut linnustovaikutukset, mutta yleisesti seurannan kestoajaksi voidaan arvioida 1–2 vuotta. Linnustoseuranta voidaan toteuttaa Ämmäsuon jätekeskuksen linnustoseurannan yhteydessä.

10. HANKEAIKATAULU

Hankesuunnitelmassa on esitetty alustava arvio hankkeen mahdollisesta suunnittelu- ja toteutusaikataulusta. Merkittävä hankkeen aikatauluun vaikuttava tekijä on hankkeen asemakaavan mukaisuus. Asemakaavanmukaisuus on tarkistettu hankesuunnitelmaluonnoksen valmistuttua selvittämällä Espoon kaupungin kanta hankkeen mahdollisesti tarvittavaan asemakaavan muutokseen tai poikkeamiseen. Hankkeelle voi olla mahdollista myöntää poikkeuslupa asemakaavasta. Poikkeuslupaprosessiin arvioidaan kuluva noin vuosi.

Rakentamistoimien edellyttämä rakennusluvan hakeminen tapahtuu mahdollisen asemakaavasta poikkeamisen jälkeen. Tällöin tuulivoimalan rakentaminen ajoittuisi aikaisintaan vuosille 2016–2017.



Kuva 10-1. Hankkeen suunnittelu- ja toteutusaikataulu.

11. LÄHTEET

Helsingin seudun ympäristöpalvelut –kuntayhtymä. 2012. Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen yleissuunnitelma 2012–2016.

HSY:n energiatase 2012. HSY:n energiatehokkuussuunnitelma 2012–2016.

Maanmittauslaitos. 2014. Maanmittauslaitoksen avoimet kartta-aineistot.

Numerola. 2013. Tuulivoiman tuotantopotentiaali ja rakentamisen esteet, Ämmässuon jätteenkäsittelykeskus.

OIVA – ympäristöhallinnon ympäristö- ja paikkatietopalvelu. Rekisteripöiminnat toukokuu – kesäkuu 2014. Pöyry Environment Oy, 2012. Ämmässuon tuulivoimaesiselvitys loppuraportti.

Ramboll Finland Oy. 2013. Högbergetin maa-aineshankkeen luontoselvitykset, Esbogård Ab.

Römpötti E. 2014. Herää Suomi tuulivoimaan! Tapaustutkimus tuulivoiman poliittisten, sosiaalisten ja hallinnollis-institutionaalisten esteiden ilmenemisestä Muikon tuulivoimahankkeessa Lappeenrannassa. Ympäristöpolitiikan ja -oikeuden pro gradu –tutkielma.

Tringa ry. 2013. Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen lokkilaskentojen raportti vuodelta 2013.

Uudenmaan liiton julkaisuja E127, 2013. Uudenmaan tuulivoimaselvitys, osa 1: nykytila-analyysi.

Internet-sivut:

Energiakolmion internet-sivut www.energiakolmio.fi

Espoon kaupungin internet-sivut www.espool.fi

Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymä internet-sivut www.hsy.fi

Lumituuli Oy:n internet-sivut www.lumituuli.fi

Metsähallituksen internet-sivut www.metsa.fi

Museoviraston internet-sivut www.nba.fi

Porin kaupungin Internet-sivut www.pori.fi

S-ryhmän internet-sivut www.s-kanava.fi

Taalerintehtaan internet-sivut www.taalerintehdas.fi

TuuliWatti Oy:n internet-sivut www.tuuliwatti.fi

Uudenmaan liiton internet-sivut www.uudenmaanliitto.fi

Tiedonannot:

Tarvittava suojaetäisyys kaasuputkeen (Martti Ikonen, Fortum 30.5.2014)

Tarvittava suojaetäisyys 110 kV voimajohtoon (Pertti Paajanen, Caruna Oy 30.5.2014)