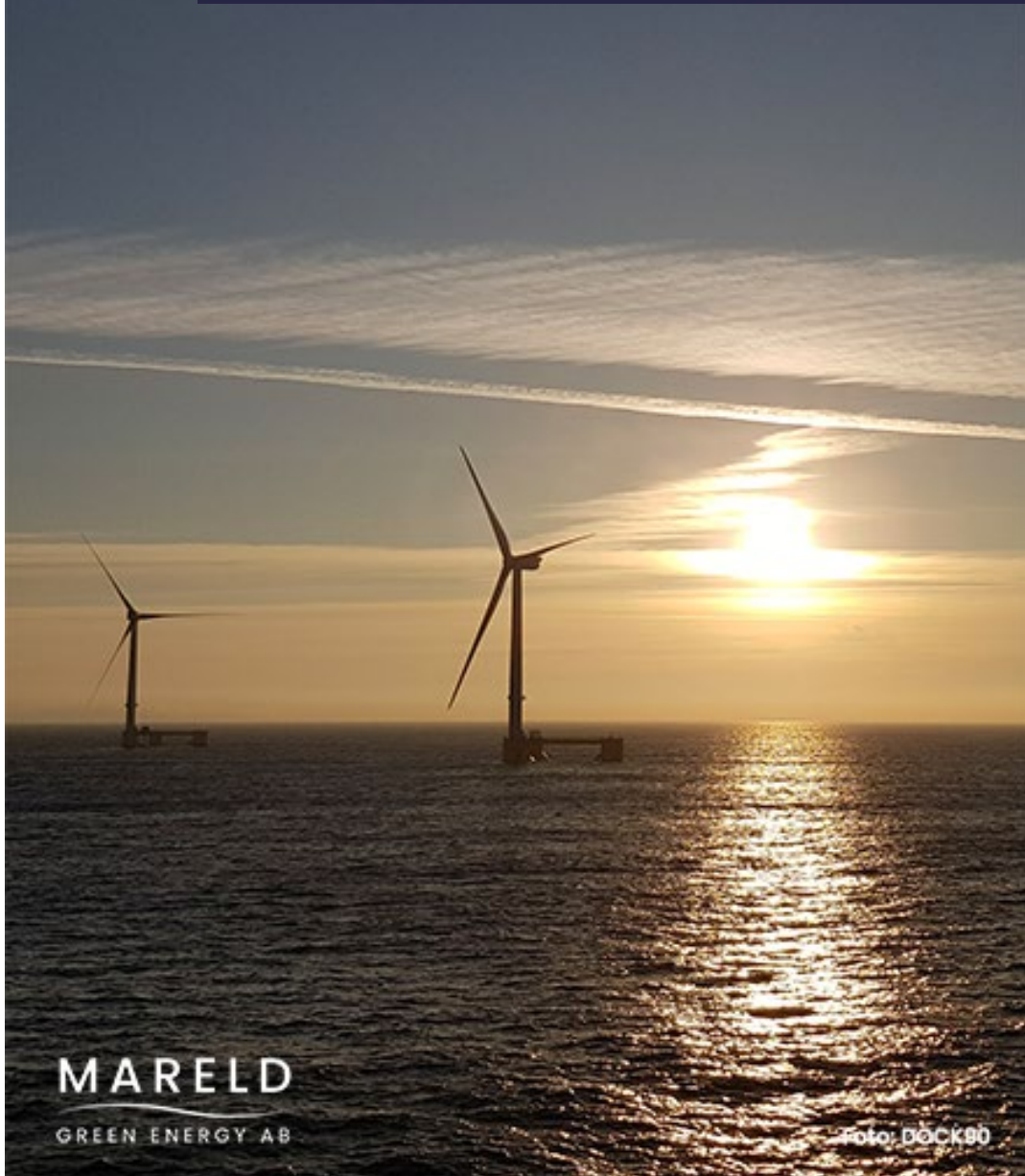


Bilaga_B

Teknisk beskrivning - Mareld

Vindkraftpark Mareld





Datum	2023-04-14
Författare	Freja Offshore
Dokumenttitel	Teknisk beskrivning för vindkraftsparken Mareld
Referensnummer	FREJA-MARELD-0001-TEC-FRJ-REP-B
Revision	B
Dokumentstatus	Granskad
	Offentlig
Författare	Marc Vannérum (Head of Technical Department – Freja Offshore)
Verifierad	Lena Sonnerfelt (Head of Consenting Department – Freja Offshore)
Godkänd	Magnus Hallman (CEO – Freja Offshore)

Friskrivningsklausul – viktigt att notera

Alla immateriella rättigheter avseende detta dokument tillhör Freja Offshore AB.

Det är inte tillåtet att kopiera, distribuera eller på annat sätt använda innehållet i detta dokument (inklusive fotografier, illustrationer, diagram och liknande) utan skriftligt medgivande från Freja Offshore AB. Undantag gäller endast i den utsträckning det krävs enligt tvingande lagregler (t.ex. citaträtt), om inte annat anges för specifikt material.

Bilder

Olika bilder presenteras i rapporten med vänligt tillstånd från ägarna som krediteras. Bild på förstasidan är med tillstånd av Principle Power (PPI). Bilderna används för att illustrera nyckelbegrepp eller för att visa verkliga exempel. Relativ storlek, format och avstånd hos vissa delar av bilderna kan vara förvrängda eller överdrivna i förhållande till övriga delar av bilden i syfte att understryka en bestämd aspekt av infrastrukturen. Läsaren bör vara försiktig med att dra slutsatser av sådana bilder där innehållet avviker från det ursprungliga syftet med bilden.

Innehållsförteckning

1 Inledning	9
1.1 Freja Offshore	9
1.2 Administrativ information	10
1.3 Flytande havsbaserad vindkraft	10
1.3.1 Vad är flytande, havsbaserade vindkraftsparker?	10
1.3.2 Fördelar med flytande vindkraftverk	11
1.3.3 Övergripande systembeskrivning av en flytande, havsbaserad vindkraftspark	12
1.4 Syfte med den tekniska beskrivningen	13
2 Projektöversikt	14
2.1 Projektplats	14
2.2 Projektets designramverk	15
2.3 Vindkraftsparkens layout	17
3 Design och teknik	19
3.1 Vindkraftverk	19
3.1.1 Huvudkomponenter	19
3.1.2 Storlek	20
3.1.3 Energifångst	21
3.1.4 Märkning, identifiering och hinderbelysning för luft- och sjöfart	22
3.1.5 Styr- och övervakningssystem	22
3.1.6 Skydd mot isbildning	23
3.1.7 Kemikalier som används i ett vindkraftverk	23
3.2 Fundament – vindkraftverk	24
3.2.1 Inledning	24
3.2.2 Flytande fundament	24
3.2.3 Förankringssystem	28
3.2.4 Ankare	33
3.3 Fundament – havsbaserad transformatorstation	35
3.3.1 Flytande fundament	37
3.3.2 Fundament för undervattens transformatorstation	38
3.3.3 Fast fundament	40
3.3.4 Erosionsskydd	40
3.4 Havsbaserade transformatorstationer	41
3.4.1 Utrustningsdel på flytande och fast transformatorstation	41
3.4.2 Undervattens transformatorstation	42
3.4.3 Märkning, identifiering och hinderbelysning för luft- och sjöfart	43
3.5 Elkablar	43
3.5.1 Internkablar	44

3.5.2	Fysiskt kabelskydd.....	47
3.5.3	Elektromagnetiska fält i internkablar.....	48
3.5.4	Kabelkorsningar med befintliga ledningar	48
3.6	Eltransmissionssystem	48
3.6.1	Alternativ för exportkabelns dragning.....	49
3.6.2	Eltransmissionssystemets utformning	49
3.7	Designfaser och certifiering av vindkraftsparken.....	50
3.8	Design med redundant elleverans	51
4	Säkerhet.....	52
5	Undersökningar vid förprojektering.....	53
5.1	Enheter för meteorologiska/oceanografiska undersökningar	53
5.2	Geofysiska och geotekniska undersökningar	54
5.3	Blindgångare (UXO)	54
6	Konstruktionsfas.....	55
6.1	Konstruktion	55
6.1.1	Aktiviteter före/efter installationen	56
6.1.2	Installation.....	56
6.1.3	Åtkomst till vindkraftverk och transformatorstationer till havs	57
6.1.4	Installation av havsbaserad transformatorstation.....	57
6.1.5	Installation av förankringslinor och ankare	60
6.1.6	Integration av vindkraftverk i hamn.....	62
6.1.7	Installation av flytande vindkraftverk.....	63
6.1.8	Installation av internkablar och slutlig driftsättning av vindkraftverken.....	63
6.1.9	Fartygstrafik och logistikplan	65
6.1.10	Säkerhetszoner och skyddsåtgärder för fartyg.....	66
6.1.11	Personalförläggning under byggfasen.....	67
7	Drift av anläggningen.....	68
7.1	Drift och underhåll av vindkraftsparken.....	68
7.1.1	Service- och underhållsaktiviteter till havs under drift	70
7.1.2	Underhåll och reparation av vindkraftverk och flytande fundament	70
7.1.3	Säkerhetszoner och skyddsåtgärder för fartyg.....	71
7.1.4	Underhåll och reparation av undervattenskablar.....	72
7.1.5	Logistik och transport.....	72
7.1.6	Underhåll av undervattens transformatorstationer	73
7.2	Avfall och kemikalier	74
8	Avvecklingsfas	75
9	Preliminär tidtabell för projektet.....	76

Lista över tabeller

Tabell 1-1 Fördelar med flytande vindkraft jämfört med bottenfast vindkraft	11
Tabell 2-1 Placeringen av vindkraftsparken Mareld och hörnkoordinaterna för de yttre gränserna	15
Tabell 2-2 Projektets övergripande designramverk med maximala värden per parameter för vindkraftspark en	16
Tabell 2-3: Centrala egenskaper hos två layoutexempel för den havsbaserade vindkraftsparken Mareld	17
Tabell 3-1 Exempel på mått för vindkraftverk inom det designramverk som gäller för Mareld	21
Tabell 3-2 Storlek och ytbehov hos flytande fundament per vindkraftverk– indikativa maximimått	27
Tabell 3-3 Indikativ rörelse hos flytande fundament på havsytan under extrema väderförhållanden – för vindkraftverk i övre storleksintervallet.....	32
Tabell 3-4 Förankringens indikativa rörelse på havsbotten i extremt väder – för vindkraftverk i övre storleksintervallet.....	32
Tabell 3-5 Relevanta ankartyper – ordnade efter preferens och lämplighet för Mareld	34
Tabell 3-6 Relevanta ankartyper och ungefärligt ytbehov	35
Tabell 3-7 Ungefärligt, maximalt ytbehov på havsbotten för en flytande transformatorstation	38
Tabell 3-8 Indikativt största ytbehov per fundamenttyp för undervattens transformatorstation	39
Tabell 3-9 Maximalt antal transformatorstationer per typ – då en typ används i Mareld	41
Tabell 3-10 Indikativa dimensioner för transformatorstationernas utrustningsdel (flytande och fast fundament).....	42
Tabell 3-11 Indikativa mått för en modul för undervattens transformatorstation	43
Tabell 3-12: Tekniska parametrar för internkablar med indikativ räckvidd.....	45
Tabell 3-13 Ytbehov hos dynamiska kablar på havsbotten – indikativ landningszon i extremt väder	47
Tabell 3-14 Exempel på tekniska studier som stöd för utformningen av den havsbaserade vindkraftsparken	50
Tabell 3-15 Exempel på tekniska standarder som tillämpas inom den havsbaserade vindkraftsindustrin	50
Tabell 6-1 Indikativ fartygsaktivitet för en vindkraftspark på ca 2,5 GW som består av vindkraftverk på 15 MW.....	66
Tabell 7-1 Lista över potentiella drifts- och underhållsaktiviteter – för den huvudsakliga infrastrukturen och för alla infrastrukturer tillsammans.....	70
Tabell 7-2 Indikativa, årliga logistikaktiviteter under vindkraftsparkens driftsfas. I en logistisk aktivitet ingår en tur fram och tillbaka till vindkraftsparken.	73
Tabell 9-1 Indikativ tidtabell för projektet (med 35 års antagen drift)	76

Lista över figurer

Figur 1-1 Exempel på ett flytande vindkraftssystem (huvudsaklig havsbaserad infrastruktur över och under havsytan).....	11
Figur 1-2 Huvudkomponenter i en flytande, havsbaserad vindkraftspark och begränsning av den tekniska beskrivningens omfattning för Mareld (i blå ruta).....	12
Figur 2-1 Område för vindkraftsparken Mareld och koordinaterna för de yttre gränserna.....	14
Figur 2-2 Exempel på layout med 165 vindkraftverk på 15 MW och 2 havsbaserade transformatorstationer.....	18
Figur 2-3 Exempel på layout med 88 vindkraftverk på 30 MW och 2 havsbaserade transformatorstationer.....	18
Figur 3-1 Illustration av historisk och förväntad utveckling av vindkraftverkens storlek.....	19
Figur 3-2 Översikt över vindkraftverkets komponenter.....	20
Figur 3-3 Översikt över huvudmått på ett trebladigt, horisontalaxlat vindkraftverk på ett flytande fundament.....	20
Figur 3-4 Typisk effektkurva för ett vindkraftverk.....	22
Figur 3-5 Grafik med flytande vindkraftverk och förankringssystem (förankringslina och ankare).....	24
Figur 3-6 Kategorier av flytande fundament. Bild: Mainstream Renewable Power (bilden refererar till standarden DNV-ST-0119).....	25
Figur 3-7 Huvudsakliga storleksparametrar för flytande fundamenttyper: halvt-nedsänkbar (vänster) och spar (höger).....	26
Figur 3-8 - Exempel som visar variation i koncept för flytande fundament: (1) Spar-variant (TetraSpar från Stiesdal Offshore), (2) Halvt nedsänkbar variant (WindFloat® från PPI), (3) TLP-variant (GICON® www.gicon.de), (4) Halvt nedsänkbar variant med två turbiner (TwinWind™ av Hexicon AB), (5) Spar-variant (Hywind från Equinor).....	27
Figur 3-9 Relativ utbredning för olika förankringskonfigurationer – 1) kedjeförankring, 2) spänt system och 3) förankringssystem med spännben.....	29
Figur 3-10 Översikt av linprofil för kedjeförankring (streckad linje) och halvspänt förankringssystem (heldragen linje).....	30
Figur 3-11 Område som påverkas av det flytande fundamentet, fundamentets rörelse och förankringssystemet. Landningszonen där havsbotten påverkas är färgad i grönt.....	31
Figur 3-12 Olika ankarlösningar och koncept.....	33
Figur 3-13 Bottenfast transformatorstation (vänster), undervattens transformatorstation (mitten) och flytande transformatorstation (höger).....	36
Figur 3-14 Transformatorstation med flytande fundament.....	37
Figur 3-15 Två typer av fundament för transformatorstation under vatten: sugkassuner (vänster), mudmatta (höger).....	38
Figur 3-16 Vänster bild: Havsbaserad transformatorstation med bottenfast fundament – Höger bild: Fackverksstruktur med ankartyp; sugkassuner (vänster) eller pålankare (höger).....	40
Figur 3-17 : Exempel på konstruktion av modul för undervattens transformatorstation och övertråningsbar skyddsstruktur.....	42
Figur 3-18 Exempel på undervattenskabel. Källa: TKF.....	44
Figur 3-19 Exempel på en Intern kabel-layout hos Mareld.....	45
Figur 3-20. Exempel på en dynamisk kabel som är ansluten till en flytande struktur.....	46
Figur 3-21 Exempel på kabelskydd genom plogning (bakre), dikning (mitten) och betongmadrasser (främre).....	47
Figur 5-1 Flytande LiDAR. Bild: Fugro Seawatch® Wind Lidar Buoy image © Fugro.....	53
Figur 6-1 Byggnation av havsbaserad anläggning – indikativt, allmänt arbetsflödesschema (ordningsföljden kan ändras).....	55

Figur 6-2 Byggnation av havsbaserad vindkraftspark.	57
Figur 6-3 Transformatorstationen bogseras ut till vindkraftsparken. Bild: Mainstream Renewable Power.....	58
Figur 6-4 En flytande transformatorstation. Servicefartyget (SOV) stannar kvar i parken under hela byggfasen.	58
Figur 6-5 Installation av dragankare på basis av ref. DNVGL-RP-E301.	60
Figur 6-6 Ankarhanteringsfartyg.	61
Figur 6-7 Installation av sugankare som sänks ned och bäddas in på havsbotten.	61
Figur 6-8 Steg för integration av vindkraftverk i hamnen.	62
Figur 6-9 Ett vindkraftverk på halvt-nedsänkbart fundament bogseras från integrationshamnen till vindkraftsparken av ankarhanteringsfartyg.	63
Figur 6-10 Översikt över installationen av flytande vindkraftverk till havs.	63
Figur 6-11: Kabellägningsfartyg.	64
Figur 6-12 Personal transporteras till ett vindkraftverk under idrifttagningen.	65
Figur 6-13 Översikt över typiska fartyg som används vid konstruktion av en flytande vindkraftspark.	66
Figur 7-1 Drift och underhåll – Alternativ för byte av större komponenter på flytande vindkraftverk (bild: Illustration av Peak Wind)	71
Figur 7-2 Servicepersonal går ombord på plattformen för underhåll i drift – vänster: Personaltransportfartyg, höger: SOV med "walk to work"-system.	73

Förkortningar

Förkortning	Definition
AUV	Autonom undervattensfarkost
C&I	Konstruktion och installation
CLV	Kabellägningsfartyg
CMS	Tillståndsövervakningssystem
CPT	Konpenetreringstest
CSOV	Servicefartyg för konstruktionsaktiviteter
CTV	Transportfartyg för personal
FWT	Flytande vindkraftverk
Freja	Freja Offshore, Freja Offshore AB
HVAC	Högspänd växelström
HVDC	Högspänd likström
IACA	Internationell sammanslutning av myndigheter med ansvar för marina hjälpmedel för navigation och fyrar
LiDAR	Detektering och avstånds- och hastighetsmätning med laser
O&M	Drift och underhåll
OSS	Havsbaserad transformatorstation
PDE	Projektets designramverk (Project Design Envelope på engelska)
ROV	Fjärrstyrd undervattensfarkost (Remotely Operated Vehicles, ROV, på engelska)
SCADA	System för övervakning, kontroll och datainsamling
SOV	Servicefartyg
SvK	Svenska kraftnät
TLP	Spännbensplattform
TSFS	Transportstyrelsens författningssamling
WTG	Vindkraftverk
MKB	Miljökonsekvensbeskrivning

1 Inledning

Freja Offshore AB ansöker om tillstånd att bygga, driva och avveckla den havsbaserade vindkraftsparken Mareld som ligger i Sveriges ekonomiska zon (SEZ). Syftet med detta dokument, den tekniska beskrivningen, är att stödja tillståndsansökan genom att beskriva omfattningen av aktiviteter, utrustning och infrastruktur som ansökan gäller. Dokumentet beskriver designalternativ, central utrustning, metoder och aktiviteter som krävs för att etablera en driftklar, flytande havsbaserad vindkraftspark Mareld, samt avvecklingen av densamma.

Den tekniska beskrivningen fokuserar inte på tillverkning, leverans eller transport av enskilda komponenter. Dessa delar kommer dock att beskrivas på en högre nivå om det är nödvändigt.

Observera att infrastrukturen för el transmission mellan den havsbaserade vindkraftsparken och det landbaserade elnätet inte heller omfattas av tillståndsansökan för den flytande, havsbaserade vindkraftsparken Mareld, utan omfattas av en separat tillståndsansökan senare i utvecklingsprocessen. Den elektriska infrastrukturen omfattar exportkablar under vatten, landbaserade exportkablar, landbaserade transformatorstationer och anslutning till den befintliga transformatorstationen för överföring. Dessa infrastrukturer beskrivs i stället mer allmänt som stöd för beskrivningen av den havsbaserade vindkraftsparkens huvudsakliga infrastruktur.

Den slutliga utformningen av Mareld läggs fast i en detaljerad designfas. De alternativ för konstruktion och aktiviteter som presenteras i denna tekniska beskrivning utgör de **grundläggande byggstenarna** för projektet på basis av nuvarande kunskaper om platsen och den teknik som finns tillgänglig på marknaden. Freja Offshore AB kommer att välja den slutliga lösningen under den detaljerade designfasen (efter erhållit tillståndet). Lösningen ska baseras på gängse branschpraxis och respektera den grundläggande, totala och maximala miljöpåverkan som beskrivs i denna tekniska beskrivning och i miljökonsekvensbeskrivningen.

1.1 Freja Offshore

Freja Offshore AB är ett 50/50 joint venture mellan det svenska företaget Hexicon AB och det Norgebaserade företaget Mainstream Renewable Power AS (ett företag inom Aker Horizons¹). Freja Offshore utvecklar, bygger och driver havsbaserade, flytande vindkraftsparker i Sverige. Hexicon och Mainstream Renewable Power har tillsammans unik kompetens och erfarenhet.

Det Stockholmsbaserade företaget Hexicon, grundat 2009, har erfaren personal som utvecklar flytande, havsbaserade projekt i samarbete med andra etablerade industripartner i exempelvis Sydkorea, Italien och andra länder. Havsbaserad vindkraft befinner sig i ett tidigt skede i Sverige och har stor potential. Hexicon engagerar sig för att snabba på utbyggnaden av flytande vindkraft i stor skala på den inhemska marknaden.

Mainstream Renewable Power tillför lärdomar och kunskaper från fem decenniers arbete med planering, utformning och genomförande av havsbaserade projekt i Nordsjön och på andra platser världen över. Företaget har kärnkompetens inom projektplanerings- och genomförandemetodik samt det tekniska kunnandet och den tillverkningskompetens som krävs för att bygga storskalig, industrialiserad, havsbaserad vindkraft på ett hållbart sätt. Det norska företaget deltar dessutom i utvecklingen av flera flytande vindkraftsprojekt internationellt.

¹ Aker Offshore Wind och Mainstream Renewable Power slogs samman 2022: akerhorizons.com/news

1.2 Administrativ information

Sökande	Mareld Green Energy AB Östra Järnvägsgatan 27, 111 20 Stockholm
Kontaktperson	Magnus Hallman, magnus.hallman@frejaoffshore.se
Telefonnummer	+46 72 191 8853
Juridiskt ombud	Ingela Sundelin, ingela.sundelin@hellstromlaw.com Hellström Advokatbyrå KB Box 7305, 103 90 Stockholm

1.3 Flytande havsbaserad vindkraft

1.3.1 Vad är flytande, havsbaserade vindkraftsparker?

Vind uppstår när luft under högt tryck förflyttar sig till ett område med lägre tryck. Ju större tryckskillnaden är, desto högre blir vindhastigheten och rörelseenergin i vinden. Vindkraftverken fångar upp vindens rörelseenergi och omvandlar den till roterande, mekanisk energi med sina aerodynamiska blad. Den mekaniska energin omvandlas till elektricitet via en generator. I havsbaserad vindkraft genereras elektricitet i vindkraftsparker som fångar upp vinden ute till havs. I allmänhet är vindhastigheterna ute till havs högre och stabilare än på eller nära land.

Tornet på ett havsbaserat vindkraftverk är placerat på ett fundament. Förenklat uttryckt ser fundamentet till att vindkraftverket och dess torn står stadigt. På grunda vatten närmare land har dessa fundament traditionellt placerats direkt på havsbotten och denna teknik kallas för "bottenfasta vindkraftverk". På djupare vatten längre från land (över ca 60 meters vattendjup) används vanligen flytande fundament för vindkraftverket och dess torn. Ett flytande fundament är anslutet till ankare på havsbotten via förankringslinor. Ankare med förankringslinor utgör förankringssystemet som ser till att fundamentet inte driver i väg och, i vissa fall, även stabiliserar det. Flytande, havsbaserade vindkraftsparker består av konventionella, havsbaserade vindkraftverk som är placerade på flytande fundament och förankrade i havsbotten.

I **Figur 1-1** visas huvudkomponenterna i en flytande, havsbaserad vindkraftspark:

- Flytande, havsbaserade vindkraftverk med förankringslinor och ankare.
- Varje enskilt flytande vindkraftverk är anslutet till det intilliggande vindkraftverket via en elkabel.
- Det sista vindkraftverket i raden är anslutet till en havsbaserad transformatorstation (på bilden en flytande) som samlar all elektrisk energi som genereras av en grupp. Härifrån överförs energin till land genom en eller flera större elektriska kablar placerade på havsbotten.

Globalt sett återfinns de bästa vindresurserna på större vattendjup där flytande vindkraftsteknik är det naturliga valet för produktion av stora mängder ren och förnybar elenergi. Där ute uppnås högre prestanda än på traditionella platser nära land. Andra fördelar diskuteras i **Avsnitt 1.3.2** nedan.

I **Avsnitt 1.3.3** ges en översikt över huvudkomponenterna i en flytande, havsbaserad vindkraftspark. I **Kapitlet 3** beskrivs varje komponent mer i detalj tillsammans med deras funktioner och dimensioner.



Figur 1-1 Exempel på ett flytande vindkraftssystem (huvudsaklig havsbaserad infrastruktur över och under havsytan).

1.3.2 Fördelar med flytande vindkraftverk

Ett flytande vindkraftverk kan producera el på vattendjup där bottenfasta vindkraftverk av tekniska och/eller ekonomiska skäl inte är genomförbara. Typiska tekniska fördelar med flytande vindkraft anges i **Tabell 1-1** nedan.

Tabell 1-1 Fördelar med flytande vindkraft jämfört med bottenfast vindkraft

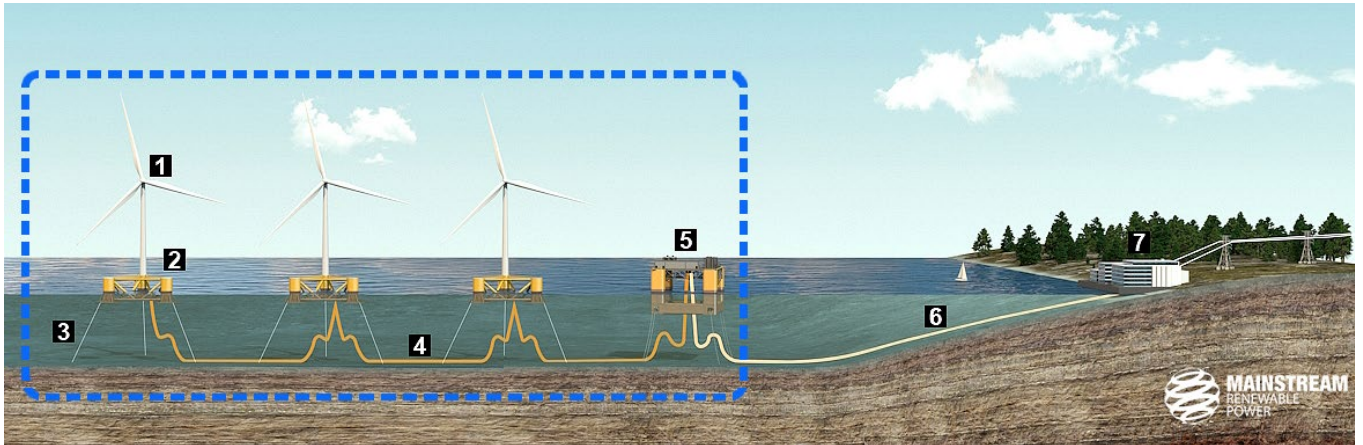
Fördel	Beskrivning
Vinden utnyttjas bättre	Starkare och mer ihållande vind och större vindkraftverk
Monteras på land / i hamn	Eliminerar tunga lyft, mindre risk, mindre väderberoende
Stor potential för utbyggnad	Inte begränsat till mindre vattendjup (vanligen > 60 m)
Större reparationer/uppgraderingar kan genomföras	Vindkraftverken kan bogseras in till land
Kan placeras längre ut till havs	Mindre planeringsrisker, visuell påverkan, och underlättar samexistens.
Förankringssystem	Ankare och förankringslinor kan eliminera pålningsaktiviteter och tillhörande negativa miljöpåverkan
Säkerhet	Vindkraftverken monteras i hamn, färre aktiviteter till havs, inget behov av jack-up fartyg

1.3.3 Övergripande systembeskrivning av en flytande, havsbaserad vindkraftspark

Den utrustning som Freja avser att installera i vindkraftsparken Mareld begränsas till följande komponenter:

- **Vindkraftverk** med **flytande** fundament, förankringslinor och ankare
- **Internkablar** mellan vindkraftverken och fram till transformatorstationen
- En eller flera **havsbaserade transformatorstationer** inom vindkraftsparkens område.

I **Figur 1-2** illustreras en flytande vindkraftspark och dess huvudkomponenter. Nedan följer en kortfattad beskrivning av varje enskild komponent.



1	Vindkraftverk (kallas ibland för "turbin")	5	Havsbaserad transformatorstation ("flytande" i illustrationen)
2	Flytande fundament	6	Exportkabel till land (*)
3	Förankringssystem	7	Transformatorstation på land/(elektrisk) utrustning på land (*)
4	Internkabel (mellan vindkraftverk och fram till transformatorstation)		(*) Undantagna från området som täcks av den tekniska beskrivningen

Figur 1-2 Huvudkomponenter i en flytande, havsbaserad vindkraftspark och begränsning av den tekniska beskrivningens omfattning för Mareld (i blå ruta).

- 1) **Vindkraftverket** är placerad högst upp på ett torn som står på ett flytande fundament. Turbinen omvandlar vindenergin till elektrisk energi genom bladens mekaniska rotation.
- 2) **Flytande fundament** är konstruktioner som är förankrade i havsbotten och håller vindkraftverket stabilt och rakt så att dess produktion maximeras.
- 3) **Förankringssystemet** består i allmänhet av kätting, rep eller andra typer av linor samt ankare. Ena änden är förbunden med det flytande fundamentet och den andra med ankaret som sitter i havsbotten. Förankringssystemet begränsar rörelsen av den flytande fundamentet vid havsytan och har ibland även funktionen att stabilisera fundamentet.
- 4) **Internkablar** är de elektriska undervattenskablar som förbinder alla vindkraftverk med varandra, samlar elenergin som produceras av vindkraftverken och överför elen till en samlad punkt, dvs. den havsbaserade transformatorstationen. I en flytande vindkraftspark är vissa sektioner av internkablar "upphängda" i vattendjupet innan de når havsbotten.
- 5) **Den havsbaserade transformatorstationen** samlar upp energin från vindkraftsparken via internkablar, transformerar upp spänningen och överför den till den landbaserade transformatorstationen via en exportkabel. I figuren är transformatorstationen placerad på en flytande plattform, liknande de flytande vindkraftverken.

