

RAPPORT
**AVVECKLINGSKALKYL
VINDKRAFTPARK FYRSKEPPET**



UPPDRAG

Avecklingskalkyler offshore vindkraft, Skyborn Renewables

Titel på rapport:

Avecklingskalkyl Vindkraftpark Fyrskeppet

Status:

Slutrapport

Datum:

2023-06-19

MEDVERKANDE

Beställare:

Skyborn Renewables

Kontaktperson:

Pär Boquist

Handläggare:

Martin Hörngren, Tyréns
Adam Blom, Port Engineering

Uppdragsansvarig:

Martin Hörngren

Kvalitetsgranskare:

Anders Modig

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING.....	5
1.1	BAKGRUND	5
1.2	SYFTE.....	5
1.3	AVVECKLINGSPROCESSEN	5
1.4	UNDERLAGSMATERIAL.....	6
2	OMRÅDESSPECIFIKATION.....	7
3	FÖRUTSÄTTNINGAR.....	8
3.1	TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR	8
3.1.1	AVVECKLING AV VINDKRAFTVERK	8
3.1.2	AVVECKLING AV FUNDAMENT	8
3.1.3	AVVECKLING AV TRANSFORMATORSTATION	9
3.1.4	AVVECKLING AV KABELNÄT.....	10
3.1.5	ÖVRIGA FARTYG.....	11
3.2	TEKNISKA BEGRÄNSNINGAR.....	11
3.3	OCEANOGRAFISKA OCH METEOROLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR I BOTTENHAVET	11
3.4	MILJÖMÄSSIGA FÖRUTSÄTTNINGAR.....	12
4	TIDSUPPSKATTNING AVVECKLING.....	12
4.1	VINDKRAFTVERK.....	12
4.2	TRANSFORMATORSTATION.....	12
4.3	FUNDAMENT	12
4.4	KABELNÄT.....	12
4.5	SUMMERING AV TIDSUPPSKATTNING	13
5	ÅTERSTÄLLNINGSPÅVERKAN.....	13
5.1	BOTTENPÅVERKAN FUNDAMENT	13
5.2	BOTTENPÅVERKAN KABELNÄT.....	13
6	KOSTNADSBEDÖMNING	13
6.1	KOSTNADSBEDÖMNING OFFSHOREARBETEN	13
6.1.1	ETABLERING OCH AVETABLERING AV FLOTTA FÖR SJÖARBETEN	13
6.1.2	STILLESTÅND.....	14
6.1.3	KOMPLETTA VINDKRAFTVERK	14
6.2	KOSTNADSBEDÖMNING UTFÖRANDEKOSTNADER	14
6.2.1	LOTSNING	14
6.2.2	HAMNAVGIFTER	14
6.2.3	FARLEDSAVGIFTER.....	14

6.2.4	HAMNLOGISTIK	14
6.2.5	ÅTERVINNING.....	15
6.2.6	TRANSPORT ÅTERVINNING	15
6.2.7	SLUTBESIKTNINGAR.....	15
6.3	KOSTNADSBEDÖMNING PROCESSKOSTNADER.....	15
6.3.1	ÖVERSIKTLIG AVVECKLINGSPLAN	15
6.3.2	FÖRSTUDIER OCH TILLSTÅND.....	16
6.3.3	UPPHANDLINGAR	16
6.3.4	PROJEKTERING.....	16
6.3.5	PROJEKTLEDNING	16
6.3.6	RAPPORTERING	16
6.4	OSÄKERHETER VID KOSTNADSUPPSKATTNINGAR.....	16
7	RESULTAT	17
7.1	RESTVÄRDE	17

Bilagor

Bilaga 1	Oceanografiska och meteorologiska förhållanden i tre områden
Bilaga 2	Avvecklingskalkyl

1 INLEDNING

Denna rapport omfattar kostnads kalkyl för avveckling av havsbaserad vindkraft på havsområdet Fyrskippet.

1.1 BAKGRUND

Skyborn Renewables avser att etablera havsbaserad vindkraft i Bottenhavet inom havsområdet Fyrskippet. I enlighet med miljöbalken (1998:808) ska mark- och vattenområden efterbehandlas efter att en verksamhet har upphört. Detta gäller även havsbaserade vindkraftsverksamheter. Det är verksamhetsutövarens skyldighet att se till att avveckling och efterbehandling genomförs i enlighet med gällande villkor och förutsättningar.

Tillstånd för vindkraftsverksamhet kan enligt miljöbalken även omfatta krav på att ekonomisk säkerhet ställs, vilket innebär att det ska finnas finansiella medel för avveckling och efterbehandling.

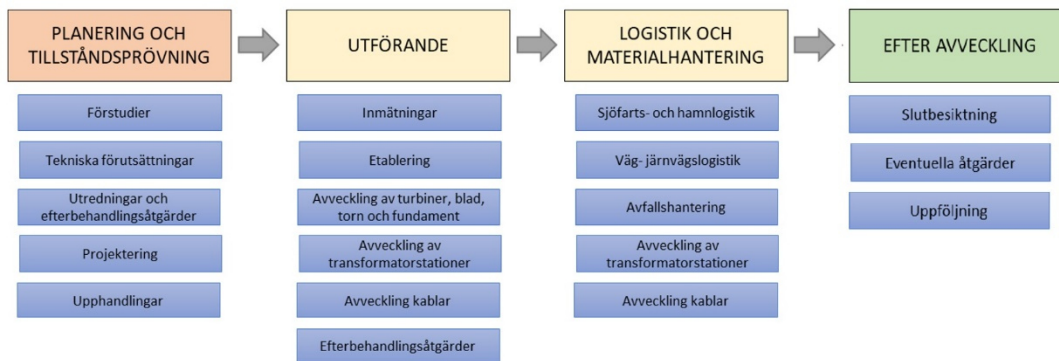
1.2 SYFTE

Syftet med denna rapport är att bedöma de kostnader som uppstår i samband med avveckling och efterbehandling av det område vid Fyrskippet i Bottenhavet som Skyborn Renewables avser att nyttja för havsbaserad vindkraft. Specificeringen av bedömda kostnader har huvudsakligen tagits fram i enlighet med Energimyndighetens vägledning om nedmontering av vindkraft (ET 2016:11).

1.3 AVVECKLINGSPROCESSEN

Avveckling av havsbaserad vindkraft baseras på en generell avvecklingsstrategi, vilken i huvudsak omfattas av rådande tekniska förutsättningar sammanvägda med tidigare erfarenheter. Detta medför att avvecklingsstrategier och förutsättningar kan komma att vara annorlunda vid tiden för avveckling, vilken beräknas ske om cirka 40 år, men bedöms principiellt omfattas av de faser som schematiskt redovisas i Figur 1.

Den första fasen utgör planering och tillståndsprovning vilket omfattar alla förberedande moment som krävs för att en avveckling ska kunna utföras i enlighet med rådande bestämmelser. Utförande, logistik och materialhanteringsfasen avser de praktiska momenten där samtliga installationer avvecklas i sin helhet. Denna fas omfattas även av avfallshantering och materialåtervinning. Den sista fasen utgörs av slutbesiktning samt uppföljning av eventuella åtgärder för återställning av botten.



Figur 1. Schematisk skiss av avvecklingsprocessen.

