

Teknisk beskrivning

Aurora

Bilaga C





Administrativa uppgifter

Författare:

Fredrik Wibling

Projektledare, OX2 AB

Granskad av:

Kristina Nilsson Bromander

Projektledare, OX2 AB

Epost: aurora@ox2.com



Innehållsförteckning

1. Introduktion	4
1.1 Vindparkens komponenter	5
1.2 Utveckling av teknik inom vindkraft	6
2. Vindpark Aurora.....	8
2.1 Lokalisering	8
2.2 Parkutformning	9
3. Vindkraftverk.....	10
3.1 Vindkraftverkets komponenter	10
3.2 Installation	12
3.3 Utmärkning av vindkraftverken	13
3.4 Mätning av metrologiska parametrar mätmast eller LiDAR	14
4. Fundament.....	15
4.1 Bottenfasta fundament.....	16
4.2 Flytande fundament	25
4.3 Erosionsskydd	33
4.4 Förslag till skyddsåtgärder	33
5. Plattformar	37
5.1 Transformator- och omriktarstationer.....	37
5.2 Ianspråktagen yta till transformatorstationer och plattformar	39
6. Internt kabelnät	40
6.1 Uppbyggnad.....	40
6.2 Dynamiska kablar.....	41
6.3 Sammanlänkning-/redundanskablar (interconnector).....	42
6.4 Installationsmetoder för kabelnedläggningen.....	43
6.5 Elektromagnetiska fält från internkabelnät.....	45
7. Anslutningskablar (exportkablar)	49
7.1 Anslutningskablarnas uppbyggnad	49
7.2 Alternativ för kabelkorridorer	49
7.3 Installationsmetoder för kabelnedläggning	50
7.4 Elektromagnetiska fält från anslutningskablar	50
8. Verksamhetens faser	53
8.1 Anläggningsfas.....	53
8.2 Driftfas	60
8.3 Avvecklingsfas	62
9. Preliminär installationsplan	65

1. Introduktion

OX2 AB, är en av de ledande aktörerna inom storskalig vindkraft i Europa och planerar en etablering av en vindpark till havs i Sveriges ekonomiska zon. Vindparken benämns Aurora.

Denna tekniska beskrivning utgör underlag till ansökan om tillstånd enligt lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon ("SEZ"), tillstånd för tillhörande internkabelnät enligt lagen (1966:314) om kontinentalsockeln ("KSL") samt tillstånd för Natura 2000 enligt 7 kap. 28a § miljöbalken. Den tekniska beskrivningen är framtagen av OX2 AB.

Syftet med denna tekniska beskrivning är att ge en samlad bild över den verksamhet som OX2 söker tillstånd för. I den tekniska beskrivningen redogörs för de olika valmöjligheter som OX2 överväger gällande bland annat vindparkens layout, fundament (inklusive dimensioner), installationsmetoder samt antal vindkraftverk och deras höjd. De enskilda verkens placering är flexibel inom verksamhetsområdet där slutlig placering av vindkraftverken, totalhöjd och fundamentsteknologi kommer fastställas efter detaljprojektering och med hänsyn till val av bästa möjliga teknik och områdesförutsättningar. Ytterligare strukturer som planeras inom verksamhetsområdet är de plattformar för transformator- och omriktarstationer som är nödvändiga för transmissionen från vindparken. I tillägg beskrivs metoder för kabelnedläggning och installation av transformatorstationer. Fokus ligger på att beskriva de tekniska delarna som har en potentiell påverkan på miljön. Den tekniska beskrivningen redogör även för de olika faserna under projektet; anläggningsfas, driftsfas och avvecklingsfas.

I handlingen används benämningarna projektområde och verksamhetsområde. Med projektområde avses det havsbaserade projektområdet som är kopplat till projektet, det vill säga både området för själva vindparken och området för tillhörande kabelkorridorer. Med verksamhetsområde avses det område inom vilket vindkraftverk anläggs.