- 6) **Exportkablarna**^{2*} är en eller flera högspänningskablar som dras på havsbotten. De överför vindkraftsparkens samlade energi från den havsbaserade transformatorstationen till land. När kablarna angjort land fortsätter de till den landbaserade transformatorstationen för distribution ut i elnätet.
- 7) **Transformatorstationen på land**^{2*} är den landbaserade anslutningspunkt dit elenergin från vindkraftsparken överförs via exportkablarna. Härifrån överförs elen till elnätet för vidare distribution till förbrukarna.

För exportkablar och transformatorstationer på land krävs tillstånd enligt annan lagstiftning än den som reglerar verksamhet i den ekonomiska zonen. Det betyder att dessa två infrastrukturer och tillhörande aktiviteter inte omfattas av tillståndsansökan för vindkraftsparken Mareld och inte heller ingår i denna tekniska beskrivning.

1.4 Syfte med den tekniska beskrivningen

Syftet med dokumentet är att hjälpa intressenter att förstå de tekniska aspekterna av projektet, samt att definiera ett projekt designramverk (Project Design Envelope, PDE) som säkerställer att den slutliga vindkraftsparken är i linje med de miljökonsekvensanalyser som genomförts. Dokumentet är strukturerat på ett sätt som tillgodoser en mångsidig publik, som täcker projektområde, teknik, design, konstruktion, drift och avveckling enligt följande:

- **Projektöversikt:** Dokumentet börjar med en projektöversikt, inklusive den föreslagna vindkraftsparkens plats och karta, och exempellayouter i ett designramverk som innehåller ett brett spektrum av tekniska parametrar.
- **Design och teknik:** I det här avsnittet beskrivs projektets olika huvuddelar, inklusive designalternativ för vindkraftverk, fundament och elektrisk infrastruktur. Teknikerna beskrivs på ett sätt som fångar ett brett spektrum av storlekar och andra designparametrar för att definiera gränserna i designramverket för projektet.
- **Säkerhet:** Fokus läggs på "Safety in Design" under alla faser av projektet.
- **Undersökningar vid förprojektering:** I avsnittet om platsundersökningar förklaras olika tekniska undersökningar som krävs innan design och konstruktionsaktiviteterna kan starta och deras syften.
- **Konstruktionsfas:** De olika transport-, installationsmetoderna och logistikövervägandena beskrivs i utgångspunkt av de huvuddelar som beskrivs under kapitlet **Design och teknik**.
- **Drift av anläggningen:** Det här avsnittet ger en översikt på hög nivå över viktiga underhållsaktiviteter och alternativ för de huvuddelar som beskrivs i kapitlet **Design och teknik**. Den innehåller också en kort beskrivning av underhållsfartyg och metoder som övervägs.
- **Avvecklingsfas** I detta avsnitt beskrivs på hög nivå nedmonteringen och avlägsnandet av den havsbaserade vindkraftsparken i slutet av dess livslängd, med fokus på minimering av avfallsgenerering.
- **Preliminär tidtabell för projektet:** Till sist, presenteras en översiktligt preliminär tidsplan för de centrala projektaktiviteterna, med en total livslängd på ungefär 45 till 50 år.

² Exportkabeln till land och den elektriska utrustningen på land ingår inte i denna tekniska beskrivning.

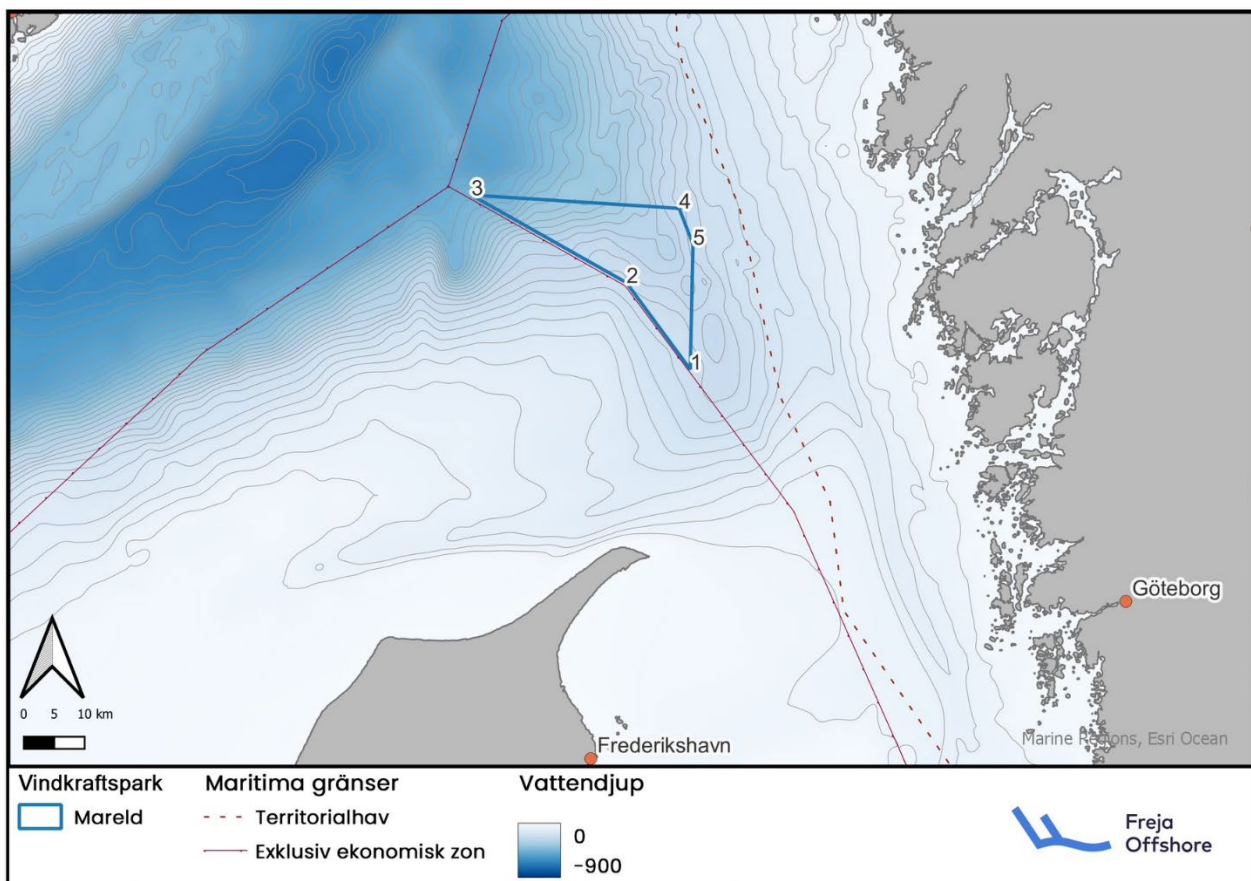
2 Projektöversikt

2.1 Projektplats

Vindkraftsparken Mareld planeras att installeras i Sveriges ekonomiska zon (SEZ) i Skagerrak, cirka 35 km väster om den svenska kustens fastland. I **Figur 2-1** nedan visas gränserna för projektplatsen (även kallad "plats", "projektområde" eller "vindkraftsparkens område") för vilken den aktuella ansökan lämnas in. All utrustning ovan havsytan och på havsbotten kommer att ligga inom dessa gränser för projektområdet (med undantag för framtida exportkabler). Hörnkoordinaterna för vindkraftsparkens område anges i **Tabell 2-1**.

Platsen har en total yta på cirka 369 km². Områdets yta har reducerats jämfört med det ursprungliga området som ett resultat av samråd för att minska störningarna för närliggande farleder och sjöfartsverksamhet.

Vattendjupet inom parken varierar från cirka 180 m till 450 m. Havsbottensedimenten förväntas huvudsakligen bestå av postglacial holocen lera till lerig sand. Området där Mareld är tänkt att installeras har en genomsnittlig vindhastighet på cirka 9,4 m/s på 150 m höjd över vattenytan och platsen anses därför ha gynnsamma vindförhållanden för en vindkraftspark. Sammanvägt anses detta område vara lämpligt för uppförande och drift av en flytande vindkraftspark.



Figur 2-1 Område för vindkraftsparken Mareld och koordinaterna för de yttre gränserna.

Tabell 2-1 Placeringen av vindkraftsparken Mareld och hörnkoordinaterna för de yttre gränserna

Hörn	Projicerade koordinater SweRef99TM [meter]		Geografiska koordinater WGS84 [decimal °]	
	Öst	Nord	Latitud	Longitud
1	248 300	6 438 517	58.01671	10.73807
2	237 816	6 452 763	58.13823	10.54526
3	212 283	6 467 180	58.25139	10.09537
4	246 490	6 464 987	58.25276	10.67884
5	248 771	6 459 050	58.20089	10.72402

2.2 Projektets designramverk

Tekniken inom havsbaserad vindkraft, och särskilt flytande, havsbaserad vindkraft, utvecklas numera mycket snabbt, medan tillståndsprocesserna kan bli långdragna. Till följd av detta är det ännu inte möjligt att föreslå en slutlig utformning eller en specifik design för den havsbaserade vindkraftsparken på grund av osäkerheter relaterade till exempel: platsförhållanden, installationstekniker, fundamentstyper och turbinstorlek. För att ta itu med detta har branschen antagit en praxis att definiera ett projekt designramverk (Project Design Envelope på engelska, PDE) som baseras på de maximala parametrar som erhålls genom modellering av olika scenarier och tekniker. Designramverket, eller PDE är också grunden för miljökonsekvensanalyserna som presenteras i miljökonsekvensbeskrivningen, MKB. Denna princip gör det då möjligt för utvecklaren att senare välja de mest lämpliga tekniska lösningarna inom designramverket och därigenom säkerställa att vald teknik håller sig inom begränsningar för miljökonsekvensanalys och MKB.

PDE-metoden gör det möjligt att göra en meningsfull miljökonsekvensanalys genom att definiera "realistiska värsta tänkbara parametrar". I dessa parametrar förutsätts att den ena eller den andra parametern kommer att ha en mer betydande negativ effekt än alternativen. Om ett intervall anges, ex. turbineffekt eller totalhöjd, används den mest skadliga per miljöämne. Om projektets tekniska innehåll faller inom ramen för anslaget och MKB-processen har beaktat dess effekter, är flexibilitet inom dessa parametrar tillåten inom villkoren för varje beviljat samtycke. Ett realistiskt scenario kombinerar inte extremerna för varje parameter i ramverket, till exempel skulle den största turbinen inte kombineras med det maximala antalet turbiner.

Den tekniska beskrivningen av vindkraftsparken Mareld kommer att ge en detaljerad översikt över projektets designramverk (PDE) per system och aktivitet, inklusive existerande och framtida tekniska lösningar samt installationsmetoder. I **Tabell 2-2** beskrivs de allmänna maximala parametrarna hos PDE. Med tanke på variationen av vattendjupet vid Mareld föredras flytande fundament för vindkraftverken. För transformatorstationerna övervägs tre alternativ: flytande transformatorstationer, undervattenstransformator och transformatorstationer med bottenfast fundament.

Tabell 2-2 Projektets övergripande designramverk med maximala värden per parameter för vindkraftspark en

Projektets övergripande designramverk	
Vindkraftsparkens totala yta	369 km ²
Vattendjup	180–450 m
Uppskattad installerad kapacitet	Cirka 2.5 GW
Antal vindkraftverk	Upp till 165 enheter
Vindkraftverkens maximala totalhöjd	Upp till 350 m
Rotorbladens diameter	Upp till 330 m
Minsta frigång	20 m
Minsta avstånd mellan strukturer ³	Cirka 1 000 m
Fundament för vindkraftverk	Upp till 165 flytande fundamentals enheter
Förankringssystem	Vindkraftverk: 3-9 linor och ankare Flytande transformatorstationer: 8-12 linor och ankare
Havsbaseade transformatorstationer	
Alternativ 1	Upp till 5 flytande transformatorstationer
Alternativ 2	Upp till 10 transformatorstationer under vatten
Alternativ 3	Upp till 5 bottenfasta transformatorstationer
Internkabel	Dynamiska kablar
Andel kabel på havsbotten som är nedgrävd	0-100%

Miljöpåverkan baseras på den teknik som finns tillgänglig idag, vilket ger ett realistiskt värsta tänkbart scenario.

³ Fundament strukturer för vindkraftverk och havsbaserade transformatorstationer

2.3 Vindkraftsparkens layout

Två exempel på vindkraftsparkens layout visualiseras i **Figur 2-2** och **Figur 2-3**. Dessa layouter, tillsammans med placeringen av de havsbaserade transformatorstationerna, bör betraktas som indikativa för bedömningen av maximal miljöpåverkan. De centrala egenskaperna hos de indikativa vindkraftsparkerna sammanfattas i **Tabell 2-3**. Den första layouten baseras på den senaste, befintliga tekniken för havsbaserad vindkraft, det vill säga vindkraftverk med en effekt på 15 MW. Den andra layouten baseras på den övre gräns på 25–30 MW per vindkraftverk som förväntas bli tillgänglig i framtiden och som begränsas av den maximala, totala höjden på vindkraftverken i det aktuella projektet.

I alla indikativa layouter visas två transformatorstationer i stället för det maximala antalet, eftersom färre transformatorstationer maximerar längden på internkablarna. Denna layouttyp bör resultera i större sammantagen påverkan på havsbotten än layouter med fler, men mindre transformatorstationer. En enda flytande transformatorstation på 2.5 GW har ansetts vara en realistisk lösning. Alla komponenter i vindkraftsparken över och under havsytan kommer att ligga inom parkens gränser.

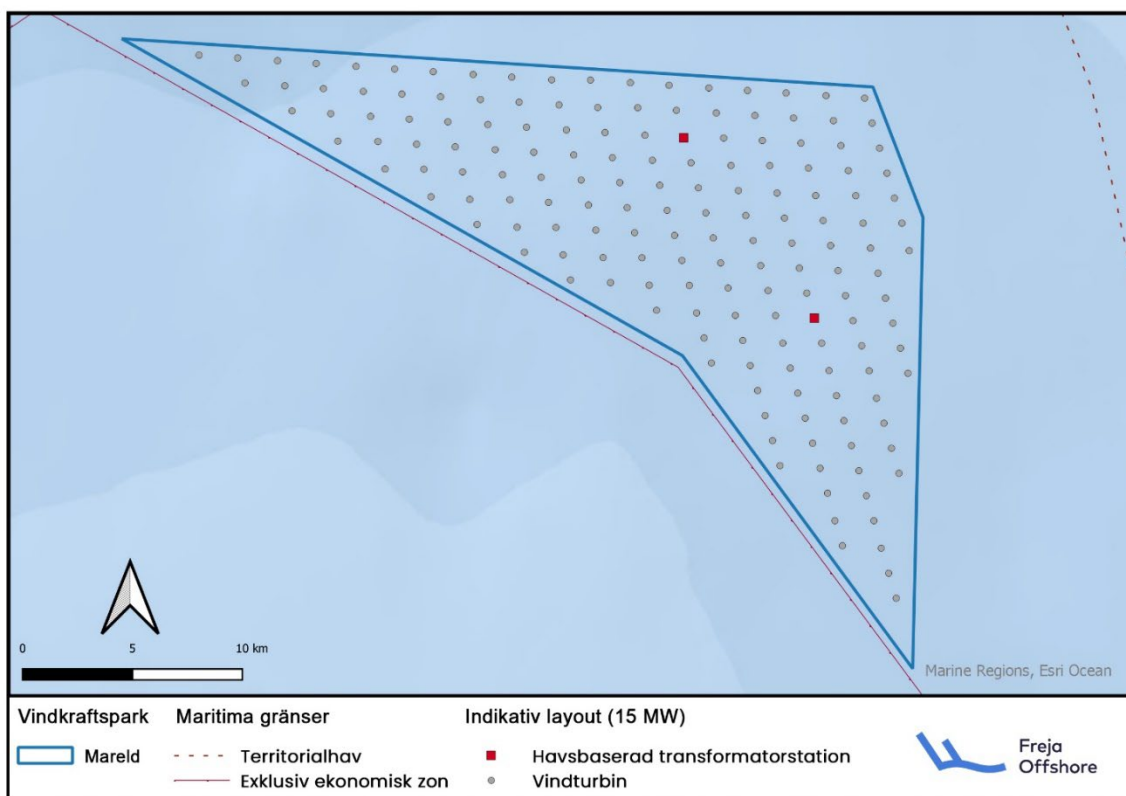
Parken kommer att omfatta högst 165 vindkraftverk. Det exakta antalet bestäms i allmänhet av vindkraftverkens storlek. Freja Offshore kommer att optimera vindkraftsparkens layout under design- och upphandlingsprocessen efter hand som ny information blir tillgänglig. Under denna process kommer Freja Offshore att sträva efter att minska miljöpåverkan, öka infrastrukturens positiva inverkan på hållbarheten samt optimera vindkraftsparkens konkurrenskraft och energiproduktion.

I allmänhet gäller att vindkraftverkens exakta position bestäms: i) när en detaljerad geofysisk och geoteknisk undersökning av havsbotten har utförts för val av ankare och dess positioner, och ii) när mekaniska lastanalyser har utförts. Vindkraftsfundamenten måste placeras på ett minimiavstånd från varandra för att säkerställa optimal sammantagen prestanda i parken och för att begränsa de mekaniska belastningarna över tid. Minimiumavståndet mellan fundamenten uppskattas till ungefär 4–8 gånger rotordiametern och får inte understiga 1 000–1 700 m beroende på vilka vindkraftverk och rotorerna som finns tillgängliga vid tidpunkten för upphandling.

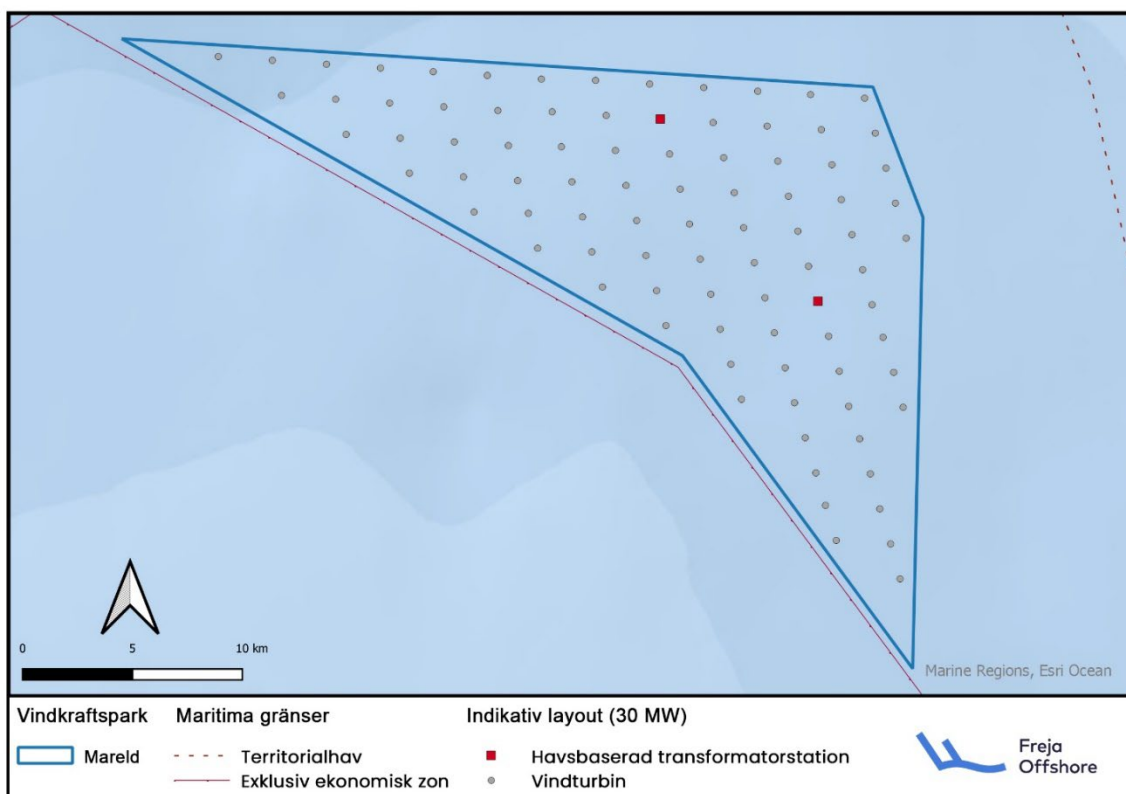
I den slutliga utformningen ingår även lämpliga säkerhetsavstånd till närliggande marin infrastruktur, marin verksamhet och beredskapskrav avseende fartyg och/eller personer i sjönöd inom eller i närheten av vindkraftsparken (t.ex. sök- och räddningsinsatser med helikopter). Vindkraftsparkens slutliga layout bestäms under den detaljerade designfasen som äger rum efter att tillståndet har erhållits. I **Kapitlet 3** beskrivs de förutsedda teknikerna för den havsbaserade vindkraftsparken Mareld närmare.

Tabell 2-3: Centrala egenskaper hos två layoutexempel för den havsbaserade vindkraftsparken Mareld

Parameter	Exempel layout 1 [befintlig teknik]	Exempel layout 2 [övre gräns]
Installerad kapacitet	2 475 MW	2 640 MW
Vindkraftverkens kapacitet	15 MW	30 MW
Antal vindkraftverk och flytande enheter	165	88
Total maxhöjd på vindkraftverk	260 m	350 m
Antal havsbaserade transformatorstationer	2	2



Figur 2-2 Exempel på layout med 165 vindkraftverk på 15 MW och 2 havsbaserade transformatorstationer



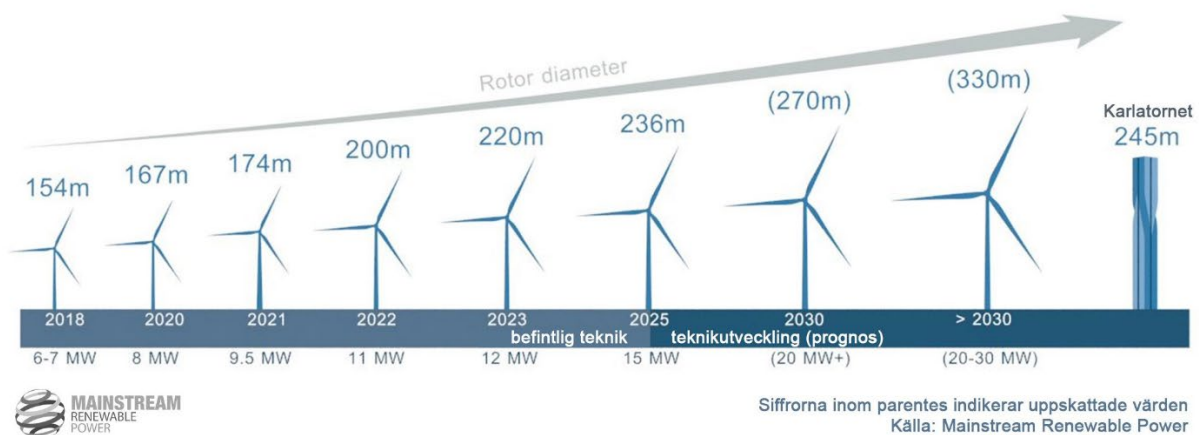
Figur 2-3 Exempel på layout med 88 vindkraftverk på 30 MW och 2 havsbaserade transformatorstationer

3 Design och teknik

3.1 Vindkraftverk

Den mest beprövade och kommersiellt tillgängliga tekniken för storskalig vindkraft är den trebladiga, horisontalaxlade uppvindsturbinen (HAWT). Det finns även andra typer, t.ex. vertikalaxlade vindkraftverk (VAWT), men de har av olika skäl ännu inte utvecklats eller kommersialiserats till den mognad som krävs för storskaliga projekt. Det innebär att Freja föredrar HAWT-tekniken som beskrivs närmare nedan.

Figur 3-1 visar hur HAWT-teknikens storlek har vuxit de senaste åren och vilken utveckling som förväntas enligt Freja Offshore. I skrivande stund finns vindkraftverk med en designeffekt på 15 MW och en rotordiameter på 236 m endast som prototyper och de första installationerna i kommersiella projekt beräknas ske från 2025 och framåt. I början till mitten av 2030-talet förväntas verk med nominella effekter upp till 30 MW och rotordiametrar upp till 330 m bli kommersiellt tillgängliga. I **Figur 3-1** anger siffrorna inom parentes uppskattade värden för kapacitet och rotordiameter.



Figur 3-1 Illustration av historisk och förväntad utveckling av vindkraftverkens storlek.

3.1.1 Huvudkomponenter

Vindkraftverk omvandlar vindens rörelseenergi till elektrisk energi. Detta uppnås med hjälp av en rotor, en horisontell drivaxel och en generator.

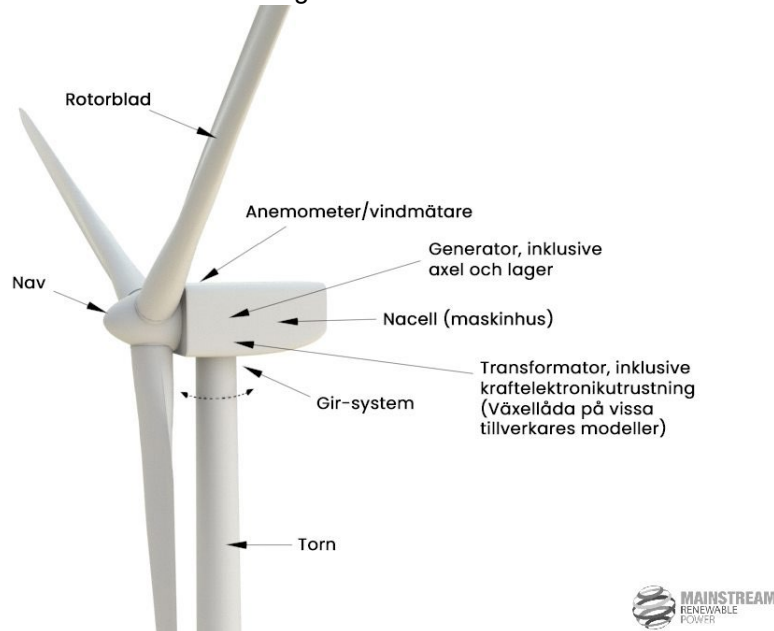
I **Figur 3-2** visas en översikt över huvudkomponenterna i ett traditionellt vindkraftverk. En rotor, bestående av tre blad, är monterad på ett centralt nav som i sin tur är anslutet till vindkraftverkets maskinhus högst upp på ett rörformigt torn. I maskinhuset finns vindkraftverkets huvudkomponenter som består av en horisontell axel och lager, en generator, kraftelektronikutrustning, en transformator, girmotorer som vrider maskinhuset och ibland finns även en huvudväxellåda.

Maskinhuset sitter högst upp på ett rörformigt torn, vanligen tillverkat av stål, som i sin tur monteras på ett flytande fundament. Tornet är tillräckligt högt för att förhindra att rotorbladen vidrör vattnet, fundamentet eller andra hinder. Elkablar dras från maskinhuset inuti tornet ned till tornbasen för att möjliggöra överföring av den producerade elenergin utanför vindkraftverket. På vissa konstruktioner placeras transformatorn i tornets bas. Vid vindkraftverkets bas finns även kopplingsutrustning som ger teknikerna möjlighet att stänga av spänningen till vindkraftverket så att elarbeten kan utföras på ett säkert sätt.

Ovanpå maskinhuset sitter vindsensorer (t.ex. anemometrar) som mäter vindhastighet och vindriktning. Sensorerna gör att vindkraftverket kan rikta in (eller gira) rotorn mot vindriktningen så att energin i vinden

fångas upp så effektivt som möjligt. Denna vridrörelse utförs med flera mindre motorer som är placerade i skärningspunkten mellan tornets övre del och maskinhusets undre del.

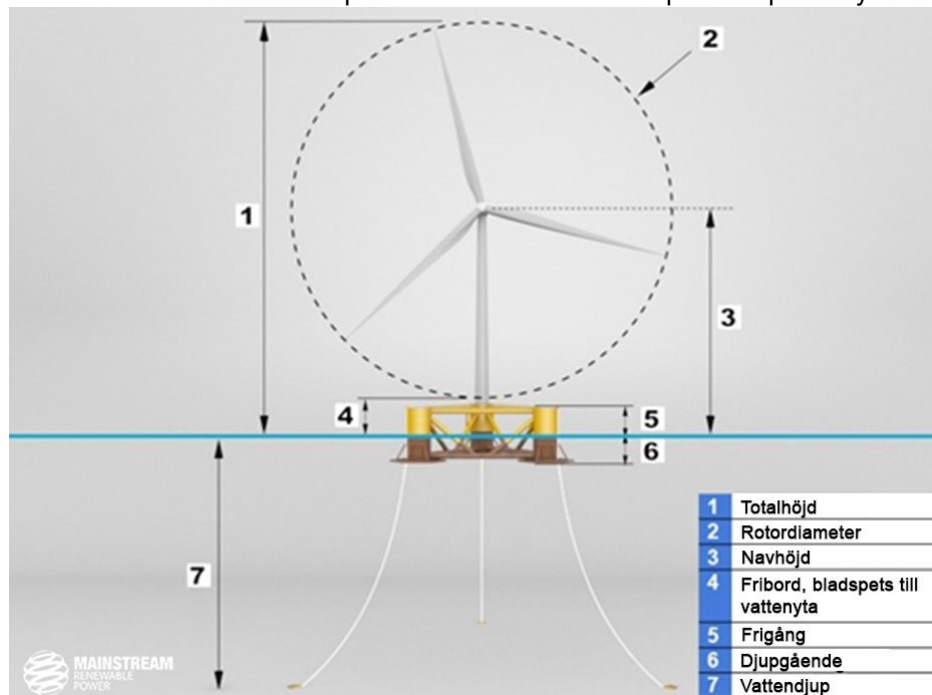
Vindkraftverken ges i allmänhet en ljusgrå eller vit färg medan fundamenten vanligen målas gula (ovan vattenlinjen) för att göra dem enklare att känna igen.