1.4 UNDERLAGSMATERIAL

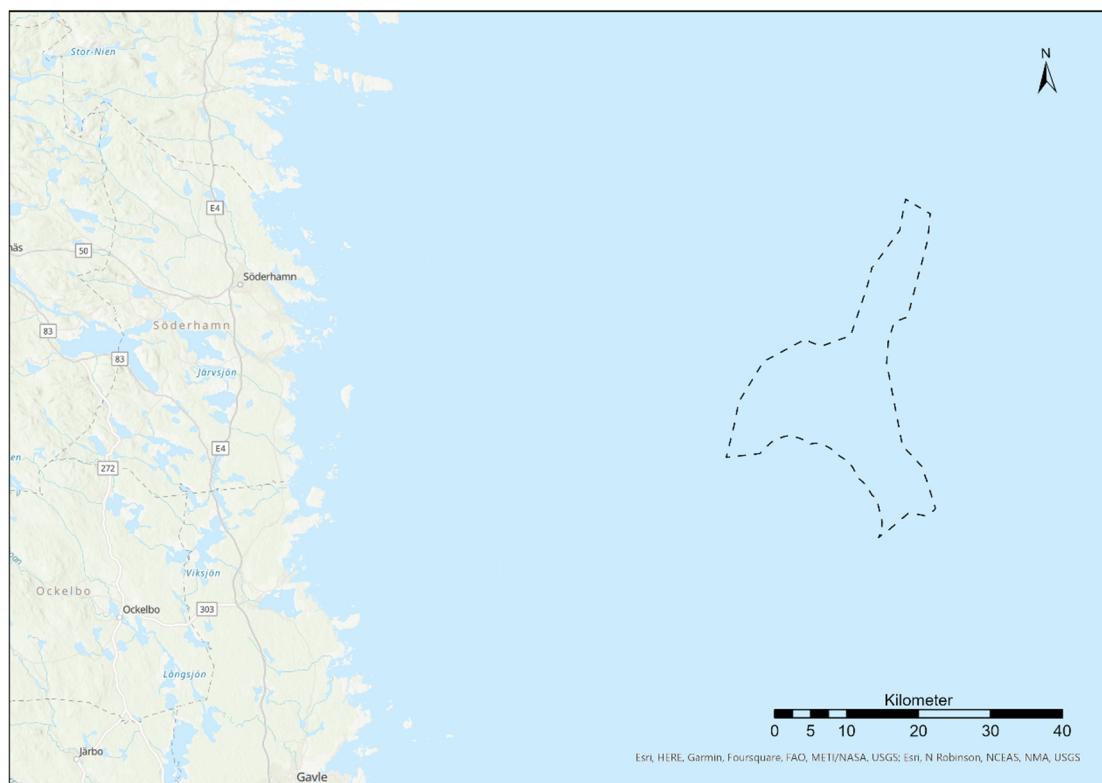
Denna rapport bygger på följande underlag:

- Intern dokumentation från Skyborn Renewables
- "Vägledning om nedmontering av vindkraft på land och till havs" - Energimyndigheten ET 2016:11
- "Nedmontering av vindkraftverk och efterbehandling av platsen" - Uppsala Universitet/Energimyndigheten Dnr 2012-008255
- "Oceanografiska och meteorologiska förhållanden i tre områden" - Tyréns 2023

2 OMRÅDESSPECIFIKATION

Fyrskippet är lokaliserat ca 110 km öster om Hudiksvall. Det finns ett antal hamnar längs kuststräckan Gävle - Hudiksvall som kan användas som logistiknav under ett avvecklingsförfarande.

Yta	Ca 488 km ²
Avstånd närmsta hamn	80 km
Vattenområde	Ekonomisk zon
Antal vindkraftverk	187 st
Max höjd	350 m
Antal transformatorstationer	4 st
Antal fundament	187 st + 2 fundament transformator
Typ av fundament	Fackverk, fyra ben, stål
Internt kabelnät	380 km



Figur 2. Vindparksområdet Fyrskippet.

3 FÖRUTSÄTTNINGAR

Förutsättningarna för en effektiv avveckling är att arbetet kan dimensioneras och utföras med rätt typ av utrustning, utföras sammanhängande under en vädermässigt fördelaktig tidsperiod, samt att det finns tillräcklig logistisk kapacitet i form av farleder, hamnar och materialhantering på land. Arbetena ska planeras och utföras av en organisation specialiserad på havsbaserad vindkraft, vilken har både specialistkunskap och erfarenhet av den såväl tekniska som praktiska omfattningen.

3.1 TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

3.1.1 AVECKLING AV VINDKRAFTVERK

Blad, turbin och torn avvecklas med hjälp av ett specialanpassat fartyg, även kallat WTIV (Wind Turbine Installation Vessel). Fartyget är ett så kallat "jack up"-fartyg vilket betyder att fartyget, med hjälp av stödben, kan hissas upp och därmed bli en fristående stabil plattform. I upphissat läge påverkas således inte fartyget av sjöhävning. Det första steget i demonteringen är att positionera fartyget i optimalt läge för att sedan etappvis lyfta ned blad, nav och maskinhus. Det sista steget avser torndelen, vilket lossas från fundament och demonteras och lyfts ned i sektioner.



Figur 3. Wind Turbine Installation Vessel.

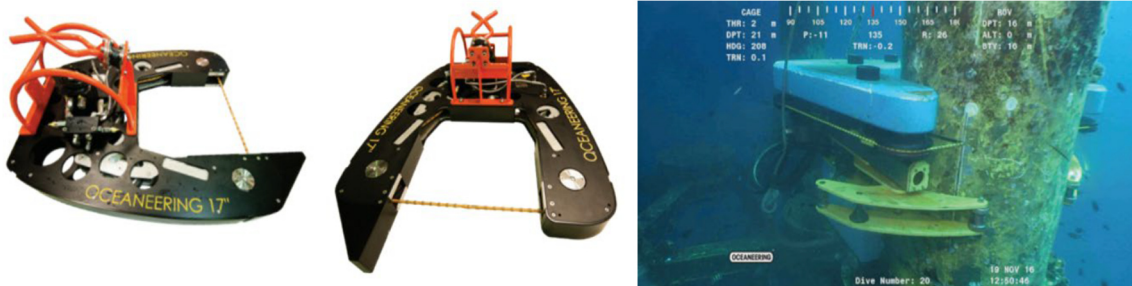
3.1.2 AVECKLING AV FUNDAMENT

Fundament avvecklas med ett så kallat HLV (Heavy Lift Vessel). Fartyget är dimensionerat för tunga lyftoperationer såsom hantering av fundament och andra tunga komponenter. Fartyget kan även operera ROV (Remotely Operated Vehicle) för precisionsarbeten under vatten. Dessa arbeten kan exempelvis utgöras av muddring av sediment runt fundamentets ben, mekaniska demonteringsarbeten, svetsning, skärning samt kapning. Kapning sker vid, eller under befintlig bottenyta och kan utföras med exempelvis diamantvajersåg monterad på ROV. Diamantvajersågar finns i varierande

storlekar för kapning av ståldimensioner upp till 2 meter i diameter. Innan kapning utförs säkras fundamentet med kran och lyfts därefter i sin helhet upp på fartyg eller pråm.



Figur 4. Heavy Lift Vessel.



Figur 5. ROV-monterad vadersåg.

3.1.3 AVVECKLING AV TRANSFORMATORSTATION

Transformatorstation avvecklas i huvudsak i två steg där det första steget avser lyft av transformatorbyggnaden. Det krävs en specialanpassad kran, HLC (Heavy Lift Crane) för att utföra lyftet. Steg två avser kapning och lyft av fundamentet.



Figur 6. Heavy Lift Crane.

3.1.4 AVECKLING AV KABELNÄT

För avveckling av det interna kabelnätet inom vindparksområdet används MPSV (Multi-Purpose Support Vessel) som är ett multifunktionellt fartyg och kan användas för en rad olika tillämpningar. Innan upptag utförs förberedande arbeten där kabelnätet frikopplas från enheterna med hjälp av ROV eller dykare. Avvecklingsförfarandet sker genom vinschning av kabel på kabeltrumma.



Figur 7. Multi Purpose Support Vessel.



