

Protokoll fört vid enskild föredragning

Infrastrukturavdelningen
Allmänna byrån, I1

Beslutande
Viceantråd
Harry Jansson

Föredragande
Teknisk samhällsstrateg
Ralf Häggblom

Justerat
Omedelbart

Nr 25

Upphandling av juridiska tjänster
ÅLR 2023/1497

Beslut

Landskapsregeringen beslöt att utföra "Upphandling av juridiska tjänster" för projektet enligt bifogad anbudsbegäran med bilagor, bilaga 1 I123E20.

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.

Denna upphandling är en del av projektet Sunnanvind som landskapsregeringen 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.



Anbudsbegäran

UPPHANDLING AV JURIDISKA TJÄNSTER

Dnr: ÅLR 2023/1497

Datum: 10.3.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax

Innehåll

1	Allmänt om upphandlingen	3
1.1	Upphandlingens omfattning och innehåll	3
1.2	Upphandlande enhet.....	4
1.3	Avtalsperiod	4
1.4	Upphandlingsform.....	4
1.5	Annonsering.....	4
1.6	Anbudsbegäran innehåll	4
1.7	Avropsberättigade.....	5
1.8	Antal ramavtalsleverantörer.....	5
1.9	Avropsförfarande	5
1.10	Ramavtalsvillkor	5
2	Kvalifikationskrav	6
2.1	Företagsbeskrivning.....	6
2.2	Miljöarbete	6
2.3	Ekonomisk och finansiell ställning	6
2.3.1	Rating	6
2.3.2	Omsättning	7
2.4	Teknisk prestanda och yrkesmässiga kvalifikationer	7
3	Uteslutningsgrunder	8
3.1	Sanktioner	8
3.2	Bevis och utredningar	8
4	Krav på tjänsten/konsulterna.....	10
4.1	Huvudansvarig konsult	10
5	Bedömning av anbuderna	10
5.1	Utvärdering.....	11



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

5.2	Innehåll i prisuppgifter.....	11
5.3	Referensutvärdering.....	12
5.4	Utvärdering av arbetssätt, Del I och II	13
5.4.1	Bedömning arbetssätt, Del I och II	14
6	Regler för upphandling och anbud.....	15
6.1	Anbud	15
6.2	Språk	16
6.3	Anbudslämnande	16
6.4	Anbudets giltighetstid.....	16
6.5	Frågor och svar under anbudstiden	16
6.6	Reservationer och alternativa anbud (sidoanbud).....	16
6.7	Helt eller delat anbud.....	16
6.8	Ersättning för anbud.....	16
6.9	Underleverantörer.....	17
6.10	Deltagande i upphandlingen i grupp och utnyttjande av andra enheters kapacitet.....	17
6.11	Tilldelningsbesked (delgivning av beslut)	17
6.12	Avslutad upphandling och tecknade av avtal.....	17
6.13	Allmänna handlingars offentlighet och sekretess.....	18
6.14	Avbrytande av upphandling	18



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

1 Allmänt om upphandlingen

1.1 Upphandlingens omfattning och innehåll

Ålands landskapsregering begär in anbud för juridiska tjänster avseende ärenden och frågeställningar som kan uppstå i samband med möjliggörandet av etablering av havsvindkraft och konkurrensutsättning av nyttjanderätt till havsområden i Norrhavet på Åland. Den upphandlande enheten avser teckna ett ramavtal med en leverantör.

Upphandlingen syftar till att täcka den upphandlande enhetens behov av dels generell bred juristkompetens inom sagda områden, dels specialistkompetens inom vissa nedan närmare angivna områden. Avsikten är att leverantören av juridiska tjänster ska komplettera den upphandlande enhetens egen juristfunktion för projekt Sunnavind. Se uppdragsbeskrivningen för mer information.

Utöver det stöd inom vissa rättsområden som efterfrågas i den här upphandlingen kan den upphandlande enheten komma att behöva stöd även inom andra rättsområden. Den upphandlande enheten kan då komma att anlita ramavtalsleverantören i den mån den har kompetens inom sådana andra områden.

Följande juristkompetenser efterfrågas:

- Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik
- Riskhantering
- Skatterätt
- Miljörätt

Då den upphandlande enheten har behov av juridiska tjänster kommer leverantören att tillfrågas om denne kan anta uppdraget. Den upphandlande enheten garanterar inga volymer för avrop av juridiska tjänster.

Denna upphandling är en del av projektet Sunnavind. 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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

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

Ramavtalets löptid är 4 år. Efter utgången av 4 år löper ramavtalet ut utan föregående uppsägning. Ramavtalsstart är beräknad till april 2023. Avropsavtal som utgår från ramavtalet får ha en maximal löptid om 8 år.

1.4 Upphandlingsform

Upphandlingen genomförs som ett öppet förfarande. 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 anbudsförfrågan följs och att bästa pris lämnas i anbudet.

Upphandlingens totala uppskattade värde beräknas överstiga 300 000 euro exklusive moms och ramavtalets takvolym är 900 000 euro. På upphandlingen tillämpas lag om offentlig upphandling och koncession (FFS 1397/2016). Föremålet för upphandlingen omfattar sådana tjänster som förtecknas i Bilaga E till lagen om offentlig upphandling och koncession och överstiger det av kommissionen fastställda tröskelvärdet för sociala- och hälsovårdstjänster samt andra särskilda tjänsteupphandlingar om 750 000 euro. På upphandlingen tillämpas de förenklade reglerna enligt 12 kap. lag om offentlig upphandling och koncession.

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 tre avsnitt:

1. Allmänt om upphandlingen
2. Regler för upphandling och anbud
3. Bedömning av anbud



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

Anbudsgäran består förutom detta dokument även av följande bilagor:

Bilaga 1 Ramavtalsförslag

Bilaga 2 Allmänna avtalsvillkor JYSE 2022 Tjänster

Bilaga 3 Uppdragsbeskrivning

Bilaga 4 Havsplan

Bilaga 5 Carbon Negative Åland Strategic Roadmap LUT

Bilaga 6 Vision om storskalig vindkraft i Ålands havsområden 3/2020–21

Bilaga 7 Mall för avropsavtal

1.7 Avropsberättigade

Berättigad att avropa från ramavtalet är Ålands landskapsregering.

1.8 Antal ramavtalsleverantörer

Den upphandlande enheten avser tilldela ramavtal till en ramavtalsleverantör.

1.9 Avropsförfarande

Avrop från ramavtalet görs genom att den upphandlande enheten sänder en skriftlig avropsförfrågan till Leverantören. Avropsförfrågan ska innehålla en beskrivning av uppdraget. Behörig att sända en skriftlig avropsförfrågan är projekt Sunnanvinds projektägare och projektledare.

Leverantören är skyldig att besvara avropsförfrågan senast kl. 12.00 EET den tredje arbetsdagen från det att avropsförfrågan skickats.

Avrop från ramavtalet och därpå följande avropsavtal kan tecknas till och med ramavtalets sista giltighetsdag.

1.10 Ramavtalsvillkor

Ramavtal tecknas i enlighet med avtalsvillkoren i bilaga 1 ramavtalsförslag.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

2 Kvalifikationskrav

Nedan listas obligatoriska krav på anbudsgivaren enligt 83 § UpphL.

2.1 Företagsbeskrivning

Anbudsgivaren ska bifoga en beskrivning av företaget. I beskrivningen ska framgå företags/-organisationsform, bransch erfarenhet, verksamhet och erfarenhet av liknande projekt, samt övrig relevant information.

2.2 Miljöarbete

Anbudsgivaren ska ha ett aktivt miljöarbete som innehåller miljöpolicy och miljömål. Bifoga utredning över miljöarbetet.

2.3 Ekonomisk och finansiell ställning

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.

2.3.1 Rating

Anbudsgivaren ska på begäran av den upphandlande enheten kunna lämna sådana uppgifter och utdrag som möjliggör en bedömning av anbudsgivarens 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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

För att möjliggöra en sådan bedömning, ska anbudsgivaren på begäran bifoga en sådan utredning att det kan anses klarlagt att anbudsgivaren har motsvarande ekonomisk stabilitet. Om anbudsgivaren har lägre riskklass/rating eller av annan anledning inte kan erhålla rating kan anbudsgivaren 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.

2.3.2 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.

2.4 Teknisk prestanda och yrkesmässiga kvalifikationer

Anbudsgivaren ska kunna presentera två (2) referensuppdrag.

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 referensuppdragens 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 utförda under de tre (3) senaste åren från sista anbudsdag räknat. Med utförd avses att transaktionen ska ha skett under de tre (3) senaste åren från sista anbudsdag.
- Uppdragen ska ha bestått i att ha haft huvudansvar avseende juridisk rådgivning gällande upprättande av nyttjanderättsavtal, joint venture-avtal, företagsöverlåtelseavtal, förvärsavtal eller utbudande av koncession. Objektet för uppdraget ska ha omfattat vindkraft, annan energiproduktion eller en annan naturresurs. Uppdragens respektive värden ska ha uppgått till minst 100 000 €.

Referensuppdraget 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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

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 till belåtenhet med godkänt resultat och 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.

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.

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").

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:

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);



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

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. en redogörelse över anbudsgivarens verkliga förmånstagare.

Intyg och utredningar ovan får inte vara äldre än tre (3) månader från sista dag att lämna in anbud.

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 anbudsförfrågan inom den utsatta tiden, kan den upphandlande enheten utesluta anbudsgivaren från upphandlingsförfarandet.



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

4 Krav på tjänsten/konsulterna

Fritt formulerad CV för samtliga ansvariga för nedanstående kompetensområden ska bifogas anbudet. CV:n ska vara på svenska eller engelska och ska innehålla arbetserfarenhet, årtal och relevanta referenser samt kontaktuppgifter.

4.1 Huvudansvarig konsult

Den huvudansvariga konsulten ska uppfylla följande krav:

- Den huvudansvariga konsulten ska inneha advokattitel enligt artikel 1.2 a i Europaparlamentets och Rådets direktiv 98/5/EG av den 16 februari 1998 om underlättande av stadigvarande utövande av advokatycket i en annan medlemsstat än den i vilken auktorisationen erhöles
- Den huvudansvariga konsulten ska kunna kommunicera på svenska eller engelska muntligt och skriftligt och uppfylla minst nivå C1 enligt den europeiska referensramen CEFR
- Den huvudansvariga konsulten ska ha minst 5-årig erfarenhet av att samordna olika juridiska kompetenser till en fungerande helhet
- Den huvudansvariga konsulten kan även vara ansvarig för ett (1) av de underliggande rättsområdena

För övriga konsulter som har ansvar för övriga kompetensområden ska CV bifogas.

- Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik
- Riskhantering
- Skatterätt
- Miljörätt

5 Bedömning av anbudet

Anbudet kommer att prövas 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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

5.1 Utvärdering

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

Utvärderingspunkter framgår nedan:

- Pris
- Referenser
- Arbetsätt, Del I och II

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 för referenser motsvarar ett avdrag på 2 euro.

Varje erhållen poäng för arbetsätt del I motsvarar ett avdrag på 6 euro.

Varje erhållen poäng för arbetsätt del II motsvarar ett avdrag på 12 euro.

Jämförelsetalet fås genom att addera erhållet prisavdrag till anbudsgivarens anbudspris enligt:

Jämförelsetal = anbudspris – erhållet prisavdrag

Exempel på utvärdering:

Summering av timpriset för huvudkonsulten + timpriset för övriga konsulter = anbudspris

Anbudsgivarens anbudspris är 500 euro. I utvärderingen av referenser och arbetsätt erhåller anbudsgivaren maximalt prisavdrag för referenser 24 poäng/48 euro + 24 poäng/48 euro och maximalt prisavdrag för arbetsätt 9 poäng/54 euro + 9 poäng/108 euro.

$500 - 48 - 48 - 54 - 108 = 242$

Anbudsgivarens jämförelsetal blir därmed 242 euro

Jämförelsetalet utgör det pris som anbuderna kommer att jämföras med. Anbudet med lägst jämförelsetal kommer att tilldelas kontraktet.

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

5.2 Innehåll i prisuppgifter

Pris ska anges på följande sätt i e-Avrop:

Timpris för huvudansvarig konsult

Timpris för övriga konsulter



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

5.3 Referensutvärdering

Den huvudansvariga konsulten ska lämna två (2) referenser avseende juridiska rådgivning gällande upprättande av nyttjanderättsavtal, joint venture-avtal, företagsöverlåtelseavtal, förvärvsavtal eller utbudande av koncession. Objektet för uppdraget ska ha omfattat vindkraft, annan energiproduktion eller en annan naturresurs. Uppdragens respektive värden ska ha uppgått till minst 100 000 €.

Referensuppdragen kan vara samma som uppgetts i kvalifikationskraven i punkt 2.4. Referensuppdragen kommer att utvärderas.

Bedömningen av referensuppdragen kommer att ske genom att den upphandlande enheten kontaktar uppdragsgivaren efter anbudstidens slut för att verifiera referensuppdragen.

Den upphandlande enheten kommer att ställa muntliga frågor om referensuppdraget. Frågorna framgår i tabellen nedan. Uppdragsgivaren ska besvara frågorna med en siffra vid den muntliga intervjun. Den huvudansvariga konsulten utvärderas av kund enligt poängskala 0–3, där 0 inte alls stämmer, 1 stämmer men med vissa brister, 2 stämmer enligt förväntning och 3 stämmer mycket väl/över förväntning. Det går att erhålla maximalt 24 poäng per referens fördelat enligt modellen nedan. Varje erhållen poäng motsvarar ett avdrag på 2 euro.

Referensutvärdering
1. Konsulten har fullgjort sina uppdrag inom överenskommen tid
2. Jag upplever mig ha varit kontinuerlig informerad om uppdragets fortgång
3. Resultatet av utförda uppdrag stämmer överens med målsättningarna
4. Konsultens samarbetsförmåga håller hög kvalitet
5. Konsultens kommunikation upplevs som rak och tydlig
6. Konsulten arbetar självständigt och målinriktat
7. Konsulten är framåtsträvande och initiativtagande
8. Konsultens förmåga att utföra utredningar av hög kvalitet är mycket god



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

Det ankommer anbudsgivaren att informera uppdragsgivaren om att den upphandlande enheten kommer att kontakta uppdragsgivaren med anledning av referensutvärderingen. Den upphandlande enheten kommer att göra maximalt tre (3) försök att kontakta uppdragsgivaren. Om uppdragsgivaren inte är kontaktbar under de tre (3) arbetsveckor som efterföljer sista anbudsdag kommer anbudsgivaren att tilldelas 0 poäng.

5.4 Utvärdering av arbetsätt, Del I och II

För den upphandlande enheten är det viktigt att anbudsgivaren har rutiner och metoder för att hitta rätt kompetens vid avrop, att den anlitate juridiska kompetensen håller hög kvalitet och att samarbetet fungerar väl. För att få en förståelse hur anbudsgivaren arbetar ska anbudsgivaren till sitt anbud bifoga en fritt formulerad redogörelse hur de jobbar med avropsförfrågningar, kompetensutveckling och samarbete. Redogörelsen ska vara maximalt på femton (15) A4 sidor sammanlagt för del I och II (sidor som överstiger detta kommer inte att beaktas i utvärderingen) och ska redogöra för följande frågor:

Utvärdering av arbetsätt, Del I (maximalt 5 A4 sidor)

1. Organisation och arbetsprocess:

- a. Hur ser er organisation och arbetsprocess ut avseende mottagande av avrop?
- b. Hur säkerställer ni rätt/relevant kompetens vid uppdrag?
- c. Hur ser ni till att ett uppdrag genomförs på ett effektivt sätt?
- d. Hur försäkrar ni leverans av efterfrågade tjänster även under perioder med hög efterfrågan eller om nyckelpersoner försvinner?

2. Tidplaner och avvikelser:

- a. Hur säkerställer ni att konsulter arbetar efter överenskommen tidplan och omfattning i varje nytt uppdrag?
- b. Hur hanterar ni eventuella avvikelser från överenskommen tidplan och omfattning i specifikt uppdrag?

3. Hur arbetar ni med att kompetensutveckla era konsulter samt behålla kompetensen långsiktigt inom bolaget?



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

Utvärdering av arbetssätt, Del II (maximalt 10 A4 sidor)

4. Hur arbetar ni med att föra över lärdomar och erfarenheter i utförda uppdrag till uppdragsgivaren? Ge exempel på de juridiska frågor som identifierats som kritiska i de utförda uppdragen och hur de hanterats.
5. Hur arbetar ni med era uppdragsgivare i fråga om samarbete och vilka kritiska moment ser ni som hinder för att upprätthålla ett bra samarbete?
6. På vilket sätt kan projekt Sunnavind dra nytta av era tidigare erfarenheter av liknande projekt?

5.4.1 Bedömning arbetssätt, Del I och II

Vid bedömningen av redogörelsen kommer den upphandlande enheten att utvärdera hur anbudsgivaren beskriver sitt arbetssätt gällande processer, metoder och verktyg utifrån de ställda frågorna. Den upphandlande enheten kommer att titta på hur anbudsgivaren jobbar med dessa frågor och utifrån det bedöma hur tydliga och överskådliga beskrivningarna är.

Varje frågeställning 1–6 kommer att bedömas separat och tilldelas 0–3 poäng. Fråga 1 och 2 som består av underpunkter kommer att utvärderas så att varje underpunkt utvärderas enligt beskrivningen nedan med 0–3 poäng. Medeltalet av underpunkternas sammanräknande poäng avrundas till närmsta heltal och utgör grund för utvärderingen.

Varje erhållen poäng för fråga 1–3 i del I motsvarar ett avdrag på 6 euro. Varje erhållen poäng för fråga 4–6 i del II motsvarar ett avdrag på 12 euro.

Utvärdering sker per fråga enligt poängskala 0–3, där 0 inte alls stämmer, 1 stämmer men med vissa brister, 2 stämmer enligt förväntning och 3 stämmer mycket väl/över förväntning. Det går att erhålla max 18 poäng för alla frågor. Flera anbud kan erhålla samma bedömningspoäng. Bedömningskriterier framgår nedan.

Stämmer mycket väl/över förväntan, 3 poäng

Beskrivningen visar på ett mycket tydligt och överskådligt sätt att anbudsgivaren har full insikt i och förståelse för betydelsen av vad som efterfrågas. Beskrivningen visar att anbudsgivaren arbetar efter en väl beprövad, välanpassad och förankrad rutin/metod/process. Beskrivning av rutin/metod/process visar på tydliga mervärden genom ett stort engagemang och systematiskt tillvägagångssätt. Arbetssätten är i mycket hög grad proaktivt utformade för att minimera risker och avvikelser. Det är mycket sannolikt att



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

anbudsgivaren kommer att ha förmåga och kapacitet för att utföra uppdraget på ett utmärkt sätt. Beskrivningen ger ett maximalt mervärde.

Stämmer enligt förväntning, 2 poäng

Beskrivningen visar på ett tydligt och överskådligt sätt att anbudsgivaren har god insikt i och förståelse av betydelsen av vad som efterfrågas. Beskrivningen visar att anbudsgivaren arbetar efter en fungerande rutin/metod/process som visar på visst mervärde genom engagemang och systematiskt tillvägagångssätt. Arbetsätten är proaktivt utformade för att minimera risker och avvikelser. Det är sannolikt att anbudsgivaren kommer att ha förmåga och kapacitet för att utföra uppdraget på ett bra sätt. Beskrivningen ger ett betydande mervärde.

Stämmer men med vissa brister, 1 poäng

Beskrivningen visar på att anbudsgivaren har insikt i och förståelse för betydelsen av vad som efterfrågas och att rutiner/metoder/processer finns men vissa delar i beskrivningen är otydlig, saknas eller är bristfällig. Det är troligt att anbudsgivaren kommer att ha förmåga och kapacitet för att utföra uppdraget på ett nöjaktigt sätt. Beskrivningen ger mervärde.

Stämmer inte alls, 0 poäng

Beskrivningen saknas, bedöms ej överskådlig eller har stora brister vad gäller tydlighet. Beskrivningen visar att det saknas tillräckligt med förståelse för betydelsen av vad som efterfrågas eller att det saknas rutiner/metoder/processer. Beskrivningen är mycket bristfällig. Beskrivningen ger inget mervärde.

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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

6.2 Språk

Anbud ska lämnas på svenska, men CV:n och referensmaterial kan godkännas på engelska.

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

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.



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

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 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 anbudsgivaren uppgifter.

Besvärs- och rättelseanvisning bifogas delgivningen.

6.12 Avslutad upphandling och tecknade av avtal

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



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

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 upp-handlingsuppdragets 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.

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



Finansieras av
Europeiska unionen
NextGenerationEU

Ramavtal

JURIDISKA TJÄNSTER

Dnr: ÅLR 2023/1497

Datum: 10.3.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax



Finansieras av
Europeiska unionen

NextGenerationEU

1 Ramavtalets omfattning

1.1 Avtalsparter

Ålands landskapsregering
Infrastrukturavdelningen
(nedan "Beställare")
FO-nummer: 0145076-7
PB 2050
AX-22 111 Mariehamn
Åland, Finland

Namn
(nedan "Leverantör")
FO-nummer
Adress

Kontaktpersoner gällande avtalet

Ralf Häggblom
Energisamordnare
Tel: +358 18 25 000
E-mail: ralf.haggblom@regeringen.ax

Namn
Titel
Tel:
E-mail:

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

Meddelanden enligt detta ramavtal 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

Ålands landskapsregering driver projektet Sunnavind som har som målsättning att möjliggöra uppförande av storskalig havsvindkraft på marknadsmässiga grunder, utgående från de norra havsområden som identifierats i Havsplan för Åland¹, som antogs i mars 2021.

Landskapsregeringens mål är att konkurrensutsätta nyttjanderättigheten för områden. I detta ramavtal regleras villkoren för juridiska tjänster avseende ärenden och frågeställningar som kan

¹ <https://www.regeringen.ax/demokrati-hallbarhet/hallbar-utveckling/marin-kustomradesplanering-havsplanering>

uppstå i samband med planering och konkurrensutsättning av havsområden för vindkraftsparker i Norrhavet på Åland.

Efter att ha genomfört en upphandling genom ett öppet förfarande har Beställaren och Leverantören slutit avtal där Leverantören har förbundit sig till de villkor som anges i detta ramavtal. På upphandlingen har de förenklade reglerna enligt 12 kap. lag om offentlig upphandling och koncession (1397/2016) tillämpats. Ramavtal ingås med en enda leverantör.

Ramavtalet syftar till att täcka Beställarens behov av dels generell bred juristkompetens inom i avtalet beskrivna områden, dels specialistkompetens inom vissa rättsområden. Projekt Sunnavind berör ett flertal rättsområden som förutsätter ett samarbete mellan de juridiska funktionerna inom Beställarens organisation. Avsikten är att Leverantören ska komplettera Beställarens dessa juristfunktioner.

1.3 Ramavtalshandlingar

Avtalet består av detta dokument och följande bilagor:

1. Godkända underleverantörer
2. Priser/Anbud
3. Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster – JYSE 2022
4. Kravspecifikation
5. Uppdragsbeskrivning
6. Underlag till avropsavtal

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 avrop
2. Avropsavtal
3. Skriftliga ändringar och tillägg till detta ramavtal
4. Detta ramavtal
5. Skriftliga ändringar och tillägg till avtalsbilagorna
6. Avtalsbilagorna i ovan angiven ordning
7. Tillägg och ändringar till upphandlingsdokumenten
8. Upphandlingsdokumenten
9. Förtydliganden till Leverantörens anbud

10. Leverantörens anbud med bilagor

1.4 Avtalstid

Ramavtalets löptid är 4 år från och med tidpunkten då bägge avtalsparter har skrivit under avtalet. Efter utgången av 4 år löper ramavtalet ut utan föregående uppsägning.

