

Protokoll fört vid enskild föredragning

Infrastrukturavdelningen
Allmänna byrån, 11

Beslutande
Vice lantråd
Harry Jansson

Föredragande
Energisamordnare
Ralf Häggblom

Justerat
Omedelbart

Nr 34

Planläggning för havsområde
ÅLR 2022/10240

Beslut

Landskapsregeringen beslutar avbryta upphandlingen ÅLR 2022/10240 enligt bilagan 1 I122E68

Motivering

Inga anbud erhöles.

Nr 35

Planläggning för havsområden
ÅLR 2023/3177

Beslut

Landskapsregeringen beslöt att utföra "Upphandling av planläggning för havsområden" enligt bifogad anbudsbegäran med bilagor, Bilaga 1 I123E28.

Motivering

Ålands landskapsregering inbjuder intresserade anbudsgivare att delta i upphandling avseende ramavtal för juridiska tjänster kopplade till frågor gällande havsområden för havsvindkraftsparker för delar av Norrhavet på Åland. Uppdrag planeras genomföras under 2023-2026. med utredningar, upprättande av generalplaner inklusive miljöbedömning av de åländska havsområden i huvudsak för åtgärder på byggnation och drift av vindkraftverk och kabeldragning. Landskapsregeringen avser att beställa konsultarbetet med planläggningen och miljöbedömningen som en helhet, för att båda delarna kan utarbetas parallellt och med kontinuerlig informationsbyte.

Denna upphandling är en del av projektet Sunnavind som landskapsregeringen genomför. Projekt Sunnavinds grundidé är att möjliggöra uppbyggande av storskalig havsbaserad vindkraft på Åland. Projektet Sunnavind är finansierat av Europeiska unionens facilitet för återhämtning och resiliens som inrättats genom Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2021/241 om inrättande av faciliteten för återhämtning och resiliens.

Anbudsbegäran

KONSULTUPPDRAG GÄLLANDE PLANLÄGGNING OCH MILJÖBEDÖMNING

Dnr: ÅLR 2023/3177

Datum: 18.4.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax



**Finansieras av
Europeiska unionen**

NextGenerationEU

Innehåll

1	Allmänt om upphandlingen	3
1.1	Upphandlingens omfattning och innehåll	3
1.1.1	Preliminär tidtabell.....	3
1.2	Upphandlande enhet.....	3
1.3	Avtalsperiod	3
1.4	Upphandlingsform.....	4
1.5	Annonsering.....	4
1.6	Anbudsbegäran innehåll	4
2	Kvalifikationskrav	5
2.1	Miljöarbete	5
2.2	Kvalitetssäkring	5
2.3	Arbetarskydd.....	5
2.4	Ekonomisk och finansiell ställning	6
2.4.1	Rating	6
2.4.2	Omsättning	6
2.5	Teknisk prestanda och yrkesmässiga kvalifikationer	6
3	Uteslutningsgrunder	8
3.1	Sanktioner	8
3.2	Bevis och utredningar	8
4	Krav på tjänsten.....	10
4.1	Projektplan.....	10
4.2	Roller och kompetensnivå	10
4.3	Huvudansvarig projektledare.....	12
4.4	Ansvariga konsulter.....	12
4.5	Övriga specialister	13
5	Bedömning av anbuderna	14



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

5.1	Utvärdering.....	14
5.2	Innehåll i prisuppgifter.....	15
5.3	Optioner.....	16
5.4	Utvärdering av projektplan	16
5.5	Utvärdering erfarenhet och kompetens huvudansvarig projektledare	17
5.6	Utvärdering erfarenhet och kompetens hos ansvariga konsulter	18
6	Regler för upphandling och anbud	20
6.1	Anbud	20
6.2	Språk	20
6.3	Anbudslämnande	20
6.4	Anbudets giltighetstid.....	20
6.5	Frågor och svar under anbudstiden	20
6.6	Reservationer och alternativa anbud (sidoanbud).....	21
6.7	Helt eller delat anbud.....	21
6.8	Ersättning för anbud.....	21
6.9	Underleverantörer.....	21
6.10	Deltagande i upphandlingen i grupp och utnyttjande av andra enheters kapacitet.....	21
6.11	Tilldelningsbesked (delgivning av beslut)	22
6.12	Avslutad upphandling och tecknade av avtal.....	22
6.13	Allmänna handlingars offentlighet och sekretess.....	22
6.14	Avbrytande av upphandling	22



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1 Allmänt om upphandlingen

1.1 Upphandlingens omfattning och innehåll

Ålands landskapsregering inbjuder härmed intresserade anbudsgivare att delta i denna upphandling avseende konsultuppdrag för upprättande av en generalplan, inklusive miljöbedömning för havsområden för havsvindkraftsparker för delar av Norrhavet på Åland. Uppdraget planeras genomföras under 2023–2025, vilket omfattar utredningar, upprättande av generalplaner inklusive miljöbedömning av de åländska havsområden som identifierats för byggnation, inklusive kabeldragning inom Ålands havsområden och senare drift av vindkraftverk. Landskapsregeringen avser att beställa konsultarbetet med planläggningen och miljöbedömningen som en helhet, för att båda delarna ska kunna utarbetas parallellt och med kontinuerligt informationsbyte.

Denna upphandling är en del av projektet Sunnavind som landskapsregeringen genomför. Projekt Sunnavinds grundidé är att möjliggöra uppbyggande av storskalig havsbaserad vindkraft på Åland. Projektet Sunnavind är finansierat av Europeiska unionens facilitet för återhämtning och resiliens som inrättats genom Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2021/241 om inrättande av faciliteten för återhämtning och resiliens.

1.1.1 Preliminär tidtabell

Anbudsgivaren ska omgående efter avtalstecknande inleda arbetet men tidtabellen tas fram tillsammans med den upphandlande enheten med utgångspunkt i den av anbudsgivaren inlämnade projektplanen och projekt Sunnavinds tidsplan. Den preliminära tidtabellen för genomförande av upphandlingsuppdraget siktar på att det ska vara slutfört till slutet av år 2025, då generalplanen ska kunna presenteras inför kommunfullmäktige. Upphandlingsuppdraget fortsätter efter detta för att kunna hantera eventuella justeringar.

1.2 Upphandlande enhet

Upphandlande enhet är Ålands landskapsregering, Infrastrukturavdelningen, FO Nr 0145076–7, PB 1060, AX-22 111 Mariehamn, Åland, Finland.

1.3 Avtalsperiod



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Avtalet planeras att gälla för perioden från avtalets undertecknande till 31.12.2027, med option på ett år, till och med 31.12.2028, eller vid den tidpunkten beställda tilläggsarbeten har genomförts.

1.4 Upphandlingsform

Upphandlingen genomförs i form av ett öppet förfarande. Det beräknade totalvärdet på upphandlingen uppgår till ca 500 000 - 700 000 euro exklusive moms.

Det beräknade värdet för upphandlingen överstiger det av Europeiska kommissionen fastställda tröskelvärdet, om 215 000 €, för tjänsteupphandling. Upphandlingen genomförs därför genom ett öppet förfarande enligt lagen om offentlig upphandling och koncession (FFS 1397/2016).

Upphandlingsformen medger inte förhandling. Anbud kommer således att antas utan föregående förhandling, varför det är av stor vikt att alla krav och villkor enligt denna anbudsfrågan följs och att bästa pris lämnas i anbudet.

1.5 Annonsering

Upphandlingsdokumenten inklusive bilagor är tillgängligt elektroniskt på e-Avrop. Upphandlingen har även annonserats i Hilma och TED.

1.6 Anbudsbegäran innehåll

Detta dokument är indelat i sex avsnitt:

1. Allmänt om upphandlingen
2. Kvalifikationskrav
3. Uteslutningsgrunder
4. Krav på tjänsten
5. Utvärdering av anbudet
6. Regler för upphandling och anbud

Anbudsbegäran består förutom detta dokument även av följande bilagor:

Bilaga 1 Avtalsförslag konsulttjänster planläggning och miljöbedömning KSE 2013

Bilaga 2 Allmänna avtalsvillkor KSE 2013

Bilaga 3 Uppdragsbeskrivning

Bilaga 4 Havsplan

Bilaga 5 LUT Carbon Negative Åland LUT Strategic Roadmap 27082021

Bilaga 6 LUT Strategic roadmap

Bilaga 7 Vision om storskalig vindkraft i Ålands havsområden 3/2020–21



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

2 Kvalifikationskrav

Nedan listas obligatoriska krav på anbudsgivaren enligt 83 § i lagen om offentlig upphandling och koncession (FFS 1397/2016).

2.1 Miljöarbete

Anbudsgivaren ska ha ett dokumenterat miljöledningssystem för att systematiskt och fortlöpande utveckla och säkra verksamhetens miljöarbete. Anbudsgivaren som har ett miljöcertifierat ledningssystem, ISO 14001, eller motsvarande, ska på begäran bifoga miljöcertifikat eller nedanstående utredning.

Anbudsgivaren som saknar miljöcertifikat ska i sitt miljöledningssystem säkerställa att:

- Ansvaret för miljöfrågor inom företaget är dokumenterat.
- Det löpande upprättas en skriftlig handlingsplan för det systematiska miljöarbetet med tidsatta, mätbara miljömål som åtgärdas, redovisas och följs upp
- Personalen löpande får information om och utbildas i miljöfrågor
- Anbudsgivaren ska ha ett aktivt miljöarbete som innehåller miljöpolicy och miljömål

2.2 Kvalitetssäkring

Anbudsgivaren ska vara certifierad enligt ISO 9001. På begäran ska intyg över certifiering kunna uppvisas.

Anbudsgivaren ska ha rutiner för kvalitetssäkring som säkerställer att uppdraget utförs på ett sådant sätt överenskommen omfattning och kvalitet uppnås och upprätthålls åtminstone nedanstående.

- Kvalitetskontroll (avvikelsehanteringssystem)
- Kvalitetsstyrning (dokumenterade rutiner)
- Kvalitetssäkring (mätbara mål som följs upp)
- Kvalitetsutveckling (förbättra och utveckla verksamheten)

2.3 Arbetarskydd

Anbudsgivaren ska ha ett aktivt arbete för arbetarskyddsåtgärder. Anbudsgivarens arbetarskyddsarbete ska vara dokumenterat och systematiserat. En redogörelse som styrker detta ska på begäran bifogas.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

2.4 Ekonomisk och finansiell ställning

Den ekonomiska aktören ska ha en sådan ekonomisk och finansiell situation att denne klarar av att fullgöra uppdraget och etablera ett långvarigt leverantörsförhållande med den upphandlande enheten.

2.4.1 Rating

Den ekonomiska aktören ska på begäran av den upphandlande enheten kunna lämna sådana uppgifter och utdrag som möjliggör en bedömning av ekonomiska aktörens ekonomiska och finansiella situation samt för eventuella underleverantörer.

Anbudsgivaren ska ha en sådan ekonomisk och finansiell situation att denne klarar av att fullgöra uppdraget och etablera ett långvarigt leverantörsförhållande med den upphandlande enheten. Anbudsgivaren ska antingen uppnå minst riskklass 3 (på en 5-gradig skala, där 5 är den bästa), alternativt A (där AAA är den bästa), eller motsvarande omdöme hos kreditinstitut. Anbudsgivaren ska bifoga ett intyg, uppgjort av kreditmarknadsinstitut, över klassificering. Intyget får vara högst tre (3) månader gammalt, räknat från sista dagen att lämna anbud.

Eller, om en anbudsgivare saknar klassificering eller har lägre kreditklass än ovan, görs en individuell bedömning för eventuellt godkännande.

För att möjliggöra en sådan bedömning, ska till anbudsgivaren på begäran bifoga en sådan utredning att det kan anses klarlagt att anbudsgivare har motsvarande ekonomisk stabilitet. Om leverantören har lägre riskklass/rating eller av annan anledning inte kan erhålla rating kan leverantören ändå anses uppfylla detta krav genom att redovisa sin ekonomiska ställning på annat sätt och styrka att de har tillräcklig finansiell ställning för att fullgöra uppdraget under avtalstiden. Bevis kan utgöras av senaste resultaträkning, moderbolagsgaranti eller annan garant, revisorsintyg, eller annan ekonomisk redovisning som visar att kravet på kreditvärdighet är uppfyllt.

2.4.2 Omsättning

Anbudsgivarens medelårsomsättning ska vara minst 1 000 000 €/år räknat som ett medeltal för de senaste tre årens fastställda bokslut. Om anbudsgivaren deltar i upphandlingen i en grupp gäller kravet den sammantagna medelomsättning för de deltagare i gruppen vars kapacitet utnyttjas.

2.5 Teknisk prestanda och yrkesmässiga kvalifikationer



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Anbudsgivaren ska kunna presentera två (2) referensuppdrag.

Referensuppdragen ska vara uppdrag antingen för planläggning eller MB/MKB av vindkraftverkspark, land- eller havsbaserad med minst 10 vindkraftverk, där anbudsgivaren haft huvudansvaret.

Planläggningsuppdragen ska åtminstone ha pågått fram till behandling i kommunfullmäktige eller annat motsvarande organ.

Nedanstående information om referenserna bör framgå ur anbudet:

- Namn på uppdragsgivarens (kundens) organisation
- Uppdragsgivarens organisationsnummer
- Namn, telefonnummer och e-post till uppdragsgivarens kontaktperson
- Tidpunkt för referensuppdragets utförande
- En kort beskrivning av uppdraget och dess omfattning
- Uppgift om anbudsgivaren själv, eller med stöd av företag vars kapacitet anbudsgivaren åberopar i sitt anbud, genomfört uppdraget.
- Redovisade referensuppdrag ska avse slutförda uppdrag under de fem (5) senaste åren från sista anbudsdag räknat.
- Ange i referensen även namnet på vindkraftverksparken/objektet samt placeringsorten
- Ange tidpunkt för generalplanens behandling i kommunfullmäktige eller annat motsvarande organ

Referensuppdragen ska ha utförts av anbudsgivaren eller av anbudsgivaren tillsammans med företag vars kapacitet anbudsgivaren åberopar i sitt anbud. Anbudsgivaren ska ha varit huvudansvarig genomförare av uppdraget och avtalstecknande part mot uppdragsgivaren.

Referensuppdrag ska avse externa uppdrag. Interna uppdrag inom anbudsgivarens egen organisation, eller uppdrag mellan anbudsgivare och underleverantör, godkänns inte.

Den upphandlande enheten kan komma att kontakta angivna referenter. Anbudsgivaren ansvarar för att kontaktpersonerna för referensuppdragen är vidtalade och går att nå på angiven e-post/telefonnummer. Kontaktpersonerna ska ha kunskap om hur uppdraget genomförts i sin verksamhet och kunna intyga att uppdraget är utfört och uppnått så som beskrivits.

En anbudsgivare som inte kan ange referensuppdrag enligt ovan, exempelvis på grund av att verksamheten är nystartad, ska på annat sätt kunna visa att kravet är uppfyllt genom att personer i ledande ställning har erfarenhet av motsvarande uppdrag införskaffade i tidigare anställning eller verksamhet.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

3 Uteslutningsgrunder

3.1 Sanktioner

Anbudsgivaren ska intyga att den inte är föremål för någon av uteslutningsgrunderna i 80–81 § i lagen om offentlig upphandling och koncession (FFS 1397/2016) och varken anbudsgivaren eller dess ägare omfattas av sanktioner från Europeiska unionen, FN eller finländska myndigheter.

Enligt EU:s beslut om sanktioner mot Ryssland (genom EU-förordning 2022/576) är det fr.o.m. den 9 april 2022 förbjudet att tilldela offentliga kontrakt till:

1. ryska medborgare eller fysiska eller juridiska personer, enheter eller organ som är etablerade i Ryssland
2. juridiska personer, enheter eller organ som till mer än 50 procent direkt eller indirekt ägs av en enhet som avses i punkt 1
3. fysiska eller juridiska personer, enheter eller organ som agerar för, eller på uppdrag av, en enhet som avses i punkt 1–2

Förbudet inbegriper, om de står för mer än 10 procent av kontraktets värde, underleverantörer, leverantörer eller enheter vars kapacitet utnyttjas i upphandlingen.

Anbudsgivaren bekräftar att denne, dennes underleverantörer eller enheter vars kapacitet utnyttjas inte omfattas av den förbjudna kretsen enligt EU:s beslut ovan.

3.2 Bevis och utredningar

Den vinnande anbudsgivaren kommer innan upphandlingsavtalet undertecknas att uppmanas lämna in till den upphandlande enheten nedan nämnda utredningar, som förutsätts enligt lagen om beställarens utredningsskyldighet och ansvar vid anlåtande av utomstående arbetskraft (1233/2006, "Beställaransvarslagen") samt på basis av anbudsgivarens ifyllda ESPD-redogörelse.

Vad gäller en utländsk anbudsgivare, ska denne lämna uppgifter som motsvarar de uppgifter som avses nedan i form av registerutdrag eller motsvarande intyg eller på något annat allmänt vedertaget sätt i enlighet med lagstiftningen i anbudsgivarens etableringsland. Anbudsgivaren ska på begäran lämna in följande utredningar:



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1. en utredning om huruvida företaget är infört i förskottsuppbörsregistret och arbetsgivarregistret enligt lagen om förskottsuppbörd (1118/1996) samt i registret över mervärdesskattskyldiga enligt mervärdesskattelagen (1501/1993);
 2. ett utdrag ur handelsregistret;
 3. ett intyg över betalda skatter eller ett intyg över skatteskuld eller en utredning om att en betalningsplan angående skatteskulden har gjorts upp;
 4. intyg över tecknande av pensionsförsäkringar samt över betalning av pensionsförsäkringsavgifter eller en utredning om att en betalningsöverenskommelse har ingåtts angående pensionsförsäkringsavgifter som förfallit till betalning;
 5. en utredning om vilket kollektivavtal som ska tillämpas på arbetet eller om de centrala anställningsvillkoren;
 6. en redogörelse om hur företagshälsovården är ordnad
- Utredningarna får inte vara äldre än tre månader gamla vid inlämnandet.

Härutöver krävs av den anbudsgivare som har vunnit upphandlingen dessutom följande utredningar:

7. ett utdrag ur konkurs- och företagssaneringsregistret;
8. ett straffregisterutdrag för anbudsgivaren som visar att den ej ålagts samfundsbot samt straffregisterutdrag för medlem i Anbudsgivarens förvaltnings-, lednings- eller tillsynsorgan eller en person som utövar representations-, besluts- eller tillsynsmakt; samt
9. en redogörelse över anbudsgivarens verkliga förmånstagare.

Straffregisterutdraget får inte vara äldre än tolv månader. Straffregisterutdraget behandlas konfidentiellt i enlighet med upphandlingslagen och förstörs eller returneras till den person som utdraget gäller, när grunderna för uteslutning har utretts.

Den upphandlande enheten granskar utredningen för finländska anbudsgivare enligt punkt 1 (anteckningar i förskottsuppbörsregistret, arbetsgivarregistret och registret över momsskyldiga) i företags- och organisationssystemet.

Den upphandlande enheten får fastställa en tidsfrist inom vilken de vinnande anbudsgivarna ska lämna in de begärda utredningarna. Om anbudsgivaren trots begäran inte lämnar in utredningarna i enlighet med anbudsfrågan inom den utsatta tiden, kan den upphandlande enheten utesluta anbudsgivaren från upphandlingsförfarandet.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

4 Krav på tjänsten

Nedanstående krav på tjänsten och personella resurser ska uppfyllas av anbudsgivaren.

4.1 Projektplan

Anbudsgivaren ska upprätta en preliminär projektplan baserat på den information som getts av den upphandlande enheten i upphandlingsdokumenten. Projektplanen för generalplanen och miljöbedömning ska tydligt separeras, dock så att projekten löper parallellt. Projektplanen ska bifogas anbudsdokumenten. Den upphandlande enheten kommer att använda planen som grund för att utvärdera anbudsgivarens anbud. I projektplanen ska det framkomma hur anbudsgivaren avser åta sig uppdraget och organisera projektet.

Åtminstone nedanstående behöver framkomma i projektplanen:

- Förslag på utförande
- Projektorganisationens sammantagna formella kompetens och erfarenheter (redovisas med CV samt referensuppdrag för ansvariga personer)
- Arbetsfördelningen mellan ansvariga personer
- Nödvändiga resurser
- Kommunikationsplan med intressegrupper
- Beskrivning av milstolpar för olika delmoment (miljöbedömning, planläggning)
- Kvalitetssäkring
- Preliminär tidsplan
- Riskhantering
- Identifierade utmaningar/möjligheter
- Uppskattning av tidsåtgång för de olika delmomenten

4.2 Roller och kompetensnivå

Kompetensnivåbeskrivningarna är profilbeskrivningar på en övergripande nivå. Vid klassificering av en individs kompetens måste kriterierna för nivåbeskrivningarna uppfyllas. Arbete i arbetsförhållande anses likvärdigt med erfarenhet som konsult. En konsult som uppfyller en högre nivå kan lämna anbud på lägre nivåer.

CV som bestyrker konsulternas kompetens ska inlämnas tillsammans med anbudet. I CV:n ska konsultens kompetensnivå framgå.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Nivå 1

Kunskap	Nyss genomförd utbildning inom aktuellt område
Erfarenhet	Kortare arbetserfarenhet, mindre än 1 år
Ledning	Kräver arbetsledning
Självständighet	Kan självständigt utföra enklare uppgifter

Nivå 2

Kunskap	Har utbildning inom området, viss svårighetsgrad
Erfarenhet	1–3 år verksam inom aktuellt område, har deltagit i eller utfört ett flertal liknande uppdrag
Ledning	Kräver arbetsledning
Självständighet	Kan självständigt utföra avgränsande uppgifter

Nivå 3

Kunskap	Hög kompetens inom området
Erfarenhet	4–8 år verksam inom aktuellt område, är förebild för andra konsulter på lägre nivå. Har befunnit sig på nivå 2 i minst 2 år
Ledning	Tar ansvar för delområde, kan leda en mindre grupp
Självständighet	Kan arbeta självständigt

Nivå 4

Kunskap	Hög generalistkompetens, eller mycket hög kompetens inom området
Erfarenhet	Har deltagit i stora uppdrag (15 000 h) inom aktuellt område och genomfört uppdrag med mycket hög kvalitet. Nivån uppnås normalt tidigast efter 8–10 år som verksam inom aktuellt område. Har befunnit sig på nivå 3 under minst 2 år
Ledning	Tar huvudansvar för ledning av större grupp
Självständighet	Mycket stor

Nivå 5

Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Kunskap	Kompetens av högsta rang inom aktuellt område, uppfattas som expert/guru på marknaden
Erfarenhet	Som nivå 4 men har befunnit sig på nivå 4 under minst 3 år
Ledning	Har stor vana och erfarenhet att verka i ledande befattning
Självständighet	Mycket stor

4.3 Huvudansvarig projektledare

Anbudsgivaren ska utse en dedikerad, huvudansvarig projektledare gentemot den upphandlande enheten. Projektledaren ska vara den upphandlande enhetens kontaktperson med övergripande ansvar för tillämpning av avtalet och utförande av uppdraget. Projektledaren ska även ha en ersättare som har god kännedom om uppdraget ifall den egentliga projektledaren är frånvarande. Fritt formulerad CV för projektledaren ska bifogas anbudet. CV:n ska vara på svenska eller engelska och ska innehålla utförda projekt, årtal och uppdragsbeskrivning samt kontaktuppgifter.

Den offererade projektledaren uppfyller följande kompetenskrav:

- Kompetensnivå 4 eller högre
- Ska kunna kommunicera på svenska eller engelska muntligt och skriftligt och uppfylla minst nivå C1 enligt den europeiska referensramen CEFR

Följande krav ska uppfyllas av den huvudansvariga projektledaren tillsammans med de ansvariga konsulterna:

- Över 5 års erfarenhet av att leda projekt inom miljöbedömning eller miljökonsekvensbedömning för vindkraftsprojekt
- Över 5 års erfarenhet av att leda utredningsprojekt för utvecklande av vindkraftsparker
- Över 10 års erfarenhet av att arbeta som konsult

4.4 Ansvariga konsulter

För uppdraget ska anbudsgivaren förutom projektledare även utse ansvariga konsulter med ansvar för 3 olika ansvarsområden:

- Miljöbedömning



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

- Planläggning
- Byggteknisk specialist för uppförande av konstruktioner till havs

Den huvudansvariga projektledaren kan också vara ansvarig för ett ansvarsområde, men en ansvarig konsult kan inte vara ansvarig för fler än ett område.

Anbudsgivare ska säkerställa att samtliga personer som kommer att ha direktkontakt med den upphandlande enheten behärskar svenska eller engelska i tal och i skrift, och uppfyller minst nivå B2 enligt den europeiska referensramen CEFR. Den ansvariga planläggningskonsulten ska dock ha goda kunskaper i svenska, och uppfylla minst nivå C1 enligt den europeiska referensramen CEFR. Ansvarsområdesansvariga ska ha erfarenhet från ansvarsområdet.

Den ansvariga konsulten för planläggning ska uppfylla följande krav:

Enligt 3 § Plan- och byggförordning (2008:107) för landskapet Åland ska den som utarbetar en detalj- eller generalplan ha högskoleexamen som motsvarar minst tre års heltidsstudier inom byggnadsbranschen eller annan motsvarande examen och tillräcklig erfarenhet med tanke på uppgiftens svårighetsgrad.

Fritt formulerad CV för samtliga ansvariga konsulter ska bifogas anbudet. CV:n ska vara på svenska eller engelska och ska innehålla utförda projekt, årtal och för upphandlingen relevanta uppdragsbeskrivningar samt kontaktuppgifter.

Ansvariga konsulter ska uppfylla minst kompetensnivå 3 enligt modellen i punkt 4.2.

4.5 Övriga specialister

CV:n för andra specialister som anbudsgivaren planerar att använda sig av i projektet bifogas till anbudet. Till exempel för följande områden:

- MKB-expert för havsbaserade vindkraftparker
- Landskapsundersökning, blinkning och visuell områdesanalys
- Bulleranalys
- Vegetations- och biotopundersökningar, Natura-bedömningar
- Fågelundersökningar och Naturabedömningar av fågellivet
- Hydrologisk konsekvensbedömning
- Arkeologi och kulturarv
- Samordning av tekniska undersökningar



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

- Marinbiolog (fisk, däggdjur, bottenfauna, botanik)

Anbudsgivaren ska använda de namngivna ansvariga personerna för utförandet av uppdraget och de får inte bytas ut utan den upphandlande enhetens tillstånd. Anbudsgivaren ska säkerställa att de resurser som offereras finns tillgängliga under hela uppdraget.

5 Bedömning av anbudet

Anbudet kommer att provas och utvärderas

1. Kontroll av att kraven på anbudsgivaren uppfylls
2. Prövning av anbudet, där kontroll av att alla "ska-krav" uppfyllts görs
3. Utvärdering av pris och kvalitet
4. Begäran om inlämnade av bevis och kontroll av dem, från de potentiella avtalsleverantörerna

All utvärdering kommer att ske via det elektroniska upphandlingsverktyget e-Avrop.

5.1 Utvärdering

Utvärderingen görs med hjälp av en mervärdesmodell där ett poäng motsvarar ett monetärt värde.

Utvärderingspunkter framgår nedan:

- Pris
- Utvärdering av projektplan
- Utvärdering erfarenhet och kompetens huvudansvarig projektledare
- Utvärdering erfarenhet och kompetens ansvariga konsulter

Utvärderingen kommer att ske genom användandet av ett fiktivt monetärt avdrag. Om anbudsgivaren erhåller poäng kommer ett fiktivt mervärdesavdrag att göras från anbudsgivarens anbudspris.

Varje erhållen poäng vid utvärdering av projektplan motsvarar ett avdrag på 4 euro.

Varje erhållen poäng vid utvärdering av huvudansvarig projektledare motsvarar ett avdrag på 4 euro.

Varje erhållen poäng vid utvärdering av ansvariga konsulter motsvarar ett avdrag på 4 euro.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Jämförelsetalet utgör det pris som anbuderna kommer att jämföras med. Anbudet med lägst jämförelsetal kommer att tilldelas kontraktet. Jämförelsetalet fås genom att subtrahera erhållet prisavdrag till anbudsgivarens anbudspris enligt:
 $\text{Anbudspris} - \text{Erhållet prisavdrag} = \text{Jämförelsetal}$

Exempel på utvärdering:

Summering av timpriset för huvudansvarig projektledare + timpriset för ansvariga konsulter = anbudspris.

Anbudsgivarens anbudspris är 220 euro. I utvärdering av projektplan och kompetenser för huvudansvarig projektledare och ansvariga konsulter erhåller anbudsgivaren maximalt prisavdrag för projektplan 12 poäng/48 euro, maximalt prisavdrag för huvudansvarig projektledare 9 poäng/36 euro och maximalt prisavdrag för ansvariga konsulter 9 poäng/36 euro.

$$220 - 48 - 36 - 36 = 100$$

Anbudsgivarens jämförelsetal blir därmed 100 euro.

Anbudsgivaren kan simulera utfallet av utvärderingen i Utvärderingsmodellen i e-Avrop.

5.2 Innehåll i prisuppgifter

Pris ska anges i euro exklusive moms på följande sätt i e-Avrop:

- Timpris för huvudansvarig projektledare
- Timpris för ansvariga konsulter

Timpriset avser arbete på distans. Eventuella resekostnader eller övriga kostnader debiteras separat enligt avtalsvillkoren.

Till anbudet ska bifogas en prislista med timpriser för övriga tillägsarbeten/specialister, samt prislista för ÄTA arbeten inklusive ett generellt procentuellt påslag för kostnader för tillkommande underleverantörer. Med tillkommande underleverantörer avses tjänster/material som inte ingår i begärda timpriser för uppdraget. Priset till den upphandlande enheten bildas genom att det tillkommer ett procentuellt påslag på huvudleverantörens självkostnadspris för underleverantören som täcker huvudleverantörens kostnader. Ålands landskapsregering garanterar dock inte att tillägsarbeten och specialister kommer att beställas.

För eventuella tillkommande utredningar/optioner ska det uppgöras separata beställningar för i samråd med den upphandlande enheten.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

5.3 Optioner

En stor del av miljöbedömningsarbetet antas kunna göras på basen av befintlig publik information. För att få en bättre bild av havsområdenas naturvärden är utförandet av vegetations- och biotopundersökningar något som kan behövas. Metodik för att kartlägga ett upp till 1000 km² stort område genom provtagning ska presenteras och prisuppgifter för genomförandet ska presenteras.

Ifall anbudsgivaren anser att det finns andra genomföranden som kan kräva skild kartläggning för att tillgodose en miljöbedömnings behov, kan sådana aktiviteter identifieras separat med en beskrivning av relevans, metodikbeskrivning för utförandet samt prisutgifter.

5.4 Utvärdering av projektplan

Projektplanen kommer att utvärderas enligt dess lämplighet och relevans i förhållandet till målsättningen med uppdraget som framgår ur detta dokument. Anbudsgivarna kommer även att jämföras mot varandra så att den anbudsgivare som anses ha bäst anbud enligt de olika underkriterierna får bäst poäng. Anbud som bedöms som likvärdiga erhåller likvärdig poängsättning.

Projektplanen ska vara på maximalt femtio (50) A4 sidor. Sidor som överstiger detta kommer inte att beaktas i utvärderingen.

Den upphandlande enheten värdesätter följande punkter:

1. Realistisk och fokuserad tidsplan som är anpassad till Sunnavinds projektplan
2. Heltäckande organisation, lämpliga resurser: Projektmedlemmarna består av en välavvägd sammansättning av olika personresurser som behövs för projektet enligt uppdragsbeskrivningen
3. Aktivitetsplan för genomförandet som är grundlig och omfattande
4. Delmål, uppskattad tidsåtgång för varje etapp

Varje punkt 1–4 bedöms enligt poängsättningen nedan med maximalt 3 poäng. Maximal sammanlagd poäng för de fyra punkterna är 12 poäng.

3 poäng - Mycket bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning på bästa möjliga sätt uppfyller tilldelningskriteriet och ger betydande mervärde för den upphandlande enheten. Anbudsgivaren beskriver på ett mycket tydligt strukturerat sätt och med stor relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms inte ha



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

några brister eller endast brister av mycket ringa betydelse. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, en djup förståelse för det som efterfrågats.

2 poäng - Bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning uppfyller tilldelningskriteriet och bedöms tillföra en god kvalitet. Anbudsgivaren beskriver på ett bra sätt och med relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms dock ha ett antal brister. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, godtagbar förståelse för det som efterfrågats.

1 poäng - Inget utmärkande

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning inte uppvisar några mervärden i relation till tilldelningskriteriet. Anbudsgivaren beskriver det som efterfrågats på en acceptabel, men inte utmärkande nivå.

0 poäng – Otillräckligt

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning har påtagliga brister i relation till tilldelningskriteriet, alternativt saknas helt eller i delar. Kriteriet uppfylls inte alls alternativt material saknas för att göra en bedömning. Betyget kan även erhållas för beskrivningar som är orealistiska eller orealiserbara, helt eller i delar, i förhållande till övriga omständigheter som framkommer av inlämnat anbud.

5.5 Utvärdering erfarenhet och kompetens huvudansvarig projektledare

Projektledarens kompetens kommer, utifrån inlämnad bilaga CV, utvärderas enligt dess lämplighet och relevans i förhållande till målsättningen med uppdraget som framgår ur detta dokument. Anbudsgivarna kommer även att jämföras mot varandra så att den anbudsgivare som anses ha bäst anbud enligt de olika underkriterierna får bäst poäng. Anbud som bedöms som likvärdiga erhåller likvärdig poängsättning.

Kraven på den huvudansvariga projektledaren framgår i punkt 4.3 i anbudsbegäran. Anbudsgivaren ska lämna in ifylld Bilaga CV som bestyrker kompetensnivån.

Den upphandlande enheten värdesätter följande egenskaper:

1. Relevant arbetserfarenhet som ansvarig projektledare och högskoleutbildning för ansvarsrollen eller motsvarande förvärvad teoretisk kunskap om metoder och struktur för projektarbete.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

2. Erfarenhet från miljöbedömning eller miljökonsekvensbedömning. Erfarenhet från planläggningsuppdrag för vindkraft. Erfarenhet av att leda projekt inom planläggning av havsbaserad vindkraft ses som en fördel. Även erfarenhet av att leda projekt inom landbaserad vindkraft är en fördel.
3. En kompetensnivå som är högre än nivå 4 enligt punkt 4.2 Roller och kompetensnivå.

Varje punkt 1–3 bedöms enligt poängsättningen nedan. Maximal sammanlagd poäng för de tre punkterna är 9 poäng.

3 poäng - Mycket bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning på bästa möjliga sätt uppfyller tilldelningskriteriet och ger betydande mervärde för den upphandlande enheten. Anbudsgivaren beskriver på ett mycket tydligt strukturerat sätt och med stor relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms inte ha några brister eller endast brister av mycket ringa betydelse. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, en djup förståelse för det som efterfrågats.

2 poäng - Bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning uppfyller tilldelningskriteriet och bedöms tillföra en god kvalitet. Anbudsgivaren beskriver på ett bra sätt och med relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms dock ha ett antal brister. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, godtagbar förståelse för det som efterfrågats.

1 poäng - Inget utmärkande

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning inte uppvisar några mervärden i relation till tilldelningskriteriet. Anbudsgivaren beskriver det som efterfrågats på en acceptabel, men inte utmärkande nivå.

0 poäng - Otillräckligt

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning har påtagliga brister i relation till tilldelningskriteriet, alternativt saknas helt eller i delar. Kriteriet uppfylls inte alls alternativt material saknas för att göra en bedömning. Betyget kan även erhållas för beskrivningar som är orealistiska eller orealiserbara, helt eller i delar, i förhållande till övriga omständigheter som framkommer av inlämnat anbud.

5.6 Utvärdering erfarenhet och kompetens hos ansvariga konsulter



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Kompetens kommer att, utifrån inlämnad bilaga CV, utvärderas enligt dess lämplighet och relevans i förhållandet till målsättningen med uppdraget som framgår ur detta dokument och uppdragsbeskrivningen. Anbudsgivarna kommer även att jämföras mot varandra så att den anbudsgivare som anses ha bäst anbud enligt de olika underkriterierna får bäst poäng. Anbud som bedöms som likvärdiga erhåller likvärdig poängsättning.

Den upphandlande enheten värdesätter följande egenskaper:

1. De ansvariga konsulterna har relevant arbetserfarenhet och utbildning för ansvarsrollen i form av högskoleutbildning och flerårig förvärvad arbetskunskap. GIS-kunskap är meriterande. Erfarenhet av planläggningsuppdrag på Åland är meriterande.
2. De ansvariga konsulterna har erfarenhet från liknande utrednings- och planläggningsuppdrag.
3. De ansvariga konsulternas kompetensnivå enligt punkt 4.2. Anbudsgivaren ska använda inlämnad CV för att styrka projektmedlemmarnas kompetensnivå.

De ansvariga konsulterna bedöms som en helhet. Varje punkt 1–3 bedöms enligt poängsättningen nedan. Maximal sammanlagd poäng för de tre punkterna är 9 poäng.

3 poäng - Mycket bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning på bästa möjliga sätt uppfyller tilldelningskriteriet och ger betydande mervärde för den upphandlande enheten. Anbudsgivaren beskriver på ett mycket tydligt strukturerat sätt och med stor relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms inte ha några brister eller endast brister av mycket ringa betydelse. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, en djup förståelse för det som efterfrågats.

2 poäng - Bra

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning uppfyller tilldelningskriteriet och bedöms tillföra en god kvalitet. Anbudsgivaren beskriver på ett bra sätt och med relevans det som efterfrågats. Beskrivningen bedöms dock ha ett antal brister. Anbudsgivaren visar, i relation till den upphandlande enhetens behov, godtagbar förståelse för det som efterfrågats.

1 poäng - Inget utmärkande

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning inte uppvisar några mervärden i relation till tilldelningskriteriet. Anbudsgivaren beskriver det som efterfrågats på en acceptabel, men inte utmärkande nivå.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

0 poäng - Otillräckligt

Den sammanlagda bedömningen visar att anbudsgivarens redovisning har påtagliga brister i relation till tilldelningskriteriet, alternativt saknas helt eller i delar. Kriteriet uppfylls inte alls alternativt material saknas för att göra en bedömning. Betyget kan även erhållas för beskrivningar som är orealistiska eller orealiserbara, helt eller i delar, i förhållande till övriga omständigheter som framkommer av inlämnat anbud.

6 Regler för upphandling och anbud

6.1 Anbud

Anbudsgivaren ska i anbudet visa att de i upphandlingsdokumenten uppställda förutsättningarna och kraven är uppfyllda. Anbudsgivaren förklarar sig beredd att teckna avtal i enlighet med bifogat avtal.

Landskapsregeringen har endast möjlighet att anta anbud som innehåller efterfrågad och fullständig information. Ett anbud som är ofullständigt eller som inte accepterar uppställda förutsättningar och krav kommer inte att beaktas. Anbudsgivaren ska ställa upp anbudet enligt anvisningarna för att säkerställa att anbudet blir komplett. Anbudsgivaren ska begränsa anbudet till att endast omfatta efterfrågad information. Information som lämnas utöver efterfrågad information kommer inte att beaktas.

6.2 Språk

Anbud ska lämnas på svenska, men CV:n och referensmaterial kan godkännas på engelska. Samtliga eventuella bilagor bör vara förtecknade i anbudet.

6.3 Anbudslämnande

Anbud ska lämnas in elektroniskt via e-Avrop av behörig person

Anbud lämnade per post, e-post eller fax godtas inte.

Anbud som lämnas för sent beaktas inte, oavsett orsak.

6.4 Anbudets giltighetstid

Anbudet ska vara giltigt i 3 månader från och med sista anbudsdag. Om en besvärprocess inleds förlängs anbudets giltighetstid automatiskt i enlighet med resultatet av domstolens beslut.

6.5 Frågor och svar under anbudstiden



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Alla förfrågningar som rör anbudshandlingarna ska skickas via det elektroniska upphandlingsverktyget e-Avrop, där även svaren publiceras.

Om anbudsgivaren upplever krav i upphandlingsdokumentet som otydligt, orimligt, onormalt kostnadsdrivande eller konkurrensbegränsande i något avseende är det viktigt att kontakta den upphandlande enheten på ovan nämnda sätt på ett så tidigt stadium som möjligt, så att missförstånd kan undvikas.

6.6 Reservationer och alternativa anbud (sidoanbud)

Anbudsgivaren ska basera sitt anbud på de förutsättningar som anges i denna anbudsbegäran. Inga reservationer eller alternativa anbud (sidoanbud) accepteras.

6.7 Helt eller delat anbud

Delanbud accepteras inte i upphandlingen. Den upphandlande enheten anser att uppdraget är en sammanhängande helhet och har därför inte delat anbudet i flera delar.

6.8 Ersättning för anbud

Ersättning för att upprätta anbud och delta i anbudsprocessen utgår inte.

6.9 Underleverantörer

Anbudsgivaren har rätt att anlita underleverantörer för att fullgöra sina åtaganden. Användandet av underleverantör begränsar inte den ekonomiska aktörens ansvar som huvudman för fullgörande av kontraktet.

Om anbudsgivaren anlitar en eller flera underleverantörer, ska anbudet innehålla uppgifter om respektive underleverantör, FO-/organisationsnummer samt vilken del av åtagandet som ska fullgöras av respektive underleverantör.

6.10 Deltagande i upphandlingen i grupp och utnyttjande av andra enheters kapacitet

Om anbudsgivaren åberopar en annan parts kapacitet för att uppfylla kvalifikationskraven ska detta framgå i anbudet. Anbudsgivaren får lämna anbud i grupp.

En anbudsgivare får för fullgörande av kontraktet utnyttja andra enheters kapacitet, oberoende av den rättsliga arten av förbindelserna mellan dem. Också en grupp får för fullgörande av kontraktet utnyttja



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

kapaciteten hos andra enheter. Kapacitet som gäller kvalifikationer och erfarenhet hos personalen vid andra enheter får användas endast om de berörda andra enheterna tillhandahåller de tjänster som är föremål för upphandlingen eller delar av dem.

En anbudsgivare eller en grupp av dessa ska för den upphandlande enheten visa dokumentation över sin ekonomiska och finansiella ställning, tekniska prestanda och yrkesmässiga kvalifikationer och uppfyllandet av övriga krav.

6.11 Tilldelningsbesked (delgivning av beslut)

Samtliga anbudsgivare som lämnat anbud i upphandlingen kommer att erhålla meddelande om tilldelningsbeslut. Meddelandet skickas via e-Avrop i enlighet med den anbudsgivarens uppgifter.

Besvär- och rättelseanvisning bifogas delgivningen.

6.12 Avslutad upphandling och tecknade av avtal

Efter att tilldelningsbeslut har fattats tillämpas en väntetid om 14 dagar.

För landskapsregeringen gäller, att bindande avtal förutsätter att ett skriftligt avtal har upprättats vilket är undertecknat av behöriga företrädare för Landskapsregeringen.

6.13 Allmänna handlingars offentlighet och sekretess

Alla inlämnade anbud behandlas i enlighet med bestämmelserna i landskapslag (2021:79) offentlighetslag på Åland. Inkomna anbud är inte offentliga förrän upphandlingsavtalet ingåtts eller om upphandlingen avbryts utan att ny upphandling genomförs.

Om anbudsgivare anser att uppgift(er) i anbud bör beläggas med sekretess ska utförlig motivering ges i anbudet. Anbudsgivaren ska även lämna in en censurerad version av anbudet. I annat fall förutsätts att anledning till sekretess saknas. Sekretessprövning kan inte göras i förväg och garantier kan därför inte lämnas. Generellt sett är möjligheterna att sekretessbelägga anbud starkt begränsade sedan upphandlingen avslutats. Detta gäller särskilt uppgifter i anbud som rör utvärderingskriterierna, vilket också omfattar priserna.

6.14 Avbrytande av upphandling

Upphandlingen får avbrytas av en faktisk och grundad anledning. Exempelvis, om inget anbud motsvarar ställda krav, om ekonomiskt mest fördelaktiga anbud vida överstiger upphandlingsuppdragets ekonomiska ramar eller om anbudena på annat sätt är oförmånliga kan landskapsregering avbryta upphandlingen och förkasta samtliga anbud. Detta gäller också om förutsättningarna för upphandlingen väsentligen förändras.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

Om upphandlingen måste avbrytas kommer samtliga anbudsgivare att underrättas. I underrättelsen anges grunden för beslutet.



**Finansieras av
Europeiska unionen**

NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Avtal gällande konsulttjänster

PLANLÄGGNING OCH MILJÖBEDÖMNING AV HAVSBASERAD VINDKRAFT

Dnr: ÅLR 2023/3177

Datum: 18.4.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax



Finansieras av
Europeiska unionen

NextGenerationEU

Innehåll

1	Avtalets omfattning	3
1.1	Avtalsparter	3
1.2	Bakgrund och syfte	3
1.3	Avtalshandlingar	4
1.4	Avtalstid	4
1.5	Allmänna avtalsvillkor	4
2	Uppdragets objekt och omfattning	5
2.1	Allmänt om uppdraget	5
2.2	Uppdragsbeskrivning	5
2.2.1	Planläggningstjänster	5
2.2.2	Miljöbedömning	5
2.3	Utnyttjande av annans kapacitet	6
2.4	Språkligt krav på tjänsten	6
2.5	Konsulter som producerar tjänsten	6
2.6	Utförande	6
2.6.1	Startmöte	6
2.6.2	Löpande avstämningsmöten	6
2.6.3	Godkännande av resultat	7
2.6.4	Tillägsarbeten	7
3	Debiteringsgrunder	7
3.1	Allmänt om priser	7
3.1.1	Övertidsarbete	7
3.2	Särskilda ersättningar	7
3.3	Utlägg	7
3.4	Ersättning av rese- och restidsutgifter	8
3.5	Merkostnader och justering av debiteringsgrunderna	8
3.6	Utbetalningar	8
3.7	Faktureringsuppgifter	8
3.8	Reklamationsrätt	8
4	Upphovsmannarätt, överlåtande av material och underlag	8
5	Kommunikation	9
6	Dröjsmål relaterade till myndighetsbeslut gällande Covid19-pandemin eller jämförbara händelser	9

7	Personuppgiftsbehandling.....	9
8	Uppsägning av avtal	10
9	Avslutande av uppdraget.....	10
10	Meningskiljaktigheter och avgörande av dessa	10
10.1	Lag som tillämpas	10
10.2	Allmän underrätt	10
11	Underskrift	10

1 Avtalets omfattning

1.1 Avtalsparter

Ålands Landskapsregering

Infrastrukturavdelningen

(nedan "Beställare")

FO-nummer: 0145076-7

PB 2050

AX-22 111 Mariehamn

Åland, Finland

Namn

(nedan "Konsult")

Org. Nr: XX

Adress

Adress

Adress

Kontaktpersoner gällande avtalet

Ralf Häggblom

Energisamordnare

Tel: +358 18 25 000

E-mail: ralf.haggblom@regeringen.ax

Namn

Tel: xx

E-mail: xx

Vid förändringar av kontaktuppgifter ska den andre parten skriftligen meddelas snarast. De kontaktpersoner som anges ovan har ansvar för samarbetet enligt detta avtal. Kontaktpersonerna ska ha behörighet att företräda sin part inom ramen för avtalet.

Meddelanden enligt detta avtal sker genom e-post till de kontaktpersoner som anges ovan. Ett e-post meddelande anses ha kommit den andra parten tillhanda den första arbetsdagen efter dagen för avsändandet.

1.2 Bakgrund och syfte

I detta avtal regleras villkoren för ett konsultuppdrag gällande generalplanering och miljöbedömning av en planerad havsvindpark i det åländska Norrhavet.

Detta avtal är en del av projektet Sunnanvind som Ålands landskapsregering genomför. Projekt Sunnanvinds grundidé är att möjliggöra uppbyggande av storskalig havsbaserad vindkraft på Åland. Projektet Sunnanvind är finansierat av Europeiska unionens facilitet för återhämtning och resiliens som inrättats genom Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2021/241 om inrättande av faciliteten för återhämtning och resiliens.

Efter att ha genomfört en upphandling genom ett öppet förfarande har Beställaren och Konsulten slutit avtal där Konsulten har förbundit sig till de villkor som anges i detta avtal. På upphandlingen har lag om offentlig upphandling och koncession (FFS 1397/2016) tillämpats. Syftet med avtalet är att reglera villkoren för de konsulter som kommer att utföra planering och genomförande av generalplanering och miljöbedömning (nedan benämnt "projektet").

1.3 Avtalshandlingar

Avtalet består av detta dokument och följande bilagor:

1. Godkända underleverantörer
2. Kravspecifikation
3. Priser/Anbud
4. Allmänna avtalsvillkor för konsultverksamhet – KSE 2013
5. Skriftliga ändringar till projektplan
6. Projektplan
7. Uppdragsbeskrivning

Handlingarna avser att vara kompletterande i förhållande till varandra. För det fall att det i de olika handlingarna förekommer mot varandra stridande uppgifter gäller dokumenten, om omständigheterna inte uppenbart föranleder något annat, i följande ordning

1. Skriftliga ändringar och tillägg till detta avtal
2. Detta avtal
3. Skriftliga ändringar och tillägg till avtalsbilagorna
4. Avtalsbilagorna i ovan angiven ordning
5. Tillägg och ändringar till upphandlingsdokumenten
6. Upphandlingsdokumenten
7. Förtydliganden till Konsultens anbud
8. Konsultens anbud med bilagor

1.4 Avtalstid

Avtalet gäller från och med tidpunkten för Beställarens och Konsultens undertecknande. Avtalet gäller till antingen den 31.12.2027, med en option på ett år till 31.12.2028, eller vid den tidpunkten beställda tilläggsarbeten har genomförts. Vill Beställaren nyttja optionen ska denne meddela Konsulten senast en månad innan avtalet löper ut.

Beställaren har rätt att säga upp avtalet med omedelbar verkan, om upphandlingsbeslutet upphävs av domstol. Konsulten har i så fall ingen rätt att erhålla någon ersättning med anledning av att avtalet upphör att gälla.

1.5 Allmänna avtalsvillkor

På detta avtal tillämpas följande allmänna avtalsvillkor:

1. Allmänna avtalsvillkor för konsultverksamhet – KSE 2013

I de fall de allmänna avtalsvillkoren anger att någon del av tjänsten ska levereras på finska ska i detta avtal i stället avse svenska. Alla tjänster och allt material som produceras för eller överlämnas till Beställaren ska vara på svenska.

2 Uppdragets objekt och omfattning

2.1 Allmänt om uppdraget

Tjänsten ska vid var tid uppfylla kraven som ställts i upphandlingen enligt bilaga 2.

2.2 Uppdragsbeskrivning

Det uppdrag som avtalet omfattar och som Konsulten ska utföra beskrivs i bilaga 7. Uppdragets två delar beskrivs i korthet nedan.

Planläggningen och miljöbedömningen ska administrativt genomföras som separata processer. Förhandlingar, samråd, höranden och presentationer ska dock kombineras i så hög grad som möjligt. Uppdraget ska såtillvida genomföras som ett huvudprojekt, med dessa två delprojekt.

2.2.1 Planläggningstjänster

Planläggningen ska utgå från de bestämmelser och krav som finns i Plan- och bygglag (2008:102) för landskapet Åland (PBL) samt Plan- och byggförordning (2008:107) för landskapet Åland.

Antagande av en generalplan är en kommunal behörighet. Kommunfullmäktige för respektive kommun ska anta den slutliga planen för de områden som finns inom kommunens gränser. Enligt PBL kan landskapsregeringen för vissa samhällsfunktioner eller för visst ändamål såsom energiproduktion och energiöverföring fatta beslut och rekommendationer om markanvändning. Vid planläggning eller vid beslut om användning av ett markområde ska kommunen följa de beslut som landskapsregeringen fattat. Enligt Plan- och bygglag (2008:102) 5 § ska vid planläggning planens påverkan på miljön och landskapsbilden redovisas.

Målet är att generalplanens rättsverkan ska vara att bygglov som uppfyller planens krav ska kunna beviljas av kommunerna, för de delar av ett projekt som en aktör planerar uppföra inom respektive kommuns område. Uppförandet av vindkraftsparker antas ske i flera faser och kan ske inom de gränser som täcks av de olika generalplanerna.

2.2.2 Miljöbedömning

Planens konsekvenser för miljön ska enligt landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning utredas. Om en plan eller ett program kan antas medföra en betydande miljöpåverkan, ska en miljöbedömning utföras (15 §). Miljöbedömningen ska dokumenteras i en miljörapport vars innehåll beskrivs i 19 § samt i kapitel 1.4.2 av uppdragsbeskrivningen i bilaga 7.

Då planens syfte är att möjliggöra ett eller flera genomförandeprojekt som enligt Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning 2 § tillsammans eller enskilt kan antas medföra betydande miljöpåverkan, ska en miljöbedömning genomföras. Miljörapporten ska täcka förutom det som beskrivs i landskapslag (2018:33) även innehålla en redogörelse för de samråd som hålls (enligt landskapslagens 15 §).

2.3 Utnyttjande av annans kapacitet

I tillägg till vad som anges i punkt 3.1.3 KSE 2013 anses Beställaren ha gett sitt samtycke till att Konsulten anlitar de underkonsulter som denne angett i sitt anbud.

2.4 Språkligt krav på tjänsten

All dokumentation och alla resultat som Konsulten upprättar för Beställarens räkning ska skrivas på svenska om inte annat överenskommit mellan parterna.

2.5 Konsulter som producerar tjänsten

I tillägg till vad som anges i punkt 3.1.4 KSE 2013 ska de i anbudet namngivna Huvudansvarig projektledare och Ansvariga Konsulter för miljöbedömning, planläggning respektive byggt teknisk specialist för uppförande av konstruktioner till havs som offererats av Konsulten utföra de uppgifter som hör till deras ansvarsområden. Vill Konsulten byta ut dessa namngivna konsulter krävs Beställarens godkännande.

2.6 Utförande

Uppdraget ska utföras i enlighet med Konsultens projektplan. I tillägg till vad som anges i kap. 3.2 KSE 2013 ska Beställaren och Konsulten följa nedan angivna förfarande vid utförandet.

2.6.1 Startmöte

Ett inledande startmöte ska genomföras för att parterna ska komma överens om åtminstone

- projektets önskade resultat,
- förväntad resursåtgång,
- anlitan av underleverantörer,
- eventuella delleranser,
- kostnader,
- förväntat leveransdatum och
- förvaring av material under projektets beredningstid.

Vid startmötet ska Konsultens projektplan presenteras. Beställaren har rätt att ändra projektplanen så att den stämmer överens med lagar, förordningar samt projektet Sunnavinds målsättningar och åtgärder. Eventuella ändringar till Konsultens projektplan ska göras vid startmötet eller snarast efter startmötet.

2.6.2 Löpande avstämningsmöten

Under projektets gång ska Konsulten och Beställaren hålla kontinuerliga möten, under vilka projektets framskridande ska presenteras. Konsulten ska åtminstone delta i 10 möten och presentationer, där Konsultens huvudansvarige projektledare och ansvarig konsult för planläggning deltar. Konsulten ska genomföra uppdraget i enlighet med projektplanen. Beställaren övervakar och styr uppdraget.