Figur 8. Exempel på kabeltrumma.

3.1.5 ÖVRIGA FARTYG

Utöver specialfartyg utgörs flottan även av andra enheter såsom pråmar, bogserbåtar och arbetsbåtar.

3.2 TEKNISKA BEGRÄNSNINGAR

För etablering, avetablering och övrig transporter finns inga generella begränsningar avseende vind, dock krävs isfria förhållanden. Under arbetsskedet finns begränsningar kopplat till vind och vågor. För kran- och lyftarbeten föreligger en säkerhetsbegränsning vid vind som överstiger 10–12 m/s. Begränsningar i sjöhävning uppkommer då den signifikanta våghöjden överstiger ca 1,5 meter. Alla arbeten förutsätter isfria förhållanden.

3.3 OCEANOGRAFISKA OCH METEOROLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR I BOTTENHAVET

Sammanställning av vindstatistik från Kuggören, Finngrundet, Eggegrund och Örskär visar att det finns en möjlig arbetsperiod mellan april och november, med en optimal arbetsperiod mellan maj till och med september, se Figur 9. Vädersammanställning Bottenhavet. nedan. Antalet dagar med vind över 10 m/s är som minst under perioden maj till augusti. Under vinterhalvåret förekommer vanligtvis fast is vid kusten och drivis eller sammanfrusen drivis ute till havs. För mer information hänvisas till Bilaga 1.

BOTTENHAVET												
Aktivitet	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Antal dagar vind > 10 m/s	11	10	8	6	4	4	3	4	7	9	10	11
Förekomst av is												
Möjlig arbetsperiod												
Optimal arbetsperiod												

Figur 9. Vädresammanställning Bottenhavet.

3.4 MILJÖMÄSSIGA FÖRUTSÄTTNINGAR

Avvecklingsprocessen omfattas av regelverk och krav på tillstånd eller godkännanden vid tidpunkten för avvecklingen samt kan kräva tillstånd eller anmälan om vattenverksamhet. Kostnadsbedömningarna förutsätter att omfattningen på de tillståndsprocesser som krävs för en avveckling av havsbaserad vindkraft principiellt kan likställas med de tillståndsprocesser som krävs för havsbaserad vindkraftsetablering.

4 TIDSUPPSKATTNING AVVECKLING

En förutsättning för att arbeten ska kunna utföras effektivt och kontinuerligt är att de förläggs under en period med så få väderavbrott som möjligt, samt att de olika arbetsmomenten utförs simultant. Det betyder att avveckling av vindkraftverk, fundament och kabelnät i princip utförs samtidigt. Tidsuppskattningen för avveckling av respektive delar baseras på uppgifter från aktörer med erfarenhet från både etablering och avveckling av havsbaserad vindkraft.

4.1 VINDKRAFTVERK

Avveckling av ett vindkraftverk beräknas ta ca 38 timmar att genomföra. Fartyget har kapacitet att lasta 3-6 kompletta enheter innan transport för lossning i hamn. Arbetet utförs därför i cykler om tre enheter där varje cykel inklusive transport och lossning beräknas ta ca 120 timmar.

4.2 TRANSFORMATORSTATION

Avveckling av en transformatorstation beräknas totalt ta ca 193 timmar att genomföra. En stor del av tiden avser inledande arbeten såsom bortkoppling av kabelnät, nedmontering, säkring samt förberedande lyftåtgärder.

4.3 FUNDAMENT

Avveckling av ett fundament beräknas ta ca 25 timmar. Inom den tiden utförs även förberedande arbeten som exempelvis muddring runt varje ben, samt kapning. Fundamenten lastas på pråmar vilket innebär att fartyget inte behöver gå till hamn för lossning.

4.4 KABELNÄT

Avveckling av kabel har beräknats utifrån en kabeltrumma med en diameter om 6 meter, vilken har kapacitet för ca 100 ton kabel. Att fylla en trumma uppskattas ta ca 15 timmar. Fartyget har kapacitet att lagra 4 trummor innan lossning i hamn. Arbetet utförs därför i cykler om 4 trummor där varje cykel inklusive transport och lossning beräknas ta ca 60 timmar.

4.5 SUMMERING AV TIDSUPPSKATTNING

Tabell 1. Summering av tidsuppskattning.

SUMMERING TIDSUPPSKATTNING			
Vindkraftpark	Summa timmar	Summa dygn	Arbetsdygn
Fyrskippet	13 529	564	295

5 ÅTERSTÄLLNINGSGARBETEN

Avveckling av fundament och kabelnät medför en mycket liten påverkan på bottenytan inom vindparksområdet. Punktinsatser, exempelvis muddring eller spolning kan ge upphov till små lokala batymetriska förändringar, vilka inte bedöms ge några negativa effekter på bottenområdet som helhet. Eventuella återställningsarbeten bedöms då vid behov utgöras av avjämning eller ifyllning av den påverkade bottenytan.

Beslut och omfattning av eventuella åtgärder för återställning kommer att tas fram inom ramen för den tillståndsansökan och miljökonsekvensbeskrivning som upprättas inför avvecklingen.

5.1 BOTTENPÅVERKAN FUNDAMENT

Den totalt påverkade bottenytan för varje fundament uppskattas till ca fem m². Påverkan avser i huvudsak de fyra positioner där fundamentens ben skär bottenytan. För att inga uppstickande delar ska kvarlämnas, kapas varje ben ca en meter under befintlig bottenivå. Detta innebär att sediment runt varje ben måste schaktas uppskattningsvis 2–3 meter under omgivande bottenivå innan kapning kan ske.

5.2 BOTTENPÅVERKAN KABELNÄT

Bottenpåverkan för nedschaktad kabel bedöms utgöras av en yta med en bredd på ca två meter som löper i kabelriktningen. Avvecklingen sker genom att kabeln vinschas upp från bottenytan, alternativt att kabeln först friläggs genom exempelvis spolning. Avvecklingsåtgärden medför en lokal fördjupning på ca 0,5–1 meter som löper i kabelriktningen.

6 KOSTNADSBEDÖMNING

Kostnadsbedömningen har delats upp i tre huvudsakliga kategorier; kostnader för offshorearbeten, kostnader för utförande samt processkostnader. Kostnadsbedömningen är sedan sammanvägd med den bedömda tidsuppskattningen.

6.1 KOSTNADSBEDÖMNING OFFSHOREARBETEN

Kostnadsbedömning offshorearbeten avser alla sjöarbeten och omfattar hela den operativa flottan inklusive etablering och avetablering.

6.1.1 ETABLERING OCH AVETABLERING AV FLOTTA FÖR SJÖARBETEN

Utgångspunkten för kostnadsuppskattning avseende etablering och avetablering är bestämd till Englands ostkust, då England är ett världsledande land gällande utveckling av havsbaserad vindkraft. Sannolikheten att erforderlig flotta finns tillgänglig inom det området bedöms därför som fullt rimlig. Avståndet från Englands ostkust till Fyrskippet uppskattas till ca 1 200 nautiska mil, vilket ger en sammantagen gångtid

tur och retur på ca 8 dygn. Driftskostnaden för aktuell fartygsflotta under etablering och avetablering är i medeltal ca 3 200 000 kr per dygn, vilket ger en beräknad kostnad om 42 800 000 kr per etablering/avetablering. Aktuella arbeten bedöms utföras under två säsonger, vilket medför två etableringar/avetableringar.

6.1.2 STILLESTÅND

Stilleståndskostnader avser uppkomna kostnader för arbetsstillestånd orsakat av väder eller andra faktorer som hindrar arbetet. Kostnaden har beräknats till detsamma som den operativa driftskostnaden exklusive drivmedel och uppgår till ca 3 900 000 kr per dygn. För aktuellt område beräknas antalet stillestånds dagar under två säsonger till 52 st., vilket medför en totalt uppskattad stilleståndskostnad om 202 800 000 kr.