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

1.5 Ramavtalets volym

Ramavtalets uppskattade volym är 350 000–750 000 euro. Beställaren ger ingen garanti avseende värdet på de totala avropen under ramavtalets löptid.

1.6 Allmänna avtalsvillkor

På detta avtal tillämpas följande allmänna avtalsvillkor:

1. Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster – JYSE-villkor, april 2022 (nedan JYSE 2022)

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 eller överlämnas ska vara på svenska.

1.7 Avropsberättigade

Berättigad att avropa från ramavtalet är Ålands landskapsregering.

1.8 Underleverantörer

I enlighet med punkt 3 i JYSE 2022 anges de underleverantörer som används för att producera tjänsten i bilaga 3.

2 Avrop från ramavtalet

2.1 Avropsförfarande

Avrop från ramavtalet görs genom att Beställaren sänder en skriftlig avropsförfrågan till Leverantören. Avropsförfrågan ska innehålla en beskrivning av uppdraget. Behörig att sända en skriftlig avropsförfrågan är projekt Sunnanvinds projektägare och projektledare.

Leverantören är skyldig att besvara avropsförfrågan senast kl. 12.00 EET den tredje arbetsdagen från det att avropsförfrågan skickats. Leverantören får föreslå ändringar till avropsförfrågan. Beställaren godkänner dock slutligen villkoren i avropsavtalet. Det slutliga skriftliga avropsavtalet ska innehålla en beskrivning av uppdraget, förväntad start- och sluttid samt uppskattat antal timåtgång eller kostnad.

Avrop från ramavtalet och därpå följande avropsavtal kan tecknas till och med ramavtalets sista giltighetsdag.

När Leverantören godkänt avropsförfrågan tecknar avtalsparterna ett skriftligt avropsavtal. Avböjer eller underlåter ramavtalsleverantören att besvara avropsförfrågan har Beställaren rätt till täckningsköp på Beställarens bekostnad på det sätt som anges i punkt 12.6 JYSE 2022.

2.2 Avropsavtalets löptid

Avropsavtal som utgår från ramavtalet får ha en maximal löptid om 8 år.

På avropsavtal tillämpas bestämmelserna i detta ramavtal. Bestämmelserna i detta ramavtal är tillämpliga på ingångna avropsavtal så länge avropsavtalet är i kraft. I avropsavtalet får inte intas bestämmelser som står i strid med detta ramavtal.

2.3 Avbeställning

Beställaren har rätt att avbeställa ett avropat uppdrag. Avbeställning ska ske skriftligen och omgående bekräftas skriftligen av Leverantören.

Vid avbeställning senare än tre (3) dagar före avropsavtalets starttid utgår ersättning med en fjärdedel (1/4) av ersättningen beräknad på totala antalet uppskattade timmar och om avbeställning sker senare än 24 timmar före avropsavtalets starttid utgår ersättning för hela uppdraget beräknat på totala antalet uppskattade timmar.

Beställaren kan även avbeställa ej utförda delar av uppdraget. Sker sådan avbeställning ska Beställaren utge ersättning till Leverantören för utfört arbete och för nedlagda, ersättningsgilla kostnader enligt avropsavtalet. Om sådan avbeställning sker senare än sju (7) dagar innan uppdragsstart gäller det som står i stycket ovan. Denna bestämmelse är inte tillämplig vid uppsägning enligt punkt 18 JYSE 2022.

Framställan om eventuella ersättningskrav ska meddelas till Beställaren senast en (1) månad efter avbeställningen.

3 Tjänstens egenskaper

3.1 Kravspecifikation

Leverantören ska vid var tid uppfylla kraven som ställts i upphandlingen enligt Bilaga 4 Kravspecifikation.

3.2 Rättsområden

Nedan anges de rättsområden som ramavtalet huvudsakligen omfattar och som ska anges i avropsförfrågan. Utöver det stöd inom de specifikt angivna rättsområdena kan Beställaren komma att behöva stöd även inom andra rättsområden. Beställaren kan då komma att avropa dessa tjänster från Leverantören i den mån den har lämplig personal inom rättsområdet.

3.2.1 Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik

Rättsområdet innefattar åtminstone rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring, upprättande av avtal, förhandling, tvistelösning och rådgivning vid processföring samt utbildning inom affärsjuridiken samt därmed sammanhängande lagstiftning. Affärsjuridik innefattar, men är ej begränsad till, EU- och konkurrensrätt, avtalsrätt, köprätt, fastighetsrätt, upphandlingsrätt, skadeståndsrätt, internationell privaträtt samt bolagsrätt.

Leverantören ska ha kunskap om lagstiftningsbehörigheten mellan riket och Ålands lagting i ovan nämnda rättsområden. Leverantören ska särskilt ha kunskap om den åländska jordförvärvsrätten. Arbetet förutsätter ett samarbete med regeringskansliet vid Ålands landskapsregering som ansvarar för jordförvärvslagstiftningen och finansavdelningen vid Ålands landskapsregering.

3.2.2 Riskhantering

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring med anledning av de juridiska och ekonomiska risker som projekt Sunnavind kan medföra. Av särskild vikt är rådgivning gällande möjligheten till betalningssäkring och annat ansvarsutkrävande mot part, huvudman eller ägare med hemvist i främmande stat, även utanför EES-området.

3.2.3 Skatterätt

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring som hör till skatterätten. Skatterätten innefattar, men är ej begränsad till, inkomstskatt, mervärdesskatt, punkt- och accisskatt, samfundsbeskattning, fastighetsbeskattning, näringskatt och internationell beskattning. Inom rättsområdet kan Beställaren även avropa tjänster som hör till tullagstiftningen.

Leverantören ska ha kunskap om den delade lagstiftningsbehörigheten på skatteområdet som föreskrivs i självstyrelselag (1991:71) för Åland och den åländska skattelagstiftningen. Arbetet förutsätter ett samarbete med finansavdelningen vid Ålands landskapsregering som ansvarar för den åländska skattelagstiftningen.

3.2.4 Miljörätt

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring som hör till miljöområdet. Miljörätten innefattar, men är ej begränsad till, miljöstraffrätt, standarder och certifiering på miljöområdet, stödmöjligheter för satsningar på miljöområdet även inbegripet stöd från EU, miljöskatter, tillstånd och lov på miljöområdets område, ansvar och skyldigheter för verksamhetsutövare med särskilt fokus på ansvar för miljöskador. Med miljörätt avses inte enbart EU-rätt och inhemsk rätt utan även den folkrättsliga miljörätten som vid var tid är gällande.

Leverantören ska ha kunskap om den åländska miljörettslagstiftningen. Arbetet förutsätter ett samarbete med social- och miljöavdelningen.

3.2 Språkligt krav på tjänsten

All dokumentation och alla resultat som Leverantören upprättar för Beställarens räkning ska skrivas på svenska om inte annat överenskommit mellan parterna i det skriftliga avropsavtalet.

4 Kontroll av tjänstekvalitet

4.2 Tjänsteuppföljningsmöten

Med tillägg till vad som anges i punkt 5.3 i JYSE 2022 ska avtalsparterna ha en löpande kontakt under ramavtalets löptid på det sätt som parterna kommer överens om. Avtalsparterna kan innan avrop eller i avropsavtalet komma överens om avropets kontaktperson och hur uppdraget ska följas upp under avropets löptid.

5 Personal som anlitas för att producera tjänsten

5.2 Namngiven personal

Den huvudansvarige konsulten ska namnges i upphandlingskontraktet i enlighet med punkt 7.2 i JYSE 2022 och vara densamma som Leverantören uppgett i sitt anbud. Den namngivna huvudkonsulten ska vara kontaktperson för ramavtalet. I avropsavtal får avtalsparterna komma överens om att andra konsulter än huvudkonsulten får vara kontaktperson och producent av tjänsten.

6 Pris och ändring av pris

6.2 Allmänt om priser och moms

Priset ska anges i euro.

Med avvikelse från punkt 9.3 JYSE 2022 ingår kostnader för resor och inkvartering, samt dagtraktamenten inte i priset.

Med avvikelse från vad som anges i punkt 9.5 i JYSE 2022 har Leverantören rätt att fakturera Beställaren månatligen i takt med arbetets framskridande.

6.3 Betalningsvillkor

Leverantören har rätt att fakturera för varje påbörjad halvtimme.

Fakturor ska vara försedda med adressen:

Ålands Landskapsregering

Infrastrukturavdelningen

Referens: Projekt Sunnavind, #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: DEAFIHH

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

Med avvikelse från vad som sägs i punkt 10.2 JYSE 2022 förfaller fakturans till betalning trettio (30) dagar efter att en avtalsenlig faktura har skickats. Av fakturan ska en specifikation av samtliga levererade varor och utförda tjänster framgå. Varken fakturerings- eller expeditjonskostnader får förekomma.

6.4 Reklamationsrätt

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

7 Säkerhet

Leverantören ställer ingen säkerhet i enlighet med punkt 11 JYSE 2022.

8 Avslutande av kontrakt i särskilda situationer

I tillägg till vad som anges i punkt 18.2 JYSE 2022 anses Leverantören inte kunna fullgöra sina förpliktelser enligt avtalet om den avböjer eller underlåter att besvara fyra (4) på varandra följande avropsförfrågningar.

9 Sekretess och behandling av personuppgifter

Med avvikelse från vad som anges i punkt 21 JYSE 2022 ska offentlighetslag (2021:79) för Åland tillämpas.

10 Överföring och ändring av kontrakt samt option

För det fall att beställaren för över kontraktet till en tredje part som helt eller delvis tar över beställarens uppgifter enligt punkt 22 JYSE 2022 har beställaren rätt att skriftligen ändra de roller som är behöriga att sända avropsförfrågan enligt punkt 2.1 i detta ramavtal.

11 Tvistelösning

Enligt punkt 24 JYSE 2022 ska tvist avgöras i allmän domstol, enligt på Åland tillämpad lagstiftning och med den tingsrätt som första instans vars domkrets Beställaren har sin hemvist.

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

12 Underskrift

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

Ort och Datum

Ort och Datum

Beställare

Leverantör

Bilagor:



Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster JYSE-villkor, april 2022

Förvaltningspolitiken

Finansministeriets publikationer – 2022:24

Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster

JYSE-villkor, april 2022

Julkaisujen jakelu

Distribution av publikationer

**Valtioneuvoston
julkaisuarkisto Valto**

Publikations-
arkivet Valto

julkaisut.valtioneuvosto.fi

Julkaisumyynti

Beställningar av publikationer

**Valtioneuvoston
verkkokirjakauppa**

Statsrådets
nätbokhandel

vnjulkaisumyynti.fi

Finansministeriet

CC BY-NC-ND 4.0

ISBN pdf: 978-952-367-195-9

ISSN pdf: 1797-9714

Layout: Statsrådets förvaltningsenhet, publikationsverksamheten

Helsingfors 2022

Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster JYSE-villkor, april 2022

Finansministeriets publikationer 2022:24		Tema	Förvaltningspolitiken
Utgivare	Finansministeriet		
Utarbetad av	Finansministeriet		
Språk	svenska	Sidantal	30

Referat

Finansministeriet svarar för de allmänna avtalsvillkoren för offentlig upphandling (JYSE). I villkoren beaktas de krav som upphandlingslagen ställer på kontrakt i den mån det är möjligt i fråga om allmänna villkor. De allmänna avtalsvillkoren är avsedda att användas som standardavtalsvillkor i upphandlingskontrakt mellan upphandlande enheter och leverantörer. De allmänna avtalsvillkoren kan komplettera villkoren i det egentliga upphandlingskontraktet.

Det finns separata avtalsvillkor för varor och tjänster:

- JYSE 2014 VAROR (obs. den uppdaterade versionen från april 2022)
- JYSE 2014 TJÄNSTER (obs. den uppdaterade versionen från april 2022)

De allmänna avtalsvillkoren för offentlig upphandling används i stor utsträckning. Detta anses ha bidragit till att de som tillhandahåller tjänster och varor allmänt känner till de villkor som iakttas i avtalen vid offentlig upphandling.

Nyckelord förvaltningspolitiken, upphandling, upphandlingsförfarande, avtalsvillkor, offentlig upphandling

ISBN PDF 978-952-367-195-9 **ISSN PDF** 1797-9714

URN-adress <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-367-195-9>

Julkisten hankintojen yleiset sopimusehdot palveluhankinnoissa JYSE-ehdot, huhtikuu 2022

Valtiovarainministeriön julkaisuja 2022:24		Teema	Hallintopolitiikka
Julkaisija	Valtiovarainministeriö		
Yhteisötekijä	Valtiovarainministeriö		
Kieli	ruotsi	Sivumäärä	30

Tiivistelmä

Julkisten hankintojen yleiset sopimusehdot (JYSE) ovat valtiovarainministeriön ylläpitämiä sopimusehtoja. Ehdossa on huomioitu hankintalain sopimuksille asettamat vaatimukset siinä määrin kuin se yleisissä ehdoissa on mahdollista. Yleiset sopimusehdot on tarkoitettu käytettäväksi hankintayksiköiden ja toimittajien välisissä hankintasopimuksissa vakiosopimusehtoina. Yleisillä sopimusehdoilla voidaan täydentää varsinaisen hankintasopimuksen ehtoja.

Sopimusehdot on laadittu erikseen tavaroille ja palveluille:

- JYSE 2014 TAVARAT (huom. huhtikuun 2022 päivitysversio)
- JYSE 2014 PALVELUT (huom. huhtikuun 2022 päivitysversio)

Julkisten hankintojen yleiset sopimusehdot ovat laajasti käytössä. Sopimusehtojen laajan käytön on katsottu osaltaan johtaneen siihen, että julkisissa hankinnoissa palvelujen ja tavaroiden tarjoajilla on yleisesti tiedossa ne ehdot, joita julkisten hankintojen osalta sopimuksissa noudatetaan.

Asiasanat hallintopolitiikka, hankinta, hankintamenettely, sopimusehdot, julkiset hankinnat

ISBN PDF 978-952-367-195-9 **ISSN PDF** 1797-9714

Julkaisun osoite <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-367-195-9>

General Terms of Public Procurement in Service Contracts JYSE terms, April 2022

Publications of the Ministry of Finance 2022:24		Subject	Governance Policy
Publisher	Ministry of Finance		
Group author	Ministry of Finance		
Language	Swedish	Pages	30

Abstract

The General Terms of Public Procurement (JYSE) are contract terms maintained by the Ministry of Finance. The terms take into account the contractual requirements laid down in the Act on Public Procurement and Concession Contracts to the extent possible in general terms. The general terms are intended to be used as standard contract terms in procurement contracts between contracting entities and suppliers and service providers. The general terms can be used to supplement the terms of the procurement contract itself.

Separate terms have been drafted for supplies and services:

- JYSE 2014 SUPPLIES (note updated version of April 2022)
- JYSE 2014 SERVICES (note updated version of April 2022)

The general terms of public procurement are used extensively, which has contributed to suppliers and service providers being aware of the terms and conditions that are applied in public procurement.

Keywords governance policy, procurement, procurement procedure, contract terms, public procurement

ISBN PDF	978-952-367-195-9	ISSN PDF	1797-9714
-----------------	-------------------	-----------------	-----------

URN address <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-367-195-9>

Innehåll

Förord	7
1 Att beakta särskilt när villkoren i JYSE 2014 TJÄNSTER tillämpas	9
2 Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster (JYSE 2014 TJÄNSTER)	12
1 Definitioner	12
2 Kontaktpersoner	13
3 Underentreprenad	13
4 Tjänstens egenskaper	14
5 Kontroll av tjänstekvalitet och rätt till granskning	15
6 Tjänsteleverantörens övriga förpliktelser och ansvar	16
7 Personal som anlitas för att producera tjänsten	16
8 Beställarens samverkansskyldighet	17
9 Pris och ändring av pris	17
10 Betalningsvillkor	19
11 Säkerhet	19
12 Dröjsmål	20
13 Fel, prissänkning och hävning av kontrakt	21
14 Force majeure	22
15 Försäkringar	23
16 Skadestånd	23
17 Ersättning av skador som åsamkats tjänstens användare på grund av tjänsteleverantörens kontraktsbrott	24
18 Avslutande av kontrakt i särskilda situationer	26
19 Beställaransvar	26
20 Immateriella rättigheter	27
21 Sekretess och behandling av personuppgifter	28
22 Överföring och ändring av kontrakt samt option	29
23 Biståndsskyldighet när tjänsteleverantör byts	29
24 Meningsskiljaktigheter och tillämplig lag	30
25 Kontraktshandlingarnas prioritetsordning	30

FÖRORD

Den 22 december 1993 fastställde handels- och industriministeriet de allmänna avtalsvillkoren för den offentliga upphandlingen (JYSE 1994) på grundval av upphandlingsförordningen för staten (1416/93). Som namnet säger har avtalsvillkoren tillämpats på upphandling vid dels statliga och kommunala myndigheter, dels andra offentliga upphandlande enheter. Upphandlingsförordningen för staten (1416/1993), som var den rättsliga grunden, upphävdes när den nya upphandlingslagen (348/2007) trädde i kraft den 1 juni 2007.

Som ett led i den allmänna styrningen och utvecklingen av upphandlingsverksamheten tillsatte finansministeriet den 18 november 2008 en arbetsgrupp för att uppdatera och revidera och de allmänna avtalsvillkoren för offentlig upphandling från 1994. Arbetsgruppen valde att upprätta separata avtalsvillkor för tjänste- och varuupphandling: JYSE 2009 VAROR och JYSE 2009 TJÄNSTER.

När villkoren i JYSE 2009 varit i kraft under några år tillsatte finansministeriet i slutet av 2013 en arbetsgrupp för att utreda behovet av uppdatering och förändring av villkoren. Arbetsgruppen blev klar med sitt arbete den 30 juni 2014.

Villkoren i JYSE 2014 har därefter uppdaterats i augusti 2016 då de ändringar som upphandlingsdirektiven krävde beaktades före de nya nationella upphandlingslagarna trädde i kraft. Efter att de nya nationella upphandlingslagarna (1397/2016 och 1398/2016) trätt i kraft i början av 2017 har villkoren i JYSE 2014 uppdaterats så att den reviderade upphandlingslagstiftningen har beaktats.

Villkoren har uppdaterats i april 2022 så att effekterna av en finsk myndighets, Europeiska unionens eller Förenta nationernas sanktioner beaktas som en grund för uppsägning av upphandlingskontrakt i särskilda situationer.

Dessa villkor kan även fortsättningsvis användas fritt och anpassas efter behovet vid varje tillfälle. Nedan ett sammandrag av de senaste ändringarna.

JYSE 2014 TJÄNSTER – ändringshistorik

Ändringsversion	Viktigaste ändringar
Augusti 2016 / Uppdateringsversion	<p>1.13 En definition av tvingande grunder för uteslutning har lagts till för övergångstiden</p> <p>3.3 Tillagt skyldighet för tjänsteleverantören att lämna uppgifter om de underleverantörer som används i beställarens lokaler</p> <p>3.7 Skyldighet att byta underentreprenör, hänvisningar</p> <p>6.5 Skyldighet att lämna utdrag ur straffregistret (under övergångstiden)</p> <p>9.7 och 9.8 Klarläggande av villkor för prisförändring</p> <p>18.1 Avslutande av kontrakt, grund för uteslutning</p> <p>18.3 Hänvisningarna korrigerade</p> <p>18.4 Uppsägning av upphandlingskontrakt, väsentlig avtalsändring</p> <p>18.5 Uppsägning av upphandlingskontrakt, allvarliga brott</p> <p>18.6 Hänvisningarna korrigerade</p>
April 2017 / Uppdateringsversion	<p>1.13 Punkten med definition av tvingande uteslutningsgrund som lagts till för övergångstiden har utgått</p> <p>3.7 Ändrad hänvisning till den nya upphandlingslagen</p> <p>6.5 Utgått</p> <p>10.1 Faktureringsätt e-faktura</p> <p>10.2 Skild betalningstid för e-faktura oc pappersfaktura borttagen</p> <p>18.1 Ändrad hänvisning till den nya upphandlingslagen</p> <p>18.5 Formulering preciserad</p>
April 2022 / Uppdateringsversion	<p>1.13 En definition av sanktioner har lagts till</p> <p>3.7 Sanktioner har lagts till som grund för utbyte av underleverantör</p> <p>18.1 En finsk myndighets, EU:s eller FN:s sanktioner har lagts till som uppsägningsgrund</p>

1 Att beakta särskilt när villkoren i JYSE 2014 TJÄNSTER tillämpas

Mervärdesskatt

I anbudan uppges priset vanligen exklusive mervärdesskatt (moms 0 %). Enligt villkoren JYSE 2014 TJÄNSTER ingår inte mervärdesskatt i priset. Detta påverkar dock inte skyldigheten att betala mervärdesskatt. Leverantören har rätt att fakturera beställaren mervärdesskatt för en tjänst.

Förskott

Betalning av eventuellt förskott ska avtalas särskilt. I JYSE 2014 ingår bestämmelser om säkerhet som ska ställas för förskott.

Användning av indexvillkor

Om man vill tillämpa indexvillkor måste detta avtalas särskilt.

Optioner

I JYSE 2014 TJÄNSTER avses med option en köption av tilläggsvaror eller tilläggstjänster som ingår i upphandlingsannonsen eller anbudsförfrågan eller en option för förlängd kontraktperiod. När en anbudsgivare lägger anbud vid ett anbudsförfarande förbinder han sig att följa villkoren i anbudsförfrågan, till exempel för eventuella optioner. Det är bara beställaren som kan överväga optioner. Tjänsteleverantören är skyldig att leverera tjänsten, om beställaren bestämmer sig för att beställa tilläggstjänster som anges i upphandlingsannonsen eller anbudsförfrågan av tjänsteleverantören eller för att förlänga kontraktperioden med den optionstid som anges i anbudsunderlaget.

Skador som åsamkats tjänstens användare

Enligt kapitel 17 i JYSE 2014 TJÄNSTER är tjänsteleverantören skyldig att ersätta den skada som åsamkats tjänstens användare genom förfarande i strid med upphandlingskontraktet. Tjänstens användare definieras i punkt 1.6. För detta ansvar tillämpas inte ansvarsbegränsningar enligt kapitel 16. Kapitel 17 rörande rättigheterna för tjänstens användare klargör tjänsteleverantörens ersättningskyldighet och förfaranden mellan tjänsteleverantören

och beställaren i anslutning till hantering av krav på skadestånd. Avsikten är att beställaren inte ska fungera som mellanhand i ärendet, utan tjänsteleverantören sköter ärendet direkt med tjänstens användare.

Tjänsteleverantören och beställaren kan i upphandlingskontraktet skapa rättigheter för tjänstens användare. En användare av tjänsten har enligt kapitel 17 rätt till skadestånd från tjänsteleverantören för den skada tjänsteleverantören åsamkat genom avtalsbrott. Den aktsamhetsplikt som krävs av tjänsteleverantören ska vid behov definieras i upphandlingskontraktet. Detta tjänsteleverantörens ansvar begränsas eller upphör enligt allmänna principer gällande avtalsrättsligt ansvar såsom den skadelidandes egen medverkan till skadans uppkomst eller skadans uppkomst av orsak som är oberoende av tjänsteleverantören. Tjänsteleverantören och beställaren kan bara avtala till tredje parts fördel, inte nackdel.

Språk som används vid produktion av tjänst

I dessa villkor är tjänsterna definierade till att produceras på finska. Om tjänsten önskas på något annat språk måste punkterna 4.5 och 6.3 ändras på motsvarande sätt.