Beställaren har rätt att ändra projektplanen under uppdragets gång. Konsulten får föreslå ändringar av projektplanen. Eventuella ändringar av projektplanen ska göras skriftligen. Konsulten är skyldig att meddela Beställaren om en aktuell ändring av projektplanen medför ökade eller minskad resursåtgång för uppdraget som helhet. Skriftliga ändringar av

projektplanen ska omfatta en eventuell ökad resursåtgång. Vid tvister gällande projektplanen och viktiga beslut gällande kostnader och uppdragets art ska Beställaren konsultera Sunnanvinds styrgrupp.

2.6.3 Godkännande av resultat

I det fall parterna har kommit överens om att Konsulten ska avlämna delleveranser, ska Beställaren godkänna varje delleverans på så sätt som parterna kommer överens. Den slutliga leveransen av respektive delleverans ska vara föremål för godkännande av Beställaren.

Uppdragets slutresultat är godkänt i och med att resultatet har godkänts i de fem berörda kommunernas kommunstyrelser. I det fall Beställaren inte kan godkänna uppdragets slutresultat, ska Beställaren och Konsulten komma överens om de ändringar och förbättringar som krävs för att uppdraget ska kunna godkännas.

2.6.4 Tillägsarbeten

Konsulten har en skyldighet att genomföra tillägsarbeten relaterat till uppdraget efter att huvuduppdraget är slutfört. Eventuella ändringar i resultatet efter samråd räknas som tillägsarbeten.

3 Debiteringsgrunder

3.1 Allmänt om priser

Konsultens debitering sker i form av ett tidsarvode enligt personkategorier i enlighet med 5.2.3 i KSE 2013. Personkategorierna är:

- Huvudansvarig projektledare
- Ansvariga konsulter

Tidsarvodet utgörs av de priser som Konsulten angett i sitt anbud (bilaga 3).

3.1.1 Övertidsarbete

Konsulten ska ordna arbete så att övertid inte sker under normala omständigheter. Anser Konsulten att uppdraget i särskilda fall kräver användning av övertid ska Konsulten inhämta Beställarens godkännande innan en viss konsult påbörjar övertidsarbetet.

3.2 Särskilda ersättningar

Konsulten har rätt att debitera särskild ersättning för uppgifter i form av övriga tjänster/specialister samt för tillägsarbeten enligt punkt 2.6.4 i detta avtal. Övriga tjänster/specialister ska debiteras enligt prislista i bilaga 3.

3.3 Utlägg

Utgångspunkten är att alla kostnader för tjänstens utförande ska ingå i tidsarvodet. För det fall att utlägg är nödvändiga enligt kapitel 5.5 i KSE 2013, ska Konsulten inhämta Beställarens godkännande innan utlägg görs.

3.4 Ersättning av rese- och restidsutgifter

Ersättning för resekostnader och restid utgår enligt kapitel 5.6 KSE 2013. Utgångspunkten är att uppdraget kan utföras på distans. För det fall att resor är nödvändiga ska Konsulten inhämta Beställarens godkännande inför varje resa innan de genomförs.

3.5 Merkostnader och justering av debiteringsgrunderna

Konsulten får föreslå justering av debiteringsgrunder på de villkor som anges i kapitel 5.7 KSE 2013. För justering av debiteringsgrunderna krävs Beställarens godkännande.

3.6 Utbetalningar

Konsulten har rätt att fakturera Beställaren månatligen i takt med arbetets framskridande enligt punkt 5.8.1 i KSE 2013. Beställaren betalar inte i förskott.

Med avvikelse från vad som anges i punkt 5.8.4 i KSE 2013 ska Beställaren betala fakturan inom 30 dagar från att en betalningsduglig faktura företetts denne. Av fakturan ska en specifikation av samtliga levererade varor och utförda tjänster framgå. Varken fakturerings- eller expeditjonskostnader får förekomma.

3.7 Faktureringsuppgifter

Fakturor ska vara försedda med adressen:

Ålands Landskapsregering

Infrastrukturavdelningen

Referens: Projekt Sunnanvind, #9512

PB 2050, AX-22 111 Mariehamn

I första hand ska e-faktura användas.

E-faktura (enbart i Finvoice-standard):

E-faktura adress: FI8720323800001432

Operatör: Nordea

Förmedlarens kod: NDEAFIHH

Fakturan skall i andra hand skickas per e-post till faktura@regeringen.ax i PDF-format.

3.8 Reklamationsrätt

Betalning av faktura innebär inte att Beställaren frånsagt sig rätt att reklamera, häva eller säga upp avtalet eller begära skadestånd.

4 Upphovsmannarätt, överlåtande av material och underlag

Med avvikelse från vad som anges i punkt 6.2.1 KSE 2013 erhåller Beställaren äganderätten till alla resultat och allt material samt immateriella rättigheter som framkommer vid projektets genomförande, med undantag för publika tredjemansrapporter, kartor, undersökningar, sådan programvara, dokumentation och annat material som Konsulten innehar vid avtalets ingående, eller som Konsulten utvecklar eller förvärvar utanför uppdraget, samt

uppdateringar eller utveckling av programvara, dokumentation och material som tillhör Konsulten. Överlåtelse av immateriella rättigheter sker med förbehåll för sådana rättigheter som enligt lag endast kan efterges i begränsad omfattning.

Konsulten har rätt att nyttja material, samt att använda det kunnande, den yrkeskunskap, erfarenhet och färdigheter som Konsulten förvärvar genom projektet, i sin fortsatta verksamhet och i marknadsföringen av sin verksamhet och att därvid göra erforderliga anpassningar och förändringar.

Material, dokumentation och resultat ska överlämnas av Konsulten till Beställaren i digital form, i DWG- eller GIS-format och i PDF-kopior.

5 Kommunikation

Allt material som härrör från uppdraget ska förses med det visuella emblemet "Finansieras av Europeiska Unionen – NextGenerationEU" för att påvisa finansieringens ursprung och säkerställa EU-finansieringens synlighet.

Emblem för nedladdning hittas i följande länk:

https://ec.europa.eu/regional_policy/information-sources/logo-download-center_en

6 Dröjsmål relaterade till myndighetsbeslut gällande Covid19-pandemin eller jämförbara händelser

Beställare och Konsult har rätt att skjuta upp delar eller hela leveransen om dröjsmålet är direkt relaterat till myndighetsbeslut gällande Covid 19-pandemin eller andra med denna jämförbara händelser, så som undantagstillstånd, reseförbud eller sjukfrånvaro.

En part ska meddela motparten skriftligen om den riskerar att hamna i dröjsmål enligt första stycket. Dröjsmålet ska styrkas med hjälp av intyg från behörig myndighet eller därmed jämförbar handling. Befarar en part att omständigheterna kring dröjsmålet är varaktiga och särskilt betungande, har Beställaren rätt att ändra uppdragets beskaffenhet, längd och omfattning efter samråd med Konsulten. Varken Beställare eller Konsult har rätt till dröjsmålsvite enligt punkt 7.2 -7.4 KSE 2013 om dröjsmålet beror på omständigheter som anges i första stycket.

7 Personuppgiftsbehandling

Beställaren har en skyldighet att rapportera uppgifter om Konsultens verkliga ägare och förmånstagare inom projekt som förverkligas med medel från Finlands återhämtnings- och resiliensplan till Statskontoret. Uppgifter om de verkliga ägarna och förmånstagarna samlas in bland annat för att möjliggöra övervakning och bekämpning av intressekonflikter, bedrägerier och penningtvätt. Uppgifter om verkliga ägare och förmånstagare samlas in antingen genom att begära uppgifterna av Konsulten eller genom att utnyttja befintliga registeruppgifter.

8 Uppsägning av avtal

Beställaren har rätt att säga upp kontraktet med omedelbar verkan om Konsulten belastas av en sådan obligatorisk grund för uteslutning som avses i lagstiftning gällande offentliga upphandlingar eller en av prövning beroende uteslutningsgrund som avses i 81 § 1 mom. 3–11 punkten i lagen om offentlig upphandling och koncession (1397/2016) eller en av Europeiska unionen eller FN riktad sanktion, även om grunden skulle ha uppstått först efter att avtalsförhållandet inletts.

9 Avslutande av uppdraget

Med tillägg till vad som anges i punkt 8.3.2 KSE 2013 anses uppdraget avslutat när de avtalade arbetena utförts eller när beställda tilläggsarbeten avslutats.

10 Meningskiljaktigheter och avgörande av dessa

10.1 Lag som tillämpas

Med tillägg till vad som anges i punkt 10.1 KSE 2013 tillämpas åländsk lag på kontraktet i tillämpliga delar.

10.2 Allmän underrätt

Tvistefrågor ska enligt punkt 10.5 KSE 2013, om den inte kan lösas mellan parterna, avgöras i allmän domstol, enligt på Åland tillämpad lagstiftning och med den tingsrätt som första instans vars domkrets Beställaren har sin hemvist.

Konsulten får inte avbryta eller uppskjuta fullgörandet av de prestationer som avtalats under åberopande av att tvisteförfarande inletts eller pågår.

11 Underskrift

Detta avtal har uppgjorts i två likalydande exemplar, ett för vardera parten.

Ort och Datum

Harry Jansson

Vicelantråd

Ålands Landskapsregering

Ort och Datum

xx

xx

Ralf Häggblom

Energisamordnare

Ålands Landskapsregering

ALLMÄNNA AVTALSVILLKOR FÖR KONSULTVERKSAMHET

Dessa allmänna avtalsvillkor för konsultverksamhet lämpar sig för användning i uppdrag mellan beställare och konsult för bland annat forsknings-, utrednings-, planerings-, byggherre- och övervakningsuppdrag inom formgivning, produktutveckling, byggande, produktionsverksamhet samt samhällen.

ANVISNINGAR

april 2014

ersätter RT 13-10574 sv

LVI 03-10238 sv

KH X4-00201 sv

SIT 16-610028 sv

Infra 054-710030 sv

1 (8)

Avtalsvillkoren och följande avtalsblanketter hör ihop:

- RT 80343 Konsultkontrakt
- RT 80344 Kontrakt om tilläggs- och ändringsarbeten för konsultuppdrag
- RT 80345 Beställning/orderbekräftelse/kontrakt för konsultuppdrag.

Fastighetsägarna och Byggherrarna i Finland RAKLI, Finlands konsultbyråers förbund SKOL rf och Arkitektbyråernas Förbund ATL r.f. har i samarbete utarbetat och godkänt dessa avtalsvillkor.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

BEGREPP

ALLMÄNNA AVTALSVILLKOR FÖR KONSULTVERKSAMHET

- 1 ALLMÄNT
- 2 BESTÄLLARENS SKYLDIGHETER OCH ANSVAR
 - 2.1 Beställarens skyldigheter
 - 2.2 Beställarens ansvar
- 3 KONSULTENS SKYLDIGHETER OCH ANSVAR
 - 3.1 Konsultens skyldigheter
 - 3.2 Konsultens ansvar
- 4 ÖMSEIDIG KONTAKT
- 5 DEBITERINGSGRUNDER
 - 5.1 Allmänt
 - 5.2 Arvode
 - 5.3 Total- och enhetspris
 - 5.4 Särskilda ersättningar
 - 5.5 Utlägg
 - 5.6 Ersättning av rese- och restidsutgifter
 - 5.7 Merkostnader och justering av debiteringsgrunderna
 - 5.8 Utbetalningar
 - 5.9 Kontroll av fakturering
- 6 MATERIAL
 - 6.1 Förvaring av material och underlag
 - 6.2 Upphovsmannarätt, överlåtande av material och underlag samt rätt till uppfinning
- 7 TIDTABELL, FÖRSENING OCH AVBROTT I ARBETENA
- 8 HÄVANDE OCH ÖVERFÖRANDE AV KONTRAKT
 - 8.1 Beställarens rätt att häva kontraktet
 - 8.2 Konsultens rätt att häva kontraktet
 - 8.3 Överförande av kontraktet och avslutande av uppdraget
- 9 KONTRAKTSHANDLINGARNAS INBÖRDES ORDNING
- 10 MENINGSSKILJAKTIGHETER OCH AVGÖRANDE AV DESSA
 - 10.1 Lag som tillämpas
 - 10.2 Förhandlingar mellan parterna
 - 10.3 Inhämtande av expertutlåtande
 - 10.4 Skiljemannaförfarande
 - 10.5 Allmän underrätt

KSE 2013

ÖVERSÄTTNINGENS GILTIGHET

Om det uppkommer tvist i tolkningen av detta formulärs tryckta text, går den finska originalversionens RT 13-11143 text före denna översättning.

BEGREPP

Allmänna omkostnader

Sådana utgifter som förorsakas konsulten av löner och omkostnader och som inte hänför sig till särskilda uppdrag, såsom

- löner inklusive socialkostnader för tid som använts till administration, bokföring, allmänt undersöknings- och utvecklingsarbete, avtalsförhandlingar, verksamhetsplanering och -organisation samt studier, studieresor, skolning och annan dylik verksamhet
- andra än under punkt Socialkostnader avsedda sociala utgifter för personalen
- utgifter för lokal
- allmänna kontorsutgifter samt utgifter för anskaffning av kontorstillbehör och -material
- andra än medlemsavgifter till arbetsgivarorganisationer
- utgifter för utomstående tjänster, som inte debiteras i samband med uppdraget, premier för allmän konsultansvarighetsförsäkring
- utgifter för marknadsföring, PR-verksamhet och representation
- kapitalkostnader

I de allmänna omkostnaderna ingår även verksamhetens avkastning.

Arvode

Ersättning som beställaren betalar till konsulten. Arvodet omfattar ersättning för direkta lönekostnader föranledda av arbetet samt konsultens sociala och allmänna omkostnader. Arvodet omfattar inte särskilda ersättningar, utlägg eller resekostnader och inte heller debitering för restid.

Arvode för hela uppdraget

Arvode för hela uppdraget är debitering för det avtalade uppdraget och innefattar det sammanräknade arvodet för de olika delhelheterna inklusive tilläggs- och ändringsarbeten. Arvodet omfattar inte särskilda ersättningar, utlägg eller resekostnader och inte heller debitering för restid.

Behandlingskostnader

Fakturerings- och kontorsavgifter som föranleds konsulten av anlåtande av underkonsult och behandling av fakturor.

Beställare

Uppdragsgivare för vilken konsulten utför utrednings-, forsknings-, kartläggnings-, mättnings-, gransknings-, planerings-,

formgivnings-, utvecklings-, övervaknings- eller andra motsvarande uppdrag.

Datateknisk felfrihet (integritetskrav)

Det överlämnade materialet måste ankomma till mottagaren i sin helhet och måste kunna öppnas med det program och den programversion som avtalats.

Enhetsarvode

Debitering för en särskilt avtalad prestationsenhet. Enhetsarvodet omfattar ersättning för direkta lönekostnader föranledda av arbetet samt konsultens sociala och allmänna omkostnader. Enhetsarvodet omfattar inte särskilda ersättningar, utlägg eller resekostnader och inte heller debitering för restid.

Enhetspris

Debitering för en viss prestationsenhet. Enhetspriset innefattar arvode jämte samtliga avtalade särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid.

Hjälparbetskraft

Arbetskraft som anlitas som hjälp vid det tekniska utförandet av arbeten såsom fältundersökning, forskning, mätning och andra motsvarande arbetsuppgifter.

Konsult

En fysisk eller juridisk person, som på uppdrag och mot vederlag i egenskap av sakkunnig inom sitt fack utför utrednings-, forsknings-, kartläggnings-, mättnings-, gransknings-, planerings-, formgivnings-, utvecklings-, övervaknings- eller andra motsvarande uppdrag.

Kontraktshandlingar

Kontrakt för uppdraget inklusive bilagor samt övriga kontraktshandlingar som anges i kontraktet inklusive eventuella senare revisioner, om inte annat avtalas.

Lönekostnader

Med lönekostnader avses löner inklusive socialkostnader.

Material

Med material avses handlingar, en framställning i skrift- eller bildform, eller en framställning gjord med elektroniska medel eller på annat motsvarande sätt som kan avläsas, avlyssnas eller eljest uppfattas med tekniska hjälpmedel.

Planer

Allt det material som enligt kontraktet tillhör beställaren och som konsulten utarbetat inom ramen för uppdraget.

Sakkunniginspektion

Inspektion av att byggnadsarbetet motsvarar planerna utförd av en person som befullmäktigats av byggnadsmyndigheterna för detta projekt för att komplettera eller ersätta övervakning av myndigheterna.

Sakkunnigövervakning

Av konsulten utförd allmän övervakning av de av honom utarbetade planernas fullföljande samt utfärdande av kompletterande och preciserande anvisningar och tolkningar till planerna.

Sidokonsult

Annan konsult som står i avtalsförhållande till beställaren och utför parallellt arbete som inte åligger den egentliga konsulten.

Socialkostnader

a) Socialförsäkringar, b) sociallöner och c) övriga ersättningar och omkostnader som måste betalas vid sidan av lönerna.

A) Socialförsäkringar: socialskyddsavgift; arbetspensionsavgift; olycksfallsförsäkringsavgift; arbetslöshetsavgift, grupp-livförsäkringsavgift; arbetsgivarens ansvarsförsäkringsavgift och övriga socialförsäkringar.

B) Sociallöner: semesterlöner och -ersättningar, semesterpremie; lön för sjukdomstid, moderskapstid och olycksfallstid; lön under reservens repetitionsövningar; kort tillfällig semester; annan avtalsenlig avlönad frånvaro, ersättningar till personalens representanter (förtroendeman/arbets-skyddsfullmäktig).

C) Övriga ersättningar och omkostnader: företagshälsövård.

Särskilda ersättningar

Med särskilda ersättningar avses ersättning för kostnader enligt punkt 5.4 i dessa avtalsvillkor.

Totalarvode

Totalarvode är ett på förhand avtalat arvode för att utföra uppdraget. Totalarvodet omfattar ersättning för direkta lönekostnader föranledda av arbetet samt konsultens sociala och allmänna omkostnader. Arvodet omfattar inte särskilda ersättningar, utlägg eller resekostnader och inte heller debitering för restid.

Totalplaneringsuppdrag

Uppdrag som gäller utredning, forskning, planering eller annat dylikt uppdrag, vars väsentliga innehåll är att konsulten förbinder sig att åstadkomma en plan som utgör en funktionell eller annan självständig helhet eller en motsvarande prestation beträffande ett eller flera planeringsområden.

Totalpris

Totalpriset är debitering för det avtalade uppdraget och innefattar arvode, särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid.

Underkonsult

En konsult som står i avtalsförhållande till konsulten, är underordnad denne och utför arbete för dennes räkning.

Uppdrag

Det arbetsuppdrag som avtalats i kontraktet och som uppdragsgivaren (beställaren) överlåter åt uppdragstagaren (konsulten) att utföra gällande utrednings-, forsknings-, kartläggnings-, mättnings-, gransknings-, planerings-, formgivnings-, utvecklings-, övervaknings- eller andra motsvarande uppdrag.

Utlägg

Ersättningar för av uppdraget föranledda kostnader som beställaren utöver arvode och särskilda ersättningar betalar till konsulten – punkt 5.5 i avtalsvillkoren.

ALLMÄNNA AVTALS-VILLKOR FÖR KONSULTVERKSAMHET

1 ALLMÄNT

1.1

Dessa allmänna avtalsvillkor tillämpas vid konsultverksamhet för uppdrag mellan beställare och konsult.

1.2

I kontrakt mellan beställaren och konsulten fastställs åtminstone uppdragets objekt, art, omfattning och debiteringsgrund, objektets användningsändamål samt konsultens ställning i utförandeorganisationen.

1.3

Om kontraktet är skrivet på flera språk skall det avgörande språket vara finska, om inte annat avtalas.

1.4

Såsom i dessa avtalsvillkor förutsatt skriftligt förfarande anses även anteckning i justerade protokoll för planerings- eller arbetsplatsmöte som ägt rum mellan avtalsparternas representanter.

2 BESTÄLLARENS SKYLDIGHETER OCH ANSVAR

2.1 Beställarens skyldigheter

2.1.1

Beställaren ställer, enligt den avtalade tidtabellen och utan ersättning, till konsultens förfogande de handlingar som behövs för utförande av arbetet, såsom kartor, ritningar och övriga underlag i beställarens besittning. Beställaren överlåter likaså till konsulten utan ersättning sådana planer och upplysningar om objektets användningsändamål i sin besittning som konsulten behöver för att iakttä kraven i lagstiftningen, såsom arbets- skyddsföreskrifter och -bestämmelser.

2.1.2

Beställaren ombesörjer i författningar och myndighetsföreskrifter förutsatta åligganden i samband med uppdraget, officiella kontakter till utomstående institutioner, myndigheter och markägare, samt utverkar erforderliga tillstånd. Konsulten är skyldig att utföra de av ovan nämnda åligganden som avtalats. Beställaren skall leda uppdraget i sin helhet på tillbörligt sätt eller ombesörja att det leds sålunda.

2.1.3

Beställaren har rätt att övervaka utförandet av uppdraget och ge konsulten anvisningar beträffande utförandet av arbetet.

2.1.4

Beställaren skall för sin del tillse att ovan nämnda åtgärder, kontroller av planeringsarbetet och beslutsfattandet inte fördröjer utförandet och slutförandet av uppdraget enligt den avtalade tidtabellen.

2.1.5

Om beställaren, sedan uppdragskontraktet ingåtts, för en arbetsuppgift i samband med uppdraget önskar anlita sidokonsulter, vilka i samarbete med konsulten utför någon till uppdraget hörande väsentlig uppgift, bör konsulten beredas tillfälle att uttrycka sin åsikt om valet av dessa.

2.2 Beställarens ansvar

2.2.1

Beställaren ansvarar gentemot konsulten för de skador som beror på beställarens fel eller försummelser på i kontraktet och i dessa avtalsvillkor fastställt sätt. Den övre gränsen för beställarens skadestånd uppgår högst till värdet av konsultens arvode för hela uppdraget. Beställarens ansvar för skadestånd till konsulten upphör senast när konsultens ansvar upphör enligt punkt 3.2.6. Dessa begränsningar gäller dock inte fall där det är fråga om uppsåt eller grovt vållande.

2.2.2

Beställaren svarar för de underlag, bindande anvisningar och bestämmelser han tillhandahållit konsulten. Beställaren svarar för att de underlag han tillhandahållit konsulten i elektronisk form är datatekniskt felfria (integritetskrav).

2.2.3

Beställaren svarar för oundvikliga olägenheter och skador som eventuellt försakas av undersökningar.

2.2.4

Sedan han märkt en skada som håller på att uppstå eller uppstått, skall beställaren utan ogrundad fördröjning och bevisligen rapportera detta till konsulten för att undvika ytterligare skador.

3 KONSULTENS SKYLDIGHETER OCH ANSVAR

3.1 Konsultens skyldigheter

3.1.1

Konsulten skall i egenskap av sakkunnig utföra honom anförtrott uppdrag objektivt och med iakttagande av god teknisk sed, med av uppdraget förutsatt yrkeskunnighet samt med beaktande av de gemensamt uppställda målen. Konsulten skall

såväl i ekonomiskt som i annat avseende vara oberoende av leverantörer, tillverkare, entreprenörer och andra faktorer, som kan ha en störande inverkan på hans objektivitet. Om uppdraget berör konsultens egen, beställarens eller tredje parts fördel sålunda, att ärendets objektiva behandling kan bli lidande, är konsulten skyldig att meddela beställaren om detta.

3.1.2

Konsulten skall då han utför uppdraget samarbeta med övriga i kontraktet nämnda konsulter och sakkunniga.

3.1.3

Konsulten har inte rätt att utan beställarens samtycke som underkonsult anlita en annan konsult för att utföra en uppgift eller en del av den. För rutinmässiga och smärre uppgifter krävs inte beställarens samtycke. Härvid kan inte beställaren för underkonsultens arbete debiteras mer än vad i uppdragskontraktet avtalats om betalningsgrunderna. Konsulten är skyldig att underrätta beställaren om den underkonsult han anlitar. Konsulten ansvarar för underkonsultens arbete som för sitt eget.

3.1.4

Konsulten skall tillse, att för uppdragets utförande anlitas personal med vederbörlig kompetens.

3.2 Konsultens ansvar

3.2.1

Konsulten svarar för att av honom levererad plan eller utfört uppdrag motsvarar kontraktet och fyller kraven i gällande lagar, förordningar och myndighetsbestämmelser. Om fel eller brister upptäcks i planerna eller de övriga handlingarna som uppgjorts av konsulten, har denne rätt och skyldighet att korrigera felet och bristerna. Ifall konsulten trots beställarens skriftliga uppmaning inte rättar felet eller bristerna i ovan nämnda planer eller handlingar inom rimlig tid, har beställaren rätt att låta dem korrigeras på konsultens bekostnad. Förutom dessa kostnader är konsulten skyldig att ersätta den skada han förorsakat i enlighet med punkterna 3.2.2 och 3.2.3. Konsulten svarar för att underlag han tillhandahåller beställaren eller andra parter i elektronisk form är datatekniskt felfria (integritetskrav).

3.2.2

Konsulten ansvarar för skador som åsamkats beställaren på grund av konsultens fel eller försummelser, på i kontraktet och i dessa avtalsvillkor fastställt sätt.

3.2.3

Konsulten ansvarar inte för skada som beror på minskad eller avbruten produktion eller omsättning eller annan inkomstförlust, eller för en vinst som uteblir därför att ett avtal med en utomstående löpt ut eller blivit ofullbordat eller för annan liknande, svårförutsägbar skada eller annan indirekt skada.

Den övre gränsen för konsultens skadestånd uppgår högst till värdet av arvodet för hela uppdraget. Om man avviker från denna klausul, måste det anges separat i kontraktet. Inverkan av ett annorlunda ansvar på konsultens skadestånd och ansvarighetsförsäkring för detta fastställs i kontraktet. Dessa begränsningar gäller dock inte fall där det är fråga om uppsåt eller grovt vållande.

3.2.4

Konsulten ansvarar för skador som åsamkats tredje part i enlighet med gällande lagstiftning.

3.2.5

Sedan han märkt en skada som håller på att uppstå eller uppstått, skall konsulten utan ogrundad fördröjning och bevisligen rapportera detta till beställaren för att undvika skador, och konsulten är skyldig att vidta nödvändiga åtgärder för att minska eller avlägsna skadan.

3.2.6

Konsultens ansvar upphör två år efter att det objekt han planerat utifrån det utförda uppdraget har mottagits. Om det inte finns ett objekt som planerats, upphör konsultens ansvar två år efter att handlingarna i det uppdrag som avtalats mellan beställaren och konsulten har överlämnats. Om planeringen inte omedelbart förverkligas, eller om beställaren avbryter byggandet av det planerade objektet, gäller ansvaret i högst fem (5) år efter att handlingarna i det uppdrag som avtalats mellan beställaren och konsulten har överlämnats.

Konsulten ansvarar likväl efter den i föregående stycke nämnda tiden för sådana fel och brister, som beställaren påvisar förorsakade av konsultens uppsåtliga eller grova försumelse eller ofullbordade prestation, och vilka beställaren inte skäligen har kunnat konstatera före utgången av ovan nämnda ansvarstid.

Konsulten är fri även från detta ansvar då tio år förflutit från det objektet mottagits eller i annat fall från det materialet för uppdraget överlämnats.

3.2.7

Beställarens godkännande av konsultens planer och åtgärder befriar inte konsulten från ansvar.

3.2.8

Om beställaren krävt användning av nya konstruktioner eller metoder eller krävt ändringar i konsultens planer eller åtgärder, och konsulten på förhand skriftligen anfört, att detta föranleder extra risker, för vilka han inte påtar sig ansvaret, ansvarar konsulten inte för skada som uppkommer på grund av detta.

Om planeringsgrunderna visar sig vara felaktiga eller ändras under planeringsarbetets gång eller efter det planerna utarbetats, ansvarar konsulten för planerna endast om han har kunnat revidera planerna enligt de nya grunderna.

3.2.9

Om det avtalats att genomförandet av projektet eller en del av det skall ske under konsultens sakkunnigövervakning, och så likväl inte sker på grund av orsak som inte beror på konsulten, bortfaller konsultens ansvar helt eller minskar i den mån det kan anses sannolikt att konsulten under sin sakkunnigövervakning skulle ha observerat de fel som föranlett skadan.

3.2.10

Beställaren skall framföra sina ersättningsanspråk med specificerade grunder utan dröjsmål och senast inom ett år från det det framkommit att felet gjorts av konsulten, vid äventyr att beställaren förverkar sin rätt till ersättning. Det slutliga ersättningsanspråket skall framställas skriftligt inom ett år från utgången av konsultens under punkt 3.2.6 angivna ansvarstid. I annat fall förverkar beställaren sin rätt till ersättning.

3.2.11

Om ansvarsförsäkringar avtalas särskilt.

Beträffande ersättning för av försäkringarna föranledda kostnader se punkt 5.5.2.

4 ÖMSESIDIG KONTAKT

4.1

För skötseln av ömsesidig kontakt skall på beställarens eller konsultens begäran ordnas gemensamma förhandlingar under uppdragstiden. På begäran av någondera avtalsparten skall vid dessa tillfällen uppföras en skriftlig promemoria eller protokoll som godkänns.

4.2

Konsulten skall omedelbart underrätta beställaren om det uppstår behov av sådana utredningar som inte ursprungligen ingått i uppdraget eller behov att ändra givna undersöknings- eller projekteringsföreskrifter.

4.3

Konsulten får inte i större utsträckning än beställaren bestämmer direkt motta anvisningar för utförande av uppdraget av andra än beställaren. Anvisningar från andra än beställaren skall genast tillkännages beställaren, som skall meddela konsulten i vilken mån anvisningarna skall iakttas.

4.4

Instruktioner, föreskrifter och meddelanden skall bekräftas skriftligen ifall de är av väsentlig betydelse eller någondera avtalsparten så önskar.

5 DEBITERINGSGRUNDER

5.1 Allmänt

Konsultens debitering kan baseras på arvode eller pris.

När debiteringen baseras på arvode debiteras särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid separat i enlighet med punkt 5.6.

När debiteringen baseras på total- eller enhetspris omfattar den arvode, särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid.

Arvodet för hela uppdraget eller vissa delar kan basera sig på följande arvodesformer eller kombinationer av dessa:

- totalarvode (5.2.1)
- enhetsarvode (5.2.2)
- tidsarvode enligt personkategorier (5.2.3)
- tidsarvode enligt konsultens omkostnader (5.2.4)
- riktarvode (5.2.5)
- annat avtalat arvode, till exempel arvodesprislister eller procentarvode (5.2.6).

Som debiteringsgrund för uppdraget kan även användas total- eller enhetspris.

Om arvodet eller en del av det kan avtalas att det är beroende av uppnåendet av de mål som uppställts för uppgiften, såsom omfattning, kvalitet, tid och kostnader.

5.2 Arvode

5.2.1 Totalarvode

Arvodet omfattar ett på förhand avtalat totalarvode för utförande av uppdraget. I kontraktet anges de uppgifter som är inbegripna i totalarvodet.

5.2.2 Enhetsarvode

Arvodet bestäms per utförd arbetsenhet. I kontraktet anges vilka arbetsuppgifter som är ingår i respektive enhetsarvode.

5.2.3 Tidsarvode enligt personkategorier

5.2.3.1

Arvodet debiteras på basis av de för personkategorierna avtalade tim- eller andra tidsdebiteringarna, som innefattar löner samt socialkostnader och allmänna omkostnader.

Personkategorierna definieras i kontraktet.

Konsulten debiterar de arbetstimmar var och en utfört inom respektive personkategori enligt det antal timmar som direkt använts och bokförts för uppdraget.

5.2.3.2

Om övertidsarbete avtalas särskilt. Debitering av övertidstimmar sker genom förhöjning av debiteringspriserna med hälften av motsvarande lagstadgade eller kollektivavtalsenliga förhöjningsprocent.

5.2.4 Tidsarvode enligt konsultens omkostnader

5.2.4.1

Debiteringen baserar sig på konsultens egna omkostnader per tidsenhet.

Konsulten debiterar lönerna för de personer som utfört uppdraget plus tillägg för sociala och allmänna kostnader i enlighet med det antal timmar som använts och bokförts för uppdraget.

5.2.4.2

Allmänna omkostnader beräknas på summan av löne- och socialkostnaderna. Procenten av allmänna omkostnader anges i kontraktet.

5.2.4.3

Såvida inte annat anges i andra avtalshandlingar, beräknas timlönen för en person med månadslön genom att dividera månadslönen med talet 155.

5.2.4.4

Om overtidsarbete avtalas särskilt. För overtidstimmar debiteras normal timlön till vilken lagts på lag eller kollektivavtal grundade overtidsersättningar och socialkostnader. Allmänna omkostnader läggs inte till dessa förhöjningar, utan endast till basimedberiteringen för overtidsarbete inklusive socialkostnader.

5.2.5 Riktavvode**5.2.5.1**

För planeringsarbete avtalas ett riktavvode. I kontraktet anges hur det slutliga arvudet skall bestämmas, ifall riktavvudet över- eller underskrids.

5.2.5.2

Som faktureringsgrund tillämpas tidsavvode enligt personkategori (5.2.3) eller tidsavvode enligt konsultens omkostnader (5.2.5). I kontraktet anges vilkendera av faktureringsgrunderna som tillämpas.

5.2.6 Annat avtalat arvode

Även andra eller kombinerade arvodesformer kan tillämpas för uppdraget.

5.3 Total- och enhetspris**5.3.1**

Totapriset är debitering för det avtalade uppdraget och innefattar arvode, särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid.

5.3.2

Enhetspriset är debitering för viss, särskilt avtalad prestationsenhet. Enhetspriset innefattar arvode, särskilda ersättningar och utlägg samt resekostnader och debitering för restid.

5.4 Särskilda ersättningar**5.4.1**

Utöver det arvode som nämns ovan under punkterna 5.2.1–5.2.6 får konsulten dessutom debitera, i fall så särskilt avtalats, ersättning för uppgifter samt apparater, program eller redskap, som typiskt inte omfattas av ett uppdrag.

Såvida inte ersättningsgrundernas storlek avtalats, tillämpas de ersättningsgrunder som allmänt iakttas inom branschen.

5.4.2

Då arvode erläggs enligt punkterna 5.2.3 och 5.2.4 debiterar konsulten underkonsultens arvode, särskilda ersättningar och utlägg, till vilka konsulten lägger de avtalade behandlingskostnaderna, dock med beaktande av vad som nämnts under punkt 3.1.3.

5.4.3

För hjälparbetskraft debiteras enligt punkt 5.2.4, såvida inte annan ersättningsgrund avtalats.

5.5 Utlägg**5.5.1**

Utöver det under punkterna 5.2.1–5.2.6 nämnda arvudet och de under punkt 5.4 nämnda särskilda ersättningarna får konsulten på i kontraktet föreskrivet sätt debitera utlägg enligt verifikat, såsom

- transport-, kopierings-, flygfotograferings-, kart-, modell-, trycknings-, översättnings-, lösen- och tillståndskostnader,

samt andra motsvarande kostnader som konsulten erlägger till utomstående.

Om avsevärda eller exceptionella utgiftsposter skall alltid avtalas särskilt innan arbetena påbörjas.

5.5.2

Kostnaderna för av beställaren påyrkad ansvarighetsförsäkring för ett projekt erläggs av beställaren.

Kostnaderna för allmän konsultansvarighetsförsäkring ingår i de allmänna omkostnaderna.

5.5.3

Om uppdraget förutsätter speciella materialkostnader, skall ersättningen av dessa avtalas särskilt.

5.5.4

Enligt överenskommelse kan behandlingskostnaderna läggas till utläggen.

5.6 Ersättning av rese- och restidsutgifter**5.6.1 Allmänt resereglemente**

Utöver det under punkterna 5.2.1–5.2.6 nämnda arvudet och de under punkterna 5.4 och 5.5 nämnda särskilda ersättningarna och utläggen får konsulten debitera utlägg som föranletts av resor enligt verifikat enligt följande:

Resorna skall genomföras på det sätt som ger de mest ekonomiska helhetskostnaderna och verkningarna, med beaktande av tidsåtgången. Beställaren och konsulten avtalar särskilt om resornas nödvändighet.

5.6.2 Resekostnader

Vid ersättning av rese-, logi- och dagtraktamentskostnader tillämpas allmänt i hela landet godkända ersättningsgrunder inom branschen, om inte annat avtalats.

5.6.3 Debitering för restid

Om ersättning för restid avtalas särskilt.

Om ersättningen av restid inte har avtalats särskilt, vid arvode enligt punkterna 5.2.3 (tidsavvode enligt personkategorier) och 5.2.4 (tidsavvode enligt konsultens omkostnader), har konsulten rätt att debitera 60 % av det avtalade tidsarvodet för den tid som använts för resor.

5.7 Merkostnader och justering av debiteringsgrunderna**5.7.1**

Justering av debiteringsgrunderna avtalas i konsultkontraktet.

Ifall inte annat avtalats om justering av debiteringsgrunderna, och om det genom lag, förordning, statsråds- eller ministeriebeslut, eller på grund arbetsmarknadsorganisationernas inbördes avtal sker allmänna eller branschvisa ändringar av löner eller sociala och andra kostnader, som berör personer involverade i konsultens uppdrag, justeras de under punkterna 5.2.1–5.2.6 nämnda arvodena i motsvarande proportion från och med tidpunkten för ändringen. På samma sätt justeras den eventuellt avtalade arvodesberäkningen för de under punkterna 5.2.3 och 5.2.4 samt det under punkt 5.2.5 nämnda riktavvudet.

På motsvarande sätt justeras debiteringen för särskilda kostnader och utlägg samt total- eller enhetspriset.

5.7.2

Om den avtalade uppgiften senareläggs eller avbryts, justeras debiteringsgrunderna då uppgiften återupptas så att de motsvarar ändringen av kostnadsnivån inom konsultbranschen.

5.7.3

Om mervärdesskatten för den i kontraktet avsedda verksamheten ändras eller om den i kontraktet avsedda verksamheten påförs en ny motsvarande skatt, justeras konsultens debitering i motsvarande mån.

5.7.4

Tilläggs- eller ändringsarbete som föranletts av anvisningar, felaktiga eller bristande underlag, föreskrifter eller bestämmelser från beställaren eller beställarens representant, ersätts av beställaren. Tilläggs- och ändringsarbete skall företrädesvis avtalas innan arbetet påbörjas. Om det på grund av arbetets brådskande karaktär eller av annat tvingande skäl inte är möjligt att avtala om tilläggsarbete innan arbetet påbörjas, skall tilläggsarbetet avtalas så fort som möjligt.

Om det efter att kontraktet ingåtts träffas avtal om ändringar i kontraktets grundläggande program eller andra handlingar, eller om lagstadgandena eller myndigheternas bindande föreskrifter eller bestämmelser ändrats, är konsulten berättigad till ersättning för de tilläggs- eller ändringsarbeten som föranletts av detta.

Om planerna måste ändras till följd av ändringar i myndigheternas bindande föreskrifter eller bestämmelser, skall konsulten omedelbart meddela beställaren detta vid äventyr att han förverkar sin rätt till extra ersättning.

Vid tilläggs- och ändringsarbeten tillämpas i kontraktshandlingarna skilt avtalade debiteringsgrunder. Ifall debiteringsgrunder inte fastställts i kontraktshandlingarna och annat inte avtalats om dessa, sker debitering för arbetet enligt punkt 5.2.3.

5.8 Utbetalningar

5.8.1

Konsulten har rätt att fakturera beställaren månatligen i takt med arbetets framskridande eller enligt godkänd betalningsplan så att han får rätt till fakturering efter det beställaren haft möjlighet att granska grunderna för faktureringen.

5.8.2

Såvida delbetalningsplan inte fogats till kontraktet, är beställaren skyldig att till konsulten erlagga delbetalningar av priset för det totala uppdraget, varvid principen för beräkningen av delbetalningarna skall vara, att delbetalningarna står i rätt proportion såväl till det totala priset som till respektive arbetsskede.

5.8.3

Som garanti för en särskild förskottsbetalning skall konsulten vid anfordran ställa en av beställaren godkänd säkerhet. Säkerheten återlämnas då förskottet krediterats enligt delbetalningsplanen.

5.8.4

Kontraktsevenliga fakturor skall betalas utan dröjsmål då fakturan företetts beställaren och motsvarande kontraktsevenliga arbetsskede konstaterats vara utfört, eller fakturan annars konstaterats vara betalningsduglig.

Om beställaren inom 21 dygn från det en betalningsduglig faktura företetts honom inte fyller sin betalningsskyldighet, är han skyldig att till konsulten för den tid som överskrider nämnda förfallodag erlagga årlig dröjsmålsränta på det obetalda beloppet enligt räntelagen ända tills betalning sker.

Är parterna oense om någon del av fakturan, skall det ostridiga beloppet trots detta betalas kontraktsevenligt.

Om beställaren inte fyller sin kontraktsevenliga betalningsskyldighet, har konsulten retentionsrätt till materialet motsvarande beställarens försummelse så länge som enligt kontraktet förfallna fordringar är obetalda

5.9 Kontroll av fakturering

Beställaren har rätt att genom nödig kontroll inom rimlig tid förvissa sig om att det i fakturan uppgivna arbetet motsvarar det utförda arbetet. Beställaren har rätt att få del av och granska det material, på vilket konsultens fakturering grundar sig.

6 MATERIAL

6.1 Förvaring av material och underlag

6.1.1

Material, som för uppdragets utförande tillhandahållits av beställaren eller utarbetats av konsulten på basis av uppdraget, får inte ställas till tredje persons förfogande, inte heller får innehållet avslöjas i större utsträckning än nödvändigt, om inte annat följer av lag.

Konsulten och beställaren skall hemlighålla fakta i samband med uppdraget i enlighet med vad som särskilt avtalats om detta.

6.1.2

Då uppdraget slutförts är konsulten skyldig att till beställaren överlämna allt det material som fullgörandet av uppdraget förutsätter. Överlämningsformatet för materialet avtalas särskilt.

Om annat inte avtalats, är konsulten på anfordran av beställaren skyldig att överlämna originalmaterialet till beställaren. I så fall har konsulten rätt att få kopior av handlingarna på beställarens bekostnad. Beställaren betalar en ersättning till konsulten för kopierings-, behandlings- och överlåtelsekostnader.

6.1.3

Konsulten är skyldig att förvara material som han fått av beställaren i original och som han utarbetat på basis av uppdraget i tio år från det uppdraget avslutats.

Elektroniska handlingar förvaras i det format de överläts och konsulten är inte skyldig att uppdatera handlingarna till nyare format. Om konsulten upphör med sin verksamhet innan tio år har gått från det uppdraget avslutats, måste konsulten meddela beställaren eller dennes efterföljare var materialet förvaras och vem som ansvarar för det, eller så måste konsulten erbjuda materialet till beställaren eller dennes efterföljare.

Då förvaringstiden gått ut innan materialet förstörts skall konsulten i mån av möjlighet i god tid meddela detta till beställaren eller dennes efterföljare. På anfordran skall materialet överlämnas mot betalning av de kostnader som förorsakas av överlämnandet.

6.2 Upphovsmannarätt, överlåtande av material och underlag samt rätt till uppfinning

6.2.1

Om avtalsparterna inte har avtalat om annat, har beställaren inte rätt att utan konsultens medgivande använda material som utarbetats av konsulten för andra objekt eller ändamål än vad som förutsätts i kontraktet, och inte heller att ställa det till tredje persons förfogande.

Beställaren har rätt till en uppfinning som uppkommit som en direkt lösning till följd av forsknings- eller utvecklingsarbete i samband med uppdraget. Beställaren skall inom ett år efter det han fått kännedom om uppfinningen underrätta konsulten att han gör anspråk på uppfinningen vid äventyr att han förverkar denna rätt.

Konsulten har rätt till extra ersättning om beställarens rätt till uppfinningen är av uppenbart större värde än vad man med avseende på konsultens arvode och övriga omständigheter kan förutsätta. Ersättningsanspråk skall framställas inom två år från det beställaren fått kännedom om uppfinningen.

6.2.2

Beträffande upprepad användning av materialet samt om ersättningsgrunderna avtalas särskilt med konsulten, såvida det inte gäller planering av en produkt som ursprungligen avsetts för serieproduktion.

6.2.3

Konsulten har inte rätt att utan beställarens samtycke till utomstående överlåta ett material som tillkommit på beställarens uppdrag.

Beställaren har trots begränsningarna under punkterna 6.2.1 och 6.2.2 rätt att utnyttja resultaten från rutinmässiga mätningar som utförts av konsulten.

6.2.4

Miniatyrmodeller och annat åskådningsmaterial som betalats av beställaren är dennes egendom.

6.2.5

Vid offentliggörandet av planeringsobjektet skall avtalsparternas namn nämnas vederbörligen.

7 TIDTABELL, FÖRSENING OCH AVBROTT I ARBETENA

7.1

Arbetet skall utföras utan obefogat dröjsmål. Beställaren skall med tanke på tidtabellen ange tidpunkten då arbetet påbörjas som ombesörja att en tillräckligt detaljerad och genomförbar tidtabell för utförande av arbetet utarbetas i god tid. Sedan avtalsparterna gemensamt godkänt tidtabellen för utförandet av uppdraget skall arbetet utföras enligt denna.

Om de under punkt 5.7.4 avsedda tilläggs- eller ändringsarbetena inverkar på uppdragets tidtabell, har konsulten rätt till en erforderlig förlängning av tidtabellen.

Konsulten skall fortsätta arbetet enligt tidtabellen, fastän det förekommer oavgjord oenighet om ersättning för tilläggs- eller ändringsarbeten, ifall tilläggs- eller ändringsarbetena inte avsevärt ändrar omfattningen eller karaktären av konsultens arbete. Med avsevärt avses under denna punkt 10 % av det ursprungliga arvodet.

7.2

Om beställaren under arbetets gång inte tillställt konsulten för uppdragets utförande nödvändiga underlag och anvisningar, eller om konsultens prestation fördröjs på grund av någon annan av beställaren beroende orsak, är beställaren skyldig att bevilja konsulten en motsvarande förlängning av tiden för utförande av uppdraget samt att erlägga dröjsmålsvite. Om dröjsmålsvitet inte har angetts i kontraktet uppgår det till 0,2 % av konsultens arvode för hela uppdraget för varje hel arbetsdag, som överlämnandet av underlaget fördröjs från den avtalade överlämningstidpunkten eller som konsultens prestation försenas på grund av någon annan av beställaren beroende orsak.

Dröjsmålsvite uppbärs dock för högst femtio arbetsdagar. Förutom dröjsmålsvitet är beställaren inte skyldig att betala någon annan ersättning för dröjsmålet, såvida han inte förfarit uppsåtligt eller grovt vållande. Eventuellt anspråk på dröjsmålsvite skall framläggas skriftligen senast inom tre månader från det fördröjningen meddelats.

7.3

Om konsultens arbete avbryts av orsak som beror på beställaren, har konsulten rätt till dröjsmålsvite enligt punkt 7.2. Konsulten är skyldig att vidta nödvändiga åtgärder för att minska eller eliminera skadan.

7.4

Om den avtalade tidtabellen inte kan hållas av orsaker som beror på konsulten, och annat inte avtalats, är konsulten skyldig att betala dröjsmålsvite. Om dröjsmålsvitet inte har angetts i kontraktet uppgår det till 0,2 % av arvodet för hela uppdraget inklusive tilläggs- och ändringsarbeten för varje hel arbetsdag, som överlämnandet av planen fördröjs från den avtalade tidpunkten för färdigställande. Dröjsmålsvite uppbärs dock för högst femtio arbetsdagar.

Förutom dröjsmålsvitet är konsulten inte skyldig att betala någon annan ersättning för dröjsmålet, såvida han inte förfarit uppsåtligt eller grovt vållande. Eventuellt anspråk på dröjsmålsvite skall framläggas skriftligen senast inom tre månader från det att planen skulle ha överlämnats enligt uppdragskontraktet. Dröjsmålsvitet kan även avtalas enligt deluppdrag.

7.5

Om anledningen till försening eller arbetets avbrott är oberoende av båda parterna, är beställaren skyldig att bevilja konsulten en motsvarande förlängning av tiden för utförande av uppdraget, samt att till konsulten ersätta de av honom påvisade lönekostnader, särskilda ersättningar och utlägg för högst 50 arbetsdagar från det konsulten har meddelats om avbrottet.

Av parterna oberoende orsaker är även sådana åtgärder av den offentliga makten som avser att förhindra, senarelägga eller begränsa utförandet av projektet.

7.6

Om den avtalade tidtabellen inte kan följas på grund av strejk eller blockad som förhindrar konsultens prestation, eller av arbetsgivarorganisation godkänd eller beslutad lockout eller annan med dessa jämförbar åtgärd som väsentligt hindrar prestationen, har konsulten rätt att beviljas en skälig förlängning av prestationstiden.

7.7

Parterna skall utan fördröjning göra anmälan om försening då de observerat att försening skett eller kommer att ske. Samtidigt skall orsaken till förseningen anges och förslag till ny tidtabell uppgöras.

7.8

Om konsulten på grund av beställarens åtgärder eller av konsulten oberoende orsaker är tvungen att avbryta sitt arbete för en så lång tid, att man i de redan färdiga planerna måste göra av utvecklingen föranledda ändringar och förbättringar, har konsulten rätt att få ersättning för dessa extra arbeten i enlighet med de för detta uppdrag avtalade debiteringsgrunderna, eller om dessa inte kan tillämpas, enligt punkt 5.2.4.

7.9

Om beställaren och konsulten under arbetets gång kommer överens om en kortare tidplan än den ursprungliga, är beställaren skyldig att till konsulten betala ersättning för de av detta föranledda merkostnaderna.

8 HÄVANDE OCH ÖVERFÖRANDE AV KONTRAKT

8.1 Beställarens rätt att häva kontraktet

8.1.1

Beställaren har rätt att häva kontraktet om

- projektet inställs på grund av i lagen om försvarstillstånd eller lagen om beredskapstillstånd avsedda exceptionella förhållanden eller motsvarande händelse, eller lagstiftande åtgärd som förhindrar byggnation, eller andra med dessa jämförbara övermäktiga händelser (force majeure)
- projektet inställs av annan orsak
- konsulten lägger ned sin verksamhet
- konsulten försätts i konkurs.

8.1.2

Beställaren har rätt att häva kontraktet om rättelse inte inom rimlig tid sker trots beställarens skriftliga anmärkning till konsulten i följande fall:

- konsulten påbörjar inte arbetet inom avtalad tid
- arbetet utförs så långsamt att det uppenbarligen inte blir färdigt inom kontraktens tid, eller om tidplan inte avtalats, inom eljest skälig tid, och detta inte beror på omständigheter som berättigar konsulten till en förlängning av prestationstiden
- konsulten är oförmögen att utföra det avtalade arbetet eller
- konsulten förfar eljest på ett sätt som väsentligt strider mot kontraktet.

8.1.3

Om kontraktet hävs av force majeure eller på grund av att projektet inställs av orsak som inte beror på beställaren, betalas till

konsulten ersättning för utförd och godkänd del av arbetet enligt avtalad debiteringsgrund. För ofullbordat planeringsuppdrag eller en del av det betalas ersättning genom att uppskatta de utförda arbetenas andel av hela arbetsvolymen, varefter till konsulten betalas full ersättning för det utförda arbetet.

Dessutom betalas till konsulten ersättning för av honom påvisade lönekostnader, särskilda ersättningar och utlägg som föranleds av inställandet av uppdraget, dock högst under åtta veckor från det konsulten underrättats om hävandet av kontraktet. Konsulten är skyldig att vidta nödvändiga åtgärder för att minska eller eliminera skadan.

8.1.4

Om projektet nedläggs av orsak som beror på beställaren eller av andra än i dessa avtalsvillkor nämnda orsaker, har konsulten rätt att få ersättning för av honom påvisad skada och förluster förorsakade av hävandet av kontraktet.

8.1.5

Då beställaren häver kontraktet med stöd av punkterna 8.1.1 c, 8.1.1 d eller 8.1.2, betalas till konsulten ersättning för utförd och godkänd del av arbetet enligt avtalad debiteringsgrund. För ofullbordat planeringsuppdrag eller en del av det betalas ersättning genom att uppskatta de utförda arbetenas andel av hela arbetsvolymen, varefter till konsulten betalas en ersättning som motsvarar värdet av arbetsresultatet.

8.1.6

Då beställaren häver kontraktet på grund av punkt 8.1.1 c, med undantag av dödsfall, eller på grund av punkt 8.1.1 d eller 8.1.2, och hävandet i det sistnämnda fallet beror på konsultens vållande, är konsulten skyldig att ersätta alla de skäligen merkostnader som utöver det i originalkontraktet fastställda arvoden, särskilda ersättningarna och utlägg åsamkas beställaren av slutförande av uppdraget i enlighet med kontraktet.

Konsulten, dennes rättsinnehavare och konkursboet har skyldighet att medverka till att beställaren får besittning av de på konsultens försorg utarbetade planerna, utredningarna och övriga dataregister som ingår i konsultens uppdrag.

8.2 Konsultens rätt att häva kontraktet

8.2.1

Konsulten har rätt att häva kontraktet om

- beställaren försätts i konkurs
- konsultens prestation drabbas av med under punkt 8.1.1 a jämförbara eller sådana svårigheter eller hinder, som väsentligt ökar eller förändrar konsultens arbete och som konsulten inte vid tidpunkten för ingåendet av avtalet rimligen kan anses ha eller bör ha känt till, och som han inte rimligtvis kunnat avlägsna.

Vid utbetalning av ersättning förfars enligt punkt 8.1.3, likväl så att om kontraktet hävs med stöd av punkt b, har konsulten inte rätt till ersättning för kostnader orsakade av hävandet.

8.2.2

Konsulten har rätt att häva kontraktet om rättelse trots hans skriftliga anmärkning till beställaren inte inom rimlig tid sker i följande fall:

- beställaren uppfyller inte sin betalningsskyldighet enligt kontraktet
- beställaren förhindrar genom sitt handlande utförandet av uppdraget enligt kontraktet eller uppdragets utförande omöjliggörs genom beställarens vållande
- beställaren kräver att uppdraget skall utföras i strid med god teknisk eller yrkesmässig sed eller
- beställaren förfar annars på ett sätt som väsentligt strider mot kontraktet.

Betalning av ersättning sker i enlighet med punkt 8.1.4.

8.3 Överförande av kontraktet och avslutande av uppdraget

8.3.1

Konsultkontraktet kan inte överföras utan den andra avtalspartens samtycke.

Om beställaren försätts i konkurs har beställaren och konkursboet skyldighet att medverka till att kontraktet överförs på den part som fortsätter utförandet av uppdragsobjektet.

8.3.2

Uppdraget avses avslutat då de avtalade arbetena utförts och det till uppdraget anslutna materialet kontraktens enligt överlämnats till beställaren.

Resultatet av totalplaneringsuppdraget anses överlåtet då den slutliga planen ställts till beställarens förfogande. I samband med överlåtet av de slutliga planerna verkställs mottagningsbesiktning, varvid planernas kontraktenslighet konstateras.

9 KONTRAKTSHANDLINGARNAS INBÖRDES ORDNING

9.1

Kontraktshandlingarna kompletterar varandra. Om det i kontraktshandlingarna förekommer motstridiga bestämmelser, är den inbördes giltighetsordningen för bestämmelserna i handlingarna följande:

- konsultkontraktet
- de i kontraktet nämnda bilagorna
- dess allmänna avtalsvillkor
- de uppdragsdefinitioner som fastställts av behöriga organisationer
- övriga handlingar i den ordning de nämns i kontraktet.