6.1.3 KOMPLETTA VINDKRAFTVERK

Med kompletta vindkraftverk avses fundament, vindkraftverk, (torn, turbin och blad), kabelnät samt transformatorstation. Kostnadsbedömningen baseras på aktuella kostnadsuppgifter som avser byggnation av havsbaserade vindkraftverk. Bedömningen förutsätter att kostnaden för avveckling kan likställas med kostnaden för byggnation av densamma. Kostnaden för att avveckla ett komplett vindkraftverk uppgår i medeltal till ca 7 200 000 kr.

6.2 KOSTNADSBEDÖMNING UTFÖRANDEKOSTNADER

Utförandekostnader avser huvudsakligen kostnader kopplade till logistik och hantering av material i samband med den operativa delen av avvecklingen.

6.2.1 LOTSNING

Avvecklingen innebär en intensiv fartygstrafik från arbetsområdet till hamn där flertalet fartyg är lotspliktiga. Beaktat den frekvens på anlop/avgång är det rimligt att samtliga lotspliktiga fartyg ansöker om lotsdispens, vilket innebär att befälhavaren på respektive fartyg, men hjälp av lots, ges tillstånd att själva framföra fartyget i aktuella farleder. Kostnaden för lotsning utgör därmed en fast kostnad vilken uppskattas till 150 000 kr.

6.2.2 HAMNAVGIFTER

Hamnavgifter varierar beroende på hamn, storlek på fartyg och vilka övriga hamntjänster som fartyget avser att nyttja. Kostnadsuppskattningen är gjord utifrån en schablonavgift uppskattad till 20 000 kr per dygn.

6.2.3 FARLEDSAVGIFTER

Farledsavgifter varierar beroende på fartygsstorlek, miljöklassning samt antal passager under en given tid. Kostnadsuppskattningen är därför baserad på en schablonavgift som uppgår till 3 000 000 kr.

6.2.4 HAMNLOGISTIK

Kostnadsbedömning hamnlogistik avser arbeten som omfattar all logistisk hantering och flöde av material inom eller i anslutning till hamnområdet. Grundförutsättningen är att det finns minst två större mobila hamnkranar med tillräcklig kapacitet att hantera både lossning och omlastning av tunga komponenter. Utöver detta förutsätts även en mer traditionell maskinpark bestående av truckar, hjullastare och mindre kranar ingå. Kostnadsuppskattning för utrustning inklusive arbetslag uppgår till ca 540 000 kr per dygn.



3,000T SWL Crawler Crane (Source: Liebherr)



250T SWL Crawler Crane (Source: Kobelco)

Figur 10. Exempel på mobila hamnkranar med operativ kapacitet mellan 250–3 000 ton.

6.2.5 ÅTERVINNING

Återvinning avser arbeten som nedskärning, sågning och kapning av metallkomponenter. Arbetena förutsätts kunna utföras inom eller i direkt anslutning till hamnområdet. Kostnad för arbetslag samt erforderlig utrustning bedöms uppgå till ca 100 000 kr per dygn.

6.2.6 TRANSPORT VID ÅTERVINNING

Transport återvinning avser bortforsling av återvunnet material beräknat på en containervikt om ca 10 ton. Transport och nyttjandet av container uppskattas till ca 1 200 kr per enhet. Antalet containrar som behöver nyttjas beror på den totala vikten som kan återvinnas.

6.2.7 SLUTBESIKTNINGAR

Slutbesiktningar avser hydrografiska undersökningar av fundamentalslokaler samt kabelnät. Besiktningen utförs i huvudsak som batymetriska undersökningar i syfte att kartlägga aktuella bottenförhållanden. Undersökningarna är beräknade som en schablonkostnad och uppgår till ca 21 000 kr per enhet/fundament, inklusive kabel.

6.3 KOSTNADSBEDÖMNING PROCESSKOSTNADER

Processkostnader avser i huvudsak de kostnader som uppkommer inom det administrativa arbetet inför en avveckling.

6.3.1 ÖVERSIKTLIG AVVECKLINGSPLAN

Avvecklingsplanen syftar till planering och dimensionering av de övergripande processteg som omfattar hela avvecklingskedjan. Planen tas fram i syfte att kartlägga aktuella förutsättningar och beslutsordningar. Kostnadsuppskattningen varierar mellan ca 20 000–30 000 kr per vindkraftverk.

6.3.2 FÖRSTUDIER OCH TILLSTÅND

Förstudier utförs i syfte att dimensionera utredningar och underlag för dels de tillståndsprocesser som kan komma att behövas, dels för avvecklingsprocessen som helhet. Kostnadsuppskattningen varierar mellan ca 20 000–30 000 kr per vindkraftverk.

6.3.3 UPPHANDLINGAR

Upphandlingar avser upphandling och utvärdering av externa resurser inom ramen för avvecklingsprocessen och är beräknat som en schablonkostnad och uppgår till ca 600 000 kr.

6.3.4 PROJEKTERING

Projektering avser det steg i avvecklingsprocessen där detaljerade planer tas fram med hänsyn till tekniska och praktiska förutsättningar. Projekteringen är beräknad som en schablonkostnad och uppgår till ca 1 500 000 kr.

6.3.5 PROJEKTLEDNING

Projektledning avser kostnader för avvecklingsprocessens framdrift i form av ledning och styrning, vilken är beräknad som en schablonkostnad och uppgår till ca 3 000 000 kr.

6.3.6 RAPPORTERING

Rapportering avser intern och extern slutdokumentation för avvecklingsprocessen som helhet. Det omfattar även slutdokumentation av eventuella återställandeåtgärder och uppföljningskontroller. Rapporteringen är beräknad som en schablonkostnad och uppgår till ca 300 000 kr.

6.4 OSÄKERHETER VID KOSTNADSUPPSKATTNINGAR

Beräkningar i föreliggande rapport är i huvudsak baserade på aktuella kostnadsindikationer för både avveckling och installation av havsbaserad vindkraft på den internationella marknaden. Osäkerhetsfaktorer som påverkar kostnadsbedömningen för en framtida avveckling kan exempelvis utgöras av tillgänglighet av specifik fartygsflotta, valutakurs, bränsle- och råvarupriser. Ett rimligt antagande är att den generella teknologin avseende installation och avveckling inom den havsbaserade vindkraftsindustrin kommer att utvecklas mycket framöver. Detta leder sannolikt till en mer standardiserad och effektiviserad metodik, vilket troligen också har en positiv inverkan på kostnadssidan.

7 RESULTAT

Med aktuella antaganden och förutsättningar uppgår den totala avvecklingskostnaden för vindpark Fyrskippet med 187 vindkraftverk till ca 1,35 miljarder kr, se Tabell 2, samt bilaga 2 "Avvecklingskalkyl". Avvecklingskostnaden för varje enskilt vindkraftverk uppgår då avrundat till ca 7,2 miljoner kronor.

Tabell 2. Kostnadssammanställning för avveckling av vindpark Fyrskippet.

KOSTANDSSAMMANSTÄLLNING AVVECKLING				
Aktivitet utförande	Antal	Enhet	Å-pris	Summa [SEK]
Avveckling vindkraftverk	295	Dygn	1 035 000	306 446 250
Avveckling transformator	16	Dygn	800 000	12 866 667
Avveckling fundament	194	Dygn	2 200 000	428 541 667
Avveckling kabel	59	Dygn	650 000	38 593 750
Etablering två säsonger	2	St	21 400 000	42 800 000
Avetablering två säsonger	2	St	21 400 000	42 800 000
Stillestånd	52	Dygn	3 900 000	202 800 000
Utförandekostnader	1	St	261 950 000	261 950 000
Processkostnader	1	St	14 400 000	14 400 000
Total				1 351 198 333
Avvecklingskostnad per komplett vindkraftverk				7 225 660

Utifrån aktuella kostnadsuppskattningar rekommenderas att den totala avsättningen per vindkraftverk för Fyrskippet ska uppgå till 7,2 miljoner kr och att verksamheten avseende ekonomisk säkerhet villkoras därefter.