Figur 3-2 Översikt över vindkraftverkets komponenter.

3.1.2 Storlek

I **Figur 3-3** illustreras huvuddimensionerna på ett vindkraftverk som är placerat på ett flytande fundament.



Figur 3-3 Översikt över huvuddmått på ett trebladigt, horisontalaxlat vindkraftverk på ett flytande fundament.

Huvudmått på ett vindkraftverk är vanligen:

- 1) **Totalhöjd/spets höjd:** rotorbladens maximala höjd över vattenytan. Detta definieras vanligtvis av antingen i) "rotordiameter" plus "frigång" eller ii) "navhöjd" plus halva "rotordiameter".
- 2) **Rotordiameter:** diametern på den imaginära cirkel som bildas av rotorbladens svepande rörelse med maskinhusets centrum som mittpunkt.
- 3) **Navhöjd:** avståndet mellan vattenytan och maskinhusets eller navets mittpunkt. Detta mått används ofta som referenshöjd.
- 4) **Frigång:** minsta höjd mellan rotorbladen och vattenytan

Tabell 3-1 sammanfattar några exempel på storlekar på vindkraftverk som skulle kunna installeras i Mareld och som matchar de två indikativa layouterna. Hur stor rotordiameter blir på vindkraftverk med effekter över 15 MW är ännu inte känt, men den kommer sannolikt att ligga på mellan 240 m och 330 m. Minsta frigång mellan bladspets och vattenyta är 20 m. Freja Offshore föredrar en så liten frigång som möjligt, eftersom det minskar parkens visuella påverkan. Extra höjd ger inte tillgång till ökad vindhastighet och kompenserar därför inte för tillkommande material som krävs. Vindkraftverkens slutliga dimensioner kommer att beslutas av Freja under upphandlingskedet när tillståndet har erhållits.

Tabell 3-1 Exempel på mått för vindkraftverk inom det designramverk som gäller för Mareld

	Befintlig teknik	Övre gräns för teknik
Vindkraftverkens nominella kapacitet [MW]	15	30
[1] Övre bladspets höjd [m över medelhavsnivån – MSL]	260	350
[2] Rotordiameter [m]	240	330
[4] Frigång – bladspetsens lägsta höjd [m över MSL]	20	20

3.1.3 Energifångst

I **Figur 3-4** visas en typisk effektkurva för vindkraftverk som representerar förhållandet mellan inkommande vindhastighet och den elektriska effekt som vindkraftverket genererar.

Vindkraftverken börjar producera elenergi när vindhastigheten i navhöjd är 3–5 m/s. Energiproduktionen ökar med vindhastigheten upp till maximalt 10–12 m/s där vindkraftverket når sin maximala (eller nominella) effekt. Över dessa vindhastigheter ligger effekten på en någorlunda konstant nivå. Vid vindhastigheter över 25–30 m/s justeras rotorbladens vinkel automatiskt av vindkraftverkets styrsystem så att vindkraftverket stannar. Därmed förhindras mekaniska skador för att säkra vindkraftverkets livslängd.

Vindhastigheter över 25–30 m/s förekommer sällan och under normala förhållanden är vindkraftverken i genomsnitt i drift mer än 90 % av året.



Figur 3-4 Typisk effektkurva för ett vindkraftverk.

3.1.4 Märkning, identifiering och hinderbelysning för luft- och sjöfart

Vindkraftverken kommer att förses med märkningar för luft- och sjöfart i enlighet med Transportstyrelsens föreskrifter samt de allmänna råd⁴⁵ och föreskrifter som gäller vid konstruktionstillfället. Märkningen kan normalt utgöras av blinkande ljus i adekvat färg och intensitet samt identifieringsmärkning på maskinhuset, tornet och/eller fundamentet. De slutliga och exakta märkningskraven för vindkraftverken kommer att bestämmas i dialog mellan Freja och Transportstyrelsen.

Belysningen består vanligtvis av ett vitt, högintensivt, blinkande ljus i parkens yttre gräns och ett fast rött ljus på övriga vindkraftverk med nödvändig ljusstyrka i enlighet med Transportstyrelsens föreskrifter. Det blinkande vita ljusets frekvens är vanligen cirka 40–60 blinkningar per minut.

Vindkraftverken kommer även att märkas med sjösäkerhetsanordningar och märkningar för sjöfarten i form av bland annat lampor på fundamenten eller tornets nedre del.

Även plattformar och annan infrastruktur inom vindkraftsparken kommer att märkas för luft- och sjöfart på liknande sätt som vindkraftverken enligt beskrivningen ovan.

Vid behov kommer tillfällig hinderbelysning och markering att användas runt parken för att tydliggöra säkerhetszoner och bidra till att säkerheten upprätthålls. Den tillfälliga hinderbelysningen och markeringen kommer att utformas enligt riktlinjerna från den internationella sjöfartsmyndigheten IALA (The International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities).

3.1.5 Styr- och övervakningssystem

Vindkraftsparken kommer att utrustas med ett sk. SCADA-system (Supervisory Control And Data Acquisition) för styrning och övervakning. Detta system gör det möjligt att styra, driva och övervaka de enskilda vindkraftverken och vindkraftsparken på distans från ett landbaserat kontrollcenter.

Vindkraftsparken övervakas dygnet runt från kontrollcentret på land. Kontrollcentret övervakar vindkraftsparkens prestanda via data som hämtas direkt från anläggningen (t.ex. vindkraftverkens tillstånd, mekaniska data, sensorer och meteorologiska mätningar) och via information från konstruktion och driftspersonal.

⁴ TSFS 2020:88 – Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om markering av föremål som kan utgöra en fara för luftfarten och om flyghinderanmälan

⁵ TSFS 2017:66 – Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om utmärkning till sjöss med sjösäkerhetsanordningar

Om det skulle uppstå ett kritiskt komponentfel eller en osäker händelse i något av vindkraftverken, stoppas dess produktion automatiskt och rotern stannar inom ungefär 15 sekunder. Systemet är felsäkert och konstruerat med inbyggd redundans. Vindkraftverket stoppas även om det skulle uppstå ett fel på en av bromssystemets komponenter. På samma sätt fortsätter styrsystemet ombord att övervaka och styra vindkraftverkets drift om fjärrkommunikationen skulle drabbas av ett avbrott. Det kan vid behov även genomföra en nedstängningsprocedur.

3.1.6 Skydd mot isbildning

Under vissa väderförhållanden kan det bildas is på vindkraftverkets delar (blad, maskinhus, torn och fundament). På basis av en preliminär bedömning betraktas sannolikheten för isbildning (havsytan eller luften) i Mareld vara liten. En vidare utvärdering av sannolikheten för havsisbildning och drivande isberg på platsen kommer att utföras med en bedömning av resulterande belastningar på och konsekvenser för konstruktionerna.

Design av flytande fundament och vindkraftskomponenter för kalla klimatförhållanden (snö och is) sker med referens till internationella och lokala standarder⁶. Under alla omständigheter kommer specifika riskbedömningar att utföras i den detaljerade designfasen och före konstruktionsutförande och drift för fastställande av relevanta motåtgärder för vindkraftsparken Mareld.

För att förebygga eller minska riskerna för att isbildning på vindkraftverkens blad utgör en fara för personalen eller stör driften kan vindkraftverken vid behov utrustas med olika tekniska lösningar som ämnar att förebygga eller detektera isbildning eller att avisa bladen.

En del system detekterar isbildning på bladet och under extrema förhållanden kan vindkraftverket automatiskt stängas av tills driften kan återupptas utan risk. Isförebyggande teknik anpassar vindkraftverkets driftsätt för minimal isbildning genom att ändra bladens vinkel eller hastighet. Avisningsteknik kan bestå av värmeelement inuti bladen eller värmare som blåser in varmluft i bladen.

Andra metoder för att förebygga och motverka isbildning utvecklas för närvarande och kan vara tillgängliga vid tidpunkten då vindkraftsparken installeras.

3.1.7 Kemikalier som används i ett vindkraftverk

De kemikalier som huvudsakligen används i ett vindkraftverk är växellådsolja, hydrauloljor, smörjoljor, kylvätska och batterivätskor. Högspänningsställverk kan dessutom innehålla SF₆-gas som isoleringsmedium, men denna gas fasas för närvarande ut inom branschen. Det finns alternativ i form av exempelvis luftisolerade ställverk. Det finns även koldioxid eller andra gaser i brandsläckningsutrustning.

I komponenter som innehåller olja eller vätskor ska systemen vara förslutna för att förhindra läckage. Vindkraftverken är även utformade på sådant sätt att de fångar upp eventuella läckage och förhindrar att läckage når den marina miljön. Den totala mängden olja och vätskor i ett vindkraftverk förväntas vara 20 000–25 000 liter. I **Avsnitt 7.2** utvecklas närmare hur läckage vanligen hanteras i marin miljö.

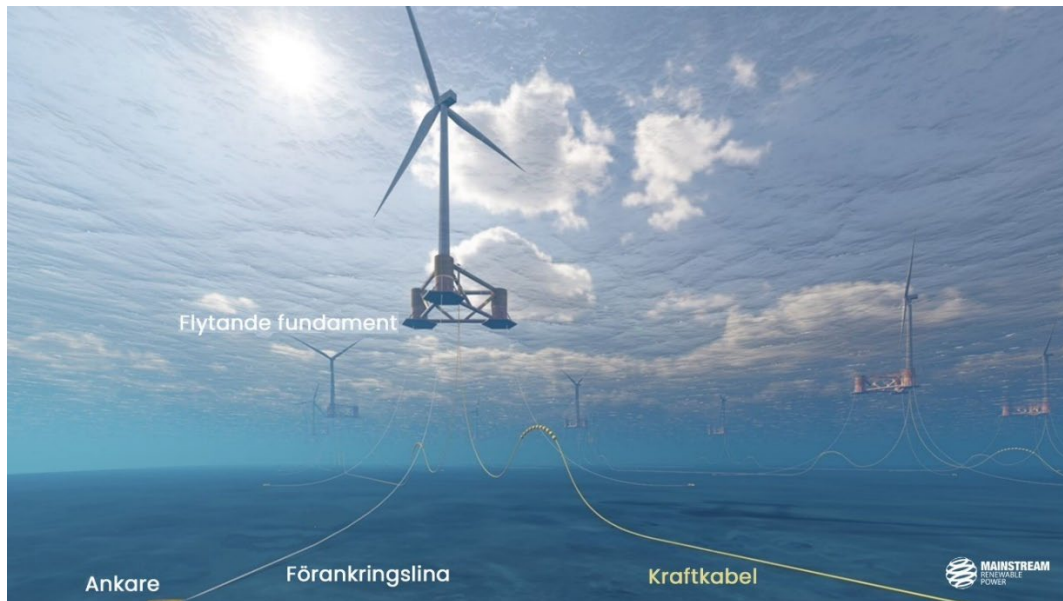
Beroende på teknikutvecklingen skulle dessutom batterikapaciteten i varje vindkraftverk kunna variera från 100 till 200 kWh som ett primärt sätt att lagra el så att man kan ersätta dieselgeneratorer som använts i tidigare vindkraftsparker.

⁶ Konstruktionsstandarder för kalla klimat: DNVGL-ST-0437 (belastningar och platsförhållanden för vindkraftverk), NORSOK N-003 (norsk standard som gäller för alla typer av havsbaserade konstruktioner som används i petroleumverksamhet)

3.2 Fundament – vindkraftverk

3.2.1 Inledning

Vindkraftverken kommer att integreras på flytande fundament som förtöjs och förankras i havsbotten. I **Figur 3-5** visas de tre huvudkomponenterna som används för flytande vindkraft ur ett undervattensperspektiv: flytande fundament, förtöjningslinor och ankare. Flytande plattformar härstammar från olje- och gasindustrin där tekniken har använts och beprövats i flera decennier. Samma grundläggande teknik har förfinats och används nu för att husera havsbaserade vindkraftverk.



Figur 3-5 Grafik med flytande vindkraftverk och förankringssystem (förankringslina och ankare).

Inom vindkraftsindustrin är de flytande fundamenten utformade för att maximera vindkraftverkens energiproduktion och bibehålla vindkraftverkets mekaniska integritet under hela dess livslängd då fundamenten utsätts för belastningar från både omgivningen och vindkraftverket. Det betyder att de flytande fundamentens rörelser måste minimeras för att vindkraftverket ska hållas så stilla och upprätt som möjligt.

De senaste åren har utvecklingen av olika koncept för flytande fundament och förankringssystem gått snabbt framåt, både inom branschen och forskningen. De olika koncepten kan delas in i ett antal kategorier enligt förteckningen i **Avsnitt 3.2.2.1**. Det finns flera lovande koncept i varje kategorier. Detta ger Freja Offshore flexibilitet att välja den bästa tekniken för Mareld, inte bara avseende tekniska kriterier, utan även i termer av ekonomi, hållbarhet och leveranskedja.

Standardfärgen på fundamentet ovanför vattenlinjen är vanligtvis gul för att förbättra sikten till sjöss. Den slutliga färgen kommer att överenskommas med ansvariga myndigheter.

Följande avsnitt ger en översikt över de relevanta typerna av flytande fundament, förankringssystem och ankare som anses finnas tillgängliga för vindkraftsparken Mareld.

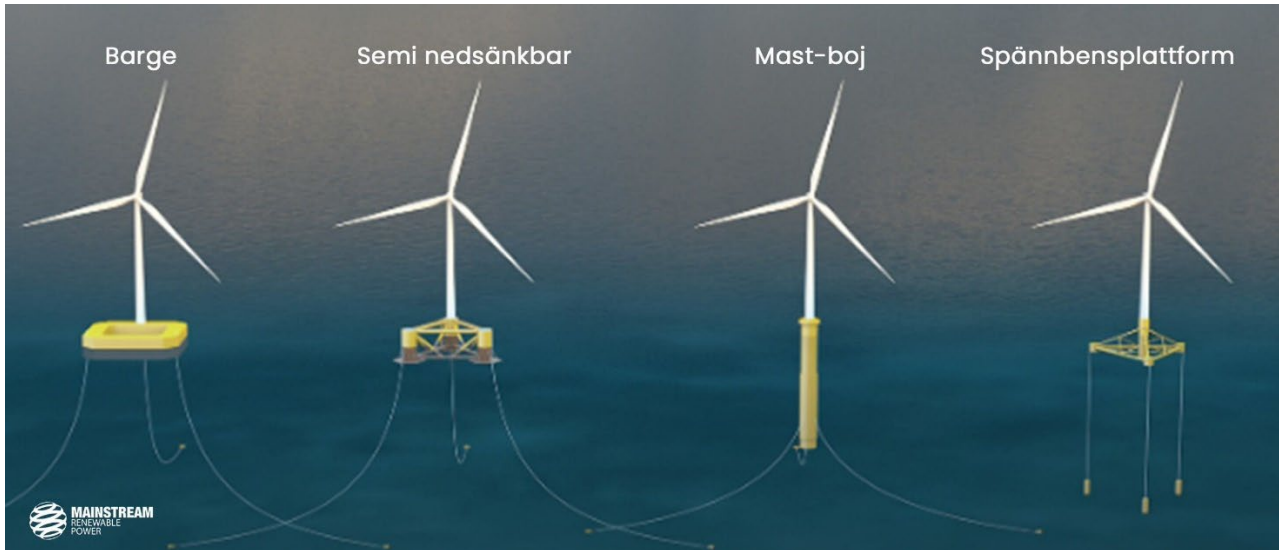
3.2.2 Flytande fundament

3.2.2.1 Koncept för flytande fundament

På marknaden finns flera koncept för flytande fundament till havsbaserad vindkraft, men de flesta ligger fortfarande på ritbordet eller befinner sig i ett tidigt utvecklings-/demonstrationskede. Ett fåtal koncept har

beprövats i full skala under flera år. En studie som genomförts av Bureau of Ocean Energy Management⁷ (BOEM) illustrerar de olika typer av koncept som för närvarande utvecklas, inklusive flytande fundament för olika turbinkonfigurationer (enkelturbin, dubbelturbin, multiturbin, vertikal turbin). I **Figur 3-6** visas de huvudsakliga kategorier som dagens koncept för flytande fundament generellt kan grupperas i. **Figur 3-8** ger exempel på faktiska koncept för flytande fundament som visar variationen i några av de viktigaste kategorierna för flytande fundament.

Nedan beskrivs de viktigaste egenskaperna hos varje kategori. Det förväntas att de olika koncepten för flytande vindkraft, precis som för bottenfast vindkraft, kommer att utkristalliseras till ett fåtal kommersiellt gångbara lösningar (2 till 4) när storskaliga, kommersiella vindkraftsparker installeras de närmaste åren.



Figur 3-6 Kategorier av flytande fundament. Bild: Mainstream Renewable Power (bilden refererar till standarden DNV-ST-0119)

- **Pråm (barge):** Detta är en stabiliserad struktur på en fri vattenyta i likhet med ett vanligt fartyg. En pråm har en stor vattenlinjearea och relativt litet djupgående, vilket kan vara en fördel då vindkraftverket installeras i hamn. Pråmen är vanligtvis mindre lämplig för svåra vågförhållanden där accelerationer på vindkraftverket kan komma överstiga de tillåtna gränserna.
- **Halvt-nedsänkbar (semi-submersible):** Stora vertikala kolumner (vanligtvis 3 till 5) är sammankopplade till varandra med stag. Kolumnerna tillhandahåller utrymme för barlast och flytstabilitet (kolumnstabiliserad konstruktion). Denna typ av flytande fundament är välkänd från olje- och gasindustrin. Det är också en av de tekniker inom vindkraftsindustrin som nått störst mognad med olika typer av vindkraftverk i drift. Djupgåendet kan enkelt justeras med barlastvattensystem, vilket gör denna fundamenttyp lämplig för integrering i hamn på relativt grunt vatten/litet djupgående.
- **Spar:** Detta är en cylinderformad konstruktion med stort djupgående som stabiliseras av förhållandet mellan vikt och flytkrafts centrum. Den har mycket större djupgående än andra typer av flytande fundament, vilket avsevärt begränsar tillverknings-, bogserings- och installationsplatserna. Tekniken har utvecklats inom olje- och gasindustrin och är främst avsedd för djuphavsområden.
- **Spännbensplattform (TLP):** Flytande konstruktion som är vertikalt förankrad i havsbotten med kättingar eller linor. Linorna håller konstruktionen på plats och ger stabilitet, vilket gör att vindkraftverket håller sig relativt stabilt även i grov sjö. Konstruktionen har relativt stort djupgående

⁷ OCS study BOEM 2021-030, "Floating Offshore Wind Turbine Development Assessment", av ABSG Consulting Inc., 1 mars 2021, <https://www.boem.gov/>

och installationen kan vara komplicerad på grund av den stora förspänningen i förankringssystemet, positionering och barlast hantering. Det kan även vara besvärligt att underhålla systemet, eftersom ankarlinorna hela tiden måste vara spända för att ge nödvändig stabilitet. Men när spännbensplattformen väl har kommit på plats utgör den en mycket stabil grund för havsbaserade vindkraftverk.

Flytande fundament tillverkas traditionellt av konstruktionsstål, men det finns alternativ där främst betong används.

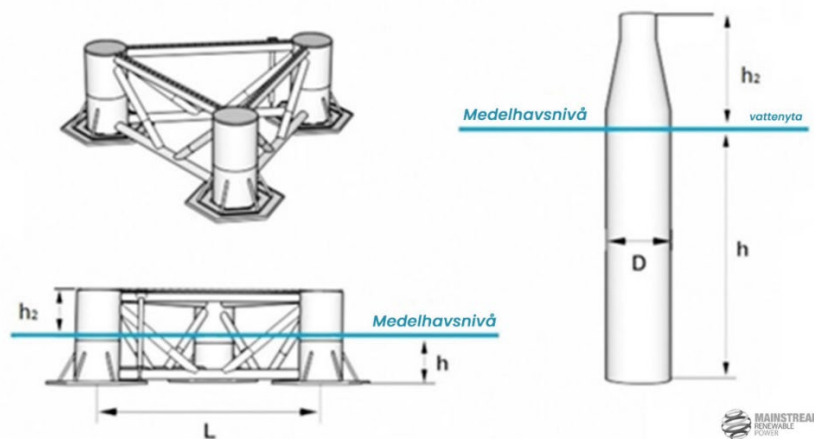
Dagens två ledande tekniker som framgångsrikt har använts för parker med flera vindkraftverk baseras på välkända principer från olje- och gasindustrin. De allmänna koncepten illustreras i **Figur 3-7** och beskrivs nedan:

- **Halvt-nedsänkbar:** WindFloat-konstruktionen (som utvecklats av PPI) har installerats i vindkraftsparkerna WindFloat Atlantic och Kinkardine.
- **Spar:** Hywind-konstruktionen (som utvecklats av Equinor) har installerats i vindkraftsparkerna Hywind Scotland och Hywind Tampen.

För närvarande röner det halvt-nedsänkbara konceptet störst uppmärksamhet bland utvecklare av flytande vindkraftsparker, vilket beror på den beprövade tekniken, det begränsade djupgåendet och den effektiva tillverkningen. "Spar" fundament övervägs främst för Norges västkust på grund av konstruktionens stora djupgående som kräver djupa vatten på integrationsplatsen.

3.2.2.2 Storlek och utbredning

I **Tabell 3-2** visas de indikativa storlekarna för halvt-nedsänkbar teknik och spar-teknik för vindkraftverk i storleksintervallet 15–30 MW. Storleksomfånget är brett eftersom storleken på det flytande fundamentet beror på flera parametrar: vindkraftverkets storlek, tekniktypen och havsförhållandena. **Figur 3-7** visar huvuddimensionerna relativt de två fundamentstyperna.

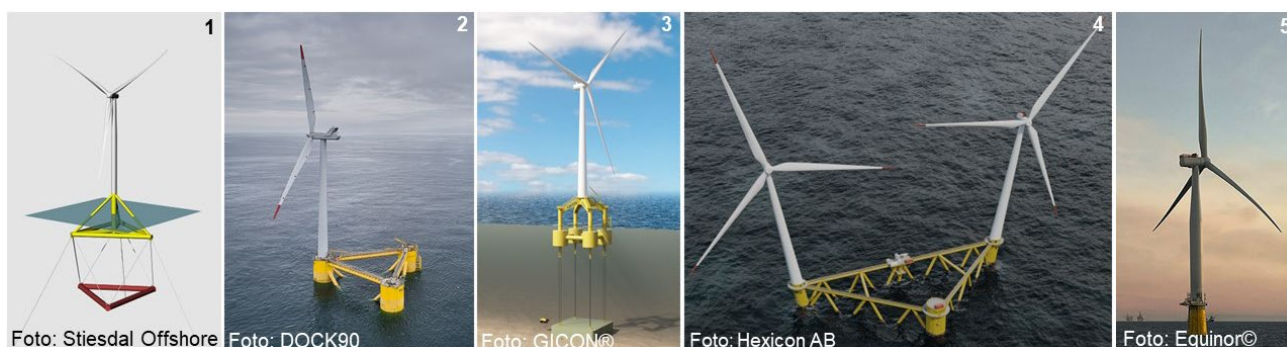


Figur 3-7 Huvudsakliga storleksparametrar för flytande fundamenttyper: halvt-nedsänkbar (vänster) och spar (höger).

Tabell 3-2 Storlek och ytbehov hos flytande fundament per vindkraftverk– indikativa maximimått

Mått	Halvt-nedsänkbar (Semi-submersible)	Spar	Pråm (Barge)	Spännben (TLP)
Horisontell utbredning				
Avstånd mellan pontoner (L) ⁸	Cirka 70–140 m	(Inte tillämpligt)	<i>Storlek och ytbehov förväntas ligga inom maximimått för halvt-nedsänkbara och spar</i>	
Kolumnens diameter (D)	Cirka 25–30 m	Cirka 25–35 m		
Vertikal utbredning				
Under vattenlinjen (h)	Cirka 8–20 m	Cirka 60-110 m	<i>Storlek och ytbehov förväntas ligga inom maximimått för halvt-nedsänkbara och spar</i>	
Över vattenlinjen (h2)	Cirka 10–20 m	Cirka 10–20 m		

Den halvt-nedsänkbara konstruktionen förväntas ha den största utbredningen på havsytan bland de olika typerna av flytande fundament. När man överväger ett triangulärt format fundament av denna typ är den maximala ytan täckt och innesluten av det flytande fundamentet cirka 8 600 m² per vindkraftverk. Storleken och ytbehovet hos de övriga typerna av flytande fundament (pråm och spännben) förväntas ligga inom det maximala ytbehovet hos halvt-nedsänkbara fundament och spar-fundament som anges i **Tabell 3-2**.



Figur 3-8 - Exempel som visar variation i koncept för flytande fundament: (1) Spar-variant (TetraSpar från Stiesdal Offshore), (2) Halvt nedsänkbar variant (WindFloat® från PPI), (3) TLP-variant (GICON® www.gicon.de), (4) Halvt nedsänkbar variant med två turbiner (TwinWindTM av Hexicon AB), (5) Spar-variant (Hywind från Equinor®)

Vilken design och vilket material som till sist väljs för det flytande fundamentet är fortfarande öppet. Beslutet kommer att fattas under den detaljerade designfasen, eftersom det beror på flera faktorer som t.ex. vindkraftverkens storlek, tekniken för det flytande fundamentet och de geofysiska undersökningarna.

3.2.2.3 Barlastering

På grund av potentiella djupgående begränsningar i integrationshamnen samt under bogsering görs barlastering av fundamentet till ett större djupgående vanligtvis på den slutliga installationsplatsen för att uppnå den nödvändiga stabiliteten. Detta kommer vanligtvis endast att göras vid installation, inspektion och bogsering till land, och sådan barlastering kan därför kallas permanent barlast. Havsvatten används vanligtvis för barlastering, och alla miljöhänsyn vid användning av barlast kommer att bedömas noggrant. Andra material med hög densitet har också använts tidigare. Användning av permanent barlast har använts i stor utsträckning för flytande fundamenten inom olje- och gasindustrin.

⁸ Till exempel, om två turbiner beaktas på samma flytande fundament, skulle avståndet "L" fördubblas, men antalet fundament skulle halveras, vilket resulterar i att den totala utbredningen på vindkraftsparksnivå bibehålls.

⁹ foto: Karoline Rivero Bernacki

Aktiv barlast är en term som kan användas för flytande vindkraftverk. Detta är när de flytande fundamentets lutning på grund av vindlaster aktivt minimeras för att hålla rotorn upprätt. Ett slutet tanksystem kan övervägas, så att barlastvattnet inte kommer i kontakt med havet.

3.2.2.4 Korrosionsskydd

Korrosionsskyddet kommer att utformas enligt branschstandarderna för havsbaserad vindkraft. Flytande fundament av stål måste skyddas mot korrosion för få bättre hållbarhet. Detta uppnås med en kombination av flera metoder: ytbeläggning, korrosionstillägg och katodiskt skydd. Hur mycket skydd som behövs beror på konstruktionen, mängden stålmaterial och ytbelägningens kvalitet.

Ytbeläggning

Stål kommer att ytbehandlas som skydd mot korrosion. Ytbehandlingen utförs normalt under tillverkningsfasen innan konstruktionen transporteras till vindkraftsparken. Den applicerade beläggningen skyddar strukturen under fundamentets hela livslängd.

Katodiskt skydd

Katodiskt skydd med offeranoder är en enkel metod för att skydda stål. På stålytan placeras en lättkorroderande "offermetall" (offeranod) som korroderar i stället för stålet. Mängden anodmaterial kommer att bestämmas under den detaljerade designfasen tillsammans med utformning av de strukturella fästen som ska motstå belastningarna till havs, under installation och drift. Galvaniska anoder för havsbaserade tillämpningar är i allmänhet baserade på aluminium eller zink.

Slutligen är katodiskt korrosionsskydd med applicerad ström en metod som används för att skydda metallkonstruktioner mot korrosion genom att en extern elektrisk ström läggs på metallstrukturen. Med denna metod får metallstrukturen mer negativ laddning än omgivningen, vilket bromsar korrosionsförloppet.

3.2.2.5 Havsis

Isbildningens utbredning och de krafter som isen utövar på en struktur kommer att utvärderas på lokala, bärande delar samt övergripande på strukturen som helhet. Vid behov genomförs strukturella förstärkningar i enlighet med kraven i standarder för havsbaserad vindkraft. På basis av en preliminär bedömning betraktas sannolikheten för isbildning (havsytan eller luften) i Mareld vara liten.