9.2

Avtalspart som i kontraktshandlingarna observerar till sitt innehåll motstridiga bestämmelser, är skyldig att utan fördröjning underrätta den andra avtalsparten härom.

10 MENINGSSKILJAKTIGHETER OCH AVGÖRANDE AV DESSA

10.1 Lag som tillämpas

På kontraktet tillämpas finsk lag.

10.2 Förhandlingar mellan parterna

Parterna strävar i första hand efter att lösa eventuella meningsskiljaktigheter själva eller via utsedda representanter.

10.3 Inhämtande av expertutlåtande

Om ett avgörande i uppkomna tvistefrågor inte kan nås inom rimlig tid medelst förhandlingar mellan avtalsparterna, skall parterna gemensamt försöka inhämta expertutlåtande från någon enligt dem lämplig organisation, en nämnd för organisationerna, eller annan sakkunnig instans. Bägge parterna betalar var sin hälft av kostnaderna för ett gemensamt begärt utlåtande, ifall annat inte avtalats.

10.4 Skiljemannaförfarande

Tvistefrågor beträffande detta kontrakt skall slutgiltigt lösas genom skiljeförfarande i enlighet med Centralhandelskamarens skiljedomsinstitutets regler för förenklat skiljeförfarande (en skiljeman, dom inom tre månader).

10.5 Allmän underrätt

Om båda parterna så avtalar, skall tvistefrågan lämnas till tingsrättens avgörande.

Jurisdiktion är tingsrätten på svarandens hemort, eller tingsrätten på den ort det uppförda objektet befinner sig på, eller om placeringen ligger utanför landets gränser, Helsingfors tingsrätt.



BILAGA 3 UPPDRAGSBESKRIVNING

Dnr: ÅLR 2023/3177

Datum: 14.4.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax



**Finansieras av
Europeiska unionen**

NextGenerationEU

Innehållsförteckning

1	Uppdragets innehåll.....	2
1.1	Uppdragets bakgrund	2
1.2	Uppdragets syfte.....	4
1.3	Central lagstiftning och referenser	5
1.4	Beskrivning av processer för planläggning och bedömning av generalplanens miljöpåverkan (PLMB projektet).....	7
1.4.1	Generalplan.....	7
1.4.2	Miljöbedömning	10
1.4.3	Utredningar som kan vara nödvändiga	12
1.5	Ansvarsfördelning.....	13
1.5.1	Anbudsgivarens ansvar	13
1.5.2	Beställarens ansvar.....	14



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

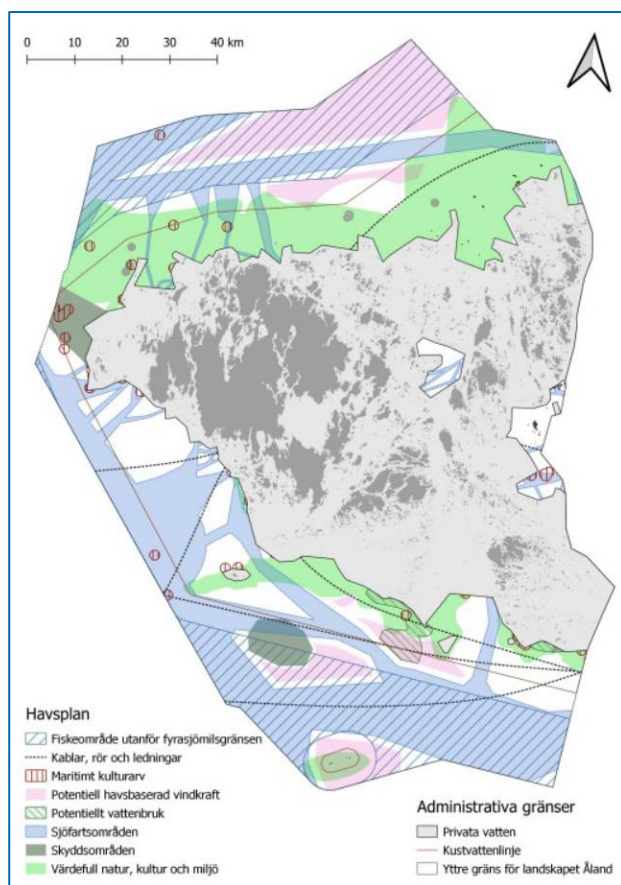
PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1 Uppdragets innehåll

1.1 Uppdragets bakgrund

Ålands landskapsregering (LR) driver projektet Sunnanvind som har som målsättning att möjliggöra uppförande av storskalig havsvindkraft¹, utgående från de norra havsområden som identifierats i Havsplan för Åland², som antogs i mars 2021 (Figur 1). Projektet Sunnanvind har erhållit finansiering ur EUs facilitet för resiliens och återhämtning (RRF) och planeras ha den huvudsakliga operativa verksamheten fram till slutet av år 2025, med slutrapport till EU kommissionen senast 30.6.2026. Dessa tidsramar ska beaktas i anbud för genomförandet av det upphandlade uppdraget.



Figur 1 Havsplan för Åland

¹ <https://www.regeringen.ax/infrastruktur-kommunikationer/storskalig-havsbaserad-vindkraft>

² <https://www.regeringen.ax/demokrati-hallbarhet/hallbar-utveckling/marin-kustomradesplanering-havsplanering>



Finansieras av
Europeiska unionen

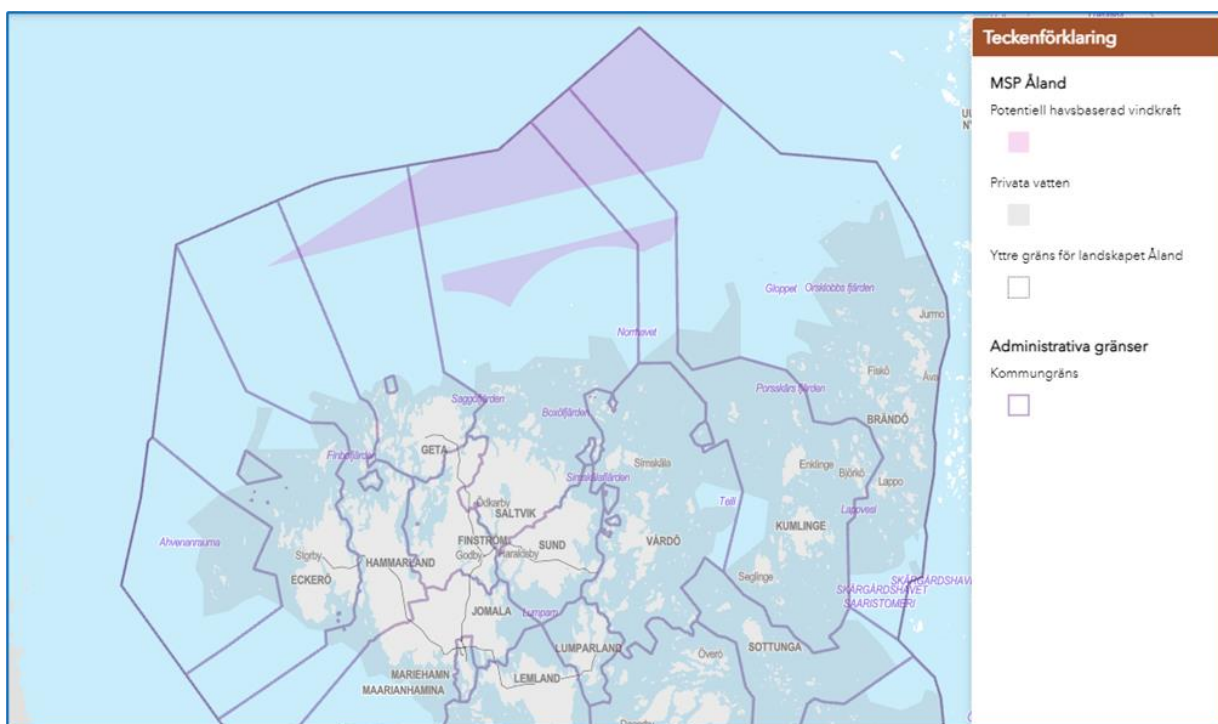
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

De av projektet omfattade vindkraftsområdena är inom fem olika kommuners gränser och har en total areal på 674 km². De identifierade områdena är belägna på allmänna vatten, i huvudsak inom territorialvatten-zonen inom landskapet Ålands gränser. Landskapsregeringen förvaltar vattnen för landskapet (Figur 2).

Enligt en studie³ utförd av Villmanstrand-Lahtis tekniska universitet (LUT), kunde fullt utbyggda områden möjliggöra uppförandet av vindkraftsparker med 370 vindkraftverk, med en total kapacitet runt 4 GW och en årsproduktion runt 20 TWh, motsvarande en nivå på ca 30% av Finlands totala nuvarande elproduktion. Havsområdena har således en betydande potential för elproduktion, med ett gott läge mellan två stora marknader i behov av förnybar elenergi.



Figur 2 Områden för havsbaserad vindkraft

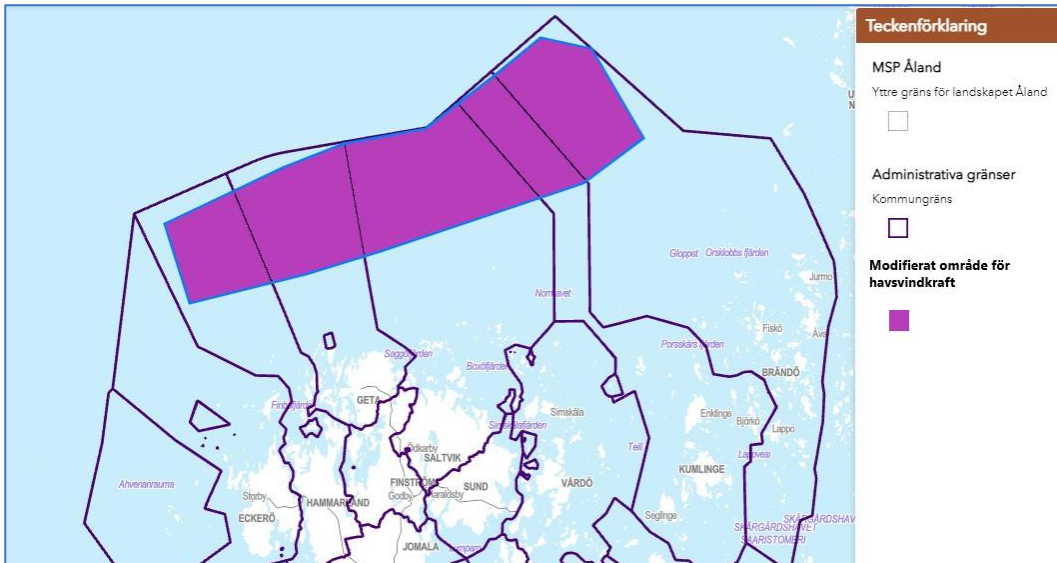
Ett av projektet Sunnavinds mål är att åstadkomma en enhetlig och heltäckande kommunal planläggning – en *generalplan* – för de havsområden som via ett auktionsförfarande kommer att göras tillgängliga för utbyggnad av marknadsaktörer. Syftet med planläggningen är att åstadkomma en heltäckande och tekniskt enhetlig generalplan för de totala allmänna havsområden på Åland som

³ <https://www.regeringen.ax/infrastruktur-kommunikationer/storskalig-havsbaserad-vindkraft/forsta-vagkarta-utvecklandet-storskalig-vindkraft-alsands-havsomraden>



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

ska utvecklas, med de infrastrukturer som storskalig havsbaserad vindkraft behöver. Planläggningsområdet kan under uppdraget komma att modifieras på basen av resultatet av förhandlingar som projektet Sunnanvind för med myndigheter, samt de synpunkter som under planläggningsprocessen framkommer genom olika höranden som ska hållas. Målet är att stora sammanhängande områden ska bildas för de kommersiella processer som landskapsregeringen planerar genomföra. Principen för eventuella förändringar visas i Figur 3.



Figur 3 Exempel på område modifierat utgående från havsplanens områden för havsbaserad vindkraft för planläggning

1.2 Uppdragets syfte

Syftet med planläggningen är att den enhetliga generalplaneringen och den heltäckande miljöbedömningsutredningen ska underlätta, försäkra och försnabba genomförande av projekt efter den planerade konkurrensutsatta auktioneringen. De parallellt utförda delarna, det vill säga planläggning och miljöbedömning, möjliggör att den framarbetade information blir sammanfogad: de identifierade konsekvenserna ska beaktas noga i formulering av planens bestämmelser. Genom att ha samma plankrav över kommungränser kommer flexibiliteten för planering och genomförande av projekt att förbättras. En generalplan som är tillräckligt detaljerad torde även minska riskerna för de projekt som ska genomföras, då redan i planläggningsskedet de kumulativa effekterna av den kommunala planens syfte ska bedömas och planens acceptans prövas tillsammans med de andra. Genom att med planläggning klart definiera den tekniska omfattningen av vad som kan uppföras



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

och tillämpa enhetliga krav över kommungränser, blir planering av parker och beviljandet av bygglov enklare.

Planläggningen ska utgå från de bestämmelser och krav som finns i Plan- och bygglag (2008:102) för landskapet Åland (PBL) samt Plan- och byggförordning (2008:107) för landskapet Åland.

Antagande av en generalplan är en kommunal behörighet. Kommunfullmäktige för respektive kommun ska anta den slutliga planen för de områden som finns inom kommunens gränser. Enligt PBL kan landskapsregeringen för vissa samhällsfunktioner eller för visst ändamål såsom energiproduktion och energiöverföring fatta beslut och rekommendationer om markanvändning. Vid planläggning eller vid beslut om användning av ett markområde ska kommunen följa de beslut som landskapsregeringen fattat. Enligt Plan- och bygglag (2008:102) 5 § ska vid planläggning planens påverkan på miljön och landskapsbilden redovisas.

Målet är att generalplanens rättsverkan ska vara att bygglov som uppfyller planens krav ska kunna beviljas av kommunerna, för de delar av ett projekt som en aktör planerar uppföra inom respektive kommuns område. Uppförandet av vindkraftsparker antas ske i flera faser och kan ske inom de gränser som täcks av de olika generalplanerna.

Planens konsekvenser för miljön ska enligt landskapslag (2018:31) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning utredas. Om en plan eller ett program kan antas medföra en betydande miljöpåverkan, ska en miljöbedömning utföras (15 §). Miljöbedömningen ska dokumenteras i en miljörapport vars innehåll beskrivs i 19 § samt i kapitel 1.4.2 av denna uppdragsbeskrivning.

Då planens syfte är att möjliggöra ett eller flera genomförandeprojekt som enligt Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning 2§ tillsammans eller enskilt kan antas medföra betydande miljöpåverkan, ska en miljöbedömning genomföras. Miljörapporten ska täcka förutom det som beskrivs i landskapslag (2018:33) även innehålla en redogörelse för de samråd som hålls (enligt landskapslagens 15 §).

Planläggningen och miljöbedömningen ska administrativt genomföras som separata processer. Förhandlingar, samråd, höranden och presentationer ska dock kombineras i så hög grad som möjligt. Uppdraget ska såtillvida genomföras som ett huvudprojekt, med dessa två delprojekt. Huvudprojektet refereras till som "PLMB-projektet".

1.3 Central lagstiftning och referenser



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Som framgått tidigare har Åland egen lagstiftning i vissa områden, bland annat i frågor som gäller byggnation och miljöskydd. Anbudsgivaren ska följa de krav och normer som anges i lokal lagstiftning. För övrigt gäller Finlands lagstiftning.

Central lagstiftning inom dessa områden ä bland annat, men inte enbart⁴:

Plan- och bygglag (2008:102) för landskapet Åland
Plan- och byggförordning (2008:107) för landskapet Åland
Landskapslag om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning (2018:31)
Landskapsförordning (2018:33) om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning
Landskapslag (2008:124) om miljöskydd
Landskapsförordning (2008:130) om miljöskydd
Vattenlag (1996:61) för landskapet Åland
Vattenförordning (2010:93) för landskapet Åland
Landskapslag om skydd av det maritima kulturarvet (2007:19)
Landskapslag (2015:102) om tillämpning i landskapet Åland av rikslagstiftning om elmarknaden

Det bör noteras att på grund av det självstyrda landskapet Ålands särställning är behörighet delad mellan myndigheter i landskapet och i riket.

Då planens syfte är att möjliggöra en storskalig industriell verksamhet, faller planläggningen inom ramarna för Esböavtalet (Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context). Protokollet om strategiska miljöbedömningar som fogats till Esbokonventionen tillämpas på gränsöverskridande miljökonsekvensbedömning av planer eller program.

I frågan om utlåtanden som har relevans för planläggningen och de senare utlåtanden och tillstånd som krävs för uppförande av vindkraftsparker, är det flera myndigheter i riket som har behörighet även inom Ålands territorium, till exempel Traficom och Trafikledsverket för sjöfartsfrågor; Fintraffic Flygtrafiktjänst Ab, för flyghindersfrågor; Fintraffic VTS för frågor om sjötrafikens övervakning och ledning; Försvarsmakten för frågor gällande territorial övervakning och skydd av landets gränser.

Planerings- och utredningsarbetet ska ta i beaktande relevanta krav och anvisningar som olika myndigheter i riket har gett ut, beaktande möjlig åländsk lagstiftning inom respektive område. Exempel på, men inte en uttömmande förteckning, på anvisningar och källor som kan vara av relevans identifieras nedan:

- Planering av vindkraftsutbyggnad; Miljöförvaltningens anvisningar 5sv/2016

⁴ <https://www.regeringen.ax/alandsk-lagstiftning>



- Anvisningar och utredningar om vindkraftens miljökonsekvenser – Översikt, Miljöministeriet 2017
- Handbok för sökande: Tillståndsförfaranden och andra administrativa förfaranden i samband med produktionsanläggningar för förnybar energi; Närings-, trafik och miljöcentralen i Södra Österbotten, 2021.
- Litteraturutredning av vindkraftverkens inverknings på fågelbeståndet och fladdermössen, Kalle Melander, Arbets- och näringsministeriet, 2017
- Modellering av buller från vindkraftverk (YMPÄRISTÖHALLINNON OHJEITA 2,2014)
- Verifiering av bullerutsläpp från vindkraftverk genom mätning (YMPÄRISTÖHALLINNON OHJEITA 3, 2014)
- Främjande av vindkraftsbyggande -Hjälpmedel för smidig projektutveckling och samordning av olika mål, Statsrådets kansli 2021 <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-354-8>
- Information till dem som bygger vindkraftverk:
<https://www.traficom.fi/sv/kommunikation/kommunikationsnat/information-till-dem-som-bygger-vindkraftverk>, Traficom websida
Anvisningar gällande flyghinder, Traficom <https://www.traficom.fi/sv/vara-tjanster/flyghinder>, bl.a. Anvisning för dagmarkering av vindkraftverk, för flyghinderljus och för gruppering av ljusen (2020)
- Natura 2000-direktiven (fågeldirektivet 2009/147/EC och art- och habitatdirektivet 92/43/EEG)

1.4 Beskrivning av processer för planläggning och bedömning av generalplanens miljöpåverkan (PLMB projektet)

Processerna för uppdraget att utarbeta en generalplan som ska följa bestämmelserna i Plan- och bygglag (2008:102) för landskapet Åland samt den övriga styrande lagstiftningen beskrivs i huvuddrag i följande stycken.

1.4.1 Generalplan

En generalplan för havsvindparken som följer åländsk lagstiftning och relevanta bestämmelser ska utarbetas. Anbudsgivarens uppgift anses vara klar när generalplanen har lagts ut för offentligt påseende. Målet med generalplanen är att möjliggöra en eller flera parker för havsbaserad



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

vindkraft på området. Planläggningsuppgiften för de havsområden som kommer att omfattas av generalplanen är komplex. Uppdraget ska genomföras som ett projekt, "projektet PLMB", som ska framarbete allt material och säkerställa att de krävda planläggningsförfarandena genomförs.

Planläggningen ska ske i samarbete med de berörda kommunerna.

Lagstiftningens kravställning framgår ur Plan- och bygglag för landskapet Åland 2008:102 och

Plan- och byggförordning (2008:107) för landskapet Åland. För uppdraget är att notera

bestämmelsen i Plan- och byggförordning (2008:107), 3 § Behörighetskrav för planläggare

Den som utarbetar en detalj- eller generalplan ska ha högskoleexamen som motsvarar minst tre års heltidsstudier inom byggnadsbranschen eller annan motsvarande examen och tillräcklig erfarenhet med tanke på uppgiftens svårighetsgrad.

Fastställande av en generalplan är en kommunal behörighet och *PLMB-projektet* ska i samarbete med landskapsregeringen, kommunerna och andra relevanta myndigheter ordna de samråd och höranden som behövs så att en möjligast smidig tidtabell för genomförandet kan uppnås (6. kapitlet PBL).

Ett enhetligt förfarande för generalplanen för de berörda kommunerna eftersträvas. Det är möjligt att gemensamma möten även kan ordnas. Enligt PBL §30 (2017:82): När en plan utarbetas ska landskapsregeringen samt andra kommuner, myndigheter, juridiska personer och enskilda som berörs av förslaget ges tillfälle till samråd och att yttra sig antingen skriftligen eller muntligen när det är ändamålsenligt medtanke på planens syfte och betydelse. Syftet med hörandet är att förbättra beslutsunderlaget och ge möjligheter till insyn och påverkan. Resultatet av hörandet och förslag med anledning av de synpunkter som har framförts ska redovisas då planförslaget ställs ut. Enligt Plan- och byggförordning för landskapet Åland, 3 kap. Planläggningsförfarande 8 §. Hörande i beredningsskedet:

Ett samråd enligt 30 § PBL ordnas när det är ändamålsenligt med tanke på planens syfte och betydelse genom att utkastet till plan med tillhörande motiveringar och konsekvensutredningar presenteras på ett samrådsmöte och de berörda ges möjlighet att framföra sina åsikter muntligen eller skriftligen inom en viss tid.

Ett meddelande om möjligheterna att framföra åsikter ska, med beaktande av antalet berörda, delges per post genom brev enligt vad som föreskrivs i förvaltningslagen (2008:9) för landskapet Åland om vanlig delgivning eller anslås på berörd kommuns anslagstavla eller publiceras i minst en lokal tidning med allmän spridning i landskapet enligt vad som föreskrivs i förvaltningslagen för



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

landskapet Åland om offentlig delgivning. Meddelandet ska anslås eller publiceras senast fjorton dagar före samrådsmötet.

Anbudsgivarens projektledare och ansvarig planläggare ska beräkna med 10 styck möten och presentationer som hålls på plats i sitt totalpris för generalplanen. Om antalet möten och presentationer överstiger 10 styck får dessa debiteras separat enligt överenskommen timdebitering. Om det enligt överenskommelse deltar övriga konsulter i möten debiteras de tim- och resekostnader separat enligt överenskommen timdebitering.

- Planläggaren ska upprätta samrådshandlingar, samrådsredogörelse och vara kontaktpunkt gällande planlägningsfrågor
- Anbudsgivarens projektledare/planläggaren ska ordna presentation av arbetet till styrgruppsmöten
- Då planlägningsprojektet har en omfattning som bedöms kräva ett genomförande av hörande av grannregioner ska det ingå i projektet att anbudsgivaren även sammanställer behövt material för hörandet, analysera inkomna synpunkter och sammanfatta resultat av hörande av grannregioner enligt Esbokonventionen.

Anbudsgivarens projektledare fungerar som sammankallare för styrgruppen för generalplanprojektet samt fungerar även som dess sekreterare. Sammanfattningsvis ska anbudsgivaren ansvara för:

- Övergripande samordning av uppdraget innefattande miljöbedömningsprocesser och planlägningsprocesser för det bestämda vattenområdet.
- Få till stånd en fungerande helhet av många olika tekniska utredningar
- Uppgörande av miljöbeskrivningen för planläggningen
- Uppgörande av generalplan för havsbaserad vindkraft på de med uppdragsgivaren överenskomna områdena
- Tekniska utredningar till stöd för processerna
- Anskaffning av utredningar från underleverantörer



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1.4.2 Miljöbedömning

Miljöbedömning är ett förfarande som består av:

- 0) avgränsningssamråd med berörda myndigheter
- 1) myndighetens eller kommunens (i detta fall anbudsgivaren för landskapsregeringen genom projektet Sunnavind som uppdragsgivare) utarbetande av en miljörapport,
- 2) genomförande av samråd med allmänhet och berörda myndigheter,
- 3) myndighetens eller kommunens beaktande (i detta fall anbudsgivaren för landskapsregeringen genom projektet Sunnavind som uppdragsgivare) av miljörapporten och resultaten av samrådet i beslutsprocessen samt
- 4) tillkännagivande av beslutet.

Miljörapporten är den del av plan- eller programdokumentationen som identifierar, beskriver och utvärderar den betydande miljöpåverkan som planens eller programmets genomförande kan antas medföra och rimliga alternativ med hänsyn till planens eller programmets syfte och geografiska räckvidd.

Miljörapporten ska enligt 19 § i Landskapslag om miljökonsekvensbedömning och miljöbedömning innehålla:

- 1) en sammanfattning av planens eller programmets innehåll, huvudsakliga syfte och förhållande till andra relevanta planer och program,
- 2) en identifiering, beskrivning och bedömning av rimliga alternativ med hänsyn till planens eller programmets syfte och geografiska räckvidd,
- 3) uppgifter om;
 - a) miljöförhållandena och miljöns sannolika utveckling om planen eller programmet inte genomförs,
 - b) miljöförhållandena i de områden som kan antas komma att påverkas betydligt,
 - c) befintliga miljöproblem som är relevanta för planen eller programmet, särskilt miljöproblem som rör ett område av särskild betydelse för miljön och
 - d) hur hänsyn tas till relevanta miljö kvalitetsmål och andra miljöhänsyn,



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

- 4) en identifiering, beskrivning och bedömning av de betydande miljöeffekter som genomförandet av planen eller programmet kan antas medföra,
- 5) uppgifter om de åtgärder som planeras för att förebygga, hindra, motverka eller avhjälpa betydande negativa miljöeffekter,
- 6) en sammanfattning av de överväganden som har gjorts, vilka skäl som ligger bakom gjorda val av olika alternativ och eventuella problem i samband med att uppgifterna sammanställdes,
- 7) en beskrivning av de åtgärder som planeras för uppföljning och övervakning av den betydande miljöpåverkan som genomförandet av planen eller programmet medför och
- 8) en icke-teknisk sammanfattning av 1–7.

Miljörapportens omfattning och detaljeringsgrad ska vara rimlig med hänsyn till:

- 1) bedömningsmetoderna och aktuell kunskap,
- 2) planens eller programmets innehåll och detaljeringsgrad,
- 3) var i en beslutsprocess som planen eller programmet befinner sig,
- 4) att vissa frågor kan bedömas bättre i samband med prövningen av andra planer och program eller i tillståndsprövningen av projekt och
- 5) allmänhetens intresse.

För detta uppdrag ska hänsyn även tas till det som anges om miljökonsekvensbeskrivning.

Miljökonsekvensbeskrivningen ska innehålla:

- 1) uppgifter om projektets lokalisering, utformning, omfattning och andra egenskaper som kan ha betydelse för miljökonsekvensbedömningen,
- 2) uppgifter om rimliga relevanta alternativa lösningar för projektet samt angivande av de huvudsakliga skälen till det val som gjorts, med hänsyn till projektets miljöpåverkan,
- 3) uppgifter om rådande miljöförhållanden och hur de förhållandena förväntas utveckla sig om projektet inte förverkligas,
- 4) en identifiering, beskrivning och bedömning av de betydande miljöeffekter som projektet kan antas medföra i sig eller till följd av yttre händelser i form av allvarliga olyckor eller katastrofer,
- 5) uppgifter om de åtgärder som planeras för att förebygga, hindra, motverka eller avhjälpa de negativa miljöeffekterna,
- 6) en icke-teknisk sammanfattning av 1–5 och
- 7) en redogörelse för de samråd som har skett och vad som kommit fram i samråden.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1.4.3 Utredningar som kan vara nödvändiga

- Anbudsgivaren förväntas presentera i sin projektplan vilka analyser och utredningar som den avser utföra och anser nödvändiga. Exempel på utredningar som kan vara nödvändiga för att beskriva effekterna av genomförande av syfte som kan krävas för genomförandet av uppdraget:
- Effekterna av genomförande av planens syfte på fisk i de berörda områdena
- Bedömning av effekterna på strömmar och vattenkvalitetspåverkan under uppförande och under driftperioden med antagande om ett helt utbyggt havsområde
- Effekterna på fåglar
- Effekterna på Natura 2000-områden
- Effekterna på sjöfart och havstrafiken
- Effekterna på kommersiellt fiske
- Synlighet (visuell påverkanszonmodellering, skuggflimmermodellering)
- Effekterna av olika belysningsalternativ
- Bullereffekter, till land och under vatten (uppförande och drift)
- Effekter för territorialövervakning, räddningsmyndigheter (radar, radio mm.)

Åtminstone följande analyser antas kunna bli aktuella:

- Visuell områdesanalys
- Sjökablar
- Sjöleder
- Småbåtsleder
- Miljörapport förfarande för havsbaserade vindkraftparker
- Planläggning av vindkraft
- Social konsekvensbedömning och samarbete med berörda parter
- Landskapsundersökning, blinkning och visuell områdesanalys
- Bulleranalys
- Vegetations- och biotopundersökningar, Natura-bedömningar
- Fågelundersökningar och Naturabedömningar av fågellivet
- Hydrologisk konsekvensbedömning
- Arkeologi och kulturarv

Som grund för genomförande av ett flertal av de krävda analyserna och bedömningarna av miljöpåverkan antas kunna utgå från relevant publicerad information och kartläggningar och vedertagna modeller som anpassas till de identifierade områdena (se t.ex.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

<https://www.regeringen.ax/miljo-natur/vatten-skargard/pagaende-projekt>,
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200017X?via%3Dihub=>,
<https://zslpublications.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/acv.12817>,
<https://maps.helcom.fi/website/mapservice/> mm.).

1.5 Ansvarsfördelning

Anbudsgivaren uppgift är att genomföra hela "PLMB"-processen som ett projekt. Åtminstone följande punkter kommer att omfattas av uppdraget:

Planering av olika förslag för havsvindsparken. Anbudsgivaren tar fram olika alternativ samt ett noll alternativ.

Planering av olika alternativ för elnäten inom havsvindsparken (enbart inom det utmärkta området i Norrhavet). Elnätsförbindelser utanför området ingår inte initialt.

Koordinering samt planering av eventuella nödvändiga utredningar. Anbudsgivaren utför utredningarna i egen regi eller införskaffar dem genom underleverantör. Avsikten är att endast begränsat utföra fältundersökningar, utan utgå från befintliga data och undersökningar och komplettera med data inhämtat via miljöbyråns karteringsprojekt IP Biodiversea och andra kartläggningsprojekt som genomförts på Ålands havsområden och andra relevanta utredningar inom Östersjöområdet.

Projektledaren fungerar som sammankallare för styrgruppen för "PLMB"-projektet samt fungerar även som sekreterare.

1.5.1 Anbudsgivarens ansvar

- Anbudsgivaren ansvarar för att kvaliteten på tjänsten håller en hög nivå
- Anbudsgivaren ansvarar för produktion, övervakning och rapportering av innehållet i tjänsten
- Anbudsgivaren ska upprätta alla nödvändiga dokument för Miljörapporten och planläggning
- Anbudsgivaren ansvarar för att alla olika delmoment bildar en helhet som uppfyller de krav som ställs på utförande av en Miljörapport och planläggning
- Anbudsgivaren ansvarar för att rapportera avvikelser till Beställaren
- Anbudsgivaren ansvarar för att självständigt sköta kontakten till olika intressenter och samarbetspartner
- Projektledaren ska rapportera till projektets styrgrupp
- Anbudsgivaren ska delta i möten på Beställarens uppmaning
- Uppenbara fel i resultatet ska rättas av anbudsgivaren utan extra kostnad



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1.5.2 Beställarens ansvar

- Beställaren bistår anbudsgivaren i Miljörapport, generalplanerings- och tillståndprocesser
- Beställaren upprätthåller kontakten med elnätsbolag
- Beställaren överlämnar till konsulten det material för Miljörapporten, zonindelning och vattentillståndsförfaranden som finns vid uppdragets början och det som produceras under uppdragets genomförande
- Beställaren ansvarar för att informera om projektet
- Beställaren deltar i förhandlingar med myndigheter och intressenter om ej annat överenskommes.
- Beställaren ger kommentarer på dokument och material som konsulten tar fram förutsatt att det är tillräckligt behandlat på förhand för att kommentering ska vara ändamålsenlig
- Beställaren tillhandahåller en styrgrupp för PLMB-projektet som utses av styrgruppen för Sunnavind projektet



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

Protokoll fört vid pleniföredragning

Social- och miljöavdelningen
Miljöbyrån, S4

Närvarande
VT, HJ, RH, AH-J, FK, AR, CW

Frånvarande
AH

Justerat
Omedelbart

Ordförande
Lantråd
Veronica Thörnroos

Föredragande
Minister
Alfons Röblom

Protokollförelse
Vik. vattenbiolog
Stefan Husa

Nr 1

Antagande av havsplan för Åland
ÅLR 2019/6446

Beslut

Landskapsregeringen beslöt att anta havsplan för Åland enligt **bilaga 1 S421P01**. Syftet med planen är att främja en hållbar användning, utveckling och tillväxt samt bidra till god vattenkvalitet och god miljöstatus. Havsplanen har tagits fram enligt bestämmelserna i 5 kap. 24a och 24b §§ vattenlag (1996:61) för landskapet Åland. Bestämmelserna om havsplanering har införts i den åländska lagstiftningen i enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2014/89/EU om upprättandet av en ram för havsplanering. Enligt bestämmelserna i vattenlagen och direktivet ska planen antas senast den 31 mars 2021.

Havsplanen träder i kraft 22.03.2021 och uppdateras minst vart sjätte år.

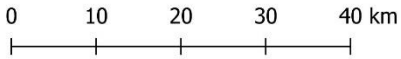
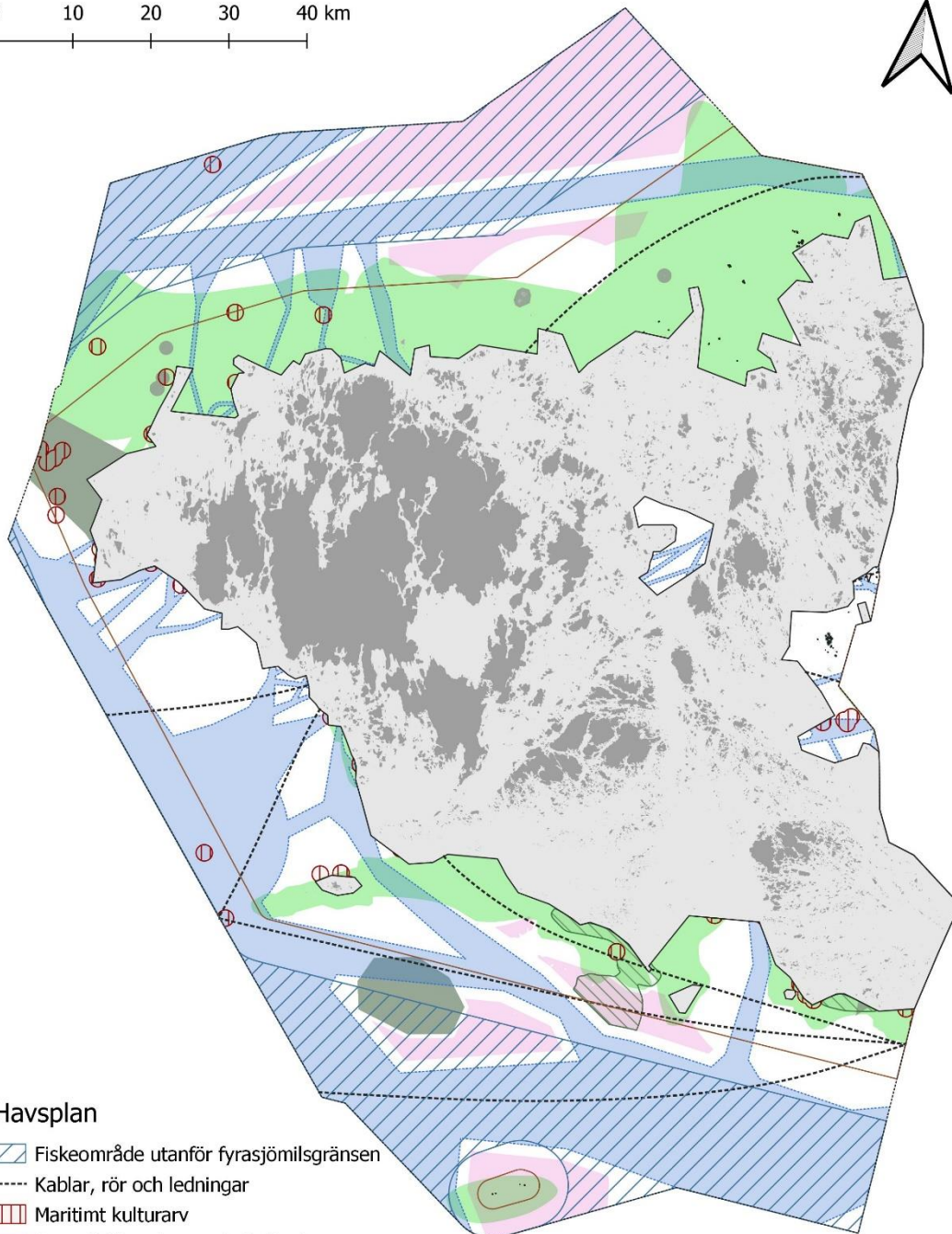
Havsplan för Åland har skala 1:200 000.

Till havsplanen hör:









- Havsplan
 - Förklaring till markeringar i havsplanen
-

Havsplan




0 10 20 30 40 km

Havsplan

-  Fiskeområde utanför fyrasjömilgränsen
-  Kablar, rör och ledningar
-  Maritimt kulturarv
-  Potentiell havsbaserad vindkraft
-  Potentiellt vattenbruk
-  Sjöfartsområden
-  Skyddsområden
-  Värdefull natur, kultur och miljö

Administrativa gränser

-  Privata vatten
-  Kustvattenlinje
-  Yttre gräns för landskapet Åland

Förklaring till markeringar i havsplanen

Administrativa gränser



Privata vatten

I havsplanen markeras området som är innanför byrågången som "Privata vatten". Området utanför markeringen är så kallade allmänna vatten och dessa områden förvaltas av landskapsregeringen. Inom landskapet Åland är den största delen av kustvattnen privatägda. De privatägda vattnen omfattas av den kommunala planeringen och ingår inte i havsplanen.



Kustvattenlinje

Till kustvatten räknas kust- och havsområden som är en sjömil utanför baslinjen. Baslinjen definieras utifrån baspunkterna som finns beskrivet i förordningen om tillämpningen av lagen om gränserna för Finlands territorialvatten.



Yttre gräns för landskapet Åland

Markeringen visar yttre gränsen för landskapet Åland.

Fiske

På allmänna vatten (d.v.s. alla kust- och havsområden som ej är privatägda) är grundregeln att den som är bosatt på Åland har rätt att bedriva husbehovsfiske. Oberoende av hemort har var och en rätt att bedriva handredskapsfiske och trolling. Med handredskapsfiske avses allt mete, fiske med spö och pilkfiske. Åländska yrkesfiskare får bedriva fiske i enlighet med gällande regelverk för sådant fiske.

Inom de åländska territorialvattnen får åländska yrkesfiskare bedriva fiske så länge som de följer gällande regelverk inklusive fastställda fiskekvoter.

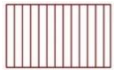


Fiskeområdet utanför fyra sjömilgränsen.

Från och med fyra sjömil utanför baslinjen får finländska och svenska fiskeflottan fiska, så länge som de följer gällande kvoter. Området runt Bogskär avviker dock genom att området sträcker sig in till en linje 3 sjömil utanför baslinjen. Utanför 12 sjömilgränsen, som är utanför åländska territorialvattnet, får övriga Östersjöländers yrkesfiskare fiska så länge de följer gällande kvoter. Övriga Östersjöländers yrkesfiskare får således ej fiska inom åländska vatten. Medlemsstaterna har rätt att besluta om fiske inom 12 sjömilgränsen enligt Europaparlamentets och rådets förordning EU nr 1380/2013 om gemensamma fiskeripolitiken. Åland önskar fördjupat samarbete med angränsande regioner om de gemensamma naturresurserna.

----- **Kablar, rör och ledningar**

I havsplanen ges en schematisk överblick över de viktigaste förbindelserna för kablar, rör och ledningar på de åländska allmänna vattnen. Markeringen visar således inte de exakta sträckningarna utan visar översiktligt var det finns viktiga anknypningar till de angränsande regionerna.



Maritimt kulturarv

I havsplanen markeras dokumenterade vrak med 1 km buffert. Markeringen ämnar till att visualisera förekomsten av vrak på allmänna vatten som har dokumenterats och kartlagts av landskapsregeringens kulturbyrå.

Potentiell havsbaserad vindkraft

I havsplanen markeras områden där det i nuläget bedöms mest lämpligt att placera havsbaserad vindkraft (Offshore Wind Farm, OWF). Vid projektering av havsbaserad vindkraft ska förutsättningarna för sjötrafikens säkerhet beaktas och eventuella konsekvenser för bl.a. fartygsradar och sjötrafikledningens radarövervakning.

För att hitta samexistensmöjligheter bl.a. mellan havsbaserad vindkraft och andra verksamheter, överlappar markeringen för havsbaserad vindkraft delvis med fiskemarkeringen och natur, kultur och miljömarkeringen. Det är upp till verksamhetsutövaren under projekteringen att hitta lösningar mellan havsbaserad vindkraft och andra verksamheter.

Finlands försvarsministerium har påtalat att det är problematiskt om vindkraft etableras på de områden söder om Åland som finns i havsplanen. Det kommer att krävas ytterligare utredningar och mer detaljerade yttranden av försvarsmakten för att klargöra om vindkraftsprojekt söder om Åland kan inledas.

På kartorna markeras de områden som bedöms mest lämpliga utifrån följande kriterier:

- Djupet ska vara mellan 10–70 m
- Vindförhållanden ska vara goda med en medel vindhastighet på 8 m/s 100 m ovanför havsytan.
- Området mindre än 5 km² markeras inte i havsplanen

På kartorna har ej markerats områden om de överlappar med följande kriterier:

- Sjöfartsområden med en 1,5 km buffert
- Kulturella landskap (Holmar av krononatur) med en 3 km buffert
- FINIBA områden med en 500 m buffert
- IBA områden med en 500 m buffert
- Skyddsområden med en 500 m buffert
- Maritima vrak med en 1 km buffert
- Fritidsbyggnader med en 10 km buffert

- Bostadsbyggnader med en 15 km buffert
- Fyr med en 1 km buffert
- Flyttfågelområden

Observera att förslagen till placering är riktgivande. Den exakta placeringen av vindkraftverk kan bestämmas först efter noggranna undersökningar av t.ex. bottenkvalitet, växt- och djurliv, eventuell förekomst av vrak etc. Det betyder att det kan tillkomma områden inom de nu markerade områdena där det inte blir tillåtet att placera vindkraftverk. På motsvarande sätt kan det tillkomma områden utanför de nu markerade områdena där det blir tillåtet att anlägga vindkraftverk, om undersökningar visar att det inte strider mot andra behov och annan användning.



Potentiella områden för vattenbruk

En hållbar fiskodling bedöms fortsättningsvis som viktig för det åländska samhället. Att havsplanen inte markerar potentiella fiskodlingsområden i nuläget innebär inte att framtida möjligheter utesluts. Det saknas i dagsläget underlag, såsom landskapsregeringens lokaliseringsplan, som skulle möjliggöra fiskodling på allmänna vatten. En lokaliseringsplan tas fram av landskapsregeringen, i nära samråd med näringen och andra berörda aktörer.

Algodling har potential till att bli en ny näring inom nära framtid och havsplanen föreslår därmed områden till möjliga områden för makroalgodlingar. I havsplanen markeras områden som identifieras som mest lämpliga för odlingar av makroalger (blåstång och *Ulva*). De markerade områdena är platser där antingen blåstången eller *Ulva* har störst produktionspotential eller störst potential för näringsupptag i åländska havsområden. Områdena markeras utifrån resultatet av ett EU-finansierat projekt vars målsättning var att identifiera lösningar till att odla alger i Östersjön på ett hållbart sätt. ([EU projekt GRASS](#)). Sjöfartsområden har en 1500 m skyddsbuffert där områden för potentiellt vattenbruk av algodling inte markeras.



Sjöfart

I havsplanen markeras viktiga områden för sjöfart inom de åländska allmänna vattnen. Med hjälp av att viktiga sjöfartsområden markeras i havsplanen kan man bidra till fungerande, säkra och ekologiskt hållbara sjötransportvägar.

I de markerade sjöfartsområdena på allmänna vatten ingår:

Farleder och farledsområden. Befintliga farleder markeras med en 250 m bred buffert (d.v.s. med en totalbredd på 500 m). Beslut om, och drift och underhåll av, grunda farleder och farledsområden (max djup 4.1) sköts av landskapsregeringen. Beslut om, och drift och underhåll av, djupare farleder sköts av riksmyndigheterna Transport- och kommunikationsverket och Trafikledsverket.

IMO områden. Internationella sjöfartsorganisationen (IMO) har definierat viktiga trafikområden i åländska

havsområden. Inom dessa området har markerats bl.a. trafikseparation, områden där man bör vara extra uppmärksam (precautionary areas) och s.k. djuphavsfarleder och trafikleder.

Övriga viktiga sjöfartsområden. På basis av AIS-data markeras områden utanför farleder, farledsområden och IMO områden där det förekommer 150 fartyg/år eller mera av maritim trafik. Markeringarna har gjorts på basis av HELCOM:s sjöfartsdensitetsanalys samt AIS linjedata för år 2019 som har erhållits från HELCOM.

Efter samråd med de ansvariga riksmyndigheterna föreslås i havsplanen att sjöfarten runt Åland dirigeras till särskilt utpekade korridorer. Uppdelningen medger smidigare etablering av andra verksamheter, tex havsbaserad vindkraft.

Skyddsområden

Åland har godkänt och anslutit sig till Konventionen om biologisk mångfald. Enligt konventionen ska parterna skydda minst 10 % av sina kust- och havsområden. EU har som mål att 30 % av land och vatten ska vara skyddade tills år 2030. Målsättningen om 10 % skydd har slagits fast i den åländska utvecklings- och hållbarhetsagendan. Enligt det strategiska utvecklingsmålet "Ekosystem i balans och biologisk mångfald" ska minst 10 % av kust- och havsområdena vara skyddade år 2030. Åland har i nuläget skyddat 2,8 % av sina vattenområden. Det pågår ett arbete att kartera och identifiera havsområden och undervattensnatur av högt värde som underlag för att skydda områden enligt målsättningen. Ett förverkligande skulle bidra till att Åland således uppfyller såväl utvecklings- och hållbarhetsagendan mål som mål 14 i FN:s Agenda 2030 om bevarande och nyttjande av kust och havsområden och de marina resurserna på ett hållbart sätt.

I havsplanen markeras skyddsområden på allmänna vatten för de områden som landskapsregeringen redan fastställt som skyddade områden. Skyddsområdesmarkeringen består av en sammansättning av:

- Naturresevat
- Natura 2000-områden
- HELCOM-skyddsområden (Baltic Sea Protected Areas, BSPA)
- RAMSAR
- Fågelskyddsområden

Värdefull natur, kultur och miljö

Markeringen fungerar som en sammanställning av flera viktiga natur-, kultur- och miljövärden på allmänna vatten. De markerade områdena är viktiga för ålänningarna bl.a. för husbehovsfiske, småskaligt yrkesfiske, jakt, rekreation, kulturarv och turism. Det är viktigt att dessa områden bevaras för ålänningarna och de lokala behoven. Det immateriella kulturarvet bör värnas i dessa områden. Storskaliga industrier eller storskaliga exploaterande verksamheter rekommenderas inte att tillåtas i dessa områden, om de riskerar att påverka naturen, miljön eller lokala behoven negativt. Nedan definieras vad markeringen innehåller för information.

Internationellt och nationellt viktiga fågelområden

Inklusive FINIBA- och IBA områden. Områdena är viktiga för flyttfåglar, häckning och rastplatser. Områdena är identifierade av BirdLife Finland, där bland annat Ålands fågelskyddsförening ingår. Områdena är speciellt viktiga för skyddsvärda arter och internationellt viktiga biodiversitetsområden.

Sälområden

Områdena är viktiga densitetsområden för bl.a. gråsäl. Områdena baserar sig på Finlands naturresursinstitutets karteringar av gråsälsdensitet och inom områdena förekommer så kallade "sälbådor/sälhällar" som är viktiga för gråsälen. Marina däggdjur är bl.a. känsliga för undervattensbuller.

Undervattensbiotop för rödalg och blåstångssamhällen

Områdena är identifierade med hjälp av dokumenterade förekomster av djupa blåstångsbälten eller artrika rödalgssamhällen. Både blåstången och rödalgssamhällena är essentiella för fisklek och uppväxt och bidrar till hälsosamma fiskebestånd. Båda ekosystem är känsliga för övergödning.

Värdefulla undervattensområden

Områdena innefattar rika förekomster av undervattensrev och revmiljöer. Dessa områden är känsliga för mänskliga aktiviteter bl.a. för undervattensbuller och övergödning. Områdena har varierande bottenstruktur och det hårda bottenmaterialet och rika rödalgssamhällena gynnar också strömmingslek. De djupare områdena kan även erbjuda viktiga områden för torsk. Områdena innefattar även viktiga områden runt häckningsskar bl.a. för direktivarterna fisk- och silvertärna. Eftersom områdena är relativt ostörda fungerar de överlag som viktiga områden för flera fågelarter.

Fisklek och uppväxtområden

De markerade områdena i sig är en sammanställning av information som landskapsregeringens fiskeribyrå har samlat från diverse studier och modeller som är potentiellt viktiga för fisklek och uppväxt.

Områden med naturvärden

Utifrån en vetenskaplig analys där bästa tillgängliga information och kunskap om undervattens naturvärden identifierades områden med hög artmångfald, minimal påverkan av mänskligt tryck och områden som skulle kunna tänkas vara värdefulla att bevara för ekosystemtjänster. Från de områden som identifierats i analysen att vara värdefulla att bevara har man valt att markera ett heltäckande område nordväst/norr om Åland som innefattar flera mindre områden tillsammans. Området nordväst/norr om Åland har markerats utifrån att området har befintligt data från undervattenskarteringar, d.v.s. man kan bekräfta analysresultatet med underliggande data. Området med naturvärden som identifierades med hjälp av analysen har även minimal påverkan av exploaterande verksamheter, samtidigt som det förekommer hög biodiversitet och minimal påverkan av andra negativa miljöeffekter. Det är därmed viktigt att området bevaras för att gynna nuvarande och framtida åländska befolkningen och lokala behoven.

Kultur och natur

Markeringen syftar till områden som innehar viktig anknytning till kulturhistoriska skär och holmar samt viktiga områden för flera fågel och marina arter. Området som markeras i förslaget är viktigt för allmänheten och lokalbefolkningen, innehar kulturhistoriska värden, och är viktigt för bl.a. småskaligt yrkesfiske, husbehovsfiske, jakt, rekreation, turism och naturen.

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

School of Energy Systems

LUT Scientific and Expertise Publications

Tutkimusraportit – Research Reports

133

Olli Pyrhönen, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Hannu Karjunen,
Katja Hynynen, Kimmo Taulasto, Janne Karppanen, Julius Vilppo

Carbon Negative Åland STRATEGIC ROADMAP

 LUT
University

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
School of Energy Systems
Research report 133

Olli Pyrhönen, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Hannu Karjunen,
Katja Hynynen, Kimmo Taulasto, Janne Karppanen, Julius Vilppo

Carbon Negative Åland

STRATEGIC ROADMAP

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
School of Energy Systems
Yliopistonkatu 34
53850 LAPPEENRANTA
ISBN 978-952-335-752-5 (PDF)
ISSN-L 2243-3392
ISSN 2243-3392
Lappeenranta 2021

Content

Executive Summary	3
1 Introduction	4
2 Focus of the study	9
3 Case Åland Description	10
4 Wind Power Production	11
4.1 Transmission of Electricity	12
4.1.1 Optimization of network connection / Principles in the analyses.....	14
4.1.2 Interconnection alternatives	17
4.1.3 Wind farms and interconnector	20
5 Hydrogen Production.....	22
5.1 Electrolyzer technology alternatives.....	22
5.2 Efficiency and by-products	23
5.3 Water purification.....	24
5.4 Compression.....	24
5.5 Offshore hydrogen production.....	25
5.6 Cost of hydrogen	27
5.7 Hydrogen pipeline transmission	28
5.8 Modelling and results	29
5.8.1 Scenarios.....	32
5.8.2 Results	35
6 Risks and Opportunities	39
6.1 Technology	39
6.2 Packed Ice.....	39
6.3 Marine Construction.....	39
6.4 Hydrogen market	39
6.5 Cost of electricity	40
6.6 Political and regulatory decisions	40
6.7 Solar Energy	40
6.8 Partners.....	40
6.9 Onshore wind power.....	41
6.10 Timing.....	41

7	Roadmap proposal.....	42
7.1	Strategic Options	42
7.2	Financial grounds for the Offshore Wind Development	42
7.3	Roadmap – Management of risks and earnings logic.....	43
7.4	Implementation of the Offshore Wind and Hydrogen Åland.....	44
7.5	Partner study	45
8	Conclusions and Next Steps	47
	References	49
	Appendix I Parameters used in obtaining production profile	54
	Appendix II Cost distributions for hydrogen gas scenarios	55

Executive Summary

The focus of this study was to analyze offshore wind power's future options and maximum value creation for Åland, covering the most feasible solutions for exporting of green electricity, feasibility of hydrogen production and transmission, alternative strategies, and steps for developing offshore wind-based business in Åland, as well as assessment of risk and opportunities and propose next steps for Åland with offshore wind. Beside this study, a review of existing offshore wind power was made as a master's thesis.

The large wind farm areas F4 and F6 in the northern side of Åland with capacity of about 4 GW and annual generation of 20 TWh turned out to be the most feasible when considering transmission of electricity. Åland wind farms locate in the area, where the farm connection could provide possible basis for interconnection of two power systems, too. The additional cost for a solution where energy transmission from wind farm could be done to both Finland and Sweden is approximately +5 €/MWh compared to the solution where wind capacity is realized only to one direction.

The green hydrogen potential for the region is about 18 TWh (12 TWh North, 6 TWh South). For reference, Finland's annual natural gas consumption is about 24 TWh. Hydrogen production at sea and pipeline transmission to continental Finland is estimated to be about 20% cheaper compared with alternative case based on electricity transmission to continent and conversion to hydrogen onshore. Comparing the electricity and hydrogen as products, electricity creates less interdependencies because the available grid offers access to electricity market. However, in the beginning, transmission of hydrogen is tied to one-to-one connections, which makes parties dependent on each other's. Identification of potential hydrogen customers and applications is necessary for successful implementation.