7.1 RESTVÄRDE

Restvärdet avseende materialåtervinning inkluderas inte som en avdragsmässig post i bedömning av ekonomisk säkerhet. Det beräknade restvärdet redovisas i syfte att visa den faktiska kostnaden som uppkommer vid en avvecklingsprocess, se Tabell 3. Med avräknat restvärde uppgår den faktiska avvecklingskostnaden per vindkraftverk till ca 5 miljoner kr.

Tabell 3. Restvärde avseende materialåtervinning för koppar och stål.

RESTVÄRDE MATERIALÅTERVINNING			
Koppar	Ton	Å-pris	Summa
Vindkraftverk	1 860	7 500	13 950 000
Transformator	30	7 500	225 000
Fundament	0	0	
Kabel	9 500	7 500	71 250 000
Stål			
Vindkraftverk	102 300	1 250	127 875 000
Transformator	1 300	1 250	1 625 000
Fundament	139 500	1 250	174 375 000
Kabel	1 900	1 250	2 375 000
Total			391 675 000
Restvärde per komplett vindkraftverk			2 094 519

OCEANOGRAFISKA OCH METEOROLOGISKA FÖRHÅLLANDEN I TRE OMRÅDEN



Slutrapport

Uppdrag: 331737 Avetableringskalkyl offshore vindkraft
Titel på rapport: OCEANOGRAFISKA OCH METEOROLOGISKA
FÖRHÅLLANDEN I TRE OMRÅDEN
Status: Slutrapport
Datum: 2023-03-06

Medverkande

Beställare: Skyborn Renewable
Kontaktperson: Martin Hörngren
Konsult: Lasse Johansson
Uppdragsansvarig: Martin Hörngren
Kvalitetsgranskare: Martin Hörngren

Revideringar

Revideringsdatum: Revideringsdatum.
Version: Version.
Initialer Initialer.

Sammanfattning

Några av de oceanografiska och meteorologiska parametrar som brukar vara kritiska för anläggningsarbeten har analyserats och sammanställts för tre planerade vindkraftsområden i Bottenviken och Bottenhavet.

Innehållsförteckning

1 Området i Bottenviken.....	5
1.1 Blåsig tid	5
1.2 Dimma	6
1.3 Vågor	7
1.4 Is.....	9
2 Områdena i Bottenhavet.....	10
2.1 Blåsig tid	10
2.2 Dimma	12
2.3 Vågor	13
2.4 Is.....	15

1 Området i Bottenviken

Blåsigt tid

I Tabell 1 visas blåsigt tid månadsvis. Med blåsigt tid menas den tid, i dygn per månad, då vindstyrkan överstiger ett visst gränsvärde. Vi har satt gränserna till 5, 10 och 15 m/s. Två värden ges, N5/10 och N9/10.

N5/10 är medianvärdet blåsigt tid. Under 5 år av 10 kommer den verkliga blåsiga tiden att vara kortare än N5/10, under 5 år av tio längre än N5/10.

N9/10: Under 9 år av tio är den verkliga blåstiden kortare än N9/10, under ett 1 år av 10 är den längre än N9/10.

N5/10 och N9/10 är beräknade från observationer på Rödkallen 1995-2022. Observationerna är av hög kvalitet, de gäller för höjden 10 m.ö.h. Rödkallen är något läad från norr jämfört med utsjön. Värdena N5/10 och N9/10 är skattade så att de med hög sannolikhet inte underskattar vindklimatet.

OBSAR RÖDKALLEN 1995-2022						
vindstyrka	≥ 5		≥ 10		≥ 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	20	15	5,5	2,8	0,3	0
Feb	19	15	3,9	1,5	0,1	0
Mar	19	14	2,8	0,5	0,1	0
Apr	15	11	1,2	0,1	0	0
Maj	15	11	0,9	0,1	0	0
Jun	15	12	1,3	0,5	0	0
Jul	15	11	1,4	0,7	0	0
Aug	18	14	2	0,6	0	0
Sep	21	17	4,6	2,2	0	0
Okt	22	19	5,9	3	0,2	0
Nov	23	18	5,8	1,7	0,2	0
Dec	22	18	6	2,7	0,3	0

Tabell 1. Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. N5/10 anger medianantalet blåsiga dygn under fem år av tio, ett ganska sannolikt antal. Det är alltså lika sannolikt att det blåser i färre dygn som att det blåser i fler dygn. N9/10 anger antalet blåsiga dygn under nio år av tio; det är alltså låg sannolikhet (men inte omöjligt) att det blåser i så många dygn. Exempel 1: Under fem januarimånader av tio är vindstyrkan i genomsnitt 5 m/s eller mer under 20 dygn. Under nio januarimånader av tio är vindstyrkan 5 m/s under högst 15 dygn.

OMANALYSDATA FÖR BOTTENVIKEN NORR 65.25 OST 23.5 "MALÖREN"						
vindstyrka	>= 5		>= 10		>= 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	25	21	8,6	6,1	0,4	0
Feb	23	20	7,1	2,9	0,1	0
Mar	23	20	6,1	3,4	0,2	0
Apr	17	14	2,4	0,5	0	0
Maj	19	16	2,4	0,8	0	0
Jun	19	17	2,2	1,3	0,1	0
Jul	15	14	1,5	0,3	0	0
Aug	22	20	4,1	2,1	0	0
Sep	23	21	6,2	4	0,1	0
Okt	24	22	7,4	5,3	0,1	0
Nov	26	23	11	5,8	0,2	0
Dec	26	25	8,5	6,6	0,2	0

Tabell 2 Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. Detaljer ges i Tabell 1.

1.1 Dimma

Dimma råder när sikten understiger 1000 meter. Vid längre sikt råder dis eller klart väder. SMHI använder följande definitioner av sikt

Siktförhållanden

Uttryck	Synvidd
Mycket god sikt	mer än 30 km
God sikt	10 - 30 km
Måttlig sikt	4 - 10 km
Disigt	2 - 4 km
Mycket disigt	1 - 2 km
Dimma	200 - 1000 m
Tät dimma	50 - 200 m
Mycket tät dimma	mindre än 50 m

Tabell 3 visar antal timmar per månad med dimma vid Rödkallen 1995-2022.

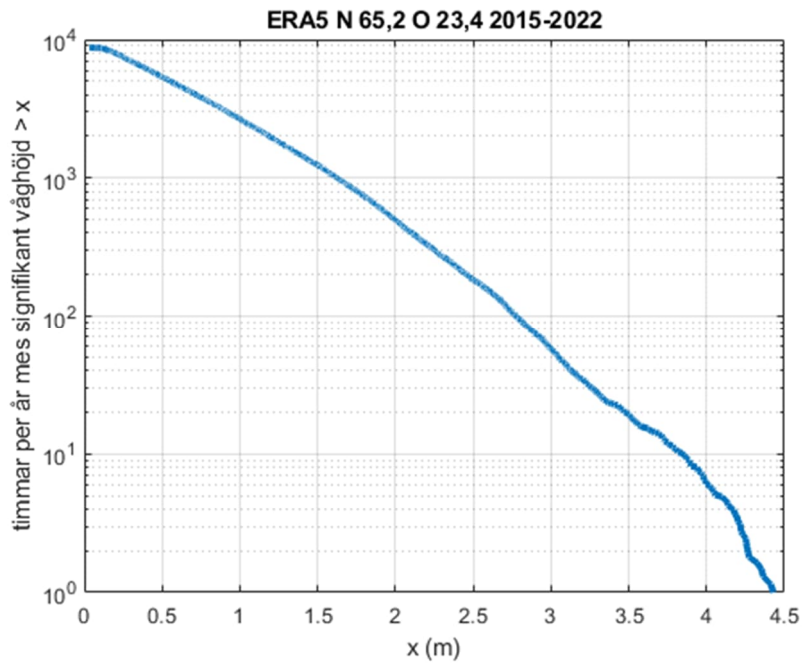
Rödkallen	
jan	24
feb	26
mar	28
apr	40
maj	20
jun	10
jul	7
aug	11
sep	19
okt	14
nov	16
dec	17

Tabell 3. Genomsnittligt antal timmar med dimma månadsvis. Vid dimma är sikten 1000 meter eller mindre. Observationer från SMHI 1995-2022.