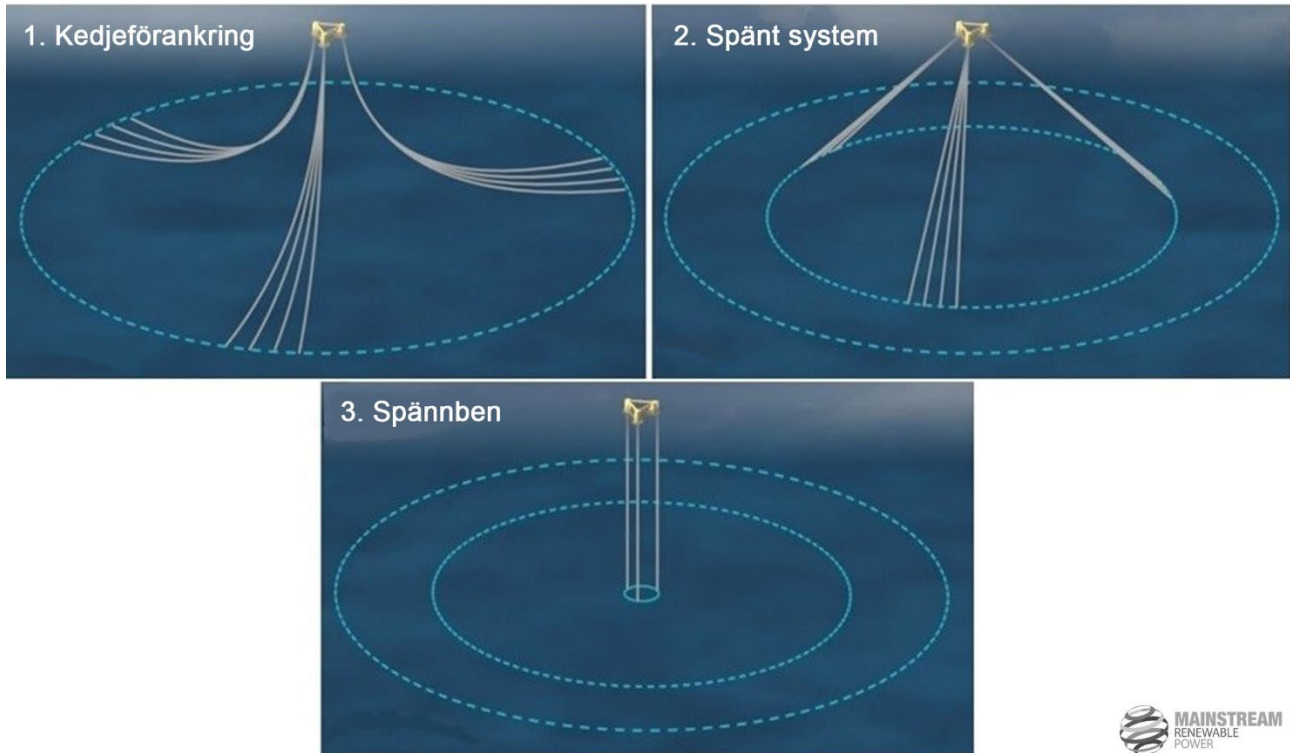
3.2.2.6 Hjälp utrustning

På fundamenten kan utrustning som kranar, vinschar, J-rör, stegar, förtöjningspunkter för båtar, åtkomstplattformar, anöppningsplatser för båtar, ledstänger, förankringsanslutningar och även helikopterplattformar installeras.

3.2.3 Förankringssystem

Förankringssystemet ska se till att det flytande fundamentet och att dess horisontella rörelse hålls inom en viss radie för att skydda strömkabeln, vilken vanligen motsvarar 25–35 % av vattendjupet. I en del flytande teknik (t.ex. spännbensplattform) har förankringssystemet även en stabiliserande funktion.

I **Figur 3-9** visas de huvudsakliga konfigurationerna för förankringslösningar och hur de sträcker sig från det flytande fundamentet ned till ankarna på sjöbotten: kedjeförankringssystem, spänt system och förankringssystem med spännben. Vilken typ av förankringssystem som kan användas beror främst på det flytande fundamentet, ankartypen, vattendjupet, omgivningsförhållandena och begränsningar för hur området kan användas.



Figur 3-9 Relativ utbredning för olika förankringskonfigurationer – 1) kedjeförankring, 2) spänt system och 3) förankringssystem med spännben.

Nedan följer en kortfattad sammanfattning av de olika förankringssystemen.

- 1. Kedjeförankringssystemet (Catenary)** har en "parabolisk" profil och består av en lång, tung kätting där en betydande del av längden vilar på havsbotten. Kedjeförankringssystemet har använts under lång tid inom olje- och gasindustrin. Denna förankring kan betraktas som utgångspunkten för Mareld. En typisk linprofil för systemet visas i **Figur 3-10**. En typisk linprofil för systemet visas i **Figur 3-10**.
- 2. Det spända systemet (Taut)** har en sträckt profil och består av långa vajer- och/eller fiberlinor som är dragna direkt till ankaret. Vattendjupet i Mareld-området sträcker sig från cirka 180–450 m och en betydande del av vattendjupet i området ligger på 200–300 m. Dessa djup anses vara för grunda för spända system om inte delen med fiberlinor förlängs och lyfts upp från havsbotten med flytelement. Denna variant kallas för ett "**halvspänt**" system.

Ett halvspänt system (illustrerat i **Figur 3-10**) kan komma att bli de föredragna systemet för Mareld eftersom de reducerar kättingmängden signifikant. Detta är fördelaktigt då det minskar kostnaden, säkerställer en mer hållbar tillverkning samt förenklar och effektiviserar lagring och hantering av utrustningen. De kan också potentiellt reducera utbredningen på sjöbotten jämfört med kedjeförankring. I och med att fiberlinor är känsliga för nötning från annan utrustning kommer installationsprocedurer och säkerhetszoner behöva ses över särskilt.

- 3. Förankringssystemet med spännben (Tension leg)** har en spänt profil och är förankrat i havsbotten med vertikala linor, vilket medför ett litet ytbehov på havsbotten. Som nämnts ovan kan installationen och underhållet av detta system vara komplicerat.

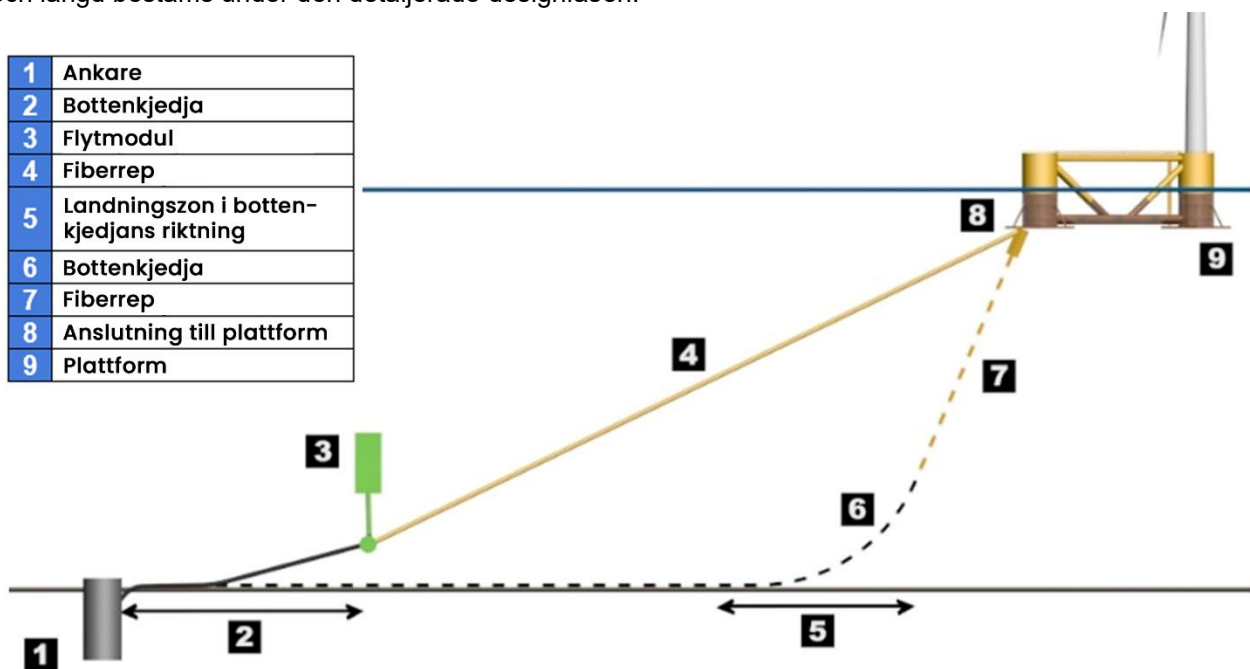
Anslutning till det flytande fundamentet

En annan aspekt, utöver förankringslinornas konfiguration, är hur förankringslinorna är anslutna till det flytande fundamentet. Förankringslinor kan anslutas till fästpunkter i det flytande fundamentets alla hörn, eller så kan

alla förankringslinor anslutas till en enda punkt ("enpunktsförankring"). Båda metoderna för anslutning till det flytande fundamentet har använts i stor utsträckning inom olje- och gasindustrin och tillämpas nu även inom den flytande, havsbaserade vindkraftsindustrin.

Förankringssystemets dimensioner

Hur långt förankringslinan sträcker sig ut från fundamentet beror på ankarets slutliga placering. Som ett indikativt värde kan kedjeförankringssystem och halvspända system innebära att avståndet till ankaret uppgår till cirka 700–1 400 m. En typisk kättingstorlek skulle vara cirka 165 mm och antalet linor per flytande fundament varierar vanligen från 3 till 9 förankringslinor. Linorna samlas vanligen i 3 buntar med 120 grader mellan buntarna och 5 grader mellan förankringslinorna inuti en bunt. Observera att systemets slutliga storlek och längd bestäms under den detaljerade designfasen.



Figur 3-10 Översikt av linprofil för kedjeförankring (streckad linje) och halvspänt förankringssystem (heldragen linje).

Förankringssäkerhet

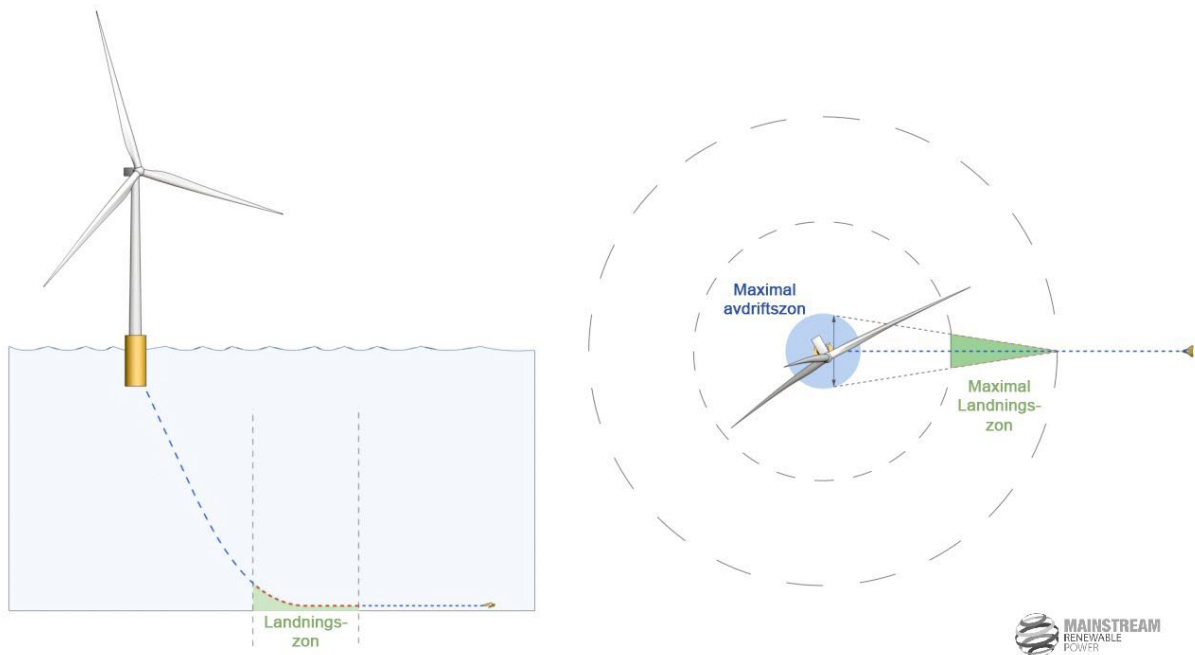
Projektet kommer att följa strikta krav på förankringssäkerhet och design i enlighet med välkända standarder som bygger på flera decenniers erfarenhet inom olje- och gasindustrin. Freja kommer att använda följande filosofi för förankringarnas säkerhet:

- Ett fel på en förankringskomponent får inte leda till oacceptabla konsekvenser som t.ex. dödsfall, kollision med intilliggande strukturer eller miljöpåverkan.
- Ett förankringssystem ska alltid vara konstruerat med redundans, så att fel på en förankring inte leder till fler fel i övriga linor.
- Strikta krav på komponenternas certifiering för långvarig förankring kommer att implementeras.
- Befintliga standarder för hantering av förankringarnas integritet som beskriver hur inspektioner och felförebyggande åtgärder kan utföras under drift kommer att användas.
- Det ska finnas detekteringssystem för fel på förankringar och det berörda vindkraftverket ska parkeras tills förankringen har bytts.
- En plan för effektiva byten kommer att utarbetas i projektet.

Observera att vissa komponenter i förankringssystemet är känsliga för skador utifrån. Därför måste det finnas tydliga säkerhetszoner runt förankringarna och det flytande fundamentet som fastställs efter samråd och överenskommelser med myndigheter och övrig sjönäring.

Rörelser av flytande plattformar och förankringslinor

Det flytande fundamentets rörelser på havsytan fortplantas till förankringslinorna på havsbotten. Området där förankringslinan vidrör havsbotten kallas för landningszonen (se nr 5 i **Figur 3-10** och **Figur 3-11**). I **Figur 3-11** ges en beskrivning av landningszonen. Kedjeförankringssystemet har störst landningszon. Denna zon tillsammans med ytbehovet på havsytan på grund av det flytande fundamentets rörelser sammanfattas i **Tabell 3-3** och **Tabell 3-4**.



Figur 3-11 Område som påverkas av det flytande fundamentet, fundamentets rörelse och förankringssystemet. Landningszonen där havsbotten påverkas är färgad i grönt

Under extrema väderförhållanden är förankringssystemet utformat för att hålla fundamentets avdrift inom kabelbegränsningarna, vanligtvis ca 30% av vattendjupet. Inom hela vindkraftsparken kan de flytande fundamenten förflytta sig 50 m till 135 m från sina ursprungslägen beroende på vattendjupet. Vid parkens största vattendjup på 450 m uppskattas landningszonen för kedjeförankringssystemet vara cirka 0.35 km² per vindkraftverk, förutsatt att förankringslinorna samlas i tre buntar. Landningszonen för det halvspända systemet skulle vara betydligt mindre, ungefär 20 % mindre än kedjeförankringssystemets zon. Anledningen till det reducerade området är att beröringspunkten flyttas närmare ankaret, vilket medför mindre inverkan från det flytande fundamentets rörelser (se **Figur 3-10**).

Tabell 3-3 Indikativ rörelse hos flytande fundament på havsytan under extrema väderförhållanden – för vindkraftverk i övre storleksintervallet

Parameter	Beskrivning	Indikativt värde
Det flytande fundamentets rörelse (i extremt väder) – se blått område i Figur 3-11		
Radie på fundamentets rörelse	Horisontell rörelse på havsytan från mittpunkten på basis av en förskjutningsradie på 30 % vid vattendjup från 180 m till 450 m.	50–135 m
Rörelseområdets yta	Cirkelformat område inom vilket det flytande fundamentet kan röra sig.	0.011 km ² till 0.057 km ²

Tabell 3-4 Förankringens indikativa rörelse på havsbotten i extremt väder – för vindkraftverk i övre storleksintervallet

Parameter	Beskrivning	Indikativt värde
Landningszon (i extremt väder) – se grönt område i Figur 3-11		
Förankringslina – radie	Förankringens indikativa radie i kedjeförankringssystem och halvspända system. - Kedjeförankringssystem: en stor del ligger statiskt på havsbotten. - Halvspända system: en stor del hänger i vattenpelaren.	Cirka 700 till 1 400 m
Förankringslina landningszon	– Det antas att förankringslinorna är samlade i tre buntar.	Cirka 0.071 km ² till 0.355 km ²

Observera att landningszonen inbegriper en viss säkerhetsmarginal. Ytbehoven kan minska med upp till 25 %. Detta kan bekräftas först i den detaljerade designfasen.

Designöverväganden avseende förankringens hastighet

Hastigheten hos förankringslinans rörelse mot havsbotten kan variera avsevärt beroende på omgivningsförhållandena. Rörelsen orsakas av att förankringssystemet dynamiskt reagerar på fundamentets rörelse som ett resultat av yttre krafter som vind och vågor. Förankringslinans hastighet kan även påverkas av vattendjupet, havsbottens topografi och vilken typ av förankringssystem som används. Ur en teknisk och ekonomisk synvinkel bör större, snabba och plötsliga rörelser i det flytande fundamentet och förankringssystemet förhindras genom en lämplig design. Det ska samtidigt resultera i långsamma rörelser i landningszonen. Förankringslinan får under alla omständigheter en huvudsakligen vertikal rörelse. Beroende på bottenförhållandena förväntas kedjeförankringssystemet ge upphov till viss utgrävning under vindkraftparkens livstid, vilket dock förväntas ske mycket långsamt. Det bör noteras att den lösning som föredras (se "halvspänt system") begränsar avsevärt kedjedelen på havsbotten och därmed den potentiella påverkan och bör inte ge anledning till oro för störningar på havsbotten.

Hinder på havsbotten

Hinder på havsbotten som vrak, UXO, befintlig infrastruktur och andra typer av oregelbundna havsbottenformationer, kommer att kartläggas i detalj och undvikas i så fall behövs. Detta kan göras genom att ändra fundamentets position något, ändra ankarpositionen eller utföra förberedelseaktiviteter på havsbotten om det anses nödvändigt, som röjning av stenblock och andra hinder.

Urvalskriterier för förankringssystem

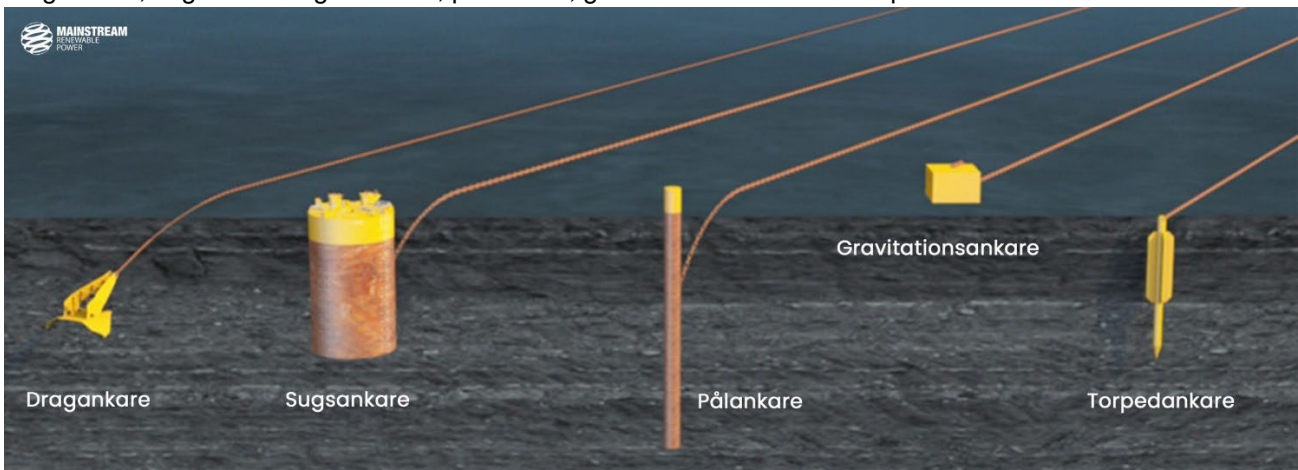
Valet av förankringssystem kommer att bero på faktorer som t.ex. tekniken som används för de flytande fundamenten, krav på samexistens med andra intressenter, krav på driftsäkerhet och säkerhet, lägsta möjliga kostnader, minimal miljöpåverkan, enkel installation och begränsningar i leveranskedjan.

Observera att alla dimensioner som beskrivs i detta avsnitt är indikativa uppskattningar. Förankringssystemets slutliga dimensioner och utformning läggs fast först under den detaljerade designfasen när noggranna, geofysiska mätvärden har erhållits och när tekniken för det flytande fundamentet har valts. Observera att alla dimensioner som beskrivs i detta avsnitt är indikativa uppskattningar. Förankringssystemets slutliga

dimensioner och utformning läggs fast först under den detaljerade designfasen när noggranna, geofysiska mätvärden har erhållits och när tekniken för det flytande fundamentet har valts.

3.2.4 Ankare

Förankringslinorna måste fästas i havsbotten med ankare. Olika ankartyper kommer att utvärderas med utgångspunkt i förankringssystemet, bottenförhållandena och de fartyg som är tillgängliga för installationsutförandet. De ankartyper som är relevanta för projektet visas i **Figur 3-12** och inkluderar dragankare, sugankare/sugkassuner, pålankare, gravitationsankare och torpedankare.



Figur 3-12 Olika ankarlösningar och koncept.

Nedan ges en kort beskrivning för varje ankartyp:

Dragankare (inbäddat ankare)

Detta ankare består av ett brett ankarfly som är fast anslutet till en ankarstock. Ankaret installeras genom att det placeras på havsbotten och dras in i botten med ett yfartyg. Denna lösning kan uppnå hög hållkraft, men är inte lämplig för vertikala belastningar. Jämfört med andra ankartyper krävs mindre material och kostnaden blir lägre. Dessutom anses bullret från förberedelse och installation på havsbotten vara litet jämfört med andra ankartyper. Den är lämplig för regioner med flera meter lera eller andra medelhårda jordlager, men inte för hårda jordtyper. Det är en av ankarlösningarna som föredras för anläggningen.

Sugankare/sugkassuner

Detta ankare består av en cylinder med stor diameter och en öppen ände. Ankaret installeras genom att den öppna änden placeras på havsbotten varefter en fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV) pumpar ut vattnet ur cylindern. Därigenom skapas ett undertryck som driver cylindern djupt ned i botten genom differentialtrycket. När det önskade inträngningsdjupet har uppnåtts stängs ventilen. Mycket hög hållkraft kan uppnås, men denna typ är relativt dyr att installera. Installationen är relativt bullerfri. Detta är en av de ankarlösningar som föredras för anläggningen och denna ankartyp används ofta som alternativ till pålankare.

Torpedankare

Detta ankare installeras genom att det får falla fritt genom vattenpelaren och tränga in i botten med hög hastighet. Det består vanligen av en rörformad stålaxel med rundad spets. På sidorna sitter stålplattor som förbättrar ankarets hydrodynamiska stabilitet och skapar större friktionsmotstånd mot uppåtriktade rörelser efter installationen. Detta är en enkel och effektiv installationsmetod, men är i hög grad beroende av att bottenförhållandena är lämpliga. Torpedankaret kräver ett vattendjup på minst 100–150 m och havsbotten måste vara mindre hård för att ankaret ska kunna tränga in ordentligt. Detta är ett mindre föredraget alternativ.

Pålankare

Pålankaret består av ett långt, smalt och ihåligt stålrör som installeras i havsbotten genom drivning eller borring och gjutning. Drivna pålar installeras med pålhammare eller vibrator. Om påldrivning inte är möjlig, t.ex. i berggrund, kan installationen utföras med borring och gjutning. Pålankaret kan uppnå mycket hög horisontell och vertikal hållkraft, men kan samtidigt vara dyrare att installera och orsaka större miljöpåverkan. Det är ett mindre föredraget alternativ och skulle enbart komma i fråga vid besvärliga bottenförhållanden.

Gravitationsankare

Detta ankare består av ett tungt block, vanligen av betong, som vilar på havsbotten. Ankarets hållkraft bestäms av dess vikt. Med tanke på de stora laster som förankringar för flytande vindkraft orsakar kan denna typ av ankare vara mindre praktisk på grund av den stora massa som krävs. Gravitationsankare behöver hårda bottenförhållanden och deras stora vikt kan göra hanteringen besvärlig samt orsaka högre kostnader för installation och avveckling.

I **Tabell 3-5** listas ankartyperna ordnade efter preferensen för vindkraftsparken Mareld, lämpligheten för bottenförhållandena och den indikativa lämpligheten för parken.

Tabell 3-5 Relevanta ankartyper – ordnade efter preferens och lämplighet för Mareld

Preferens ordning	Ankare	Lämpliga bottenförhållanden	Användning av ankare i parken
1	Dragankare	Lämplig för bottenförhållanden som t.ex. lera.	Mål: 90–100 % av parken
2	Sugankare	Lämplig för mjuka bottenförhållanden som t.ex. lera.	Mål: 50–100 % av parken (om inte dragankare kan användas)
3	Pålankare	Olika bottenförhållanden och installationsmetoder. Lämplig för besvärlig botten (t.ex. berg) där en metod med borring och gjutning används.	Mål: 0% (beredskap max. 10–20 %)
4	Gravitationsankare	Fast botten för likartad inbäddning och plan botten.	Osäkert
5	Torpedankare	Kräver mjuk botten med betydande djup (lera eller grovkornig lera).	Osäkert

Beroende på den valda förankringslinjekonfigurationen är antingen drag- eller sugankare den föredragna lösningen. Dragankaret anses vara kostnadseffektivt men kan inte ta vertikala laster som sugankare. Baserat på nuvarande kunskap om markförhållandena vid Mareld verkar dessa lösningar genomförbara på cirka 90-100% av platsen. Med konservativ tolkning av markdata kan cirka 10-20% av platsen vara utmanande för dragankaret. För dessa fall kommer sugankaret att appliceras där det är möjligt. Om det inte är möjligt kan antingen drivna pålar eller borrade och gjutna pålar övervägas. Om inte, kommer gravitationsankare att behållas som reservlösning.

Ankarnas mått

I **Tabell 3-6** sammanfattas indikativa mått, inträngningsdjup och indikativt ytbehov på havsbotten för olika ankartyper med tanke på vindkraftverk i övre storleksintervallet. Ankarna som illustreras i **Figur 3-12** är inte skalenliga utan här visas deras relativa inträngningsprofil i havsbotten. Erosionsskydd runt ankarna beskrivs i **Avsnitt 3.3.4**. Samma överväganden måste göras för flytande vindkraftverk som för flytande transformatorstationer.

Tabell 3-6 Relevanta ankartyper och ungefärligt ytbehov

Ankare	Indikerad maximal storlek	Djup i havsbotten	Höjd över havsbotten	Indikativt ytbehov på havsbotten per ankare
Dragankare	Längd 8 m, Bredd 8.5 m, Höjd 5 m.	10–20 m	0 m (nedgrävt)	Full inträngning, kommer dock att dras på havsbotten under installationen. Ungefär 50 m påverkan på havsbotten. Yta: 240 till 420 m²
Sugankare	Diameter 7.5 m, Längd 17 m.	10–15 m	2–7 m	Det potentiella erosionsskyddet som beskrivs i Avsnitt 3.3.4. kan orsaka störningar på havsbotten i ett område som är 4 gånger pålens diameter. Yta: 700 m²
Pålankare	Diameter 2.5 m, Längd 30–60 m.	30–60 m	0–5 m	
Gravitationsankare	Inte bedömt – mycket varierande konstruktioner.			Det förväntade ytbehovet är mindre än hos de föredragna alternativen.
Torpedankare	Diameter: 2.5 m Höjd: 10–20 m.	> höjd	0 m (nedgrävt)	

Ytbehovet hos ett dragankare beror på hur långt det dras på havsbotten. Om dragankaret dras högst 30–50 m kan 240 m² till 420 m² av havsbottens yta och underliggande lager påverkas. Dragningen av dragankaret sker inte snabbt. För sugankare och pålankare uppskattas ytbehovet vara högst 700 m², vilket inkluderar ett eventuellt erosionsskydd runt ankaret. Övriga ankartyper förväntas ha liknande eller mindre ytbehov.

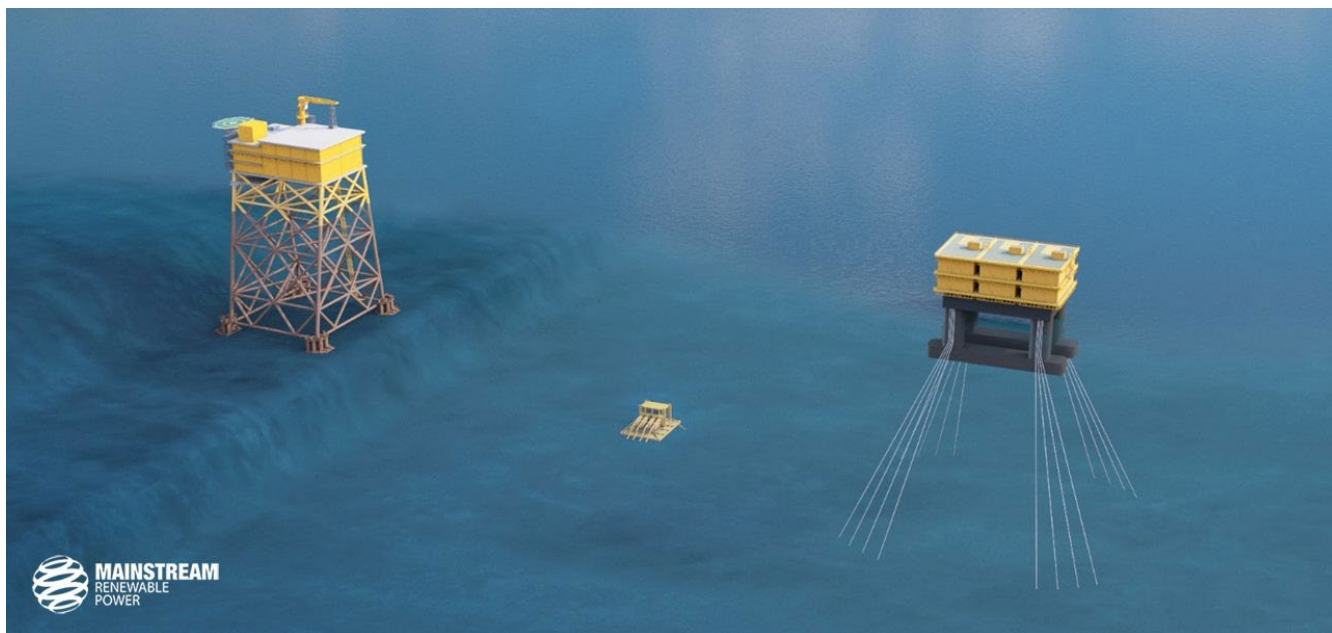
Vilken ankarteknik och storlek som ska väljas för parken bestäms under den detaljerade designfasen när havsbottens yta och underliggande lager har undersökts. Över hela projektplatsen kan det finnas stenblock på och under havsbotten. Ankarna kommer antingen att placeras en bit bort från större stenblock eller så kommer stenblocken att förflyttas på havsbotten innan installationen utförs.

3.3 Fundament – havsbaserad transformatorstation

Det finns tre typer av havsbaserade transformatorstationer som kan komma i fråga för vindkraftsparken Mareld:

- **Första alternativet:** Flytande transformatorstationer som förankras i havsbotten, vilket är den föredragna lösningen.
- **Andra alternativet:** Undervattens transformatorstation som vilar på havsbotten.
- **Tredje alternativet:** Bottenfast fackverksstruktur (jacket) som är förankrad i botten med pålar eller sugkassuner, vilket är den minst föredragna lösningen.