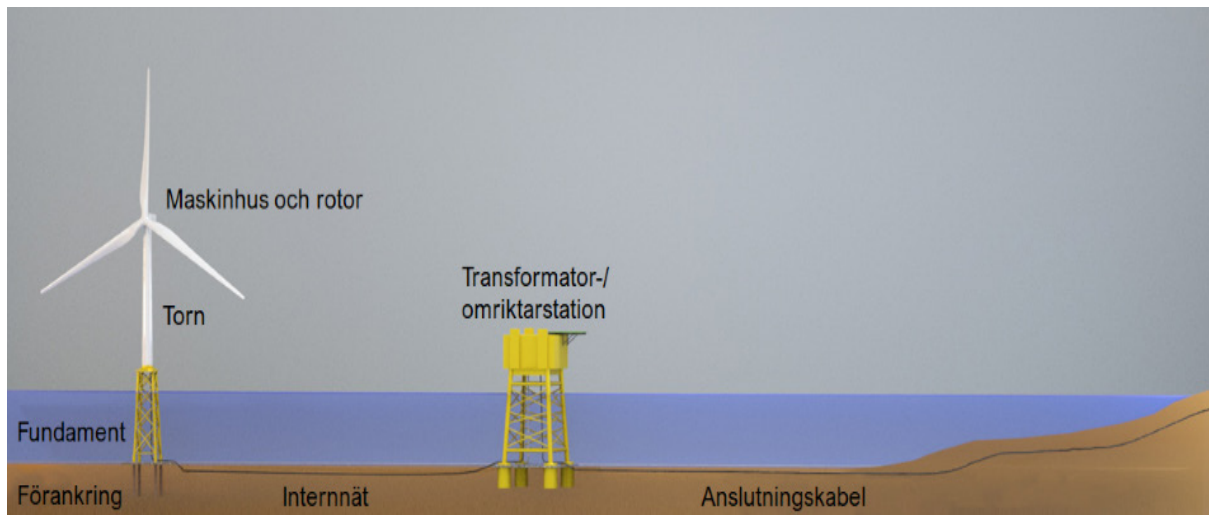
Anslutningspunkt är i dagsläget inte fastställd och därför redovisas de korridorer som kan bli aktuella beroende på vilken anslutningspunkt som slutligen fastställs. Med det framtida elsystemets och energiförsörjningens behov vill projektet Aurora ha möjligheten till en optimal energiförsörjning av samhälle och industri.



Figur 1. Havsbaserad vindpark

1.1 Vindparkens komponenter

En vindpark består i huvudsak av vindkraftverk som är monterade på fundament som på olika sätt är förankrade i havsbotten, ett internt kabelnät som binder samman vindkraftverken till en eller flera transformatorstationer och anslutningskablar som för producerad elektricitet till en anslutningspunkt på land (se Figur 2).



Figur 2. Exempel på de primära komponenterna som hör till en havsbaserad vindpark

Runt fundamenten anläggs erosionsskydd. Internkabelnätet för överföring av den producerade elektriciteten förläggs mellan vindkraftverken, på eller i havsbotten, och inkluderar en fiberoptisk kabel för kommunikation med vindkraftverken. Kabelnätet från vindkraftverken ansluts till en eller flera havsbaserade transformatorstationer. De havsbaserade transformatorstationerna innehåller elektrisk utrustning såsom transformatorer och kompenseringsutrustning, för att bland annat transformera spänning till en högre nivå för att effektivisera energiöverföringen till land. Från transformatorplattformen anläggs flera anslutningskablar, även kallade exportkablar som förbinder vindparkens transformatorstationer med land. I strandkanten övergår sjökablar till markkablar fram till den valda anslutningspunkten där vindparken ska uppfylla gällande elnätsskrav. Vid denna anslutningspunkt anläggs vanligen en transformatorstation för att anpassa spänningen till transmissionsnätet.



En havsbaserad vindpark omfattar följande huvudsakliga komponenter:

- Havsbaserade vindkraftverk (vindkraftverk bestående av torn, rotor, blad och nacellhus)
- Fundament för vindkraftverk
- Sjökablar för internt kabelnät samt kommunikation mellan vindkraftverken.
- Sjökablar för anslutning av vindparken till transmissionsnätet på landet
- Fundament för havsbaserad transformatorstation, samt tillhörande överbyggnad (plattform)
- Erosionsskydd för fundament
- Mätmast/LIDAR

1.2 Utveckling av teknik inom vindkraft

Den havsbaserade vindkraftsindustrin är ingen ny industri men den fortsätter att präglas av en omfattande teknisk utveckling gällande vindkraftverk, fundament och ökad storlek på rotor vilket gör det i nuläget svårt att förutse exakt vilken teknik som kommer att finnas tillgänglig och som kommer att vara den bästa möjliga lösningen vid tiden då vindparken byggs. De senaste åren har vindkraftverken kunnat byggas allt större och därmed mångfaldigt effektivare vilket är av fördel då det möjliggör en större elproduktion på samma yta som tidigare. Ökad effekt kräver i regel större rotordiameter vilket medför behov av ökad totalhöjd (se Figur 3). Större rotorerna kräver också mycket större avstånd mellan vindkraftverken så att vindresursen utnyttjas optimalt.