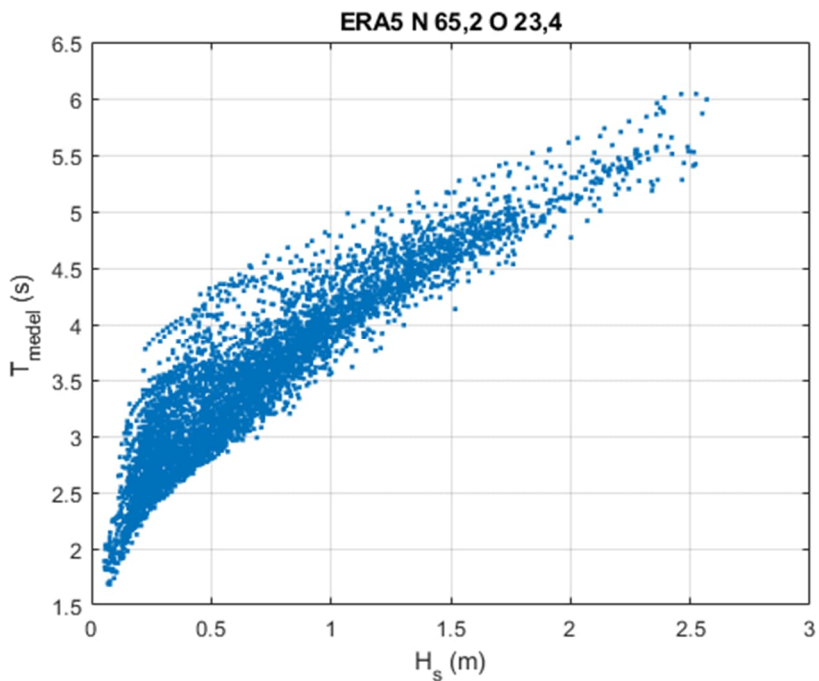
1.2 Vågor

Beräknad signifikant våghöjd från en omanalys (ERA5) för en position i Bottenviken visas i Figur 1.

Med hjälp av Figur 2 kan sambandet mellan signifikant våghöjd och vågperiod skattas. Vågperioden, tillsammans med vattendjupet, ger våglängden som är en kritisk parameter för många anläggningsarbeten med flytande plattformar och liknande.



Figur 1. Tid med signifikant våghöjd över olika värden för en punkt i Bottenviken.

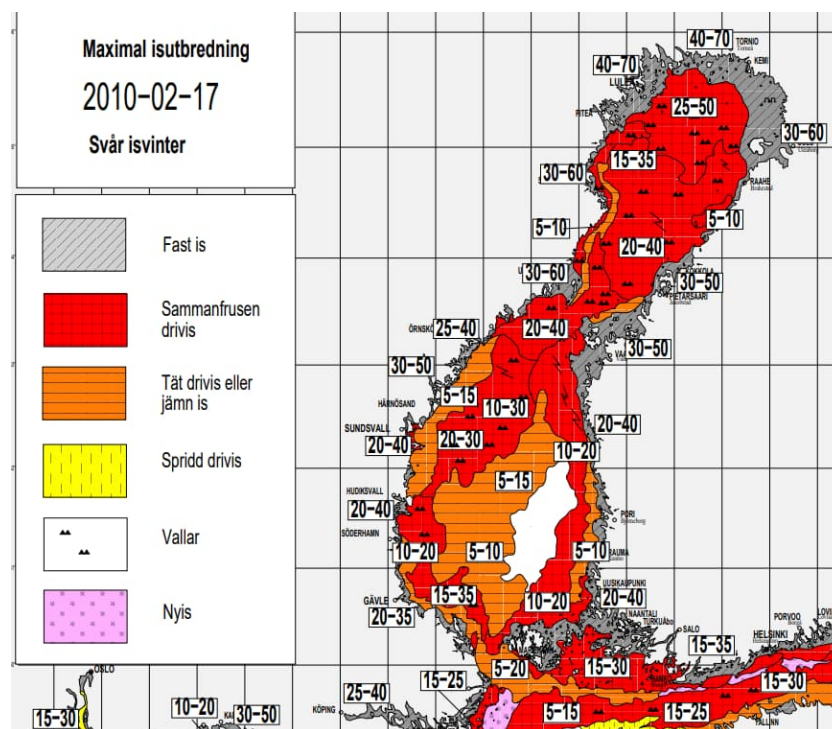


Figur 2. Beräknat samband mellan signifikant våghöjd och vågperiod vid Malören.

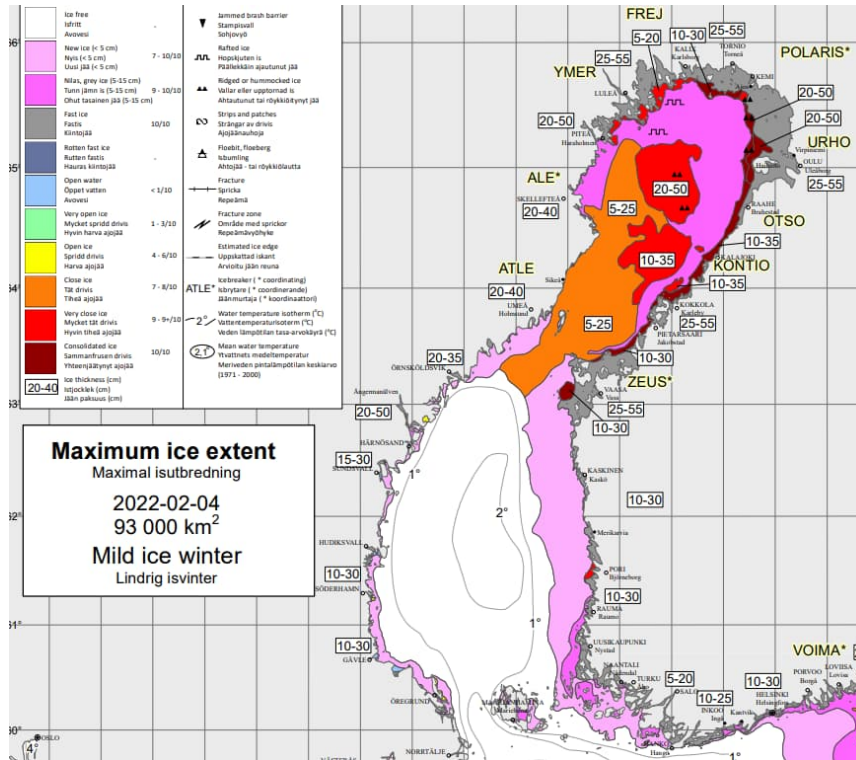
1.3 Is

I dagens klimat är Bottenviken islagd varje år. Enligt SMHI:s klimatprognoser kommer Bottenviken att vara islagd varje år även runt år 2050 i båda klimatscenerierna RCP 4,5 och RCP 8,5. Båda scenariorna visar att istäckets utbredning kommer att bli mindre och dess varaktighet under vintern kommer att bli kortare. Klimatscenerierna har betydande osäkerheter. RCP 4,5 är ett scenario som innebär mindre ökning av mängden utsläppta växthusgaser än RCP 8,5 som innebär stor ökning av växthusgasutsläppen.