Servicenivå och personal

Den upphandlade enheten är skyldig att i anbudsförfrågan och kontraktet noggrant ange den upphandlade tjänsten och kvaliteten på den inklusive eventuella krav på servicenivå. Dessutom ska den upphandlande enheten vid behov ange utbildnings- och kompetenskrav för den personal som producerar tjänsten.

Dokumentation och register i anslutning till tjänsten

När den offentliga förvaltningen köper tjänster från ett privat företag eller en privat tjänsteleverantör är det viktigt att avtala om ansvar för registerhållning och dokument i anslutning till tjänsten. Av avtalet ska det framgå för vems räkning tjänsteleverantören agerar och vem som är registerhållare för de personregister och dokument som uppstår i förhållandet. I avtalet ska noteras ansvar och förfaringsätt för skydd och behandling av samt utlämnande av uppgifter ur det material som uppstår under verksamheten. Utöver det som konstateras om sekretess och hantering av personuppgifter i kapitel 21 i JYSE 2014 TJÄNSTER bör man avtala om hur och när dokumenten överförs till beställarens arkiv (till exempel verksamhetens upphörande, kundrelationen avslutas osv.). Dessutom bör man också avtala om de kostnader som överföring av uppgifter eventuellt kan medföra (till exempel dokument som ska bevaras permanent).

Avgift för små leveranser och fakturering

Enligt villkoren JYSE 2014 TJÄNSTER har leverantören inte rätt att ta ut någon avgift för små leveranser eller fakturering. Leverantörerna måste alltså beakta eventuella kostnader för små leveranser i priset.

Leveranser i störnings- och extraordinära situationer

JYSE 2014 TJÄNSTER anger inte särskilt hur leveranser ska skötas under extraordinära förhållanden. Aktörerna i den offentliga förvaltningen ska säkerställa att även verksamheter som lagts ut på entreprenad sköts så bra som möjligt under alla förhållanden (12 § i beredskapslagen, 1552/2011). Kritiska funktioner ska identifieras och i anbudsförfrågan ska vid behov inkluderas skyldighet att förbereda sig för att kunna fortsätta verksamheten.

Skadestånd

Enligt JYSE 2014 TJÄNSTER ersätts som utgångspunkt bara direkta skador och den övre gränsen för skadeståndsansvar är fem gånger upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde. Med direkta och indirekta skador avses i JYSE 2014 TJÄNSTER en klassificering i direkta och indirekta skador enligt 67 § i köplagen (355/1987) även om köplagen inte tillämpas på tjänsteupphandlingar. Enligt villkoren tillämpas ovan nämnda ansvarsbegränsningar inte om den andra avtalsparten har förorsakat skadan uppsåtligen eller av grovt vållande, över- trätt sekretesskyldigheten eller kränkt immateriella rättigheter.

I en del upphandlingskontrakt kan det vara ändamålsenligt att avvika från det tak för skadestånd som bestäms i JYSE 2014 TJÄNSTER. Vill man inte begränsa skadeståndsansvaret med ett övre tak i avtal, ska beställaren informera om avvikelse från villkoren 16.4 och 16.5.

Felanmälan och reklamationstid

JYSE 2014 TJÄNSTER anger att leverantören eller tjänsteleverantören ska underrättas om ett fel inom skäligen tid efter att det har upptäckts, men det ges inga närmare frister för reklamation. De upphandlande enheterna köper tjänster av mycket olika slag, och de skäligen reklamationstiderna avviker därför mycket från varandra. Kontraktsparterna måste avtala närmare om reklamationstider om de anser sådana frister vara nödvändiga.

2 Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster (JYSE 2014 TJÄNSTER)

1 Definitioner

1.1 Underleverantör

En sådan tredje part som deltar i produktionen av tjänster som avses i upphandlingskontraktet.

1.2 Upphandlingskontrakt

Kontrakt mellan beställaren och tjänsteleverantören om att leverera tjänster enligt villkoren i kontraktet. Med upphandlingskontrakt avses dokument som avses i kapitel 25.

1.3 Förändring

Överenskommen ändring eller överenskommet tillägg till en tjänsts ursprungliga omfattning eller innehåll.

1.4 Tjänst

En tjänst som utgör objekt för upphandlingskontrakt, inklusive tillhörande varor, dokument och tjänstedokumentation samt eventuella immaterialrättigheter i överenskommen omfattning

1.5 Tjänstedokumentation

Till tjänstedokumentationen hör bland annat beskrivningar av tjänstprocessen, handböcker, anvisningar samt övrigt material som tjänsteleverantören ansvarar för och som är nödvändig för produktion och utveckling av tjänsten.

1.6 Tjänstens användare

Med tjänstens användare avses sådana tredje parter som har rätt att utnyttja eller använda tjänster som avses i upphandlingskontraktet.

1.7 Slutresultat av en tjänst

Rapport, plan, undersökningsresultat eller någon annan prestation som är slutresultatet av att en tjänst har tillhandahållits.

1.8 Tjänsteproducent

Företag eller någon annan aktör som har åtagit sig att producera en tjänst åt beställaren.

1.9 Avtalsvite

Vite som kontraktsparterna särskilt kommer överens om och som tjänsteleverantören är skyldig att betala till beställaren vid kontraktsbrott som kontraktsparterna särskilt anger. Beställaren har rätt till avtalsvite utan att behöva påvisa att han har lidit skada på grund av ett kontraktsbrott från tjänsteleverantörens sida

1.10 Beställare

Den upphandlade enhet som upphandlar tjänsten utifrån detta upphandlingskontrakt.

1.11 Förseningsvite

Vite som tjänsteleverantören är skyldig att betala beställaren vid förseningar.

1.12 Fel

Om tjänsten inte motsvarar kraven som anges i kapitel 4 är den behäftad med fel.

1.13 Sanktion

Med sanktioner avses sanktioner som införts av en finsk myndighet, Europeiska unionen eller Förenta nationerna.

2 Kontaktpersoner

Båda kontraktsparterna ska utse en kontaktperson med uppgift att kontrollera och övervaka att kontraktet fullgörs och informera om frågor som har med detta att göra. Om inte något annat har avtalats, har en kontaktperson inte rätt att ändra ett kontrakt. En kontraktspart ska genast skriftligt informera den andra kontraktspartens kontaktperson när kontaktpersonen byts ut.

3 Underentreprenad

3.1 Tjänsteleverantören har totalansvaret för att uppfylla förpliktelserna enligt upphandlingskontraktet oberoende av om tjänsteleverantören använder underleverantörer.

3.2 Tjänsteleverantören får använda underleverantörer för att producera tjänsten. Då svarar tjänsteleverantören för underleverantörens andel på samma sätt som för sin egen andel samt svarar för att underleverantören för sin del följer de förpliktelser som gäller för tjänsteleverantören.

3.3 Om tjänsten produceras i lokaler som står under beställarens direkta tillsyn och tjänsteleverantören använder underleverantörer för produktionen, ska tjänsteleverantören till beställaren före produktionen av tjänsten påbörjas anmäla namn, kontaktuppgifter och lagliga företrädare för dessa underleverantörer, om dessa uppgifter inte anges i upphandlingskontraktet. Tjänsteleverantören ska dessutom till beställaren anmäla om alla ändringar och tillägg gällande underleverantörer som avses i denna punkt.

3.4 Tjänsteleverantören har inte rätt att byta ut i upphandlingskontraktet namngiven underleverantör eller underleverantör som deltar i att uppfylla väsentliga avtalsförpliktelser utan beställarens medgivande.

3.5 Om en i upphandlingskontraktet angiven underleverantör eller underleverantör som deltar i att uppfylla väsentliga avtalsförpliktelser inte kan delta i produktion av tjänster enligt upphandlingskontraktet av orsaker som inte beror på tjänsteleverantören, har tjänsteleverantören rätt att byta ut underleverantören till en när det gäller resurser och kvalitet motsvarande underleverantör, som beställaren godkänner. Beställaren kan låta bli att godkänna en underleverantör endast på goda grunder. Om tjänsteleverantören inte inom rimlig tid kan presentera en ersättande underleverantör som beställaren godkänner, har beställaren rätt att säga upp upphandlingskontraktet med sex (6) månaders uppsägningstid.

3.6 Tjänsteleverantören måste på beställarens begäran lämna en redogörelse över de underleverantörer som används för att producera tjänsten.

3.7 Tjänsteleverantören har på beställarens begäran skyldighet att byta ut en underleverantör som belastas av en obligatorisk grund för uteslutning som avses i lagstiftning gällande offentliga upphandlingar, av en av prövning beroende grund för uteslutning som avses i 81 § 1 mom. 3–11 punkten i lagen om offentlig upphandling och koncession (1397/2016), av en sanktion införd av Europeiska unionen (EU) eller Förenta nationerna (FN) eller av en finsk myndighets sanktion eller beslut om frysning av tillgångar, även om grunden skulle ha uppstått eller sanktionen införts först efter att avtalsförhållandet inletts.

4 Tjänstens egenskaper

4.1 Tjänsten ska under hela kontraktperioden motsvara det som har avtalats. Tjänsten ska också motsvara de uppgifter som lämnats till beställaren om tjänstens innehåll, prestanda eller andra förhållanden med betydelse för tjänstens kvalitet.

4.2 Tjänsten ska lämpa sig för det ändamål som en sådan tjänst i allmänhet används för. Tjänsten ska minst motsvara prov och presentationer som eventuellt givits i förväg åt beställaren.

4.3 Tjänsten ska uppfylla kraven i Europeiska unionens direkt tillämpliga rättsakter, lagar och förordningar i Finland samt finländska myndigheters bestämmelser.

4.4 Tjänsteleverantören ska producera tjänsten med omsorg, med omdöme och med den yrkeskompetens som en kvalificerad tjänsteleverantör rimligen kan antas besitta.

4.5 Tjänsten ska produceras på finska, om inte något annat har avtalats. Personer som producerar tjänsten ska ha den språkkunskap som uppgifterna kräver.

5 Kontroll av tjänstekvalitet och rätt till granskning

5.1 Tjänsteleverantören ska kontrollera hur tjänsten genomförs och övervaka tjänstekvaliteten samt avrapportera produktionen till beställaren på överenskommet sätt. Tjänsteleverantören åtar sig att utveckla sin tjänst under kontraktperioden för att förbättra tjänstens kvalitet. Om beställaren kräver det, ska tjänsteleverantören kontrollera tjänstekvaliteten med hjälp av ett system för kundfeedback.

5.2 Beställaren utför kvalitetskontroll enligt sina egna behov. Tjänsteleverantören är skyldig att inom utsatt tid lämna de uppgifter som beställaren begär för kvalitetskontrollen.

5.3 Beställaren och tjänsteleverantören träffas till tjänsteuppföljningsmöten med de tidsintervall som de kommer överens om. Kontraktsparterna behandlar bland annat frågor rörande tjänsteproduktion, kvalitet, reklamationer, kundfeedback och kommande tjänstebehov.

5.4 Under kontraktperioden har beställaren rätt att inspektera eller på egen bekostnad låta en tredje oavhängig part göra inspektioner för att ta reda på om tjänsten överensstämmer med kraven och om tjänsteleverantören har handlat enligt kontraktet. Beställaren eller en företrädare för beställaren har rätt att få tillträde till de lokaler där tjänsten produceras och att intervjua personer som deltar i produktion av tjänsten samt att ta del av de av tjänsteleverantörens dokument som är nödvändiga för att kunna bedöma minimikraven på verksamheten och kvaliteten på innehållet i tjänsten. Beställaren har dock bara rätt att kontrollera uppgifter som gäller uppfyllande av förpliktelserna i det aktuella kontraktet.

5.5 Beställaren måste avisera sin inspektion i förväg. Tjänsteleverantören har rätt att skjuta upp beställarens föreslagna inspektionstidpunkt med högst fjorton (14) dagar, om det är motiverat.

5.6 Tjänsteleverantören har rätt att kräva att den som utför inspektionen undertecknar ett sekretessavtal om inspektionen. Sekretessavtalet får inte utgöra något hinder för att

resultaten av inspektionen rapporteras till beställaren, och det får inte innehålla ekonomiska sanktioner eller skadeståndsklausuler som avviker från detta avtal.

6 Tjänsteleverantörens övriga förpliktelser och ansvar

6.1 Tjänsteleverantören förbinder sig att samarbeta med eventuella andra som vid varje tidpunkt producerar tjänster för eller levererar varor till beställaren; detta för att tjänstehelheten ska fungera så flexibelt som möjligt för beställaren och utan avbrott. Samarbetet mellan tjänsteleverantörerna måste ordnas så att deras affärs- eller yrkeshemligheter inte avslöjas.

6.2 Om samarbetsbehovet ändras under kontraktperioden och detta medför extra kostnader för tjänsteleverantören, ska kontraktsparterna redan innan den kostnadsökande verksamheten inleds komma överens om hur kostnaderna ska fördelas.

6.3 Tjänsteleverantören ska upprätthålla dokumentation om tjänsten. Dokumentationen ska vara på finska om inte något annat har avtalats.

6.4 Tjänsteleverantören ska föra en förteckning över de skadefall där beställaren, tjänstens användare eller en tredje part har åsamkats skada. Tjänsteleverantören är skyldig att underrätta beställaren om sådana skador.

7 Personal som anlitas för att producera tjänsten

7.1 Tjänsteleverantören ska anlita personal med lämplig kvalifikation och erfarenhet för att producera tjänsten. Tjänsteleverantören ska undvika att byta ut personal som används för att producera tjänsten. Byte av personal får inte försämra tjänstens kvalitet.

7.2 Om beställaren kräver att den personal som producerar tjänsten namnges, ska de namngivna personerna producera de tjänster som anges i upphandlingskontraktet. Tjänsteleverantören har inte rätt att byta ut en namngiven person utan beställarens godkännande. Om en namngiven person av orsaker som är tvingande och oberoende av tjänsteleverantören inte kan delta i produktion av tjänster enligt upphandlingskontraktet, har tjänsteleverantören rätt att byta ut personen till en sådan person med motsvarande kvalifikationer som beställaren godkänner. Beställaren kan låta bli att godkänna en ersättande person som tjänsteleverantören föreslår endast på goda grunder. Om tjänsteleverantören inte inom rimlig tid kan presentera en ersättande person som beställaren godkänner, har beställaren rätt att säga upp upphandlingskontraktet med sex (6) månaders uppsägningstid.

7.3 Tjänsteleverantören är skyldig att på beställarens begäran genast och utan ekonomisk ersättning byta ut personer som deltar i produktion av tjänsten om de inte har adekvat yrkeskompetens eller som av annan anledning inte är lämpliga för ifrågavarande uppgift.

7.4 Tjänsteleverantören eller dennes anställda står inte i arbetsavtalseller tjänsteförhållande till beställaren när de utför kontraktsevenliga arbetsuppgifter.

7.5 Den anlitade personalen är skyldig att följa beställarens anvisningar och bestämmelser för säkerhet, informationssäkerhet, allmänt uppförande m.m. när den arbetar i beställarens lokaler. Beställaren är skyldig att i förväg informera om alla procedurförpliktelser av detta slag som gäller för den anlitade personalen. Tjänsteleverantören behåller dock ansvaret för arbetsledning och tillsyn i fråga om sin egen personal, förutsatt att det inte är inhyrd personal eller det inte särskilt har avtalats om att överföra ansvaret för arbetsledning och tillsyn.

7.6 Om parterna sinsemellan överlåter rörelse och beställarens anställda övertas av tjänsteleverantören eller om det i anbudsförfrågan krävs att beställarens anställda ska övertas av tjänsteleverantören med bibehållna anställningsvillkor tillämpas lagbestämmelserna om överlåtelse av rörelse på den personal som överförs.

7.7 Om en anställd hos tjänsteleverantören eller dess underleverantör är en person som avses i 3 § 2a punkt i utlänningslagen (301/2004) och personen arbetar i beställarens lokaler eller arbetsplats, ska tjänsteleverantören svara för att ifrågavarande anställd har uppehållstillstånd för arbetstagare som avses i utlänningslagen eller annat dokument som ger uppehållsrätt.

8 Beställarens samverkansskyldighet

8.1 Beställaren ansvarar för att de uppgifter som är på dennes ansvar blir utförda enligt kontraktet.

8.2 Beställaren är skyldig att lämna tillräckliga och riktiga uppgifter till tjänsteleverantören för att tjänsten ska kunna produceras.

8.3 Beställaren ska se till att tjänsteleverantörens personal i förekommande fall får tillgång till hans lokaler eller utrustning enligt vad som har avtalats.

9 Pris och ändring av pris

9.1 Priset är fast under 12 månader från kontraktens början, om inte något annat har avtalats. I priset ingår inte mervärdesskatt.

9.2 Tjänsteleverantören debiterar mervärdesskatt enligt gällande lag.

9.3 Priset inkluderar alla kostnader som orsakas av tjänstens produktion. Sådana är bland annat kostnader för resor och inkvartering, dagtraktamenten, övertidsersättningar samt indirekta skatter och avgifter som ska betalas av tjänsteleverantören när anbudstiden går ut, med undantag för mervärdesskatt.

9.4 Tjänsteleverantören har inte rätt att ta ut någon avgift för små leveranser eller fakturering om inget annat avtalats.

9.5 Förskottsbetalning är en fast del av upphandlingspriset.

9.6 I sitt pris har tjänsteleverantören rätt att beakta direkta kostnader som direkt påverkar de tjänster som produceras åt beställaren och som beror på nya offentliga avgifter som myndigheterna har påfört efter att anbudet lämnades eller på höjningar av befintliga avgifter, under förutsättning att de inte var kända när anbudet lämnades och tjänsteleverantören kan visa vad prisändringen grundas på. I dessa fall ändras priset från och med den tidpunkt då de ovan nämnda ändringarna trädde i kraft. Denna rätt gäller för tjänsteleverantören också när priset är fast. Tjänsteleverantören har på beställarens begäran skyldighet att i priset också beakta förändringar på grund av avskaffande eller minskning av motsvarande avgifter.

9.7 Tjänsteleverantören har rätt att under kontraktperioden ändra priset för tjänsten när följande förutsättningar är uppfyllda:

- Prisändringen grundas på den allmänna prisutvecklingen för tjänsten
- Grunden för prisändringen har uppkommit efter att upphandlingskontraktet har undertecknats
- Grunden för prisändringen påverkar direkt priset för tjänst enligt upphandlingskontraktet
- Grunden för prisändringen beror inte på tjänsteleverantörens egen verksamhet (med undantag för ändringar grundade på allmän löneutveckling).

Tjänsteleverantören ska lämna ett skriftligt förslag om prisändringen minst tre (3) månader innan den träder i kraft. Prisändring kan träda i kraft tidigast 12 månader efter kontraktperiodens början eller från den föregående prisändringen som gjorts på initiativ av tjänsteproducenten. Tjänsteleverantören är skyldig att för beställaren lägga fram en relevant och motiverad redogörelse om kostnadsutvecklingen och orsakerna till prisändringen.

9.8 Beställaren har motsvarande rätt att under kontraktperioden föreslå ändring av priset när förutsättningarna nämnda i punkt 9.7 är uppfyllda. Beställaren ska lämna ett skriftligt förslag om prisändringen minst tre (3) månader innan den träder i kraft. Prisändring kan träda i kraft tidigast 12 månader efter kontraktperiodens början eller från den föregående

prisändringen som gjorts på initiativ av beställaren. Beställaren är skyldig att lägga fram en relevant och motiverad redogörelse om kostnadsutvecklingen och orsakerna till prisändringen.

9.9 Om inte enighet om prisändringen kan nås, har avtalsparterna rätt att säga upp upphandlingskontraktet med sex (6) månaders uppsägningstid. Uppsägningen ska göras skriftligt innan de nya priserna träder i kraft. Under uppsägningstiden tillämpas de priser som gällde innan förslaget om prisändring lades fram.

10 Betalningsvillkor

10.1 Tjänsteleverantören fakturerar beställaren med e-faktura.

10.2 E-fakturan förfaller till betalning 21 dagar efter att en godtagbar faktura har inkommit.

10.3 Om inte något annat har avtalats, har tjänsteleverantören rätt att fakturera för överenskomna avgifter när tjänsten har producerats. Återkommande avgifter faktureras i efterskott för överenskomna faktureringsperioder. Fakturan ska innehålla specifikation av vad faktureringen grundar sig på.

10.4 Om beställaren inte betalar fakturan senast på förfallodagen, har tjänsteleverantören rätt att ta ut dröjsmålsränta enligt räntelagen (633/1982) och skäliga inkassokostnader.

10.5 Tjänsteleverantören har rätt att avbryta fullgörandet av sina förpliktelser i kontraktet, om en klar och ostridig betalning dröjer längre än trettio (30) dagar och den försenade betalningen är väsentlig. Tjänsteleverantören ska då underrätta beställaren skriftligt om avbrottet minst femton (15) dagar innan avbrottet verkställs. Beställaren kan också underläggas genast när försummelsen har skett.

10.6 Beställaren har rätt att innehålla betalning bland annat på grundval av kostnader för ny motsvarande tjänst på grund av fel eller försening i tjänsten samt kontraktsenligt förseningsvite eller något annat avtalsvite, säkerhet under tjänstens produktionstid och säkerhet för garantitiden samt de räntor som samlats för förskott i försenings- och hävningssituation.

11 Säkerhet

11.1 Om beställaren enligt kontraktet ska betala förskott, är tjänsteleverantören skyldig att, innan beställaren betalar förskottet, ställa en säkerhet som godtas av beställaren och som är minst 15 procent högre än förskottet. Säkerheten måste gälla minst en månad

efter att den tjänst som förskottet gäller har producerats. Tjänsteleverantören ska förlänga giltighetstiden för säkerheten, om han dröjer med att fullgöra sina förpliktelser.

11.2 Om parterna har kommit överens om säkerhet för garantitiden, är tjänsteleverantören skyldig att innan garantitiden börjar löpa ställa en säkerhet som godtas av beställaren och som utgör minst 15 procent av upphandlingspriset exklusive mervärdesskatt eller för fortlöpande tjänster det kalkylerade priset för 12 månader. Säkerheten måste gälla minst en månad efter att garantitiden har löpt ut.

11.3 Om parterna har kommit överens om säkerhet för den tid då tjänsten produceras, ska tjänsteleverantören ställa en säkerhet som godtas av beställaren och som utgör minst 15 procent av upphandlingspriset exklusive mervärdesskatt eller för fortlöpande tjänster det kalkylerade priset för 12 månader. Säkerheten måste gälla minst en månad efter att produktionen av tjänsten har upphört.

11.4 Som säkerhet godtas i första hand en bankinsättning i beställarens namn eller proprieborgen i ett solvent penninginstitut eller en solvent försäkringsanstalt eller någon annan säkerhet som beställaren godtar.

11.5 Tjänsteleverantören svarar för alla kostnader för att ställa säkerhet.

12 Dröjsmål

12.1 Om någondera kontraktsparten ser att det kommer att uppstå dröjsmål med att fullgöra sina förpliktelser eller anser ett dröjsmål vara sannolikt, ska denne genast underätta den andra kontraktsparten skriftligt om dröjsmålet och följderna för möjligheterna att fullgöra kontraktet. Vid dröjsmål från tjänsteleverantörens sida ska denne meddela beställaren en ny tidpunkt för leverans av tjänsten så snart som möjligt.

12.2 Med dröjsmål med tjänsten jämställs dröjsmål med de uppgifter, varor och den dokumentation av tjänsten som krävs enligt kontraktet.