I **Figur 3-13** visas de tre typer av transformatorstationer som behandlas i denna tekniska beskrivning och deras typiska, relativa storlek. Den bottenfasta och den flytande transformatorstationen i bilden är relativt stora enheter (≥ 1 GW), medan undervattens transformatorstationen levereras som en standardiserad mindre modul som kan byggas ut parallellt med fler moduler och bilda en större transformatorstation.



Figur 3-13 Bottenfast transformatorstation (vänster), undervattens transformatorstation (mitten) och flytande transformatorstation (höger).

För de flytande och bottenfasta alternativen placeras ett övergångsstycke (vanligen av konstruktionsstål) ovanpå fundamenten där transformatorstationens utrustningsdel kan installeras.

Om en flytande eller fast transformatorstation ska väljas beror i allmänhet på vattendjupet. En fast transformatorstation med fackverksfundament föredras på grundare vatten, men ju större djupet är, desto större blir även fackverksstrukturen. Vid ett visst djup blir ett flytande fundament billigare. En annan viktig aspekt är prepareringen av havsbotten och möjligheten att installera stora fackverksstrukturer, vilket kräver tillgång till stora byggpråmar. Som utgångspunkt i vindkraftsparken Mareld kommer fackverksfundament för transformatorstationer att övervägas för djup upp till högst 200–250 m. Inom olje- och gasindustrin har fackverksfundament framgångsrikt installeras vid vattendjup på 400 m. Detta säkerställer att bottenfasta transformatorstationer kan användas som ett sista alternativ över hela Mareld-området.

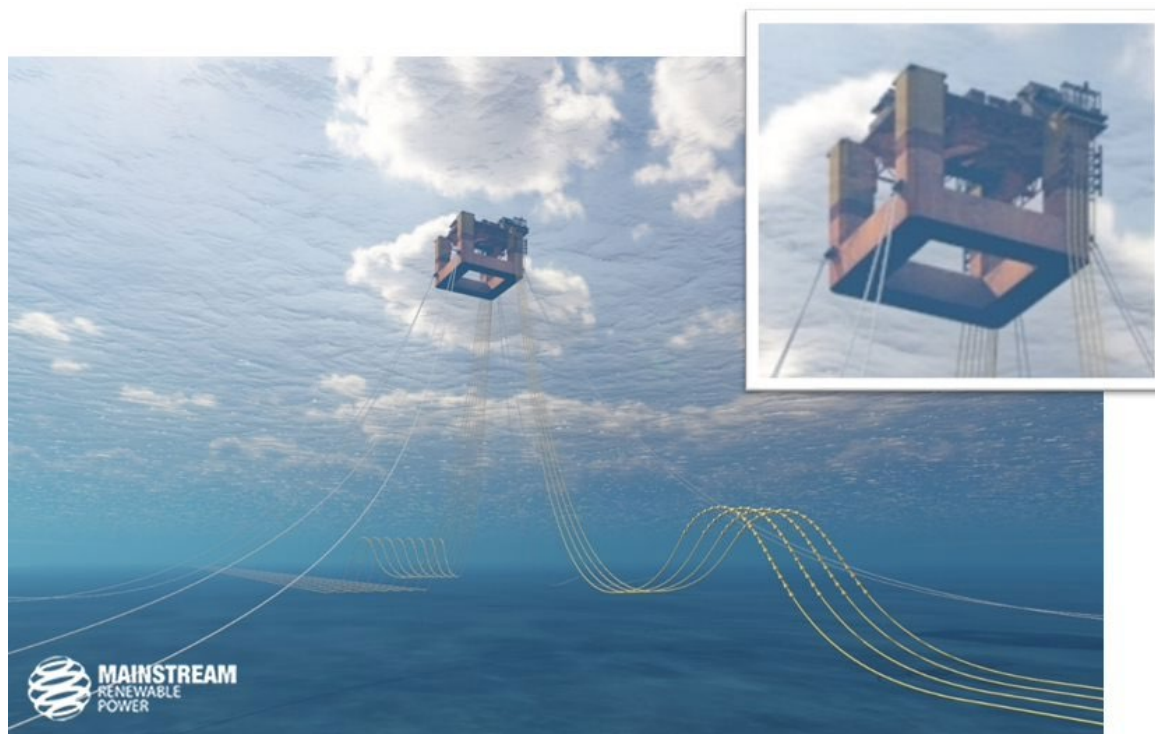
Undervattens transformatorstationer för större, havsbaserade vindkraftsparker utvecklas för närvarande i branschen. Vilket överensstämmer med tidsplanen för detta projekt. Tekniken härstammar från olje- och gasindustrin och anpassas och skalas för havsbaserade vindkraftsparker. All nödvändig utrustning för transformatorstationen placeras på havsbotten och därför kan statiska exportkablar till land användas. Denna teknik finns redan tillgänglig för bottenfast, havsbaserad vindkraft. När transformatorstationen, som traditionellt placeras ovanför havsytan, flyttas till havsbotten uppstår stora fördelar enligt leverantörerna:

- Mindre materialåtgång för samma totala kapacitet och därmed även lägre koldioxidutsläpp
- Lägre kostnader
- Fördelar för personalens hälsa och säkerhet då alla aktiviteter sker obemannat med fjärrstyrd utrustning

I **Tabell 3-9** presenteras det maximala antalet transformatorstationer som krävs vid Mareld beroende på transformatorstationstyp. Det exakta antalet transformatorstationer samt deras typ och placering kommer att bestämmas under den detaljerade designfasen. Den bästa lösningen kommer att väljas på basis av olika kriterier: tillgänglig teknik, hållbarhet och miljöpåverkan, vattendjup, vindkraftverkens och vindkraftsparkens storlek, kabellayout, havsbottenförhållanden och slutligen projektets totala, ekonomiska livslängd.

3.3.1 Flytande fundament

I **Figur 3-14** visas en havsbaserad transformatorstation på ett fundament av halvt-nedsänkbar typ med ringponton och förankring i havsbotten ur ett undervattensperspektiv. Denna topologi kan användas för transformatorstationer på 500 MW och mer. Alla flytande fundament, förankringssystem och ankartyper för vindkraftverk som beskrivs i **Avsnitt 3.3** kan tekniskt sett även användas för flytande transformatorstationer.



Figur 3-14 Transformatorstation med flytande fundament.

En viktig skillnad är att betydligt fler elkablar ansluts till den flytande transformatorstationen jämfört med det flytande vindkraftverket, vilket kan påverka det föredragna valet av förankringssystem

Ankartyper kan vara dragankare, sugankare eller pålankare. Förankringssystemet kan bestå av 8–12 förankringslinor i 4 buntar med 2–3 linor i varje som är utlagda med 90 graders spridning. Förankringslinorna består av rep, vajer och kätting i ett kedjeförankringssystem eller en halvspänd konfiguration enligt beskrivningen i **Avsnitt 3.2.2**. Detta är de förankringssystem som för närvarande föredras för den flytande transformatorstationen, men inga av de övriga alternativen är ännu uteslutna.

Det ungefärliga, maximala ytbehovet på havsbotten för en flytande transformatorstation sammanfattas i **Tabell 3-7**. Ytbehovet för alla komponenter har härletts från det maximala ytbehovet för det största vindkraftverket som antas i detta dokument och som beskrivs i **Avsnitt 3.2**. Även om transformatorstationens flytande fundament i **Figur 3-14** kan ha en kvadratisk form förväntas ytbehovet högst motsvara ytbehovet hos ett flytande vindkraftverk i övre storleksintervallet.

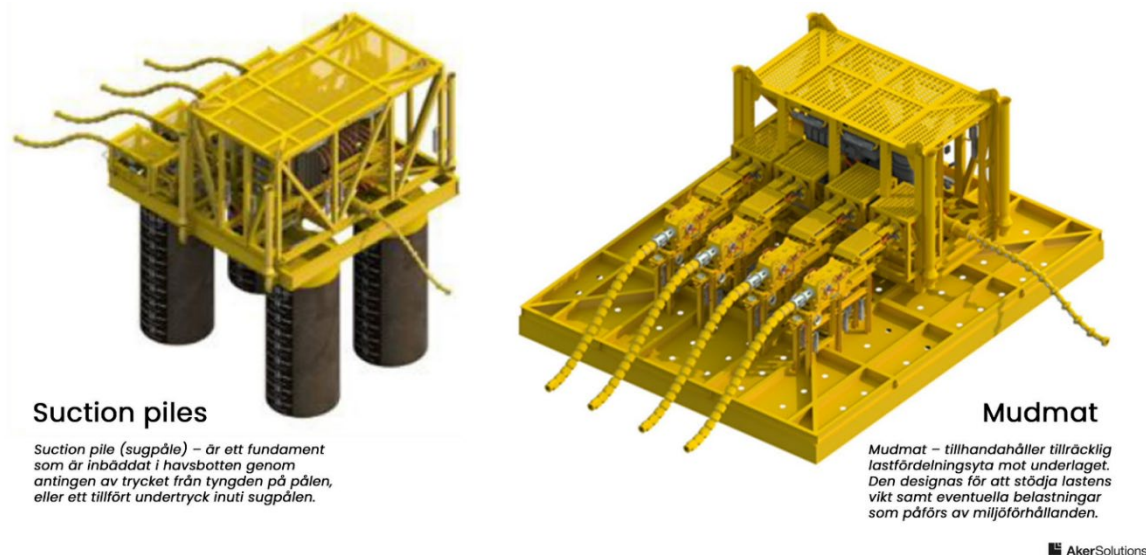
Observera att landningszonen inbegriper en viss säkerhetsmarginal. Ytbehoven kan minska med upp till 25 %. Detta kan bekräftas först i den detaljerade designfasen.

Tabell 3-7 Ungefärligt, maximalt ytbehov på havsbotten för en flytande transformatorstation

Ämne	Referens	Ungefärligt maximalt ytbehov
Flytande fundament – ytbehov		
Det flytande fundamentets yta	Inneslutet ytområde enligt beskrivningen i Avsnitt 3.2.2.2	8 600 m ²
Fundamentets horisontella rörelseradie	Samma som för vindkraftverk: 30 % av vattendjupet (se Tabell 3-3)	50–135 m
Det flytande fundamentets rörelseområde	Samma som för vindkraftverk: cirkelns yta (se Tabell 3-3)	0.011 km ² till 0.057 km ²
Förankringssystem och ankare – ytbehov på havsbotten		
Förankringslina – radie	Förutsätter ett kedjeförankringssystem eller halvspänt system.	Cirka 700–1 400 m
Förankringslina – landningszon (totalt för alla linor)	Förutsätter att kedjeförankringar resp. förankringslinor samlas i fyra buntar. Se beskrivning av landningszon i Avsnitt 3.2.2.2 .	0.089–0.444 km ²
Ankarnas ytbehov (per ankare)	Yta innesluten av ankare, störningar på havsbotten från installation och erosionsskydd. 8–12 ankare behövs för varje transformatorstation.	700 m ²
Ankarnas ytbehov (totalt för alla ankare)	Totalt maximalt ytbehov för 8–12 ankare per transformatorstation.	5 600–8 400 m ²

3.3.2 Fundament för undervattens transformatorstation

En undervattens transformatorstation levereras som en standardiserad modul. Den utökas genom att fler moduler placeras parallellt, vilket vid behov kan ge stöd för upp till flera gigawatt. Alla huvudsakliga elkompneter placeras på ett fundament på havsbotten. Detta fundament kan antingen baseras på sugkassuner eller en mudmatta beroende på havsbottens topologi och bottenförhållanden. I **Figur 3-15** visas de två alternativa fundamenten för undervattens transformatorstationen. Sugkassunerna har samma konstruktion och material som ankarna. Konceptet bakom mudmattan beskrivs nedan.



Figur 3-15 Två typer av fundament för transformatorstation under vatten: sugkassuner (vänster), mudmatta (höger).

Mudmatta

En mudmatta är i princip ett stort, platt rektangulärt block (av stål eller betong) som placeras på havsbotten för att husera undervattensutrustning. Själva mudmattan är vanligen mycket tung och utformad för att fördela lasten över en större yta för att minska belastningen på havsbotten. I vissa havsbottenförhållanden, t.ex. lösa eller mjuka bottenar, ger en vanlig mudmatta eventuellt inte tillräcklig stabilitet. För att lösa problemet läggs en krage runt mudmattans kant. Kragen är i princip en nedåtriktad förlängning av mudmattan som ökar kontaktytan mellan mudmattan och havsbotten. Den förbättrar mudmattans bärförmåga och totala stabilitet. Kragade mudmattor används vanligen vid besvärliga havsbottenförhållanden där den extra stabilitet som kragen ger bidrar till en säker och pålitlig drift av undervattensstationen.

I **Tabell 3-8** sammanfattas det ungefärliga, maximala ytbehovet för en undervattens transformatorstation beroende på fundamenttypen. Observera att om sugkassuner används kan en del av sugkassunerna sticka ut utanför transformatorstationens bottenplatta/gränssnittsstruktur som är placerat ovanpå fundamentet.

Tabell 3-8 Indikativt största ytbehov per fundamenttyp för undervattens transformatorstation

Ämne	Fundament med mudmatta	Fundament med sugkassun
Viktiga egenskaper		
<i>Antal per undervattensmodul</i>	1	4
<i>Mått</i>	Längd: Upp till 30 m Bredd: Upp till 30 m Tjocklek: Upp till 3 m (krage)	Diameter: Upp till 9 m Längd: Upp till 14 m
<i>Inträngning i havsbotten</i>	Upp till 0.5–3 m	Upp till 14 m
<i>Erosionsskydd</i>	Ja: upp till cirka 3 m runtomkring	Nej
<i>Gränssnittsstruktur</i>	Upp till cirka 24 x 24 m	Upp till cirka 24 x 24 m
Ytbehov på havsbotten		
<i>Max. ytbehov: fundament (exklusive erosionsskydd)</i>	Cirka 900 m ²	Cirka 255 m ²
<i>Max. ytbehov: fundament och gränssnitt (exklusive erosionsskydd)</i>	Cirka 900 m ² (gränssnittet ovanpå fundamentet)	Cirka 700 m ² (fundamentet kan sticka ut)
<i>Max. totalt ytbehov (inklusive erosionsskydd)</i>	Cirka 1 300 m ²	Cirka 700 m ²

I allmänhet används samma system för korrosionsskydd på alla typer av undervattenskonstruktioner och fundament. Korrosionsskyddet består av både beläggning och katodiskt skydd med offeranoder (se **Avsnitt 3.2.2.4** för närmare information).

Fundamentets basstruktur innehåller en gränssnittsram som huserar alla elektriska moduler som undervattens transformatorstationen består av. Strukturen är vanligen tillverkad av konstruktionsstål (gulmålad) som vanligen används för motsvarande strukturer inom olje- och gasindustrin.

I **Avsnitt 3.4.2** beskrivs hela den kompletta elektriska modulen mer i detalj.

3.3.3 Fast fundament

I **Figur 3-16** visas en havsbaserad transformatorstation på ett bottenfast fackverksfundament (jacket) för en kapacitet på minst 500 MW. I figurens högra del visas de två förankringstyper som används för strukturen: sugkassuner och drivna/borrade pålar.



Figur 3-16 Vänster bild: Havsbaserad transformatorstation med bottenfast fundament – Höger bild: Fackverksstruktur med ankartyp; sugkassuner (vänster) eller pålankare (höger).

Transformatorstationen placeras normalt på en fackverksstruktur uppbyggd av stålrör med fyra ben enligt **Figur 3-16**. Antalet ben kan variera (möjligen 4–8) beroende på faktorer som exempelvis vattendjup, havsförhållanden, transformatorstationens vikt, transformatorstationens dimensioner och den konstruktion som entreprenören föredrar. Benen pålas vanligen i havsbotten, men det kan även vara möjligt att använda sugankare. Den maximala pålstorleken är samma som för förankringssystemet, se **Tabell 3-6**.

För en fyrkantig struktur med fyra ben, ett inbördes benavstånd på 80 m och ett 28 m stort erosionsskydd runt varje ben, blir det ungefärliga ytbehovet på havsbotten för en stor, bottenfast transformatorstation maximalt 9 000 m².

Denna typ av fundament kommer endast i fråga vid vattendjup upp till 200–250 m. Vid behov kan denna typ av fundamentteknik användas på de största vattendjupen i Mareld, men det är inte ett föredraget alternativ.

3.3.4 Erosionsskydd

Erosion kan vara ett problem för bottenfasta fundament och ankare, detta kan orsakas av de lokala havsströmmar som bildas runt fundamenten och kan leda till instabilitet och förlust av bärkapacitet. Omfattningen av erosionen beror på sedimenttypen och strömmarna på den lokala havsbotten, en detaljerad analys av erosion kommer att göras för den specifika platsen. Erosionsskydd används för att begränsa erosion av havsbotten runt strukturer. Med dessa åtgärder kommer man säkerställa långsiktig stabilitet och skydda de installerade fundamentets prestanda och integritet.

Benen på transformatorstationens fackverksstruktur utformas på ett sätt som motverkar erosion. Ytterligare erosionsskydd i form av sten eller motsvarande kan placeras på havsbotten och fördelas inom ett avstånd på cirka 4–6 m från varje ben med en tjocklek på cirka 0.5–2 m. För analys av den lokala sedimentspridningen har ett konservativt antagande om området som påverkas av erosion gjorts avseende fackverksfundamentet för större transformatorstationer. En diameter på 28 m runt varje enskild påle beaktas.

För flytande fundament, både när det gäller transformatorstationer och vindkraftverk, är erosionsskyddet mindre relevant eftersom ankarna antingen är helt penetrerade i havsbotten eller bara sticker upp med en liten del av hela sin längd. Även om det inte förväntas bli aktuellt med erosionskydd runt ankarna görs ett konservativt antagande ifall det skulle behövas. Det är endast relevant för pålankare inom ett område motsvarande fyra gånger ankardiametern.

3.4 Havsbaserade transformatorstationer

Transformatorstationen samlar all elenergi som produceras av vindkraftverken via undervattenskablar och transformerar upp den till en högre spänning. Lågspänningssidan på en havsbaserad transformatorstation motsvarar spänningen i de elkablar som lämnar vindkraftverken, vilket vanligen är 66 kV (närmare information i **Avsnitt 3.5**). Som beskrivs i **Avsnitt 3.3** kommer tre alternativ för transformatorstationerna i fråga för Mareld:

- **Första (föredragna) alternativet:** Flytande transformatorstation som är förankrad i havsbotten.
- **Andra alternativet:** Undervattens transformatorstation som vilar på havsbotten.
- **Tredje alternativet:** Bottenfast transformatorstation med fackverksstruktur (jacket).

I detta avsnitt beskrivs de viktigaste egenskaperna hos transformatorstationens plattform eller modul (flytande, undervattens och bottenfast) där den elektriska energin samlas. I **Figur 3-13** visas de tre alternativa typerna och deras relativa storlek. Eftersom de tre alternativa transformatorstationerna har olika storlekar anges det maximala antalet transformatorstationer för vindkraftsparken Mareld i **Tabell 3-9** på basis av endast en teknik för transformatorstationen.

Tabell 3-9 Maximalt antal transformatorstationer per typ – då en typ används i Mareld

Typ av transformatorstation	Liten/stor storlek	Stor storlek	Beskrivning
Flytande	5	2	Projektspecifik storlek
Undervattens	9–10		Projektspecifik storlek
Bottenfast (jacket)	5	2	Projektspecifik storlek

Det exakta antalet transformatorstationer samt deras typ och placering kommer att bestämmas under den detaljerade designfasen och optimeringen av layouten. Den bästa lösningen kommer att väljas på basis av bland annat följande kriterier: tillgänglig teknik, hållbarhet och miljöpåverkan, vattendjup, vindkraftverkens och vindkraftsparkens storlek, kabellayout, havsbottenförhållanden och slutligen projektets totala ekonomiska livslängd.

3.4.1 Utrustningsdel på flytande och fast transformatorstation

Utrustningsdelen på transformatorstationen innehåller all elektrisk utrustning samt sammanhållande struktur som placeras ovanpå fundamentet (flytande eller fast). Havsbaserade transformatorstationer (OSS, Offshore Substation) tar större havs- och bottenytor i anspråk, men minskar även det totala antalet vindkraftskomponenter och minimerar förlusterna i elsystemet (t.ex. genom internkablabarnas längd). För att minska antalet komponenter och energiförlusterna i elsystemet höjs i allmänhet spänningen via en eller flera transformatorstationer. I Mareld kommer spänningen från internkablabarna till den havsbaserade transformatorstationens lågspänningssida att vara minst 66 kV. På högspänningssidan kommer spänningen företrädesvis att vara minst 220 kV.

Den havsbaserade vindkraftsparken Mareld är en djuphavsanläggning på medelstort avstånd från land. Därför betraktas en flytande transformator för högspänningsväxelström (HVAC) som mest sannolik för projektet och kommer att beskrivas närmare. Det finns även annan teknik som kan vara tillämpbar och tillgänglig beroende

på den framtida teknikutvecklingen, som t.ex. bottenfasta HVAC-transformatorstationer eller undervattens HVAC-transformatorstationer.

Hur utrustningsdelen utformas är mycket projektspecifikt. Därför kommer antalet transformatorer och ställverk samt den övergripande topologin att läggas fast först under den detaljerade designfasen. Miljöfarliga vätskor som kan komma i fråga är kyloljor för transformatorer och eventuellt även diesel för reservkraft. Hur ett läckage kan hanteras beskrivs i **Avsnitt 7.2** (Avfall och Kemikalier).

Transformatorstationen är obemannad, men innehåller nödinkvartering, angöringsplatser, ett helikopterdeck, åskledare, lyftkran, lagerutrymmen för reservdelar och verktyg och kan fungera som logistisk servicebas under installation och drift av en havsbaserad vindkraftspark.

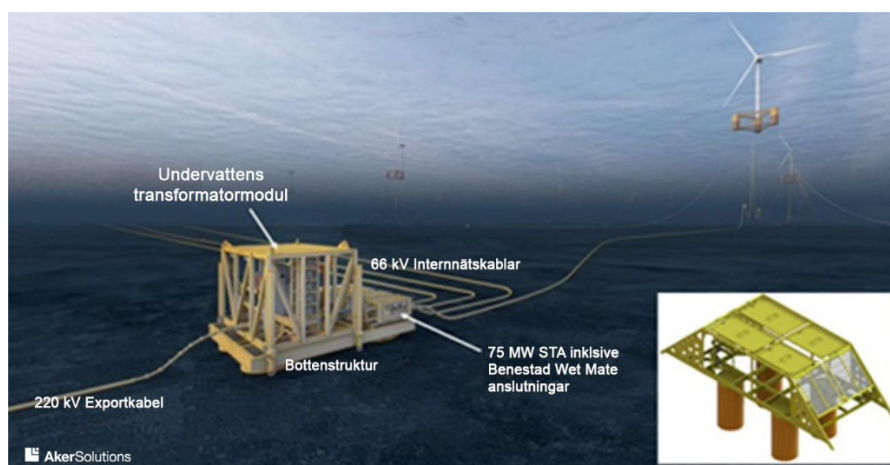
Det slutliga antalet transformatorstationer som installeras på platsen beror på vindkraftsparkens totala nominella effekt, teknikoptimering och omgivningsfaktorer. Huvuddimensionerna parametrarna för de havsbaserade transformatorstationerna i vindkraftsparken Mareld anges **Tabell 3-10** nedan.

Tabell 3-10 Indikativa dimensioner för transformatorstationernas utrustningsdel (flytande och fast fundament)

Parametrar för transformatorstationer (mätt från toppen av fundamentet)	Liten/medelstor (cirka 500 MW)	Stor storlek (>1 GW)
Indikativt antal transformatorstationer (flytande eller bottenfasta)	Upp till 5	Upp till 2
Ungefärlig höjd	50 m	90
Ungefärlig höjd, inkl. åskledare	75 m	115
Ungefärlig längd x bredd	50 x 50 m	90 x 80 m

3.4.2 Undervattens transformatorstation

En undervattens transformatorstation levereras som en standardiserad modul. I **Figur 3-17** visas ett exempel på modul som placeras på havsbotten och integreras i en flytande, havsbaserad vindkraftspark. För optimal användning av havsbotten kan flera moduler placeras parallellt med varandra. Basstrukturen kan utformas så att den rymmer flera transformatormoduler och annan utrustning som t.ex. ett undervattens ställverk. En undervattens transformatorstation är helt obemannad och kan därför byggas mycket mer kompakt än de flytande och fasta transformatorstationerna. Eventuella ingrepp görs med fjärrstyrda undervattensfarkoster (ROV).



Figur 3-17 : Exempel på konstruktion av modul för undervattens transformatorstation och övertråningsbar skyddsstruktur.

En undervattens transformatorstation består av tre huvudsakliga delar:

- **En undervattenstransformatormodul** som är ansluten till exportkabeln för högspänning på 220 kV.
- **Olika STA-moduler (undervattens termineringsutrustning)** för anslutning av 66 kV-kablarna från vindkraftverken till transformatorn under vatten.
- En **bottenstruktur** som består av:
 - **Fundament** som tillhandahåller en skyddande struktur och en robust grund för utrustningen.
 - **Gränssnittsstruktur med monteringsplattor** för moduler med elkomponenter (transformator, STA och ställverk).
 - Valfri konstruktion **för skydd mot övertråning eller sjunkande föremål** med stag och plattor av stål som skyddar utrustningen mot externa aktiviteter/händelser.

Undervattens transformatorstationer speciellt avsedda för havsbaserade vindkraftsparker är en ny teknik. De kommer att baseras på befintlig och beprövad teknik från undervattens produktionsenheter inom olje- och gasindustrin. Den typ av kraftmodul som används i dessa enheter har varit i drift utan fel sedan den första installationen på 2000-talet. Denna kraftmodul kommer att skalas upp till högre kapacitet. Indikativa maximimått för en modul sammanfattas i **Tabell 3-11**.

Tabell 3-11 Indikativa mått för en modul för undervattens transformatorstation

Transformatorstationens mått	Ungefärligt maximimått
Längd x bredd	24 x 24 m
Höjd	Upp till 15 m
Volym av elektriska moduler	Upp till 8 640 m ³

Övertråningsbara skyddskonstruktioner sticker ut från transformatorstationen och kan ha olika utformning. För ett triangelformat skydd är en ram med triangelformade stag, en bredd och höjd på upp till ungefär 15 m tänkbar.

Under den detaljerade designfasen kommer Freja att verifiera alla konstruktioner och säkerställa att centrala, externa krav, som t.ex. nätkoden, uppfylls av den här tekniken.

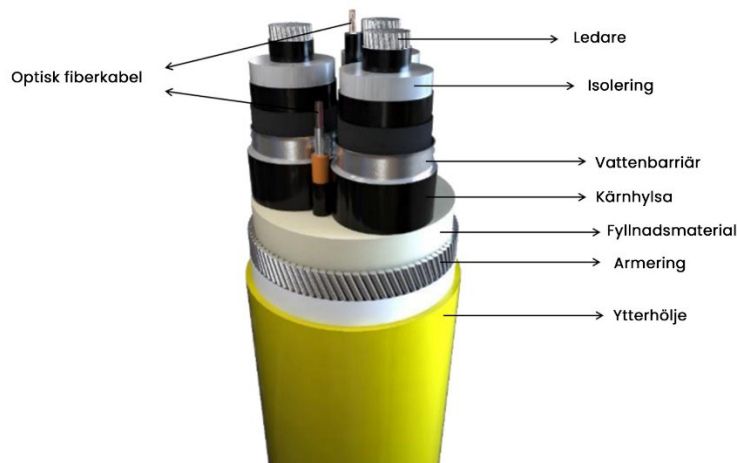
3.4.3 Märkning, identifiering och hinderbelysning för luft- och sjöfart

Havsbaserade transformatorstationer ovanför havsytan kommer precis som vindkraftverk att vara försedda med markeringar, hinderbelysning och identifiering i enlighet med internationella standarder och lokala svenska bestämmelser. För havsbaserade transformatorstationer kan andra metoder för varningsljus användas än för vindkraftverk.

3.5 Elkablar

Undervattenskablar används primärt för att överföra el från en punkt till en annan. Dessa kablar används dessutom ofta för kommunikation, eftersom en fiberoptisk kabel ofta ingår i kabelsektionen. I **Figur 3-18** visas ett exempel på en undervattenskabel (för el) i form av en dynamisk kabel. De olika tillverkarna erbjuder mindre variationer i utförandet, men huvudprinciperna för en dynamisk kabel är desamma:

- Elkablarna består av ett antal ledare av koppar eller aluminium.
- Ledarna är omgivna av lager med isoleringsmaterial samt material som armerar kabeln för att ge ett mekaniskt skydd.
- Kabelstrukturen kan innehålla flera fiberoptiska kablar för kommunikation.