The proposed road map is to finish preliminary studies and go into development of wind farm in the area F6. During the development of the windfarm, uncertainties related to market for electricity, hydrogen and P2X products, as well as regulation for hydrogen and P2X, will decrease.

Key words: offshore wind power, transmission of electricity, green hydrogen production, transmission of hydrogen, Åland

1 Introduction

During the development of the Åland maritime spatial plan, areas suited for energy production were identified. Analyzing the potential of these areas is driven by major global and regional developments.

Climate change is the key driver for finding emission free solutions for transforming the global energy system. Global temperature rise is a major concern world-wide, and vast majority of countries, almost 200, have committed to the Paris agreement, aiming to limit the harmful rise of temperature to below 1.5 °C, compared to pre-industrial level. (United Nations 2016)

Energy system transition aims for emission free energy production. The most important sources for emission free and economically feasible energy are solar and wind. According to the International Energy Agency (IEA), solar power has reached a cost level (levelized cost of energy, LCOE) to be lowest in history. The average production cost of utility scale PV-plants has decreased to be between 20-40 USD/MWh in China and India, while being in the range of 30-60 USD/MWh in Europe. (Evans, 2020)

Wind power is the most important renewable source in the northern regions of the world, where annual solar radiation is less than 50% of that available at the so called solar belt. This pertains especially to the Nordic countries in Fennoscandia. Globally onshore wind represents the majority of all installations, with an average LCOE of 39 USD/MWh by 2020 (IRENA, 2021). Onshore wind power has gained a strong position and competitive energy production cost due to long term technology development and market expansion, which has been ongoing strongly almost for two decades. Offshore wind installations are more demanding due to many technical challenges, e.g. seabed foundations, harsh sea environment, long underwater power transmission requirements and demanding maintenance conditions. The offshore wind market has been developing slower in the shadow of the strong onshore wind power market.

Recent years have shown increasing activities in offshore wind market. One factor is that wind conditions at sea are better compared with inland sites. In 2020, 86.9 GW of new onshore and 6.1 GW of offshore wind power was installed mainly in Europe and China, as can be seen in Figure 1.1 (GWEK, 2021; Kovalchuk, 2021). Figure 1.2 shows the total capacity of onshore and offshore wind power installations in 2020. Total capacity of onshore wind power was 707.4 GW and offshore wind power 35.5 GW.

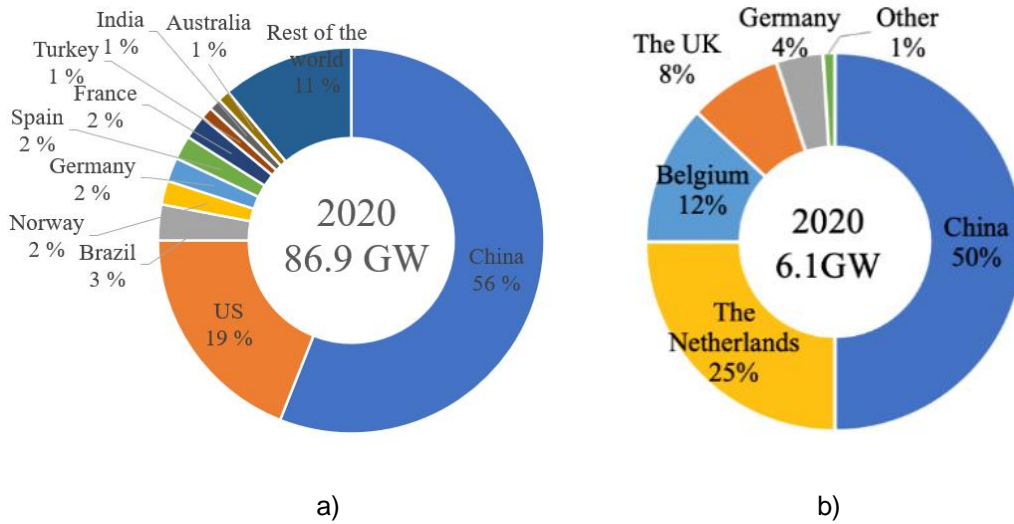


Figure 1.1. New a) onshore and b) offshore wind installations by country in 2020 (GWEK, 2021; Kovalchuk, 2021).

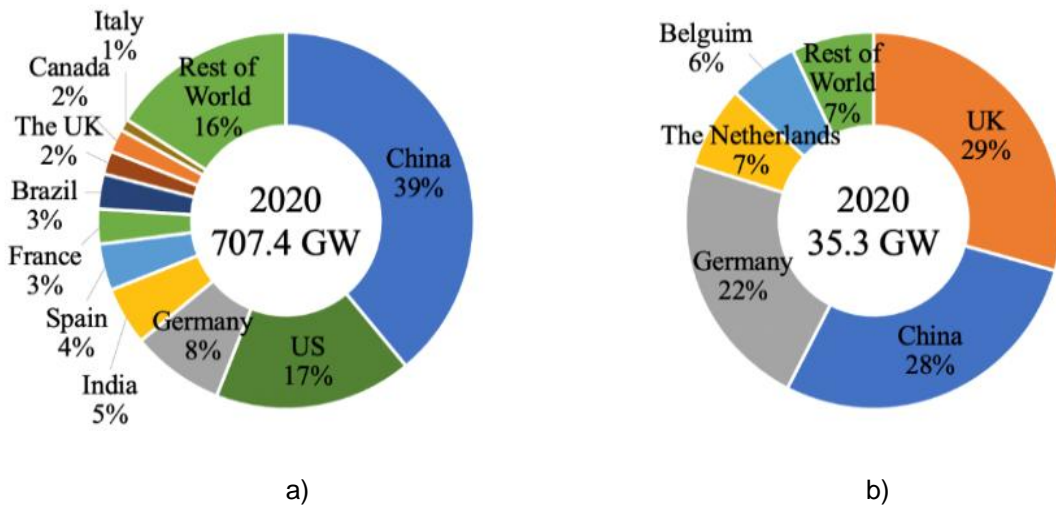


Figure 1.2. Total wind installations a) onshore and b) offshore by country in 2020 (Kovalchuk 2021).

The ten largest offshore wind farms with their capacity are presented in Figure 1.3. They represent 20% of the total installed offshore capacity (end of 2020)

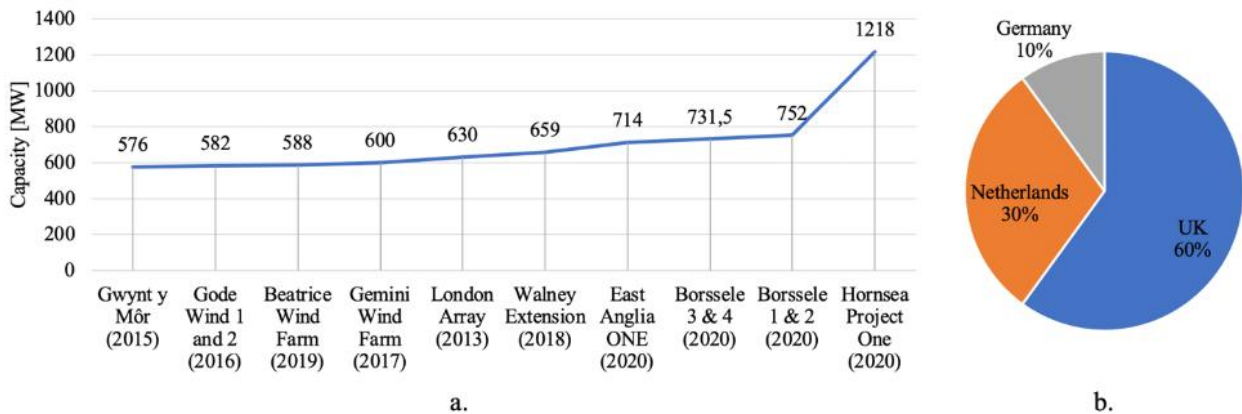


Figure 1.3. a) The 10 largest operational offshore wind farms (in spring 2021) and b) their share by country (Kovalchuk, 2021).

Turbine development has increased the current maximum power to over 10 MW, utilizing very large turbine constructions offering improved power production capacity. For example, the currently largest offshore wind farm project in Dogger Bank applies GE Haliade turbines with nominal power of 12 MW (GE, 2019). The large turbines, coupled with high full load hours, are bringing the LCOE of offshore wind power down. At the same time the interest for offshore wind is increasing due to lack of suitable and available land areas for large turbines in many densely populated countries. According to the International Renewable Energy Agency (IRENA), the globally weighted average LCOE in 2020 for offshore wind was 84 USD/MWh, more than double that of onshore wind. While offshore wind in general does not seem to be competitive compared with onshore wind power today, the offshore market is expected to accelerate strongly this decade. The installed base for offshore wind is expected to grow tenfold by 2030 compared with 2018 level, reaching 230 GW and ending up to 1000 GW by 2050. This would mean a “hockey-stick” effect in offshore wind installations, similar to what was seen in onshore about ten years ago. (IRENA, 2019) It can be noted that the recent EU target for offshore wind power capacity by 2030 is 60 GW, and 300 GW by 2050. These targets are ambitious increases from the current level of 12 GW installed capacity (end of 2020). (European Commission, 2021c)

Large scale integration of renewable power is one of the major issues in the on-going energy transition. Battery technology can serve as a short-term storage for renewable power, but thermal and chemical conversions are the only feasible solution, when large scale storage is needed for longer periods of time to secure the supply to the market, when the production of the intermittent weather-dependent supply is low. **Power-to-X** refers to technologies, where electric energy is converted to hydrogen or further to different hydrocarbons or ammonia to be used as fuels, raw materials or even proteins. **Green hydrogen** is defined as hydrogen produced using renewable power and water electrolysis, versus current hydrogen production that is primarily based on fossil sources. Germany has been one of the frontrunners in energy transition (Energie Wende) and has introduced a national hydrogen strategy in 2021. It includes 7 billion euros of public support for hydrogen technology development and market ramp-up as well as 2 billion for establishing international partnerships. One aim is to replace industrial use of fossil hydrogen by green one, the main scope to be steel and chemical engineering as well as fertilizer and brewery industry and certain

fields of transportation. It is estimated, that by 2030 about 100 TWh of industrial hydrogen is needed in Germany, of which 14 TWh should be green hydrogen. For that, 5 GW offshore and onshore power generation corresponding 20 TWh annual power generation needs to be build. The German government has stated, that *“it will not be possible to produce large quantities of hydrogen that probably needed for the energy transition in Germany, since renewable generation within Germany are limited. Germany will therefore have to remain a major energy importer in the future. This is why we will establish and intensify international cooperation and partnerships around the topic of hydrogen.”* (Federal Government, 2020) This initiative will provide business and cooperation possibilities also for countries around the Baltic see, among others to Finland.

The opportunities offered by Power-to-X has been recognized not only in Germany, but in many other countries as well. However, Power-to-X and the hydrogen economy still has political and economic constrains, which must be overcome, before the expected decarbonization really takes place. On the other hand, several governments have included green hydrogen as part of their pandemic recovery plans in 2020. There are several technological fields, where green hydrogen can be deployed as replacement for fossil energy or raw materials. (GWEC 2021)

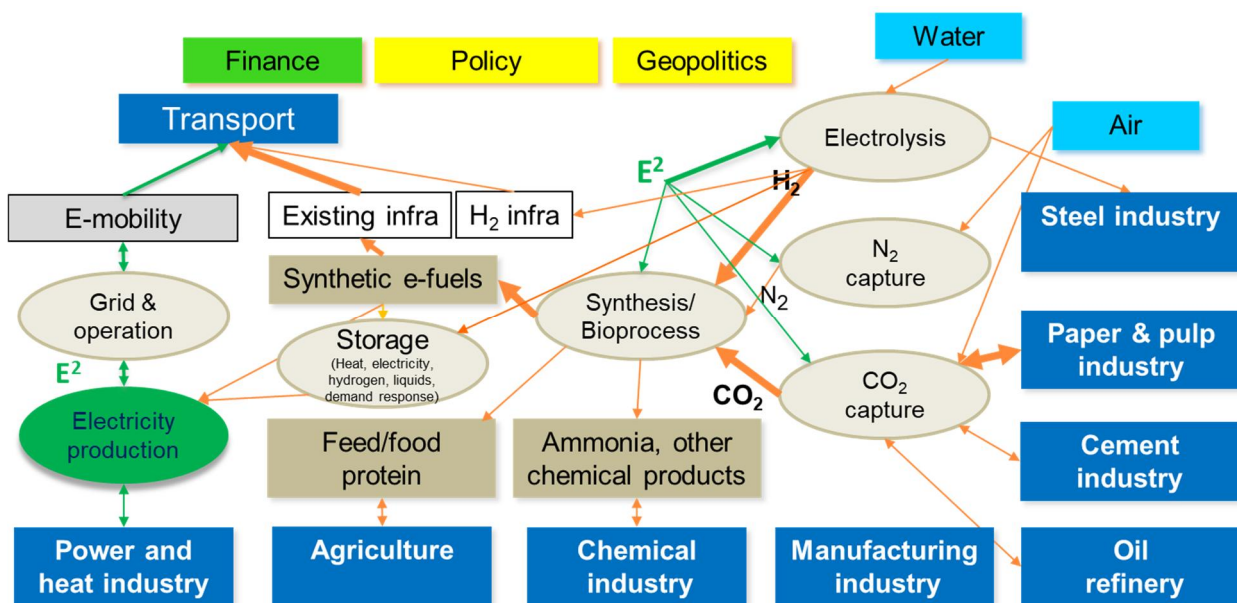


Figure 1.4. Different pathways and drivers for Power-to-X technology (Partanen).

The electrification of end-use economy is a common understanding of the future energy system. While generation costs of renewable energy sources indicate fast cost decline, the system costs – mainly related to power transmission and energy storages – will increase due to timely uncontrollable and intermittent character of both wind and solar power generation. Due to that, different opinions and future scenarios are created by the energy research community. For example, Bloomberg has given three alternative paths towards carbon neutral energy system by 2050. In the **green scenario**, most of the electric energy (84 %) originates from wind and solar and extensive use of renewable hydrogen increases demand of electricity dramatically to 121 549 TWh compared with 2020 level of 26597 TWh (Enerdata, 2021). The **Grey scenario** is based on a combination of fossil fuels and renewables, where carbon capture and storage (CCS) is used to decarbonize fossil energy sources.

In the grey scenario, hydrogen is not seen as a major energy carrier, which leads to a smaller annual power generation (62 185 TWh). The **Red scenario** assumes large utilization of modular nuclear power (56%) combined with renewable energy sources (44%). Since red hydrogen (hydrogen produced by nuclear power and water electrolysis) is assumed to be again a major energy carrier, the total electricity generation (96 417 TWh) is clearly higher than in grey scenario, but lower than in green scenario. It is not clear, which pathway will be dominant during the coming years. As stated by Bloomberg, *“we will probably see a mix of these solutions as each country pursues climate strategies that best suit them, considering their existing domestic economy, international trade and geopolitics.”* (BloombergNEF, 2021)

Even though different scenarios have been presented, in all the cases investments in renewable power are expected to continue strong during the decades to come. It can also be assumed, that larger offshore turbines will bring the offshore wind LCOE down, which will further accelerate the offshore wind power market. The future of the hydrogen economy and power sector renewal is uncertain, which makes it important to analyze different options, when energy strategies are designed.

2 Focus of the study

The Åland sea areas identified in the maritime spatial plan offer a remarkable opportunity to build offshore wind power and business. However, it is not clear, what the best strategy to deploy this large renewable capacity is. Many elements need to be considered simultaneously related to technological development, general energy market development and various risks. Also timing and project design options are important aspects to analyze when decisions about energy investments and market entry are considered.

This study focuses on future options for offshore wind power in Åland's sea areas. The main questions in the study are:

- Techno-economic conditions and alternatives for large scale offshore wind power production
- Feasibility and different options for green hydrogen production
- Alternative strategies and steps for developing offshore wind-based business in Åland
- Opportunities and risks assessment and recommended next steps for Åland offshore wind development

Beside the strategic roadmap, a review of offshore wind power was conducted as a master's thesis. The techno-economic review of offshore wind power, by Viktor Kovalchuk, can be found in <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>.

3 Case Åland Description

In the Åland maritime spatial plan (adapted 18.3.2021), possibly suitable areas for large scale offshore wind production were mapped. The areas are located in the northern and southern side of Åland, as can be seen in Figure 3.1. The overall area is about 1000 km². The sizes of the different areas are shown in Table 3.1. The locations are directional, and more exact locations require additional investigations. The areas were identified by setting various criteria; maximum depth is 70 m, being outside conservation areas, sea lanes, and not impacting important recreation and tourist areas. The areas also lack documented culturally valuable objects, such as shipwrecks. The overall size of the two northern areas is 674 km² and for the southern areas about 333 km². (Ålands landskapsregering, 2021).

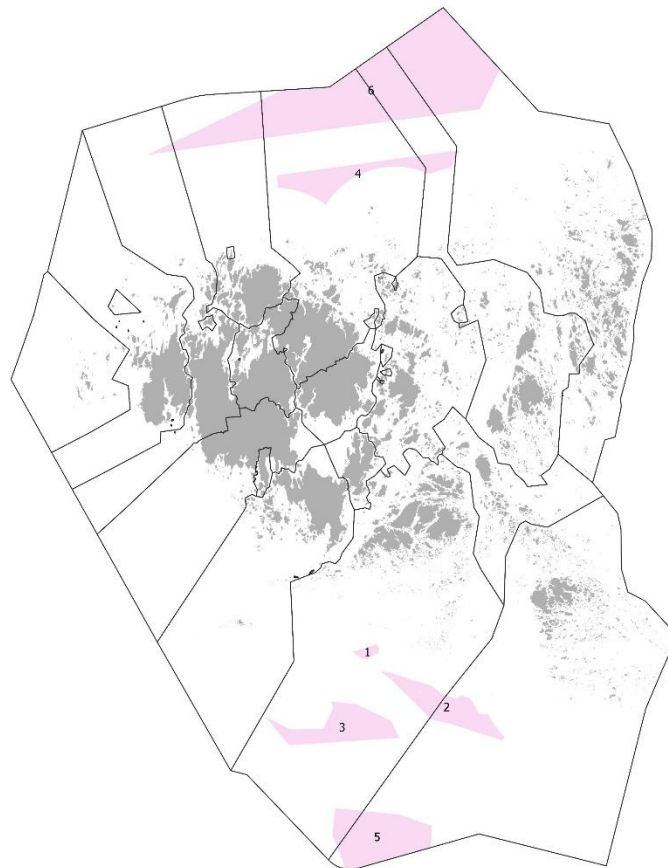


Figure 3.1. Potential wind farm areas considered in the study (Ålands landskapsregering, 2021).

Table 3.1. Sizes of potential wind farm areas considered in the study (from Ålands landskapsregering).

Farm	Size, km ²
F1	7.2
F2	85.6
F3	95.3
F4	95.8
F5	144.7
F6	579.4

4 Wind Power Production

The wind production potential was estimated based on the wind farm areas presented in Chapter 3, by assuming a filling ratio of 0.5 turbines / km², as well as a unit size of 12 MW for the turbines. The estimation was made by using General Electric Haliade-X turbines, for which the annual gross production can reach 67 GWh/a (GE 2020). After losses, production is estimated to be 61 GWh/a. Table 4.1 presents the number of turbine units, the theoretical peak power, and annual production of each studied farm.

Table 4.1. Estimated wind production potential in the studied area.

Farm	Area (km²)	Number of units	Theoretical Peak power (MW)	Annual Production (GWh)
F1	7.2	4	48	244
F2	85.6	43	516	2 622
F3	95.3	48	576	2 927
F4	95.8	48	576	2 927
F5	144.6	73	876	4 451
F6	579.4	292	3 504	17 803
Total	1 008	508	6 096	30 973

The results were cross-checked against Renewables Ninja internet service and found to be well in line with each other (58.0% capacity factor from own analysis and 58.2% from the internet service) (Renewable Ninja). The parameters used to obtain the results from the internet service are different, especially the turbine power rating, see Appendix A. For the purposes of data validation, the potential error was not considered to be significant. All of the farms were assumed to have identical wind generation potential. The annual production shown in Table 4.1, however, highlights the significant development potential of the areas. The currently largest windfarm of Hornsea One has an estimated production of 3,8 TWh (Ørsted, 2019). Naturally, in detailed production studies conducted during the next steps, the potential should be determined in detail (based on actual wind speed measurements, preliminary turbine selection, etc.).

4.1 Transmission of Electricity

In this chapter, the results of the main interconnection alternatives for the identified wind farms are presented. The target is to define the most feasible solutions in terms of the levelized cost of energy to connect the wind farms to the Nordic transmission network. The results naturally indicate that the location and the size of the farms have a significant effect on the cost of energy transmission. The study takes advantage of several references, with focus on offshore wind network connection. These sources indicate the costs of the network (components and installation) in similar conditions (distances, sizes of wind farms and depth of sea) as the Åland environment.

In the study the total number of turbines is over 500 pcs and the total nominal power 6 GW. Using estimated full load hours of approximately 5100 h/a (= 58%), they would produce approximately 30 TWh energy per year as presented in Table 4.1. In Figure 4.1, the location of wind farms, their sizes and indicative distances are presented. The northern part forms approximately 4 GW of generation capacity and the southern part approximately 2 GW of generation capacity. Due to the high generation capacity compared with the relatively low present electricity demand in Åland island, the existing infrastructure has been neglected in the study and all interconnection alternatives are based on new infrastructure. Most of the network (cables) presented in different connection alternatives are planned to be of a subsea (submarine) type. The wind turbine costs (platform and wind turbine) are excluded from all numbers in this chapter.

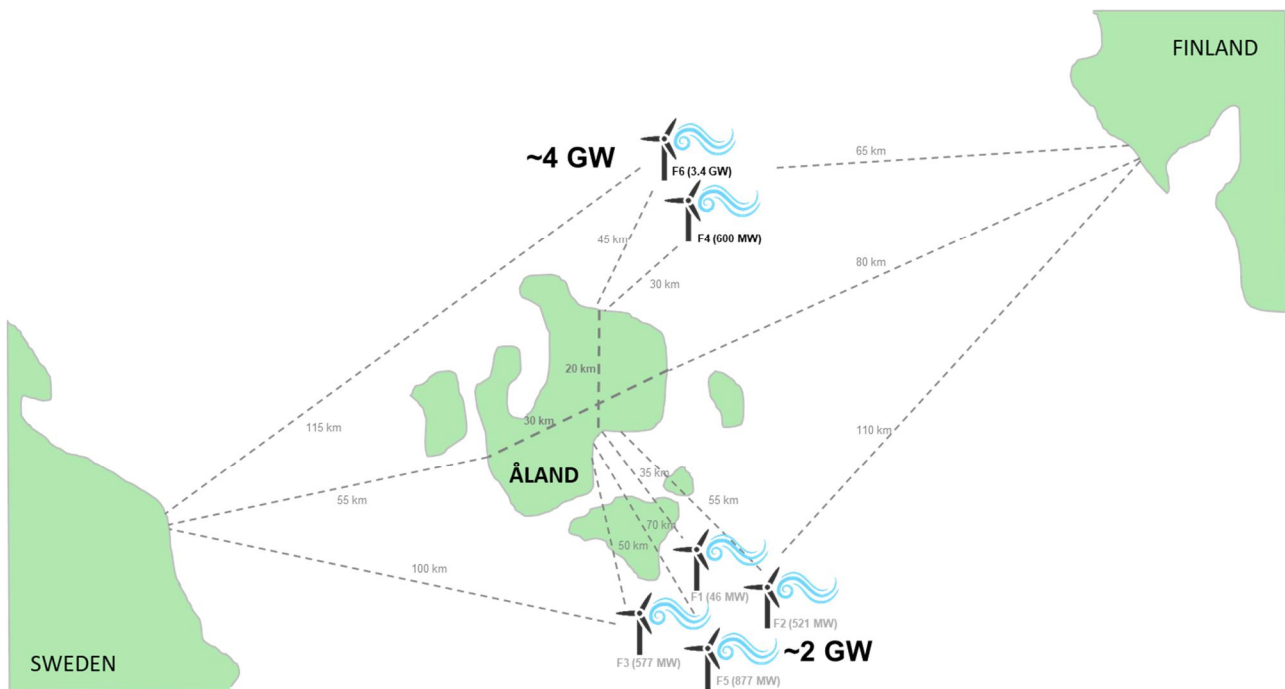


Figure 4.1. Illustration of principles of main connection alternatives and indicative distances from wind farms (F1 to F6) to Åland and continent.

The target of the network analyses is to define interconnection solutions that provide minimum lifetime costs. This corresponds to the minimized sum of investments (such as cables and substations), operational costs (such as losses and maintenance) and outage costs (Lakervi and Holmes, 1995). Reaching the lowest unit price, for instance for a cable, does not guarantee the lowest lifetime cost, for example due to higher losses or lower reliability of that cable. Due to the nature of the study, the analyses are conducted on strategic level. The connection and network solutions of individual turbines and offshore substations are not planned in detail, nor is route planning. In the study, several assumptions are made in the analyses. The most relevant are listed below.

1. Wind farms, wind turbines and wind conditions
 - All wind farms are equal regarding wind conditions (the same full load hours and the same generation profile).
2. Network and components
 - The capacity of the network is dimensioned based on maximum nominal power of wind turbines and wind farms.
 - Selection of interconnection technology (HVAC vs. HVDC) from offshore substation to continent/island has been done based on economic feasibility
 - In HVDC solutions, it is assumed that the converters can be utilized modularly so that the efficiency can be kept on a high level throughout the year
3. Platforms
 - Wind farms are symmetric so that the same amount of individual wind turbines form a unit which is connected to the offshore substation and platform. Despite possible small islands nearby the wind farms, all the installation and component costs are assumed to be subsea installations.
 - Installation depths vary from one wind farm to another and within wind farms. It is assumed that in all cases, the sea depth for the platforms is 60 m at maximum. This is due to the practical depth limit for the bottom-fixed solutions.
4. Power system (TSO)
 - The assumption is that all wind farms (power capacity) can be connected to a power system (Finland or Sweden or both)
 - Interconnection costs defined in the study do not include possible system level costs in the power system. In the report, high voltage export cables from the wind farm substation to the continent (TSO) are defined with the shortest distance.
5. Analyses overall
 - Reliability (and outage costs) of the turbines and the electricity network have not been considered from the perspective of cost of electricity not delivered due to interruption (only included in maintenance costs).

4.1.1 Optimization of network connection / Principles in the analyses

The wind farm interconnection consists of several network parts. The network section closest to the wind turbines is called collector network, which is formed by array cables (MV, medium voltage subsea cables) and offshore substations. Due to the high turbine powers (>10 MW), voltage levels used in the collector network are relatively high, in the study 66 kV. In Figure 4.2, an example of a wind farm and a collector network is presented.

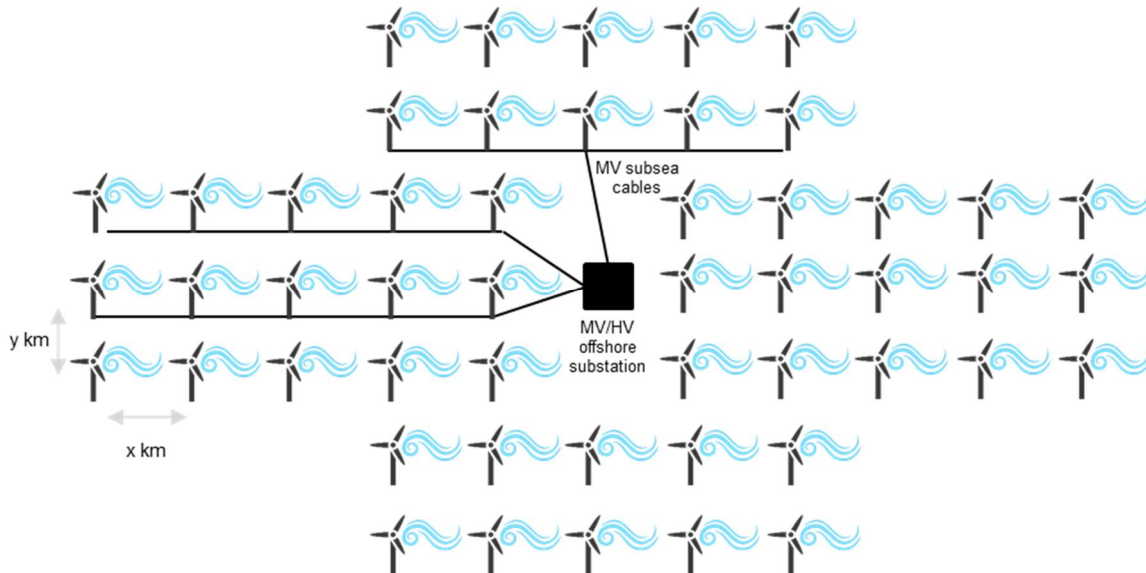


Figure 4.2. Illustration of collector network of wind farm. MV = medium-voltage, HV = high-voltage.

The number of wind turbines connected to one subsea cable and to one offshore substation, as well as distances between wind turbines, depends on the size (MW) and the height (m) of a turbine, the voltage level in a collector network and topology. On the other hand, the optimal topology of the collector network (string clustering, star clustering, mixed string/star clustering) depends on several factors such as a unit price of network components, the price of losses (electricity), installation and maintenance costs, fault frequency of components and outage costs. There are several research papers where optimization of a collector network has been studied (for example Thyssen, 2015; Shin, Kim, 2017; Serrano González, Burgos Payán, Riquelme Santos, 2013). In this study, the unit cost values of the collector network (per generation capacity and per annual generation, €/MW and €/MWh) are based on the actual installation cases built mostly in Europe.

When a wind farm consists of several offshore substations, generated electricity is transmitted first to an offshore export substation (Figure 4.3). This offshore substation collects generated power from MV/HV substations and step the voltage level to the high voltage (for instance from 110 kV to 400 kV). From the offshore export substation, the energy is transmitted to the continent power system (TSO network). The number of these connections depends on the size of the wind farm and the distances from the farm to the power system.

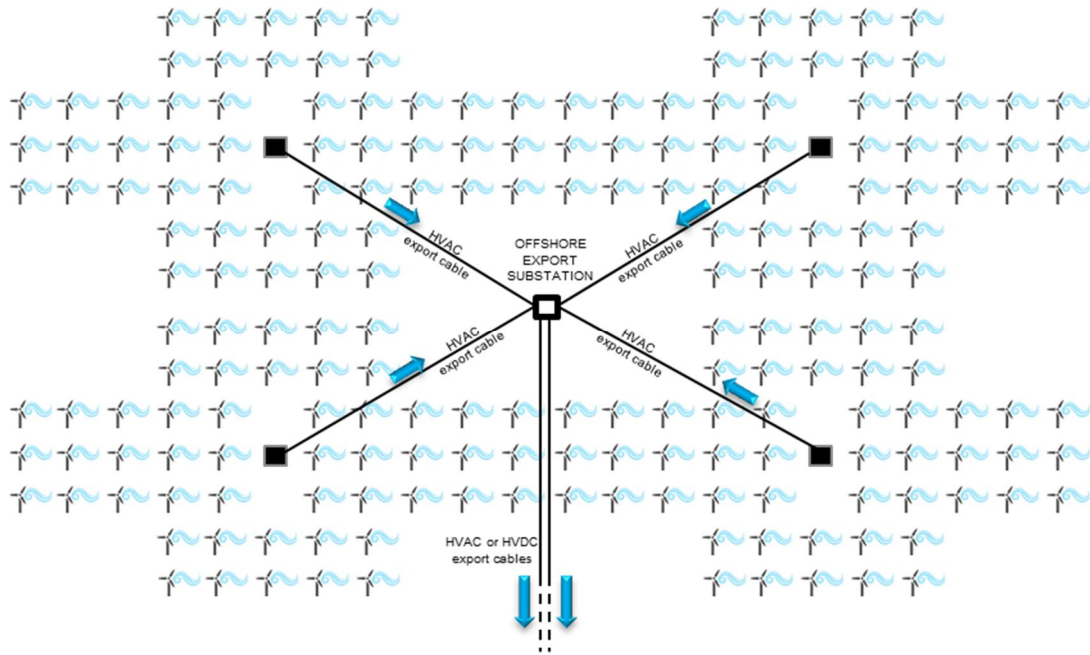


Figure 4.3. Illustration of offshore export substation and export cable network, HVAC = high-voltage AC, HVDC = high-voltage DC.

In this study, the feasible transmission technology depends on the distances and the powers related to the identified case areas. In Figure 4.4, the principles of HVAC and HVDC technologies in a wind farm interconnection are presented. In the cases where the powers and the distances are feasible for HVDC technology, voltage is converted from HVAC to HVDC in (Alternative A in the Figure 4.4).

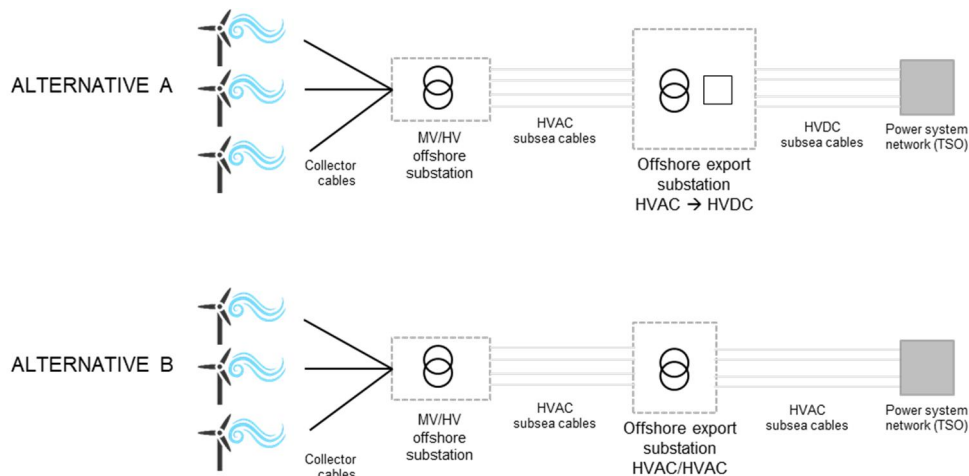


Figure 4.4. Principles of technological solutions. Alternative A) High voltage DC (HVDC) connection, and B) High voltage AC (HVAC) connection from wind farm to power system.

The optimization of a wind farm structure and the connection to a power system requires techno-economic analyses. For the wind farm and the collector network, the analyses provide an optimal topology, voltage level, number and dimension of the interconnection cables and a number and dimension of offshore collector and export substations. The same analyses provide also optimal technology (HVAC/HVDC), voltage level, topology, and the number of export cables from the offshore substation(s) to the power system. In the Åland case environment, the distances and

powers are technically and economically suitable for both HVAC and HVDC technologies. However, with the cost analyses, the optimal technologies can be selected for each wind farm separately. In Figure 4.5, the principle of cost curves of AC and DC technologies is presented.

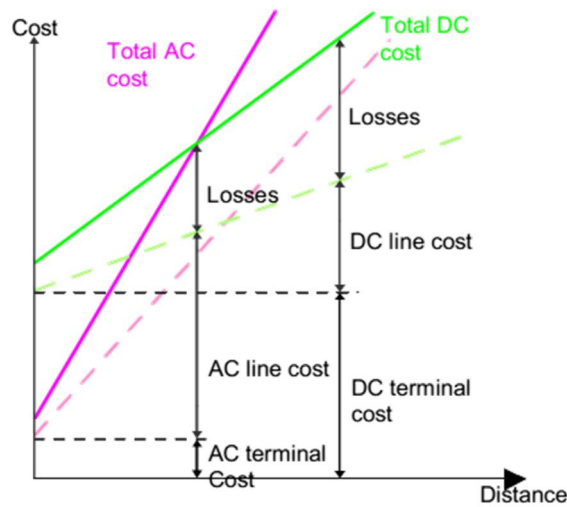


Figure 4.5. Cost curves of DC and AC technologies.

In the analyses, a large amount of background data and parameters is included. The most relevant data are technical and geographical constraints and installation depths of turbines and wind farms, unit costs of electricity network components and installations (€/pcs., €/km, €/MW) and peak operation time of losses (h/a) and price of losses (€/MWh). In Figure 4.6, investment cost of an HVDC cable is presented as the function of share of subsea installation.

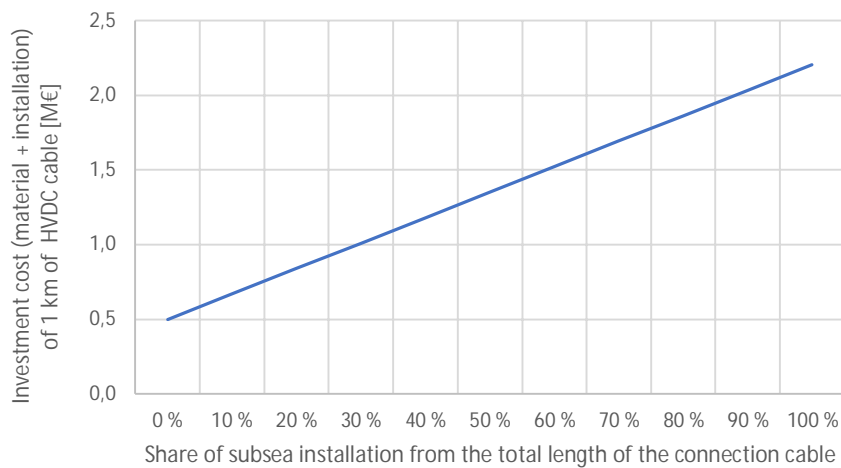


Figure 4.6. Example of network unit cost: Investment cost of HVDC cable as a function of share of subsea installation.

In Figure 4.7, reference originated investment costs are presented for offshore substation as the function of nominal power of the substation.

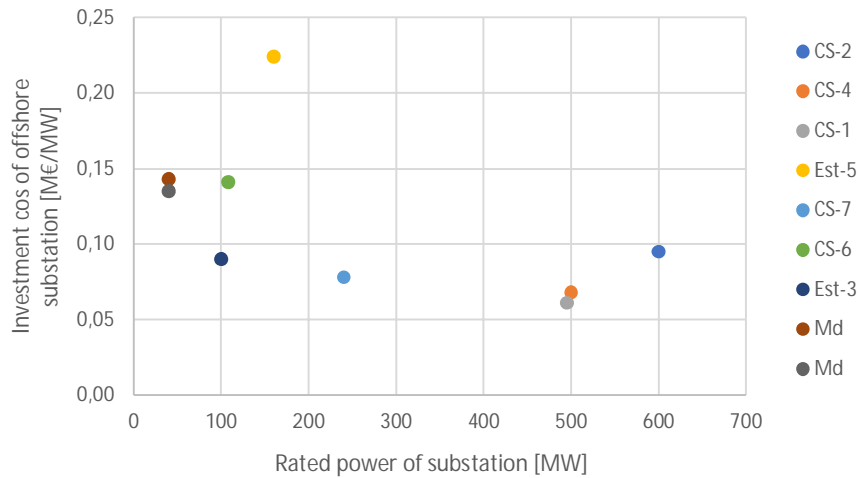


Figure 4.7. Offshore substation prices (M€/MW) as a function of rated power [MW].

In addition to the HVDC cabling costs and offshore substation costs, the unit costs for other network components (platforms, transformers, converters, etc.) are defined in the study. In theory, there are numerous alternatives for interconnection (routes) of different wind farms to the power system. In addition to this, different technologies as well as different voltage levels can be utilized into interconnection solution. In this study, we limit possible solutions to the most interesting and economic alternatives.

4.1.2 Interconnection alternatives

Figure 4.8 presents all the connection route alternatives of the wind farms analyzed in the study. Red color indicates that the connection is more feasible to build with the HVAC technology, blue line color indicates that the HVDC technology is more feasible. Depending on parameters, the HVDC technology is economical in this power scale when the transmission distances are longer than 80–120 km. The technology choice can be made not only based on the lifetime costs of a connection, but the operational function of the connection (connection from a wind farm to a power system or a link between two power systems). It must be remembered, that although an interconnection is illustrated with a single line and to a single node in the power system, connections are formed by several parallel cables, depending on the transmitted power. In the power system the number of connection nodes and their locations is actually higher than indicated in Figure 4.8. The costs of parallel cables are taken into account to meet the required case-specific transmission capacity.

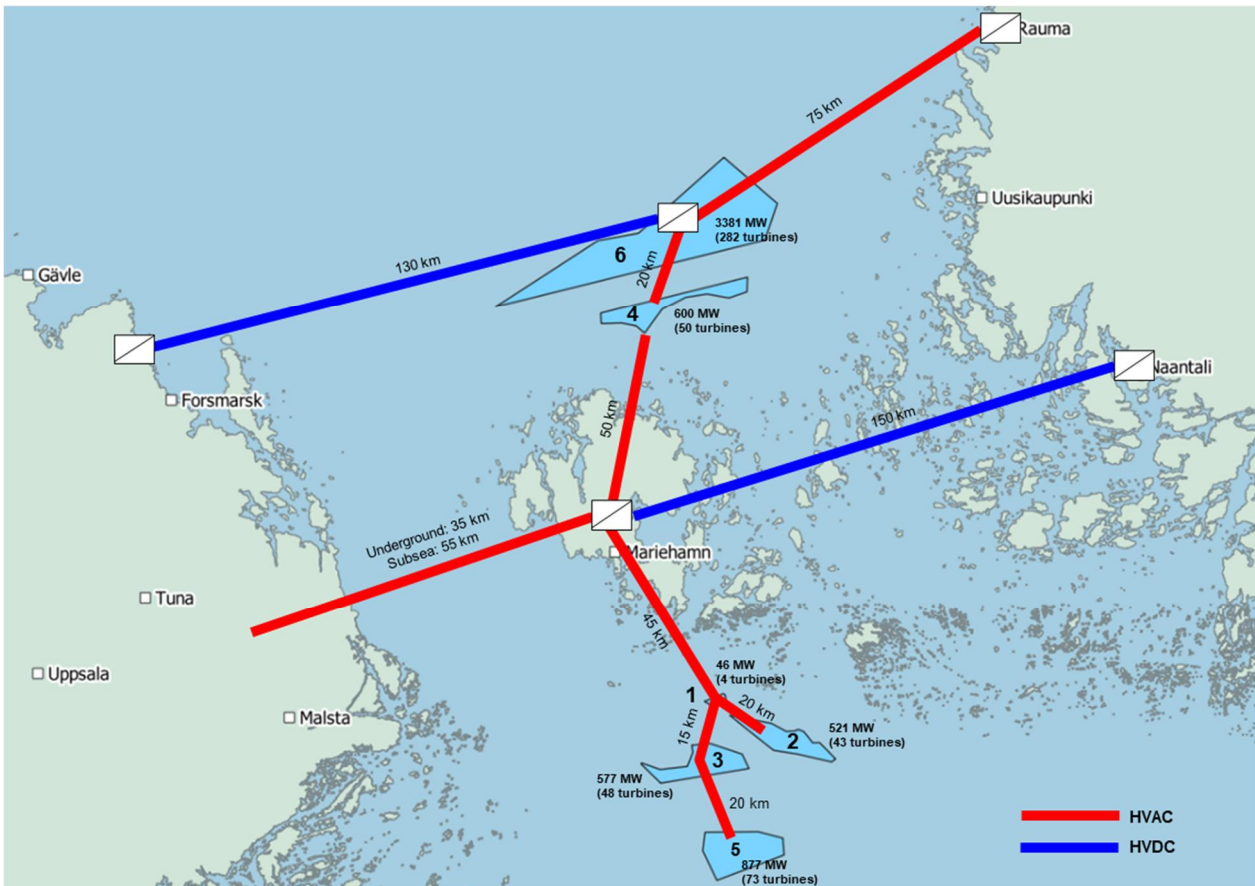


Figure 4.8. Network connection alternatives, their technologies (HVAC or HVDC) and distances from wind farms to continent analyzed in the study.

In the study, in total ten connection alternatives are analyzed. The first six ones are:

- **A1:** Wind farms F4 and F6, total 4 GW and 20 TWh connected to Finland (Rauma area) and wind farms F1, F2, F3 and F5 are connected to Finland (Naantali area) through Åland
- **A2:** Wind farms F4 and F6, total 4 GW and 20 TWh connected to Finland (Rauma area) and wind farms F1, F2, F3 and F5 are connected to Sweden (Tuna area) through Åland
- **A3:** Wind farms F1–F6, total 6 GW and 30 TWh connected to Finland (Naantali area)
- **A4:** Wind farms F4 and F6, total 4 GW and 20 TWh connected to Finland (Rauma area)
- **A4b:** Wind farm F6, total 3.4 GW and 17 TWh connected to Finland (Rauma area)
- **A5:** Wind farms F1, F2, F3 and F5 are connected to Sweden (Tuna area) through Åland

In Figure 4.9, connection alternatives A1 to A5 are presented.

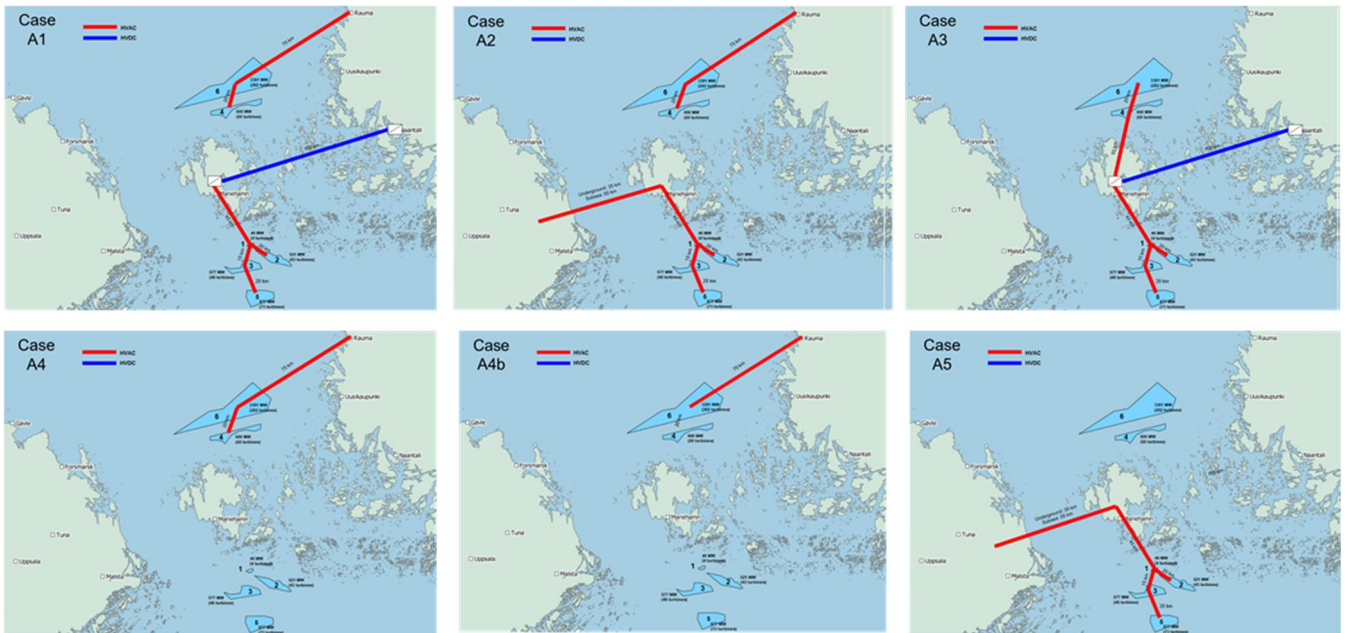


Figure 4.9. Network connection alternatives, A1–A5 (HVAC=red, HVDC=blue)

In each alternative, the lifetime costs consist of investment costs (material and installation) and operational costs (loss costs, maintenance). The costs are defined for each network level (wind farm collector network, offshore collector substations, export cables and export substations and substation in the power system end). The capacity of cables, transformers, and converters (if needed) are dimensioned and based on the peak power of the case area. In the end, the total costs are set in proportion to the delivered energy taking into account the losses in the whole transmission chain. The lifetimes of the components vary from 20 to 40 years.

In Table 4.2, the case-specific costs (€/MWh) of interconnection are presented. The results indicate that in the scale of Åland wind power vision, the cost of transmission of energy from the wind farms to the power system vary from 15 to 34 €/MWh. The costs are lower in the northern part alternatives due to a shorter distance to the power system and relatively high generation capacity of the wind farms. These costs do not include generation costs, which are assumed to be equal (€/MWp) for all areas.

Table 4.2. Costs of interconnection in alternatives A1–A5. Costs of generation are excluded.

Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A1 (6 GW, 30 TWh)	8.3	1.38	544	136	23.3	148
A2 (6 GW, 30 TWh)	7.8	1.30	508	98	20.9	133
A3 (6 GW, 30 TWh)	11.1	1.84	740	232	33.6	214
A4 (4 GW, 20 TWh)	4.2	1.06	273	52	16.8	106
A4b (3.4 GW, 17 TWh)	3.4	1.01	219	41	15.7	100
A5 (2 GW, 10 TWh)	3.6	1.77	235	46	29.2	186

In Figure 4.10, a share of CAPEX for different network levels is presented for the alternative A4 (Wind farms F4 and F6, totally 4 GW and 20 TWh connected to Finland). In Figure 4.10, the collector network costs include farm inter-array cables, the export cable costs include HVAC export cables, the platform cost includes offshore platforms at F4 and F6. The substation cost includes offshore substations and onshore substations at continent.

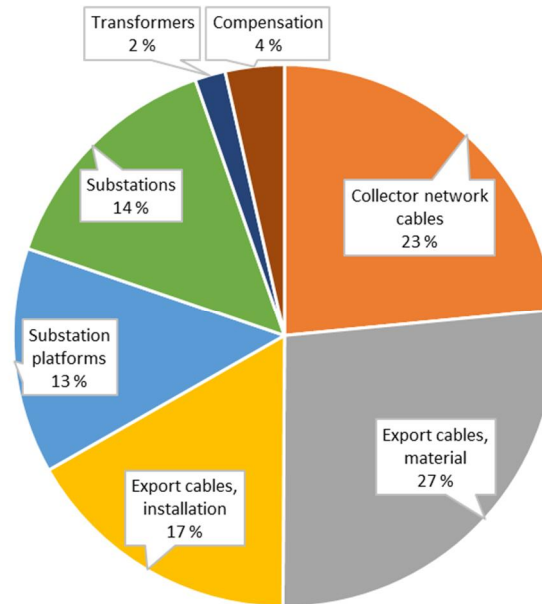


Figure 4.10. Case A4 CAPEX cost structure.

4.1.3 Wind farms and interconnector

The study focuses on defining the connection costs of wind farms in the Åland environment. In some cases, wind farm(s) may be located in an area, where the farm connection can provide the possible base for the interconnection of two power systems (Nieradzinska, K. et al. 2016). This is also the case in Åland. In the northern areas, north of wind farm F6, there are two HVDC subsea connections between Finland and Sweden, operated by the Finnish and Swedish transmission system operators Fingrid and Svenska Kraftnät. The Fenno–Skan 1 (commissioned in 1989) is a monopolar system with a maximum transmission rate of 550 MW. Fenno–Skan 2 (commissioned in 2011) has transmission rate 800 MW (Fingrid). The limited capacities and operational requirements in the power system do not enable them to be used for the interconnection role of the studied wind farms. However, the future growth in the use of electricity and growing share of renewables (wind power) increases the need for power balancing capacities in the power system. This raises an interest to study the alternatives, where the case area wind farms would be part of new HVDC interconnector between Finland and Sweden.

In Figure 4.11, more connection alternatives are presented. In all these alternatives (A6 to A9), the HVDC technology is used. Cases A8 and A9 represent interconnector solutions, where the same connection could be used to both directions, from wind farm(s) to Finland and Sweden.

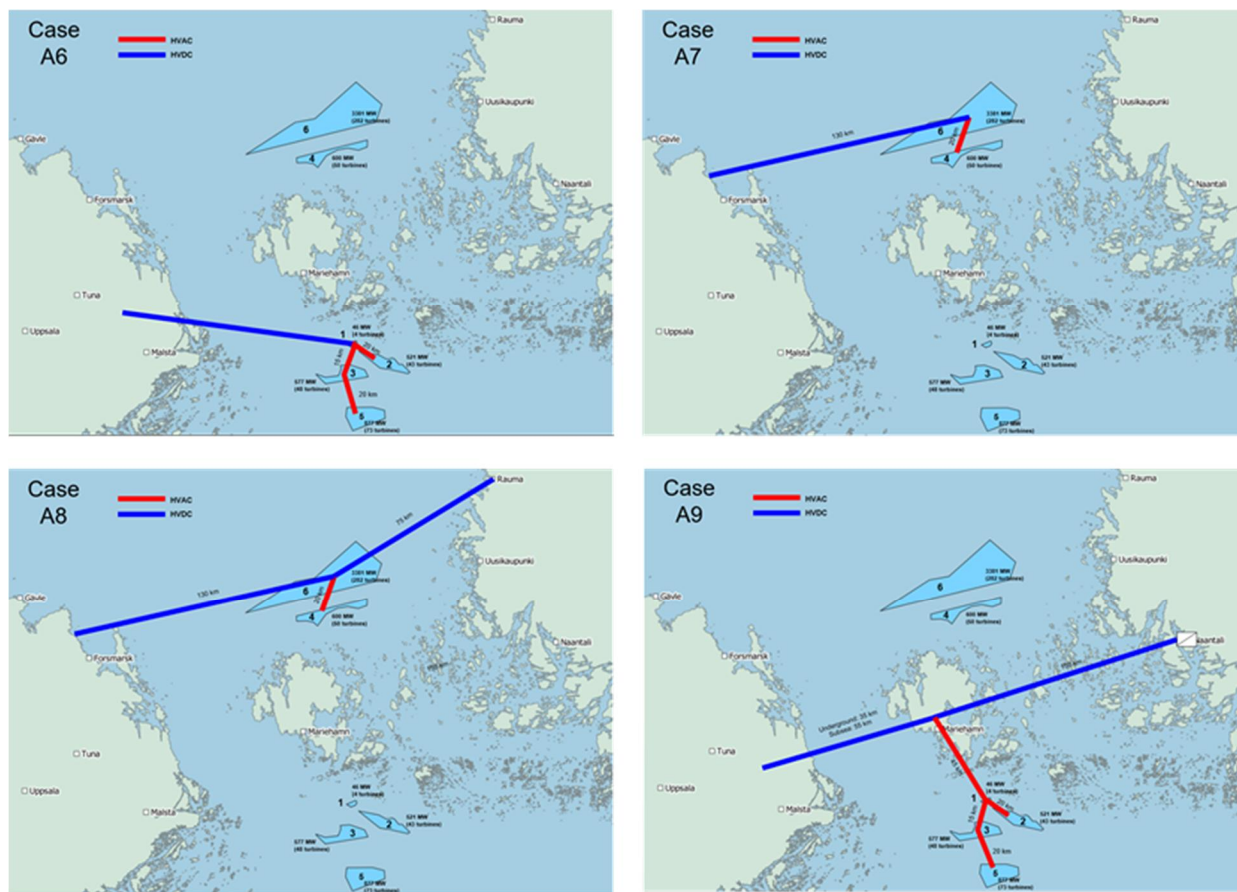


Figure 4.11. Network connection alternatives, A6–A9 (HVAC=red, HVDC=blue)

In Table 4.3, case-specific costs (€/MWh) of interconnection alternatives (A6-A9) are presented.