12.3 Beställaren har rätt att få förseningsvite om tjänsten fördröjs av skäl som beror på tjänsteleverantören. Beställaren har rätt till förseningsvite utan att behöva påvisa att han har lidit skada på grund av tjänsteleverantörens dröjsmål. Om inte något annat har avtalats, är förseningsvitet en (1) procent av det mervärdesskattefria värdet på den försenade tjänsten för varje påbörjad period om sju (7) dagar som tjänsteleverantören överskrider den överenskomna fristen. Förseningsvite får tas ut för högst tio (10) veckor. Utöver förseningsvite har beställaren rätt till skadestånd enligt kapitel 16 för skada som orsakats av tjänsteleverantörens dröjsmål.

12.4 Om beställaren har betalat förskott och tjänsten blir försenad av skäl som beror på tjänsteleverantören, är tjänsteleverantören skyldig att betala årlig ränta enligt räntelagen för förseningstiden för den del av förskottet som motsvarar den försenade tjänsten.

12.5 Beställare har rätt att på grund av försening låta bli att betala tjänstens pris. Beställaren har dock inte rätt att kvarhålla ett belopp som sannolikt överstiger de krav som han har rätt att ställa på grundval av förseningen.

12.6 Om tjänsteleverantören dröjer med att fullgöra sin uppgift och förseningen har en väsentlig betydelse för beställaren med tanke på tjänstens natur, har beställaren rätt att på tjänsteleverantörens bekostnad skaffa motsvarande tjänst från tredje part som ersättning (rätt till täckningsköp). Beställaren ska eftersträva att meddela tjänsteleverantören om avsikten att utnyttja sin rätt innan ersättande tjänst anskaffas.

12.7 Upphandlingskontrakt kan hävas på grund av väsentlig försening enligt punkt 13.6.

12.8 Beställaren har rätt att på grund av försening av tjänst innehålla räntor och avgifter som avses i punkterna 12.3, 12.4 och 12.6 enligt punkt 10.6.

13 Fel, prissänkning och hävning av kontrakt

13.1 Om tjänsten är behäftad med fel, ska beställaren anmäla felet till tjänsteleverantören inom rimlig tid från det att felet observerats eller när det borde ha observerats.

13.2 Tjänsteleverantören är skyldig att meddela beställaren om att felanmälan mottagits och om att åtgärder inletts senast inom 14 dagar från det att anmälan mottagits.

13.3 Beställare har rätt att på grund av fel låta bli att betala tjänstens pris. Beställaren har dock inte rätt att kvarhålla ett belopp som sannolikt överstiger de krav som han har rätt att ställa på grundval av felet.

13.4 Om tjänsten är behäftad med fel ska tjänsteleverantören på egen bekostnad utreda orsaken till felet och åtgärda det utan fördröjning. Tjänsteleverantören befrias från ansvar genom att visa att felet inte beror på omständighet inom tjänsteleverantörens ansvar. I sådant fall har tjänsteleverantören rätt att debitera för utrednings- och reparationsarbete för felet enligt sin vanliga taxa.

13.5 Beställaren har rätt att få prissänkning av tjänsteleverantören om tjänsten varit behäftad med fel.

13.6 Båda kontraktsparterna har rätt att häva kontraktet helt eller delvis, om den andra parten på ett väsentligt sätt har brutit mot sina förpliktelser enligt kontraktet eller det är uppenbart att ett väsentligt kontraktsbrott kommer att ske. Som väsentligt kontraktsbrott betraktas bland annat att tjänsten inte motsvarar det som parterna avtalat om och att felet eller dess konsekvenser för beställaren är större än ringa och att felet inte rättas till genast trots att beställaren har påpekat felet eller att felet är återkommande. Som väsentligt kontraktsbrott betraktas också om en kontraktspart är väsentligt försenad med sina uppgifter eller om dröjsmålen är återkommande.

13.7 Om beställaren har betalat förskott, ska tjänsteleverantören vid hävande av kontraktet betala tillbaka förskottet till beställaren och ränta uträknad enligt räntelagen från den dag då förskott betalades till återbetalningsdagen.

13.8 Om fel som beror på tjänsteproducenten inte kan åtgärdas eller om tjänsteleverantören inte åtgärdar felet inom rimlig tid, har beställaren rätt att på tjänsteleverantörens bekostnad skaffa en motsvarande, ersättande tjänst på samma nivå från en tredje part (rätt till täckningsköp). Beställaren ska eftersträva att meddela tjänsteleverantören om avsikten att utnyttja sin rätt innan ersättande tjänst anskaffas.

13.9 Beställaren har rätt att på grund av fel i tjänst innehålla räntor och avgifter som avses i punkterna 13.5, 13.7 och 13.8 enligt punkt 10.6.

14 Force majeure

14.1 Som befrielsegrund (force majeure) betraktas en ovanlig händelse som hindrar att kontraktet fullgörs och påverkar fallet och som har inträffat efter det att kontraktet ingicks och som avtalsparterna inte haft någon orsak att beakta när de ingick kontraktet. Dessutom ska händelsen vara oberoende av kontraktsparterna och dess hindrande effekt inte kunna undanröjas utan oskäliga merkostnader eller oskälig tidsförlust. Sådana händelser kan vara krig, uppror, inre oroligheter, myndigheters rekvisition eller beslag för offentligt behov, import- eller exportförbud, naturkatastrof, avbrott i den allmänna samfärdseln eller energidistributionen, strejk eller annan arbetskonflikt eller eldsvåda eller någon annan omständighet med lika betydande och ovanliga verkningar som är oberoende av kontraktsparterna.

14.2 En underleverantörs dröjsmål betraktas som befrielsegrund bara om underleverantörens dröjsmål beror på ett hinder som avses i punkt 14.1 och en annan underleverantör inte kan anlitas utan oskälig tidsförlust eller kostnader.

14.3 Om fullgörandet av en förpliktelse i kontraktet fördröjs på grund av ett oöverstigit hinder, ska tiden för att fullgöra förpliktelsen förlängas så mycket som det kan anses skäligt med beaktande av alla omständigheter som påverkar fallet.

14.4 Kontraktsparterna ska genast underrätta varandra om att ett oöverstigit hinder har inträffat och när det har upphört. Senast därefter ska de avtala om hur hindret har påverkat leveransen.

14.5 Båda kontraktsparterna har rätt att häva kontraktet helt eller delvis, om fullgörandet av kontraktet fördröjs med mer än fyra (4) månader på grund av att det oöverstigit hindret fortsätter att råda.

15 Försäkringar

15.1 Tjänsteleverantören ska ha lagstadgade försäkringar och andra försäkringar som är nödvändiga för att producera tjänsten. Försäkringarna ska gälla under hela kontraktperioden.

15.2 Om inte något annat har avtalats, ska tjänsteleverantören teckna ansvarsförsäkring för sin verksamhet och den ska vara tillräcklig i förhållande till riskerna med tjänsteproduktionen. På begäran ska tjänsteleverantören innan kontraktet undertecknas lämna ett intyg över ansvarsförsäkringen till beställaren.

16 Skadestånd

16.1 Beställaren och tjänsteleverantören har rätt att få skadestånd vid direkt skada som beror på den andra partens kontraktsbrott.

16.2 Om kontraktet upphör på grundval av kapitel 18 eller 19 av skäl som beror på tjänsteleverantören och beställaren åsamkas skada av detta, har beställaren rätt att få skadestånd för skada som orsakats av att kontraktet upphör i förtid.

16.3 Beställaren har rätt att få skadestånd för dröjsmål eller någon annan direkt skada som beror på tjänsteleverantörens kontraktsbrott, till den del skadebeloppet är större än förseningsvitet till beställaren och annat avtalsvite som kontraktsparterna kommit överens om särskilt.

16.4 Om inget annat har överenskommit är kontraktsparternas ersättningsansvar högst fem (5) gånger upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde.

16.5 Med upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde avses värdet på den tjänst som utgör objekt i upphandlingskontraktet mellan beställaren och tjänsteleverantören. Vid ramarrangemang är upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde det sammanlagda värdet för de anskaffningar som beställaren har gjort och kommer att göra inom ramarrangemanget. För upphandlingskontrakt eller ramarrangemang av fortlöpande karaktär är upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde de genomsnittliga inköpen under en månad multiplicerat med det antal månader som motsvarar kontraktperioden. För upphandlingskontrakt som gäller tills vidare bestäms upphandlingens värde efter 48 månaders kontraktperiod. Om skadan inträffar under optionsperioden, beaktas vid beräkning av upphandlingskontraktets kalkylmässiga värde månaderna i såväl den egentliga kontraktperioden som optionsavtalsperioden.

16.6 Ansvarsbegränsningarna enligt detta kapitel tillämpas inte om den andra avtalsparten har förorsakat skadan uppsåtligen eller av grovt vållande, överträtt sekretesskyldigheten eller kränkt immateriella rättigheter. I sådana fall har den skadelidande parten rätt till ersättning också för indirekt skada.

17 Ersättning av skador som åsamkats tjänstens användare på grund av tjänsteleverantörens kontraktsbrott

17.1 Tjänsteleverantören är skyldig att ersätta skada som åsamkats tjänstens användare genom förfarande i strid med upphandlingskontraktet mellan beställaren och tjänsteleverantören.

17.2 Om ersättning yrkas från tjänsteleverantören ska tjänsteleverantören informera beställaren om ersättningsyrkandet utan fördröjning. Tjänsteleverantören ska försöka komma överens om ersättningens storlek med den som yrkar på ersättning. Om överenskommelse kan nås om ersättningens storlek betalar tjänsteleverantören ersättningen direkt till tjänstens användare och informerar beställaren utan fördröjning skriftligt om erlagd betalning. Om tjänsteleverantören anser att han inte är ersättningsansvarig eller om överenskommelse inte kan nås om ersättningens storlek, ska tjänsteleverantören meddela detta inklusive motiveringar till tjänstens användare och beställaren inom rimlig tid från det att ersättningsyrkandet inkommit.

17.3 Om ersättningsyrkande på grund av tjänsteleverantörens kontraktsbrott har riktats mot beställaren, ska beställaren utan fördröjning skriftligt meddela tjänsteleverantören om ersättningsyrkandet. Om beställaren har överfört ersättningsyrkandet till tjänsteleverantören för handläggning och utbetalning av eventuell ersättning, ska beställaren meddela detta till tjänstens användare. Tjänsteleverantören är skyldig att betala skador som orsakats på grund av kontraktsbrott till tjänstens användare inom rimlig tid efter att

ha fått kännedom om ersättningsyrkandet och utan fördröjning informera beställaren skriftligt om erlagda ersättningar.

17.4 Om tjänsteleverantören anser att han inte har ersättningsansvar i ärendet, ska han utan fördröjning meddela detta inklusive motiveringar till beställaren och tjänstens användare. Om beställaren efter detta överväger att betala skadestånd med det ersättningsyrkande som tjänstens användare lagt fram som grund, ska tjänsteleverantören ges en ny möjlighet att bli hörd om de ansvarsgrunder som beställaren lagt fram och ersättnings storlek innan ersättningen betalas ut. Om tjänsteleverantören fortfarande anser det ogrundat att betala ersättning, ska tjänsteleverantören för beställaren lägga fram skriftliga motiveringar om alla uppgifter som är betydelsefulla för skadeståndsansvarets grund och storlek. Om beställaren efter detta betalar skadestånd till tjänstens användare, ska tjänsteleverantören ersätta beställaren för den ersättning som han betalat till tjänstens användare, till den del som tjänsteleverantören har skadeståndsansvar i fallet enligt detta upphandlingskontrakt.

17.5 Om beställaren på grund av tjänsteleverantörens kontraktsbrott är skyldig att betala skadestånd och/eller rättegångskostnader till tjänstens användare, är tjänsteleverantören skyldig att betala en ersättning av motsvarande storlek inklusive räntor till beställaren. Tjänsteleverantören ska dessutom betala beställarens rättegångskostnader som kan anses rimliga och andra rimliga kostnader som uppstått för att utreda ärendet inklusive räntor.

17.6 Tjänsteleverantören är skyldig att informera beställaren om alla uppgifter som är betydelsefulla när det gäller tjänsteleverantörens kontraktsbrott och skadeståndsansvar som grundas på det. Om försummelse av denna skyldighet innebär skada för beställaren, är tjänsteleverantören skyldig att ersätta beställaren för den skada som åsamkats.

17.7 Tjänsteleverantören är skyldig att på egen bekostnad delta i utredning av skada som åsamkats tjänstens användare.

17.8 Om skadeståndstalan från tjänstens användare anhängiggörs vid domstol mot beställare eller tjänsteleverantör ska denne utan fördröjning lämna talan för kännedom till den andra kontraktsparten. Det måste reserveras en möjlighet för den andra kontraktsparten att bli hörd om de huvudsakliga grunderna i svaromål på talan i god tid innan svaromål lämnas till domstolen.

17.9 För skadeståndsansvar enligt detta kapitel tillämpas inte ansvarsbegränsningar enligt kapitel 16.

18 Avslutande av kontrakt i särskilda situationer

18.1 Beställaren har rätt att säga upp ett upphandlingskontrakt med omedelbar verkan om tjänsteleverantören belastas av en obligatorisk grund för uteslutning som avses i lagstiftning gällande offentliga upphandlingar, av en av prövning beroende grund för uteslutning som avses i 81 § 1 mom. 3–11 punkten i lagen om offentlig upphandling och koncession (1397/2016), av en sanktion införd av Europeiska unionen (EU) eller Förenta nationerna (FN) eller av en finsk myndighets sanktion eller beslut om frysning av tillgångar, även om grunden skulle ha uppstått eller sanktionen införts först efter att avtalsförhållandet inletts.

18.2 Beställaren har rätt att säga upp kontraktet med omedelbar verkan, om tjänsteleverantörens ekonomiska eller andra omständigheter har förändrats så väsentligt att det inte kan antas att tjänsteleverantören kommer att kunna fullgöra sina förpliktelser enligt kontraktet och någon tillförlitlig information om hur förpliktelserna ska fullgöras inte ges. Uppsägningen ska göras inom rimlig tid efter det att beställaren fick kännedom om uppsägningsgrunden.

18.3 Innan beställaren säger upp kontraktet med punkt 18.1 eller 18.2 som grund är han skyldig att påpeka omständigheterna för tjänsteleverantören och ge denne möjlighet att lämna ett klarläggande inom en skälig tid.

18.4 Beställaren har rätt att säga upp upphandlingskontraktet med omedelbar verkan, helt eller delvis, om det i upphandlingskontraktet har gjorts en väsentlig förändring som med stöd av upphandlingslagstiftningen skulle ha krävt ett nytt upphandlingsförfarande.

18.5 Beställaren har rätt att säga upp upphandlingskontraktet med omedelbar verkan, om inget upphandlingskontrakt skulle ha slutits med tjänsteleverantören, på grund av att Europadomstolen i ett förfarande enligt artikel 258 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt har konstaterat att den allvarligt brutit mot sina skyldigheter enligt grundfördragen och upphandlingsdirektiven.

18.6 Om beställaren säger upp kontraktet med punkterna 18.1, 18.2, 18.4 eller 18.5 som grund, har tjänsteleverantören rätt att få full betalning för de tjänster som har producerats fram till den tidpunkt när kontraktet upphör, men ingen rätt att få någon annan ersättning på grund av att kontraktet upphör.

19 Beställansvar

19.1 Om lagen om beställarens utredningsskyldighet och ansvar vid anlitan av utomstående arbetskraft (1233/2006) tillämpas på upphandlingen ska tjänsteleverantören till beställaren under kontraktperioden med 12 månaders intervall lämna ett intyg över

betalda skatter eller ett intyg över skatteskuld eller en utredning om att en betalningsplan som godkänts av skattetagaren angående skatteskulden har gjorts upp och ett intyg över tecknande av pensionsförsäkringar samt över betalning av pensionsförsäkringsavgifter eller en utredning om att en betalningsöverenskommelse som godkänts av betalningsmottagaren har ingåtts angående pensionsförsäkringsavgifter som förfallit till betalning.

19.2 Om en utstationerad arbetstagare med anställningsförhållande till tjänsteleverantören utför tjänsten, ska tjänsteleverantören lämna ett intyg till beställaren om hur den utstationerade arbetstagarens sociala trygghet bestäms. Intyget ska avvika från ovan nämnda 12 månaders tidsfrist lämnas genast och i varje fall innan ifrågavarande utstationerade arbetstagare påbörjar arbetet.

19.3 Beställaren har rätt att säga upp upphandlingskontraktet med omedelbar verkan om tjänsteleverantören inte inom tidsfristen lämnar de redogörelser och intyg som avses i punkterna 19.1 och 19.2 eller om tjänsteleverantören enligt redogörelsen eller intyget inte har sört för sina lagstadgade förpliktelser. Innan upphandlingskontraktet sägs upp ska beställaren skriftligen uppmärksamma tjänsteleverantören om försummelsen och påpeka risken för uppsägning om inte försummelsen rättas till inom skälig tid som beställaren bestämt.

19.4 I fall som avses i detta kapitel har tjänsteleverantören rätt att få full betalning för de tjänster som han har levererat fram till den tidpunkt när kontraktet upphör, men ingen rätt att få någon annan ersättning på grund av att kontraktet upphör.

20 Immateriella rättigheter

20.1 De immateriella rättigheterna till slutresultaten eller dokumentationen av tjänsten överförs inte till beställaren, om inte något annat har avtalats. Allt material som beställaren och tjänsteleverantören överlåter till varandra före eller efter kontraktet förblir överlåtarens egendom. Beställaren har dock oåterkallelig rätt att använda slutresultaten av tjänsten och annat material som har överlåtits av tjänsteleverantören för ändamål som gäller tjänsten enligt kontraktet. Användningsrätten inkluderar rätt att använda, kopiera och göra eller låta göra ändringar. Vid ändringar i det material som har överlåtits av tjänsteleverantören ska beställaren se till att tjänsteleverantörens affärs- eller yrkeshemligheter inte avslöjas, oberoende av om ändringarna görs av beställaren eller av någon annan. Beställaren har rätt att lämna över materialet med samma rättigheter och skyldigheter till den som övertar dennes uppgifter.

20.2 Tjänsteleverantören svarar för att tjänsterna eller materialet om dem, när de används kontraktsenligt, inte kränker tredje parts rätt till patent, upphovsrätt eller andra immateriella rättigheter som gäller i Finland.

20.3 Tjänsteleverantören är skyldig att bemöta kraven på beställarens vägnar och på egen bekostnad, om det reses immaterialrättsliga krav mot beställaren på grund av användningen av tjänsten eller materialet om den. Tjänsteleverantören svarar gentemot beställaren för att immaterialrättsliga krav eller förpliktelser i fråga om tjänsten eller materialet om den inte åsamkar beställaren rättegångskostnader, skadeståndskostnader eller andra kostnader gentemot tredje part eller övriga förpliktelser gentemot tredje part.

21 Sekretess och behandling av personuppgifter

21.1 Kontraktsparterna ska vardera för sin del se till att tjänsten produceras med beaktande av gällande författningar om sekretess, tystnadsplikt, informationssäkerhet och överlåtelse av sekretessbelagd information. Dessutom ska tjänsteleverantören följa beställarens anvisningar om behandling och arkivering av dokument och uppgifter.

21.2 Om tjänsteleverantören för beställarens räkning producerar lagstadgade eller andra därmed jämförliga tjänster, måste denne i sin produktion av tjänst enligt upphandlingskontraktet följa gällande författningar om sekretess inom den offentliga förvaltningen, bland annat lagen om offentlighet i myndigheternas verksamhet (621/1999).

21.3 Beställaren är den registeransvarige som avses i personuppgiftslagen (523/1999). När uppdragsförhållandet upphör ska tjänsteleverantören lämna över de personregister som hänför sig till uppdragsförhållandet till beställaren.

21.4 Tjänsteleverantören svarar för att privata hemligheter eller familjehemligheter som kommit fram i tjänsteproduktionen eller i den kontraktsevenliga verksamheten i övrigt inte yppas utan tillstånd.

21.5 Tjänsteleverantören får inte utan tillstånd från beställaren lämna ut uppgifter som kan vara sekretessbelagda eller personuppgifter i registerform till utomstående.

21.6 Tjänsteleverantören svarar för att underleverantörer som används följer dessa sekretessbestämmelser.

21.7 Tjänsteleverantören är skyldig att för den tjänsteproducerande personalen klargöra innebörden av sekretesskyldigheten.

21.8 Tjänsteleverantören är skyldig att på anmodan av beställaren upprätta en förteckning över de av sina anställda eller en underleverantörs anställda som har tillträde till beställarens material eller känsliga uppgifter om beställaren eller tredje part. Förteckningen ska uppdateras fortlöpande.

21.9 Kontraktsparterna förbinder sig att hemlighålla konfidentiellt material och konfidentiell information som de får av varandra, om de enligt lag är sekretessbelagda, och att inte använda dem för andra ändamål än de som avses i kontraktet.

21.10 Det betraktas inte som sekretessbrott om uppgifter lämnas ut till myndigheter eller andra parter på grundval av förpliktande myndighetsbestämmelser.

21.11 Tjänsteleverantören får inte använda kontraktet eller beställarens namn i marknadsföring utan samtycke från beställaren. Om inte något annat har avtalats, får tjänsteleverantören dock utnyttja kontraktet som referens vid anbud till en upphandlande enhet som avses i upphandlingslagstiftningen.

21.12 Förpliktelser som avses i detta kapitel fortsätter också efter upphandlingskontraktperioden.

22 Överföring och ändring av kontrakt samt option

22.1 Tjänsteleverantören får inte utan samtycke från beställaren föra över kontraktet till tredje part, inte ens delvis. Beställaren har rätt att föra över kontraktet till en sådan tredje part som helt eller delvis tar över beställarens uppgifter.

22.2 Ändringar i kontraktet ska göras skriftligt. Också ändringar i elektroniskt format betraktas som skriftliga kontraktsändringar.

22.3 Ändringar i tjänsten och hur de påverkar tidpunkten för att tillhandahålla tjänsten eller priset ska parterna komma överens om skriftligt innan åtgärderna vidtas.

22.4 Om upphandlingen innehåller en option bestämmer beställaren hur den ska användas. På optionen tillämpas villkoren i upphandlingskontraktet.

23 Biståndsskyldighet när tjänsteleverantör byts

23.1 När tjänsteleverantören byts ut är tjänsteleverantören skyldig att bistå beställaren med att överföra kontraktsförpliktelse till den nya tjänsteleverantören eller till beställaren själv. Tjänsteleverantören har då rätt att debitera för merarbetet enligt sin prislista.

23.2 Biståndsskyldigheten börjar redan innan kontraktet löper ut, när det har sagts upp eller hävts för att löpa ut eller när beställaren meddelar att han kommer att starta en upphandling som gäller tjänster enligt kontraktet. Om inget annat överenskommit fortgår skyldigheten som längst fram till dess att 12 månader har förflutit sedan kontraktet löpte ut.

24 Meningskiljaktigheter och tillämplig lag

24.1 Frågor som gäller kontraktet ska i första hand avgöras genom ömsesidiga förhandlingar.

24.2 Om tvisten inte kan lösas genom förhandlingar, ska meningskiljaktigheterna hänskjutas till en allmän underrätt på beställarens hemort.