Figur 3-18 Exempel på undervattenskabel. Källa: TKF

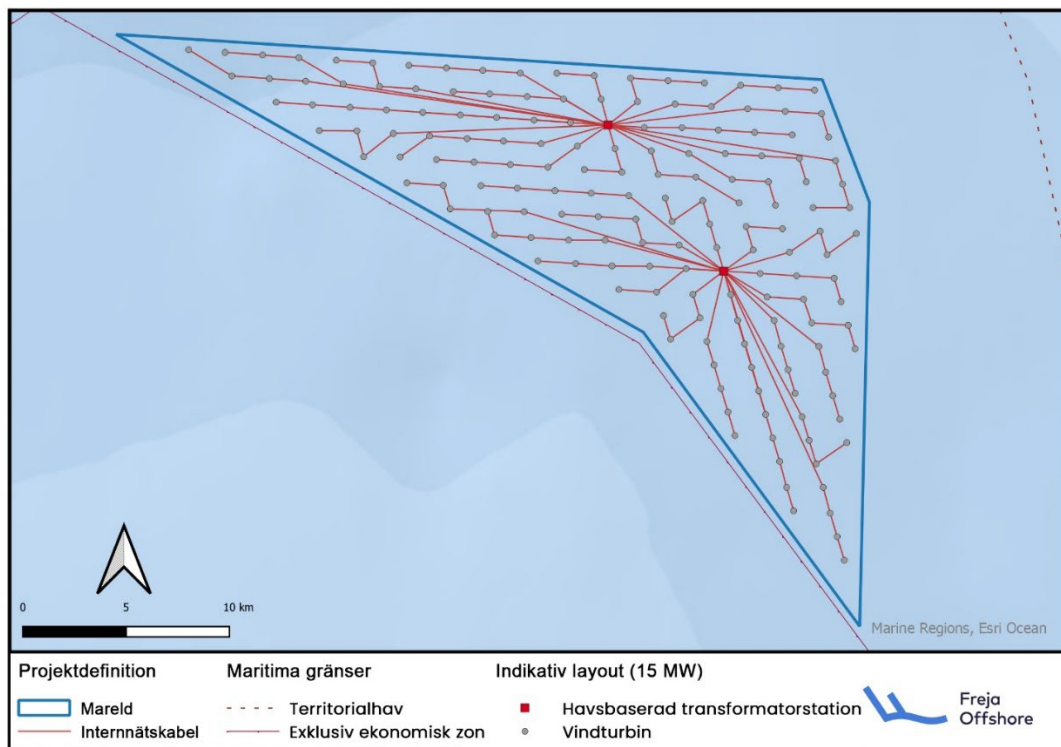
Det finns två sorters kablar i en vindkraftspark: internkabel och exportkabel. Internkablar beskrivas närmare nedan. Exportkabeln omfattas av en egen tillståndsansökan och behandlas därför endast övergripande i denna tekniska beskrivning.

3.5.1 Internkablar

Internkablar har huvudsakligen uppgiften att samla elenergin som produceras av alla vindkraftverk och överföra den till en havsbaserad transformatorstation. Internkablar är dragna:

- mellan vindkraftverken
- mellan vindkraftverken och (den havsbaserade) transformatorstationen

Ett litet antal vindkraftverk (vanligen 4–8) ansluts till samma internkabelsträng. Med denna sträng ansluts sedan vindkraftverken till transformatorstationen. Inom en hel vindkraftspark används flera kabelsträngar för anslutning till varje havsbaserad transformatorstation. I **Figur 3-19** visas ett exempel på en kabellayout med 165 vindkraftverk på 15 MW vardera och 2 stora transformatorstationer.



Figur 3-19 Exempel på en Intern kabel-layout hos Mareld

I Mareld kan det även vara nödvändigt att sammankoppla två kabelsträngar eller två transformatorstationer med elkablar för att skapa redundans om det skulle uppstå ett fel någon annanstans. Kablarna kommer att ha samma utförande och installationsprocess som de havsbaserade internkablarna.

Kablarnas utformning och storlek beror på det valda vindkraftverket och omgivningen i termer av spänningsnivå, mängden elenergi som varje vindkraftverk producerar och hur många vindkraftverk som är anslutna till strängen. Dessa parametrar påverkar isoleringsmaterialets tjocklek och den elektriska ledarens storlek. Parametrar som t.ex. vattendjupet kan bestämma hur mycket armering kabeln behöver för att bära sin egen vikt. För dynamiska kablar och större vattendjup används normalt dubbel armering (DWA). I **Tabell 3-12** nedan anges några parametrar som påverkar kabelutförandet i Mareld.

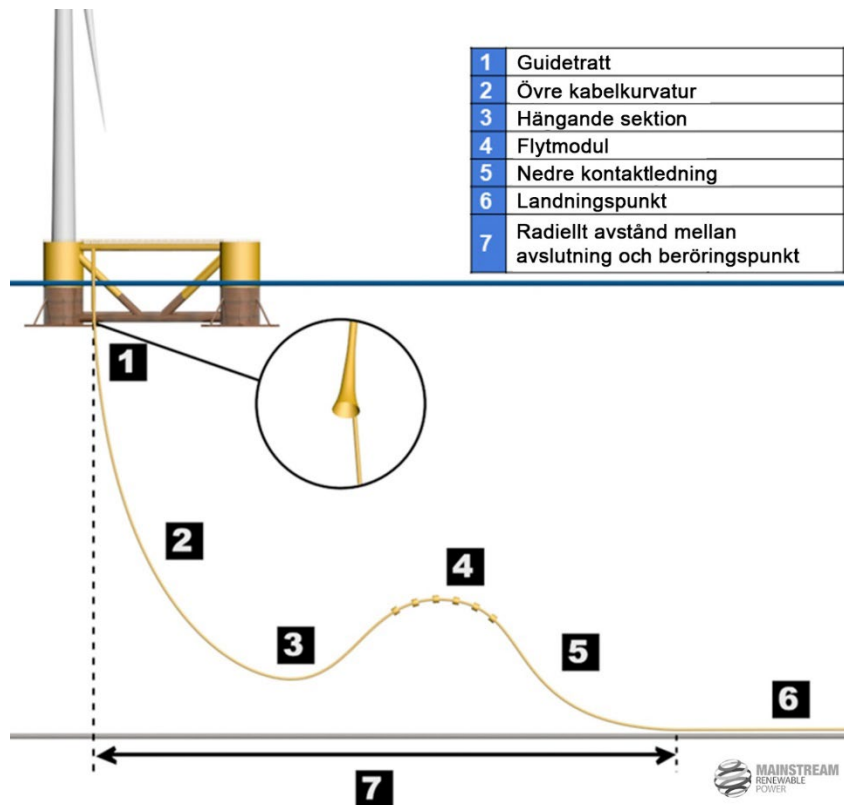
Internkablarnas exakta total längd beror i hög grad på vindkraftsparkens slutliga utformning. Följande nyckelfaktorer påverkar den totala kabellängden: vindkraftverkens maximala kapacitet, spänningen i kablarna, antal transformatorstationer, antal vindkraftverk per kabelkrets eller uppsamlingsystem samt hinder eller andra svårigheter på havsbotten.

Tabell 3-12: Tekniska parametrar för internkablar med indikativ räckvidd.

Parameter	Maximal konstruktionsparameter
Spänning	66–170 kV
Yttre diameter	100–300 mm
Längd (totalt kumulativt)	200–800 km

I Figur 3-20 visas en typisk dynamisk kabelkonfiguration för kabelsektionen mellan vindkraftverket och havsbotten. Denna utformning liknar profilen hos en kedjeförankring.

- **Guidetratt (Belmouth):** Denna komponent guidar den dynamiska internkabeln in i eller ut ur det flytande vindkraftverket med maximal vinkel. Detta är den punkt där kabeln hänger ut ur vindkraftverket.
- Sektion 2 till 5 är de delar av kabeln som hänger fritt i vattendjupet.
- **Sektion med flytelement:** Kabeln förses med flytelement som delvis bär upp kabelns vikt och begränsar dess mekaniska påkänning innan kabeln når havsbotten
- **Landningszon:** Denna del av kabeln har den första kontakten med havsbotten, precis som vid kedjeförankring, och rör sig upp och ned i takt med det flytande fundamentets rörelser.



Figur 3-20. Exempel på en dynamisk kabel som är ansluten till en flytande struktur.

Internkablarnas rörelse

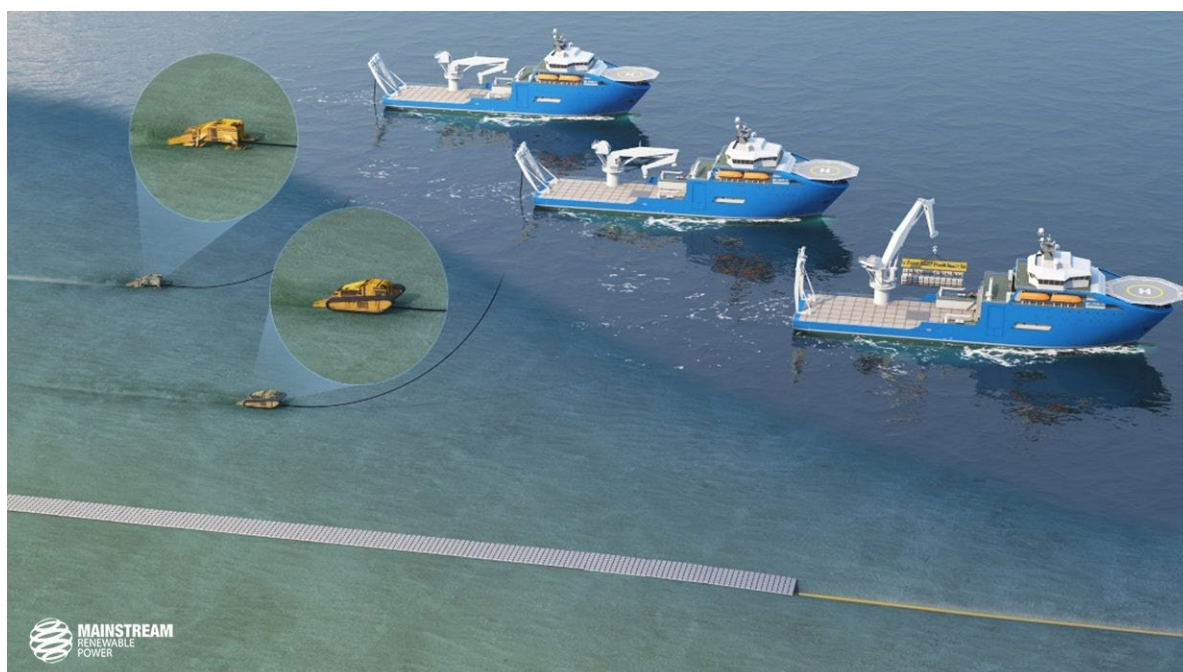
En dynamisk internkabel kan delas in i tre sektioner: en sektion som sträcker sig genom vattendjupet, en sektion som vilar på havsbotten och en sektion mellan de två andra som dynamiskt växlar mellan att vidröra havsbotten och flyta under vattenytan. Detta område kallas för landningszon, precis som i ett kedjeförankringssystem. En kabel har vanligen mer begränsad rörlighet. I **Tabell 3-13** sammanfattas den uppskattade landningszon som den dynamiska kabeln kan svepa över på grund av det flytande fundamentets rörelser under extrema väderförhållanden. Detta område beror i hög grad på förankringssystemet och kan minskas markant med kabeltillbehör som t.ex. lokala kabelankare som minimerar kabelns rörelse i landningszonen.

Tabell 3-13 Ytbehov hos dynamiska kablar på havsbotten – indikativt landningszon i extremt väder

Parameter	Beskrivning	Indikativt värde
Dynamisk internkabel – landningszon (för varje kabel)	Området där en kabel rör sig över havsbotten på grund av det flytande fundamentets rörelser.	3 050 m ²
Dynamisk internkabel – landningszon (för varje flytande fundament)	Förutsätter en inkommande och en utgående internkabel per flytande fundament.	6 100 m ²
Dynamisk internkabel – landningszon (för varje liten, flytande transformatorstation)	Förutsätter en transformatorstation på 500 MW och 6 inkommande internkablar.	18 300 m ²
Dynamisk internkabel – landningszon (för varje stor, flytande transformatorstation)	Förutsätter en transformatorstation på 1+ GW och 12 inkommande internkablar.	36 600 m ²

3.5.2 Fysiskt kabelskydd

Kablarna begravs under havsbotten i möjligaste mån. Installationsmetod och eftersträvat nedgrävningsdjup definieras utifrån en riskbedömning av kabelnedgrävningen eller en liknande bedömning som tar hänsyn till bottenförhållandena samt externa hot mot kabeln i form av exempelvis trålar och fartygsankare. Nedgrävningsdjupet kommer att variera inom vindkraftsparkens område och kan sträcka sig från 0 m till 3 m djup. Även andra skyddsåtgärder som t.ex. betongmadrasser, stenblock eller gjutjärnskal kan komma i fråga. Exempel på sådana kabelskyddsåtgärder visas i **Figur 3-21**.



Figur 3-21 Exempel på kabelskydd genom plogning (bakre), dikning (mitten) och betongmadrasser (främre).

Då en dynamisk kabel enligt Figur 3-20 används finns det en kort sektion som kallas landningszon där kabeln förflyttas från att ligga på havsbotten till att hänga i vattnet på grund av den flytande plattformens rörelser. I sådana fall minimeras landningszonen i syfte att skydda såväl kabeln som havsbotten.

3.5.3 Elektromagnetiska fält i internkablar

Alla elektriska kablar som är i drift skapar ett elektromagnetiskt fält (EMF). Det elektromagnetiska fältets styrka varierar med strömstyrkan. Det betyder att kabelsegmenten mellan de yttre vindkraftverken har lägre elektromagnetiskt fält än kabelsegmenten närmast den havsbaserade transformatorstationen. Det elektromagnetiska fältet är dessutom lägre i låga vindhastigheter då vindkraftsparken inte producerar med full kapacitet.

En annan viktig egenskap som bör observeras är att det elektromagnetiska fältet markant avtar med avståndet från kabeln. På bara några meters avstånd från kablarna är det elektromagnetiska fältet betydligt svagare än vid ytan.

Vid flytande vindkraft, där kablarna sträcker sig genom vattendjupet från det flytande fundamentet ned till havsbotten, kan det elektromagnetiska fältet nå ett värde på cirka 1.0 mT vid kabelns yta. En meter bort har det elektromagnetiska fältet reducerats till ungefär 0.0016 mT. Detta avstånd motsvarar vanligen den sträcka som kablarna grävs ned i havsbotten.

3.5.4 Kabelkorsningar med befintliga ledningar

Om en kabel ska korsa en befintlig el-/telekommkabel eller en pipeline kommer utformningen och metoden för en sådan korsning att planeras noggrant i samarbete med ägaren av tillgången. Korsningen planeras vinkelrätt mot den befintliga tillgången för att minimera påverkan. Det kan behövas ett separationsavstånd mellan strömkabeln och den befintliga tillgången. En sådan åtgärd vidtas innan kabeln installeras genom utläggning av exempelvis madrasser eller stenblock. När kabeln har installerats skyddas den och hålls på plats av stenblock eller betongmadrasser eller en kombination av båda dessa metoder.

Ytbehovet för kabelkorsningar är för närvarande inte känt. På basis av befintlig information passerar ingen "känd" el-/telekommkabel eller pipeline genom projektområdet.

3.6 Eltransmissionssystem

Detta delavsnitt behandlar aktiviteter och infrastruktur som är kopplad till den efterfrågade vindkraftsparken, men som ingår inte i det sökta tillståndet.

När elenergin som har producerats av vindkraftverken samlats in och transformerats i den havsbaserade transformatorstationen exporteras den från transformatorstationen till land via en eller flera högspända undervattenskablar. Vid stranden (eller anlösningsplatsen) ansluts elkablarna till den elektriska infrastrukturen på land och till det befintliga nationella eltransmissionssystem ("elnätet") för att till sist distribueras till hushåll och företag. De viktigaste komponenterna i eltransmissionssystem anges nedan och beskrivs närmare i den ordning som elenergin flödar från den havsbaserade transformatorstationen till elnätet:

- Havsbaserad exportkabel (under vatten)
- Skarvgrop nära stranden/angöringsplatsen
- Landbaserad transformatorstation och kabelnät

De havsbaserade exportkablarna dras från den havsbaserade transformatorstationen, på havsbotten eller nedgrävda beroende på t.ex. bottenförhållanden, hinder, marin verksamhet och miljöpåverkan. Antalet kablar

och deras utformning beror på vilken teknik som används, liksom på spänningsnivån och vindkraftsparkens storlek.

Angöringsplatsen är den plats där den havsbaserade exportkabeln når land. De havsbaserade exportkablarna ansluts till **landkablarna** vid en punkt som kallas **skarvgrop**. Beroende på den befintliga infrastrukturen och miljöpåverkan kan kablarna dras till land genom underjordiska rör.

Den **landbaserade transformatorstationen** utgör den infrastruktur där den landbaserade delen av exportkabeln ansluts. Här samlas elenergin från den havsbaserade vindkraftsparken och transformeras till rätt spänning och harmoniseras så att elnätets krav uppfylls. Därefter kan elen överföras via nätet till företag och hushåll. Batterilagring kan också ingå i transformatorstationens infrastruktur för att möjliggöra flexibla elleveranser till elnätet. En landbaserad transformatorstation kan placeras nära angöringsplatsen eller längre in i landet.

Ett **landkabelnät** kommer att behövas för att överföra elen mellan de olika landbaserade anslutningspunkterna: skarvgrop – landbaserad transformatorstation – anslutningspunkt till elnät. Det landbaserade kabelnätets typ och omfattning beror på den slutliga placeringen av den landbaserade transformatorstationen (nära stranden eller längre in i landet), anslutningspunkten till det nationella elnätet och olika markbegränsningar.

Ordningsföljden för uppförandet av de olika komponenterna sker inte enligt den sekvens som beskrivs ovan.

3.6.1 Alternativ för exportkabelns dragning

Beroende på vindkraftsparkens slutliga utformning, tekniken för exportkabeln och anslutningsmöjligheter till elnätet kan alternativa lösningar för exportkabelns rutt, angöringsplats och placeringen av landbaserad infrastruktur komma i fråga för transport av hela eller delar av vindkraftsenergin.

Det kan hända att en exportkabel från vindkraftsparken Mareld ansluts till havs och levererar energin till specifika elförbrukare eller en anslutningspunkt till havs. Det gäller t.ex. i följande fall:

- En havsbaserad transformatorstation som planeras av Svenska Kraftnät i territorialvatten
- Havsbaserad produktionsanläggning för vätgas
- Andra havsbaserade elförbrukare

I vilket fall som helst kommer alternativa rutter för exportkabeln att ta hänsyn till vindkraftsparkens slutliga utformning, miljöpåverkan, begränsningar för havsbotten och landområden samt berörda intressenter längs vägen mot den slutliga anslutningspunkten. Exportkabelns dragning vid Mareld kommer att behandlas i en särskild ansökan.

3.6.2 Eltransmissionssystemets utformning

Utformningen av den havsbaserade vindkraftsparkens eltransmissionssystem påverkas av flera olika faktorer, som t.ex.: Projektets storlek, vindkraftverkens egenskaper, anslutningspunkten för exportkabeln, omgivningsförhållanden och elnätsoperatörernas föreskrifter.

Den slutliga utformningen av eltransmissionssystemet fastställs i ett senare skede i nära samverkan med elnätsoperatören. Eltransmissionssystemet från den havsbaserade transformatorstationen kommer att ingå i en annan tillståndsansökan.

3.7 Designfaser och certifiering av vindkraftsparken

På grund av alla osäkerhetsfaktorer (förhållanden på plats och externa avtal/tillstånd) inleds utformningen av en havsbaserad vindkraftspark ofta med olika preliminära lösningar. Lösningarna definieras ytterligare och optimeras efter hand (avseende påverkan, effektivitet, tillförlitlighet och säkerhet) och mognar i en stegvis process för att till sist utvecklas till en detaljerad lösning som implementeras under konstruktionsfasen. Den detaljerade lösningen ligger normalt till grund för specifikationer som kan användas i avtal med utrustnings- och tjänsteleverantörer för konstruktions- och driftsfaserna. Utveckling sker genom olika tekniska studier vartefter som mer information blir tillgänglig, som exempelvis:

- **Platsspecifika mätningar**, t.ex.: ytförhållanden på havsbotten, geologi, hydrologi och vind
- **Externa avtal**, t.ex.: platstilldelning, tillståndstilldelning, nätanslutningsavtal, avtal med lokala intressenter
- **Extern information**, t.ex.: begränsningar för leverantörer av produkter, tjänster och utrustning

Några exempel på områden för tekniska undersökningar där miljöbegränsningar inverkar på besluts- och analysprocessen anges i **Tabell 3-14**.

Tabell 3-14 Exempel på tekniska studier som stöd för utformningen av den havsbaserade vindkraftsparken

Ämne	Beskrivning av syfte
Layout design	Den slutliga installationsplatsen för större komponenter i vindkraftsparken bestäms när viktiga platsförhållanden, externa avtal och begränsningar är kända.
Mekaniska belastningar	Bedömning av om alla komponenter klarar den avsedda livslängden. Detta kan t.ex. påverka layout, antal, konstruktion och underhållsstrategi.
Analys av möjlighet till påldrivning	Om pålar krävs bedöms genomförbarheten och metoden för installation av pålar i havsbotten. Syftet är att bestämma pålarnas utformning och för användning av lämplig pålhammare, att noggrant analysera havsbottens geotekniska egenskaper och miljöbegränsningar på alla platser och därigenom bestämma hur önskat installationsdjup kan uppnås med ett rimligt antal slag utan att pålens inre struktur skadas. I vissa fall kan borrhning och andra installationsmetoder vara en del av lösningen.
Bedömning för nedgrävning av kablar	I denna studie ingår en utvärdering av olika faktorer som t.ex. havsbottens geotekniska egenskaper, förekomsten av eventuella undervattenshinder eller risker och de nedgrävda kablarnas eventuella inverkan på det marina ekosystemet. Med utgångspunkt i resultaten från bedömningen kan man ta ställning till om det är möjligt att gräva ned kablarna, vilken nedgrävningsmetod som är lämpligast och vilken kabelrutt som bör användas.

En rad olika organisationer har publicerat standarder, krav och riktlinjer som är specifika för havsbaserad vindkraft¹⁰ och som täcker projektets hela livscykel med allt från design, tillverkning och konstruktionsutförande till driftsättning och drift.

Projektcertifiering kan användas som en riskreducerande process genom vilken en oberoende tredje part verifierar och certifierar att vindkraftsparken uppfyller alla standarder och krav som den är avsedd att uppfylla.

Genom att följa gällande standarder vid design och utveckling säkerställs att den havsbaserade vindkraftsparken är säker, tillförlitliga och uppfyller externa krav som exempelvis de som ställs av elnätet. Men i specifika fall krävs flexibilitet att utforma projektet i strid med gällande standarder. I sådana fall kommer täta dialoger och informationsutbyten med den certifierande tredje parten att säkerställa att de valda lösningarna kan anses vara lämpliga. I **Tabell 3-15** presenteras några exempel på standarder som tillämpas specifikt för den havsbaserade vindkraftsindustrin. Beslut om vilka standarder som ska tillämpas på Mareld kommer att fattas i ett senare skede.

Tabell 3-15 Exempel på tekniska standarder som tillämpas inom den havsbaserade vindkraftsindustrin

¹⁰ Exempel: IEC, DNV, NORSOK, Bureau Veritas, Class NK, American Bureau of Shipping

Ämne för vindkraftsparker	Standard/kod	Titel eller beskrivning
Vindkraftverk	Serien IEC 61400	Internationell standard för vindkraftverk
	DNVGL-ST-0437	Laster och platsförhållanden för vindkraftverk
Flytande fundament	DNV-ST-0119	Flytande vindkraftverkskonstruktioner
Fundament	DNVGL-ST-0126	Stödkonstruktioner för vindkraftverk
Korrosionsskydd	DNVGL-RP-0416	Korrosionsskydd för havsbaserade vindkraftverk ¹¹
Havsbaserad transformatorstation	DNVGL-ST-0145	Havsbaserade transformatorstationer
Elektriska undervattenskablar	DNVGL-ST-0359	Undervattenskablar för vindkraftverk
Marin verksamhet (konstruktionsaktiviteter)	DNV-ST-0054	Transport och installation av vindkraftverk
Överensstämmelse med nätkod (allmänt)	DNV-ST-0125	Allmän ram för säkerställning av överensstämmelse med nätkoder genom teknisk bedömning, provning, mätning, validering och simulering.

3.8 Design med redundant elleverans

En havsbaserad vindkraftspark har egenskaper som förbättrar den genomsnittliga prestandan och tillförlitligheten i elproduktionen genom att bidra till systemets övergripande redundans.

- **Oberoende produktionsenheter** – Varje enskilt vindkraftverk är en oberoende produktionsenhet med eget styrsystem. Fel/funktionsstörningar som uppstår i ett vindkraftverk sprids inte till övriga delar av den totala anläggningen och följderna för elproduktionen blir därför marginella.
- **Delkapacitet i vindkraftverk** – I en del vindkraftverk är den elektriska utrusningen redundant, vilket t.ex. innebär att vindkraftverket kan fortsätta vara i drift med halva sin nominella kapacitet om det skulle uppstå ett fel på en elektrisk omvandlarmodul eller en transformator.
- **Alternativ konstruktion av elsystem** – Elsystem och kablar kan utformas på olika sätt för att skapa redundans och bättre prestanda i vindkraftsparken. Det kan exempelvis handla om:
 - Kabelarrangemang mellan vindkraftverken
 - Sammankoppling av grupper av vindkraftverk och/eller transformatorstationer med extra kablar så att elenergin kan ledas om vid kabelfel eller underhåll i någon av transformatorstationerna
 - Antalet nyckelkomponenter som t.ex. transformatorer på den havsbaserade transformatorstationen eller antalet exportkablar

Dessa designval beror på många variabler och är tekniskt komplexa. Tillförlitligheten måste t.ex. balanseras mot antalet komponenter, påverkan på havsbotten och kostnaderna.

¹¹ Detta är en "rekommenderad praxis", inte en "standard"

4 Säkerhet

Freja Offshore kommer att lägga mycket stor vikt på filosofin "säkerhet genom design" under designfaserna där projektet prioriterar att eliminera hälso-, säkerhets- och miljöriskerna eller att reducera dem till en så låg nivå som det är praktiskt rimligt. Freja offshore avser att uppnå detta genom projektspecifika analyser och planer som täcker hela projektets livscykel från design och konstruktion till avveckling där exempelvis följande ingår:

- **Projektspecifika analyser** – designgranskningar, riskidentifiering (HAZID), riskanalyser och andra undersökningar.
- **Standarder** – aktiviteter sker enligt lokala och internationella standarder samt i diskussion med säkerhetsorganisationer som t.ex. G+¹².
- **Processer och planer** – etablering av miljö- och säkerhetsprocesser samt miljö- och säkerhetsplaner för alla delar av verksamheten.
- **Register** – Riskregister gällande miljö- och säkerhet som kontinuerligt fångar upp risker och belyser risker som måste hanteras i senare projektfaser.
- **HSE-personal** – involvera erfaren och engagerad HSE-personal under projektets hela livscykel, från tidigt utvecklingskede till drift och underhåll samt avveckling.

¹² G+ är en global hälso- och säkerhetsorganisation som hjälper hela den havsbaserade vindkraftsindustrin att uppnå gemensamma mål och resultat. Det övergripande målet för G+ är att samarbeta i hälso- och säkerhetsfrågor inom den havsbaserade vindkraftsindustrin.

5 Undersökningar vid förprojektering

Innan den slutliga utformningen är klar och byggnadsaktiviteterna kan påbörjas måste olika tekniska undersökningar utföras för att kartlägga platsen (på och under ytan), blindgångare (UXO), stenblock och andra hinder som t.ex. kulturella föremål (skeppsvrak och arkeologiska fynd). Undersökningarna omfattar **oförstörande geofysiska och geotekniska undersökningar**. Dessa tekniska undersökningar på plats syftar till att:

- Utföra en slutlig kartläggning av risker som måste undvikas, lösas eller beaktas vid utformningen
- Fastställa den exakta positionen för ankare/fundament, vindkraftverk och kablar
- Identifiera nödvändiga aktiviteter före installationen på plats
- öka säkerheten under installationsaktiviteter genom att minska osäkerheten om platsförhållandena

Den geologiska undersökningen utförs vanligen på valda platser och bör ligga inom den havsbottenyta som upptas av vindkraftsparken.

Parallellt utförs också en meteorologisk/oceanografisk undersökning på platsen med mätning av exempelvis vindar, vågor, strömmar, temperaturer med mera.

Dessa undersökningar ingår inte i den aktuella tillståndsansökan för vindkraftsparken, utan beskrivs för att informera om utveckling, installation, drift och avveckling av den havsbaserade vindkraftsparken i ett bredare perspektiv.

5.1 Enheter för meteorologiska/oceanografiska undersökningar

I vindkraftsparken måste en eller flera flytande LiDAR-enheter installeras. Detta bör främst ske under planerings- eller installationsfasen. LiDAR-enheterna ska komplettera modelldata med högupplösta, platsspecifika meteorologiska data som inbegriper data för vind, vågor och strömmar. LiDAR innebär (detektering och avståndsmätning med laser och är en speciell kombination av 3D skanning och laserskanning som kan monteras på en flytande boj. Mätningen pågår vanligen i 1–2 år. I **Figur 5-1** visas en bild av en flytande LiDAR. De bojar som används för att bära LiDAR-systemet kan ha olika storlek. De mindre har en diameter på 3 m och väger 2 500 kg, medan de större är uppåt 6 x 3 m och väger ca 8 000 kg.

De insamlade uppgifterna läggs till grund för beräkning av den årliga energiproduktionen och för design av vindkraftsparken och transformatorstationer som ska motstå väderförhållandena under hela sin livslängd. Andra havsförhållanden som våg, ström, etc. mäts vanligtvis med olika bojar. Vissa installationer kan utrustas med alla marina sensorer på en och samma boj.



Figur 5-1 Flytande LiDAR. Bild: Fugro Seawatch® Wind Lidar Buoy image © Fugro

5.2 Geofysiska och geotekniska undersökningar

Målsättningen med platsundersökningarna är att identifiera alla tänkbara begränsningar och risker som orsakas av mänsklig verksamhet samt naturliga och geologiska förhållanden som kan påverka design eller installationsprocessen till havs. Resultaten gör det möjligt att välja lämpliga tekniska lösningar samt att tillämpa lämpliga arbetsrutiner för att hantera de risker som identifierats. Undersökningarna samlar in data för identifiering av havsbottensedimentens fördelning, grundgeologi, djupmätning, förhållanden på havsbotten (t.ex. sjunkmärken, vallar, vrak, skräp, onormal magnetism, ärr, plogmärken), djupare jord- och sedimentlager samt livsmiljöer. Informationen behövs för beslut om teknik, vindkraftsparkens utformning och installationsmetoder.