Table 4.3. Costs of interconnection (cases A6-A9).

Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A6 (2 GW, 10 TWh)	2.5	1.25	173	55	23.0	146
A7 (4 GW, 20 TWh)	5.3	1.31	359	97	23.2	148
A8 (4 GW, 20 TWh)	4.9	1.24	342	90	22.0	140
A9 (2 GW, 10 TWh)	3.8	1.88	257	78	34.3	218

The results indicate that the connection cost allowing energy transmission from the wind farm to both Finland and Sweden vary from 22 to 34 €/MWh. When comparing the case A8 with the case A4 presented earlier, the additional cost from this bi-directional interconnector is approximately 5 €/MWh.

There are technological uncertainties regarding HVDC multipoint interconnectors, especially operating offshore. However, at the EU level, the interest is high to ease the connection of renewables into a power system and enforce market integration and co-operation of TSOs, creating a promising basis for Åland offshore wind.

5 Hydrogen Production

Electrolysis process uses electricity to split purified water into hydrogen and oxygen. Alkaline-type electrolyzers employ an aqueous solution of potassium hydroxide (KOH) in the hydrogen generation unit to increase its conductivity. The produced hydrogen is separated from the water solution, after which the oxygen impurities are removed, and the purified hydrogen is dried. Nearly pure hydrogen is then compressed in preparation for its transport or intermediate storage. (Ivy, 2004).

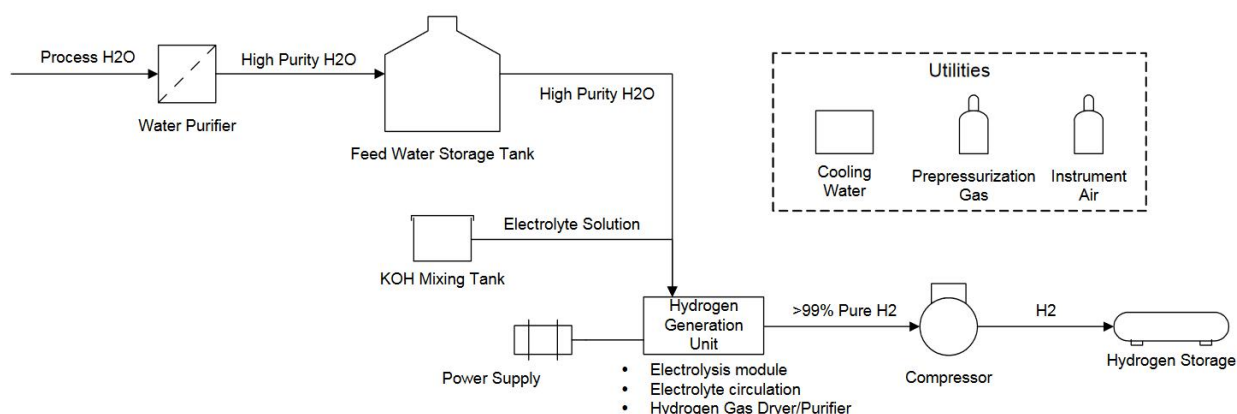


Figure 5.1. Flow diagram of hydrogen production process (Ivy, 2004).

5.1 Electrolyzer technology alternatives

Today, most commercial electrolyzers are based either on alkaline electrolysis (AEL) or proton-exchange membrane (PEM). Both have their own benefits and drawbacks. Other electrolyzer technologies also exist, for instance, solid oxide electrolyzers (SOEC), but the technological maturity is significantly lower.

Alkaline electrolyzers use a liquid electrolyte solution, which could potentially leak to the environment. The solution additive, KOH, is a strong base and thus highly corrosive. The electrolyte solution also needs to be replaced a few times during the electrolyzer lifetime, which can represent a small increase in operational expenses. Proton Exchange Membrane (PEM) electrolyzers employ a solid polymer electrolyte instead, so it avoids the aforementioned problems. PEM electrolyzers can also be operated in higher pressures than alkaline electrolyzers, and they can be operated more rapidly (e.g. fluctuating electricity input). The disadvantage of PEM electrolyzers is that manufacturing requires precious materials (especially platinum) and are thus often more expensive. PEM electrolyzers are also slightly lighter, more compact, and could have a higher efficiency. However, PEM electrolyzers have a shorter application history and less industrial experience. (IRENA 2020, Ivy 2004, ERM 2019)

Some practical decisions related to hydrogen production are:

- placement of electrolyzers: onshore or offshore
- selection of electrolyzer technology (AEL or PEM) and their supplier. Key parameters that influence the decision are
 - procurement cost of the electrolyzer units
 - dynamic capabilities of the electrolyzers (load following if directly coupled with wind turbines)
 - maintenance, utility, and operation requirements
 - operation pressure of the electrolyzers
 - special considerations that arise in marine applications (shipping and logistics, supervision, maintenance, design safety factors & regulations, utilities, as well as weight, size, and orientation restrictions)
- procured capacity of the electrolyzer units. For instance, are the units scaled according to the wind peak power, or below the peak to maximize full load hours
- safety and regulation aspects, leakages and disasters
- environmental footprint of the produced hydrogen, which includes also the impact of water treatment

5.2 Efficiency and by-products

Overall conversion efficiency of electricity to hydrogen typically ranges from 43% to 67%¹. The electrolyzer stack itself is responsible for most of the losses in the process (about 70%), while the remaining share is caused by power electronics losses and other auxiliary components (Koponen, 2020). Electrolyzers require DC power, and typically have their own transformer included, with typical input voltage from 6.6 kV to 35 kV AC (Nel, 2020).

Residual heat from the electrolysis process is available at a temperature of about 70 °C. Some of the excess heat could potentially be utilized in water purification, as discussed in Subsection 5.3. Other potential uses for the heat are ice prevention and space heating. Oxygen is also formed in electrolysis. Pumping of oxygen to the ocean floor has been previously piloted in a 4-year pilot in Byfjorden, Sweden in Baltic Deepwater Oxygenation project (Marsys, 2013). The concept is to reduce the negative effects of anthropogenic nutrient inputs to the Baltic Sea, but it should be studied further whether electrolyzers could be utilized in a similar manner.

¹ system efficiency, including auxiliary electricity consumption of pumps, blowers, fans etc. Defined from electricity to lower heating value of hydrogen in this study

5.3 Water purification

Water purification is required for electrolysis, although the specific requirements can vary depending on electrolyzer type and manufacturer. In a marine environment, desalination would first be required, before the de-ionization treatment. Typically, the freshwater pretreatment is included in electrolyzer configuration, and its contribution is not very significant in final hydrogen price (by a rough estimate about 1-2%).

Dominant desalination technologies are distillation and reverse osmosis. Multiple-effect distillation can utilize heat at temperatures of 70-75 °C (Panagopoulos et al., 2019), which also coincides with the temperature levels typically obtained from cooling of the electrolyzer stack. The desalination heat demand for multiple-effect distillation (7.7 – 21 kWh/m³) could easily be covered by the excess heat from electrolysis (<2% of available heat would be required). The cost of desalination with multiple-effect distillation is around 0.8 €/m³ (Panagopoulos et al., 2019), which is comparable to the cost of traditional water pretreatment discussed earlier.

Brine is a by-product formed during a desalination process, which could potentially have an impact on the local marine ecosystem due to its high salinity and residual from pretreatment chemicals. Thermal desalination (i.e. distillation) processes are estimated to have a bigger environmental impact compared to reverse osmosis systems. (Panagopoulos et al., 2019).

In later stages of the project, different water desalination and purification technologies should be compared in terms of costs, environmental effects, and energy consumption. However, the challenges and costs associated with water purification are likely relatively minor in terms of the overall process.

5.4 Compression

The compression of the hydrogen consumes a notable portion of the electricity. Common technical alternatives include positive displacement compressors (e.g. reciprocating piston compressor) and flow compressor (e.g. centrifugal compressor). Selection of compressor is primarily dictated by the throughput and desired compression ratio. Displacement compressors are favorable for larger compression ratios and lower throughputs, but centrifugal compressors are viable for pipeline applications (EERE, 2021). About 1.5 - 2.4 MWh_e/ton_{H₂} is typical for final pressures of 50-100 bars from ambient conditions when performed in conventional compression. Thus, compression electricity demand could represent about 3-4% of the total produced electricity produced in the wind farm. However, the electrolyzer itself can operate in higher pressures, which means that the product H₂ could readily be obtained at 30 bar, for instance. An additional compressor would most likely be required regardless², as the pressure should be increased to 50-100 bars required for pipeline

² Polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzers could potentially achieve sufficient pressures, but their commercial availability and price should be compared to conventional alkaline systems

transmission. This initial electrolytic compression reduces the mechanical compression demand, but simultaneously results in decreased Faraday efficiency of the electrolyzer. An in-depth study would be required to determine whether the electrolytic compression of H₂ would be favorable, as it is dependent on multiple factors (e.g. pressure level, capacity, lifetime and maintenance costs, manufacturing costs, compression technology). (IRENA, 2020)

Hydrogen purification is required prior to compression, but these components are typically provided for by the electrolyzer manufacturer. Mass-wise, the largest impurity is water vapor, which is removed to prevent condensation in later stages. Trace amounts of electrolyte solution (e.g. KOH) can also be present. Other typical contaminants are atmospheric constituents, such as oxygen, nitrogen, and argon.

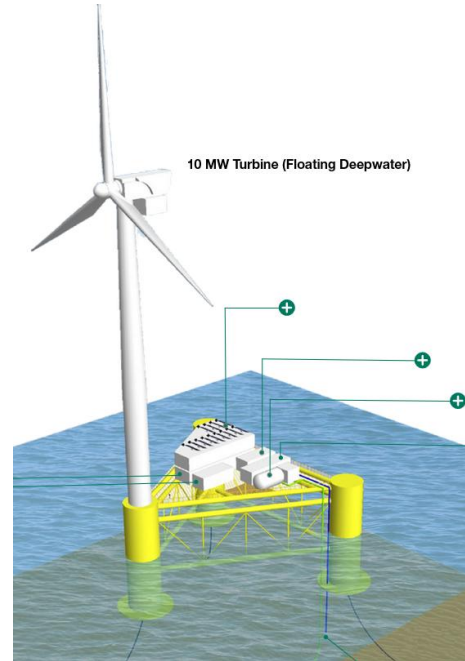
5.5 Offshore hydrogen production

Conventional electrolyzer systems are rather large, which should be acknowledged in offshore applications. For instance, a 30 MW electrolyzer system has a footprint of roughly 35 x 35 m and weight of over 140 tons. However, many companies have recently introduced concepts for enabling production of hydrogen directly at sea.

Tractebel has developed a platform concept for offshore hydrogen production, which includes seawater desalination, electrolysis, and compression (Tractebel, 2019). A similar solution has been devised by ERM, which uses a floating dock which is anchored to the seabed approximately 60 meters below the surface. After a thorough comparison, ERM concluded that the floating dock solution integrated with each wind turbine and submarine hydrogen pipeline was the most cost-efficient solution, beating the other two candidates that were considered (i.e. HVDC transmission coupled with onshore electrolysis, and a single centralized electrolyzer offshore station with submarine pipeline). Projected hydrogen production costs using the ERM's solution are estimated to be 2.1 - 2.6 €/kg_{H₂}. ERM's Dolphyn project continues with a 2 MW pilot phase that is scheduled to be online by 2023, with a follow-up pre-commercial 10 MW unit by 2026. (ERM, 2019)



a



b

Figure 5.2. Offshore hydrogen platform concepts of Tractebel (a) and floating integrated structure by ERM (b). (Tractebel, 2019, ERM, 2019)

In Denmark the Danish Energy Agency shows solutions for large scale floating factories as part of the planned “energy-islands” that have been indicated in the Danish maritime spatial plan as possible future steps in developing the energy production at sea (Danish energy agency, 2021).

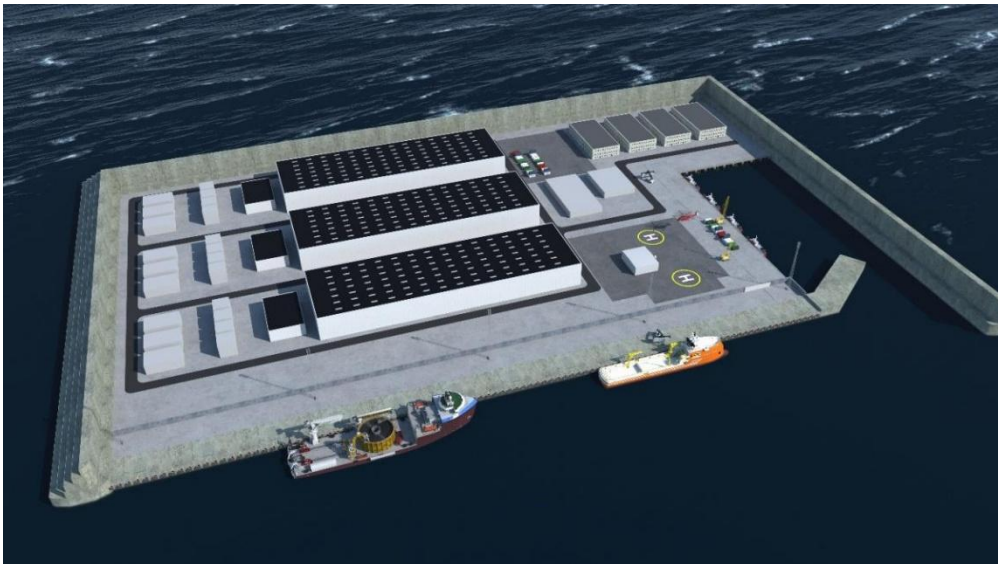


Figure 5.3. Energy island concept developed by COWI on behalf of the Danish Energy Agency (2021).

There are also other projects related to offshore hydrogen production.

- Siemens-Gamesa and Siemens Energy are jointly developing over the next five years an offshore wind turbine which would have a fully integrated electrolyzer unit at its base (Siemens Gamesa, 2021).
- PosHYdon, which aims to produce hydrogen at an existing oil platform, (Neptune Energy, 2019)
- Oyster, a shoreside pilot for a compact and rugged electrolyzer directly integrated with a wind turbine. (BBC,2020)
- AquaVentus, where hydrogen is produced offshore and transported to the island of Helgoland off the coast of Germany, before delivering the hydrogen to mainland via a pipeline. (RWE, 2020)

Oil offshore platforms are remarkably similar in construction to the previously mentioned offshore centralized hydrogen platforms, so the structure itself should not be a monumental challenge. More problems could be expected with hydrogen-related infrastructure that is introduced into marine environments. Traditional oil rigs apparently have procurement costs of 175 – 225 million USD for a jackup³ structure, and 500 – 700 million USD for floating structures (Offshore magazine, 2012). Given the recent increase in steel price, the higher end of the spectrum is likely to be more realistic.

To apply these technologies in practice, discussions should be initiated with the various companies to get more technical and cost-related details, as well as discussing potential development timelines. Given that many of these endeavors are currently in pilot or pre-commercial stage, implementation in scale cannot be realistically expected in the immediate future. The platforms would form a considerable part of the overall costs, and the reliability of the estimated platform costs are rather high. If islets (small rocky islands) could be used for hosting a hydrogen conversion platform, the costs could be decreased significantly compared to floating or seabed foundations.

5.6 Cost of hydrogen

Currently, the levelized cost of green hydrogen, i.e. hydrogen produced using electrolysis technology and renewable electricity, is between 2.5 – 5.5 €/kg_{H₂}. Grey hydrogen, i.e. fossil-based hydrogen with carbon capture and storage, is expected to have price of around 2 €/kg (European Commission, 2020). Green hydrogen could potentially reach as low as 0.85 €/kg_{H₂} (1 USD/kg) as illustrated in Figure 5.4. The lowest hydrogen production prices are likely reached in locations where renewable energy sources are abundant, and thus electricity prices low. Low electricity price is one of the most important factors for determining hydrogen price with electrolyzer technology. Manufacturing costs

³ A platform which is built onshore and towed to the construction site, where the premanufactured legs are lowered into the seabed and the platform is 'jacked' above sea level

of electrolyzers are likely to decrease significantly due to economy of scale, resembling a similar development that has been observed with solar photovoltaics technology. (IRENA, 2020).

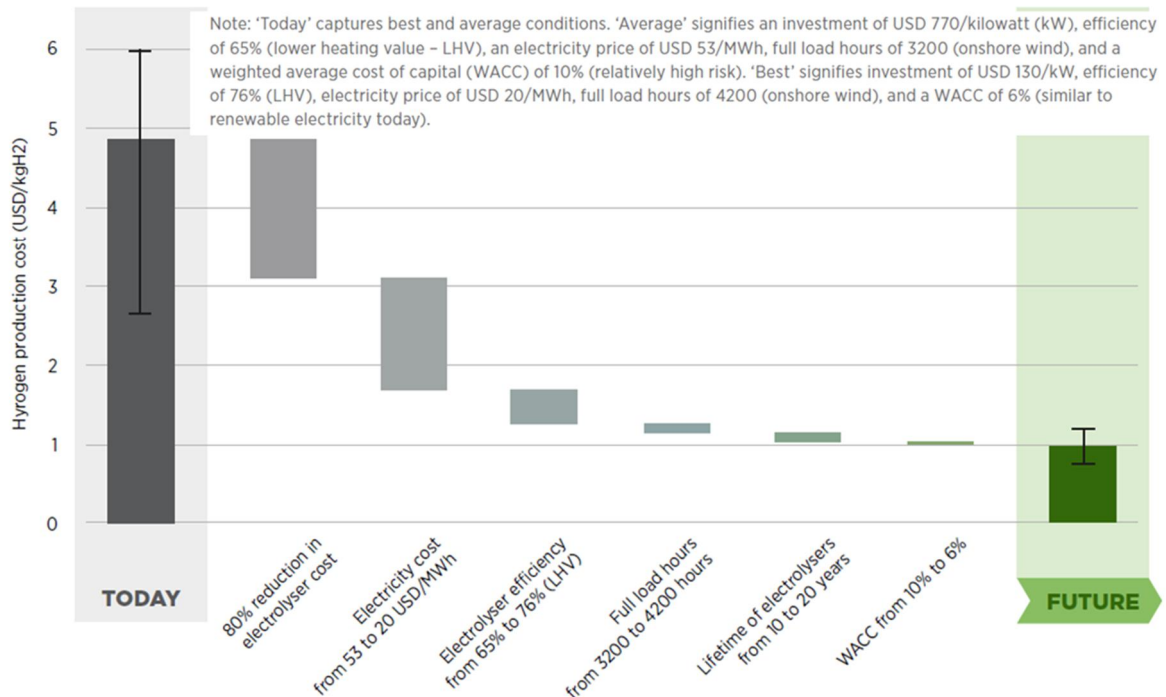


Figure 5.4. Relative impact of different factors in levelized cost of hydrogen (modified from IRENA, 2020)

5.7 Hydrogen pipeline transmission

Pipeline transmission of H₂ is cost-effective in large scale according to previous studies. Stiller et al. (2008) studied various alternatives for delivering hydrogen power (1-4 GW) from Norway to Germany, where hydrogen pipeline was one candidate. Studied renewable⁴ alternatives included the following:

- onshore electrolysis in southern Norway and transmission via a submarine hydrogen pipeline to Germany
- onshore electrolysis in northern part of Norway and ship transportation to Germany
- transmission of electricity in HVDC line to Germany, followed by onshore electrolysis

From these alternatives, HVDC was found to be more expensive for the northern part (where hydrogen shipping was preferable) as well as the southern part (where hydrogen pipeline was superior).

⁴ Hydrogen production with steam methane reforming was also studied, as well as conventional natural gas transmission followed by steam methane reforming in Germany.

Similarly, the study by ERM (2019) also concluded that hydrogen pipeline is preferable to HVDC transmission. According to the study, direct production of hydrogen at each wind turbine was the least cost solution as opposed to having a local HVAC internal grid coupled with centralized hydrogen production. The analyzed scale was about 4 GW, and transport distance below 250 km.

Based on these studies, the transmission of hydrogen in pipelines can be cost-effective if hydrogen is the desired end product. On the other hand, electricity transmission is more flexible in terms of its final use, and it avoids the heavy efficiency loss of hydrogen conversion in an electrolyzer. Some additional benefits of hydrogen pipeline include

- Energy storage schemes are relatively easy to implement. To a limited extent, the pipeline itself can store energy, or external hydrogen storages can be utilized (see Subsection 5.8.2 for details).
- Economy of scale with larger flow quantities
- Modest energy losses during transportation. Compression of hydrogen is the primary concern.

5.8 Modelling and results

The modelling focused on obtaining costs of hydrogen production and transmission using pipelines. The costs of wind turbines are left outside the scope of the study. In addition to the cost analysis, some preliminary investigations were done for the feasibility of hydrogen storages. Assumptions and inputs of the simulation parameters are presented in Table 5.1.

Table 5.1. Modelling parameters

Component	Category	Unit	Value	Comment
Electrolyzer	Investment cost	€/kW	600	Assumed value for 2030
	Annual full load hours	h	5000	Matched with wind turbine generation
	Efficiency	%	60	<ul style="list-style-type: none"> • Typical range 52-69%. • Defined from electricity to lower heating value of hydrogen • Includes electrolytic compression to 30 bar and other balance-of-plant consumption (pumps, power electronics)
	Annual fixed maintenance	%	1.5	Fixed percentage of total electrolyzer investment
	Variable operation and maintenance	€/kgH ₂	0.07	Water purification, desalination
	Electricity price	€/MWh	0	Not included in analysis
	Interest rate	%	5	
	Lifetime	years	20	
Hydrogen pipeline	Maximum flow velocity	m/s	20	Typical operation values from other references range from 10-20 m/s. Maximum flow velocity would only be reached in rare peak production occurrences.
	Operation and maintenance	%	5	Typical range 1-8%. Fixed percentage of total pipeline investment.
	Investment cost			Defined from a regression model initially obtained from realized natural gas pipelines. Correction factors are used to obtain results for hydrogen offshore pipelines. Cost function is dependent on diameter and pipe length, but not pressure.
	Annual full load hours	h	5000	Matched with wind turbine generation
	Interest rate	%	5	
Lifetime	years	40		

Table 5.1. Modelling parameters (continue)

Hydrogen compressor	Investment cost	M€/MW	3.4	
	Annual fixed O&M	%	3	
	Specific electricity consumption			Calculated from isothermal compression with 60% efficiency. Ideal gas behavior assumed. Values ranged from 0.16 to 0.22 MWh/ton _{H2} .
	Inlet pressure	bar	30	Electrolyzer pressure assumed to be at 30 bar.
	Outlet pressure	bar	30	Pressure losses estimated using Darcy-Weisbach equation, with friction factor correlation from Colebrook-White.
	Electricity price	€/MWh	0	
	Annual full load hours	h/a	5000	Matched with wind turbine generation
	Interest rate	%	5	
	Lifetime	years	20	
Platform	Specific investment	M€/MW	0.29	Defined based on input electrical energy
	O&M	%	2	
	Lifetime	years	20	
	Interest rate	%	5	
Hydrogen storage	Specific investment	€/MWh	2300	Defined for lower heating value of hydrogen
	Annual storage cycles			Variable
	O&M			Not included
	Lifetime	years	40	
	Interest rate	%	5	

5.8.1 Scenarios

Three hydrogen gas scenarios were chosen for comparison with transmission of electricity scenarios A4, A4b and A5:

- **G4:** Wind farms F4 and F6 connected to Finland (Rauma area)
- **G4b:** Wind farm F6 connected to Finland (Rauma area)
- **G5:** Wind farms F1, F2, F3 and F5 connected to Sweden (Tuna area) through Åland

A summary of different studied scenarios is given in Table 5.22. Since the electricity-scenarios are not directly comparable with gas scenarios due to different end products, modified versions of A-scenarios have been generated. These include an electrolyzer at the final destination, so that both versions are capable having hydrogen as the final delivered product. The modified electricity scenarios have an additional suffix "+", so for instance A4+ and G4 scenarios are comparable in terms of final product, but with different transfer technology (A4+ transmission is done with HVAC/DC, whereas G4 utilizes hydrogen pipeline). Identical approach has been taken for the A5 scenario. The differences between the normal (A4), modified (A4+), and gas (G4) scenarios are described in Table 5.3.

Table 5.2 Summary of hydrogen gas scenarios

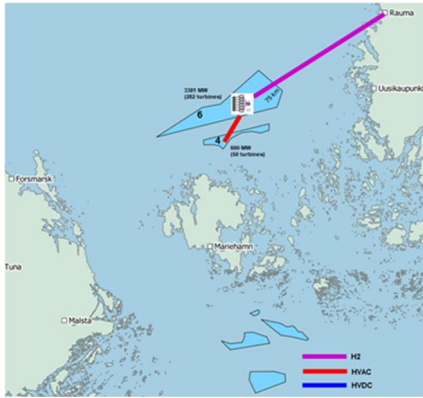
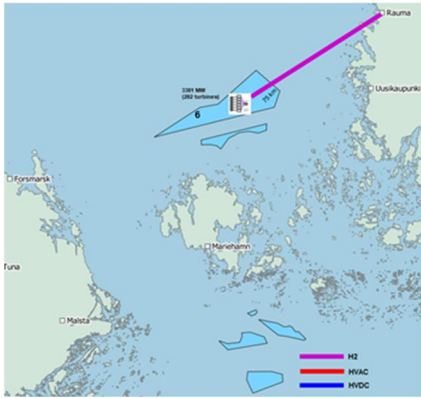
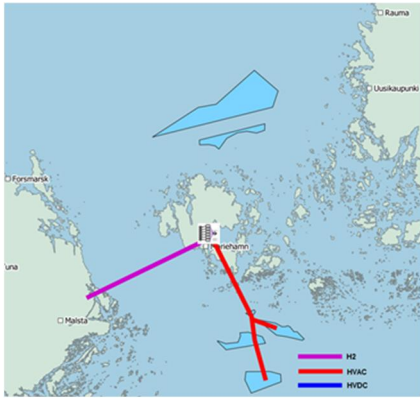
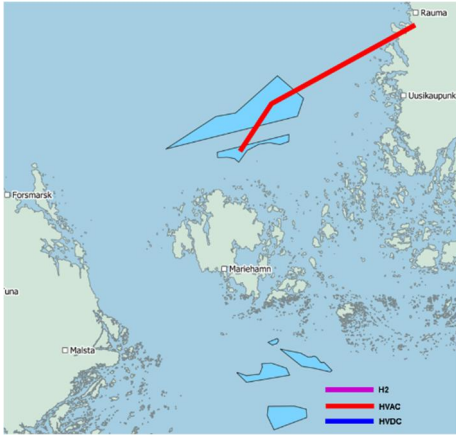
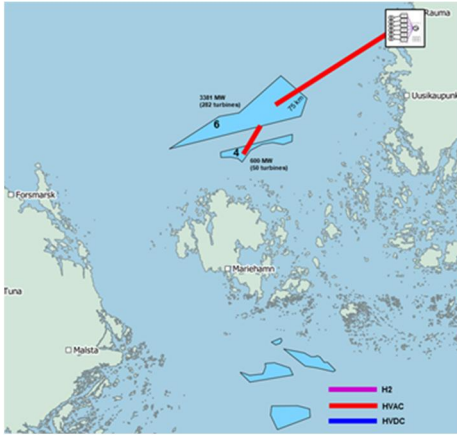

Scenario	G4	G4b	G5
Base scenario	A4	G4	A5
Modifications	<ul style="list-style-type: none"> Offshore electrolysis on platform Pipeline instead of HVAC to Finland 	<ul style="list-style-type: none"> Farm 4 is not included 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore electrolysis on Åland HVDC connection between Åland and Sweden converted to pipeline
			
Annual electricity generation (TWh)	20.3	17.2	10.3
Electrolyzer electricity input (TWh)	20.1	17.1	10.2
Peak transmission capacity (GW)	2.4	2	1.2

Table 5.3. Description of the main differences between a normal, modified and gas scenarios

Scenario	A4	A4+	G4
Product at destination	Electricity	Hydrogen	Hydrogen
Transfer method	HVAC	HVAC	Pipeline
	 <p>A map of the Baltic Sea region showing a red line representing HVAC transmission between Rauma and Uusikaupunki. A legend in the bottom right corner indicates: H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue). Other locations marked include Forsmark, Uusikaupunki, Mariehamn, and Maista.</p>	 <p>A map of the Baltic Sea region showing HVAC lines for hydrogen transport. A red line connects Rauma to Uusikaupunki, and another red line connects Uusikaupunki to Mariehamn. Power plant icons are shown: 3381 MW (282 turbines) at Rauma, 1000 MW (80 turbines) at Uusikaupunki, and 1000 MW (80 turbines) at Mariehamn. A legend in the bottom right corner indicates: H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue). Other locations marked include Forsmark, Uusikaupunki, Mariehamn, and Maista.</p>	 <p>A map of the Baltic Sea region showing a purple line representing a pipeline for hydrogen transport between Rauma and Uusikaupunki. A legend in the bottom right corner indicates: H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue). Other locations marked include Forsmark, Uusikaupunki, Mariehamn, and Maista.</p>

5.8.2 Results

Pipeline scenarios (G4 and G5) achieved lower cost for transport compared with electricity transmission scenarios including electrolyzers (A4+ and A5+). If there is a demand for hydrogen in the destination, pipeline transmission should be considered as a viable alternative, because it had both lower investment (e.g. 5.1 B€ in G4 vs 6.6 in A4+) and slightly lower energy losses (e.g. 0.3 TWh/a between G4 and A4+). Pure electricity scenarios (A4 and A5) and gas scenarios (G4 and G5) are not directly comparable because the end products are not the same. Hydrogen conversion results in a significant reduction in net transferred energy, as well as increased investment due to inclusion of an electrolyzer. The cost of transmission presented in Table 5.44 is highly dependent on the assumed electrolyzer price. Electrolyzer price is assumed to be the same for both offshore and onshore solutions.

Table 5.4. Comparison of costs and performance of scenarios. Wind generation cost not included in any scenarios

Case ID		A4	A4+	G4	A5	A5+	G5
Method of transmission		Electricity	Electricity	Hydrogen	Electricity	Electricity	Hydrogen
Final product		Electricity	Hydrogen	Hydrogen	Electricity	Hydrogen	Hydrogen
Generation capacity	GW	4.0	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0
Annual generation	TWh/a	20.3	20.3	20.3	10.3	10.3	10.3
Investment	B€	4.2	6.6	5.1	3.6	4.8	3.9
Operation and maintenance	M€/a	52	88	79	46	64	61
Total annual cost	M€/a	325	552	458	281	396	336
Net energy transfer	TWh/a	19.4	11.6*	11.9*	9.6	5.8*	6.1*
Cost of transmission	€/MWh	16.8	47.5*	38.5*	29.2	68.8*	54.8*
* Calculated for energy unit of hydrogen (lower heating value). Includes electrolyzer costs but not costs associated with wind turbines or electricity							

According to the analysis and assumptions used in this study, the largest cost items are electrolyzers, potential platform structures, and the internal collector network for the wind turbines, see Figure 5.5 – 5.7. Cost distribution for scenarios A5, A5+ and G5 are in the Appendix II.

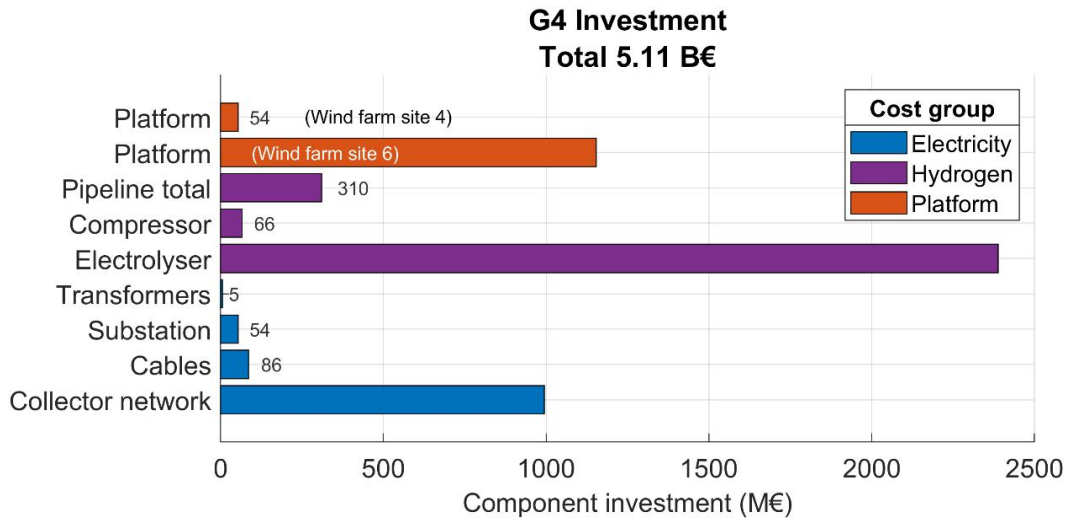


Figure 5.5. Investment cost distribution for G5 case.

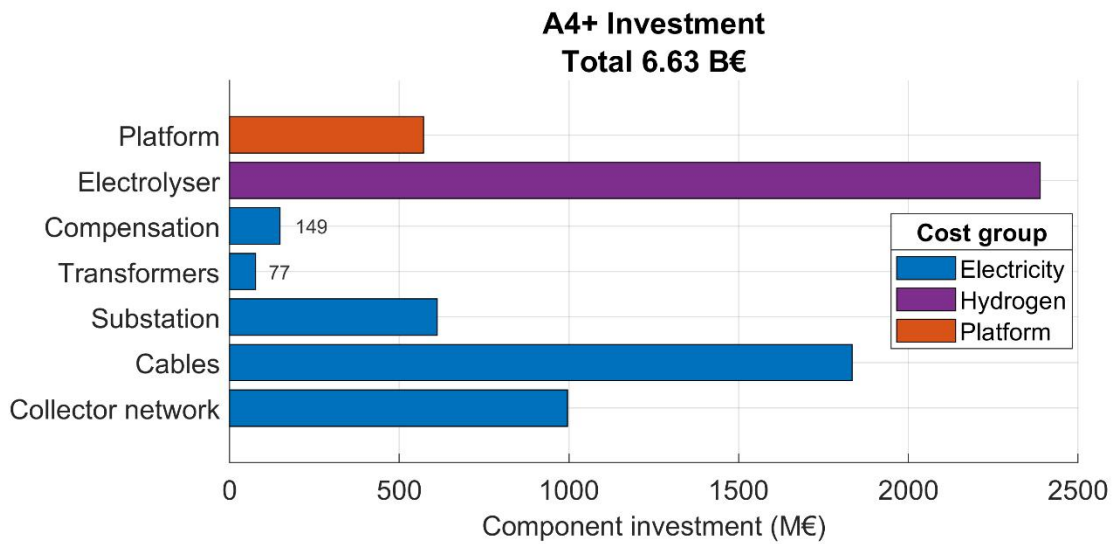


Figure 5.6. Investment cost distribution for A4+ case.

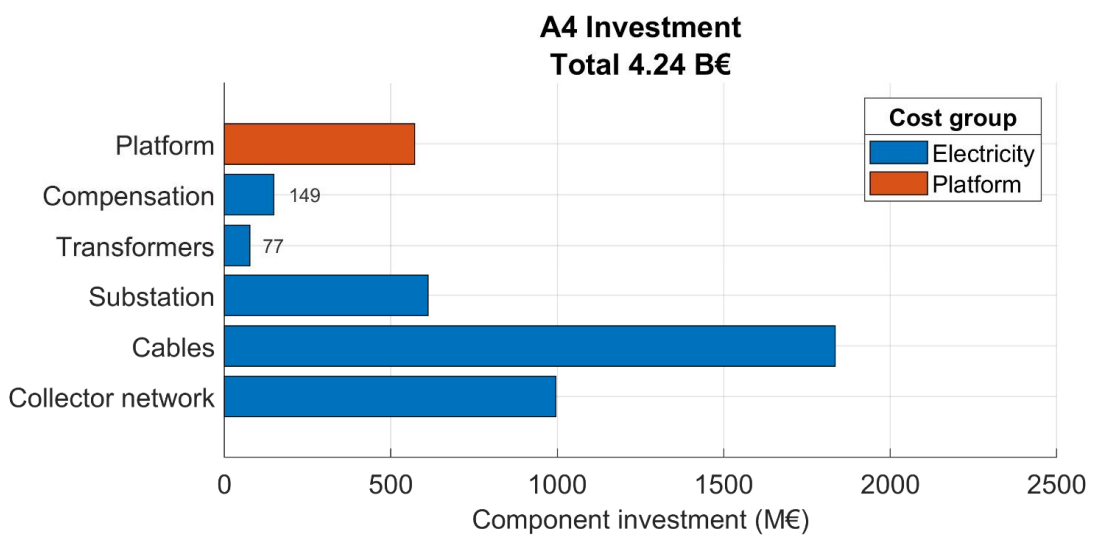


Figure 5.7. Investment cost distribution for A4 case.

Cost uncertainty can be expected to be quite high for different subsystems. Especially cost estimations for the platform structures varied between different references. Furthermore, there is still little practical experience in the industry for offshore hydrogen pipelines, and literature estimates can be somewhat optimistic compared with reality. Natural gas pipelines have been shown to have drastic cost escalations in some projects, which is a risk also for hydrogen applications, see Figure 5.8. On the other hand, the relative impact of pipeline is rather modest when compared with other cost items (Figure 5.5).

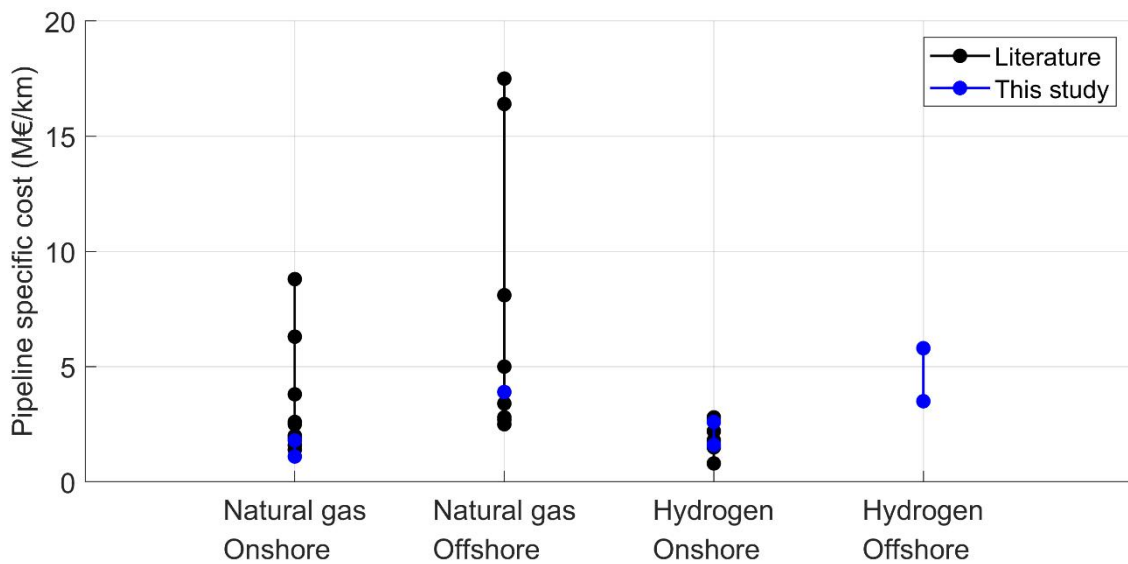


Figure 5.8. Investment cost for one kilometer of pipeline for different gases and onshore and offshore environments.

Hydrogen pipelines can store a moderate amount of hydrogen inherently. Storage capability of a hydrogen pipeline is dependent on the maximum pressure, diameter and pipeline length as illustrated in Figure 5.9. In essence, the operating pressure of the pipeline is increased as the amount of hydrogen in the pipeline increases. During normal operation, the pressure can be lowered in order to save in operating expenses. Depending on the hydrogen demand in the pipe outlet, the hydrogen pipeline could store anywhere from a few hours to few months' worth of hydrogen.

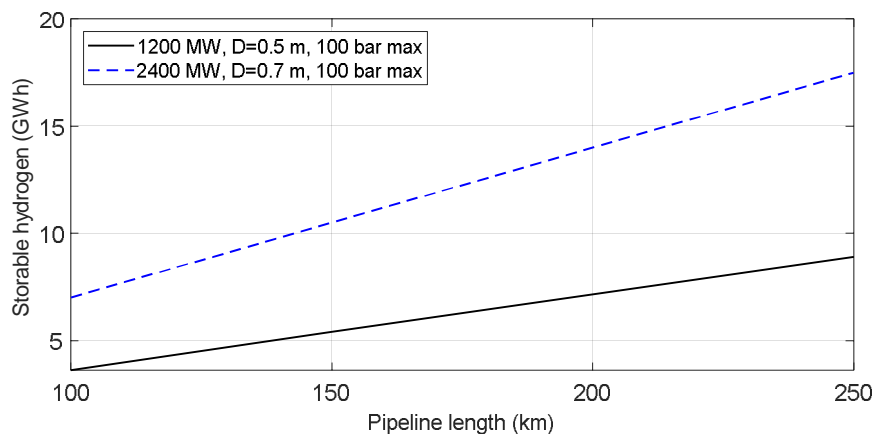


Figure 5.9. Energy storage capability as a function of distance for two differently sized hydrogen pipelines with equal maximum pressure.

Lined rock caverns can also be implemented for large-scale storages purposes. These lined rock caverns can be implemented in locations where naturally occurring salt caverns or other natural formations are not available. The key features of such caverns include (Cordis, 2002):

- a steel liner which provides a gas-tight inner shell for the stored material,
- a concrete layer, which acts as a cushion between the steel liner and rock, transferring pressure forces and smoothing the surface for the lining,
- the surrounding rock that withstands the forces arising from the internal pressure of the tank,
- a drainage system that prevents groundwater accumulation.

A 40 000 m³ commercial pilot storage for natural gas has been in operation in Sweden since 2002. The storages could be deployed in depths of 100 – 150 meters below surface, with maximum storage pressures of 150 – 300 bar. (Johansson, 2014). As part of the HYBRIT steel decarbonization scheme by SSAB, LKAB and Vattenfall, the companies have investigated the research needs for implementing lined rock caverns specifically for hydrogen (Johansson, 2018). Hydrogen embrittlement is the primary concern raised by the study, which affects the steel grade selection of the inner liner. Other critical engineering concerns were not presented, but the development of numerical methods and risk-based design methods were mentioned. These could be beneficial in optimization of material thicknesses and adjusting for fluctuations in rock mass properties.

A significant factor for the levelized cost is how often the storage goes through a full cycle (i.e. what is the turnover, or the amount of material passing the storage relative to the maximum capacity) (Table 5.5). The pilot commercial project in Sweden was designed for 10 annual turnovers, although in early years of operation only 1 – 2 were achieved (Johansson, 2014).

Table 5.5. Levelized capital expense of excavated cavern storages for hydrogen. Operation expenses are not included (Ahluwalia et al., 2019)

Annual storage cycles	-	1	2	10	50
Levelized cost of storage	€/MWh _{H2}	134	67	13	3

6 Risks and Opportunities

Offshore wind development includes several uncertainties. They may lead to losses, harm or even damage, and such uncertainties are called risks. However, uncertainties may also bring additional benefits, in which case they are opportunities.

In Åland offshore wind development, the uncertainties are related to, for example, technology used, packed ice, electricity and hydrogen markets, alternative electricity production methods, political and regulatory decisions, partners, and timing. The main uncertainties are reviewed in this chapter.

6.1 Technology

Offshore wind power and especially hydrogen technologies are under fast development. Though offshore wind farms have been developed and built for some time, new technologies for foundations, floating turbines, hydrogen productions at sea, etc. are in strong development (Kovalchuk, 2021). This leads to lowering production costs for both electricity and hydrogen.

6.2 Packed Ice

As an uncertainty and risk, especially from an investor's point of view, there is possibility of packed ice knocking down the whole or part of the wind farm and hydrogen production. This is an investor risk which requires many levels of reduction: in the beginning external estimate from Finnish Meteorological Institute or Sveriges meteorologiska och hydrologiska institute (SMHI). Further down the development chain, clearing the issue might require a test foundation and deeper studies to convince the investors. This risk is one of the first ones to study and tackle.

6.3 Marine Construction

The costs of marine construction are very much dependent on the construction methods. The final set up is depending on available ground (e.g. islets Rannörarna). The engineering work should be carried out by a marine construction specialist with long track record.

The costs presented in this study are on strategic level and should be treated as such.

6.4 Hydrogen market

Hydrogen market and hydrogen customers do not really exist in large scale. A lot of hype is created around the subject. Hydrogen (H₂) is an energy carrier and important ingredient for reduction of steel production, and in different molecule forms (e.g. methanol⁵, ammonia⁶) important fuel as well as raw material for chemical industries. Hydrogen market does not exist in the extent as electricity market.

⁵ CH₃OH

⁶ NH₃

Most probably the hydrogen customer and production would be one-to-one PPA's reducing long term risks for both parties. At Åland the electricity will be green. Another uncertainty for hydrogen is the regulation and end user attitudes (demand) on different hydrogen categories (green, blue, grey, red⁷).

6.5 Cost of electricity

At present the cost of produced electricity/hydrogen at Åland would be very high, taking into account the grid connection investments (either electricity or gas) so at present there is no business case. In Sweden there are plans, however, to reduce grid connection costs from offshore wind (Svensk vindenergi, 2021) by setting connection costs to Svenska Kraftnet. If the connection cost (approximately 50% of the investment) would be taken off from the investment, the profitability of offshore investments would improve greatly. This is again a regulatory decision.

6.6 Political and regulatory decisions

EU green strategy has been outlined. The actual implications for offshore wind power and green hydrogen are, however, yet to be seen in practice.

For hydrogen, the "empire", representing the old investments and players, are defending natural gas (methane, CH₄) approach via blue hydrogen, luring customer investments (Neste, 2021). Regulation has very high impact on timing and viability of Åland Offshore Wind.

Regulation in total, is both opportunity and risk, and is in the middle of change from RED II to RED III and Fit-for-55. The end-result of the changes is difficult to estimate.

6.7 Solar Energy

Solar energy is a future opportunity. Currently it is still about twice as expensive as onshore wind, but near to costs of offshore wind. Solar hydrogen LCOH based on PV LCOE and electrolyzer CAPEX in 2021, 2030 and 2050 is 81, 54 and 27 €/MWh (Vartiainen et. al., 2021).

6.8 Partners

From implementation point of view partners can be both opportunity and risk. Selection of correct partners will reduce risks tremendously and confirm investors. On the other hand, being locked into a wrong partnership can cause great problems. This can be addressed by thorough planning and high-quality contracts (e.g. share-holder agreements, etc.).

⁷ Green hydrogen produced by renewable electricity by electrolysis
Blue hydrogen produced from methane (CH₄) and carbon capture and storage (CCS)
Grey hydrogen produced from methane without CCS, and
Red hydrogen produced by nuclear electricity.

6.9 Onshore wind power

The demand growth of electricity is setting the steps in investments. At present, onshore is the cheapest wind power production method and should be considered as a serious contender. Technology development and grid regulation, however, create uncertainty and possible opportunity. Another impeding factor is the public opposition of development projects.

6.10 Timing

If looking at the process, timing is an important part of management of strategic options (see chapter 7). Mentioned uncertainties are reduced over time. The demand growth, end user purchase criteria, technology development, and regulation will change the profitability of the case by time. The options from decision point of view are either wait or execute with development of the investment in small steps.

The investments, in the end, will amount to billions of euros. The Wait option, i.e. to do nothing, will however, not increase the value of the sea areas. The Development option, refining the knowledge of uncertainties, would develop the asset towards value growth at some point (see Figure 7.1). On the other hand when initial development is finished, there is still a Wait option available.

7 Roadmap proposal

7.1 Strategic Options

A roadmap is about decision making. The first decision to take in the case of offshore wind in Åland, is about wait, cancel or proceed. Based on the research results of the opportunity, political will in EU, technology and market development and time, our proposal is to proceed to carrying out development activities. The simplified decision tree is shown in Figure 7.1.

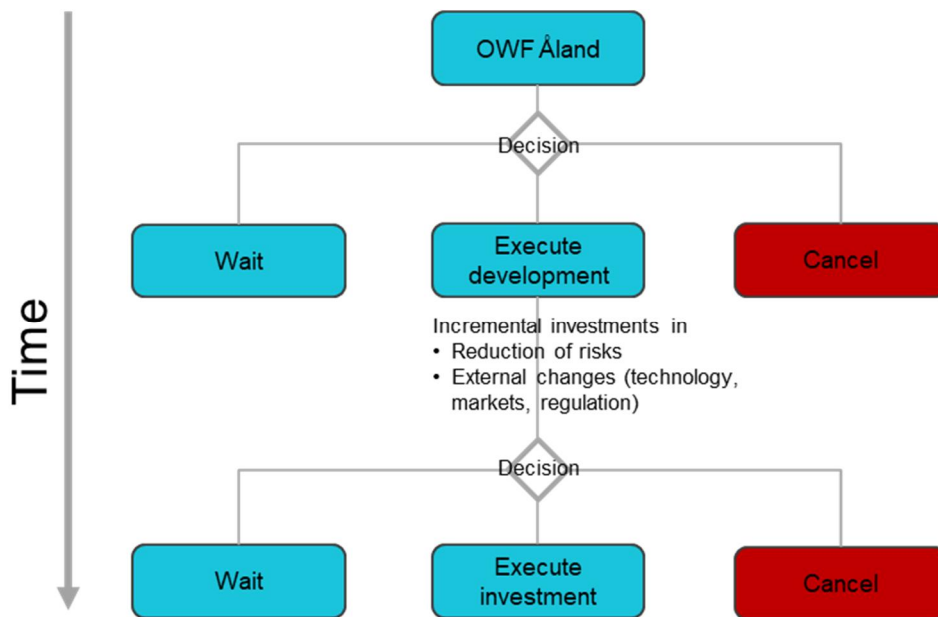


Figure 7.1. Development scheme.

The first part of the development work consists of the development of the wind farm F6 and possibly F4 combined. The arguments for this choice are large area and a possibility to build a lot of capacity, lowest grid investment costs (electricity, hydrogen), competing offshore development projects and possible shared benefits of a great increase of capacity of Fenno-Skan link between Finland and Sweden.

7.2 Financial grounds for the Offshore Wind Development

Windfarm investment is done in phases due to different needs:

- Skills required
- Uncertainties
- Equity structure, financing and return

The wind project development phase carries a major part of the risks. Therefore, it also includes the best returns. The return of development is defined backwards so that the value of a “shuffle ready” wind farm is defined by investor’s returns in investment and production phases. In reality, valuation is made at the time of the sale of the fully developed windfarm. This means that with declining investment costs and increasing production in time, the value of a windfarm goes up with time.

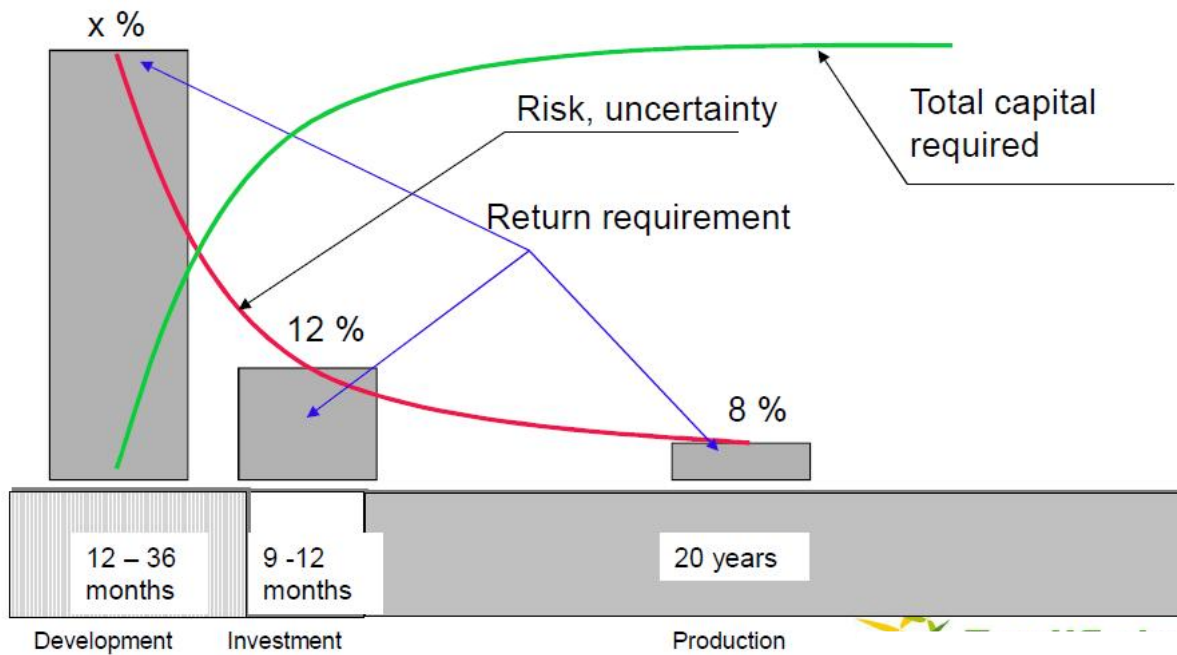


Figure 7.2. Phases of a wind power project (Pilli, 2016).

In the case of Åland Offshore Wind the development would take probably 3-5 years. The funding of the development phase could require approximately 5-10 MEUR. The multiple in return may vary between 5 – 20 times (25 – 200 MEUR) of the money invested to development. As the risks lie in the development phase; the development work must focus always on the larger uncertainties/risks.

7.3 Roadmap – Management of risks and earnings logic

In the beginning, focus should be on development of the offshore wind power and possible electricity PPAs⁸. Hydrogen and P2X products opportunities will be clarified later during the development phase. The development work should focus always on the largest uncertainty/risk on the list, like packed ice, to avoid unnecessary risks and development losses. Also, the required studies (environmental, visual, noise, etc.) must be made with highest possible quality to avoid delays in case of appeals in court.

The actual permitting process can be estimated to take 3-5 years. The finance for the development phase could be approximately 5-10 MEUR. By equity investment of 50% (2,5 – 5 MEUR) and proper shareholder agreements, Åland could keep adequate control in the development company. Adding debt finance, the equity requirement would be less.

The demand for electricity as well as hydrogen and P2X products will form and become more visible during the development period. A lot of offshore technology, both electricity and hydrogen, are under

⁸ Power Purchase Agreements reducing investor risks by linking production and demand.

development. The uncertainties will decrease, and the opportunities will become clearer with time, see Figure 7.3.

Also, the regulatory environment as well as customer demand will clearly reduce the investment risk. The ultimate task for the wind farms development is to get building permits. When development is finished and building permits have validity the value of the asset (wind farm company) becomes reality and sellable to markets upon the owner’s decision. The multiple in returns may vary between 5 – 20 times (25 – 200 MEUR) of the money invested to development.

By step-by-step approach there is no need to tie up financing for the whole period, but rather to increase it in increments.