24.3 Finländsk lag tillämpas på kontraktet. Bestämmelserna om lagval i finländsk lag tillämpas dock inte på kontraktet.

25 Kontraktshandlingarnas prioritetsordning

25.1 Kontraktshandlingarna kompletterar varandra. Är handlingarna sinsemellan motstridiga ska de gälla i följande ordning, om inte något annat har avtalats:

1. Kontrakt
2. Anbudsförfrågan
3. Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster (JYSE 2014 TJÄNSTER)
4. Anbudet



VALTIOVARAINMINISTERIÖ
FINANSMINISTERIET

FINANSMINISTERIET

Snellmansgatan 1 A
PB 28, 00023 STATSRÅDET
Telefon 0295 160 01
finansministeriet.fi

ISSN 1797-9714 (pdf)
ISBN 978-952-367-195-9 (pdf)

April 2022

Uppdragsbeskrivning

JURIDISKA TJÄNSTER

Dnr: ÅLR 2023/1497

Datum: 10.3.2023

PB 1060, AX-22111 Mariehamn

registrator@regeringen.ax

+358 18 25 000

www.regeringen.ax

Innehållsförteckning

1	Uppdragets innehåll.....	2
1.1	Uppdragets bakgrund.....	2
1.2	Uppdragets syfte.....	5
1.3	Uppdragets omfattning.....	6
1.3.1	Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik.....	6
1.3.2	Riskhantering.....	7
1.3.3	Skatterätt.....	7
1.3.4	Miljö rätt.....	7
1.3.5	Övrigt.....	8
1.4	Förväntningar på anbudsgivaren.....	8



**Finansieras av
Europeiska unionen**
NextGenerationEU

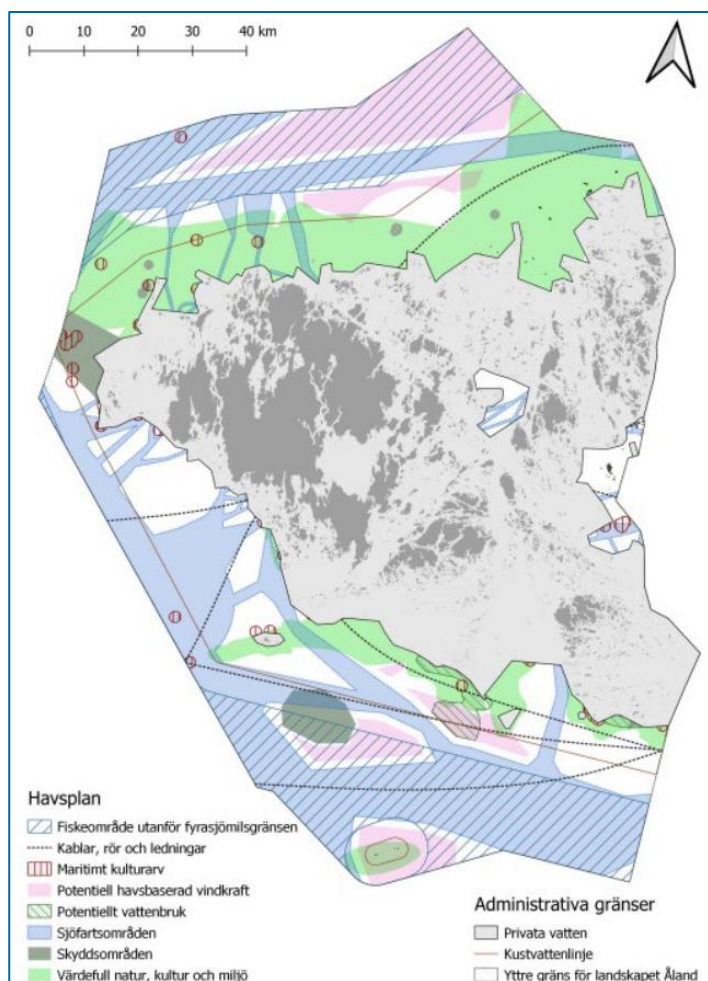
PB 1060, AX-22111 Mariehamn | +358 18 25 000 | registrator@regeringen.ax
Tjänstebrev bör ställas till Ålands landskapsregering, inte till enskild tjänsteman.

www.regeringen.ax

1 Uppdragets innehåll

1.1 Uppdragets bakgrund

Ålands landskapsregering driver projektet Sunnavind vars målsättning är att möjliggöra uppförande av storskalig havsvindkraft¹ på marknadsmässiga grunder. Utgångspunkten är de norra havsområdena som identifierats i Havsplan för Åland², som antogs i mars 2021 (Figur 1). Landskapsregeringen ska konkurrensutsätta nyttjanderättigheten för områdena³.



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>

³ <https://www.lagtinget.ax/dokument/meddelande-m-32020-2021-49633>



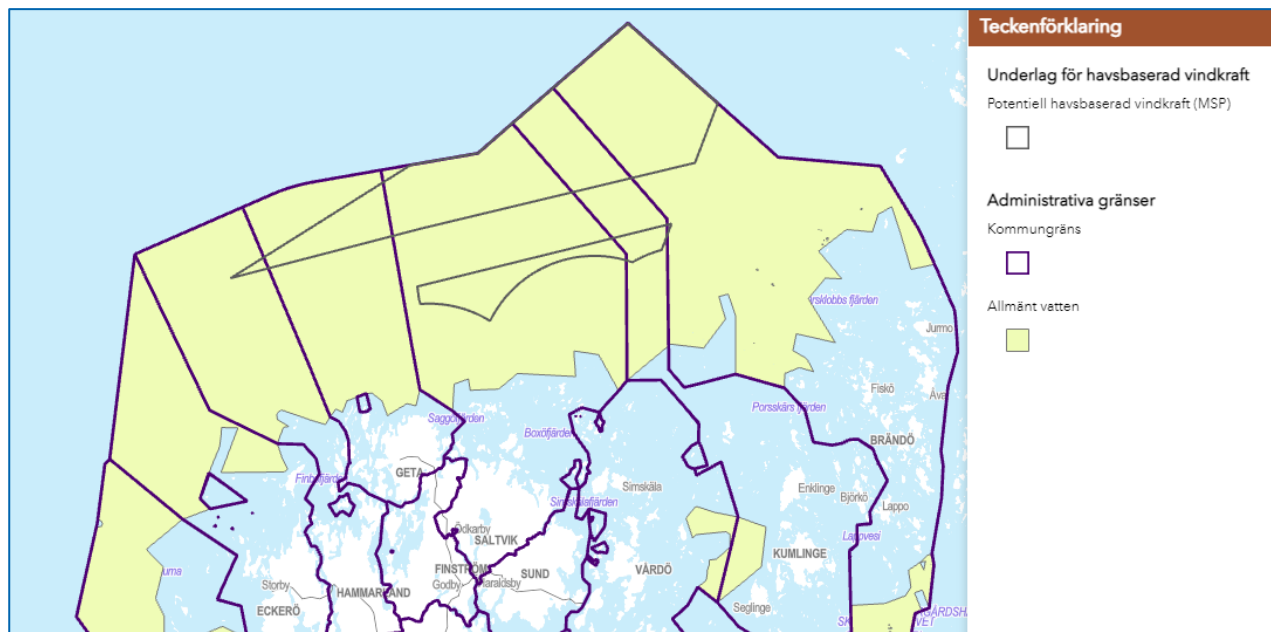
Finansieras av
Europeiska unionen

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

Projektets vindkraftsområden är belägna 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 de allmänna vattnen för landskapet (Figur 2).



Figur 2 Områden för havsbaserad vindkraft

Enligt en studie⁴ utförd av Villmanstrand-Lahtis tekniska universitet (LUT), kunde områdena möjliggöra uppförandet av vindkraftsparker med 370 vindkraftverk. Den beräknade totalkapaciteten kunde uppgå till 4 GW och ha en 20 TWh årsproduktion. Den produktionen motsvarar ca 30% av Finlands totala nuvarande elproduktion, cirka 65 gånger Ålands nuvarande elförbrukning. Havsområdena potential för elproduktion är således betydande. Med ett gott läge mellan två stora marknader, Finland och Sverige, som båda är i behov av förnybar elenergi utgör de potentiella vindkraftsparkerna ur åländsk synpunkt en betydande exportindustri.

Etablering av havsbaserad vindkraft har för uppnående av EU:s klimatmål identifierats som en viktig lösning. Landskapsregeringen har för projektet Sunnavind erhållit finansiering ur EU:s facilitet för återhämtning och resiliens (RRF) som en del av Finlands plan⁵. Projektets huvudsakliga operativa verksamhet planeras vara slutförd till slutet av år 2025, eftersom slutrapporten för projektet ska inlämnas till EU kommissionen senast 30.6.2026. Landskapsregeringen antas efter projektets

⁴ <https://www.regeringen.ax/infrastruktur-kommunikationer/storskalig-havsbaserad-vindkraft/forsta-vagkarta-utvecklandet-storskalig-vindkraft-alsands-havsomraden>

⁵ https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/163363/VN_2021_69.pdf?sequence=1&isAllowed=y



**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

slutförande fortsättningsvis ha behov av juridiska tjänster som berör de uppdragsområden som identifierats för projektet Sunnanvind.

Landskapsregeringens mål med projektet är att genomföra olika aktiviteter som bygger en grund för etablering av havsvindkraftsparker. Ett av de mest centrala områdena i arbetet är att förbereda möjligheten för landskapsregeringens att genom ett auktionsförfarande överlåta nyttjanderätten av havsområden till bolag som sedan kan uppföra vindkraftsparker för drift. Landskapsregeringens mål är att erhålla den största möjliga nyttan från överlåtelsen av nyttjanderätten av havsområdena till externa investerare och den därpå följande vindkraftsutvecklingen. Projektets uppgift illustreras i Figur 1.



Figur 3 Projektet Sunnanvinds uppgift i utvecklingsfasen

Projektets huvudfokus för intäkter är de som kan tillkomma landskapsregeringen, genom olika avgifter, samt till kommuner genom främst fastighetsbeskattningen.

Den förberedande fasen som projektet Sunnanvind nu är i, är ett viktigt steg för att identifiera, analysera och utarbeta de lösningar som landskapsregeringen kommer att använda.

Projektets uppdrag innefattar bland annat att identifiera alternativa lösningsmodeller, principer och relevanta krav som bör och kan ställas på anbudsgivare vid en konkurrensutsättning av



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

nyttjanderätten av områden men även de krav och skyldigheter som kan komma att ställas på landskapsregeringen.

Utarbetandet av den affärsmodell som ska användas och det auktionsförfarande som planeras genomföras omfattar flertalet juridiska frågeställningar. Säkrandet av landskapets intressen dels i konkurrensutsättningsprocessen och under den följande avtalstiden för nyttjanderätten av havsområden är viktigt. Genom väl utformade och upprättade avtal och processer är det möjligt att säkerställa de bästa möjliga förutsättningarna för bevakandet av landskapets intressen genom havsvindparkernas hela livslängd, omfattande ekonomiska ersättningar, omförhandling av olika krav och rättigheter, lösningsmetoder för eventuella tvister, jämte en riskhantering genom olika processer och metoder under alla faser av utveckling och drift.

De tilltänkta lösningarna antas i huvudsak utgå från existerande lösningar och praxis som allmänt är antagna och används på marknaden, med behövlig anpassning till de lokala omständigheterna.

Av speciell vikt i det juridiska arbetet är beaktandet av den egna lagstiftning som Åland, genom sin självstyrelse har, eller kan tänkas utveckla, för att styra förutsättningarna för havsbaserad vindkraft på Åland. Det att lagstiftningsbehörigheten är delad mellan Åland och riket utgör ett ramverk som formar de juridiska frågorna och myndighetsutövande gällande havsbaserad vindkraft på Åland.

1.2 Uppdragets syfte

Upphandlingen omfattar juridiska tjänster avseende ärenden och frågeställningar som identifieras under de förberedande åtgärderna, som täcker allt från konkurrensutsättningsfasen till den efterföljande tidsperioden med etablerad havsbaserade vindkraftsparker i Norrhavet på Åland. Syftet är att framarbete ett avtal för nyttjanderätt till havsområden, som är ett av de grundläggande dokumenten för en konkurrensutsättning.

Den upphandlande enheten avser teckna ett ramavtal med en leverantör. Upphandlingen syftar till att täcka den upphandlande enhetens behov av dels generell bred juristkompetens, dels specialistkompetens inom vissa nedan närmare angivna områden. Avsikten är att leverantörer av juridiska tjänster ska komplettera den upphandlande enhetens egen juristfunktion.

Utöver det stöd inom vissa rättsområden som efterfrågas i den här upphandlingen kan den upphandlande enheten komma att behöva stöd även inom andra rättsområden. Den upphandlande enheten kan då komma att anlita ramavtalsleverantören i den mån de har kompetens inom dessa andra områden.



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

Följande juristkompetenser efterfrågas:

- Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik
- Riskhantering
- Skatterätt
- Miljörätt

Då etablering av vindkraftsparker ofta kan medföra komplexa bolagskonstruktioner, är det viktigt att utgå ifrån att juridiska frågor kan ha en internationell karaktär förknippat till flera av de efterfrågade kompetensområdena.

1.3 Uppdragets omfattning

Avtalsområdet innefattar rådgivning och rättsutredningar som kan omfatta upprättande av avtal, innefattade lösningar för förhandling, tvistelösning och processföring.

Nedan anges de för uppdraget identifierade huvudsakliga rättsområden som uppdraget omfattar. Utöver det stöd inom de specifikt angivna rättsområdena kan den upphandlande enheten komma att behöva stöd även inom andra rättsområden. Den upphandlande enheten kan då komma att avropa dessa tjänster från Leverantören i den mån den har lämplig personal inom rättsområdet.

1.3.1 Kommersiell kontraktsrätt/affärsjuridik

Rättsområdet innefattar åtminstone rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring, upprättande av avtal, förhandling, tvistelösning och rådgivning vid processföring samt utbildning inom affärsjuridiken samt därmed sammanhängande lagstiftning. Affärsjuridik innefattar, men är ej begränsad till, EU- och konkurrensrätt, avtalsrätt, köprätt, fastighetsrätt, upphandlingsrätt, skadeståndsrätt, internationell privaträtt samt bolagsrätt.

Leverantören ska ha kunskap om lagstiftningsbehörigheten mellan riket och Ålands lagting i ovan nämnda rättsområden. Leverantören ska särskilt ha kunskap om den åländska jordförvärvsrätten. Arbetet förutsätter ett samarbete med regeringskansliet vid Ålands landskapsregering som ansvarar för jordförvärvslagstiftningen och finansavdelningen vid Ålands landskapsregering.



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

1.3.2 Riskhantering

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring med anledning av de juridiska och ekonomiska risker som projekt Sunnavind kan medföra. Av särskild vikt är rådgivning gällande möjligheten till betalningssäkring och annat ansvarsutkrävande mot part, huvudman eller ägare med hemvist i främmande stat, även utanför EES-området.

1.3.3 Skatterätt

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring som hör till skatterätten. Skatterätten innefattar, men är ej begränsad till, inkomstskatt, mervärdesskatt, punkt- och accisskatt, samfundsbeskattning, fastighetsbeskattning, näringskatt och internationell beskattning. Inom rättsområdet kan Beställaren även avropa tjänster som hör till tullagstiftningen.

Leverantören ska ha kunskap om den delade lagstiftningsbehörigheten på skatteområdet som föreskrivs i självstyrelselag (1991:71) för Åland och den åländska skattelagstiftningen. Arbetet förutsätter ett samarbete med finansavdelningen vid Ålands landskapsregering som ansvarar för den åländska skattelagstiftningen.

1.3.4 Miljörätt

Rättsområdet innefattar åtminstone juridisk rådgivning, rättsutredningar, granskning, kvalitetssäkring inom ramen för avtal, förhandlingar, tvistelösning och processföring som hör till miljöområdet. Miljörätten innefattar, men är ej begränsad till, miljöstraffrätt, standarder och certifiering på miljöområdet, stödmöjligheter för satsningar på miljöområdet även inbegripet stöd från EU, miljöskatter, tillstånd och lov på miljöområden, ansvar och skyldigheter för verksamhetsutövare med särskilt fokus på ansvar för miljöskador. Med miljöområdet avses inte enbart EU-rätt och inhemsk rätt utan även den folkrättsliga miljöområden som vid var tid är gällande.

Leverantören ska ha kunskap om den åländska miljölagstiftningen. Arbetet förutsätter ett samarbete med social- och miljöavdelningen.



**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

1.3.5 Övrigt

Utöver detta kan även andra områden bli aktuella beroende på frågeställningarnas art. Det bör noteras att på grund av det självstyrda landskapet Ålands särställning är lagstiftningsbehörigheten delad mellan lagtinget och riket vilket kan påverka projektets juridiska ramar.

1.4 Förväntningar på anbudsgivaren

Det centrala målet för upphandlingen är att uppnå, om inte ett slutligt, så ett så långt förberett avtalsunderlag för nyttjanderättsöverlåtelsen som möjligt för konkurrensutsättningen.

Anbudsgivaren ska inom alla rättsområden i huvudsak kunna:

- Ge kortare rådgivning, vilket innebär att besvara korta frågeställningar via telefon/Teamsmöte eller e-post, samt agera bollplank i frågeställningar
- Ge rådgivning i form av skriftliga eller muntliga kommentarer
- Utföra rättsutredningar och/eller särskilda utredningar (till exempel angående tillämpning av regler, rutiner och olika typer av avtal och överenskommelser)



**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.


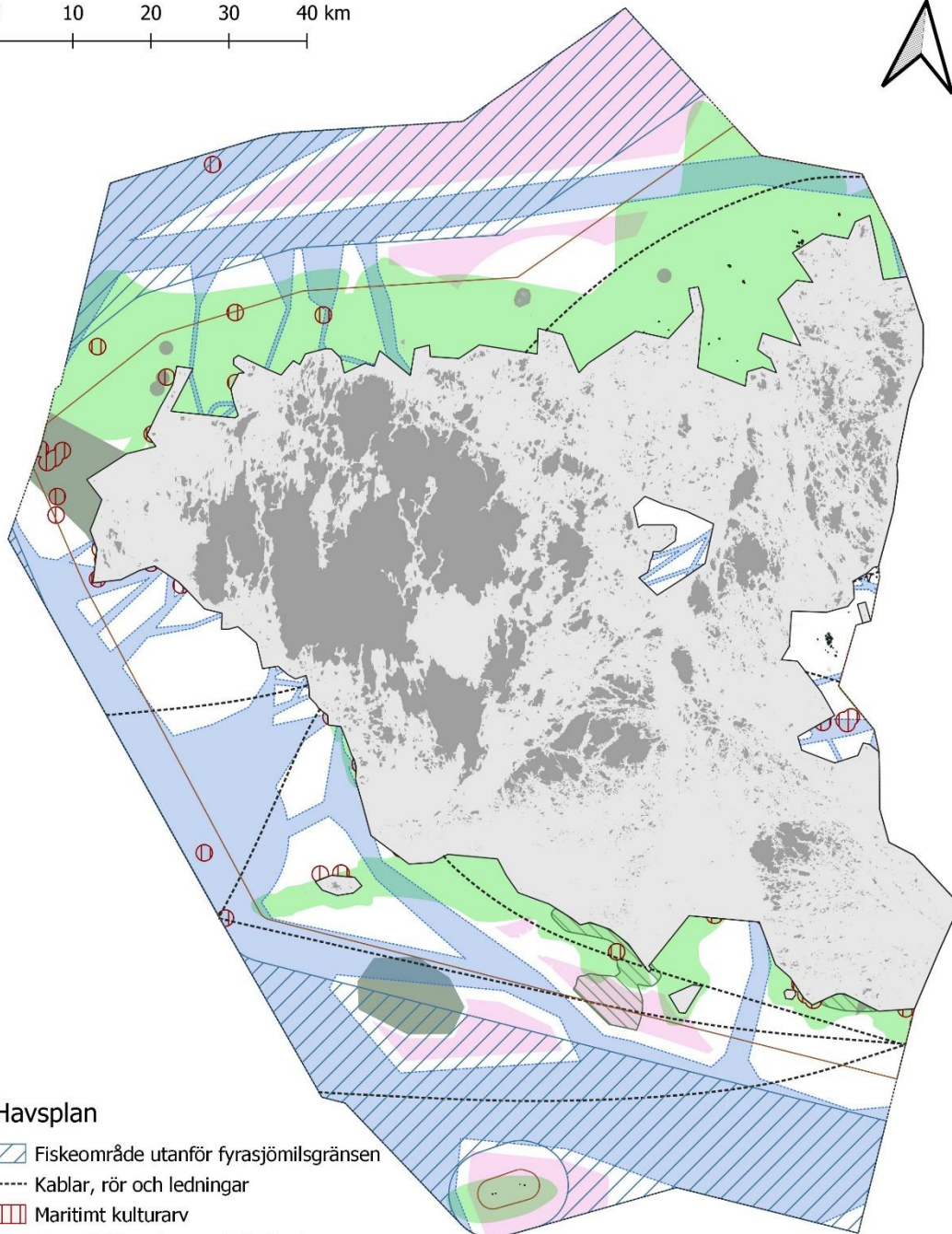
Havsplan för Åland har skala 1:200 000.

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 häckningsskär 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

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.

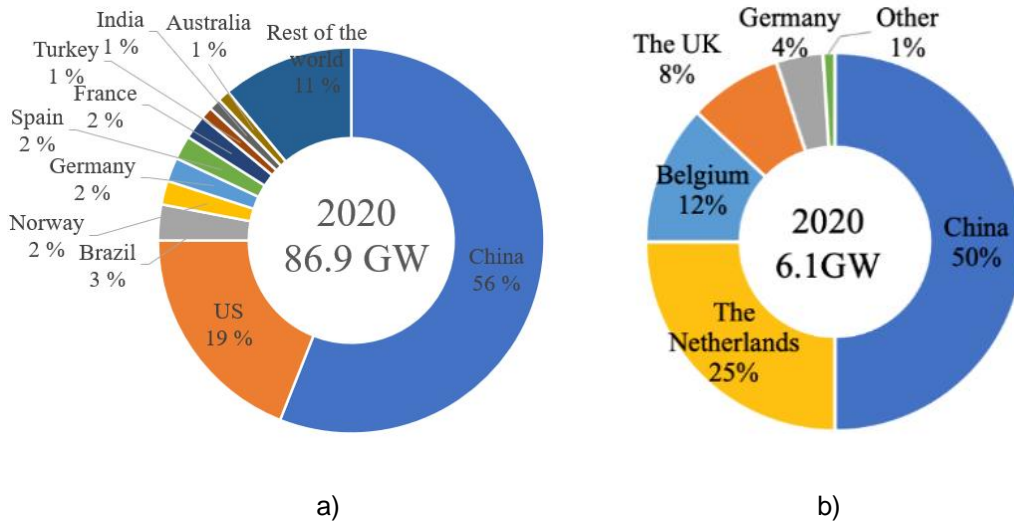


Figure 1.1. New a) onshore and b) offshore wind installations by country in 2020 (GWEK, 2021; Kovalchuk, 2021).

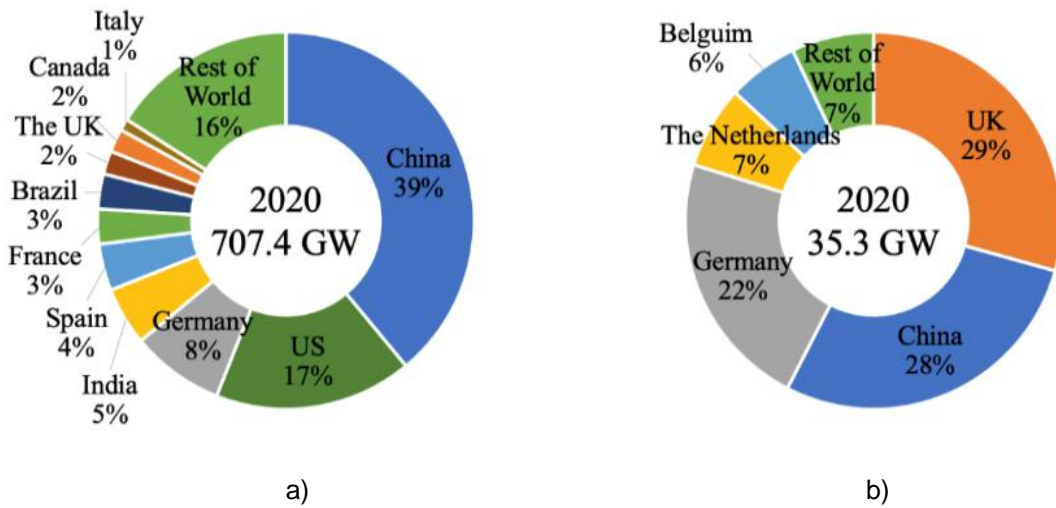


Figure 1.2. Total wind installations a) onshore and b) offshore by country in 2020 (Kovalchuk 2021).