De geologiska undersökningstekniker som rekommenderas för platsen baseras huvudsakligen på ljud, magnetism, borrhov och trycktester med kon. De planerade undersökningarna kan omfatta:

- Ekolod med en ljudsignal
- Multibeam-ekolod med sidoskanning
- Sidokänningssonar
- Pinger-profilometer
- En andra profilometer med mini-tryckluftskanon
- Magnetometer (dubbel)
- CPT-sondering, vibrocore
- Kartläggning av omgivningen (filmning och fotografering av havsbotten, provtagning avseende livsmiljöer och föroreningar)
- Kärnprovtagning

5.3 Blindgångare (UXO)

Det kan finnas blindgångare (UXO) inom vindkraftsparkens område. UXO är alla typer av militär ammunition eller explosiv krigsmateriel som inte har fungerat på avsett sätt. Det kan bland annat handla om sjöminor, raketer, bomber och kemiska stridsmedel. Innan konstruktionsaktiviteterna inleds kommer ett undersökningsfartyg att använda en fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV) för att söka av området avseende UXO. Alla eventuella fynd hanteras enligt de lokala bestämmelser som gäller inom Sveriges ekonomiska zon samt i enlighet med bästa praxis och i linje med relevanta intressenter och myndigheter.

6 Konstruktionsfas

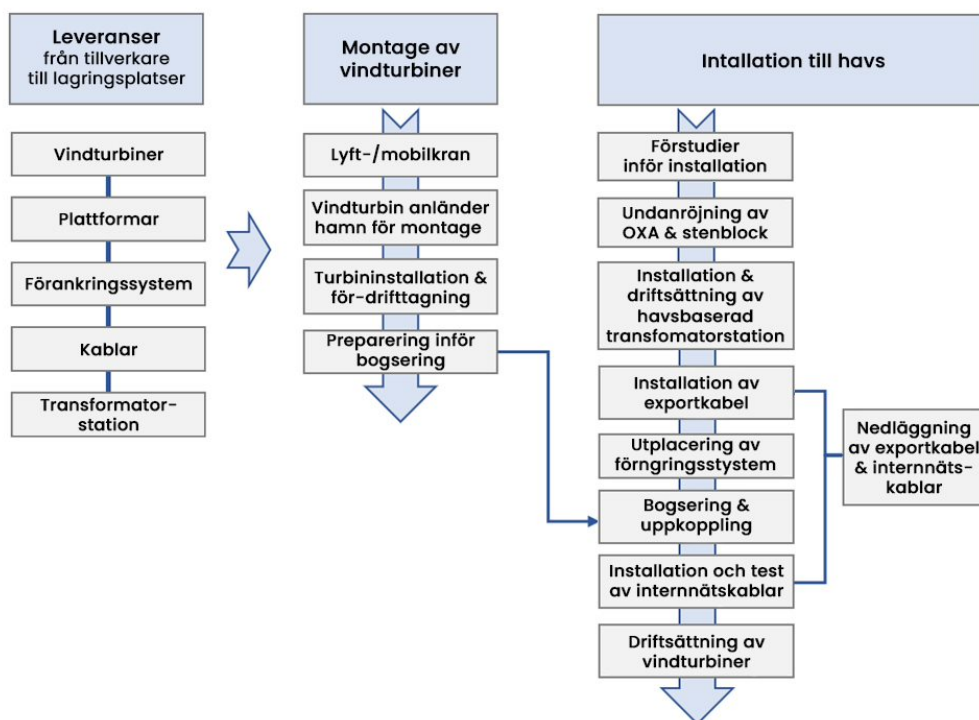
6.1 Konstruktion

Vindkraftsparken kommer att etableras i etapper. En aktuell, indikativ uppskattning för installation av hela den flytande, havsbaserade anläggningen är ungefär 4 år, men detta är starkt beroende av vindkraftsparkens slutliga design.

Installationsaktiviteter på havsbaserade anläggningar sker vanligen dygnet runt alla dagar i veckan, men väderbegränsningar för fartyg och installationsaktiviteter till havs kommer att utvärderas i syfte att minimera riskerna under transport och installation. Alla aktiviteter bedöms och planeras alltså med hänsyn till krav som ställs av väderleken, sjögången, fartygens driftsgränser och säsongsbundna bullerbegränsningar till havs.

Det finns framför allt en del i installationsprocessen som skiljer en flytande, havsbaserad vindkraftspark från en bottenfast anläggning: integreringen av vindkraftverk och flytande fundament. I dag kan vindkraftverkets komponenter integreras på de flytande fundamenten i en specificerad integrationshamn. Fundamentet med det integrerade vindkraftverket bogseras sedan ut till den havsbaserade parken med bogseringsfartyg. Flytande fundament installeras, till skillnad från bottenfasta fundament, med en förankringsteknik som eliminerar pålningsaktiviteter och tillhörande miljöpåverkan. För vissa botten typer kan det inte uteslutas att en mindre typ av förankringspålar (så kallade mikropålar) behöver användas, men andra förankringstyper kommer att väljas i första hand (se **Avsnitt 3.2.4**).

Figur 6-1 visar sekvensen för de centrala konstruktionsaktiviteterna i en vindkraftspark med endast flytande fundament.



Figur 6-1 Byggnation av havsbaserad anläggning – indikativt, allmänt arbetsflödesschema (ordningsföljden kan ändras)

Även tekniker för installation av de alternativa lösningarna för transformatorstationen (undervattens resp. bottenfast) kommer att beskrivas kortfattat.

6.1.1 Aktiviteter före/efter installationen

Innan havsbaserad utrustning installeras kommer havsbotten att undersökas i syfte att upptäcka eventuella hinder (vilket förklaras i **Kapitel 5**). Typiska föremål som betraktas som "hinder" är stenblock och blindgångare (UXO). En insats kommer att planeras för att flytta stenblock från platser där de hindrar ankare, förankringar eller kablar. Blindgångare kan tas bort eller sprängas allt efter behov.

Kablarnas placering inom vindkraftsparken kan utformas på ett flexibelt sätt och därför kommer hinder behöva avlägsnas i mindre utsträckning. Bortforsling av hinder (stenblock eller andra) kommer vägas mot möjligheten att ändra kabellayouten, användande av hjälputrustning, eventuell nedgrävning samt den sammantagna inverkan på miljön.

Om bottenfasta fundament används kommer behovet av muddringsaktiviteter att utvärderas. Detta har ännu inte fastställts i nuvarande processkede.

I följande avsnitt beskrivs processen för integration av vindkraftverk och installation till havs. Innan dessa aktiviteter påbörjas transporteras vindkraftsparkens komponenter från leverantörernas fabriker till en eller flera lagringsplatser nära vindkraftsparken. Lagringstiden kan variera från ett till flera år beroende på mängden utrustning, tidsplanen för installation och tillgängligt lagringsutrymme.

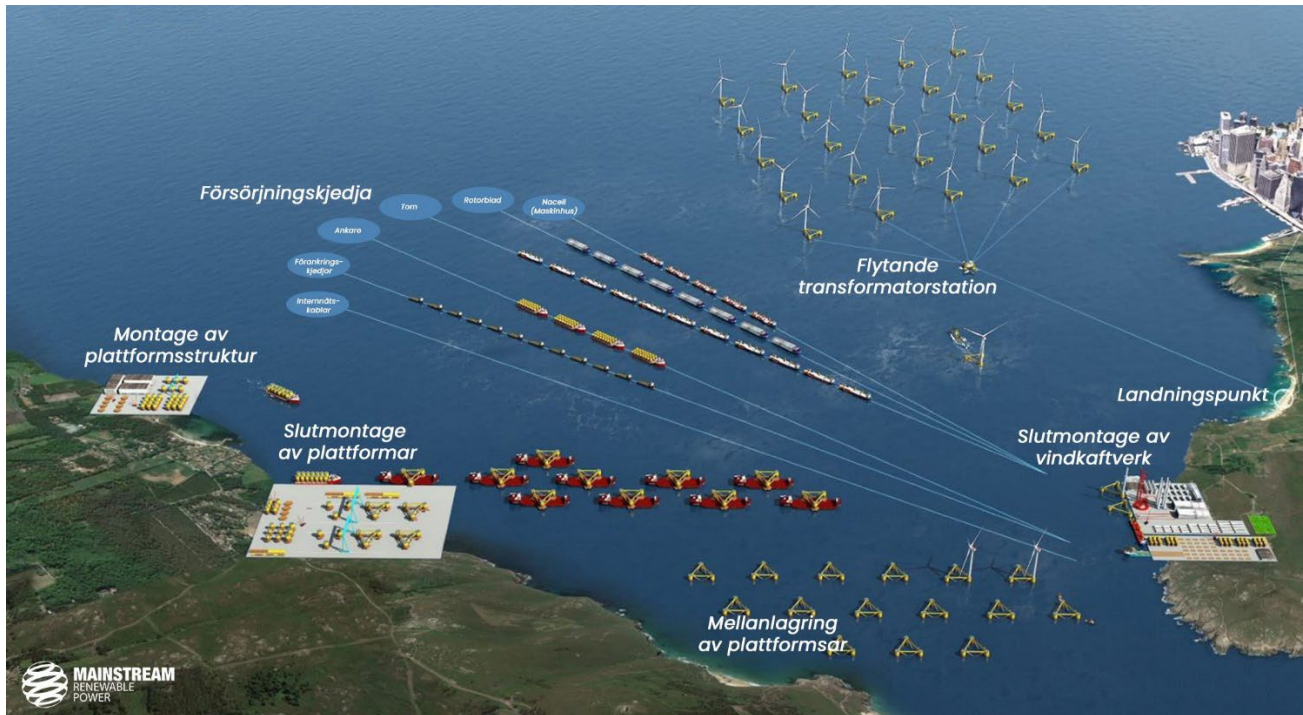
I samband med alla installations aktiviteter kommer dessutom geofysiska undersökningar av havsbotten att utföras från fartyg både före och efter installationen. Undersökningar efter installationen är rutin för alla installationer som utförs till havs.

6.1.2 Installation

Installationsmetoden för vindkraftverken skräddarsys för flytande, havsbaserade vindkraftsparker och beskrivs i avsnitten som följer. I **Figur 6-2** visas en översikt över viktiga faser i logistiken under byggnationen av den flytande, havsbaserade vindkraftsparken: tillverkning, transport och installation.

Färdigmonterade flytande fundament för vindkraftverk transporteras eller bogseras vanligen till hamnen där vindkraftverken förvaras och integreras med fundamenten. Fundamenten kan förvaras flytande tillfälligt förankrade i närheten. Vindkraftverkens komponenter transporteras till samma hamn. Vindkraftverken kommer företrädesvis att monteras på flytande fundament vid kajen i denna hamn. Huvudkomponenterna (tornet, maskinhuset och de tre bladen) lyfts och monteras var för sig på fundamentet med hjälp av en lämplig lyftkran. De färdiga vindkraftverken på de flytande fundamenten bogseras sedan ut till sin slutliga plats i den havsbaserade anläggningen med bogserbåtar. När vindkraftverken kommit på plats förankras de till havsbotten och ansluts elektriskt till kabelnätet internt i vindkraftsparken.

Alla övriga komponenter (förankringssystem, ankare och kablar) kan levereras till samma hamn, men de kan även lagras tillfälligt i en annan hamn om det är ont om lagringsutrymme.



Figur 6-2 Byggnation av havsbaserad vindkraftspark.

6.1.3 Åtkomst till vindkraftverk och transformatorstationer till havs

Personalen når vindkraftverken och transformatorstationerna med fartyg, antingen över en landgång från fartyget eller via en plattform som är monterad på fundamentet. Teknikerna tar sig upp i tornet till maskinhuset via stege eller hiss. Beroende på vilka krav som ställs på vindkraftsparken kan vindkraftverken eventuellt även nås med helikopter via en plattform på maskinhuset.

6.1.4 Installation av havsbaserad transformatorstation

Installationen av den flytande vindkraftsparken omfattar även den havsbaserade transformatorstationen som tillsammans med exportkablarna bildar systemet för eltransmission till land. I detta avsnitt beskrivs installationsaktiviteterna för flytande alternativt bottenfast transformatorstation samt undervattens transformatorstation. Installationen av exportkabeln ingår inte i denna beskrivning.

- Alternativ 1: Flytande transformatorstation – bogserings- och förankrings aktiviteter
- Alternativ 2: Undervattens transformatorstation
- Alternativ 3: Bottenfast transformatorstation – installation av fackverksfundament (jacket) och installation av utrustningsdelen (transformatorstationsdelen)

6.1.4.1 Alternativ 1 – flytande transformatorstation

Förankringssystemet för den flytande transformatorstationen förinstalleras innan transformatorstationen bogseras ut till havs. Förinstallationen av förankringen till transformatorstationen kan installeras i samband med och av samma fartyg som installerar förankringslinorna för de flytande vindkraftverken. Närmare information om olika typer av förankring och installationsmetoder finns i **Avsnitt 3.2.2.2 och 6.1.5**.

Transformatorstationens utrustningsdel lyfts upp på den flytande plattformen i hamnen. Den flytande transformatorstationen bogseras sedan ut till parken av ett antal ankarhanteringsfartyg (AHV) enligt **Figur 6-3**. Det räcker i allmänhet med två AHV för att bogsera plattformen och hålla kursen, men uppkopplings aktiviteter underlättas om fler fartyg används. Vid ankomsten till parken plockas de förinstallerade förankringslinorna upp från havsbotten, ansluts till den flytande transformatorstationen och sträcks till föreskrivet värde.



Figur 6-3 Transformatorstationen bogseras ut till vindkraftsparken. Bild: Mainstream Renewable Power



Figur 6-4 En flytande transformatorstation. Servicefartyget (SOV) stannar kvar i parken under hela byggfasen.

6.1.4.2 Alternativ 2 – Undervattens transformatorstation

En undervattens transformatorstation (exklusive exportkabel) installeras i följande ordningsföljd:

- Först installeras fundamentet på havsbotten.
- Sedan installeras de elektriska modulerna på fundamentet.
- De elektriska modulerna sammankopplas under havsytan.
- Slutligen ansluts internkabeln till transformatorstationen.

Med nuvarande utformning måste transformatormodulen installeras tillsammans med ett segment av 220 kV exportkabeln. Transformatormodulens vikt och nödvändigheten att installera ett segment av exportkabeln innebär att fartyget måste ha tillräckligt stort däckutrymme och tillräcklig krankapacitet.

När transformatormodulen med exportkabeln och alla övriga elektriska moduler har sänkts ned på fundamentet slutförs installationen och de mekaniska anslutningarna av fjärrstyrda undervattensfarkoster (ROV). Till sist ansluts internkablarna till transformatorstationen under vatten av ROV-farkosterna.

6.1.4.3 Alternativ 3 – bottenfast transformatorstation

Om detta alternativ väljs för Mareld kan transformatorstationerna installeras på en bottenfast fackverksstruktur (jacket). Lösningen övervägs huvudsakligen vid ett vattendjup på upp till 250 m, men inom olje- och gasindustrin har man framgångsrikt installerat fackverksstrukturer på vattendjup över 400 m. Fackverksstrukturen installeras vanligen av ett tunglyfts-fartyg. Fackverksstrukturen fästs på havsbotten med sugkassuner eller pålar. För pådrivna fackverksstrukturer sker installationsprocessen enligt följande huvudsakliga steg:

- **Förberedelser på plats:** Om ett fackverksfundament väljs kommer det sannolikt att behövas en del förberedelser på havsbotten. Det kan t.ex. vara nödvändigt att ta bort hinder från havsbotten och att jämna ut havsbotten. Förberedelserna av havsbotten kommer att ske inom det ytbehov som beräknas i **Avsnitt 3.3.3**.
- **Påldrivning:** Påldrivning innebär att pålar för fundamentet drivs ner i havsbotten med hydraulhammare. Pålarna måste drivas ned till ett bestämt djup för att fackverksfundamentet ska få nödvändigt stöd.
- **Installation av fackverksfundament:** Efter påldrivning transporteras fackverksfundamentet till platsen. När fackverksfundamentet placerats ovanför pålarna sänks det ned på plats. Fackverksfundamentet måste noggrant riktas in till pålarna och säkras på plats så att konstruktionen blir stabil.
- **Fixering och anslutning:** När fackverksfundamentet sitter på plats pumpas gjutmassa in i utrymmet mellan fackverksstrukturens ben och pålarna för att ge ytterligare stöd. Till sist ansluts fackverksfundamentet till pålarna med specialbultar och andra fästelement.

Effekterna av installationen med påldrivning ingår i miljöanalysen. Mareld kommer att se till att använda vanlig industripraxis för installation för att begränsa miljöpåverkan.

När fackverksfundamentet har installerats kommer transformatorstationens utrustningsdel att installeras med ett andra lyft från samma fartyg. Både fackverksfundamentet och utrustningsdelen transporteras ut till havs med en präm och lyfts direkt upp till dess slutliga position.

6.1.4.4 Driftsättning av transformatorstation

När Svenska Kraftnät har installerat hela exportkabeln till en land- eller en havsbaserad transformatorstation kan den elektriska driftsättningen av transformatorstationen i Mareld påbörjas.

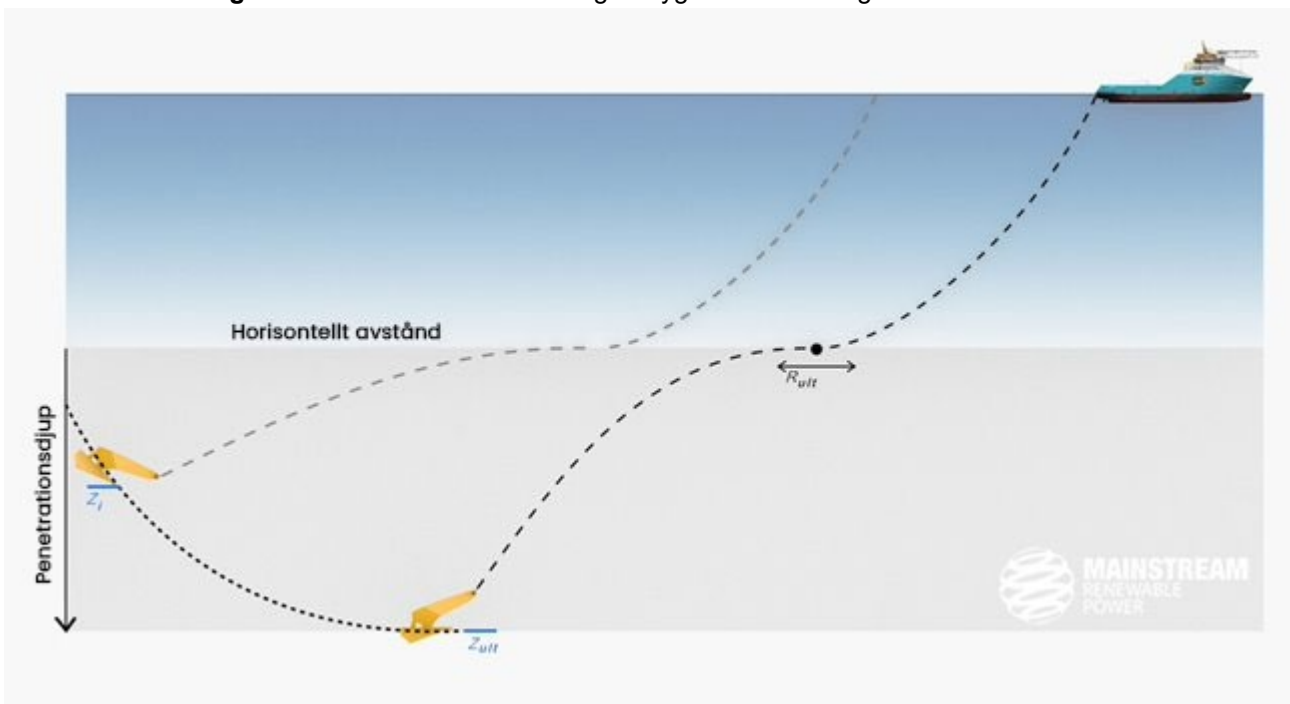
Driftsättningen av transformatorstationen och energisättningen av transmissionssystemet kan ta flera månader och beror på anslutningen till landnätet (och när den landbaserade transformatorstationen är färdig). Först när

transmissionssystemet har installerats och tagits i drift bogseras de flytande vindkraftverken ut till parken och kopplas till förankringssystemet och internkablarna.

6.1.5 Installation av förankringslinor och ankare

Gällande förinstallationen av förankringssystemet installeras först ankarna och därefter kopplas och läggs förankringslinorna på havsbotten. Inga av dessa aktiviteter förutses kräva några förberedelser av havsbotten. Det tar ungefär tolv timmar att installera ett ankare och tillhörande förankringslina. För installationen av ankare och förankringslinor används olika fartyg beroende på hur förankringssystemet är utformat (se **Avsnitt 3.2.2.2**). Spridningen av bottensediment i samband med installationen bedöms för varje ankarteknik och ingår i miljökonsekvensbedömningen. Muddring förväntas heller inte vara nödvändig. Alla ankartyper sänks försiktigt ned till havsbotten för att orsaka så lite störningar som möjligt. Installationsmetoden för de ankartyper som föredras beskrivs nedan:

Dragankaret dras in i havsbotten av ett ankarhanteringsfartyg. I **Figur 6-5** illustreras hur dragankaret tränger in i havsbotten. I **Figur 6-6** visas ett ankarhanteringsfartyg med utrustning ombord från ovan.



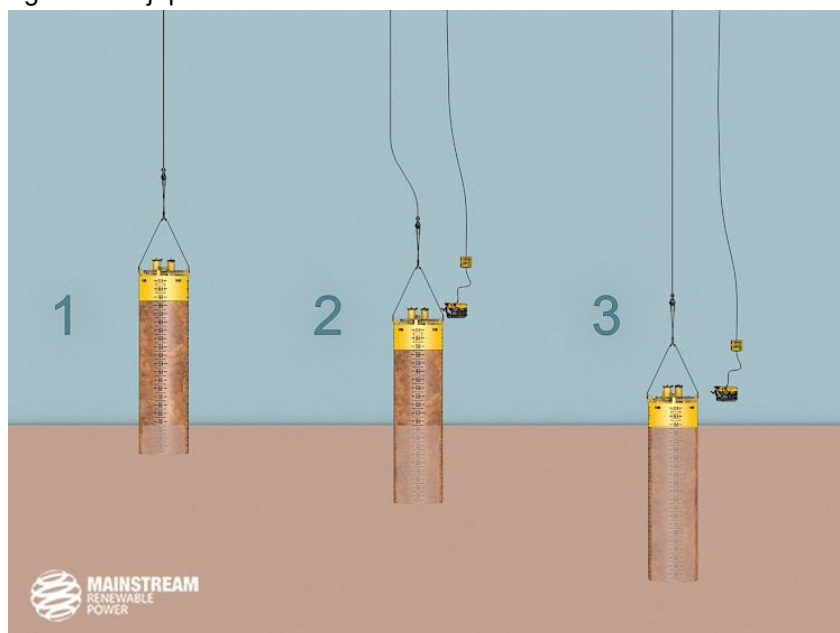
Figur 6-5 Installation av dragankare på basis av ref. DNVGL-RP-E301.



Figur 6-6 Ankarhanteringsfartyg.

Vid installation av **sugankare** pumpar en fjärrstyrd undervattensfarkost (ROV) vatten ur den vertikala kassunen, vilket gör att kassunen tvingas djupt ned i havsbotten av differentialtrycket. I **Figur 6-7** illustrerar hur sugankaret sänks ner från fartyget till havsbotten (1) och sedan tränger in i havsbotten (2) tills ankaret fastnar i botten när rätt djup uppnås (3).

Pålankaret är ett ihåligt stålrör som installeras i havsbotten med en hydraulhammare eller vibrator. Flera åtgärder för att minska påverkan från byggbuller kommer att vidtas. En bubbelridå som täcker området där påldrivning utförs har visat sig halvera ljudintensiteten från aktiviteten. En "mjukstart" av pålningen i kombination med akustiska signaler har visat sig skrämma bort både fiskar och marina däggdjur före byggstart. Både observatörer av marina däggdjur och passiv, akustisk övervakningsutrustning på fartyget kan användas för att minimera riskerna för de marina däggdjuren. Freja kommer se till att använda vanlig industripraxis under installation för att begränsa miljöpåverkan.



Figur 6-7 Installation av sugankare som sänks ned och bäddas in på havsbotten.

6.1.6 Integration av vindkraftverk i hamn

Den hamn som valts för integrationsaktiviteten kommer att spela en nyckelroll för projektets logistik. Vid tidpunkten då ansökan sammanställs har ännu ingen hamn för integrationen av vindkraftverken valts, men det finns flera lovande kandidater som dock kan behöva en del uppgraderingar. Hamnen bör helst ligga så nära vindkraftsparken som möjligt. Följande krav ställs på hamnen:

- Stor kaj
- Stor bärkapacitet av kaj för lyft och förvaring av komponenter
- Stort vattendjup för flytande fundament
- Stort lagringsutrymme för alla viktiga komponenter: vindkraftverkens komponenter, förankringslinor och ankare.

Utgångspunkten bör vara att hamnen ligger högst 120 km från parken.

Nedan beskrivs ett exempel på en installationsmetod som föredras, men det finns även andra varianter.

Alla flytande fundament som tillverkas levereras till hamnen och förtöjs flytande i närheten av platsen där vindkraftverken integreras med fundamentet. Det tar längre tid att tillverka fundament än att integrera vindkraftverk och installera dem till havs och därför förväntas det vara nödvändigt med en buffert på upp till 25 fundament för att installationsaktiviteter ska kunna fortskrida utan avbrott.

En tunglyftskran med kapacitet att lyfta upp vindkraftverkens maskinhus till navhöjd mobiliseras i hamnen.

Vindkraftverken levereras och lagras på den plats där tornen också förvaras. Tunglyftskranen placerar vindkraftverket på det flytande fundamentet genom att successivt lyfta ombord tornet, maskinhuset och rotorn. Det monterade, flytande vindkraftverket flyttas sedan till en plats med djupare vatten där det flytande fundamentet barlasteras ned till sitt driftsdjupgående. Nu är det monterade flytande vindkraftverket klart för bogsering ut till den havsbaserade parken.

Stegen i den allmänna sekvensen för denna integration illustreras i **Figur 6-8**. Det bör noteras att alla steg i integrationen kan utföras på olika sätt beroende på det flytande fundamentets utformning, hamnens egenskaper, fartyget och krankapacitet, men de allmänna stegen som beskrivs här kommer vara desamma.



Figur 6-8 Steg för integration av vindkraftverk i hamnen.

6.1.7 Installation av flytande vindkraftverk

De flytande vindkraftverken bogseras ut från integrationshamnen av ett eller flera ankarhanteringsfartyg. Bogseringen planeras för att inte begränsas av väderförhållandena. Fartygen kan bogsera de flytande vindkraftverken med en hastighet av 3 knop under goda väderförhållanden och kan hålla vindkraftverken stationärt under mycket svåra stormar.

Vid ankomsten till parken håller bogserbåtarna det flytande vindkraftverket i rätt position medan ett annat fartyg ansluter de utlagda förankringslinorna till det flytande fundamentet.



Figur 6-9 Ett vindkraftverk på halvt-nedsänkbart fundament bogseras från integrationshamnen till vindkraftsparken av ankarhanteringsfartyg.



Figur 6-10 Översikt över installationen av flytande vindkraftverk till havs.

6.1.8 Installation av internkablar och slutlig driftsättning av vindkraftverken

När de flytande vindkraftverken anslutits till förankringslinorna installeras de dynamiska internkablarna mellan de flytande fundamenten. Internkablarna kan förtermineras på fabriken och läggs ut från kabeltrummor eller

spolas i långa längder och kapas till ute till havs av ett kabellägningsfartyg med en stor kabelkarusell (liknande den fartygstyp som lägger ut exportkablar).

För att installera den dynamiska internkabelns i sin designade utformning måste flytelement och ibland små kabelankare installeras under utläggningen. Det tar uppskattningsvis ungefär 30 timmar att lägga ut en internkabel (ca 2.5 km lång). Halva tiden går åt till att hantera anslutningar och att installera hjälputrustning och resterande tid krävs för den egentliga utläggningen.



Figur 6-11: Kabellägningsfartyg.

När internkablarna är anslutna till vindkraftverket testas de i enlighet med leverantörens rutiner för att kontrollera att kabeln är intakt och att alla anslutningar till vindkraftverken är korrekt utförda. Därefter tas vindkraftverket i drift, i en första fas med spänning från elnätet och i en andra fas genom att långsamt börja producera energi som exporteras till elnätet. Driftsättningsfasen utförs av tekniker ombord på vindkraftverket och till viss del via fjärrstyrning via SCADA-systemet.



Figur 6-12 Personal transporteras till ett vindkraftverk under idrifttagningen.

6.1.9 Fartygstrafik och logistikplan

Placeringen av hamnen och tillverkningsanläggningen samt övergripande layout, detaljerad plan för konstruktion och installation samt detaljerad logistik har ännu inte utarbetats. Här tillhandahålls dock en indikativ lista över logistiken för en större vindkraftspark. Fartygen hämtas från ett flertal av de närmaste hamnarna i Europa. Det totala antalet fartyg i installationsområdet varierar under installations- och konstruktionsfasen.

I **Tabell 6-1** nedan ges en allmän översikt över den fartygsflotta som används för konstruktion av den flytande vindkraftsparken i ett indikativt scenario. Denna bedömning påverkas i hög grad av projektspecifika faktorer som ännu inte är fastställda (t.ex. utformning av förankringssystem och dynamiska internkablar). Dessa siffror bör betraktas som preliminära, eftersom de med hög sannolikhet kommer att justeras efter hand som vindkraftsparkens utformning mognar sedan tillståndet har erhållits. Bedömningen bygger på följande antaganden: Ett projekt på 2.5 GW med vindkraftverk på 15 MW, 5 flytande transformatorstationer, 6 förankringslinor per flytande fundament, sugankare och förankringslinor av kätting.

Tabell 6-1 Indikativ fartygsaktivitet för en vindkraftspark på ca 2,5 GW som består av vindkraftverk på 15 MW

Fartygstyper	Typiska fartygsstorlekar	Aktiviteter	Cirka antal dagar (inkl. väderavbrott)	Antal turer (fram och tillbaka mellan vindkraftsparken och hamnen)
Konstruktionsfartyg	LÖA 140 m Bredd 28 m	Installation av ankare	650 dagar	90
Ankarhanteringsfartyg	LÖA 95 m Bredd 24 m	Preliminär utläggning av kättingar	1 100 dagar	170
Ankarhanteringsfartyg (2 st.)	LÖA 85 m Bredd 21 m	Bogsering	1 360 dagar	170
Ankarhanteringsfartyg	LÖA 95 m Bredd 24 m	Sammankoppling	1 360 dagar	170
Konstruktionsfartyg eller kabellägningsfartyg	LÖA 140 m Bredd 30 m	Installation av internkablar	220 dagar	30
Servicefartyg (CSOV)	LÖA 85 m Bredd 19 m	Stöd för driftsättning och installation av vindkraftverk	1 300 dagar	90



Figur 6-13 Översikt över typiska fartyg som används vid konstruktion av en flytande vindkraftspark.