Nedan visas observerad maximal isutbredning under en sträng vinter (2010) och en mild (2022).



Figur 3. Observerad maximal isutbredning en sträng vinter. Siffrorna är istjocklek i cm.



Figur 4. Observerad maximal isutbredning en mild vinter. Siffrorna är istjocklek i cm.

2 Områdena i Bottenhavet

2.1 Blåsigt tid

OBSAR KUGGÖREN 1995-2022						
vindstyrka	≥ 5		≥ 10		≥ 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	16	13	3,9	2	0,3	0
Feb	16	13	3,5	1,9	0,2	0
Mar	14	12	1,9	1	0	0
Apr	13	9,3	1,2	0,2	0	0
Maj	12	9,8	0,6	0,1	0	0
Jun	12	9,9	0,7	0,2	0	0
Jul	11	7,8	0,4	0	0	0
Aug	11	8,3	0,9	0,2	0	0
Sep	12	9,4	1,1	0,2	0	0
Okt	14	11	2,7	1,1	0,1	0

Nov	15	12	3,7	1,6	0,1	0
Dec	16	14	3,8	1,9	0,2	0

Tabell 4. Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. Detaljer ges i Tabell 1.

ÖRSKÄR 1995-2022						
vindstyrka	≥ 5		≥ 10		≥ 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	26	22	11	6,1	2	0,4
Feb	25	21	9,4	5,3	1,2	0,1
Mar	23	20	8,1	4,4	0,9	0,1
Apr	21	18	5,6	2,8	0,5	0
Maj	20	17	3,7	2,4	0,2	0
Jun	19	16	3,7	2,2	0,2	0
Jul	18	16	2,9	1,3	0,1	0
Aug	20	17	3,8	1,6	0,1	0
Sep	22	19	6,9	3,8	0,8	0,1
Okt	25	22	9,1	6,7	1,3	0,3
Nov	25	22	9,7	5,7	1,2	0,1
Dec	26	23	11	6,6	1,8	0,2

Tabell 5. Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. Detaljer ges i Tabell 1.

EGGGRUND 1995-2022						
vindstyrka	≥ 5		≥ 10		≥ 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	23	20	5,3	2,8	0,6	0,1
Feb	21	17	4,5	2,4	0,1	0
Mar	18	15	3	1,5	0	0
Apr	15	12	2	0,4	0	0
Maj	14	12	1,1	0,5	0	0
Jun	13	11	1,1	0,4	0	0
Jul	13	11	0,8	0,1	0	0
Aug	14	11	1,5	0,4	0	0
Sep	17	14	2,5	0,9	0	0
Okt	21	17	4	1,9	0,2	0
Nov	22	19	5	2,4	0,2	0
Dec	24	21	5,1	3,3	0,2	0

Tabell 6. Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. Detaljer ges i Tabell 1.

OMANALYSDATA FINNGRUNDET						
NORR 60,9 OST 18,6						
vindstyrka	>= 5		>= 10		>= 15	
	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}	N _{5/10}	N _{9/10}
Jan	27	25	12	9,2	1,5	0,6
Feb	28	26	8,8	6,8	0,3	0
Mar	25	23	7,5	4,9	0,1	0
Apr	22	19	4,4	3,1	0,1	0
Maj	20	18	2,7	1,6	0	0
Jun	20	18	2,1	1,1	0	0
Jul	19	17	2,2	1,2	0	0
Aug	22	20	3,5	1,7	0	0
Sep	23	20	5,5	3,6	0	0
Okt	27	24	8,4	6	0,1	0
Nov	26	25	9,1	6,7	0,1	0
Dec	29	27	11	8,7	0,2	0

Tabell 7. Antal blåsiga dygn per månad dvs. dygn med vindstyrka över 5, 10 resp. 15 m/s. Detaljer ges i Tabell 1.

2.2 Dimma

Observerat antal timmar med dimma månadsvis visas för Örskär i Tabell 8.

Örskär	
jan	13
feb	13
mar	17
apr	25
maj	14
jun	10
jul	8
aug	5
sep	7
okt	4
nov	11
dec	9

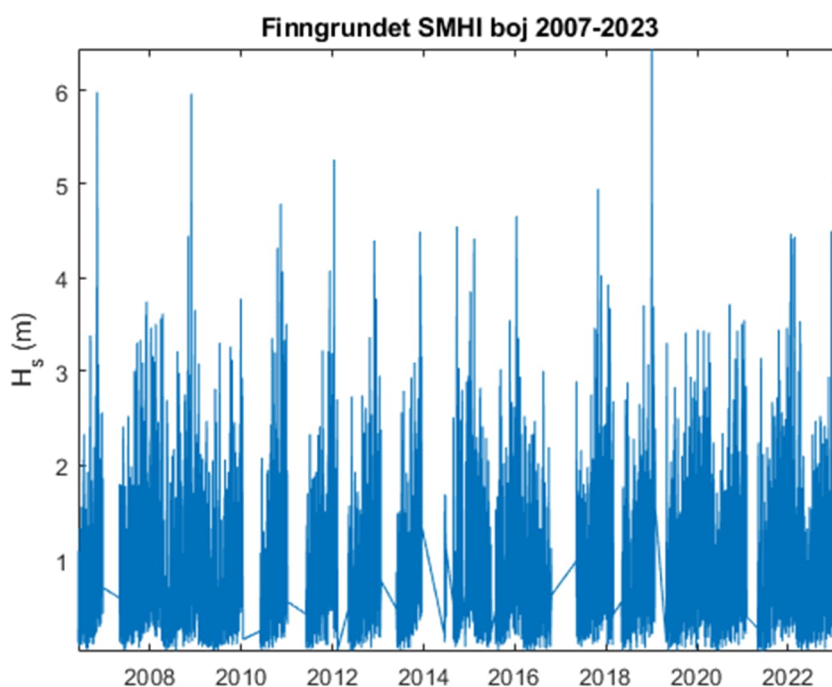
Tabell 8. Genomsnittligt antal timmar med dimma månadsvis. Observationer från SMHI 1995-2022.

2.3 Vågor

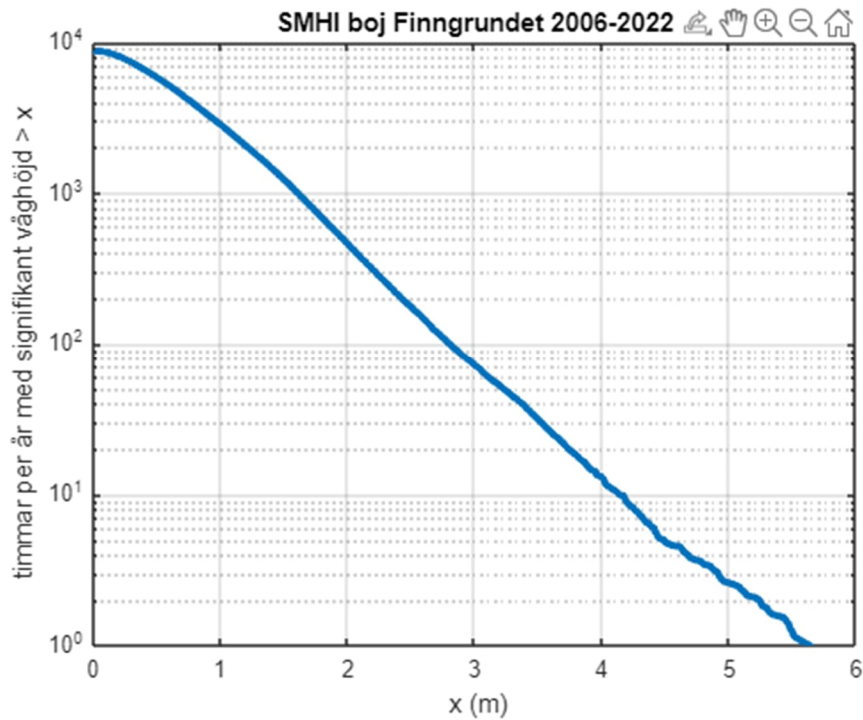
SMHI har haft en waverider-boj på Finngrundet sedan 2006. Kvaliteten på observationerna är mycket god. Bojen har tagits in de flesta vintrar, se Figur 5, vilket betyder att tillfällena med höga vågor (vinter) är mer sällsynta än sådana med lägre vågor (sommar).