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)

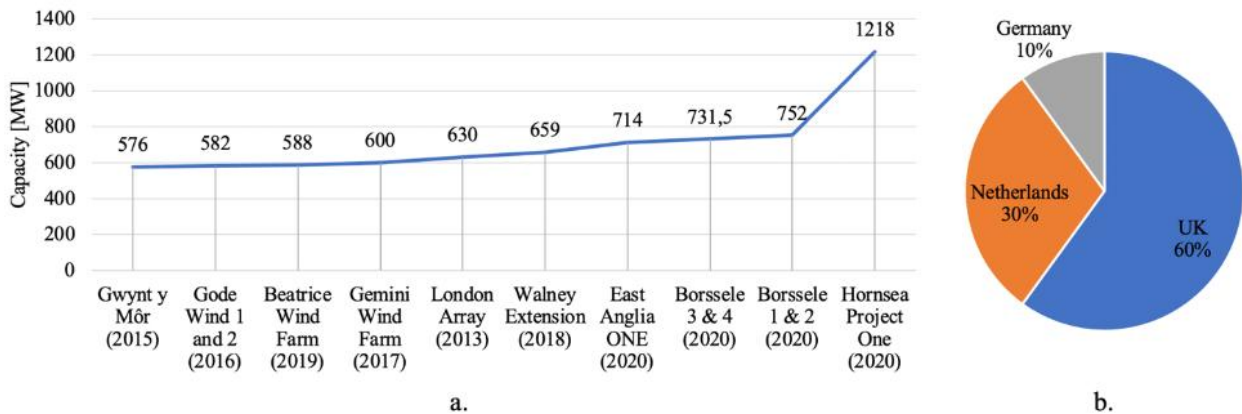


Figure 1.3. a) The 10 largest operational offshore wind farms (in spring 2021) and b) their share by country (Kovalchuk, 2021).

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)

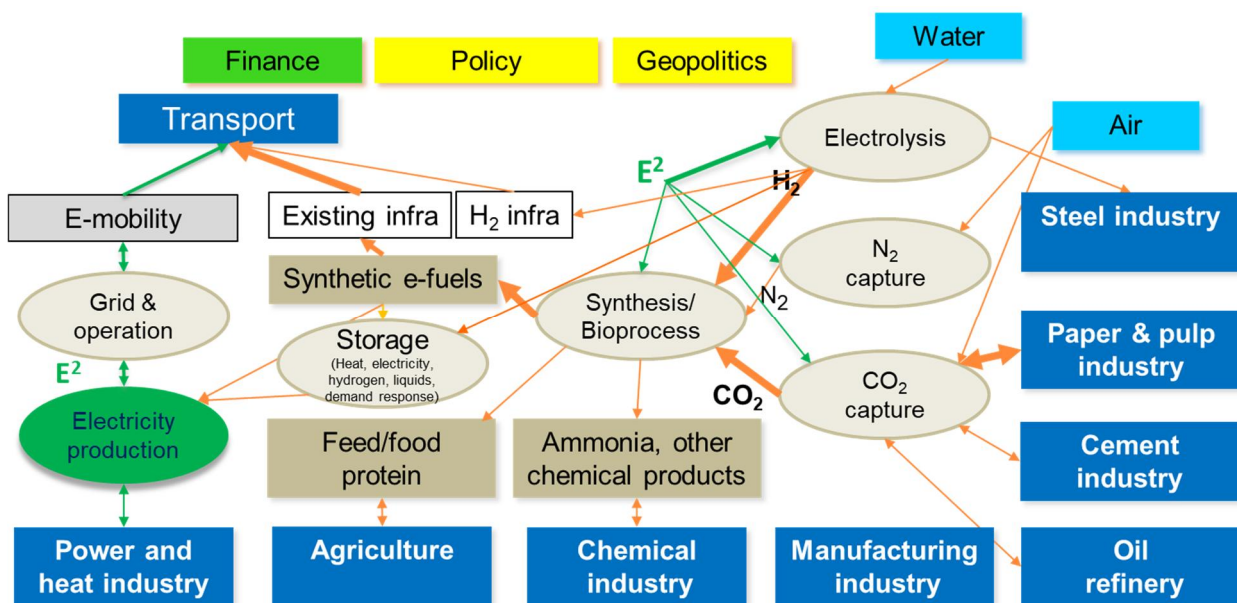


Figure 1.4. Different pathways and drivers for Power-to-X technology (Partanen).

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).

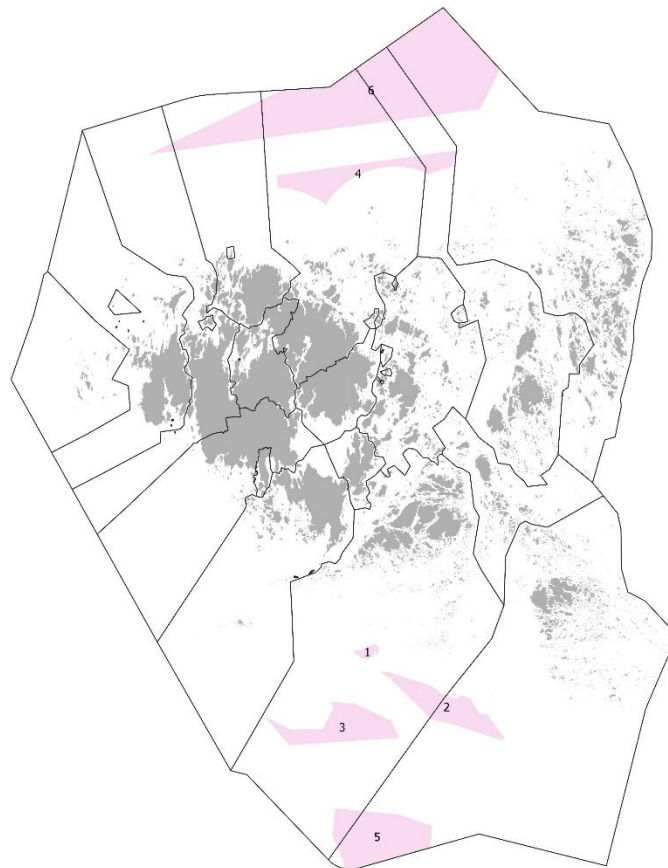


Figure 3.1. Potential wind farm areas considered in the study (Ålands landskapsregering, 2021).

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.

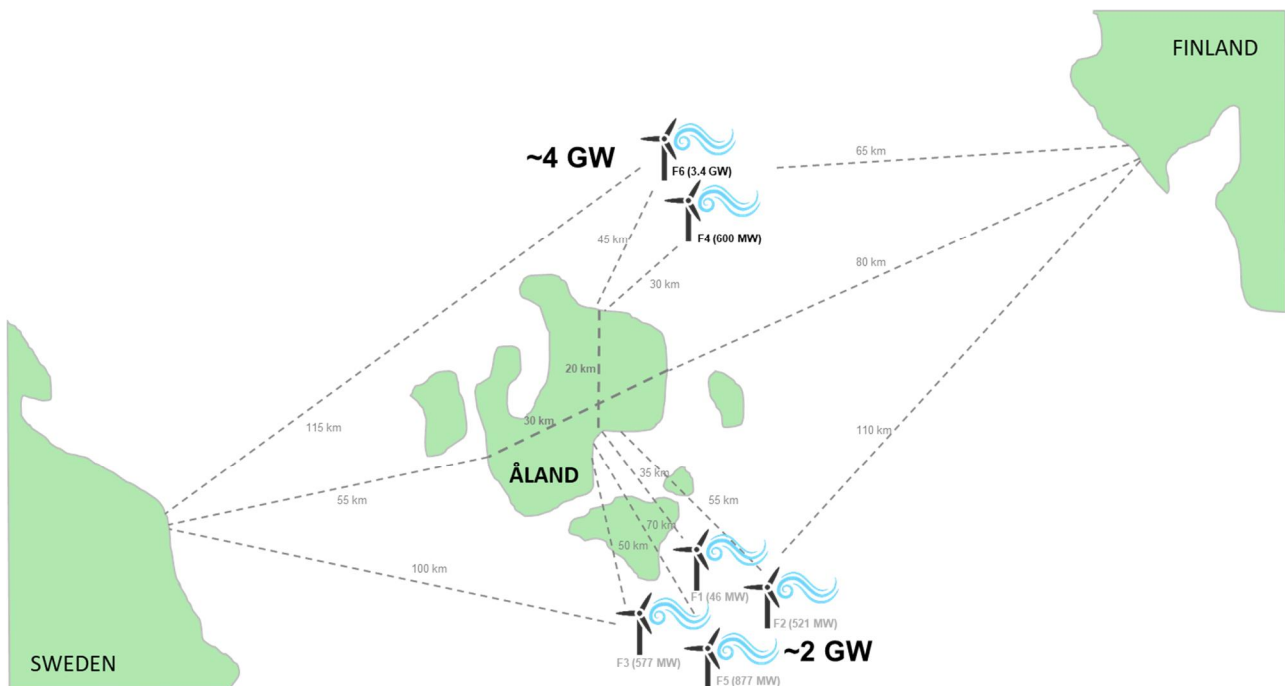


Figure 4.1. Illustration of principles of main connection alternatives and indicative distances from wind farms (F1 to F6) to Åland and continent.

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.

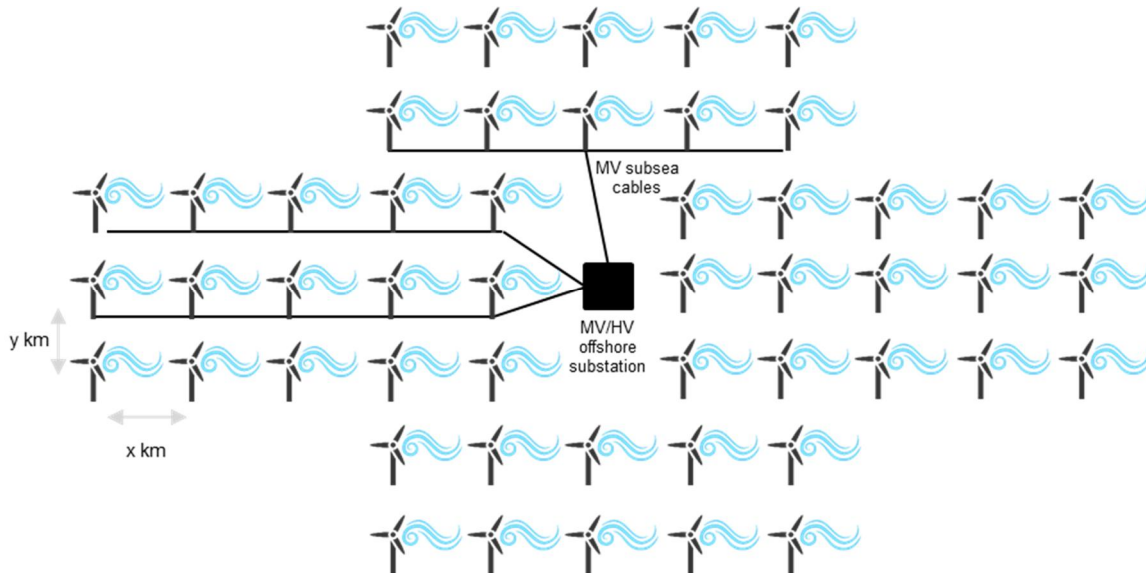


Figure 4.2. Illustration of collector network of wind farm. MV = medium-voltage, HV = high-voltage.

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.

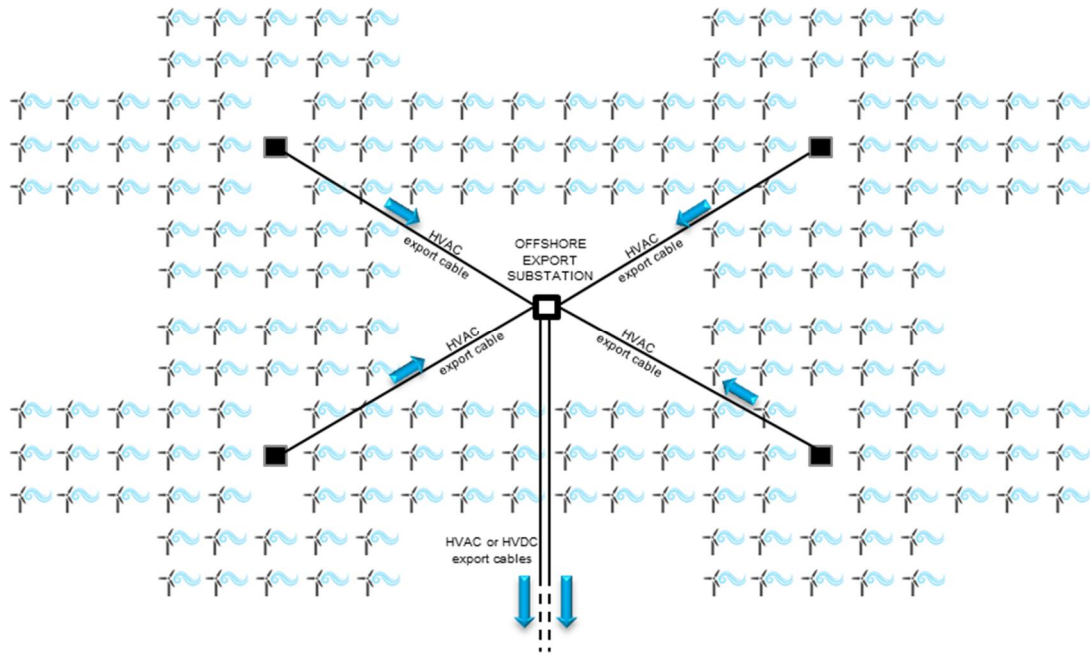


Figure 4.3. Illustration of offshore export substation and export cable network, HVAC = high-voltage AC, HVDC = high-voltage DC.

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).

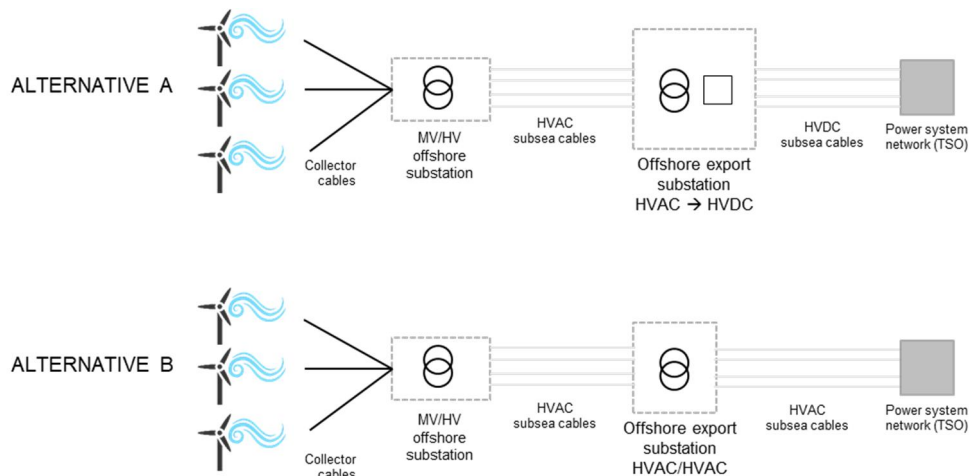


Figure 4.4. Principles of technological solutions. Alternative A) High voltage DC (HVDC) connection, and B) High voltage AC (HVAC) connection from wind farm to power system.

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.

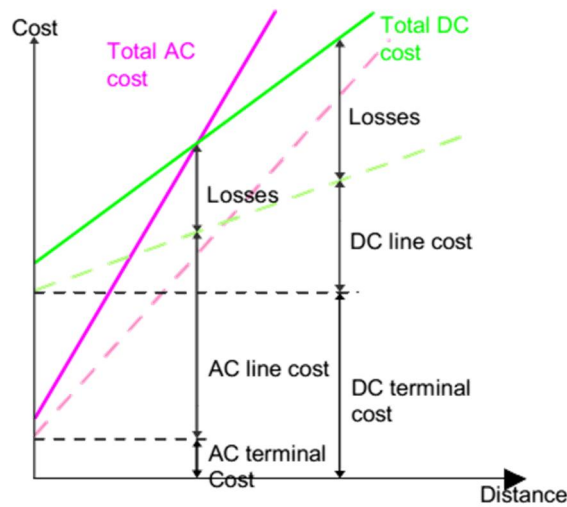


Figure 4.5. Cost curves of DC and AC technologies.

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.

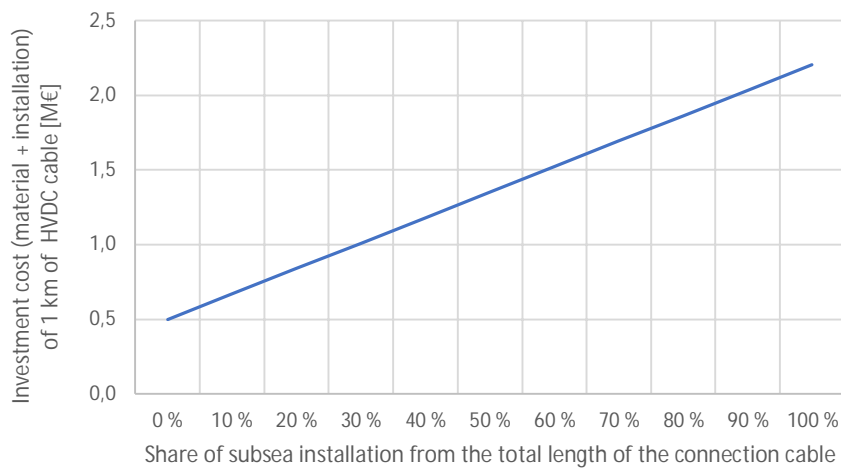


Figure 4.6. Example of network unit cost: Investment cost of HVDC cable as a function of share of subsea installation.

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

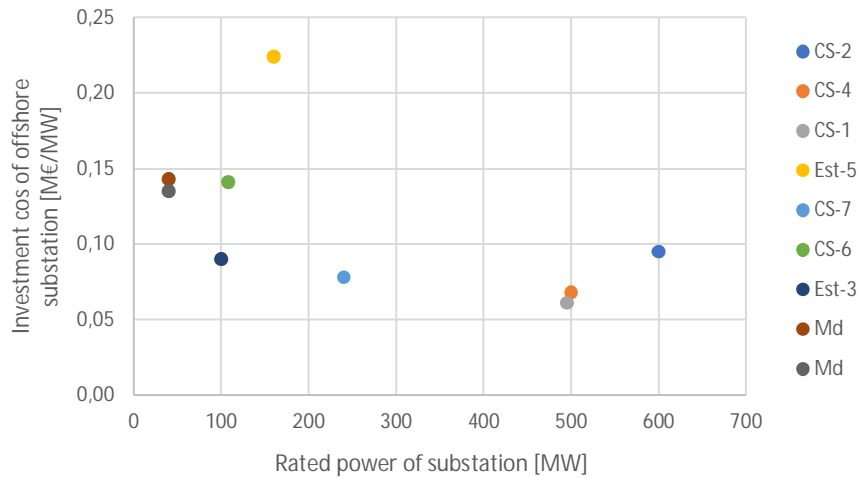


Figure 4.7. Offshore substation prices (M€/MW) as a function of rated power [MW].

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.

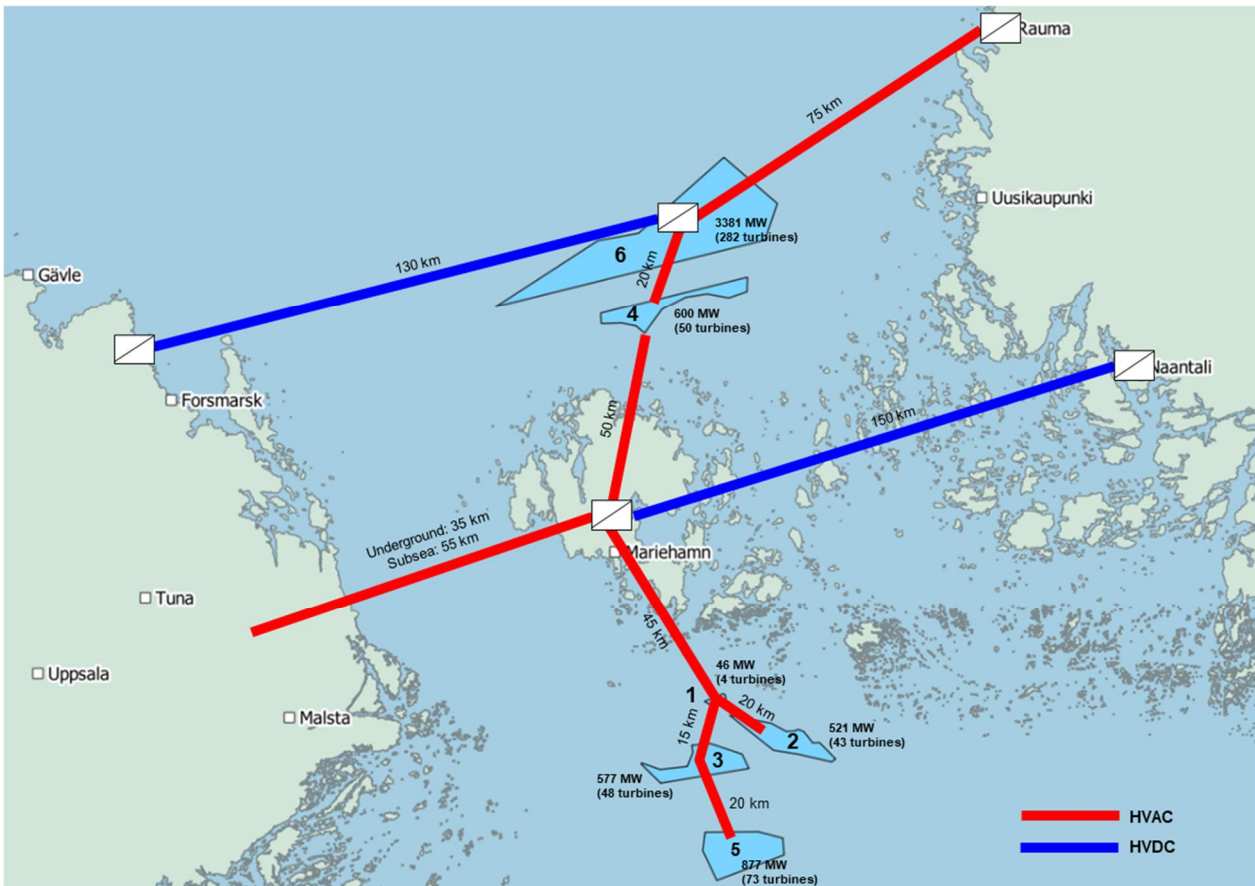


Figure 4.8. Network connection alternatives, their technologies (HVAC or HVDC) and distances from wind farms to continent analyzed in the study.

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.