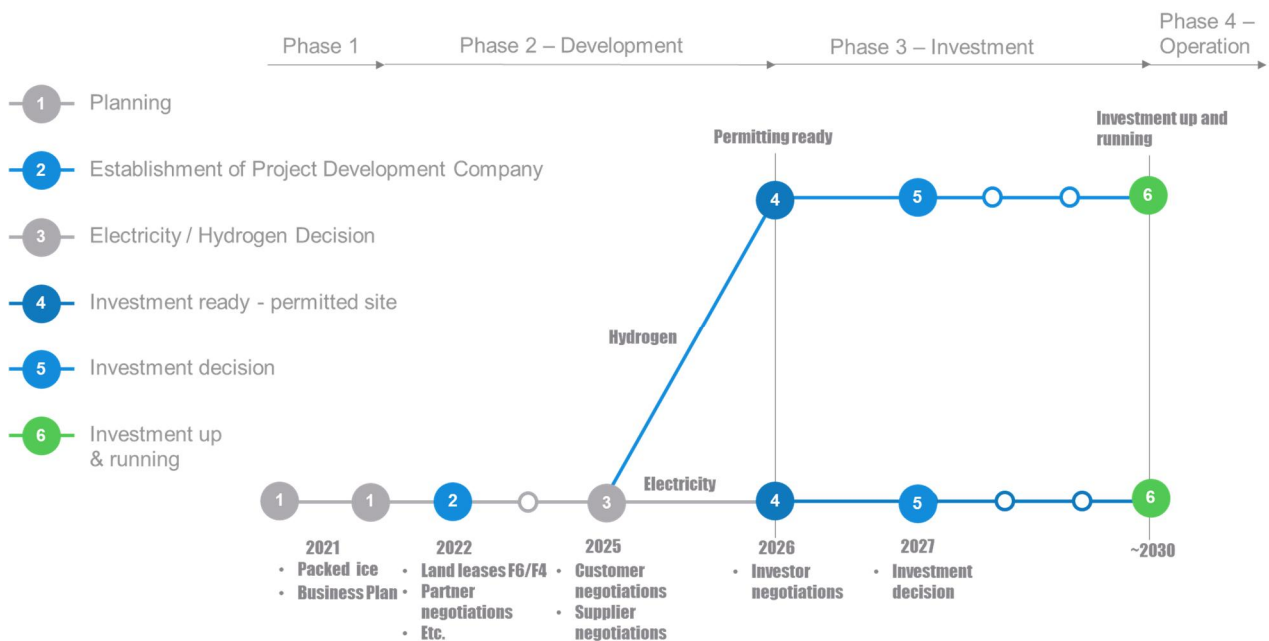


Figure 7.3. Illustration of the steps in road map.

7.4 Implementation of the Offshore Wind and Hydrogen Åland

The implementation proposal is based on following assumptions:

- estimated need for finance
- maximizing the value for Åland
- competencies and credibility required

The general planning of the proposed areas can be made done in parallel with steps 1 and 2.

Step 1: Preliminary studies and planning

- packed ice (leads to cancelling of the project if risk is real)
- general planning of the areas F6 and F4 (can go parallel with next step 2) wind farm development company business plan

- tasks
- timing
- finance
- partners
- setting up the wind farm development company (wait/cancel if no equity investors interested or no approval from Åland parliament)

Step 2: Setting up project development company dedicated offshore wind Åland

- Setting up a company, equity commitments⁹ approximately 5-10 MEUR
- Partner negotiations
 - Share holder agreements
 - Setting up the board and recruitment of key persons
- Operative offshore wind development up to building permits
 - Land leases of the areas F6 (and F4), option for the rest
 - Investor relations
 - Turbine suppliers
 - Planning and investigation of
 - Hydrogen
 - P2X (methanol, ammonia)
- Wait/cancel options can take place if some of the development matters arise during the process

7.5 Partner study

The development phase does not require a lot of funds compared with the investment phase. In the search of the partners for the development, the following criteria apply:

- references & knowledge (reduction of investor's risk, improved quality of development, improved valuation)
- interest / will (ease of co-operation, structural and timing risks)
- investment philosophy (ease of co-operation, structural and timing risks)
- position (impact on ministries in Finland and Sweden)

There are different types of partners, which were studied through in structured meetings, see Figure 7.4.

⁹ Commitment means, that parties are committed to finance the development when additional finance is needed. So the total amount of 5-10 MEUR of the finance is needed in not the beginning.

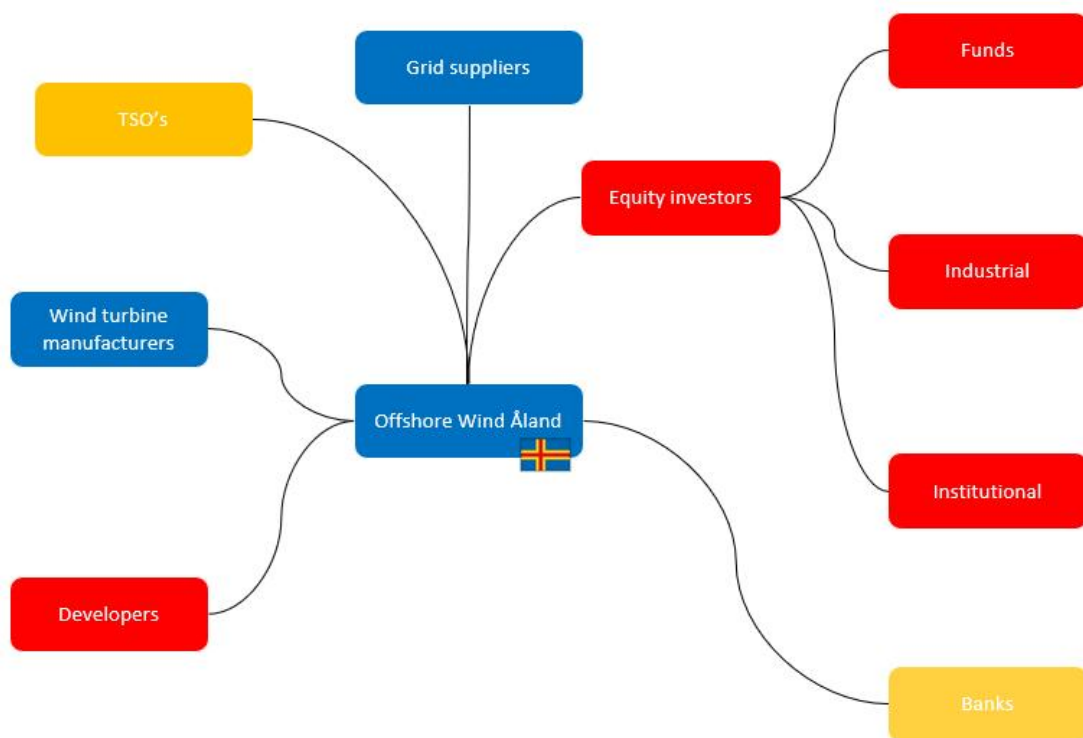


Figure 7.4. Partner categories.

Structured meetings based on the criteria mentioned above were arranged during the project with various international companies, representing the fields identified in Figure 7.4. Based on the discussions held, future partners for the development of the Åland Offshore Wind should have skills in:

- Marine construction (reduction of investor's risk, improved quality of development, improved valuation)
- Offshore wind and hydrogen regulation (reduction of investor's risk, improved valuation)
- Marine grid, substations (reduction of investor's risk)
- Electricity market
- Investors (improved valuation)

From national point of view, it would be beneficial to have companies from both Finland and Sweden.

8 Conclusions and Next Steps

The purpose of this study was to analyze offshore wind power future options for Åland sea area, covering the most feasible solutions for exporting of green electricity, feasibility of hydrogen production and transmission, alternative strategies, and steps for developing offshore wind-based business in Åland, as well as preliminary risk assessment and recommended next steps for Åland wind development.

The offshore wind production areas analyzed in the study, are in both the northern and southern side of Åland, covering 1000 km² in total.

The target of the interconnection study for transmission of electricity was to define the most feasible solutions in terms of the levelized cost of energy to connect the wind farms to the Nordic power system. Results indicate that the location and size of farms have a significant effect on the cost of interconnection. Costs vary from 15 to 34 €/MWh case by case. These costs do not include the generation costs.

Based on this study, the most feasible cases are in the northern side of Åland, wind farms F4 and F6. Wind generation capacity in these farms is approximately 4 GW at total with annual generation of 20 TWh. These Åland wind farms are in an area, where the farm connection could also provide a possible basis for interconnection of two power systems. The additional cost of a solution where energy transmission from wind farm could be done to both Finland and Sweden is approximately +5 €/MWh compared with the solution where wind capacity is realized only to one direction.

Transporting hydrogen in a pipeline is efficient and cost-effective, on a par with HVDC when only transmission costs are compared. However, the production of green hydrogen is challenging due to high electricity consumption and large investment costs, which tip the balance in favor of electricity transmission. Electrolyzer stack and equipment costs are expected to decrease in the coming years, but not so much that electricity price and conversion losses would be insignificant.

The competitive advantage of hydrogen could potentially be found in specific industrial plants, such as steel mills, chemical refineries and even pulp mills. If hydrogen is clearly the desired end-product at the destination, pipeline transmission is a realistic alternative to consider. Another potential asset of hydrogen is that minor amounts can be stored directly in the pipeline, which could help alleviate problems with energy availability on a short timescale (days, weeks). Excavated lined rock cavern storages can also be used if larger energy quantities need to be stored, for instance when long-term (week, month, seasonal) storage capacity is required. The lined rock caverns can be implemented in Scandinavia, where naturally occurring salt caverns or other formations are not as available as in elsewhere in Europe.

Offshore construction of pipelines is considered to be about twice as expensive as onshore. The challenging environment also carries a higher risk of cost overruns and uncertainty. However, there are only few technological challenges that have not been solved previously regarding the hydrogen sector. Offshore hydrogen production is one aspect that is currently being piloted in several different projects but has not been applied in industrial scale. There are no clear technological barriers which

would completely prevent offshore hydrogen production, aside from issues related to scaling of technology.

There are several different cost elements which could be optimized to reduce the overall costs, but many of these only have a minor overall impact. Platform structures were associated with a large portion of the total costs in this estimation for both electricity and hydrogen pathways. The platform structures also have one of the highest perceived uncertainties regarding costs.

The opportunity for offshore wind at Åland is large, twice the size for instance Dogger Bank offshore wind farm in the North Sea, which is already under investment (Dogger bank, 2021). Production could exceed 30 TWh, which roughly equals 50% of the electricity production in Finland in year 2019¹⁰. Despite that the Dogger Bank investment is under construction, it should be emphasized that the investment profitability differs and is always case related (e.g. electricity price in UK vs. Finland/Sweden).

Financial calculations, discounted cash flow (DCF) etc. are not possible at this point. The investment costs of turbines were not in the scope of this study. The value of electricity and hydrogen are to be defined in the future. The elements of the financial calculation are moving targets within the time span (3-5 years) and will be fixed more precisely during the project development.

The approach towards offshore wind at Åland should be implemented in steps and reducing uncertainty for investment.

Proposed next steps are to 1) carry out preliminary studies and perform planning for 2) setting up a development company dedicated to offshore wind Åland. This approach is based on the estimated need for financing, maximizing the value and control for Åland, and the competencies required. The general planning or the proposed areas can be made done in parallel with steps 1 and 2.

The possibilities for production of hydrogen as well as P2X products like methanol and ammonia will become clearer during the development period and should be kept on the radar.

The main volume of the production can be achieved on northern side (F6 and F4). The wind areas F1-F3, F5 on the southern side should be followed similarly. The grid connection costs for the southern areas are, however, approximately double compared with the areas F6 and F4.

¹⁰ 66 TWh, Energiategollisuus (3.1.2020)

References

Ahluwalia, R.K., Papadias, D.D., Peng, J-K, Roh, H.S., 2019. System Level Analysis of Hydrogen Storage Options. U.S.DOE Hydrogen and Fuel Cells Program 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting. Washington, D.C. 29 April – 1 May, 2019

Maastotietokanta, 2020. Avoimien aineistojen tiedostopalvelu (Maastotietokanta), Maanmittauslaitos (MML 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <https://tiedostopalvelu.maanmittauslaitos.fi/tp/kartta>

BBC, 2021. The global race to produce hydrogen offshore. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.bbc.com/news/business-55763356>

BloombergNEF, 2021. New Energy Outlook 2021. [cited 30.8.2021]. Available: https://about.bnef.com/new-energy-outlook/?gclid=EAlaIqobChMI3ZLm5q_O8glVAAIGAB0nPAyEAAYBCAAEgLzm_D_BwE

Cordis, 2002. EU research results: Lined Rock Cavern Storage for Natural Gas. [cited 30.9.2021] Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/OG.-00270-97>

Danish Energy Agency. 2021. Denmark's Energy Islands. [cited 30.9.2021]. Available: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/energy-islands/denmarks-energy-islands>

Dogger bank, 2021. Building the world's largest offshore wind farm, Dogger bank wind farm. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doggerbank.com/>

EERE, 2021. Gaseous Hydrogen Compression. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy Office. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-compression>

Enerdata, 2021. Electricity production – Slight decrease in global power generation in 2020, after a slowdown in 2019, Global Energy Statistical Yearbook 2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html>

ERM, 2019. Dolphyn Hydrogen Phase 1 Final Report. [cited 30.8.2021]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf

European Commission, 2020. Questions and answers: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe. [cited 30.8.2021]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_1257

European Commission, 2020b. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. [cited 30.9.2021]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

European Commission, 2020c. Boosting Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Europe. Press release, 19 November 2020, Brussels. [cited 30.9.2021]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2096

Evans, S., 2020. Solar is now 'cheapest electricity in history', confirms IEA. CarbonBrief, Energy, 13.10.2020. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.carbonbrief.org/solar-is-now-cheapest-electricity-in-history-confirms-iea> Available 29.8.2021.

Federal Government, 2020. The National Hydrogen Strategy, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Berlin. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Fingrid, Fenno-Skan 2 -tasasähköyhteys. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fennoskan_esite_suomi_low.pdf

GE, 2019. GE Renewable Energy's Haliade-X turbines to be used by Dogger Bank Wind Farms, press release, October 01, 2019. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-haliade-x-turbines-be-used-dogger-bank-wind-farms> Available 29.8.2021.

GE, 2020. Accessed 3th of February, 2020. [cited 3.2..2020, the manufacturer has since updated the turbine specifications]. Available: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

GWEC, 2021. Global wind report 2021, Global wind energy council, Brussels. [cited 30.8.2021]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>

Interrface -tutkimushankkeen webinaari 3.6.2020 (TEM, Hautakangas) [cited 30.8.2021]. Available: <http://www.interrface.eu/events/interrface-webinar-finnish-stakeholders-rewatch-webinar>

IRENA, 2019. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf

IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

IRENA, 2021. Renewable power generation costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production: Milestone Completion Report. National Renewable Energy Laboratory

Johansson, Jan. 2014. Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns – More than 10 years of experience. Proceedings of the World Tunnel Congress 2014 – Tunnels for a better Life. Foz do Iguaçu, Brazil.

Johansson, Fredrik. Spross, Johan. Damasceno, Davi R. Johansson, Jan. 2018. Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns: Prestudy for Work Package 2.3 in HYBRIT Research Program 1.

Koponen, Joonas, 2020. Energy efficient hydrogen production by water electrolysis. LUT University.

Kovalchuk, V., 2021. Techno-economic review of offshore wind power, Master's thesis, LUT University. [cited 30.8.2021]. Available: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>

Ladattavat paikkatietoaineistot, Suomen Ympäristökeskus (SYKE 2020). [cited 30.8.2021]. Available: https://www.syke.fi/fi-FI/Avoin_tieto/Paikkatietoaineistot/Ladattavat_paikkatietoaineistot

Lakervi, E. and Holmes, E. J. 1995. Electricity distribution network design. 2nd Edition. IEE Power Engineering Series 21. England.

Maaseudun verkkoliittymäsopimusten asiakaslähtöiseen irtisanomiseen vaikuttavat tekijät pientalo- ja vapaa-ajan asuntokohteissa, A. Perosvuori (Perosvuori 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020051838119>

Marsys, 2013. Baltic Deepwater Oxygenation (BOX). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.marsys.se/baltic-deepwater-oxygenation-box/>

NEL Hydrogen, M Series Containerized brochure. [cited 30.8.2021]. Available: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/04/M-Series-Containerized-Rev-C.pdf>

Neptune Energy, 2019. PosHYdon pilot, Dutch North Sea. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.neptuneenergy.com/esg/new-energy/poshydon-hydrogen-pilot>

Neste, 2021. Neste valitsee Rotterdamin mahdollisen seuraavan maailmanlaajuisen uusiutuvien tuotteiden jalostamon sijaintipaikaksi, Tiedotteet ja uutiset, 15.3.2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.neste.fi/tiedotteet-ja-uutiset/uusiutuvat-ratkaisut/neste-valitsee-rotterdam-mahdollisen-seuraavan-maailmanlaajuisen-uusiutuvien-tuotteiden-jalostamon-sijaintipaikaksi>

Nieradzinska, K. et al., 2016. Dogger bank connection options analysis. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630043X#bib21>

Nimeä 4.0 Kansainvälinen, Creative Commons (CC BY 4.0). [cited 30.8.2021]. Available: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.fi>

Offshore magazine, 2012. Reviewing rig construction cost factors. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16760123/reviewing-rig-construction-cost-factors>

Ørsted, 2019. Hornsea One Offshore Wind Farm. [cited 15.10.2021]. Available: https://orstedcdn.azureedge.net/-/media/www/docs/corp/uk/updated-project-summaries-06-19/190424_ps_how1-web_aw.ashx?la=en&rev=edd6760d3df74490bbb02c950395d568&hash=76B33D9AA38DB40D2D2CAF0476048D68

Paikkatietoaineistot, Tilastokeskus (STAT 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.stat.fi/org/avoindata/paikkatietoaineistot.html>

Panagopoulos, A., Haralambous, K.-J., Loizidou, M., 2019. Desalination brine disposal methods and treatment technologies - A review. Science of The Total Environment 693, 133545. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.07.351>

Partanen, J. Presentation material by professor Jarmo Partanen, LUT School of Energy System, Lappeenranta-Lahti University of Technology, unpublished.

Pilli, M., 2016. Tuulivoimaprojektit: Hankekehityksestä sähköntuotantoon. Lecture material in the course Wind power and solar energy technology and business, LUT University.

Renewables Ninja. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.renewables.ninja/>

RWE, 2020. AquaVentus. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.rwe.com/en/our-portfolio/innovation-and-technology/hydrogen/aquaventus>

Serrano González, J., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. M., 2013. A New and Efficient Method for Optimal Design of Large Offshore Wind Power Plants. Universidad de Sevilla. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.researchgate.net/publication/260509353_A_New_and_Efficient_Method_for_Optimal_Design_of_Large_Offshore_Wind_Power_Plants

Shin, J., Kim, J, 2017. Optimal Design for Offshore Wind Farm considering Inner Grid Layout and Offshore Substation Location. IEEE Transactions on Power Systems. [cited 30.8.2021]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7519100>

Siemens Gamesa, 2021. Siemens Gamesa and Siemens Energy to unlock a new era of offshore green hydrogen production. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/newsroom/2021/01/siemens-gamesa-press-release-agreement-siemens-energy-green-hydrogen-en.pdf>

Stiller, C., Svensson, A.M., Møller-Holst, S., Bünger, U., Espegren, K.A., Holm, Ø.B., Tomasgård, A., 2008. Options for CO₂-lean hydrogen export from Norway to Germany. *Energy* 33, 1623–1633. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.004>

Svensk vindenergi, 2021. Proposal for reduced grid connection costs for offshore wind power, Swedish wind energy association, press release 5.2.2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://swedishwindenergy.com/press-releases/proposal-for-reduced-grid-connection-costs-for-offshore-wind-power>

Sähköasiakas ja sähköverkko 2030 -tutkimushankkeen loppuraportti, J. Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, O. Räisänen, J. Partanen (Sähköasiakas ja sähköverkko 2030). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.lut.fi/school-of-energy-systems/tutkimusryhmat/sahkomarkkinat/tutkimus/haja-asutusalueen-sahkoasiakas-ja-sahkoverkko-2030>

Thyssen, A., 2015. Wind power plants internal distribution system and grid connection: A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66 kV. DTU Electrical Engineering. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2019/03/33kV-v-66kV-A-Wind-Farm-Collection-Grid-Technical-Comparison.pdf>

Tilastolliset menetelmät, I. Mellin (Mellin 2006). [cited 30.8.2021]. Available: <https://math.aalto.fi/opetus/sovtoda/oppikirja/Regranal.pdf>

Tractebel, 2019. Hydrogen production takes system to new levels. [cited 30.8.2021]. Available: <https://tractebel-engie.be/en/references/offshore-hydrogen-production-platform>

United Nations, 2016. Paris Agreement – Status of Ratification. [cited 30.8.2021]. Available: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosh, E., Jäger-Waldau, 2021. True Cost of Solar Hydrogen, RRL Solar, Wiley Online Library. [cited 16.10.2021]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/solr.202100487>

Ålands landskapsregering, 2021. Protokoll fort vid pleniföredragning, nummer 4, 22.4.2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.regeringen.ax/sites/www.regeringen.ax/files/attachments/protocol/nr04-2021-pleni-l1.pdf>

Appendix I Parameters used in obtaining production profile

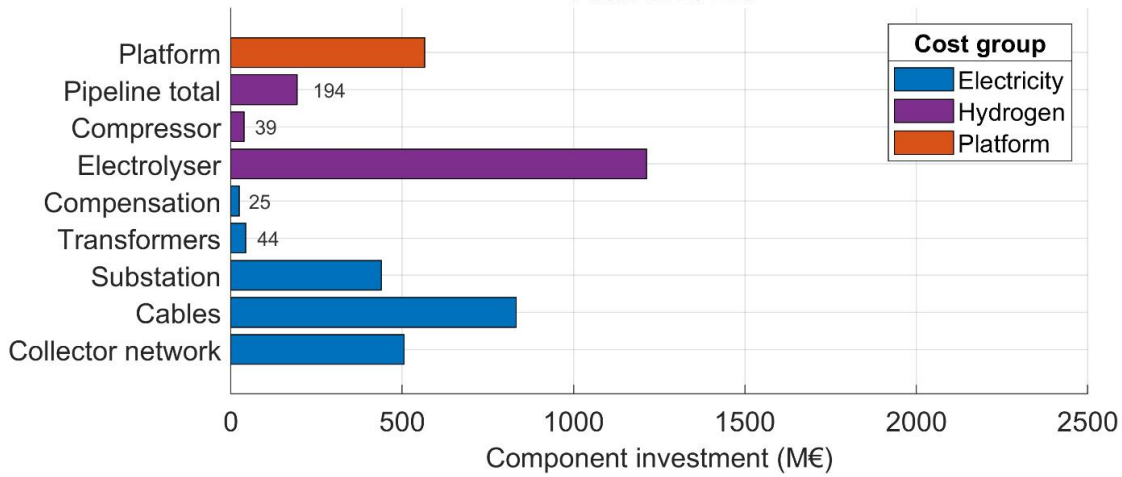
Table A1. Parameters used to obtain the annual production profile of the wind turbine in Renewables Ninja internet service. (Renewable Ninja)

Lat	60.601515
Lon	19.922932
Date starting	1.1.2019
Date ending	31.12.2019
Dataset	merra2
Capacity (kW)	1
Turbine	Vestas V90 2000
Hub height (m)	150

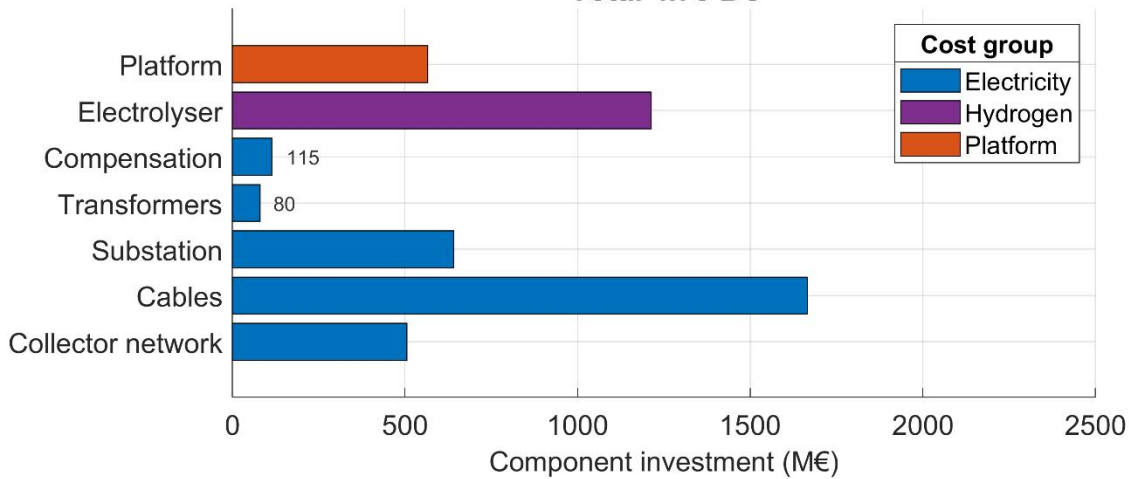
Appendix II

Cost distributions for hydrogen gas scenarios

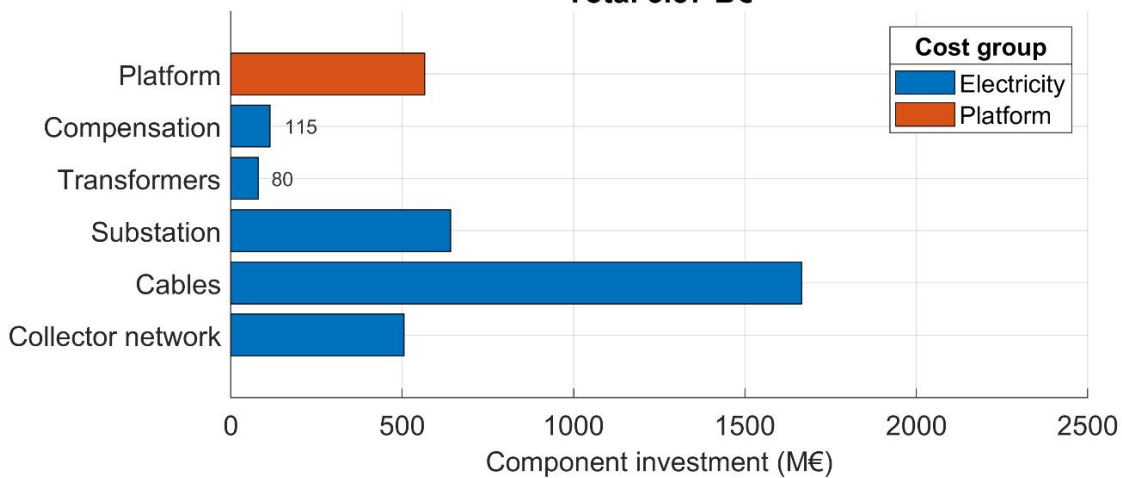
G5 Investment
Total 3.86 B€



A5+ Investment
Total 4.78 B€



A5 Investment
Total 3.57 B€



ISBN 978-952-335-752-5 (PDF)

ISSN-L 2243-3392

ISSN 2243-3392

Lappeenranta 2021

...the most critical elements, such as...

The results

Problems...



Final Report 31.8.2021

Carbon Negative Åland STRATEGIC ROADMAP

Olli Pyrhönen, Petteri Laaksonen, Jukka Lassila, Hannu Karjunen,
Katja Hynynen, Kimmo Taulasto, Janne Karppanen, Julius Vilppo

Content

Executive Summary	4
1 Introduction	5
2 Focus of the study	9
3 Case Åland Description	10
4 Wind Power Production	11
4.1 Transmission of Electricity	12
4.1.1 Optimization of network connection / Principles in the analyses	14
4.1.2 Interconnection alternatives	17
4.1.3 Wind farms and interconnector	20
5 Hydrogen Production	22
5.1 Electrolyser technology alternatives	22
5.2 Efficiency and by-products	23
5.3 Water purification	23
5.4 Compression	24
5.5 Offshore hydrogen production	25
5.6 Cost of hydrogen	26
5.7 Hydrogen pipeline transmission	27
5.8 Modelling and results	28
5.8.1 Scenarios	31
5.8.2 Results	34
6 Risks and Opportunities	39
6.1 Technology	39
6.2 Packed Ice	39
6.3 Marine Construction	39
6.4 Hydrogen market	39
6.5 Cost of electricity	40
6.6 Political and regulatory decisions	40
6.7 Solar Energy	40
6.8 Partners	40
6.9 Onshore wind power	40
6.10 Timing	40

7	Roadmap proposal.....	42
7.1	Strategic Options	42
7.2	Implementation of the Offshore Wind and Hydrogen Åland.....	43
7.3	Financial grounds for the Offshore Wind Development	43
7.4	Partner study	44
8	Conclusions and Next Steps	47
	References	49
Appendix I	Parameters used in obtaining production profile	54
Appendix II	Cost distributions for hydrogen gas scenarios	55

Executive Summary

The focus of this study was to analyse offshore wind power future options for Åland sea area, covering the most feasible solutions for exporting of green electricity, feasibility of hydrogen production and transmission, alternative strategies and steps for developing offshore wind based business in Åland, as well as risk assessment and recommended next steps for Åland wind development. Beside this study, a review of offshore wind power was made as a master's thesis.

The large wind farm areas F4 and F6 in the northern side of Åland with capacity of about 4 GW and annual generation of 20 TWh turned out to be the most feasible when considering transmission of electricity. Åland wind farms locate in the area, where the farm connection could provide possible basis for interconnection of two power systems, too. Additional cost due to solution where energy transmission from wind farm could be done to both Finland and Sweden is approximately +5 €/MWh compared to the solution where wind capacity is realized only to one direction.

The green hydrogen potential for the region is about 18 TWh (12 TWh North, 6 TWh South). For reference, Finland's annual natural gas consumption is about 24 TWh. Hydrogen pipeline transmission cannot directly compete with electricity transmission due to the efficiency penalty of the hydrogen production and the cost associated with it. However, hydrogen pipeline transmission is estimated to be about 20% cheaper if the electricity is converted to hydrogen and its cost are included in the electricity transmission pathway as well. Identification of potential hydrogen customers and applications is necessary for successful implementation.

The proposed next steps based on the study, are to start preliminary studies and planning of wind farm in the area F6. Meanwhile, development of the market and regulations for green hydrogen and P2X products should be observed.

1 Introduction

Climate change is driving the global energy system towards emission free solutions. Global temperature rise is a major concern world-wide, and vast majority of countries, almost 200, has committed themselves to Paris agreement aiming to limit harmful temperature rise below 1.5 °C compared to pre-industrial level. (United Nations 2016)

Energy system transition aims for emission free energy production. The most important sources for emission free economically feasible energy are solar and wind. According to IEA, solar power has reached the cost level to be lowest in history. The average production cost of utility scale PV-plants to be between 20-40 USD/MWh in China and Indian, while being 30-60 USD/MWh in Europe. (Evans, 2020)

Wind power is the most important renewable source in northern areas of the world, where solar annual radiation is less than 50% of the amount available at so called solar belt. This concerns especially Nordic countries in Fennoscandia. Onshore wind represents large majority of all installations and had average LCOE of 39 USD/MWh by 2020 (IRENA, 2021). Onshore wind power has gained a strong position and competitive energy price due to long term technology development and market expansion, which has been ongoing strongly almost for two decades. Offshore wind installations are more demanding due to many technical challenges, e.g. sea bed foundations, harsh sea environment, long underwater power transmission requirements and demanding maintenance conditions. Offshore wind market has been developing slower in the shadow of strong onshore wind power market.

Recent years have shown increasing activities in offshore wind market. Wind conditions at sea are better compared to inland sites. Both in 2019 and 2020, 6.1 GW of new offshore wind power was installed mainly in Europe and China, as can be seen in Figure 1.1. The ten largest offshore wind farms with their capacity are presented in Figure 1.2.

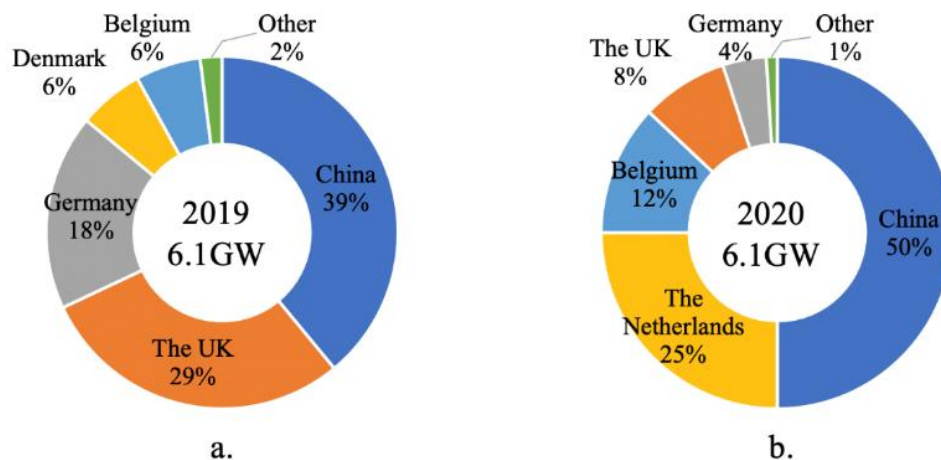


Figure 1.1. New offshore wind installations by country a) in 2019 and b) in 2020 (Kovalchuk, 2021).

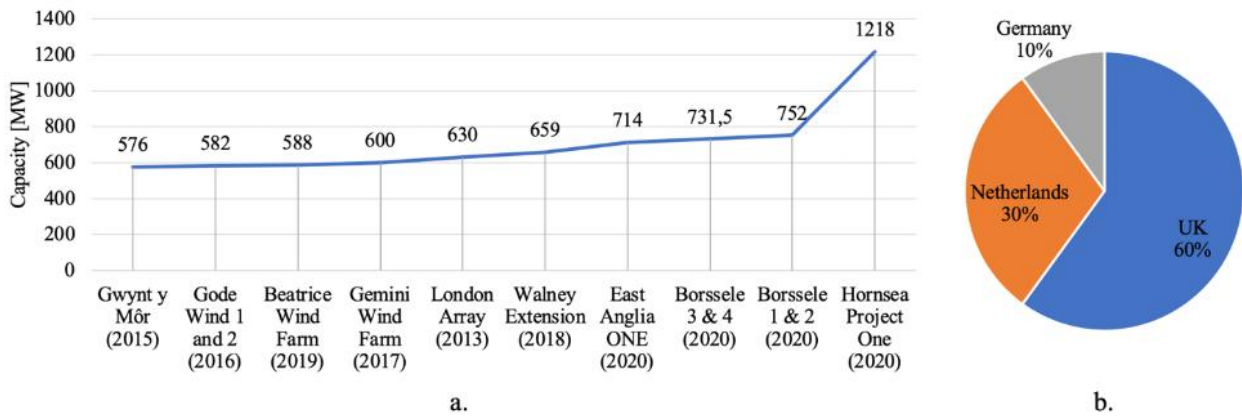


Figure 1.2. a) The 10 largest operational offshore wind farms (in spring 2021) and b) their share by country (Kovalchuk, 2021).

Turbine development has increased the maximum power to be above 10 MW utilizing very large turbine constructions and offering improved power production capacity. For example, the largest ever offshore wind farm project in Dogger Bank applies GE Haliade turbines with nominal power of 12 MW (GE, 2019). Large turbines with high full load hours are bringing the LCOE of offshore wind power down. At the same time, increasing interest to offshore wind is due to lack of land areas for large turbines in many dense populated countries. According to IRENA, the globally weighted average LCOE in 2020 for offshore wind was 84 USD/MWh. While offshore wind does not seem to be competitive compared to onshore wind power today, the offshore market is expected to accelerate strongly on this decade. The installation base for offshore wind is expected to grow tenfold by 2030 compared with 2018 level reaching 230 GW and ending up to 1000 GW by 2050. This would mean a “hockey-stick” effect in off-shore wind installations as seen in onshore about then years ago. (IRENA, 2019)

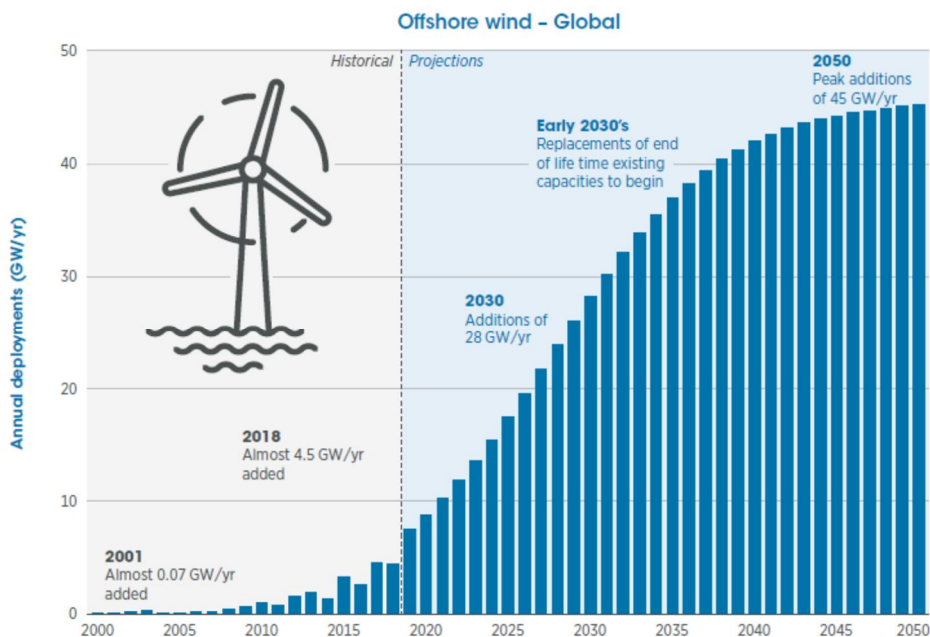


Figure 1.3. Estimation of annual offshore wind power installations by year 2050 according to IRENA (2019).

Large scale integration of renewable power is one of the major issues in on-going energy transition. Battery technology can serve as a short-term storage for renewable power, but thermal and chemical conversions are the only feasible solution, when large scale storage is needed for longer periods of time. **Power-to-X** refers to technologies, where electric energy is converted to hydrogen or further to different hydrocarbons to be used as fuels, raw materials or even proteins. **Green hydrogen** is defined as hydrogen produced using renewable power and water electrolysis. Germany is one of the frontrunners in energy transition (Energie Wende) and has introduced a national hydrogen strategy in 2021. It includes 7 billion euros public support for hydrogen technology development and market ramp-up as well as 2 billion for international partnerships. One aim is to replace industrial use of fossil hydrogen by green one, the main scope to be steel and chemical engineering as well as fertilizer and brewery industry and certain fields of transportation. It is estimated, that by 2030 about 100 TWh of industrial hydrogen is needed in Germany, of which 14 TWh should be green hydrogen. For that, 5 GW offshore and onshore power generation corresponding 20 TWh annual power generation is to be build. It is also stated, that “*it will not be possible to produce large quantities of hydrogen that probably needed for the energy transition in Germany, since renewable generation within Germany are limited. Germany will therefore have to remain a major energy importer in the future. This is why we will establish and intensify international cooperation and partnerships around the topic of hydrogen.*” (Federal Government, 2020) This initiative will provide business and co-operation possibilities also for countries around the Baltic see, among others to Finland.

The opportunities offered by Power-to-X has been recognized not only in Germany, but in many other countries as well. However, Power-to-X and hydrogen economy still has political and economical constrains, which must be overcome, before expected decarbonization really takes place. On the other hand, several governments have included green hydrogen as part of their pandemic recovery plans in 2020. There are several technological fields, where green hydrogen can be deployed as replacement for fossil energy or raw materials. (GWEC 2021)

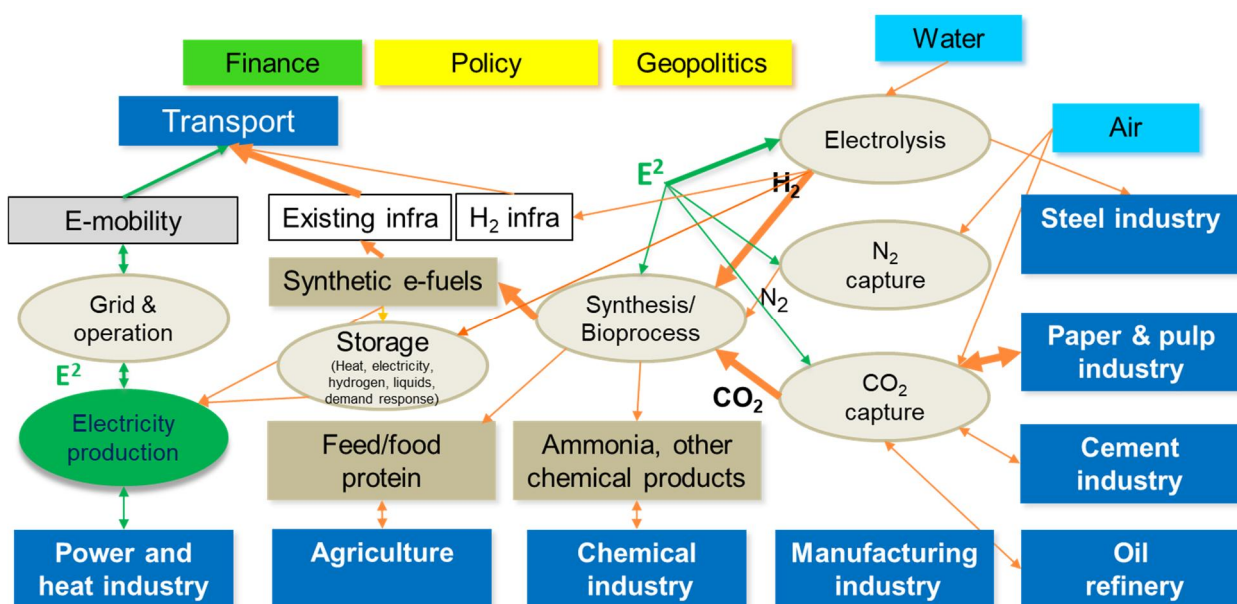


Figure 1.4. Different pathways and drivers for Power-to-X technology (Partanen).

Electrification of end-use economy seems to be common understanding in future energy system. While generation costs of renewable energy sources indicate fast cost decline, the system costs – mainly related to power transmission and energy storages – will increase due to timely uncontrollable and intermittent character of both wind and solar power generation. Due to that, different opinions and future scenarios are given by energy research community. Bloomberg has given three alternative paths towards carbon neutral energy system by 2050. In **green scenario**, the majority of electric energy (84 %) originates from wind and solar and extensive use of renewable hydrogen increases demand of electricity dramatically to 121 549 TWh compared with 2020 (26597 TWh) (Enerdata, 2021). **Grey scenario** is based on combination of fossil fuels and renewables, where carbon capture and storage (CCS) is used to decarbonize fossil energy sources. In grey scenario hydrogen is not seen as a major energy carrier, which leads to smaller annual power generation (62 185 TWh). **Red scenario** assumes large utilization of modular nuclear power (56%) combined with renewable energy sources (44%). Since red hydrogen (hydrogen produced by nuclear power and water electrolysis) is assumed to be again a major energy carrier, the total electricity generation (96 417 TWh) is clearly higher than in grey scenario, but lower than in green scenario. It is not clear, which pathway will be dominant during the coming years. As stated by Bloomberg, “*we will probably see a mix of these solutions as each country pursues climate strategies that best suit them, considering their existing domestic economy, international trade and geopolitics.*” (BloombergNEF, 2021)

Even though different scenarios have been presented, in all the cases investments to renewable power are expected to continue strong during the decades to come. It can also be assumed, that larger offshore turbines will bring the offshore wind LCOE down, which will further accelerate the offshore wind power market. The future of hydrogen economy and power sector renewal is uncertain, which makes it important to analyze different options, when energy strategies are to be designed.

2 Focus of the study

Åland sea areas offer remarkable opportunity to build offshore wind power and business. However, it is not clear, what is a best strategy to deploy this large renewable capacity. Many elements are to be considered simultaneously related to technological development, general energy market development and risks. Also timing and project design options are important aspects to analyze, when decision about energy investments and market entry are considered.

This study focuses on offshore wind power future options for Åland's sea areas. The main questions in the study are:

- Techno-economical conditions and alternatives for large scale offshore wind power production at Åland
- Feasibility and different options for green hydrogen production
- Alternative strategies and steps for developing offshore wind-based business at Åland
- Risk assessment and recommended next steps for Åland offshore wind development

Beside the strategic roadmap, a review of offshore wind power was conducted as a master's thesis. Techno-economic review of offshore wind power made by Viktor Kovalchuk can be found in <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>.

3 Case Åland Description

In the Åland see plan (agreed on 18.3.2021), possibly suitable areas for large scale offshore wind production was mapped. The areas are located in the northern and southern side of Åland, as can be seen in Figure 3.1, and their overall area is about 1000 km². The sizes of single areas are shown in Table 3.1. The locations are directional, and more exact locations require additional investigations. The areas are chosen so that the maximum depth is 70 m. They are outside conservation areas, see lanes, and important recreation and tourist areas. There are also no documented, culturally valuable objects, such as wrecks. The overall size of the two northern areas is 674 km² and four southern areas about 333 km². (Ålands landskapsregering, 2021).

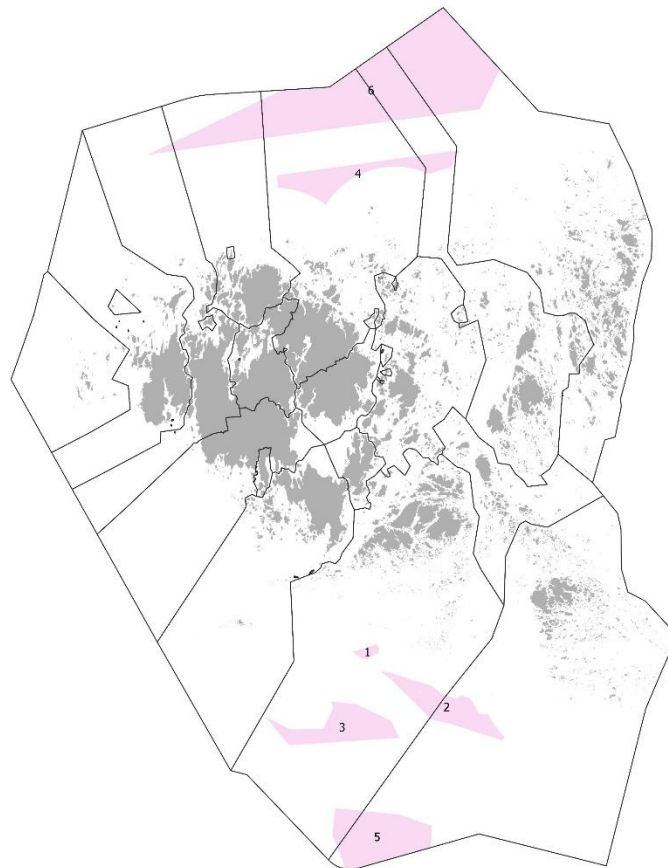


Figure 3.1. Potential wind farm areas considered in the study (Ålands landskapsregering, 2021).

Table 3.1. Sizes of potential wind farm areas considered in the study (from Ålands landskapsregering).

Area	Size, km ²
F1	7.158
F2	85.562
F3	95.324
F4	95.766
F5	144.693
F6	579.363

4 Wind Power Production

Wind production potential was estimated based on the areas presented in Chapter 3 by assuming a filling ratio of 0.5 turbines / km², as well as a unit size of 12 MW for the turbines. Estimation was made by using General Electric Haliade-X turbines, for which the annual gross production can reach 67 GWh/a (GE 2020). After losses it is estimated to be 61 GWh/a. Table 4.1 presents the number of turbine units, theoretical peak power, and annual production of each studied region.

Table 4.1. Estimated wind production potential in the studied area.

Region	Area (km ²)	Number of units	Theoretical Peak power (MW)	Annual Production (GWh)
F1	7.2	4	48	244
F2	85.6	43	516	2 622
F3	95.3	48	576	2 927
F4	95.8	48	576	2 927
F5	144.6	73	876	4 451
F6	579.4	292	3 504	17 803
Total	1 008	508	6 096	30 973

The results were cross-checked against Renewables Ninja internet service and found to be well in line with each other (58.0% capacity factor from own analysis and 58.2% from the internet service) (Renewable Ninja). The parameters used to obtain the results from the internet service are different, especially the turbine power rating, see Appendix A. However, for the purposes of data validation, the potential error was not considered to be significant. All regions were assumed to have identical wind generation potential in the stage of the study. In next steps of the study, the production potential should be determined in detail (actual wind speed measurements, preliminary turbine selection, etc.).

4.1 Transmission of Electricity

In this chapter, the results of interconnection study of wind farms, are presented. The target is to define the most feasible solutions in terms of the levelized cost of energy to connect the wind farms to the Nordic transmission network. The results indicate that the location and the size of the farms have a significant effect on the cost of energy transmission. The study takes advantage of several references which focus on offshore wind network connection. These sources indicate the costs of network (components and installation) in the similar conditions (distances, sizes of wind farms and depth of sea) as the Åland environment.

The total amount of turbines is over 500 pcs and the total nominal power 6 GW in the study. With estimated full load hours of approximately 5100 h/a (= 58%), they produce approximately 30 TWh energy per year as presented in Table 4.1. In Figure 4.1, the location of wind farms, their sizes and indicative distances are presented. The northern part forms approximately 4 GW of generation capacity and the southern part approximately 2 GW of generation capacity. Due to the high generation capacity compared to relatively low present electricity demand in Åland island, the existing infrastructure has been neglected in the study and all interconnection alternatives are based on the new infrastructure. Most of the network (cables) presented in different connection alternatives are planned to be of a subsea (submarine) type. The wind turbine costs (platform and wind turbine) are excluded from all numbers in this chapter.

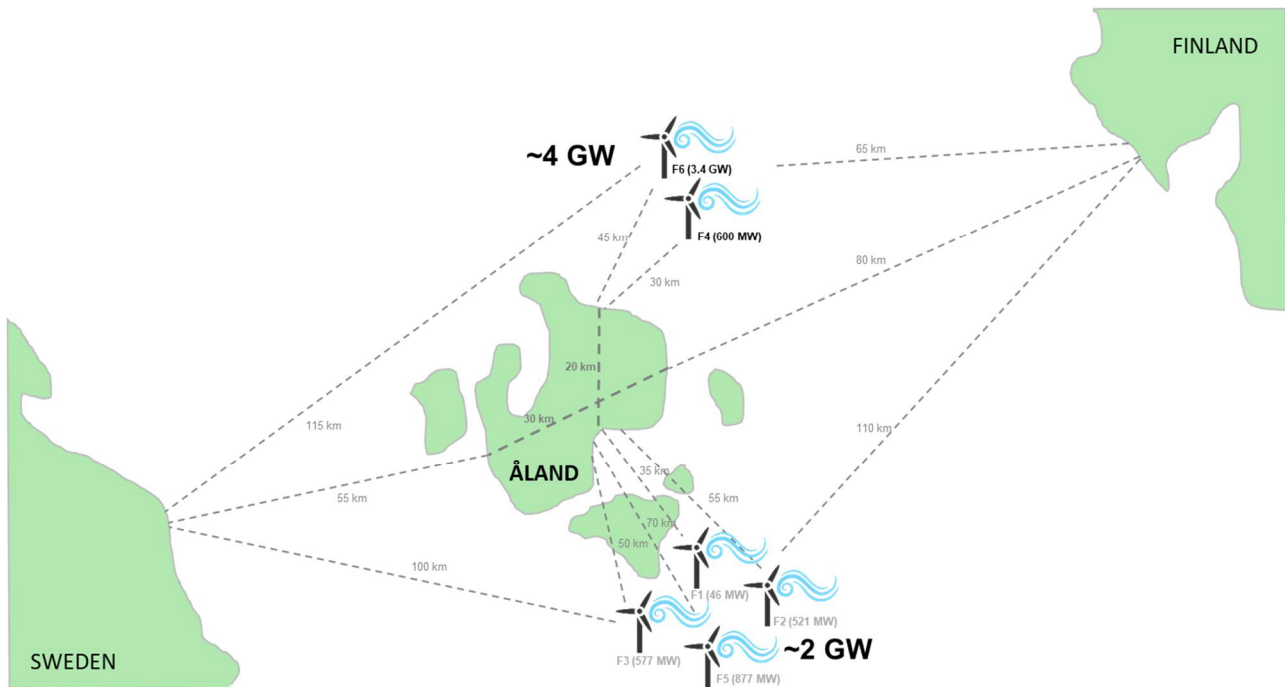


Figure 4.1. Illustration of principles of main connection alternatives and indicative distances from wind farms (F1 to F6) to Åland and continent.

The target of the network analyses is to define such interconnection solutions that provide minimum lifetime costs. This corresponds to the minimized sum of investments (such as cables and substations), operational costs (such as losses and maintenance) and outage costs (Lakervi and Holmes, 1995). Reaching the lowest unit price, for instance for a cable, does not guarantee the lowest lifetime cost, for example due to higher losses or lower reliability of that cable. Due to the nature of the study, the analyses are done on strategic level. The connection and network solutions of individual turbines and offshore substations are not planned in detail as well as route planning. In the study, several assumptions take place in the analyses. The most relevant are listed below.

1. Wind farms, wind turbines and wind conditions
 - All wind farms are equal regarding wind conditions (the same full load hours and the same generation profile).
2. Network and components
 - Capacity of the network is dimensioned based on maximum nominal power of wind turbines and wind farms.
 - Selection of interconnection technology (HVAC vs. HVDC) from offshore substation to continent/island has been done based on economic feasibility
 - In HVDC solution, it is assumed that the converters can be utilized modularly so that the efficiency can be kept on a high level throughout the year
3. Platforms
 - Wind farms are symmetric so that the same amount of individual wind turbines form a unit which is connected to the offshore substation and platform. Despite possible small islands nearby the wind farms, all the installation and component costs are supposed to be subsea installations.
 - Installation depths vary from a wind farm to another and also within wind farms. It is assumed that in all cases, the sea depth for the platforms is 60 m at maximum. This is due to the practical depth limit for the bottom-fixed solutions.
4. Power system (TSO)
 - The assumption is that all wind farms (power capacity) can be connected to a power system (Finland or Sweden or both)
 - Interconnection costs defined in the study do not include possible system level costs in the power system. In the report, high voltage export cables from the wind farm substation to the continent (TSO) are defined with the shortest distance.
5. Analyses in overall
 - Reliability (and outage costs) of the turbines and the electricity network has not been taken into account from the perspective of electricity not delivered due to interruption (only in maintenance costs).

4.1.1 Optimization of network connection / Principles in the analyses

The wind farm interconnection consists of several network parts. The closest network section to the wind turbines is called collector network which is formed by array cables (MV, medium voltage subsea cables) and offshore substations. Due to the high turbine powers (>10 MW), voltage levels used in the collector network are relatively high, in the study 66 kV. In Figure 4.2, an example of a wind farm and a collector network is presented.