Utöver installationsfartyg kan övervakningsfartyg krävas under större delar av installationsfasen. Dessa fartyg övervakar vanligtvis tillgångarna på avstånd och säkerställer en effektiv och säker installation, vilket minimerar störningar av andra marina aktiviteter. Antalet fartyg som krävs kommer att bestämmas innan installation.

6.1.9.1 Fartygsbränslen

De flesta fartyg som opererar i dag drivs av marin gasolja (MGO). Många företag söker alternativa bränslen för att minska fartygens CO₂-utsläpp. De mest lovande alternativen i dagsläget är metanol, ammoniak, natur- och vätgas. Det är för närvarande inte möjligt att bedöma vilket av dessa bränslen som kommer att användas mest de närmaste åren. Alla har olika fördelar och nackdelar och det finns ännu ingen leveranskedja i stor skala för något av dem.

6.1.10 Säkerhetszoner och skyddsåtgärder för fartyg

Integrationen av vindkraftverket på det flytande fundamentet utförs i hamn med en landbaserad tunglyftskran. I planerna för kranlyft läggs säkerhets- och förbudszoner in för lyft av de olika komponenterna.

Under installationsaktiviteterna till havs kommer det att behövas tillfälliga säkerhetszoner runt installationsområdet som skydd för vindkraftsparkens infrastruktur, personalen och transportfartygen. En tillfällig säkerhetszon på minst 500 meter rekommenderas runt varje installationsaktivitet. Den slutliga utformningen av de tillfälliga säkerhetszonerna till havs kommer att fastställas i samråd med svenska sjöfartsmyndigheter och i enlighet med gällande föreskrifter. Miljö- och säkerhetspersonalen ser till att överenskomna säkerhetsprotokoll följs så att alla medarbetare kan arbeta på ett säkert sätt under installationsfasen. Säkerhetszonerna kommer att vara tydligt utmärkta och all fartygstrafik inom installationsområdet övervakas av en samordnare för sjötrafiken.

Information om pågående konstruktionsaktiviteter, arbetstider och säkerhetszoner rapporteras till Sjöfartsverkets databas "Underrättelser för sjöfarande" (Ufs) för att säkerställa att tredjepartsfartyg är medvetna om alla aktiviteter. För att säkerställa säkerheten på platsen rekommenderas det att Freja, under konstruktion- och installationsaktiviteter, har full kontroll över vilka som kan komma in på området.

I projektet säkerställs direkt radiokontakt med alla konstruktionsfartyg inom hela parken (till exempel via VHF). För att bidra till ökad säkerhet för tredjepartsfartyg i närheten av parken kommer Freja att ge tillgång till denna radiotäckning. Radiotäckningen kan eventuellt nå "i befintligt skick" utan kostnad, men projektet kan inte garantera en bestämd tillgänglighet till tjänsten.

6.1.11 Personalförläggning under byggfasen

Ett servicefartyg (SOV) stannar i parken under hela installationsfasen till havs för att fungera som förläggning för arbetsteamerna som arbetar med driftsättning. Detta SOV-fartyg kan betraktas som ett mobilt, flytande "hotell" för personalen. Personal som t.ex. transporteras ut till vindkraftverken under driftsättningsfasen bor ombord på ett servicefartyg för konstruktionsaktiviteter (CSOV) som kan inhysa upp till 100 tekniker och därmed möjliggöra aktivitet dygnet runt på flera vindkraftverk.

7 Drift av anläggningen

Drift- och underhållsfasen startar omedelbart efter installation och driftsättning. Vilka aktiviteter och vilken infrastruktur som blir nödvändiga fastställs senare, eftersom de i hög grad beror på vindkraftsparkens utformning och tekniska specifikationer. I relevanta fall kommer underhållsstrategier från bottenfasta vindkraftverk att användas för den flytande vindkraftsparken (t.ex. mindre underhållsaktiviteter inne i vindkraftverket).

7.1 Drift och underhåll av vindkraftsparken

Livslängd

Vindkraftverken planeras att vara i drift i 30 till 35 år. Mot slutet av denna livslängd görs en bedömning om det är aktuellt att förlänga driften av vindkraftverken. Denna förlängning av livslängden är svår att bestämma i detta skede. En försiktig uppskattning är att den totala livslängden kan bli 45 år.

Typiska aktiviteter och aktiviteter till havs

I den allmänna verksamhet som förekommer under en vindkraftsparks driftsfas ingår inspektioner, underhåll/service, reparation och övervakning.

Tid i drift

Vindkraftverken är vanligen i drift vid vindstyrkor på 3–25 m/s. I Mareld skulle vindkraftverken i teorin kunna vara i drift mer än 90 % av året med full till partiell belastning. Underhålls- eller reparationsaktiviteter utförs normalt på ett eller två vindkraftverk när vindförhållandena är gynnsamma och under sommaren. Ibland stoppas några vindkraftverk på samma gång. I sällsynta fall stoppas flera vindkraftverk för större, planerade underhållsaktiviteter (t.ex. för underhåll av transformatorstationer). Sådana större stopp sker endast ett fåtal gånger under parkens hela livslängd. I allmänhet är 97 % tillgänglighet för närvarande en vanlig praxis inom den europeiska, havsbaserade vindkraftsindustrin. Detta uppnås genom att underhållsaktiviteterna målmedvetet utförs i tider med låg vindhastighet.

Underhållsaktiviteter

Den havsbaserade vindkraftsparken utformas som en "obemannad" anläggning där underhållet utförs under hela året. Det slutliga underhållsprogrammet blir en kombination av följande:

- Planerat underhåll: t.ex. rutinmässigt, lagstadgat och förebyggande underhåll
- Oplanerat underhåll: t.ex. felavhjälpling eller byte av defekta komponenter

Det förebyggande underhållet bestäms på basis av utformningen och (aktuell och historisk) driftsinformation för vindkraftverken och syftar till att förbättra infrastrukturens totala, prognostiserade prestanda (t.ex. genom att gammal olja byts tidigare än vad som anges i det löpande underhållsschemat). I genomsnitt kan 80–100 timmar per vindkraftverk och år läggas på underhåll.

Drift- och underhållsbas

En drift- och underhållsbas på land behövs som stöd för driften. Den består vanligen av följande: lager, övervakningscentral, kontor för drift- och underhållsteamet samt och allt logistiskt stöd för drift- och underhållspersonalen på land och till havs. Den landbaserade drift- och underhållsbasen kan eventuellt delas i två enheter om det finns begränsningar för kajutrymme/kapacitet eller vattendjup i hamnen:

- en hamn används då för att utföra mindre, korrigerande underhåll och rutinarbeten inom drift och underhåll
- den andra hamnen används för byte av större och viktiga komponenter

Övervakning av parken

En vindkraftspark övervakas ständigt från ett kontrollrum på land via det övergripande SCADA-systemet och med stöd av olika sensorer och system för tillståndsovervakning (CMS) som installerats i vindkraftverk, transformatorstationer och delsystem (se **Avsnitt 3.1.5**). Sensorerna sänder mätvärden för bland annat följande: omgivningsförhållanden, utrustningens tillstånd, tryck, temperatur, vibrationer, hastighet, vinkel och viktiga elektriska parametrar. Freja strävar efter att implementera en datadriven drift- och underhållsstrategi som integreras med maskininlärning, teknikernas erfarenhet och en digital tvilling som säkerställer en säker, tillförlitlig och kostnadseffektiv drift av den flytande, havsbaserade vindkraftsparken.

Digitalisering och autonomt drift- och underhåll

Ökad digitalisering och autonomt/obemannat underhåll anses vara centrala för framtida drift- och underhållsstrategier. Freja planerar dra nytta av utvecklingen av nästa generations digitala lösningar som gör det möjligt att kombinera traditionella system för tillståndsovervakning med externa data från t.ex. kameror och andra sensorer för att:

- styra vindkraftsparkernas drift automatiskt av säkerhets- eller miljöskäl
- samordna automatiserat och robotiserat, planerat underhåll (dvs. med drönare och andra autonoma system)

HSSE

All verksamhet på land och till havs genomförs av Frejas egen hållbarhetspolicy som syftar till att minimera påverkan på miljön, respektera lokala bestämmelser och trygga människors säkerhet.

- Vindkraftsparkens drift kommer att anpassas så att ljudnivåer och skuggkastning hålls inom föreskrivna nivåer.
- Eventuell fågelspillning tvättas bort (vanligen med högtryckstvätt) för att förhindra hälso- och säkerhetsrisker för teknikerna.
- För tekniker som arbetar på vindkraftverken implementeras säkerhetsåtgärder om de skulle bli fast på ett vindkraftverk på grund av tekniska problem eller omgivningsfaktorer.
- Reparation av korrosionsskyddet minimerar risken för att material (metall) och beläggning bryts ned och når miljön samtidigt som behovet av rengöring, behandling och ommålning minimeras.
- De flytande fundamenten designas för att ingen marin tillväxt skall behövas tas bort mekaniskt under dess livslängd. En del av den marina påväxten kan falla av på grund av sin egen vikt. Vid behov kan mekanisk borttagning utföras med exempelvis klättrande maskiner. Till exempel: om båtlandningsplattformar används kan marin tillväxt behöva tas bort av säkerhetsskäl.
- Anordning för att beträda och lämna det flytande fundamentet.
- Användningen av gröna bränslen för marina fartyg kommer också att övervägas. Dessa inkluderar fartygsbränslen som exempelvis vätgas och ammoniak samt batterisystem.
- Elektrisk isolering med konsekvent användning av rutiner för Lockout/Tagout.
- Trålning inom ett område med en havsbaserad vindkraftsanläggning rekommenderas inte. Även om det finns stränga krav för var trålning får ske finns det alltid en risk för att trålutrustningen trasslar in sig i kablar och förankringar. Detta kan medföra skador för både trålens ägare och vindkraftsoperatören.
- Målsättningen är att reparationsteamerna ska bestå av minst 2–3 personer med personliga spårningsenheter. Via de personliga spårningsenheterna får kontrollrummet hela tiden information om var personerna befinner sig. Spårningssystemet kommunicerar med ett armbandsur som läses av både på fartyget och när en individ beträder ett vindkraftverk. Alla armbandsur mäter bland annat pulsen.
- Program för att säkerställa en säker arbetsmiljö kommer att genomföras.

7.1.1 Service- och underhållsaktiviteter till havs under drift

En indikativ lista över potentiella drifts- och underhållsaktiviteter som kan bli nödvändiga under den flytande vindkraftsparkens livstid presenteras i tabellen nedan, grupperade på delsystem:

Tabell 7-1 Lista över potentiella drifts- och underhållsaktiviteter – för den huvudsakliga infrastrukturen och för alla infrastrukturer tillsammans

Vindkraftverk fundament	och	Förankringssystem och ankare	Internkabel	Havsbaserad transformatorstation
<ul style="list-style-type: none"> - Årligt underhåll - Felsökning av vindkraftverk - Lagstadgat underhåll - Underhåll av högspänningssystem - Underhåll av fundament - Balans of Plant (BoP)-underhåll - Inspektion av vindkraftverk och fundament - Byte eller reparation av huvudkomponenter (blad, generator, lager, växellåda, ställverk, transformator etc.) - Byte av mindre komponenter - Vätske- och oljebyte - Rengöring (fågelspillning och annat organiskt material) - Reparation/byte av stegar - Bogsering av vindkraftverk till land eller hamn 		<p>Som information kommer förankringar och ankare att utformas på ett sätt som inte kräver inspektioner.</p> <p>Vid behov planeras ROV och AUV för inspektionsaktivitet.</p> <p>Spänning av förankringslinor vid behov.</p> <p>Inspektion av ankare vid behov.</p> <p>Vid behov, större komponentbyte eller reparation av förankringslinor och ankare.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Läggning av extra kabel - Reparation eller byte av kabel - Inspektion av kabel - Nedgrävning av kabel - Läggning av kabelskydd - Förnyad nedgrävning av kabel - Byte/justering av flytelement - Inspektion av kablar (inkl. reparation) 	<ul style="list-style-type: none"> - Årligt underhåll - Inspektioner - Lagstadgat underhåll - Underhåll av högspänningssystem - Underhåll av fundament - Balance of plant (BoP)-underhåll - Inspektion av transformatorstation - Vätske- och oljebyte - Byte eller reparation av komponenter (större/mindre) - Visuell inspektion av havsbotten (vid bottenfast installation) - Hantering av erosionsskydd (vid bottenfast installation) - Geofysisk undersökning av havsbotten (vid bottenfast installation) - Rengöring (fågelspillning och annat organiskt material)
<p>Övervakning med autonoma robotar Underhåll av autonoma robotar</p>				

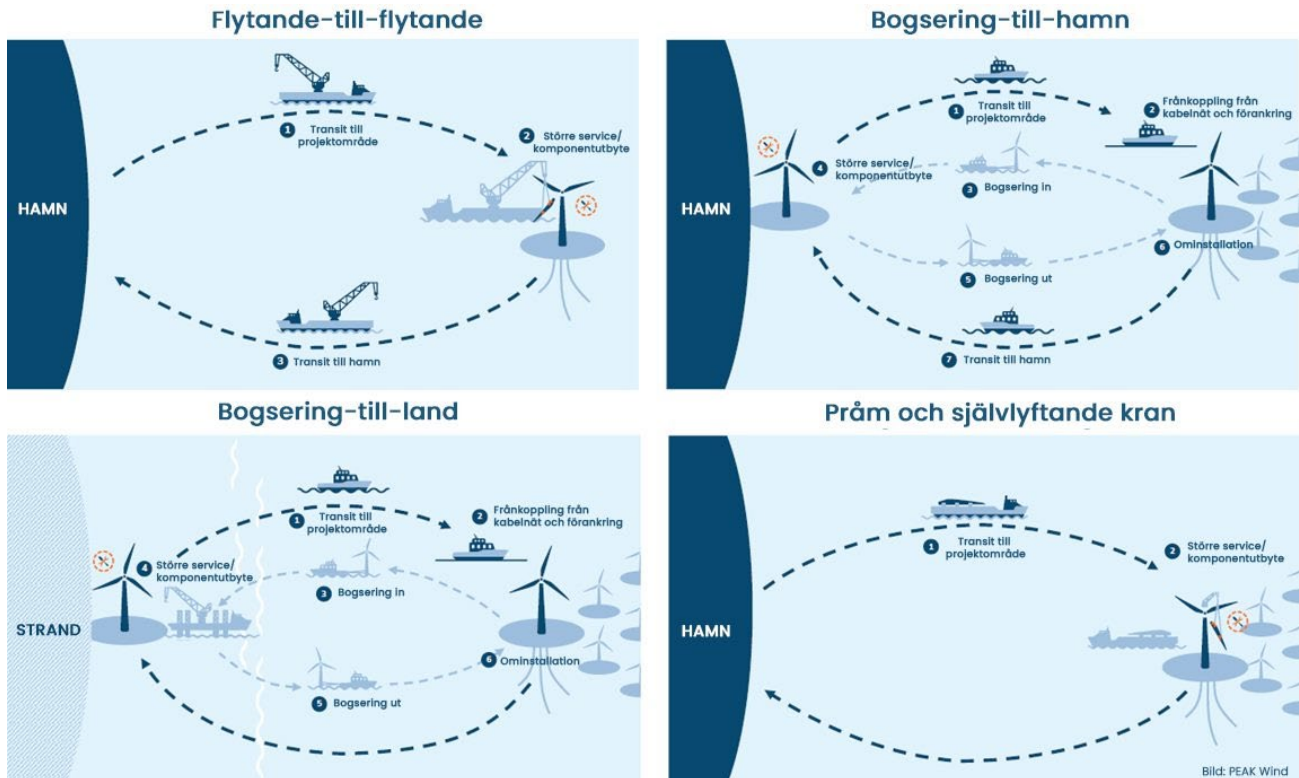
7.1.2 Underhåll och reparation av vindkraftverk och flytande fundament

Byte av större komponenter

Större komponenter på ett flytande vindkraftverk kan bytas på olika sätt, vilket illustreras i **Figur 7-1**. De olika lösningarna ger flexibilitet, klarar hårt väder och håller utrustningen tillgänglig. Nedan beskrivs några av metoderna som kan användas:

1. **Flytande till flytande:** ett flytande fartyg med dynamisk positionering utför aktiviteten till havs för att minska miljöpåverkan.
2. **Bogsering till hamn:** ett helt flytande fundament kopplas loss från vindkraftsparken medan alla övriga vindkraftverk fortsätter vara i drift. Vindkraftverket bogseras till en hamn med mindre fartyg där det är bättre skyddat mot hårt väder. Reparationen utförs i hamnen med en landbaserad kran.
3. **Bogsering till land:** samma förfarande som bogsering till hamn, men i stället till en grund och skyddad, kustnära plats där reparationen kan utföras med ett vanligt jackup-fartyg.

4. **Pråm och självbärande kran:** en vanlig pråm med självbärande kran åker ut till vindkraftverket med den stora komponenten. Den självbärande kranen kopplas till vindkraftverket och lyfter upp komponenten från pråmen.



Figur 7-1 Drift och underhåll – Alternativ för byte av större komponenter på flytande vindkraftverk (bild: Illustration av Peak Wind¹³)

7.1.3 Säkerhetszoner och skyddsåtgärder för fartyg

Som en första bedömning kommer vindkraftverken att utrustas med hinderbelysning i enlighet med Transportstyrelsens föreskrifter TSFS 2020: 88 och TSFS 2017: 66. Det kommer att krävas säkerhetszoner runt vindkraftverken under drift och runt fartygen vid underhåll. Riskbedömningar för sjötrafiken kommer att ligga till grund för denna utvärdering. Den slutliga säkerhetszonen och hindermarkeringen kommer att fastställas i samråd med svenska myndigheter och Sjöfartsverket. Freja föreslår följande säkerhetszoner:

- Från transformatorstationens fundament: 500 m radie
- Från vindkraftverkens fundament: 200 till 500 m radie

Erfarenheter från Norge visar att ett säkerhetsavstånd på 500 m runt varje installation är lämpligt till havs. Därmed säkerställs att det finns tid för avhjälpande åtgärder om ett fartyg exempelvis ligger på kollisionskurs. Detta skulle även möjliggöra ett visst säkerhetsavstånd till förankringslinorna i vattnet.

¹³ World Forum Offshore Wind, Challenges and Opportunities of Major Maintenance for Floating Offshore Wind, december 2021.

7.1.4 Underhåll och reparation av undervattenskablar

Kabelskador och kabelfel detekteras av vindkraftsparkens övervakningssystem (SCADA-system). Kretsen isoleras och de berörda vindkraftverken stoppas.

Eventuella fel eller skador undersöks. Om det uppstått en skada kan ett resultat vara att kabeln måste lyftas upp från havsbotten och repareras på ett fartyg till sjöss. I reparationsstrategin ingår att den skadade delen avlägsnas och att ytterligare en kabellängd läggs till. Det betyder att kabeln inte läggs tillbaka på exakt samma plats på havsbotten, utan i stället placeras i en omegaformad-slinga (Ω -slinga). Efter reparationen måste platsen för kabeln undersökas för att bekräfta den är säker och att det inte finns potentiella faror i närheten. Huruvida det behövs ett erosionsskydd för kabeln efter att den har reparerats och lagts tillbaka på havsbotten bedöms från fall till fall. En annan metod kan vara att byta ut hela den skadade kabelsektionen.

7.1.5 Logistik och transport

I samband med drift- och underhållsaktiviteterna krävs en kombination av fartyg för transport av utrustning, förbrukningsvaror och personal till och från vindkraftsparken (se **Figur 7-2**). I **Tabell 7-2** ges en indikativ översikt över den årliga fartygsaktiviteten för vindkraftsparken. Efter hand som vindkraftsparkens utformning mognar sedan tillståndet har erhållits kommer dessa siffror med stor sannolikhet att förändras.

- **Transport av tekniker till anläggningen** eller till fartyg kan ske med transportfartyg för besättning eller helikopter.
- **Helikoptern** kan även hissa ned tekniker till installationer, under förutsättning att installationen tillåter detta. Detta alternativ väljs vanligen om vissa fartyg inte kan användas på grund av väderförhållandena.
- **Dagliga aktiviteter** och mindre reparationer kräver normalt endast mindre fartyg (transportfartyg för besättning eller underhållsfartyg). **Större reparationer** eller **långvariga underhållsaktiviteter**/reparationskampanjer kan kräva flytande hotell i form av t.ex. SOV-fartyg. SOV-fartyg används vanligen för stora vindkraftsparker långt från land, eftersom den största fördelen med denna fartygstyp är att det maximerar arbetsfönstret och tillgängligheten till vindkraftverken, vilket kompenserar för fartygstypens högre, dagliga driftskostnader. **Då omfattande reparationer** utförs i hamn krävs endast mindre bogserbåtar i kombination med en tunglyftskran vid kajen. **Om ett scenario med "bogsering till land"** väljs för större reparationer med jackup-fartyg nära land är ytbehovet vanligen 200 m² per stödfot (cirka 800 m² per fartyg) för ett större jackup-fartyg. I möjligaste mån är dock alternativet **"bogsera till hamn"** att föredra för dessa aktiviteter.



Figur 7-2 Servicepersonal går ombord på plattformen för underhåll i drift – vänster: Personaltransportfartyg, höger: SOV med "walk to work"-system.

Tabell 7-2 Indikativa, årliga logistikaktiviteter under vindkraftsparkens driftsfas. I en logistisk aktivitet ingår en tur fram och tillbaka till vindkraftsparken.

Logistisk aktivitet/typ av transport	Genomsnittligt antal fartyg per (indikativt)	Transporter per år och fartyg (indikativt)
Transportfartyg för personal (CTV) och fartyg för allmänna drifts- och underhållsaktiviteter	4 till 5	250 till 300
Tungflytsfartyg/större reparationsfartyg (flytande fartyg, jackup-fartyg)	1 till 2	Permanent runt parken/land
Andra fartyg (bogserfartyg, specialfartyg för reparation på plats, ankarhanteringsfartyg etc.)	2 till 3	1 till 4
Helikopter	1	100 till 150
Servicefartyg (SOV)	0 till 1	Färre än 20, men beroende på de aktuella aktiviteterna

Freja Offshore försöker ständigt minska behovet av fartyg genom att undersöka hur innovativ teknik (t.ex. självlyftande kranar) kan användas.

7.1.6 Underhåll av undervattens transformatorstationer

En undervattens transformatorstation utformas för att vara underhållsfri; huvudkomponenterna är mycket tillförlitliga, utförligt testade och har en livslängd på minst 30 år (men kan vara utformade att hålla i 50 år eller ännu längre). I praktiken förväntas en del underhållsaktiviteter att bli nödvändiga, som t.ex. att avlägsna marin påväxt eller utföra visuella inspektioner.

Eftersom denna infrastruktur är helt obemannad kommer alla underhållaktiviteter att utföras med fjärrstyrda eller autonoma fartyg.

7.2 Avfall och kemikalier

Under driftsfasen uppstår avfall i samband med byte och underhåll av komponenter och användning av förbrukningsvaror (som t.ex. fett och smörjmedel). Det avfall som uppstår i verksamheten kommer avfallet att hanteras på lämpligt sätt via godkända kanaler.

Miljöfarliga vätskor som kan komma i fråga är kyloljor för transformatorer och eventuellt även diesel för reservkraft. Både den havsbaserade transformatorstationen och vindkraftverken innehåller fett- och oljefyllda komponenter. Olika åtgärder vidtas för att minimera utsläpp i miljön:

- Till att börja med har alla system som innehåller vätskor en helt sluten konstruktion som förebygger läckage.
- Om det skulle uppstå ett läckage samlas hela kemikalievolymen upp i speciella spilltråg.
 - Vindkraftverkets maskinhus inneslänger t.ex. alla läckage inom sitt hölje och fungerar därmed som en invallning.

I det osannolika fallet att det sker utsläpp i havet finns olika rutiner för uppsamling av spill beroende på dess typ och volym. Dessutom stänger styrsystemen av pumparna vid ett läckage, t.ex. om en tryckförlust detekteras i ett system med slutna kretsar. Uttjänt fett från smörjsystemet kan samlas upp i speciella uppsamlingstankar och fraktas bort i samband med underhållsaktiviteter. Slutligen kommer biologiskt nedbrytbara vätskor att användas i kylsystemen. Alla rengöringsaktiviteter kommer att utföras så att miljön inte förorenas av olja eller smörjmedel. Den havsbaserade vindkraftsindustrin har stor erfarenhet av att hantera dessa frågor.

Även om sannolikheten är liten kommer rutiner för hantering av "spill till havs" att fastställas för att bestämma hur utsläpp ska hanteras, vem som ska informeras och vem som ansvarar för de avhjälpande åtgärderna. Dessa rutiner utvecklas vanligen före installationen när den detaljerade konstruktionen är känd och när en förteckning över de olika utrustningstyperna har upprättats.

I hela vindkraftsparken ska i möjligaste mån biologiskt nedbrytbara produkter användas och underhållskemikalierna ska ha högsta möjliga återvinningsgrad.

En avfallshanteringsplan kommer att tas fram i överensstämmelse med relevanta regler och föreskrifter. Utöver detta har Freja Offshore en filosofi som baseras på cirkulär ekonomi och i Mareld-projektet eftersträvas att avfallsgenerering helt elimineras genom förebyggande åtgärder och mindre materialanvändning samt genom återvinning och återanvändning av material och utrustning i hela värdekedjan.

8 Avvecklingsfas

Ungefär två år före nedmontering ska en avvecklingsplan tas fram i syfte att minimera påverkan på miljön och sörja för att området är säkert för fartyg och annan framtida användning.

Under avvecklingsfasen görs en bedömning av nettomiljöpåverkan mellan alternativen att skrota eller återvinna komponenterna eller att lämna dem på havsbotten. Återvinning kommer att ske i enlighet med Freja Offshores hållbarhetspolicy.

En avvecklingsplan kommer att tas fram i dialog med berörda myndigheter och i enlighet med de regelverk som gäller vid tidpunkten för avvecklingen. Under avvecklingsfasen följs vanligen samma princip som för installationen, men i omvänd ordningsföljd enligt följande:

- De flytande fundamenten lossas från förankringslinorna och bogseras tillbaka till land där de demonteras, reoveras och/eller återvinns på ett säkert sätt.
- Vindkraftverkens komponenter demonteras i omvänd ordningsföljd och en bedömning görs med målsättningen att återvinna eller återanvända så mycket som möjligt.
- Förankringssystemet inklusive ankare och förankringslinor lossas och hämtas med ankarhanteringsfartyg.
- Pålankare kan antingen tas upp eller kapas 2–5 meter över havsbotten. Det betyder att pålar under havsbotten lämnas kvar.
- Kablarna kan antingen lämnas på plats eller tas upp och återvinnas.
- Avvecklingen av transformatorstationerna utförs på ett sätt som återställer det påverkade området i största möjliga utsträckning.
- En transformatorstation under vatten kan tas upp i samma tillstånd som den installerades (med ansluten exportkabel) när internkablarna lossats.

Freja strävar efter att helt eliminera avfallsgenerering genom att allt material återvinns och återanvänds. Mainstream Renewable Power (Aker Horizons) och Strathclyde University samarbetar kring ett 3-årigt pilotprojekt ”med målet att göra återvinning av kompositdelar till en norm och säkerställa att vindkraftsindustrin blir en drivkraft för en ny cirkulär ekonomi”. Freja har målsättningen att i möjligaste mån tillämpa resultaten från detta projekt genom att införliva dem i kraven på leverantörerna till projektet.

Det bör även vara möjligt för Freja att för varje vindkraftverk välja om det ska avvecklas eller om dess livstid ska förlängas genom komponentbyten och underhållsåtgärder. Hur lång livstidsförlängningen blir kan variera mellan ett fåtal år upp till 10 år i extrema fall.

9 Preliminär tidtabell för projektet

Tiderna för projektutvecklingen kan variera beroende på tillstånd, väder, tillgång till fartyg med mera. Den första fasen omfattar platsundersökningar och datainsamling för vindresurser samt geotekniska och marina data. Den andra fasen omfattar anbudsförfarande, finansiering, tilldelning av större kontrakt och tekniklösningar. Den tredje fasen omfattar all tillverkning och sedan följer den fjärde fasen – installation till havs. Installationen till havs förväntas ta cirka 4-5 år beroende på vindkraftsparkens slutliga storlek, installationssäsong, program samt fartygens kapacitet och tillgänglighet. En del steg kan utföras parallellt enligt nedan.

Det bör noteras att den övergripande planeringen, i synnerhet slutdatumet för byggandet, är starkt beroende av externa faktorer såsom tillgången på nätanslutningen (på land eller till havs).

Vindkraftsparken beräknas vara i drift i 35 år. En förlängning av vindkraftsparkens livslängd kan öka denna drifttid med flera år, vanligtvis upp till max 10 år. En indikativ uppskattning är att en total drifttid på upp till 45 år per vindkraftverk kan uppnås med åtgärder för förlängd livslängd om vindkraftsparkens skick tillåter det. Avvecklingsplaneringen påbörjas vanligen två år i förväg och avvecklingen kan, precis som installationsfasen, pågå i flera år.

Hela livscykeln för ett projekt med en flytande, havsbaserad vindkraftspark, från planering till avveckling, kan omfatta ca 45 till 50 år.

Tabell 9-1 Indikativ tidtabell för projektet (med 35 års antagen drift)

Indikativ planering	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031			2064	2065	2066	2067	2068
Tillståndsansökan och samtycke	■	■	■	■												
Undersökningar	■	■	■	■	■											
Planering, ingenjörskonst	■	■	■	■	■	■										
Tillverkning, Integration, Installation					■	■	■	■	■	■						
Drift (fasvis)										■	■	■	■	■		
Aveckling (fasvis)														■	■	■