Figur 6 visar antalet timmar per år med signifikant våghöjd över olika värden. Då det finns hål i observationsserierna kan man inte göra figurer per månad.

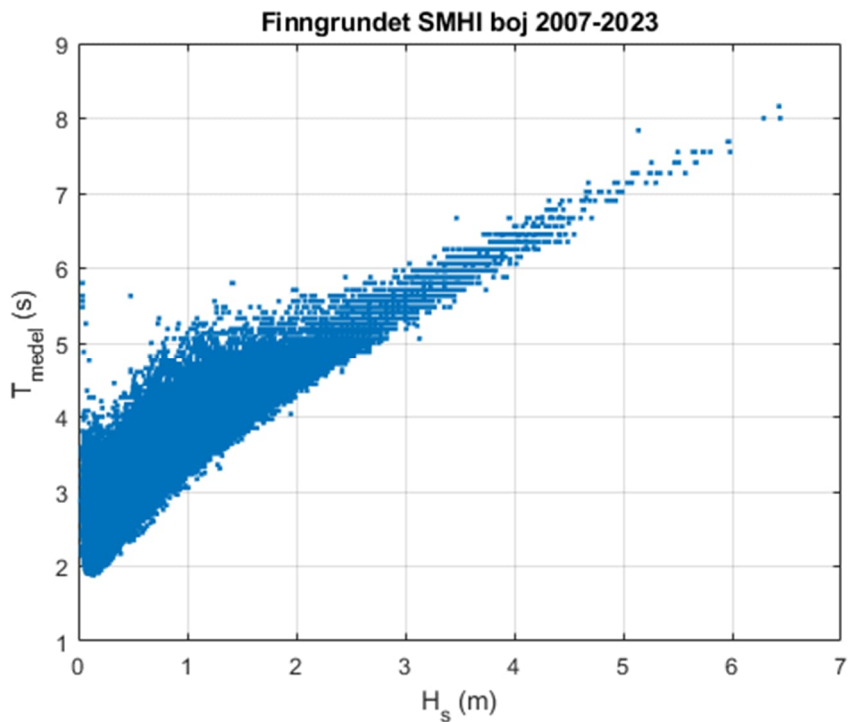
Med hjälp av Figur 7 kan sambandet mellan signifikant våghöjd och vågperiod skattas. Vågperioden, tillsammans med vattendjupet, ger våglängden som är en kritisk parameter för många anläggningsarbeten med flytande plattformar och liknande.



Figur 5. Observationer av signifikant våghöjd. De flesta vintrar har bojen tagits upp vilket orsakar de datahål man ser i bilden.



Figur 6. Antal timmar per år som den signifikanta våghöjden överstiger värdet x. Exempel: Signifikanta våghöjden är över 1,5 meter under 1000 timmar per år = 42 dygn per år. Det går 8760 timmar på ett år.



Figur 7. Observerat samband mellan signifikant våghöjd och vågperiod vid Finngrundet.

2.4 Is

I dagens klimat är Bottenhavet vid Finngrund islagt vartannat år. Enligt SMHI:s klimatprognoser kommer is vid Finngrund att bli något mindre vanligt runt 2050, men i scenariot RCP 4,5 har den beräknade skillnaden mot idag låg signifikans, dvs. att förändringen är osäker.

För scenariot RCP 8,5 syns en större minskning, endast vart tredje år finns is vid Finngrund 2050, men även detta resultat är osäkert.

Observerad maximal isutbredning visades i exemplen i Figur 3 och Figur 4.

SPECIFIKATION

Havsområde:	FYRSKEPPET
Total yta (ca):	500 km ²
Avstånd hamn:	80 km
Antal vindkraftverk:	187
Höjd:	290 m
Antal transformatorer:	2
Antal fundament:	187
Typ av fundament:	Jacket (fackverk)
Kabelnät:	380 km
Valuta:	SEK

KOSTNADSBEDÖMNING OFFSHOREARBETEN

Aktivitet	Kostnad	Enhet
Etablering	21 400 000	st
Avetablering	21 400 000	st
Stillestånd	3 900 000	dygn
Avveckling vindkraftverk	1 035 000	dygn
Avveckling transformator	800 000	dygn
Avveckling fundament	2 200 000	dygn
Avveckling kabel	650 000	dygn

KOSTNADSBEDÖMNING UTFÖRANDE

Aktivitet	Kostnad
Lotsdispens	150 000
Hamnavgifter	5 900 000
Farledsavgifter	3 000 000
Hamnlogistik	159 000 000
Återvinning	59 000 000
Transport återvinning	31 000 000
Slutbesiktningar	3 900 000
	261 950 000

KOSTNADSBEDÖMNING PROCESS

Aktivitet	Kostnad
Översiktlig avvecklingsplan	4 500 000
Förstudier och tillstånd	4 500 000
Upphandlingar	600 000
Projektering	1 500 000
Projektledning	3 000 000
Rapportering	300 000
	14 400 000

TIDSESTIMERING OFFSHOREARBETEN

Aktivitet	Tim/enhet	Antal enheter	Summa [tim]	Summa [dygn]
Avveckling vindkraftverk	38	187	7 106	296
Avveckling transformator	193	2	386	16
Avveckling fundament	25	187	4 675	195
Avveckling kabel	15	95	1 425	59

KOSTANDSSAMMANSTÄLLNING AVVECKLING

Aktivitet utförande	Antal	Enhet	Å-pris	Summa [SEK]
Avveckling vindkraftverk	296	Dygn	1 035 000	306 446 250
Avveckling transformator	16	Dygn	800 000	12 866 667
Avveckling fundament	195	Dygn	2 200 000	428 541 667
Avveckling kabel	59	Dygn	650 000	38 593 750
Etablering två säsonger	2	St	21 400 000	42 800 000
Avetablering två säsonger	2	St	21 400 000	42 800 000
Stillestånd	52	Dygn	3 900 000	202 800 000
Utförandekostnader	1	St	261 950 000	261 950 000
Processkostnader	1	St	14 400 000	14 400 000
Total				1 351 198 333
Avvecklingskostnad per komplett vindkraftverk				7 225 660

RETVÄRDE MATERIALÅTERVINNING

Koppar	Ton	Å-pris	Summa
Vindkraftverk	1 860	7 500	13 950 000
Transformator	30	7 500	225 000
Fundament	0	0	
Kabel	9 500	7 500	71 250 000
Stål			
Vindkraftverk	102 300	1 250	127 875 000
Transformator	1 300	1 250	1 625 000
Fundament	139 500	1 250	174 375 000
Kabel	1 900	1 250	2 375 000
Total			391 675 000
Restvärde per komplett vindkraftverk			2 094 519