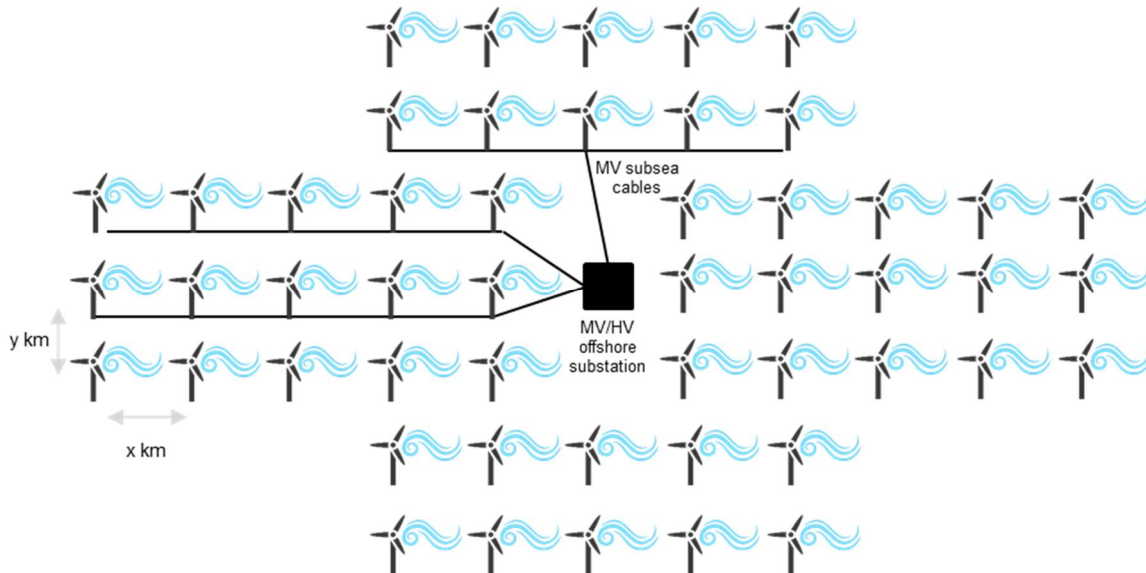


Figure 4.2. Illustration of collector network of wind farm. MV = medium-voltage, HV = high-voltage.

The number of wind turbines connected to one subsea cable and to one offshore substation as well as distances between wind turbines depends on the size (MW) and the height (m) of a turbine, the voltage level in a collector network and topology. On the other hand, the optimal topology of the collector network (string clustering, star clustering, mixed string/star clustering) depends on several factors such as a unit price of network components, price of losses (electricity), installation and maintenance costs, fault frequency of components and outage costs. There are several research papers where optimization of a collector network has been studied (for example Thyssen, 2015; Shin, Kim, 2017; Serrano González, Burgos Payán, Riquelme Santos, 2013). In this study, the unit cost values of the collector network (per generation capacity and per annual generation, €/MW and €/MWh) are based on the actual installation cases built mostly in Europe.

When a wind farm consists of several offshore substations, generated electricity is transmitted first to an offshore export substation (Figure 4.3). This offshore substation collects generated power from MV/HV substations and step the voltage level to the high voltage (for instance from 110 kV to 400 kV). From offshore export substation, the energy is transmitted to continent to the power system (TSO network). The number of these connections depends on the size of the wind farm and distances from the farm to the power system.

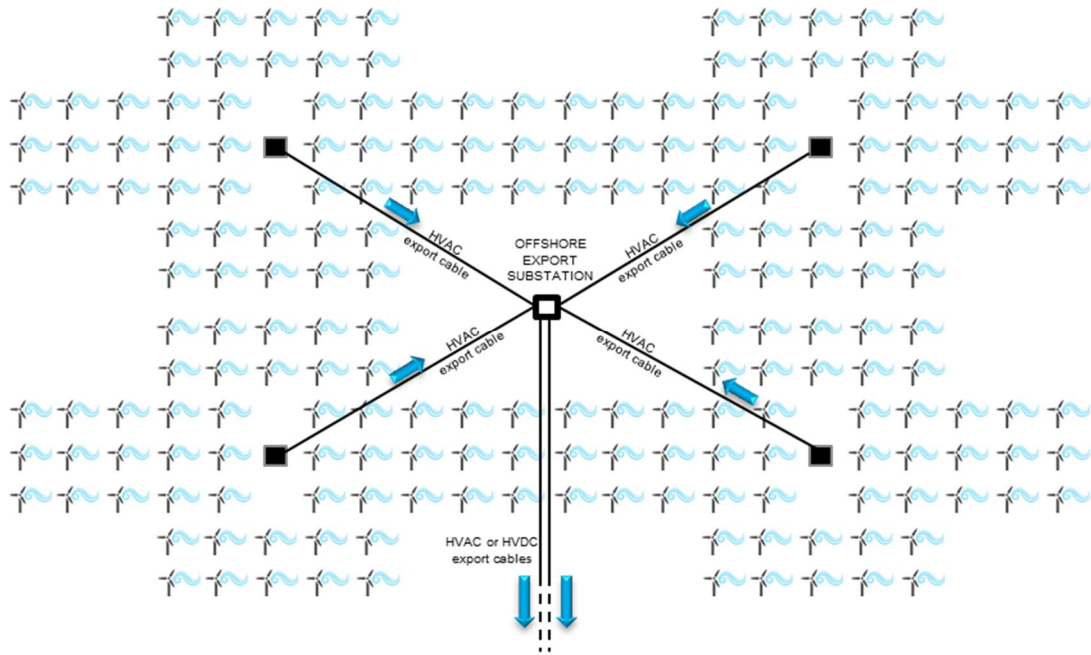


Figure 4.3. Illustration of offshore export substation and export cable network, HVAC = high-voltage AC, HVDC = high-voltage DC.

In this study, the feasible transmission technology depends on the distances and the powers related to the case areas. In Figure 4.4, the principles of HVAC and HVDC technologies in a wind farm interconnection are presented. In the cases where the powers and the distances are feasible for HVDC technology, voltage is converted from HVAC to HVDC in (Alternative A in the Figure).

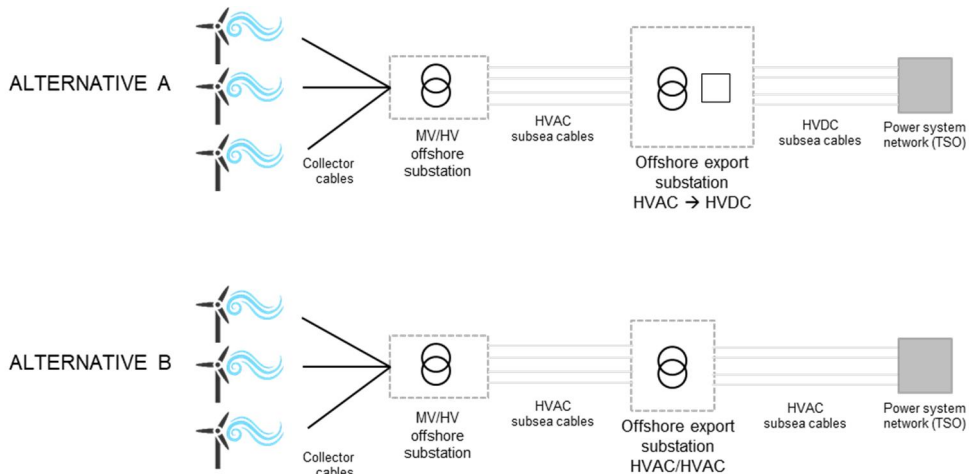


Figure 4.4. Principles of technological solutions. Alternative A) High voltage DC (HVDC) connection, and B) High voltage AC (HVAC) connection from wind farm to power system.

The optimization of a wind farm structure and the connection to a power system requires techno-economic analyses. For the wind farm and the collector network, the analyses provide an optimal topology, voltage level, number and dimension of the interconnection cables and a number and dimension of offshore collector and export substations. The same analyses provide also optimal technology (HVAC/HVDC), voltage level, topology and a number of export cables from the offshore substation(s) to the power system. In the Åland case environment, the distances and powers are

technically and economically suitable for both HVAC and HVDC technologies. However, with the cost analyses, the optimal technologies can be selected for each wind farm separately. In Figure 4.5, the principle of cost curves of AC and DC technologies is presented.

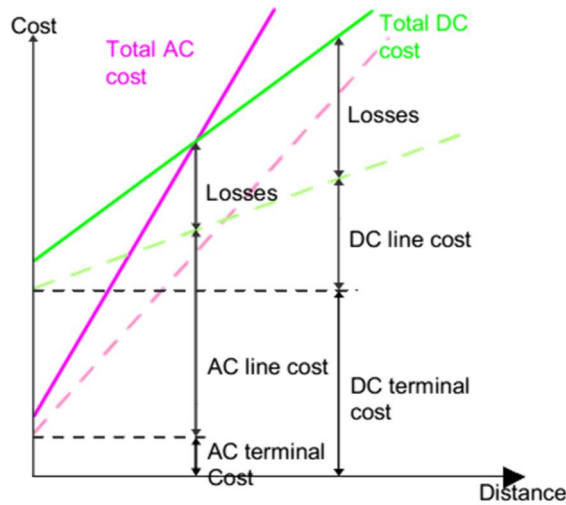


Figure 4.5. Cost curves of DC and AC technologies.

In the analyses, the large amount of background data and parameters is included. The most relevant data are technical and geographical constrains and installation depths of turbines and wind farms, unit costs of electricity network components and installations (€/pcs., €/km, €/MW) and peak operation time of losses (h/a) and price of losses (€/MWh). In Figure 4.6, investment cost of an HVDC cable is presented as the function of share of subsea installation.

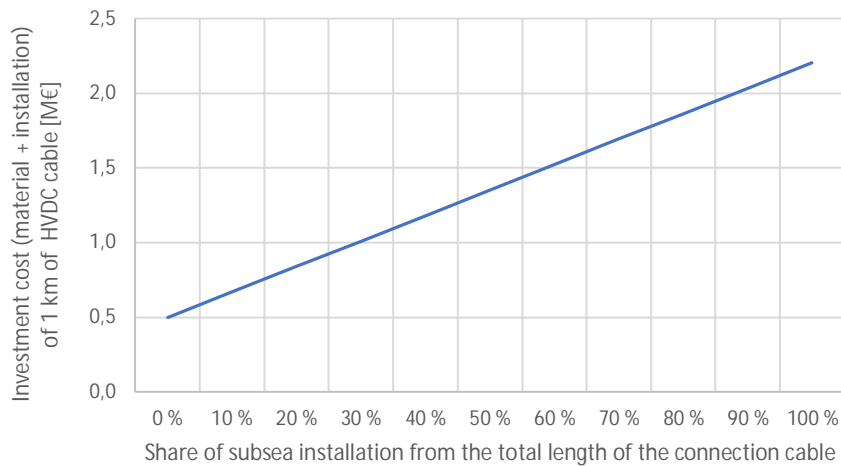


Figure 4.6. Example of network unit cost: Investment cost of HVDC cable as a function of share of subsea installation.

In Figure 4.7, reference originated investment costs are presented for offshore substation as the function of nominal power of the substation.

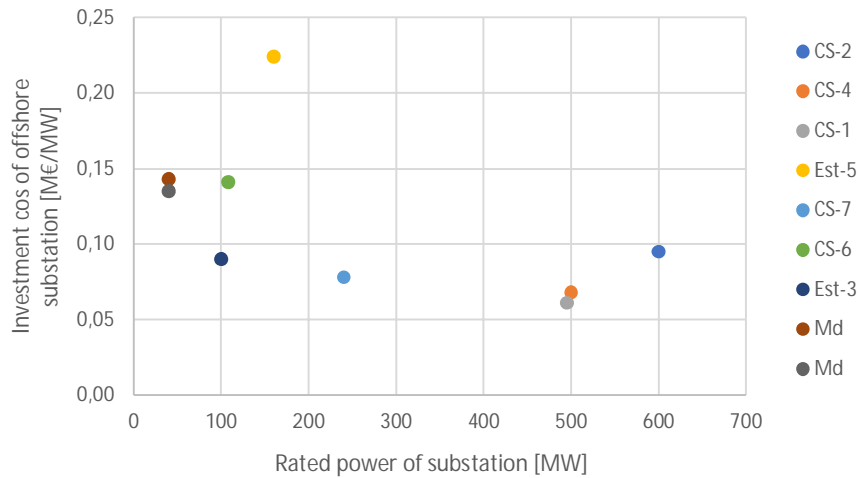


Figure 4.7. Offshore substation prices (M€/MW) as a function of rated power [MW].

In addition to the HVDC cabling costs and offshore substation costs, the unit costs for other network components (platforms, transformers, converters, etc.) are defined in the study. In theory, there are numerous alternatives for interconnection (routes) of different wind farms to the power system. In addition to this, different technologies as well as different voltage levels can be utilized into interconnection solution. In this study, we limit possible solutions to the most interesting and economic alternatives.

4.1.2 Interconnection alternatives

Figure 4.8 presents all the connection route alternatives of the wind farms analysed in the study. Red color indicates that the connection is more feasible to build with the HVAC technology, blue line color indicates that the HVDC technology is more feasible. Depending on parameters, the HVDC technology is economical in this power scale when the transmission distances are longer than 80–120 km. The technology choice can be done not only based on the lifetime costs of a connection but the operational function of the connection (connection from a wind farm to a power system or a link between two power systems). It has to be remembered, that even interconnection is illustrated with a single line and to a single node in the power system, connections are formed by several parallel cables depending on the transmitted power. In reality, the number of connection nodes and their locations is higher in the power system than indicated in the Figure 4.8. The costs of parallel cables are taken into account to meet the required case-specific transmission capacity.

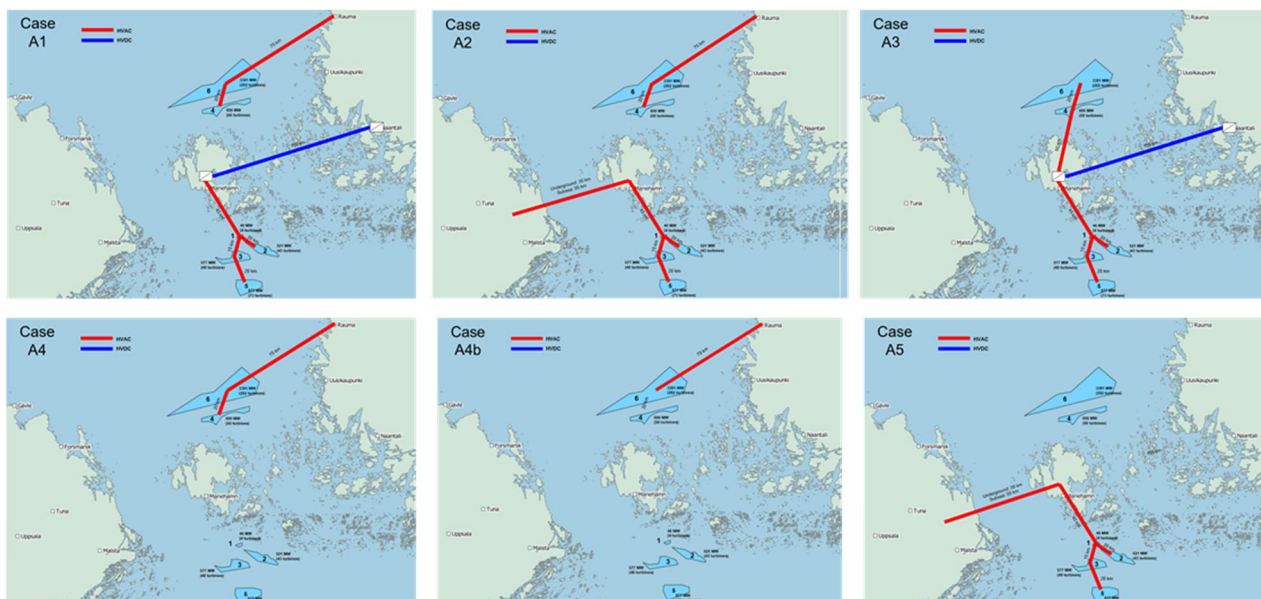


Figure 4.9. Network connection alternatives, A1–A5

In each alternative, the lifetime costs consist of investment costs (material and installation) and operational costs (loss costs, maintenance). The costs are defined for each network level (wind farm collector network, offshore collector substations, export cables and export substations and substation in the power system end). The capacity of cables, transformers and converters (if needed) are dimensioned and based on the peak power of the case area. In the end, the total costs are set in proportion to the delivered energy taking into account the losses in the whole transmission chain. The lifetime of the components vary from 20 to 40 years.

In Table 4.2, the case-specific costs (€/MWh) of interconnection are presented. The results indicate that in the scale of Åland wind power vision, the cost of transmission of energy from the wind farms to the power system vary from 15 to 34 €/MWh. The costs are lower in the northern part alternatives due to a shorter distance to the power system and relatively high generation capacity of the wind farms. These costs do not include generation costs.

Table 4.2. Costs of interconnection in alternatives A1–A5. Costs of generation are excluded.

Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A1 (6 GW, 30 TWh)	8.3	1.38	544	136	23.3	148
A2 (6 GW, 30 TWh)	7.8	1.30	508	98	20.9	133
A3 (6 GW, 30 TWh)	11.1	1.84	740	232	33.6	214
A4 (4 GW, 20 TWh)	4.2	1.06	273	52	16.8	106
A4b (3.4 GW, 17 TWh)	3.4	1.01	219	41	15.7	100
A5 (2 GW, 10 TWh)	3.6	1.77	235	46	29.2	186

In Figure 4.10, a share of CAPEX for different network levels is presented for the alternative A4 (Wind farms F4 and F6, totally 4 GW and 20 TWh connected to Finland). In Figure 4.10, the collector network costs include farm inter-array cables, the export cable costs include HVAC export cables, the platform cost includes offshore platforms at F4 and F6. The substation cost includes offshore substations and onshore substations at continent.

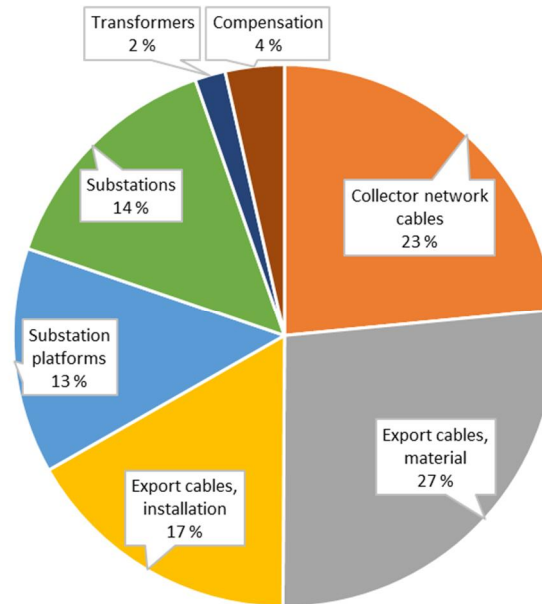


Figure 4.10. Case A4 CAPEX cost structure.

4.1.3 Wind farms and interconnector

The study focuses on defining the connection costs of wind farms in the Åland environment. In some cases, wind farm(s) may locate in the area, where the farm connection can provide possible basis for interconnection of two power systems (Nieradzinska, K. et al. 2016). This is the case also in the Åland environment. In the northern part in the area of wind farm F6, there exist two HVDC subsea connections between Finland and Sweden operated by the Finnish and Swedish transmission system operators Fingrid and Svenska Kraftnät. The Fenno–Skan 1 (commissioned in 1989) is a monopolar system with a maximum transmission rate of 550 MW. Fenno–Skan 2 (commissioned in 2011) has transmission rate 800 MW (Fingrid). The limited capacities and operational requirements in the power system do not enable them to be used as the interconnection role of the studied wind farms. However, the future growth in the use of electricity and growing share of renewables (wind power) increases the need for power balancing capacities in the power system. This rises an interest to study the alternatives, where the case area wind farms are part of new HVDC interconnector between Finland and Sweden.

In Figure 4.11, more connection alternatives are presented. In all these alternatives (A6 to A9), the HVDC technology is used. Cases A8 and A9 represent interconnector solutions, where the same connection could be used to both directions, from wind farm(s) to Finland and Sweden.

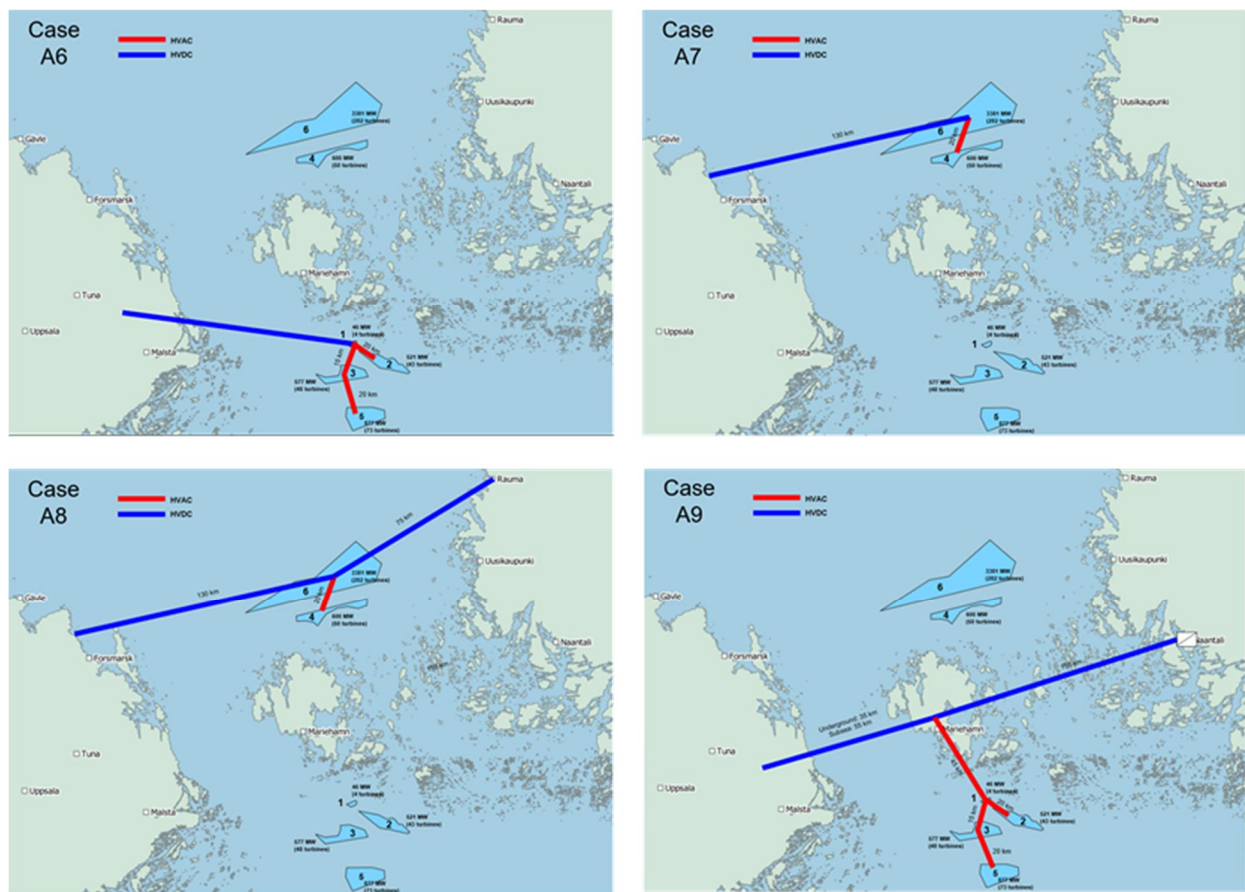


Figure 4.11. Network connection alternatives, A6–A9

In Table 4.3, case-specific costs (€/MWh) of interconnection alternatives (A6-A9) are presented.

Table 4.3. Costs of interconnection (cases A6-A9).

Case	CAPEX [Mrd.€]	CAPEX [M€/MW]	CAPEX [M€/a]	OPEX [M€/a]	Cost of interconnection [€/MWh]	Compared to cheapest (A4b) [%]
A6 (2 GW, 10 TWh)	2.5	1.25	173	55	23.0	146
A7 (4 GW, 20 TWh)	5.3	1.31	359	97	23.2	148
A8 (4 GW, 20 TWh)	4.9	1.24	342	90	22.0	140
A9 (2 GW, 10 TWh)	3.8	1.88	257	78	34.3	218

The results indicate that the connection cost allowing energy transmission from the wind farm to both Finland and Sweden vary from 22 to 34 €/MWh. When comparing the case A8 with the case A4 presented earlier, the additional cost from this bi-directional interconnector is approximately 5 €/MWh.

There are technological uncertainties regarding HVDC multipoint interconnectors especially operating offshore. However, in the EU level, the interest is high to ease the connection of renewables into a power system and enforce market integration and co-operation of TSOs creating promising basis for Åland offshore wind.

5 Hydrogen Production

Electrolysis process uses electricity to split purified water into hydrogen and oxygen. Alkaline-type electrolyzers employ an aqueous solution of potassium hydroxide (KOH) in the hydrogen generation unit to increase its conductivity. The produced hydrogen is separated from the water solution, after which the oxygen impurities are removed, and the purified hydrogen is dried. Nearly pure hydrogen is then compressed in preparation for its transport or intermediate storage. (Ivy, 2004).

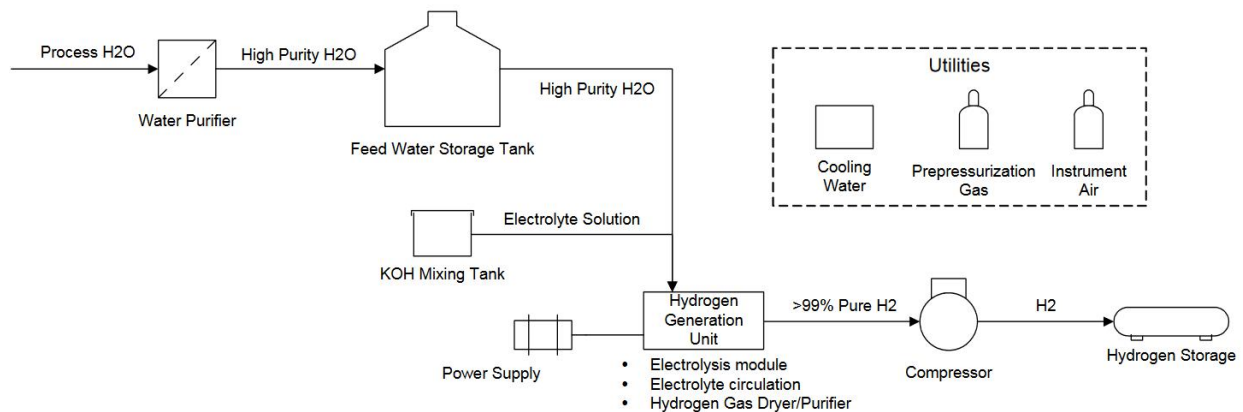


Figure 5.1. Flow diagram of hydrogen production process (Ivy, 2004).

5.1 Electrolyser technology alternatives

Today, most commercial electrolyzers are based either on alkaline electrolysis (AEL) or proton-exchange membrane (PEM). Both have their own benefits and drawbacks. Other electrolyser technologies also exist, for instance, solid oxide electrolyzers (SOEC), but the technological maturity is significantly lower.

Alkaline electrolyzers use a liquid electrolyte solution, which could potentially leak to the environment. The solution additive, KOH, is a strong base and thus highly corrosive. The electrolyte solution also needs to be replaced a few times during the electrolyser lifetime, which can represent a small increase in operational expenses. Proton Exchange Membrane (PEM) electrolyzers employ a solid polymer electrolyte instead, so it avoids the aforementioned problems. PEM electrolyzers can also be operated in higher pressures than alkaline electrolyzers, and they can be operated more rapidly (e.g. fluctuating electricity input). The disadvantage of PEM electrolyzers is that manufacturing requires precious materials (especially platinum) and are thus often more expensive. PEM electrolyzers are also slightly lighter, more compact, and could have a higher efficiency. However, PEM electrolyzers have a shorter application history and less industrial experience. (IRENA 2020, Ivy 2004, ERM 2019)

Some practical decisions related to hydrogen production are:

- placement of electrolyzers: onshore or offshore
- selection of electrolyser technology (AEL or PEM) and their supplier. Key parameters that influence the decision are
 - procurement cost of the electrolyser units
 - dynamic capabilities of the electrolyzers (load following if directly coupled with wind turbines)
 - maintenance, utility, and operation requirements
 - operation pressure of the electrolyzers
 - special considerations that arise in marine applications (shipping and logistics, supervision, maintenance, design safety factors & regulations, utilities, as well as weight, size and orientation restrictions)
- procured capacity of the electrolyser units. For instance, are the units scaled according to the wind peak power, or below the peak to maximize full load hours

5.2 Efficiency and by-products

Overall conversion efficiency of electricity to hydrogen typically ranges from 43% to 67%¹. The electrolyser stack itself is responsible for the majority of the losses in the process (about 70%), while the remaining amount is caused by power electronics losses and other auxiliary components (Koponen, 2020). Electrolysers require DC power, and typically have their own transformer included, with typical input voltage from 6.6 kV to 35 kV AC (Nel, 2020).

Residual heat from the electrolysis process is available at a temperature of about 70 °C. Some of the excess heat could potentially be utilized in water purification, as discussed in Subsection 5.3. Other potential uses for the heat are ice prevention and space heating. Oxygen is also formed in electrolysis. Pumping of oxygen to the ocean floor has been previously piloted in a 4-year pilot in Byfjorden, Sweden in Baltic Deepwater Oxygenation project (Marsys, 2013). The concept is to reduce the negative effects of anthropogenic nutrient inputs to the Baltic Sea, but it should be studied further whether electrolyzers could be utilized in a similar manner.

5.3 Water purification

Water purification is required for electrolysis, although the specific requirements can vary depending on electrolyser type and manufacturer. In a marine environment, desalination would first be required, before the de-ionization treatment. Typically, the freshwater pretreatment is included in electrolyser configuration, and its contribution is not very significant in final hydrogen price (by a rough estimate about 1-2%).

¹ system efficiency, including auxiliary electricity consumption of pumps, blowers, fans etc. Defined from electricity to lower heating value of hydrogen in this study

Dominant desalination technologies are distillation and reverse osmosis. Multiple-effect distillation can utilize heat at temperatures of 70-75 °C (Panagopoulos et al., 2019), which also coincides with the temperature levels typically obtained from cooling of the electrolyser stack. The desalination heat demand for multiple-effect distillation (7.7 – 21 kWh/m³) could easily be covered by the excess heat from electrolysis (<2% of available heat would be required). The cost of desalination with multiple-effect distillation is around 0.8 €/m³ (Panagopoulos et al., 2019), which is comparable to the cost of traditional water pretreatment discussed earlier.

Brine is a by-product formed during a desalination process, which could potentially have an impact on the local marine ecosystem due to its high salinity and residual from pretreatment chemicals. Thermal desalination (i.e. distillation) processes are estimated to have a bigger environmental impact compared to reverse osmosis systems. (Panagopoulos et al., 2019).

In later stages of the project, different water desalination and purification technologies should be compared in terms of costs, environmental effects, and energy consumption. However, the challenges and costs associated with water purification are likely relatively minor in terms of the overall process.

5.4 Compression

The compression of the hydrogen consumes a notable portion of the electricity. Common technical alternatives include positive displacement compressors (e.g. reciprocating piston compressor) and flow compressor (e.g. centrifugal compressor). Selection of compressor is primarily dictated by the throughput and desired compression ratio. Displacement compressors are favorable for larger compression ratios and lower throughputs, but centrifugal compressors are viable for pipeline applications (EERE, 2021). About 1.5 - 2.4 MWh_e/ton_{H₂} is typical for final pressures of 50-100 bars from ambient conditions when performed in conventional compression. Thus, compression electricity demand could represent about 3-4% of the total produced electricity produced in the wind farm. However, the electrolyser itself can operate in higher pressures, which means that the product H₂ could readily be obtained at 30 bar, for instance. An additional compressor would most likely be required regardless², as the pressure should be increased to 50-100 bars required for pipeline transmission. This initial electrolytic compression reduces the mechanical compression demand, but simultaneously results in decreased Faraday efficiency of the electrolyser. An in-depth study would be required to determine whether the electrolytic compression of H₂ would be favourable, as it is dependent on multiple factors (e.g. pressure level, capacity, lifetime and maintenance costs, manufacturing costs, compression technology). (IRENA, 2020)

Hydrogen purification is required prior to compression, but these components are typically provided for by the electrolyser manufacturer. Mass-wise, the largest impurity is water vapour, which is

² Polymer electrolyte membrane (PEM) electrolysers could potentially achieve sufficient pressures, but their commercial availability and price should be compared to conventional alkaline systems

removed in order to prevent condensation in later stages. Trace amounts of electrolyte solution (e.g. KOH) can also be present. Other typical contaminants are atmospheric constituents, such as oxygen, nitrogen, and argon.

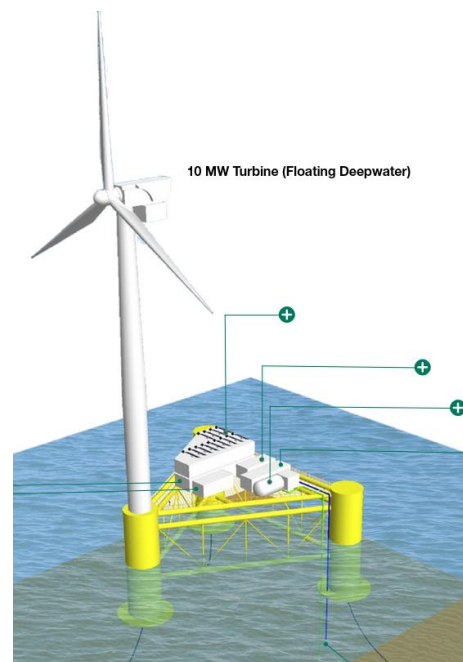
5.5 Offshore hydrogen production

Conventional electrolyser systems are rather large, which should be acknowledged in offshore applications. For instance, a 30 MW electrolyser system has a footprint of roughly 35 x 35 m and weight of over 140 tons. However, many companies have recently introduced concepts for enabling production of hydrogen directly at sea.

Tractebel has developed a platform concept for offshore hydrogen production, which includes seawater desalination, electrolysis, and compression (Tractebel, 2019). A similar solution has been devised by ERM, which uses a floating dock which is anchored to the seabed approximately 60 meters below the surface. After a thorough comparison, ERM concluded that the floating dock solution integrated with each wind turbine and submarine hydrogen pipeline was the most cost-efficient solution, beating the other two candidates that were considered (i.e. HVDC transmission coupled with onshore electrolysis, and a single centralized electrolyser offshore station with submarine pipeline). Projected hydrogen production costs using the ERM's solution are estimated to be 2.1 - 2.6 €/kg_{H₂}. ERM's Dolphyn project continues with a 2 MW pilot phase that is scheduled to be online by 2023, with a follow-up pre-commercial 10 MW unit by 2026. (ERM, 2019)



a



b

Figure 5.2. Offshore hydrogen platform concepts of Tractebel (a) and floating integrated structure by ERM (b). (Tractebel, 2019, ERM, 2019)

There are also other projects related to offshore hydrogen production.

- Siemens-Gamesa and Siemens Energy are jointly developing over the next five years an offshore wind turbine which would have a fully integrated electrolyser unit at its base (Siemens Gamesa, 2021).
- PosHYdon, which aims to produce hydrogen at an existing oil platform, (Neptune Energy, 2019)
- Oyster, a shoreside pilot for a compact and rugged electrolyser directly integrated with a wind turbine. (BBC,2020)
- AquaVentus, where hydrogen is produced offshore and transported to the island of Helgoland off the coast of Germany, before delivering the hydrogen to mainland via a pipeline. (RWE, 2020)

Oil offshore platforms are remarkably similar in construction to the previously mentioned offshore centralized hydrogen platforms, so the structure itself should not be a monumental challenge. More problems could be expected with hydrogen-related infrastructure that is introduced into marine environments. Traditional oil rigs apparently have procurement costs of 175 – 225 Million USD for a jackup³ structure, and 500 – 700 Million USD for floating structures (Offshore magazine, 2012). Given the recent increase in steel price, the higher end of the spectrum is likely to be more realistic.

In order to apply these technologies in practice, discussions should be initiated with the various companies in order to get more technical and cost-related details, as well as discussing potential development timelines. Given that many of these endeavors are currently in pilot or pre-commercial stage, implementation in scale cannot be realistically expected in the immediate future. The platforms would form a considerable part of the overall costs, and the reliability of the estimated platform costs are rather high. If islets (small rocky islands) could be used for hosting a hydrogen conversion platform, the costs could be decreased significantly compared to floating or seabed foundations.

5.6 Cost of hydrogen

Currently, the levelized cost of green hydrogen, i.e. hydrogen produced using electrolysis technology and renewable electricity, is between 2.5 – 5.5 €/kg_{H₂}. Grey hydrogen, i.e. fossil-based hydrogen with carbon capture and storage, is expected to have price of around 2 €/kg (European Commission, 2020). Green hydrogen could potentially reach as low as 0.85 €/kg_{H₂} (1 USD/kg) as illustrated in Figure 5.3. The lowest hydrogen production prices are likely reached in locations where renewable energy sources are abundant, and thus electricity prices low. Low electricity price is one of the most important factors for determining hydrogen price with electrolyser technology. Manufacturing costs

³ A platform which is built onshore and towed to the construction site, where the premanufactured legs are lowered into the seabed and the platform is 'jacked' above sea level

of electrolyzers are likely to decrease significantly due to economy of scale, resembling a similar development that has been observed with solar photovoltaics technology. (IRENA, 2020).

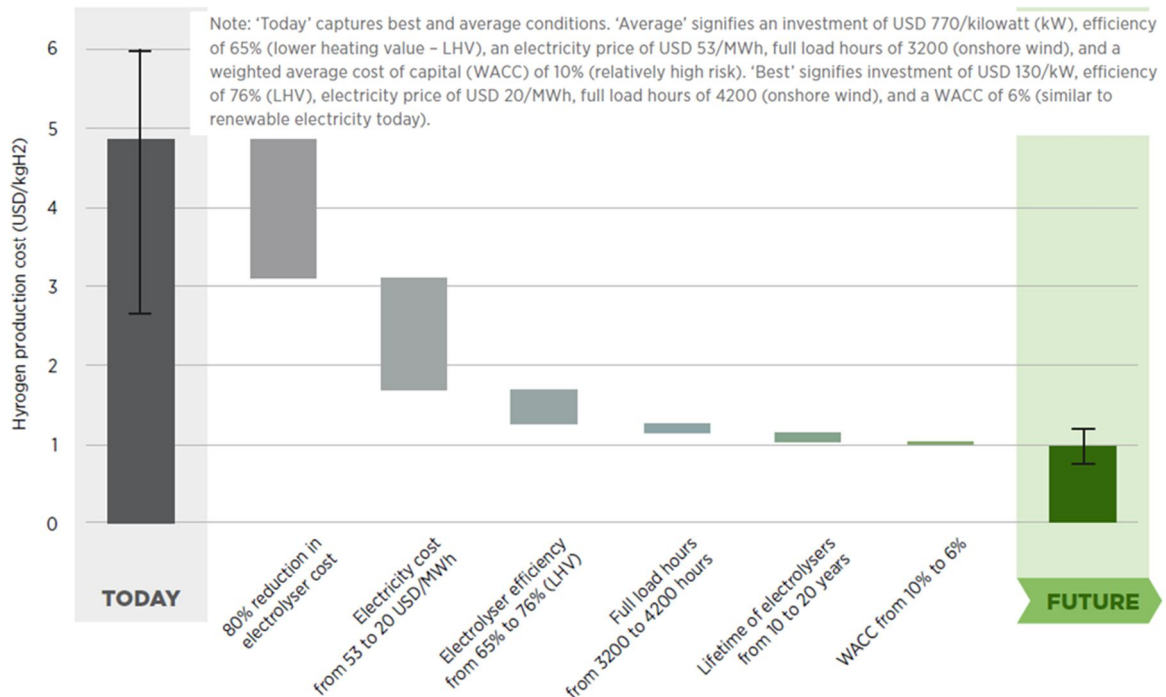


Figure 5.3. Relative impact of different factors in levelized cost of hydrogen (modified from IRENA, 2020)

5.7 Hydrogen pipeline transmission

Pipeline transmission of H₂ is cost-effective in large scale according to previous studies. Stiller et al. (2008) studied various alternatives for delivering hydrogen power (1-4 GW) from Norway to Germany, where hydrogen pipeline was one candidate. Studied renewable⁴ alternatives included the following:

- onshore electrolysis in southern Norway and transmission via a submarine hydrogen pipeline to Germany
- onshore electrolysis in northern part of Norway and ship transportation to Germany
- transmission of electricity in HVDC line to Germany, followed by onshore electrolysis

From these alternatives, HVDC was found to be more expensive for the northern part (where hydrogen shipping was preferable) as well as the southern part (where hydrogen pipeline was superior).

⁴ Hydrogen production with steam methane reforming was also studied, as well as conventional natural gas transmission followed by steam methane reforming in Germany.

Similarly, the study by ERM (2019) also concluded that hydrogen pipeline is preferable to HVDC transmission. According to the study, direct production of hydrogen at each wind turbine was the least cost solution as opposed to having a local HVAC internal grid coupled with centralized hydrogen production. Analysed scale was about 4 GW, and transport distance below 250 km.

Based on these studies, the transmission of hydrogen in pipelines can be cost-effective if hydrogen conversion is performed in any case at some point of the production chain. On the other hand, electricity transmission is more flexible, and avoids the heavy penalty of hydrogen conversion in an electrolyser. Some additional benefits of hydrogen pipeline include

- Energy storage schemes are relatively easy to implement. To a limited extent, the pipeline itself can store energy, or external hydrogen storages can be utilized (see Subsection 5.8.2 for details).
- Economy of scale with larger flow quantities
- Modest energy losses during transportation. Compression of hydrogen is the primary concern.

5.8 Modelling and results

The modelling focused on obtaining costs of hydrogen production and transmission using pipelines. The costs of wind turbines are left outside the scope of the study. In addition to the cost analysis, some preliminary investigations were done for the feasibility of hydrogen storages. Assumptions and inputs of the simulation parameters are presented in **Error! Reference source not found..**

Table 5.1. Modelling parameters

Component	Category	Unit	Value	Comment
Electrolyser	Investment cost	€/kW	600	Assumed value for 2030
	Annual full load hours	h	5000	Matched with wind turbine generation
	Efficiency	%	60	<ul style="list-style-type: none"> • Typical range 52-69%. • Defined from electricity to lower heating value of hydrogen • Includes electrolytic compression to 30 bar and other balance-of-plant consumption (pumps, power electronics)
	Annual fixed maintenance	%	1.5	Fixed percentage of total electrolyser investment
	Variable operation and maintenance	€/kgH ₂	0.07	Water purification, desalination
	Electricity price	€/MWh	0	Not included in analysis
	Interest rate	%	5	
	Lifetime	years	20	
Hydrogen pipeline	Maximum flow velocity	m/s	20	Typical operation values from other references range from 10-20 m/s. Maximum flow velocity would only be reached in rare peak production occurrences.
	Operation and maintenance	%	5	Typical range 1-8%. Fixed percentage of total pipeline investment.
	Investment cost			Defined from a regression model initially obtained from realized natural gas pipelines. Correction factors are used to obtain results for hydrogen offshore pipelines. Cost function is dependent on diameter and pipe length, but not pressure.
	Annual full load hours	h	5000	Matched with wind turbine generation
	Interest rate	%	5	
Lifetime	years	40		

Table 5.2. Modelling parameters (continue)

Hydrogen compressor	Investment cost	M€/MW	3.4	
	Annual fixed O&M	%	3	
	Specific electricity consumption			Calculated from isothermal compression with 60% efficiency. Ideal gas behaviour assumed. Values ranged from 0.16 to 0.22 MWh/ton _{H2} .
	Inlet pressure	bar	30	Electrolyser pressure assumed to be at 30 bar.
	Outlet pressure	bar	30	Pressure losses estimated using Darcy-Weisbach equation, with friction factor correlation from Colebrook-White.
	Electricity price	€/MWh	0	
	Annual full load hours	h/a	5000	Matched with wind turbine generation
	Interest rate	%	5	
	Lifetime	years	20	
Platform	Specific investment	M€/MW	0.29	Defined based on input electrical energy
	O&M	%	2	
	Lifetime	years	20	
	Interest rate	%	5	
Hydrogen storage	Specific investment	€/MWh	2300	Defined for lower heating value of hydrogen
	Annual storage cycles			Variable
	O&M			Not included
	Lifetime	years	40	
	Interest rate	%	5	

5.8.1 Scenarios

Three hydrogen gas scenarios were chosen for comparison with transmission of electricity scenarios A4, A4b and A5:

- **G4:** Wind farms F4 and F6 connected to Finland (Rauma area)
- **G4b:** Wind farm F6 connected to Finland (Rauma area)
- **G5:** Wind farms F1, F2, F3 and F3 connected to Sweden (Tuna area) through Åland

A summary of different studied scenarios is given in Table 5.3. Since the electricity-scenarios are not directly comparable with gas scenarios due to different end products, modified versions of A-scenarios have been generated. These include an electrolyser at the final destination, so that both versions are capable having hydrogen as the final delivered product. The modified electricity scenarios have an additional suffix "+", so for instance A4+ and G4 scenarios are comparable in terms of final product, but with different transfer technology (A4+ transmission is done with HVAC/DC, whereas G4 utilizes hydrogen pipeline). Identical approach has been taken for the A5 scenario. The differences between the normal (A4), modified (A4+), and gas (G4) scenarios are described in Table 5.4.

Table 5.3 Summary of hydrogen gas scenarios

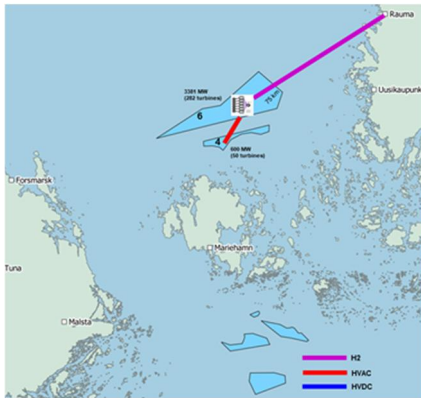
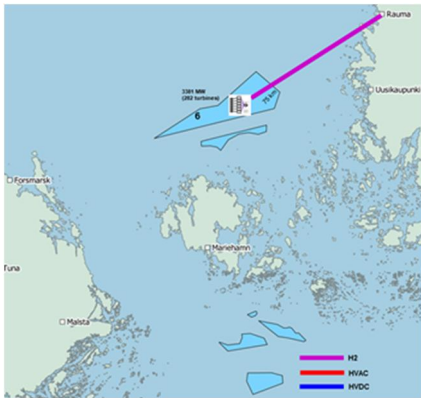
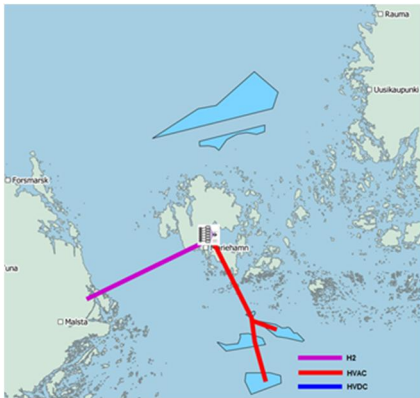
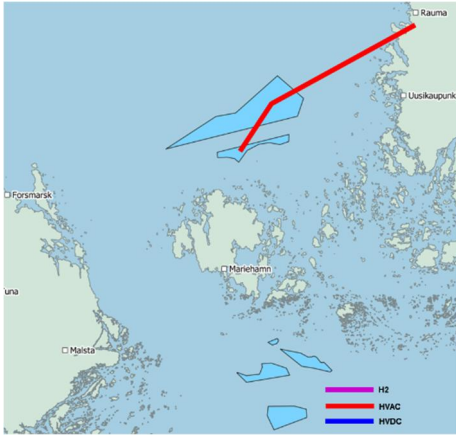
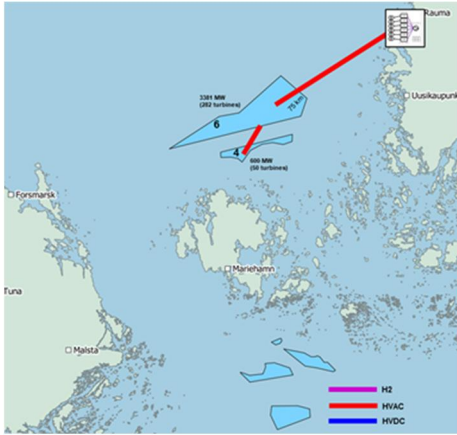

Scenario	G4	G4b	G5
Base scenario	A4	G4	A5
Modifications	<ul style="list-style-type: none"> Offshore electrolysis on platform Pipeline instead of HVAC to Finland 	<ul style="list-style-type: none"> Farm 4 is not included 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore electrolysis on Åland HVDC connection between Åland and Sweden converted to pipeline
			
Annual electricity generation (TWh)	20.3	17.2	10.3
Electrolyser electricity input (TWh)	20.1	17.1	10.2
Peak transmission capacity (GW)	2.4	2	1.2

Table 5.4. Description of the main differences between a normal, modified and gas scenarios

Scenario	A4	A4+	G4
Product at destination	Electricity	Hydrogen	Hydrogen
Transfer method	HVAC	HVAC	Pipeline
	 <p>The map shows the Baltic Sea region with a red line representing HVAC transmission between Rauma and Uusikaupunki. A legend at the bottom indicates H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue).</p>	 <p>The map shows the Baltic Sea region with HVAC lines. A red line connects Rauma and Uusikaupunki, labeled '3381 MW (282 turbines)'. A blue line connects Uusikaupunki and Mariehamn, labeled '600 MW (50 turbines)'. A legend at the bottom indicates H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue).</p>	 <p>The map shows the Baltic Sea region with a purple line representing H2 pipeline transmission between Rauma and Uusikaupunki. A legend at the bottom indicates H2 (purple), HVAC (red), and HVDC (blue).</p>

5.8.2 Results

Pipeline scenarios (G4 and G5) achieved lower cost for transport compared with electricity transmission scenarios including electrolyzers (A4+ and A5+). It is clear that there is a demand for hydrogen in the destination, pipeline transmission should be considered as a viable alternative, because it had both lower investment (e.g. 5.1 B€ in G4 vs 6.6 in A4+) and slightly lower energy losses (e.g. 0.3 TWh/a between G4 and A4+). Pure electricity scenarios (A4 and A5) and gas scenarios (G4 and G5) are not directly comparable because the end products are not the same. Hydrogen conversion results in a significant reduction in net transferred energy, as well as increased investment due to inclusion of an electrolyzer. The cost of transmission presented in Table 5.5 is highly dependent on the assumed electrolyzer price. Electrolyzer price is assumed to be the same for both offshore and onshore solutions.

Table 5.5. Comparison of costs and performance of scenarios. Wind generation cost not included in any scenarios

Case ID		A4	A4+	G4	A5	A5+	G5
Method of transmission		Electricity	Electricity	Hydrogen	Electricity	Electricity	Hydrogen
Final product		Electricity	Hydrogen	Hydrogen	Electricity	Hydrogen	Hydrogen
Generation capacity	GW	4.0	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0
Annual generation	TWh/a	20.3	20.3	20.3	10.3	10.3	10.3
Investment	B€	4.2	6.6	5.1	3.6	4.8	3.9
Operation and maintenance	M€/a	52	88	79	46	64	61
Total annual cost	M€/a	325	552	458	281	396	336
Net energy transfer	TWh/a	19.4	11.6*	11.9*	9.6	5.8*	6.1*
Cost of transmission	€/MWh	16.8	47.5*	38.5*	29.2	68.8*	54.8*
* Calculated for energy unit of hydrogen (lower heating value). Includes electrolyser costs but not costs associated with wind turbines or electricity							

According to the analysis and assumptions used in this study, the largest cost items are electrolysers, potential platform structures, and the internal collector network for the wind turbines, see Figure 5.4 – 5.6. Cost distribution for scenarios A5, A5+ and G5 are in the Appendix II.

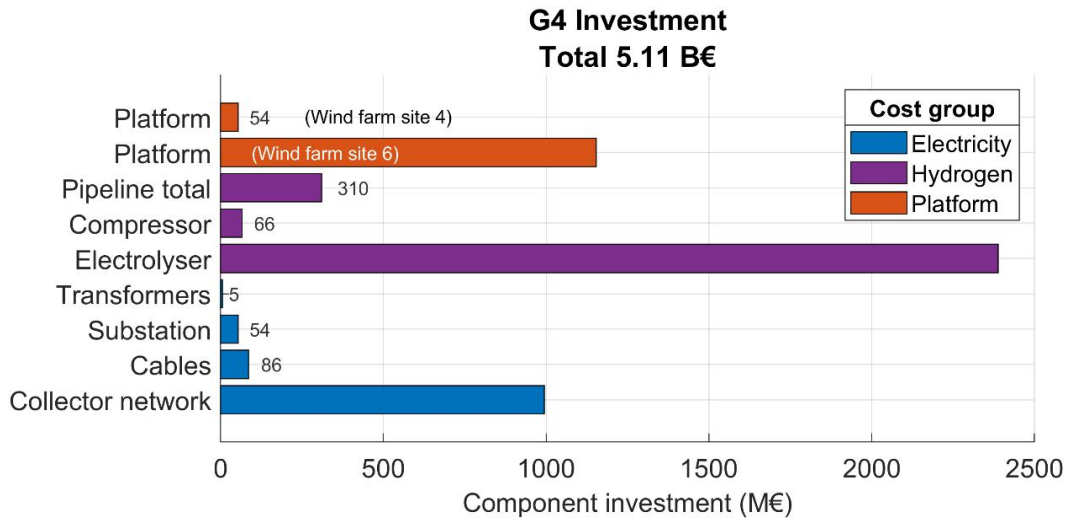


Figure 5.4. Investment cost distribution for G5 case.

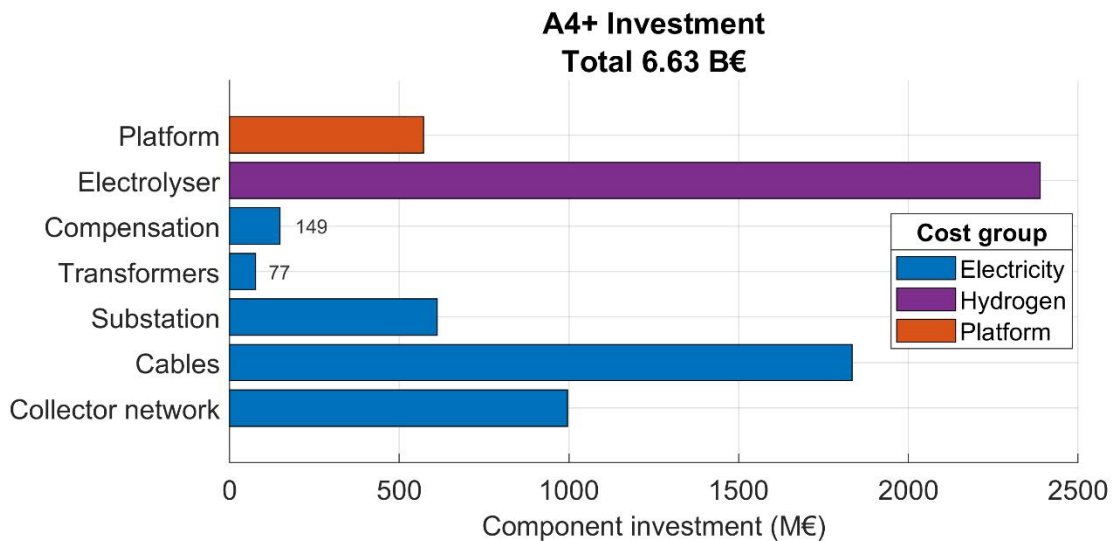


Figure 5.5. Investment cost distribution for A4+ case.