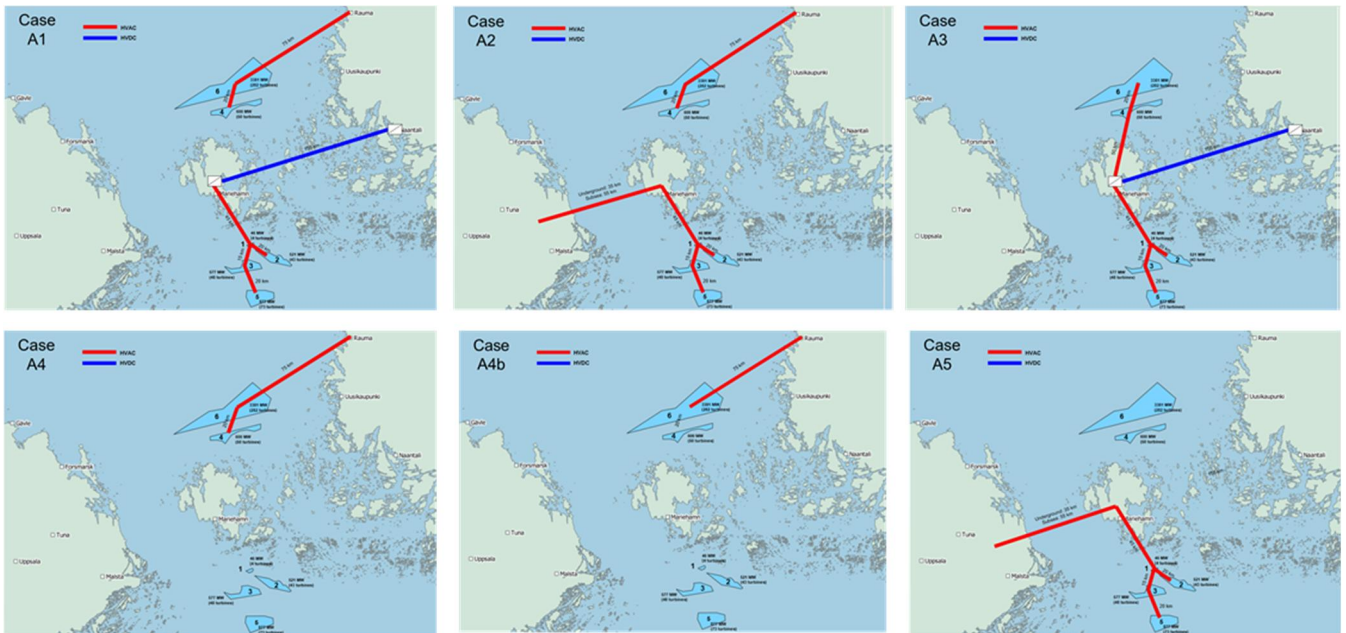


Figure 4.9. Network connection alternatives, A1–A5 (HVAC=red, HVDC=blue)

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.

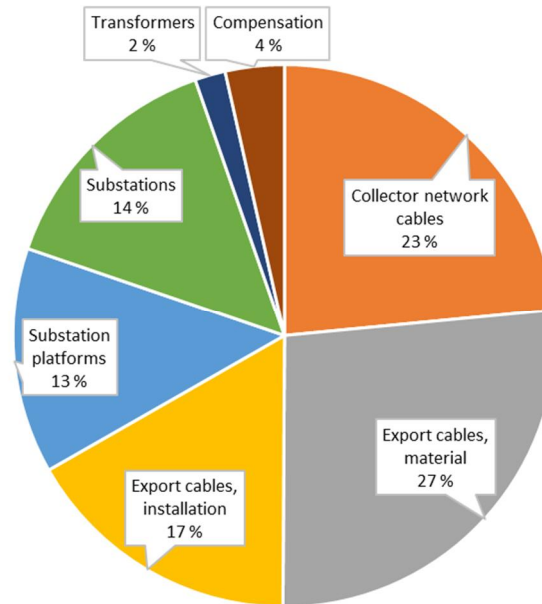


Figure 4.10. Case A4 CAPEX cost structure.

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.

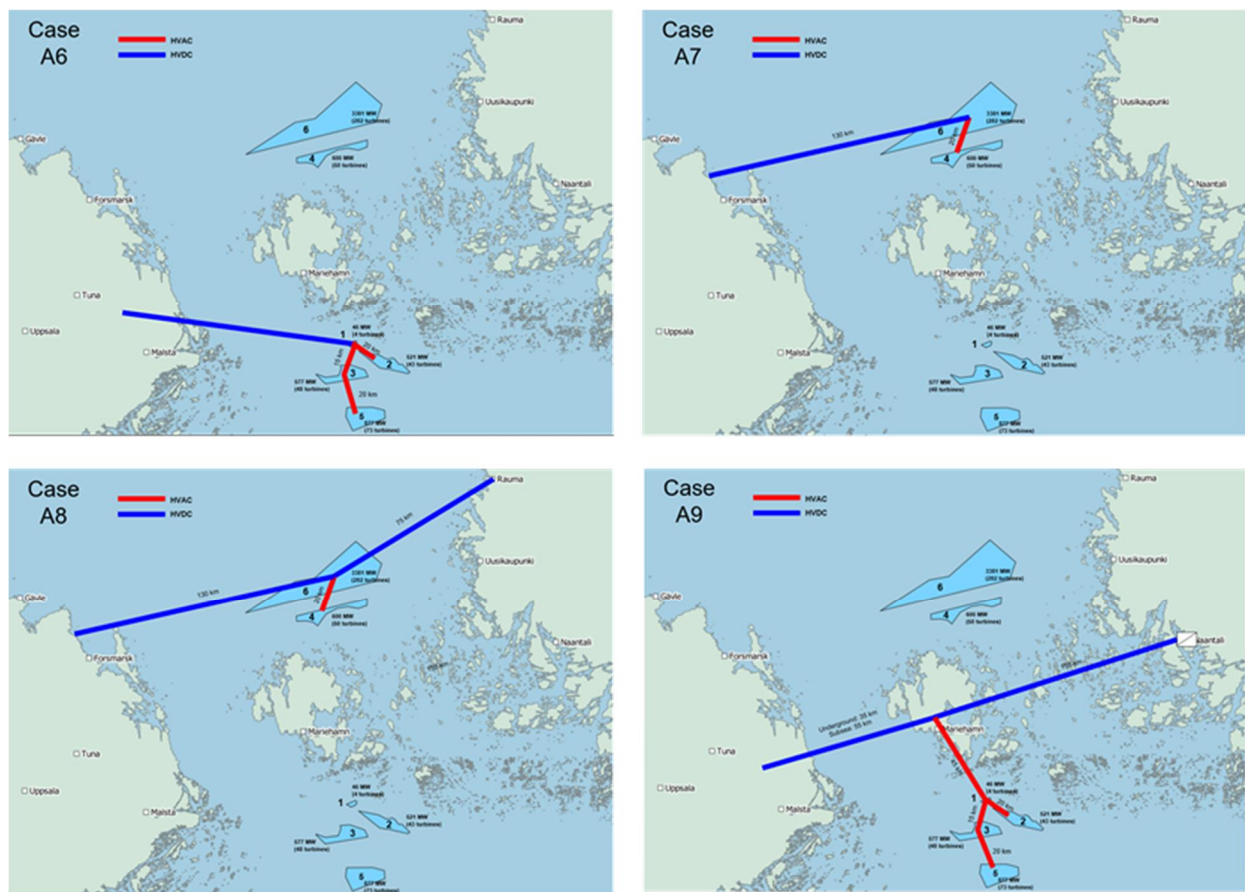


Figure 4.11. Network connection alternatives, A6–A9 (HVAC=red, HVDC=blue)

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).

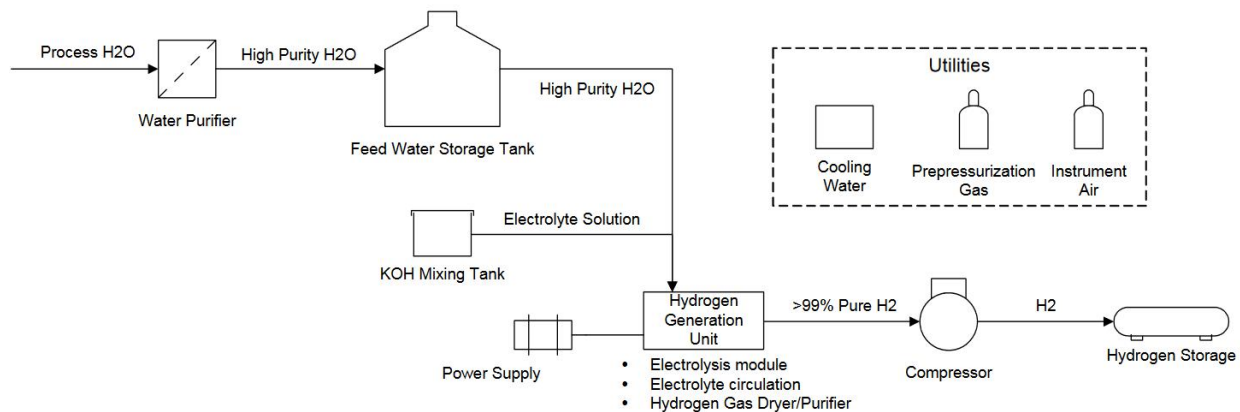


Figure 5.1. Flow diagram of hydrogen production process (Ivy, 2004).

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.

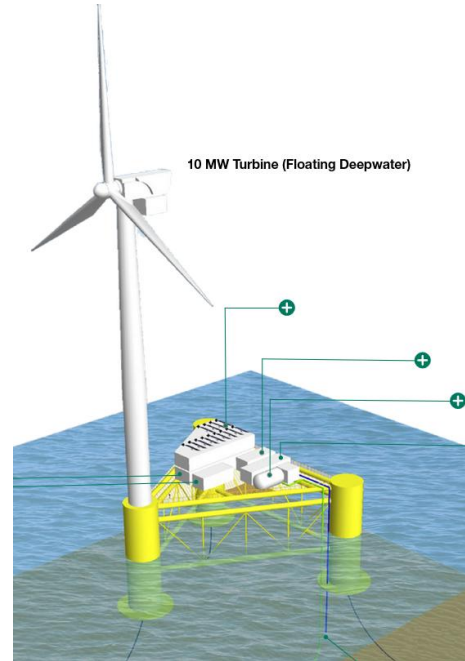
5.5 Offshore hydrogen production

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).

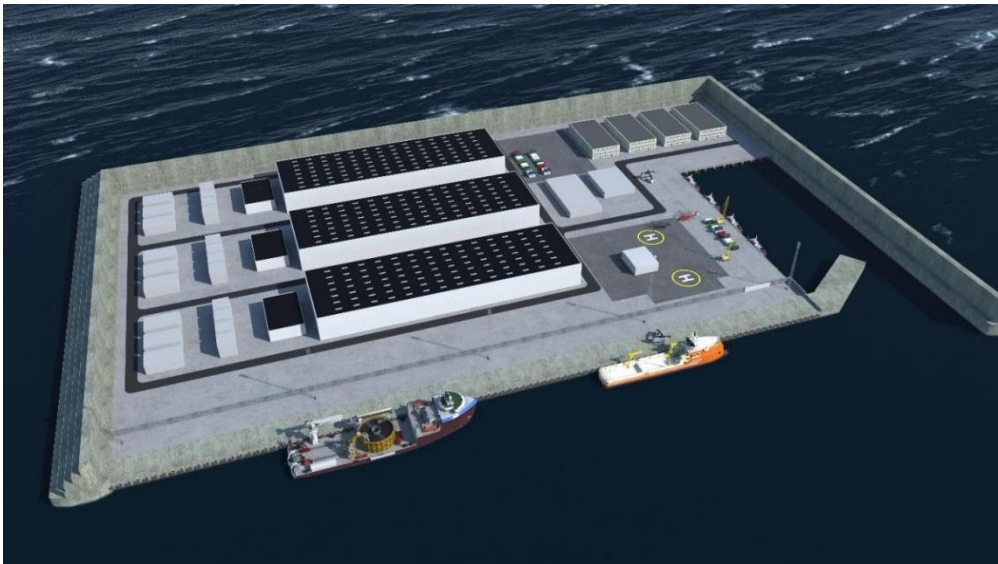


Figure 5.3. Energy island concept developed by COWI on behalf of the Danish Energy Agency (2021).

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).

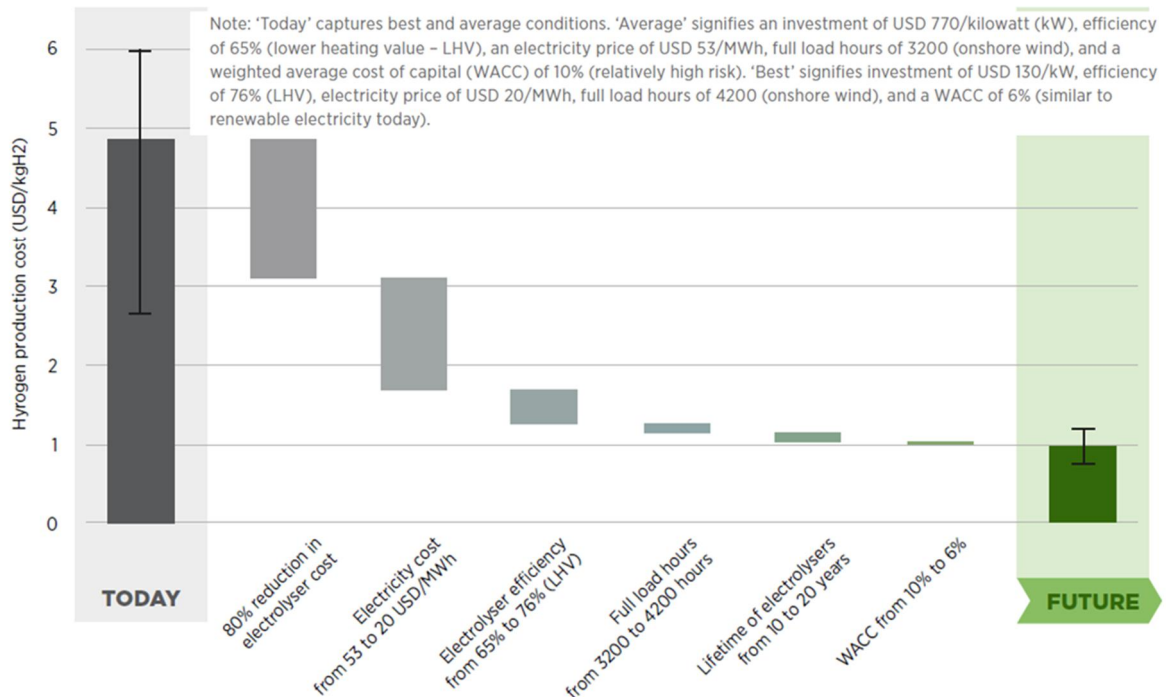


Figure 5.4. Relative impact of different factors in levelized cost of hydrogen (modified from IRENA, 2020)

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

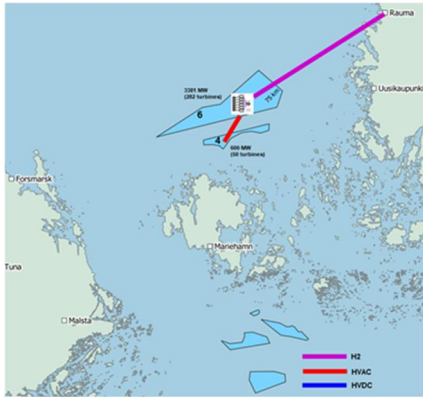
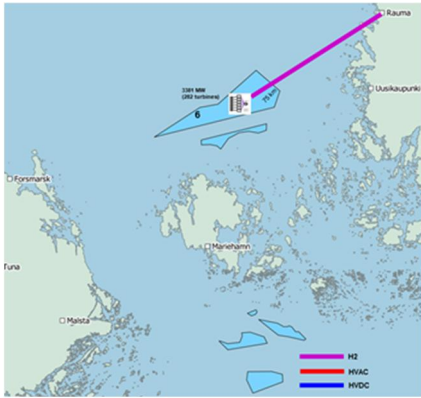
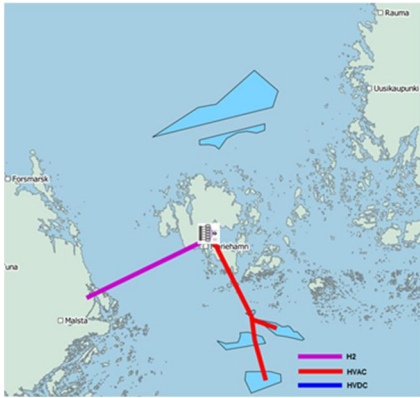
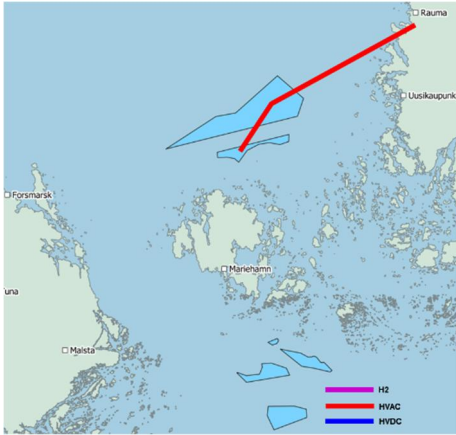
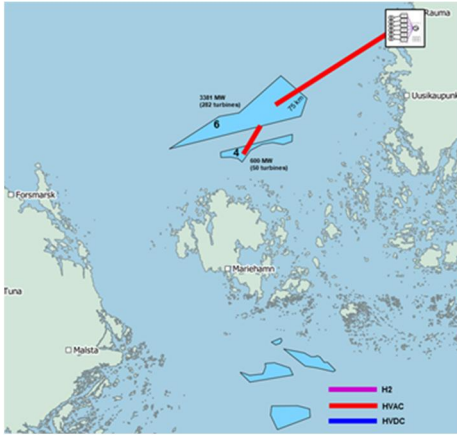

Scenario	G4	G4b	G5
Base scenario	A4	G4	A5
Modifications	<ul style="list-style-type: none"> Offshore electrolysis on platform Pipeline instead of HVAC to Finland 	<ul style="list-style-type: none"> Farm 4 is not included 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore electrolysis on Åland HVDC connection 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 transmission lines. A red line connects Rauma and Uusikaupunki, labeled '3381 MW (282 kV)'. A blue line connects Uusikaupunki and Mariehamn, labeled '600 MW (28 kV)'. 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 H2 pipeline 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>

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.

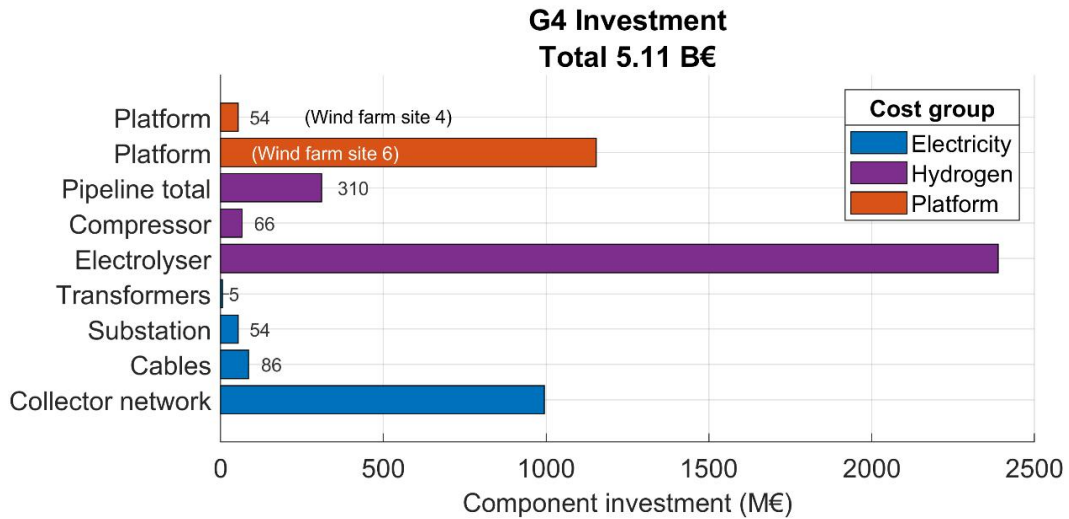


Figure 5.5. Investment cost distribution for G5 case.

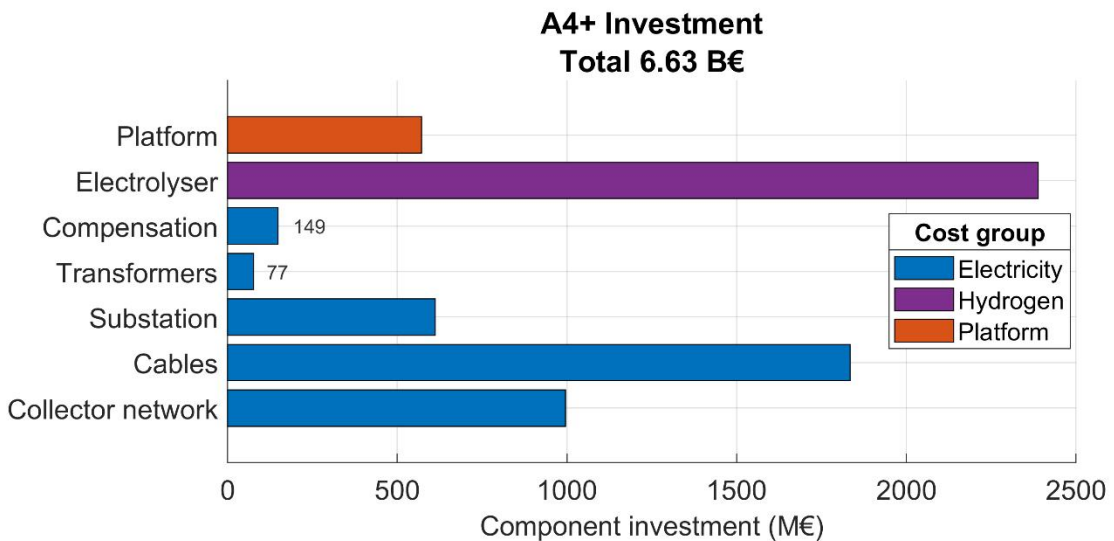


Figure 5.6. Investment cost distribution for A4+ case.

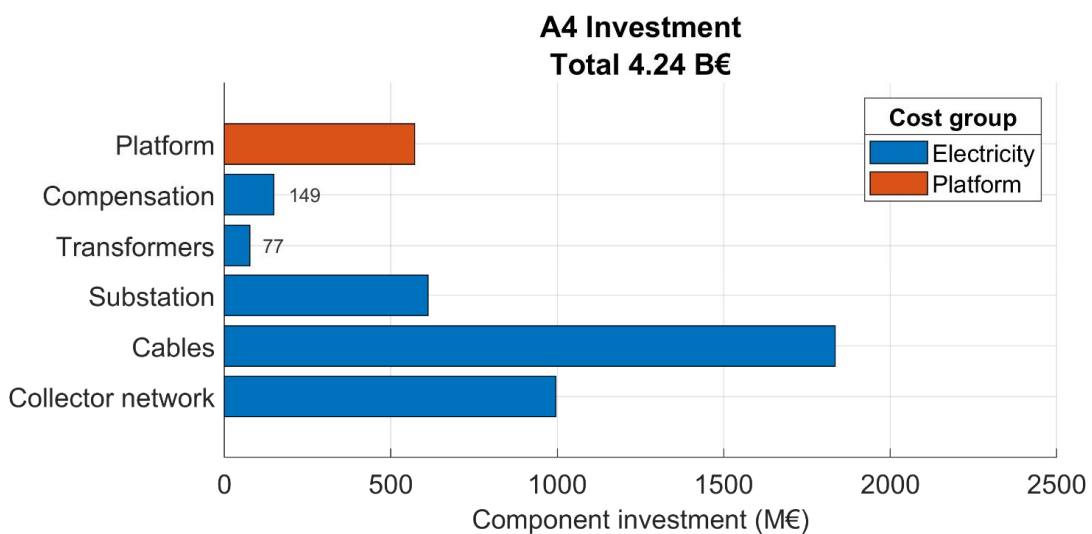


Figure 5.7. Investment cost distribution for A4 case.