Även undersökningsmetoder, utformning och storlek på vindkraftverkens fundament samt dess installationstekniker utvecklas, effektiviseras och förbättras ständigt. Kapaciteten i överföringskablar har ökat och det har även blivit möjligt att konstruera allt större transformatorstationer. Utveckling av likströmsöverföringslösningar har framskridit, vilket kan övervägas istället för växelströmsöverföring. Genom utveckling i alla tekniska områden av en vindpark har kostnaden för att producera och överföra elektricitet (LCOE, levelized cost of energy) med havsbaserad vindkraft sjunkit kraftigt.

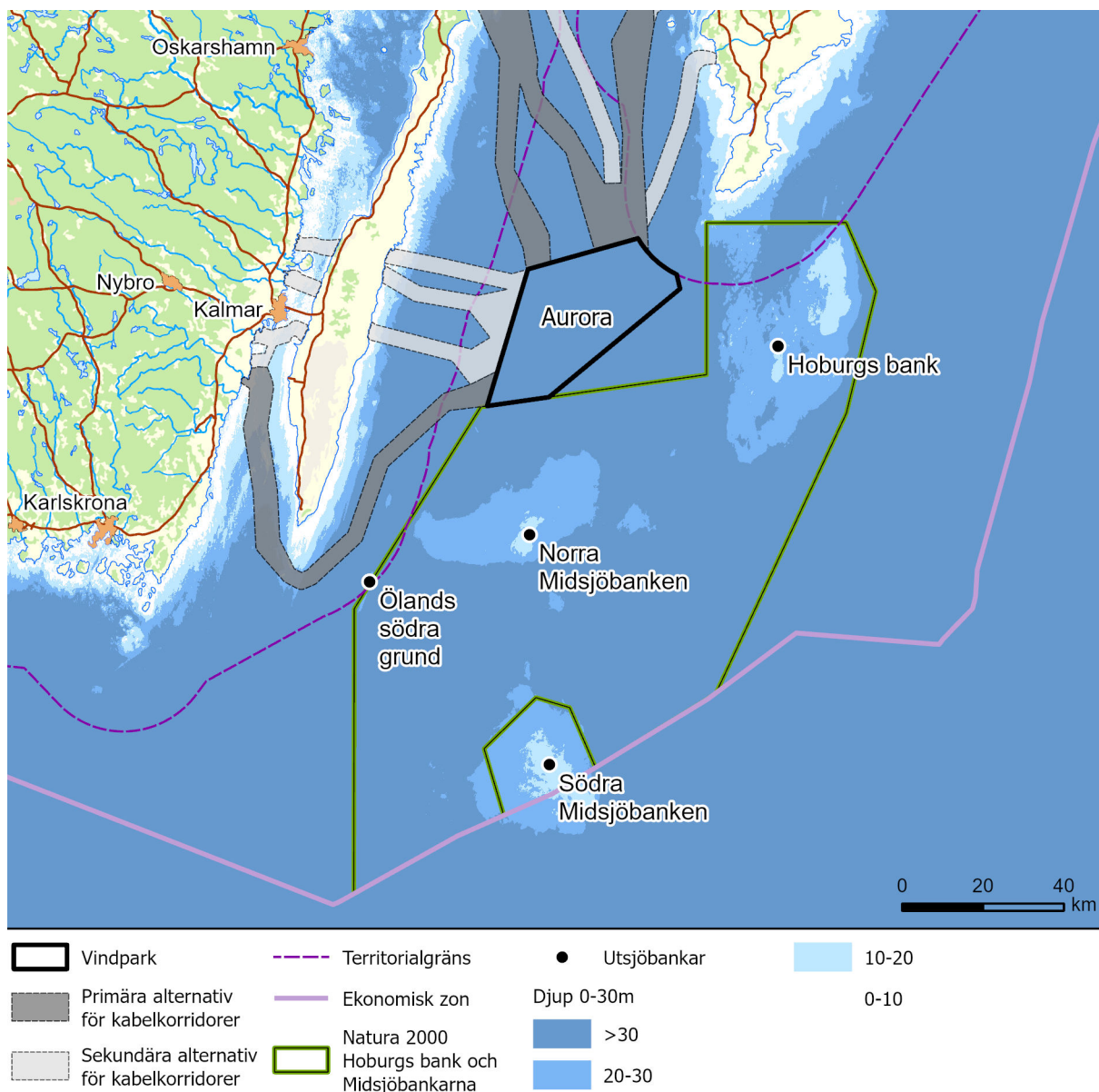


Figur 3. Illustration av historisk och förväntad utveckling av havsbaserade vindkraftverk. Illustratör: Tobias Green