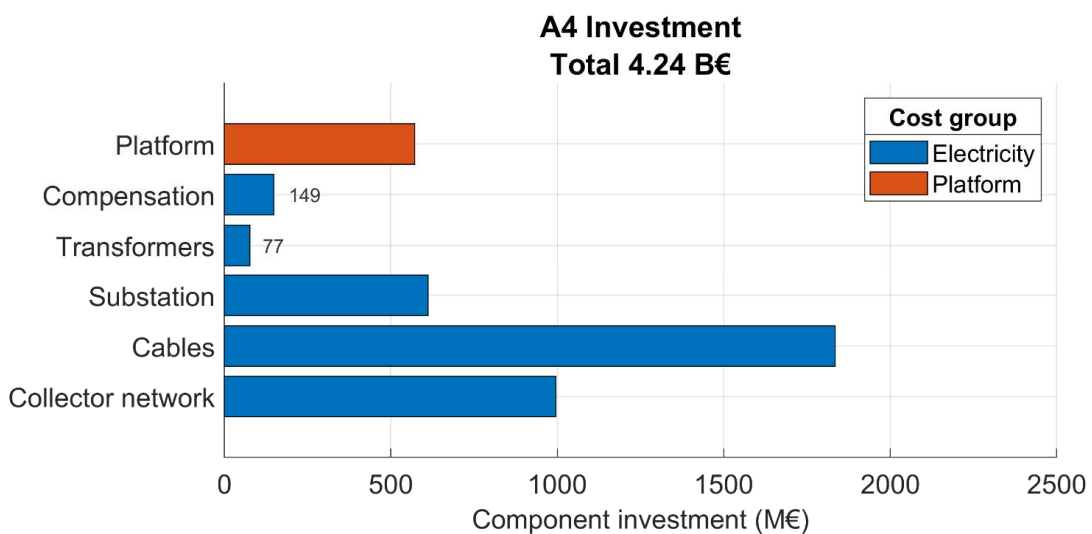


Figure 5.6. Investment cost distribution for A4 case.

Cost uncertainty can be expected to be quite high for different subsystems. Especially cost estimations for the platform structures varied between different references. Furthermore, there is still little practical experience in the industry for offshore hydrogen pipelines, and literature estimates can be somewhat optimistic compared with reality. Natural gas pipelines have been shown to have drastic cost escalations in some projects, which is a risk also for hydrogen applications, see Figure 5.7. On the other hand, the relative impact of pipeline is rather modest when compared with other cost items (Figure 5.4).

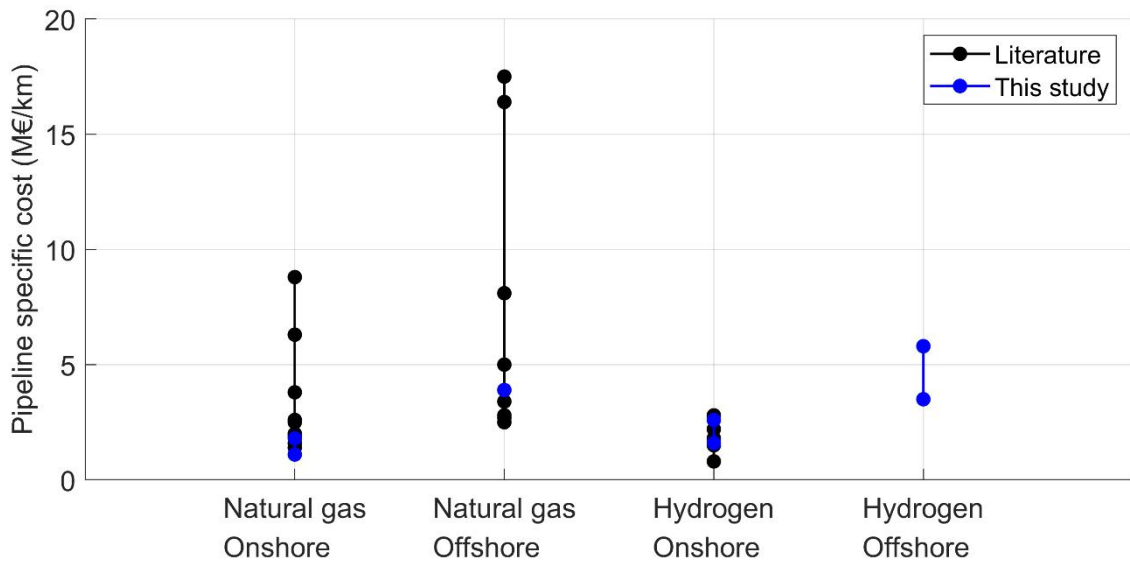


Figure 5.7. Investment cost for one kilometer of pipeline for different gases and onshore and offshore environments.

Hydrogen pipelines can store a moderate amount of hydrogen inherently. Storage capability of a hydrogen pipeline is dependent on the maximum pressure, diameter and pipeline length as illustrated in Figure 5.8. In essence, the operating pressure of the pipeline is increased as the amount of hydrogen in the pipeline increases. During normal operation, the pressure can be lowered in order to save in operating expenses. Depending on the hydrogen demand in the pipe outlet, the hydrogen pipeline could store anywhere from a few hours to few months' worth of hydrogen.

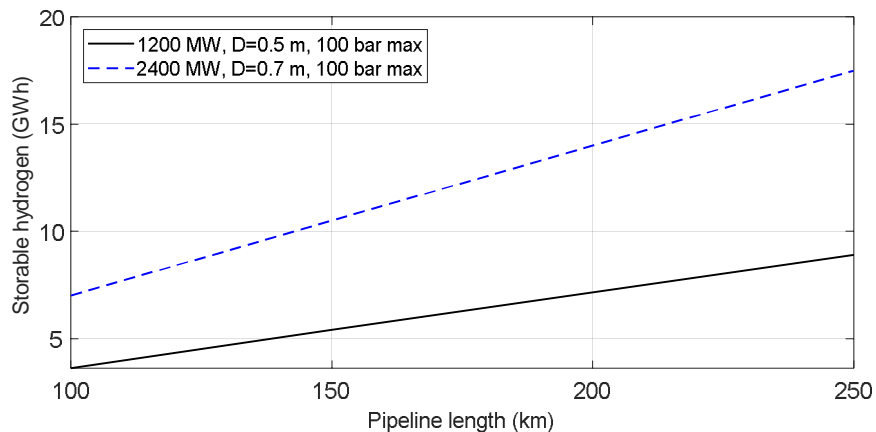


Figure 5.8. Energy storage capability as a function of distance for two differently sized hydrogen pipelines with equal maximum pressure.

Cavern storages can also be implemented. A significant factor for the levelized cost is how often the storage goes through a full cycle (Table 5.6).

Table 5.6. Levelized capital expense of excavated cavern storages for hydrogen. Operation expenses are not included (Ahluwalia et al., 2019)

Annual storage cycles	-	1	2	10	50
Levelized cost of storage	€/MWh _{H2}	134	67	13	3

6 Risks and Opportunities

6.1 Technology

Offshore wind power and especially hydrogen technologies are under fast development. Though offshore wind farms have been developed and built for some time new technologies for foundations, floating turbines, hydrogen productions at sea, etc. are in strong development (Kovalchuk, 2021). This leads into lowering production costs for both electricity and hydrogen.

6.2 Packed Ice

As an uncertainty and risk, especially from investor's point of view, there is possibility of packed ice knocking down the whole or part of the wind farm and hydrogen production. This is an investor risk which will require many levels of reduction: in the beginning external estimate from Finnish Meteorological Institute or Sveriges meteorologiska och hydrologiska institute (SMHI).

Further down the development it might require a test foundation and deeper studies to convince the investors. This risk is one of the first ones to study and tackle.

6.3 Marine Construction

The costs of marine construction are very much dependent on the construction methods. The final set up of is depending on available ground (e.g. islets Rannörama). The engineering work should be carried out by a marine construction specialist with long track record.

The costs presented in this study are on strategic level and should be treated so.

6.4 Hydrogen market

Hydrogen market and hydrogen customers do not really exist in large scale. A lot of hype is created around the subject. Hydrogen (H₂) is an energy carrier and important ingredient for reduction of steel production, and in different molecule forms (e.g. methanol⁵, ammonia⁶) important fuel as well as raw material for chemical industries. Hydrogen market does not exist in the extent as electricity market. Most probably the hydrogen customer and production would be one-to-one PPA's reducing long term risks for both parties. At Åland the electricity will be green. Another uncertainty for hydrogen is the regulation and end user attitudes (demand) on different hydrogen categories (green, blue, grey, red⁷).

⁵ CH₃OH

⁶ NH₃

⁷ Green hydrogen produced by renewable electricity by electrolysis

Blue hydrogen produced from methane (CH₄) and carbon capture and storage (CCS)

Grey hydrogen produced from methane without CCS, and

Red hydrogen produced by nuclear electricity.

6.5 Cost of electricity

At present the cost of produced electricity/hydrogen at Åland would be very high taken into account the grid connection investments (either electricity or gas) so at present there is no business case. In Sweden there are plans, however, to reduce grid connection costs from offshore wind (Svensk vindenergi, 2021) by setting connection costs to Svenska Kraftnet. If the connection cost (approximately 50% of the investment) would be taken off from the investment, the profitability of offshore investments would improve greatly. This is again a regulatory decision.

6.6 Political and regulatory decisions

EU green strategy has been outlined. The actual implications on offshore wind power and green hydrogen are, however yet to be seen in practice. The “empire”, representing the old investments and players, are defending natural gas (methane, CH₄) approach via blue hydrogen luring customer investments (Neste, 2021). Regulation has very high impact on timing and viability of Åland Offshore Wind.

6.7 Solar Energy

Solar energy is an future opportunity, but at present still about the twice expensive compared to onshore wind but near to offshore costs.

6.8 Partners

From implementation point of view partners can be both opportunity and risk. Selection of correct partners will reduce risks tremendously and confirm investors. On the other hand being locked into a wrong partnership can cause great problems. This can be addressed by thorough planning and high quality contracts (e.g. share-holder agreements, etc.).

6.9 Onshore wind power

The demand growth of electricity is setting the steps in investments. At present, onshore is the cheapest wind power production method and should be considered as a serious contender. Technology development and grid regulation, however, create uncertainty and possible opportunity. Another impeding factor is the public opposition of development projects.

6.10 Timing

If looking at the process, timing is important part of management of strategic options (See chapter 7). Mentioned uncertainties are reduced in time. As in meeting with van Oord⁸, there is no business case at present in Offshore Wind (OWF) at Åland. The demand growth, end user purchase criteria,

⁸ Teams meeting 7.6.2021

technology development, and regulation will change the profitability of the case by time. The options from decision point of view are either wait or execute with development of the investment in small steps.

The investment itself in the end will be billions of euros. Waiting option, i.e. to do nothing, will not increase value of the sea areas. Development option, refining the knowledge of uncertainties, would develop the asset towards value growth at some point (see figure 6). On the other hand when development is finished there is still wait option available. van Oord has participated the development of Estonian offshore wind following this approach⁹.

⁹ Teams meeting 7.6.2021

7 Roadmap proposal

7.1 Strategic Options

Roadmap is about decision making. First decision is about wait, delete or proceed. Based on the research results of the opportunity, political will in EU, technology and market development and time our proposal is to proceed to development.

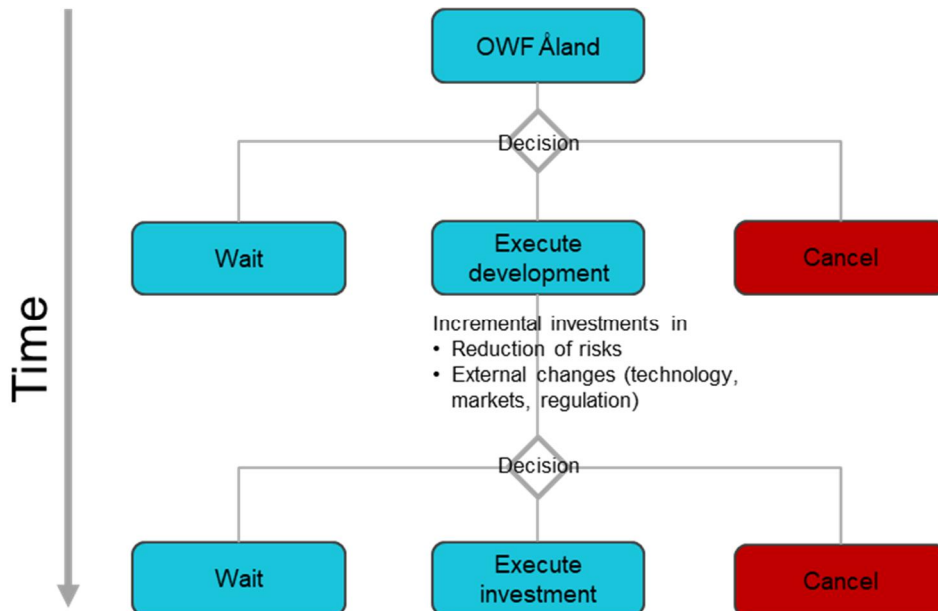


Figure 7.1. Development scheme.

The first part of the development work consists of the development of the wind farm #6 and possibly #4 combined. This is due to lowest investment costs on grid (electricity, hydrogen), competing offshore development projects and possible shared benefits by great increase of capacity of Fennoscan link between Finland and Sweden.

In the development the main focus should be on development the offshore wind power and possible electricity PPAs¹⁰. The actual permitting process shall take 3-5 years. During this period the demand for electricity as well as hydrogen will form and become more visible. A lot of offshore technology, both electricity and hydrogen, are under development. The uncertainties will decrease and the opportunities will clear by time. Also the regulatory environment as well as customer demand will clear reducing the investment risk. The ultimate task for the wind farms development is to get building permits. This is the point when the value of the asset becomes reality and sellable to markets upon the owners decision.

¹⁰ Power Purchase Agreements reducing investor risks by linking production and demand.

When development is finished and building permits have validity, there is always option to wait. Cancel option is available throughout the development period i.e. there is no need to tie finance for the whole period, but implementing it in intervals.

7.2 Implementation of the Offshore Wind and Hydrogen Åland

The steps to manage the financial risk in executing the offshore development option are:

- Preliminary studies and planning
 - packed ice (leads to cancel option, if real risk)
 - wind farm development company business plan
 - tasks
 - timing
 - finance
 - partners
 - setting up the wind farm development company (wait/cancel if no equity investors interested)
- Setting up project development company dedicated offshore wind Åland
 - Setting up a company, equity commitments approximately 3-5 MEUR
 - Partner negotiations
 - Share holder agreements
 - Setting up the board and recruitment of key persons
 - Operative offshore wind development up to building permits
 - Land leases of the areas #6 (and #4), option for the rest
 - Investor relations
 - Turbine suppliers
 - Planning and investigation of
 - Hydrogen
 - P2X (methanol, ammonia)
 - Wait/cancel options can take place if some of the development matters arise during the process

7.3 Financial grounds for the Offshore Wind Development

Windfarm investment is done in phases due to different needs of

- Skills required
- Uncertainties
- Equity structure, finance and return

Wind project development carries the major part of the risks. Therefore it also includes the best returns. The returns of development is defined backwards so that the value of “shuffle ready” wind farm value is defined by investor’s returns in investment and production phases. In reality valuation

is made at the time of the sale of the fully developed windfarm. This means that with declining investment costs and increasing production in time, the value of windfarm goes up by time.

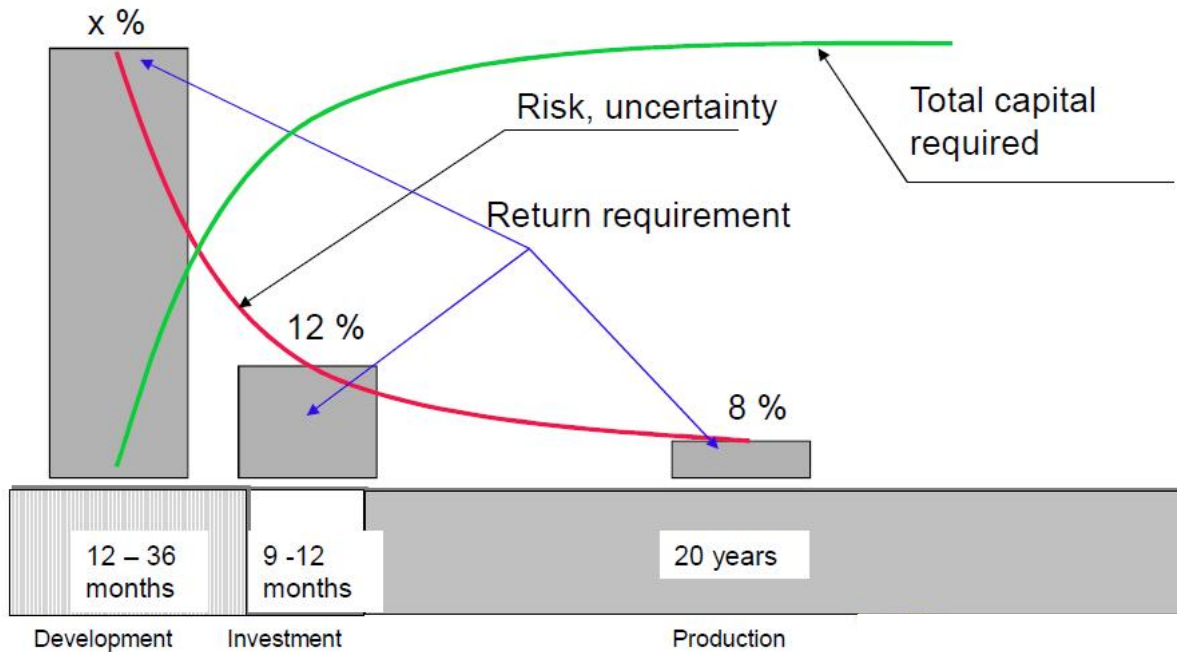


Figure 7.2. Phases of a wind power project (Pilli, 2016).

In case of Åland Offshore Wind the development would take probably 3-5 years. The finance for the development phase could be approximately 5-10 MEUR. The multiple in return may vary between 5 – 20 times (25 – 200 MEUR) of the money invested to development. The risk lies in the development, therefore the development work must focus always on the biggest uncertainties/risks.

7.4 Partner study

Development phase does not require a lot of finance compared to investment. In the search of the partners there are at least following criterion.

Partner selection criterion

- references & knowledge (reduction of investor's risk, improved quality of development, improved valuation)
- interest / will (easiness of co-operation, structural and timing risks)
- investment philosophy (easiness of co-operation, structural and timing risks)

There are different types of partners, which were studied through in structured meetings. See figure 7.3.

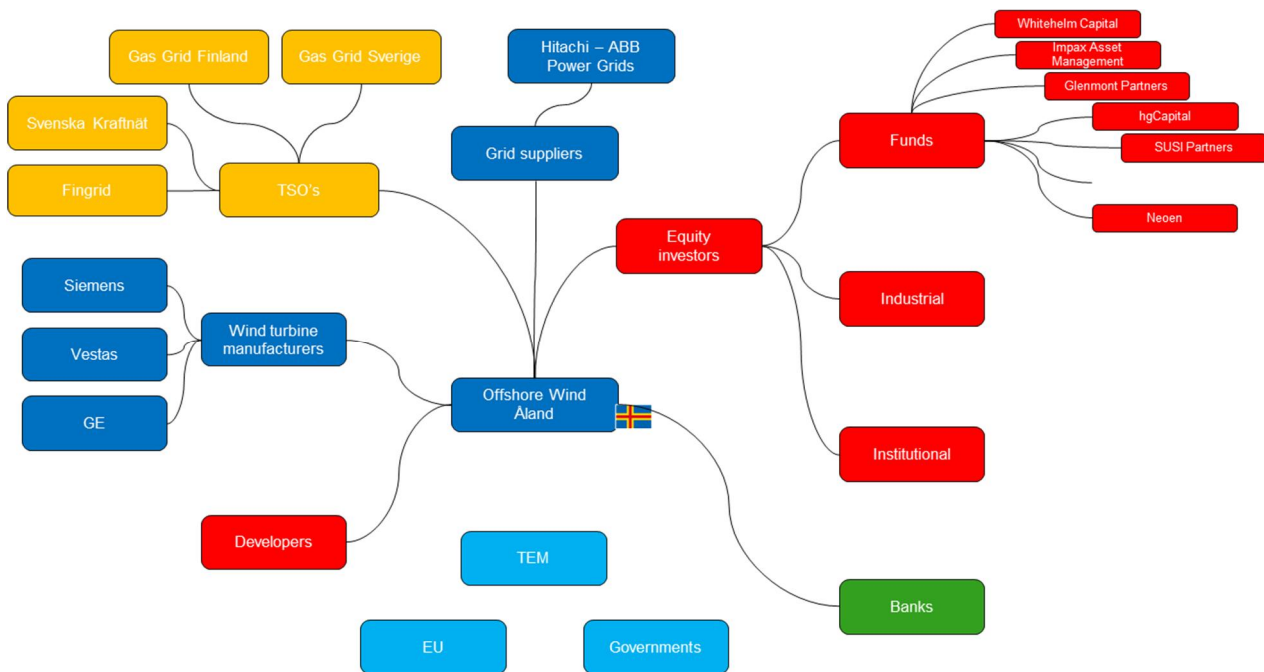


Figure 7.3. Categories of possible partners

Structured meetings based on the criterion mentioned above were arranged with

- Ørsted (DK)
- Van Oord (NL)
- GE (US)
- Vestas (DK, preparation meeting)
- Fingrid (FI)
- Svenska Kraftnet (SE)
- St1 (FI)
- Neste (FI)
- Työ- ja elinkeinoministeriö, TEM (FI)
- Ålandsbanken, Windpower Fund (FI)

The meetings under work still:

- Siemens Energy

No firm reply, some interest

- Vattenfall

Within given time the investor and finance side was left outside and should be continued.

As a summary of partners in development of the Åland Offshore Wind should have skills in:

- Marine construction (reduction of investor's risk, improved quality of development, improved valuation)
- Offshore wind and hydrogen regulation (reduction of investor's risk, improved valuation)

- Marine grid, substations (reduction of investor's risk)
- Electricity market
- Investors (improved valuation)

From the met participants, special interest arose

- van Oord
 - Marine construction
 - Interest / will
 - Investment philosophy
- Ørsted
 - Offshore investments
- Ålandsbanked – Wind fund
 - Locally managed equity
 - Investor contacts
 - Industry knowledge

From national point of view, would be beneficial to have companies from Finland and Sweden

- Neste
- St1 (FI+SE)
- Fortum
- Vattenfall should be further discussed

8 Conclusions and Next Steps

The purpose of this study, was to analyse offshore wind power future options for Åland sea area, covering the most feasible solutions for exporting of green electricity, feasibility of hydrogen production and transmission, alternative strategies and steps for developing offshore wind based business in Åland, as well as risk assessment and recommended next steps for Åland wind development.

The offshore wind production areas used in the study, were located in the northern and southern side of Åland, covering 1000 km² in total.

The target of the interconnection study for transmission of electricity was to define the most feasible solutions in terms of the levelized cost of energy to connect the wind farms to the Nordic power system. Results indicate that location and size of farm have a significant effect on the cost of interconnection. Costs vary from 15 to 34 €/MWh case by case. These costs do not include generation costs. The most feasible cases are in the northern side of Åland, considering wind farms F4 and F6. Wind generation capacity in these farms is approximately 4 GW at total with annual generation of 20 TWh. Åland wind farms locate in the area, where the farm connection could provide possible basis for interconnection of two power systems, too. Additional cost due to solution where energy transmission from wind farm could be done to both Finland and Sweden is approximately +5 €/MWh compared to the solution where wind capacity is realized only to one direction.

Transporting hydrogen in a pipeline is efficient and cost-effective, on a par with HVDC when only transmission costs are compared. However, the production of green hydrogen is plagued by high electricity consumption and large investment costs, which tips the balance in favor of electricity transmission. Electrolyser stack and equipment costs are expected to decrease in the coming years, but not so much that electricity price and conversion losses would be insignificant.

The competitive advantage of hydrogen could potentially be found in specific industrial plants, such as steel mills, chemical refineries and even pulp mills. If hydrogen is clearly the desired end product at the destination, pipeline transmission is a realistic alternative to consider. Another potential asset of hydrogen is that minor amounts can be stored directly in the pipeline, which could help alleviate problems with energy availability. Excavated cavern storages can also be used if larger energy quantities need to be stored.

Offshore construction of pipelines is considered to be about twice as expensive as onshore, while also carrying a higher risk of cost overruns and uncertainty. However, there are only few technological challenges that have not been solved previously regarding the hydrogen sector. Offshore hydrogen production is one aspect that is currently being piloted in a number of different projects but has not been applied in industrial scale. There are no clear technological barriers which would completely prevent offshore hydrogen production, aside from issues related to scaling of technology.

There are several different cost elements which could be optimized to reduce the overall costs, but many of these only have a minor overall impact. Platform structures were associated with a large

portion of the total costs in this estimation for both electricity and hydrogen pathways. The platform structures also have one of the highest perceived uncertainties regarding costs.

The opportunity for offshore wind at Åland is large, twice the size for instance Dogger Bank offshore wind farm at North Sea, which is already under investment (Dogger bank, 2021). Production could exceed 30 TWh, which was about 50% of the electricity production in Finland in year 2019¹¹. Despite Dogger Bank investment is under construction the investment profitability differs and is always case related (e.g. electricity price in UK vs. Finland/Sweden).

Financial calculation, discounted cash flow (DCF), is not possible at this point. The investment costs of turbines were not in the scope of this study. The value of electricity and hydrogen are yet unknown. The elements of the financial calculation are moving targets within the time span (3-5 years) and will fix during the development work.

Approach towards offshore wind at Åland should be implemented in steps tying equity and reducing uncertainty towards investment.

Proposed next steps are to 1) finish the preliminary studies and do planning for 2) setting up development company dedicated offshore wind Åland

The production of hydrogen as well as P2X products like methanol and ammonia will clear up during the development period and should be kept in radar.

The main volume of the production can be achieved on northern side (F6 and F#). The wind areas F1-3, F5 on the southern side should be followed similarly. The grid connection costs for southern areas are, however, approximately double compared to F6 and F4.

¹¹ 66 TWh, Energiategollisuus (3.1.2020)

References

Ahluwalia, R.K., Papadias, D.D., Peng, J-K, Roh, H.S., 2019. System Level Analysis of Hydrogen Storage Options. U.S.DOE Hydrogen and Fuel Cells Program 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting. Washington, D.C. 29 April – 1 May, 2019

Maastotietokanta, 2020. Avoimien aineistojen tiedostopalvelu (Maastotietokanta), Maanmittauslaitos (MML 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <https://tiedostopalvelu.maanmittauslaitos.fi/tp/kartta>

BBC, 2021. The global race to produce hydrogen offshore. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.bbc.com/news/business-55763356>

BloombergNEF, 2021. New Energy Outlook 2021. [cited 30.8.2021]. Available: https://about.bnef.com/new-energy-outlook/?gclid=EAlaIQobChMI3ZLm5q_O8glVAAIGAB0nPAyEAAYBCAAEgLzm_D_BwE

Dogger bank, 2021. Building the world's largest offshore wind farm, Dogger bank wind farm. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doggerbank.com/>

EERE, 2021. Gaseous Hydrogen Compression. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy Office. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/gaseous-hydrogen-compression>

Enerdata, 2021. Electricity production – Slight decrease in global power generation in 2020, after a slowdown in 2019, Global Energy Statistical Yearbook 2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html>

ERM, 2019. Dolphyn Hydrogen Phase 1 Final Report. [cited 30.8.2021]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf

European Commission, 2020. Questions and answers: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe. [cited 30.8.2021]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_1257

Evans, S., 2020. Solar is now 'cheapest electricity in history', confirms IEA. CarbonBrief, Energy, 13.10.2020. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.carbonbrief.org/solar-is-now-cheapest-electricity-in-history-confirms-iea> Available 29.8.2021.

Federal Government, 2020. The National Hydrogen Strategy, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Berlin. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Fingrid, Fenno-Skan 2 -tasasähköyhteys. [cited 30.8.2021]. Available:

https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fennoskan_esite_suomi_low.pdf

GE, 2019. GE Renewable Energy's Haliade-X turbines to be used by Dogger Bank Wind Farms, press release, October 01,2019. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-haliade-x-turbines-be-used-dogger-bank-wind-farms> Available 29.8.2021.

GE, 2020. Accessed 3th of February, 2020. [cited 3.2..2020, the manufacturer has since updated the turbine specifications]. Available: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>

GWEC, 2021. Global wind report 2021, Global wind energy council, Brussels. [cited 30.8.2021]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>

Interrface -tutkimushankkeen webinaari 3.6.2020 (TEM, Hautakangas) [cited 30.8.2021]. Available: <http://www.interrface.eu/events/interrface-webinar-finnish-stakeholders-rewatch-webinar>

IRENA, 2019. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf

IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

IRENA, 2021. Renewable power generation costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf

Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production: Milestone Completion Report. National Renewable Energy Laboratory

Koponen, Joonas, 2020. Energy efficient hydrogen production by water electrolysis. LUT University.

Kovalchuk, V., 2021. Techno-economic review of offshore wind power, Master's thesis, LUT University. [cited 30.8.2021]. Available: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/162969>

Ladattavat paikkatietoaineistot, Suomen Ympäristökeskus (SYKE 2020). [cited 30.8.2021]. Available: https://www.syke.fi/fi-FI/Avoin_tieto/Paikkatietoaineistot/Ladattavat_paikkatietoaineistot

Lakervi, E. and Holmes, E. J. 1995. Electricity distribution network design. 2nd Edition. IEE Power Engineering Series 21. England.

Maaseudun verkkoliittymäsopimusten asiakaslähtöiseen irtisanomiseen vaikuttavat tekijät pientalo- ja vapaa-ajan asuntokohteissa, A. Perosvuori (Perosvuori 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2020051838119>

Marsys, 2013. Baltic Deepwater Oxygenation (BOX). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.marsys.se/baltic-deepwater-oxygenation-box/>

NEL Hydrogen, M Series Containerized brochure. [cited 30.8.2021]. Available: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2021/04/M-Series-Containerized-Rev-C.pdf>

Neptune Energy, 2019. PosHYdon pilot, Dutch North Sea. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.neptuneenergy.com/esg/new-energy/poshydon-hydrogen-pilot>

Neste, 2021. Neste valitsee Rotterdamin mahdollisen seuraavan maailmanlaajuisen uusiutuvien tuotteiden jalostamon sijaintipaikaksi, Tiedotteet ja uutiset, 15.3.2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.neste.fi/tiedotteet-ja-uutiset/uusiutuvat-ratkaisut/neste-valitsee-rotterdam-mahdollisen-seuraavan-maailmanlaajuisen-uusiutuvien-tuotteiden-jalostamon-sijaintipaikaksi>

Nieradzinska, K. et al., 2016. Dogger bank connection options analysis. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630043X#bib21>

Nimeä 4.0 Kansainvälinen, Creative Commons (CC BY 4.0). [cited 30.8.2021]. Available: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.fi>

Offshore magazine, 2012. Reviewing rig construction cost factors. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16760123/reviewing-rig-construction-cost-factors>

Paikkatietoaineistot, Tilastokeskus (STAT 2020). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.stat.fi/org/avoindata/paikkatietoaineistot.html>

Panagopoulos, A., Haralambous, K.-J., Loizidou, M., 2019. Desalination brine disposal methods and treatment technologies - A review. Science of The Total Environment 693, 133545. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.07.351>

Partanen, J. Presentation material by professor Jarmo Partanen, LUT School of Energy System, Lappeenranta-Lahti University of Technology, unpublished.

Pilli, M., 2016. Tuulivoimaprojektit: Hankekehityksestä sähköntuotantoon. Lecture material in the course Wind power and solar energy technology and business, LUT University.

Renewables Ninja. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.renewables.ninja/>

RWE, 2020. AquaVentus. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.rwe.com/en/our-portfolio/innovation-and-technology/hydrogen/aquaventus>

- Serrano González, J., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. M., 2013. A New and Efficient Method for Optimal Design of Large Offshore Wind Power Plants. Universidad de Sevilla. [cited 30.8.2021]. Available: https://www.researchgate.net/publication/260509353_A_New_and_Efficient_Method_for_Optimal_Design_of_Large_Offshore_Wind_Power_Plants
- Shin, J., Kim, J, 2017. Optimal Design for Offshore Wind Farm considering Inner Grid Layout and Offshore Substation Location. IEEE Transactions on Power Systems. [cited 30.8.2021]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7519100>
- Siemens Gamesa, 2021. Siemens Gamesa and Siemens Energy to unlock anew era of offshore green hydrogen production. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/newsroom/2021/01/siemens-gamesa-press-release-agreement-siemens-energy-green-hydrogen-en.pdf>
- Stiller, C., Svensson, A.M., Møller-Holst, S., Bünger, U., Espegren, K.A., Holm, Ø.B., Tomasgård, A., 2008. Options for CO₂-lean hydrogen export from Norway to Germany. Energy 33, 1623–1633. [cited 30.8.2021]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.004>
- Svensk vindenergi, 2021. Proposal for reduced grid connection costs for offshore wind power, Swedish wind energy association, press release 5.2.2021. [cited 30.8.2021]. Available: <https://swedishwindenergy.com/press-releases/proposal-for-reduced-grid-connection-costs-for-offshore-wind-power>
- Sähköasiakas ja sähköverkko 2030 -tutkimushankkeen loppuraportti, J. Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, O. Räisänen, J. Partanen (Sähköasiakas ja sähköverkko 2030). [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.lut.fi/school-of-energy-systems/tutkimusryhmat/sahkomarkkinat/tutkimus/haja-asutusalueen-sahkoasiakas-ja-sahkoverkko-2030>
- Thyssen, A., 2015. Wind power plants internal distribution system and grid connection: A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66 kV. DTU Electrical Engineering. [cited 30.8.2021]. Available: <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2019/03/33kV-v-66kV-A-Wind-Farm-Collection-Grid-Technical-Comparison.pdf>
- Tilastolliset menetelmät, I. Mellin (Mellin 2006). [cited 30.8.2021]. Available: <https://math.aalto.fi/opetus/sovtoda/oppikirja/Regranal.pdf>
- Tractebel, 2019. Hydrogen production takes system to new levels. [cited 30.8.2021]. Available: <https://tractebel-engie.be/en/references/offshore-hydrogen-production-platform>
- United Nations, 2016. Paris Agreement – Status of Ratification. [cited 30.8.2021]. Available: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification>

Ålands landskapsregering, 2021. Protokoll fort vid pleniföredragning, nummer 4, 22.4.2021. [cited 30.8.2021]. Available:

<https://www.regeringen.ax/sites/www.regeringen.ax/files/attachments/protocol/nr04-2021-pleni-l1.pdf>

Appendix I Parameters used in obtaining production profile

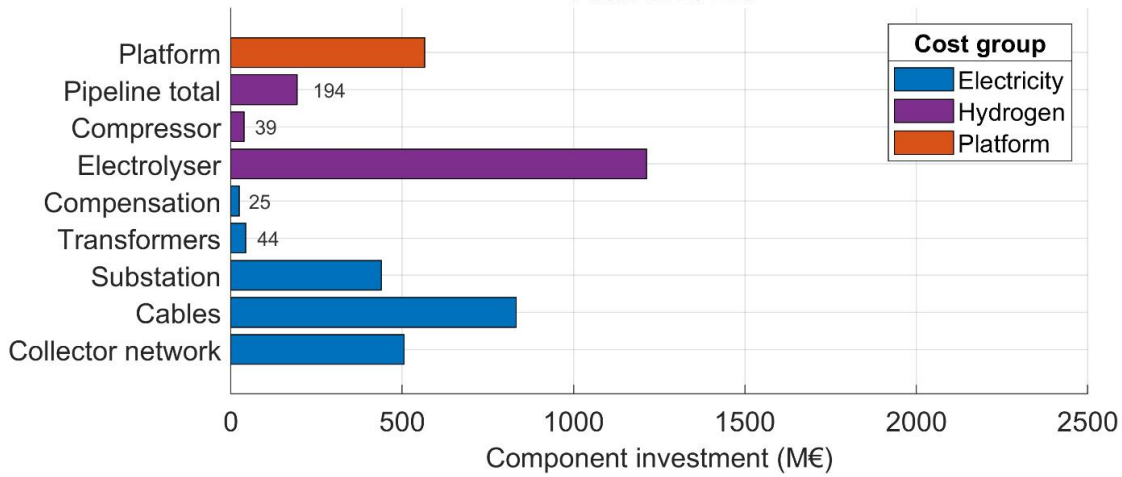
Table A1. Parameters used to obtain the annual production profile of the wind turbine in Renewables Ninja internet service. (Renewable Ninja)

Lat	60.601515
Lon	19.922932
Date starting	1.1.2019
Date ending	31.12.2019
Dataset	merra2
Capacity (kW)	1
Turbine	Vestas V90 2000
Hub height (m)	150

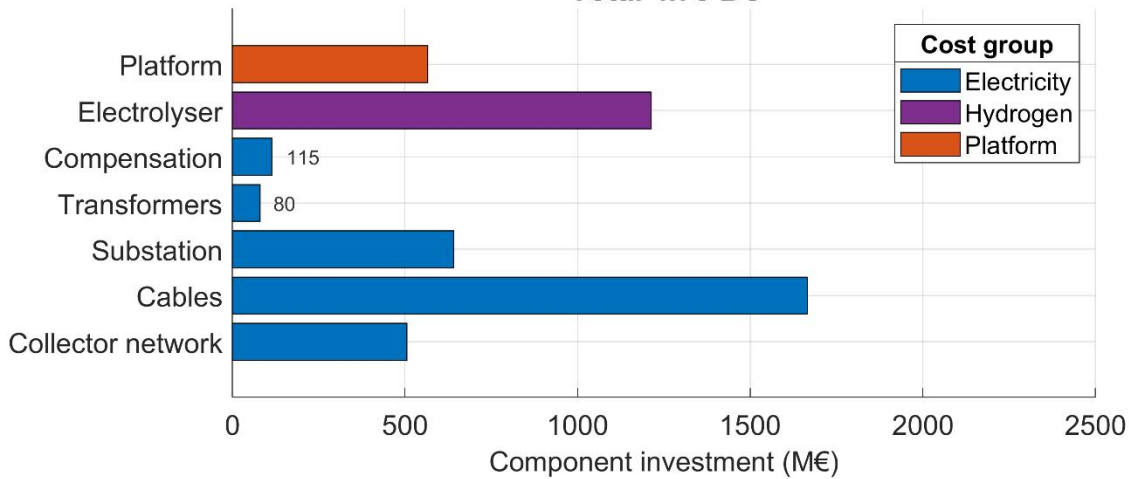
Appendix II

Cost distributions for hydrogen gas scenarios

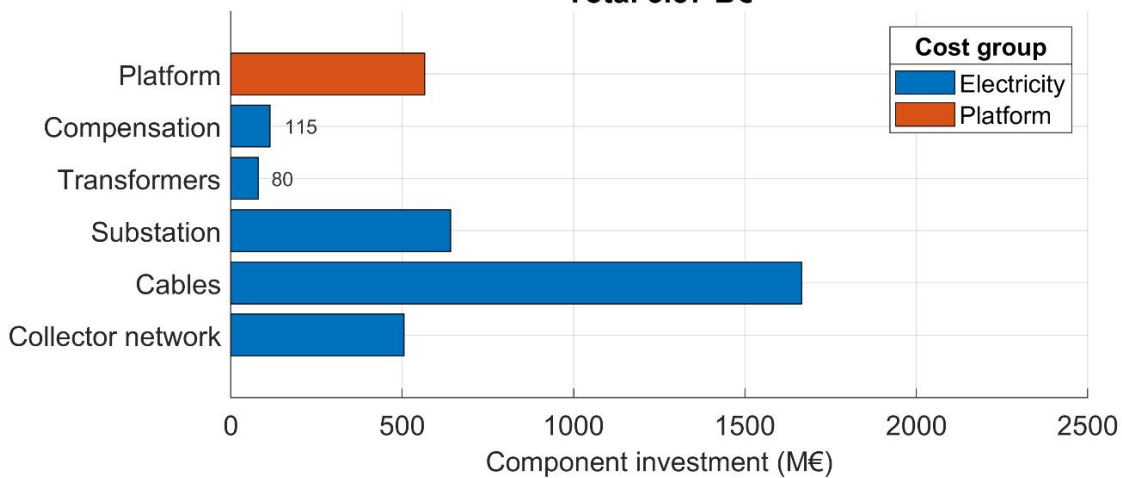
G5 Investment
Total 3.86 B€



A5+ Investment
Total 4.78 B€



A5 Investment
Total 3.57 B€



Till Ålands lagting**Vision om storskalig vindkraft i Ålands havsområden**

INNEHÅLL

1. Inledning	2
2. Havsplan för Åland	2
3. Processen	3
4. Olika förfaringsätt	4
5. Landskapsregeringens fortsatta arbete	5

Sammanfattning

Åland är beläget mellan två regioner med ett ökande energibehov. Framöver kommer samhället mer och mer att övergå till processer som kräver el-energi och bränslen som framställs med förnyelsebara metoder.

Åland har goda förutsättningar för etablering av storskalig havsbaserad vindkraft. I havsplan för Åland identifieras lämpliga energiområden vars totala areal uppgår till ca 1 000 km². Vid full uppbyggnad uppskattas den sammanlagda nominella el-effekten motsvara ungefär 100 gånger Ålands nuvarande behov.

En etablering av storskalig havsbaserad vindkraft på åländska vatten innebär stora möjligheter för det åländska samhället. Det ger förutsättningar för ett betydande antal nya arbetsplatser - både i uppbyggnadsskedet och i driften - och det ger möjligheter för både existerande och nya åländska företag. Det skapar också behov av branschkunlig arbetskraft, vilket i sin tur öppnar upp möjligheter för utbildning på Åland inom förnybar energi både på gymnasial- och högskolenivå.

Storskalig havsbaserad vindkraft på Åland kunde också medverka till att uppnå såväl Sveriges som Finlands energi- och klimatmål, och är i linje med flera strategiska mål i Utvecklings- och hållbarhetsagenda för Åland.

Landskapsregeringen vill göra Åland till ett naturligt centrum för förnybar energi i Norden – där en kombination av entreprenörskap, innovation, forskning och utveckling bidrar till att höja Ålands attraktionskraft.

Mot bakgrund av att flera internationella vindkraftsaktörer har visat intresser landskapsregeringen goda möjligheter för visionens förverkligande.

Detta meddelande utgör en första redogörelse för hur landskapsregeringen arbetar för att förverkliga visionen om storskalig havsbaserad vindkraft på Åland. I och med projektets storlek och betydelse för Åland, samt att projektet sträcker över en lång tid, ämnar landskapsregeringen återkomma till lagtinget med uppdateringar kring projektets förlopp.

1. Inledning

I havsplan för Åland (antagen av landskapsregeringen den 18 mars 2021) har ett antal områden markerats som lämpliga etableringsområden för havsbaserad vindkraft. Områdena är belägna inom Ålands norra och södra territorialvatten och den sammanlagda arealen uppgår till ca 1 000 km².

De två norra områdena omfattar ca 674 km² och är strategiskt intressanta med tanke på de synergieffekter som kan uppstå ifall anslutningarna till vindkraftsområdena kombineras med en eller flera kabelförbindelser mellan Sverige och Finland samt eventuellt Åland. I Ålands södra havsområden har fyra områden identifierats med en sammanlagd areal om ca 333 km². Dessa områden är strategiskt väl belägna för att producera el-energi för transitering till Sverige.

Enligt beräkningar från Villmanstrand-Lahtis tekniska universitet uppskattas den sammanlagda nominella effekten för vindkraft på de åländska energiområdena till ca 6 GW vid full utbyggnad. Årlig energiproduktion vid full etablering beräknas till drygt 30 TWh. Som jämförelse kan nämnas att el-energiproduktionen i hela Finland var 66 TWh år 2019, medan Ålands el-energi-behov var 0,3 TWh.

En viktig del att utreda är möjligheten att omvandla en del av den producerade el-energin till andra energiformer (så kallad power-to-x). Närmast till hands är vätgas, men också annan vidareförädling kan vara aktuell.

Storskalig havsbaserad vindkraft på åländska vatten skulle innebära ett nytt ekonomiskt ben att stå på för det åländska samhället. Internationella vindkraftsaktörer har redan visat intresse för etablering på åländska havsområden. Landskapsregeringen bedömer att Åland kan vara en effektiv samarbetspartner tack vare självstyrelsen, demilitariseringen och den egna lagstiftningsbehörigheten inom flera relevanta områden. Detta kan bidra till att aktörer väljer Åland som etableringsort.

2. Havsplan för Åland

I havsplanen markeras potentiellt lämpliga energiområden för storskalig havsbaserad vindkraft. Placeringarna i havsplanen är riktgivande. Den exakta placeringen av vindkraftverk kan bestämmas först efter noggranna undersökningar av till exempel bottenkvalitet, växt- och djurliv, eventuell förekomst av vrak etc. Det betyder att det inom de nu markerade områdena inte är möjligt att placera vindkraftverk överallt. På motsvarande sätt kan det tillkomma områden utanför de nu markerade områdena där det blir möjligt att anlägga vindkraftverk, om undersökningar visar att det inte strider mot andra behov och annan användning.

I havsplanen planeras havsbaserad vindkraft i första hand i yttre havsområden där de inte överlappar med eller hindrar natur-, naturskydds, sjöfarts- eller farledsområden. Potentiella vindkraftsområden har markerats i områden

- med maximidjup på 70 m
- med homogena bottentyper
- utanför identifierade naturmässigt viktiga områden och naturskyddsområden
- utanför farleder och farledsområden
- utanför viktiga rekreations och turistområden
- utanför kulturellt värdefulla områden
- där inga dokumenterade vrak förekommer

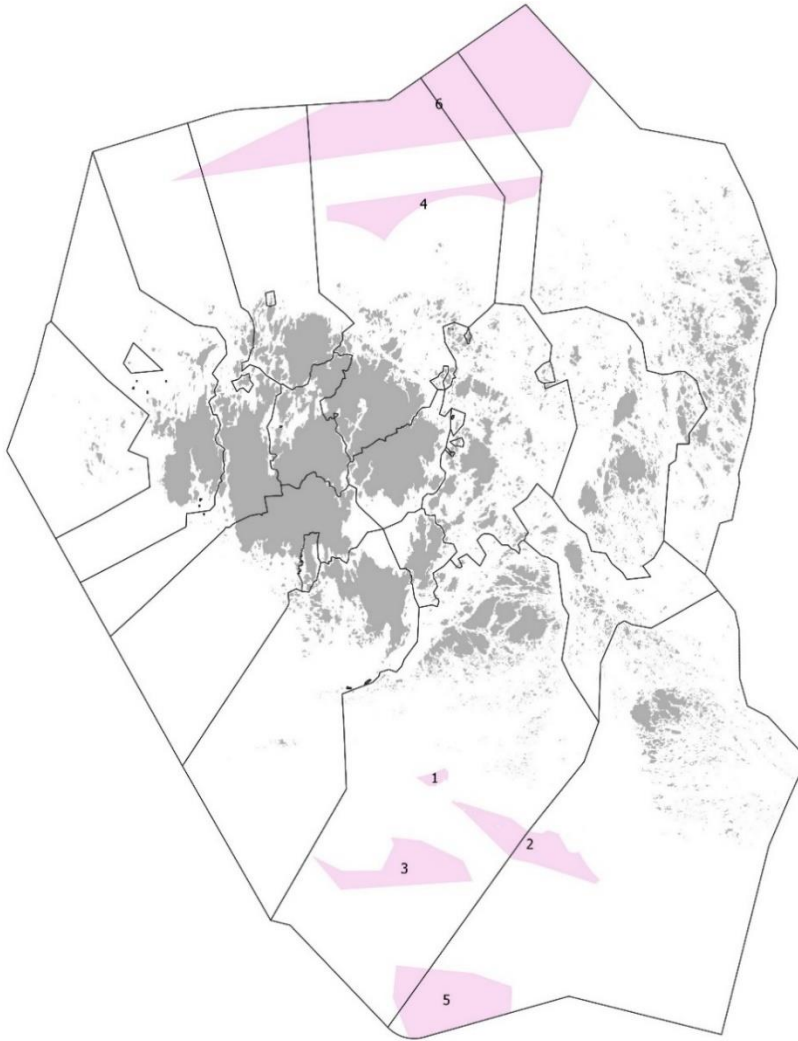


Fig. 1. Områden lämpliga för etablering av havsbaserad vindkraft

Område	Yta [km ²]
1	7
2	86
3	95
4	95
5	145
6	579
Totalt	1007

Tabell 1. Områdenas arealer

3. Processen

Landskapsregeringen strävar efter att hålla ett samlat grepp om hur visionen om storskalig havsbaserad vindkraft ska förverkligas. Detta för att fortsatt handha kontrollen och helhetsperspektivet över de åländska naturresurserna. De vindkraftsprojekt som ingår i visionen är omfattande och involverar stora infrastrukturella satsningar. Visionens fulla potential nås genom samarbete. Landskapsregeringen har därför tagit kontakt i första hand med ministerier

och departement i Finland och Sverige samt nätansvariga Fingrid, Svenska kraftnät och Kraftnät Åland. Dessutom har ansvariga ministrar både från finländska och svenska regeringen diskuterat frågan med ansvarig minister på Åland. Visionen har också presenterats i Nordiska ministerrådet. Utöver ovanstående ämnar landskapsregeringen föra en dialog med Finlands försvarsministerium och gränsbevakningsväsende.

För att utreda områdenas potential och alternativa möjligheter har landskapsregeringen inlett ett samarbete med Villmanstrand-Lahtis tekniska universitet och arbetet med att definiera en vägkarta för projektet pågår.

EU:s facilitet för återhämtning och resiliens är avsedd att förbättra återhämtningsförmågan i medlemsstaterna, lindra covid19-krisens sociala och ekonomiska konsekvenser samt stödja den gröna och digitala omställningen. För att erhålla finansiering från faciliteten ska varje medlemsstat lägga fram en nationell plan för återhämtning och resiliens. Den åländska visionen om havsbaserad vindkraft ingår som delprojekt i den åländska planen. Inom ramen för planen har landskapsregeringen avsatt 1,7 miljoner euro att användas för havsbaserad vindkraft, inklusive vidareförädling av energi. Om delprojektet godkänns av EU kommer utredningar och undersökningar inledningsvis att kunna finansieras med dessa EU-medel.

4. Olika förfaringssätt

Landskapsregeringen avser säkerställa att Åland erhåller en marknadsmässig ersättning vid utarrendering av havsområden. Detta för att undvika att ersättningsnivåerna bedöms som otillåtet statsstöd. För att identifiera ett marknadspris har ett konkurrensutsatt, transparent, icke-diskriminerande och villkorslöst anbuds förfarande bedömts vara en lämplig metod. Ett sådant anbuds förfarande bör genomföras i enlighet med upphandlingsregelverket. Med detta förfaringssätt agerar landskapsregeringen enligt den marknadsekonomiska investerarprincipen.

Ett alternativ är att den som förfogar över områdena, det vill säga Åland genom lagtinget och landskapsregeringen, projekterar och sedan bjuder ut områden utgående från fastslagna förutsättningar. De grundläggande undersökningarna innefattar i så fall bland annat vindmätningar, bottenundersökningar och anslutningsmöjligheter. Förfarandet ger troligtvis Åland en högre framtida avkastning. Däremot ställer förfarandet krav på egna kostsamma investeringar innan en konkurrensutsättning kan ske.

Ett annat alternativ är att aktörerna inbjuds att själva hantera största delen av tillståndsprocessen, undersökningarna och platsetableringen. Förfarandet erbjuder sannolikt en lägre ersättning för Åland eftersom aktören då tar merparten av riskerna. Förfarandet innebär dock att initialkostnaderna för landskapsregeringen hålls nere och att konkurrensutsättningen kan ske inom en relativt snar framtid.

Landskapsregeringen kommer i den fortsatta planeringen att ta ställning till hur långt områdena ska förberedas innan de konkurrensutsätts för ett långsiktigt arrende.

Visionen för havsbaserad vindkraft i de åländska havsområdena är stor och mångfacetterad samt innehåller flertalet faser. För att skapa kunskap och erfarenhet är det rimligt att kombinera förfarandena och möjligheterna att erbjuda områden till aktörerna. Landskapsregeringen överväger att inledningsvis utforma ett affärs- och pilotprojekt gällande ett av energiområdena. Detta görs genom att aktörer inbjuds att själva hantera största delen av tillståndsprocessen, undersökningarna och platsetableringen. Trots att anbudet troligtvis kommer att vara lägre, på grund av högre risk för intressenterna och för att de grundläggande undersökningarna inte är utförda, bedöms förfarandet medföra flera fördelar för hela visionen om storskalig havsbaserad vindkraft. Ett affärs- och pilotprojekt innebär möjligheter till kunskaps-

inhämtning och erfarenhet som är till stor nytta i förverkligandet av resten av visionen.

På grund av de stora investeringarna i projekten görs bedömningen att arrendetiden för områden för storskalig havsbaserad vindkraft måste överstiga 20 år. Detta medför att lagtingets samtycke krävs enligt 25 § 2 mom. landskapslag (2012:69) om landskapets finansförvaltning då nyttjanderätten till områden överläts under en tid längre än 20 år.

5. Landskapsregeringens fortsatta arbete

Etablering av havsbaserad vindkraft i de åländska havsområdena är stora och mångfacetterade projekt, som utförs i flera faser under en tidsperiod på 10–15 år innan områdena är etablerade och produktionen är i full drift.

För att förverkliga visionen arbetar landskapsregeringen med att:

- Utarbeta en färdplan för visionen, i samarbete med Villmanstrand-Lahtis tekniska universitet
- Fortsätta samarbetet och den goda dialogen med regeringar, myndigheter och branschföretag
- Definiera uppgifter och kravställning för ramavtalsupphandling för extern expertis
- Definiera olika upphandlingsprocesser
- Klargöra ytterligare juridiska frågeställningar såsom bl.a. hur den åländska fastighetskattelagen bör justeras utgående från vindkraftsprojektens omfattning.

I och med projektets storlek och betydelse för Åland, samt att projektet sträcker över en lång tid, ämnar landskapsregeringen återkomma till lagtinget med uppdateringar kring aktuella frågeställningar och projektets förlopp.

Mariehamn den 22 april 2021

Lantråd

Veronica Thörnroos

Utvecklingsminister

Alfons Röblom