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).

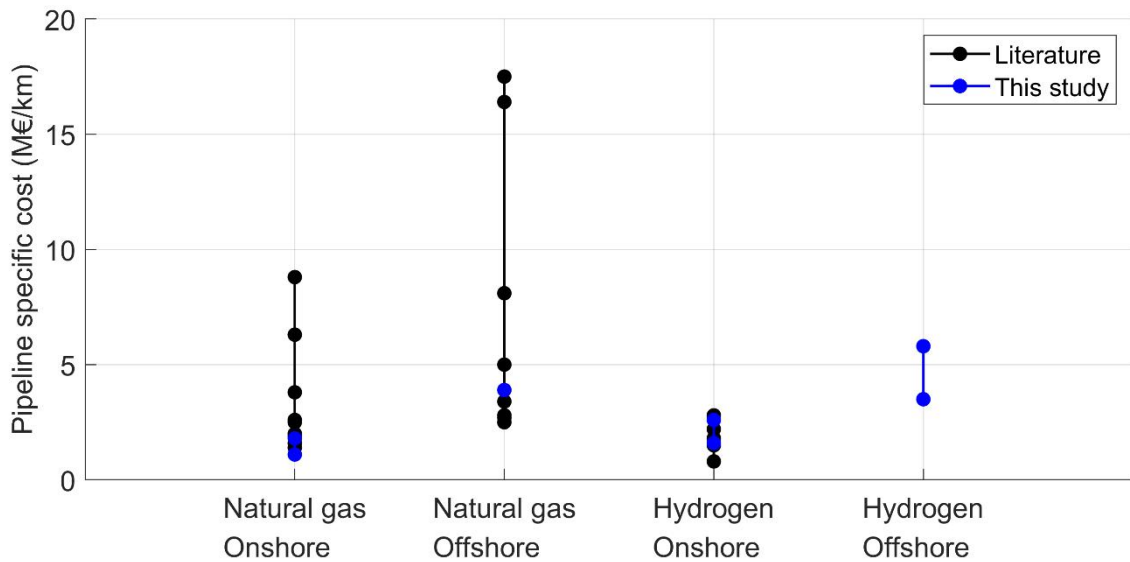


Figure 5.8. Investment cost for one kilometer of pipeline for different gases and onshore and offshore environments.

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.

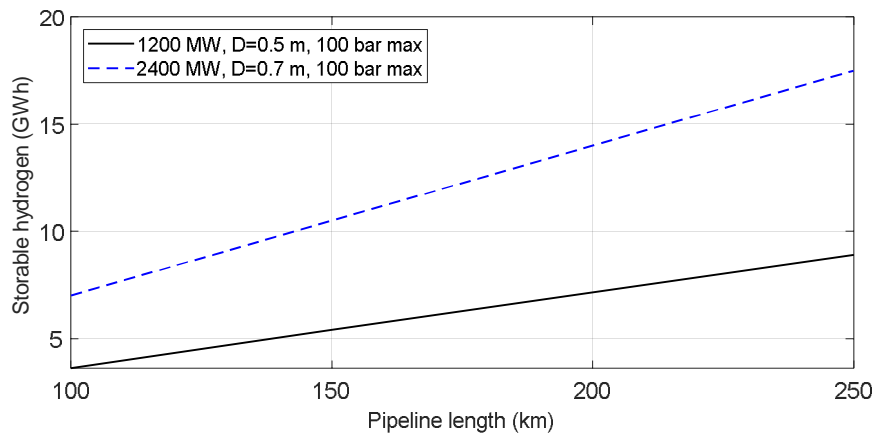


Figure 5.9. Energy storage capability as a function of distance for two differently sized hydrogen pipelines with equal maximum pressure.

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.

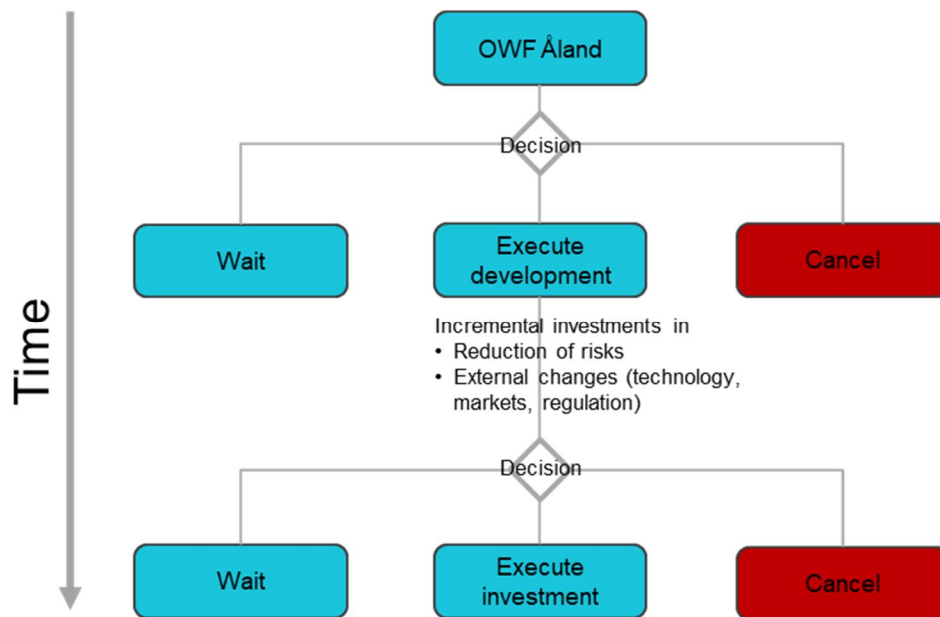


Figure 7.1. Development scheme.

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.

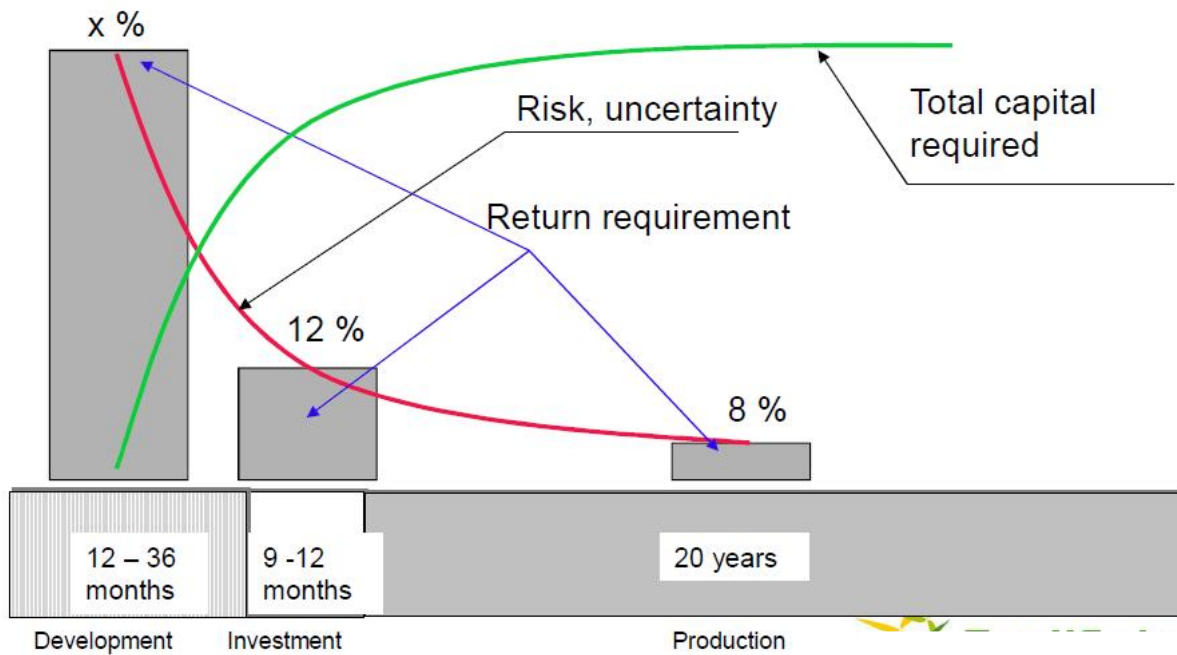


Figure 7.2. Phases of a wind power project (Pilli, 2016).

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.

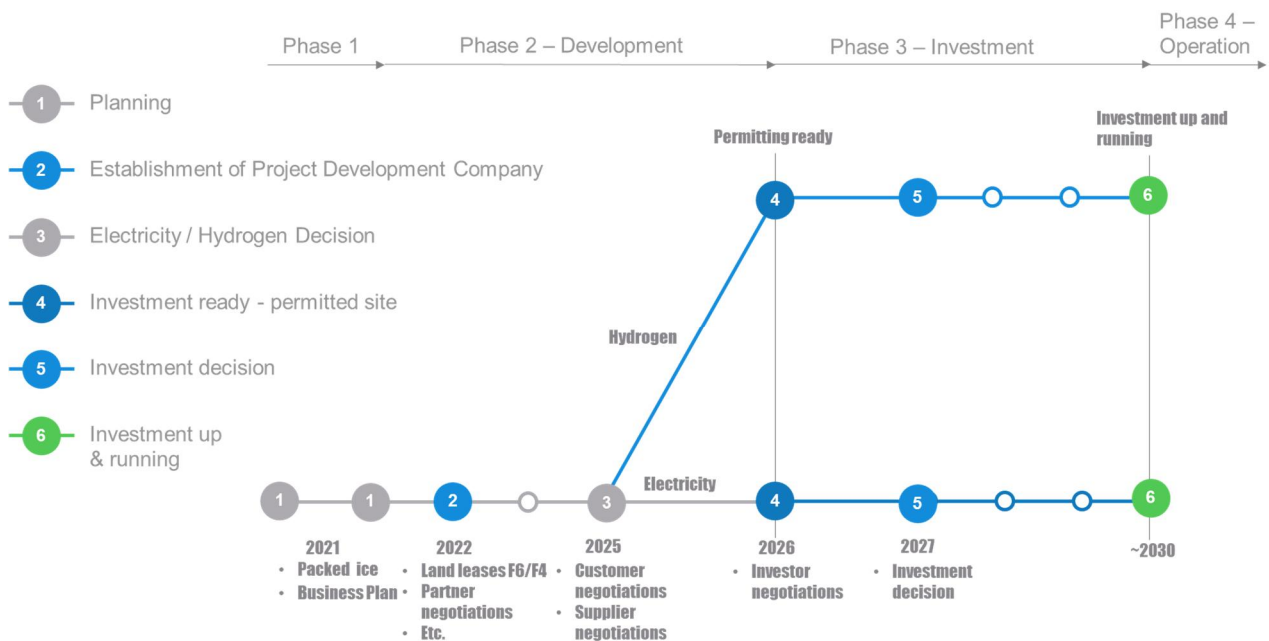


Figure 7.3. Illustration of the steps in road map.

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.

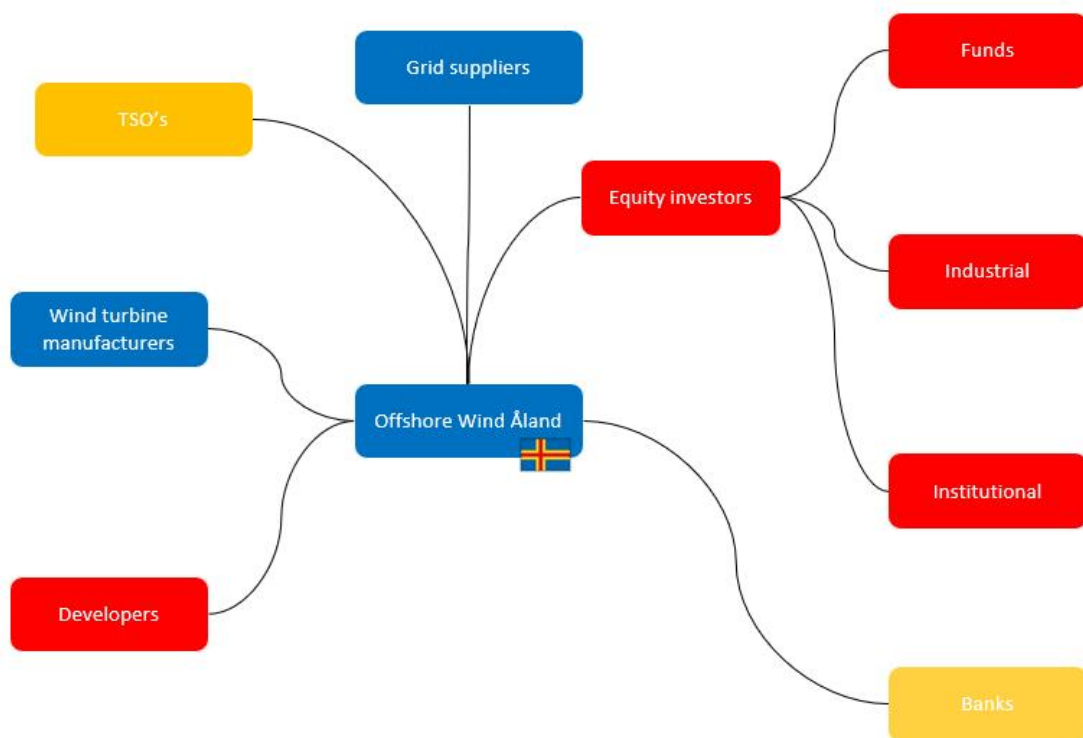


Figure 7.4. Partner categories.

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. Perosvuo (Perosvuo 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

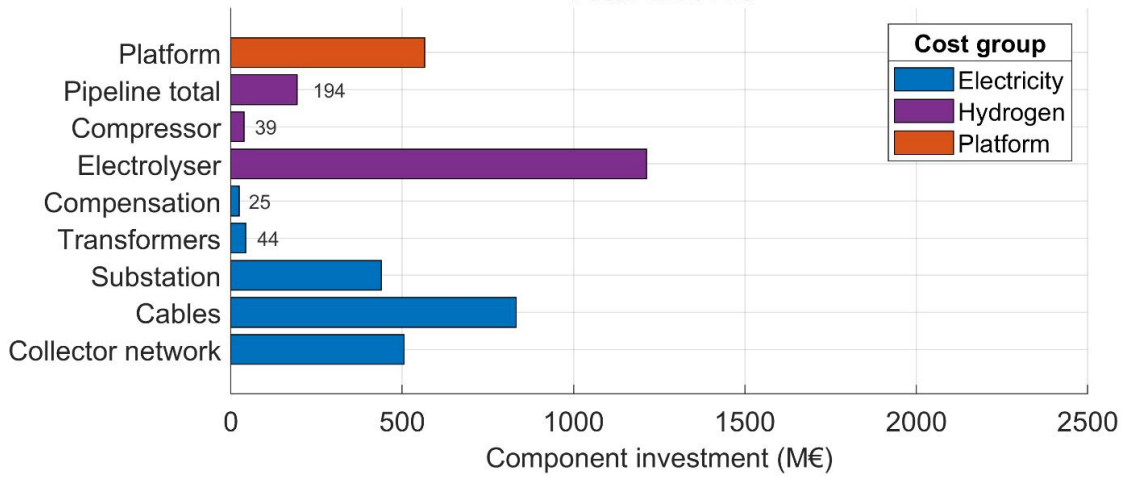
Table A1. Parameters used to obtain the annual production profile of the wind turbine in Renewables Ninja internet service. (Renewable Ninja)

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

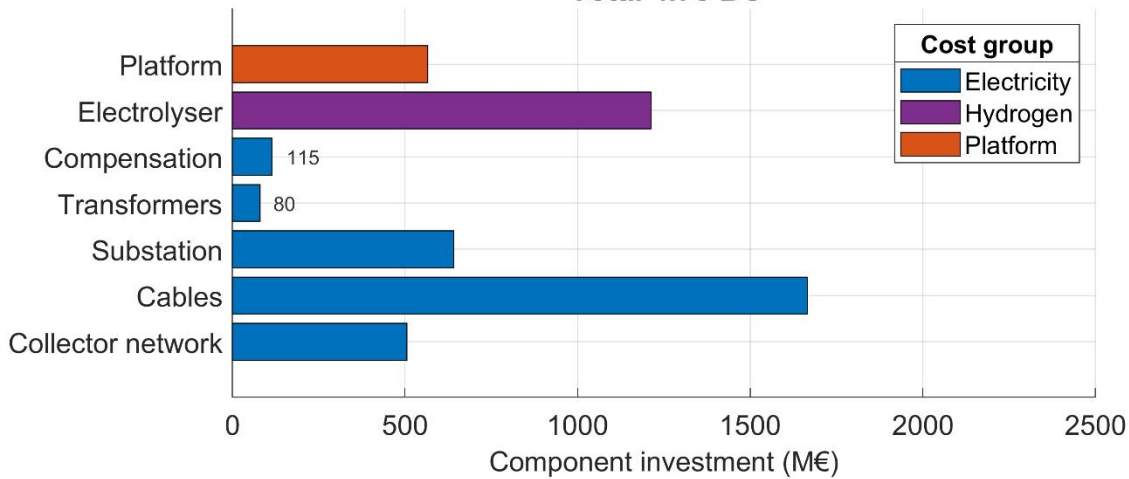
Appendix II

Cost distributions for hydrogen gas scenarios

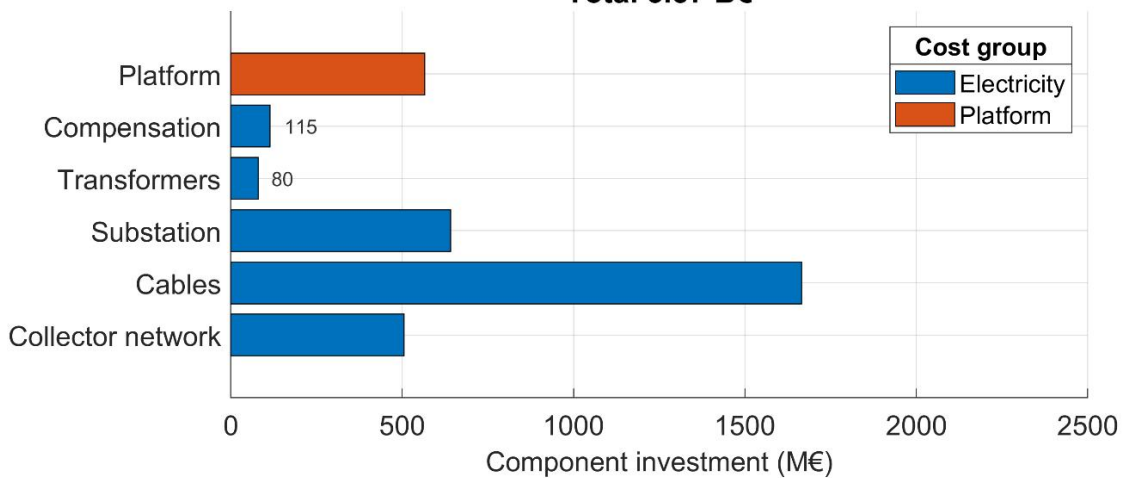
G5 Investment
Total 3.86 B€



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

 LUT
University

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

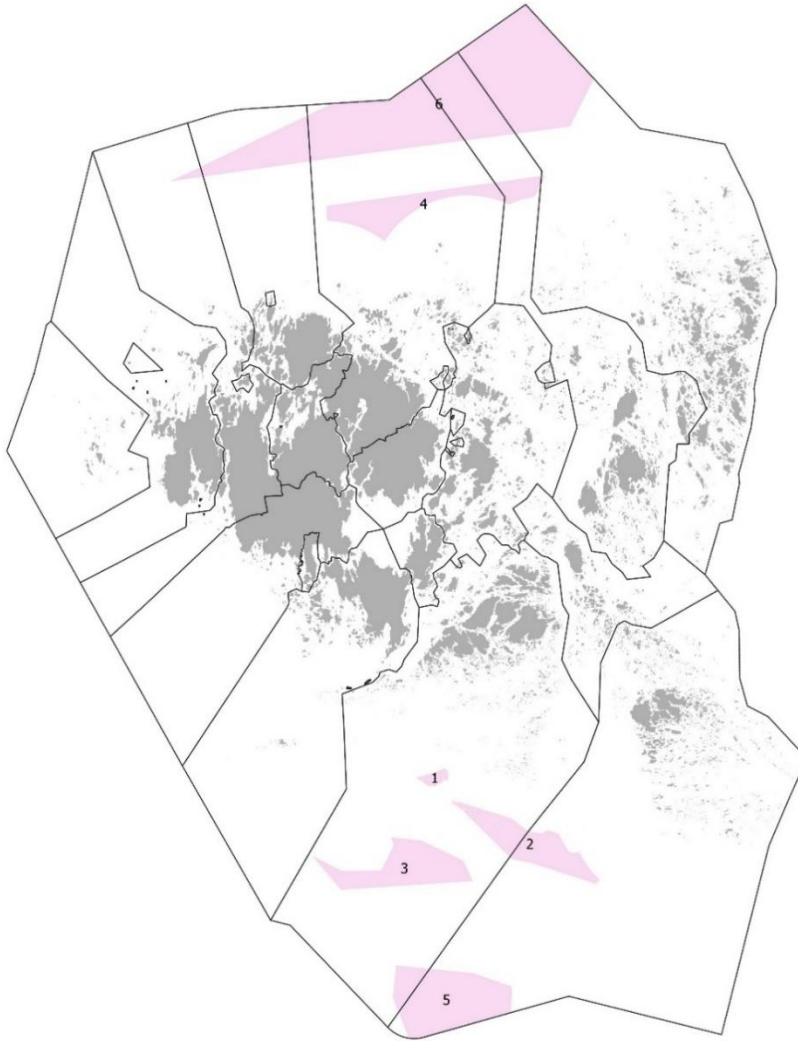


Fig. 1. Områden lämpliga för etablering av havsbaserad vindkraft

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 området 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

AVROPSAVTAL

Juridiska tjänster

1. Parter

Beställare	
Namn	Ålands landskapsregering
FO-nummer	0145076-7
Adress	PB 2050, AX-22 111 Mariehamn
Kontaktperson	Ralf Häggblom
Telefon	+358 18 25 000
E-post	Ralf.haggblom@regeringen.ax

Leverantör	
Namn	
FO-nummer	
Adress	
Kontaktperson	
Telefon	
E-post	

1. Avtalsvillkor

På detta avropsavtal tillämpas ramavtalet om juridiska tjänster undertecknat den X/X av avtalsparterna Ålands landskapsregering och XX samt Allmänna avtalsvillkor för offentlig upphandling av tjänster – JYSE-villkor, april 2022.

2. Uppdragets omfattning

2.1 Beskrivning av uppdraget

2.2 Rättsområde

2.3 Förväntat resultat

3. Avropsavtalets löptid

4. Förväntad tidsåtgång

5. Personal som anlitas för uppdraget

6. Uppföljning av uppdraget

7. Övriga villkor

8. Underskrift

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

Ort och Datum

Ort och Datum

Beställare

Leverantör