2. Vindpark Aurora

2.1 Lokalisering

Den planerade vindparken Aurora ligger i egentliga Östersjön, inom Sveriges ekonomiska zon, (se Figur 4). Området bedöms ha gynnsamma förhållanden för etablering av vindkraft med en medelvind på cirka 9,5 m/s (på en höjd av 100 meter över havet) och består helt av öppet hav. Den planerade vindparken ligger cirka 30 km öster om Öland och drygt 20 km söder om Gotlands södra spets. Områdets area är cirka 1 045 km² och vattendjupet varierar mellan 43 och 88 meter. Bottensubstraten inom projektområdet är relativt homogena och domineras inom vindparken av lera och gyttja tillsammans med en blandning av sand, grov sand, småsten och grus. I mindre områden i vindparkens centrala, norra och nordöstra delar utgörs bottensubstraten av sten och stenblock.



Figur 4. Lokalisering av Aurora vindpark. © [Lantmäteriet] 2021, [underlag: Naturvårdsverket]



2.2 Parkutformning

Tillståndsprocessen och byggprocessen för en vindpark till havs tar tid och är föremål för flera olika prövningar i olika instanser. Samtidigt sker en snabb och kontinuerlig teknikutveckling, vilket beskrivs i avsnitt 1.2. Det medför att mer kostnads- och miljöeffektiv teknik succesivt blir tillgänglig. Vindparkens utformning, inklusive placering av kablar och transformatorstationer, kommer att anpassas efter platsens förutsättningar avseende bland annat vind, klimat, vågor, vattenströmmar, miljöpåverkan samt geologiska egenskaper. Den slutgiltiga utformningen av vindparken kommer därför att bestämmas utifrån:

- Den teknik (ex. beprövade fundament och installationsfartyg) som finns tillgänglig vid tidpunkten för upphandling och byggnation.
- Resultat av detaljundersökningar på siten gällande bland annat geologi, vindmätningar, vågor och strömmar.
- Optimering av elproduktion och kostnader.
- Miljöpåverkan och miljömässiga begränsningar kopplat exempelvis till naturvärden, ljud, sedimentspridning och visuella intryck.

Vindkraftverkens storlek och antal resulterar i olika alternativ som kommer att belysas och utvärderas utifrån den tillgängliga vindresursen i området. Den planerade vindparken Aurora kommer att ha en uppskattad total installerad effekt om cirka 5 500 MW och omfatta maximalt 370 vindkraftverk, en eller flera vindmätningmaster samt ett internt kabelnät som förbinder vindkraftverken till flera transformatorstationer. Grundläggande uppgifter om vindparken redovisas i Tabell 1.

Frigången mellan vattenyta och rotorspets är vanligen cirka 30 meter, höjd ovan vattenytan är i förhållande till lägsta astronomiska tidvatten (LAT). Minsta avstånd mellan vindkraftverken är cirka fem rotordiametrar. I den slutgiltiga utformningen av vindparken kan vindkraftverken eventuellt placeras tätare i ytterkanterna av området jämfört med dagens layout. Detta är för att maximera effektiviteten, dock placeras aldrig vindkraftverken tätare än cirka fem rotordiametrar från varandra.

Tabell 1. Grundläggande uppgifter om projektområdet.

Maximalt antal vindkraftverk ¹	370 stycken
Vindkraftverkens maximala totalhöjd	370 meter
Vindkraftverkens maximala rotordiameter	340 meter
Förväntat minsta avstånd mellan vindkraftverk	5 x rotordiameter
Estimerad kabellängd internkabelnät	1 250 m
Max antal transformatorplattformar	9
Förväntat antal anslutningskablar	14
Vindparkens yta	1 045 km ²
Vattendjup	43-88 meter
Uppskattad total installerad effekt	5 500 MW
Uppskattad årlig elproduktion ¹	24 TWh

¹ Beror av vindkraftverkens storlek

3. Vindkraftverk

Vindkraftverk fångar och omvandlar vindens rörelseenergi till elektrisk kraft. Vindens rörelseenergi överförs till en axel som får vridmoment för att driva generatoren som alstrar ström. Generatoren består av en roterande del (rotor) och en stationär del (stator). I rotorn finns permanentmagneter eller en lindning som alstrar ett magnetfält när ström leds igenom den. Då vindturbinen initierar en rörelse i rotorn roteras alltså magnetfältet och när detta rör sig igenom statorns lindningar induceras spänningar i dessa.

3.1 Vindkraftverkets komponenter

Översiktligt består ett vindkraftverk av tre delar; ett torn, en nacell och rotorblad. I tornet finns hiss och stege för att kunna nå upp till nacellen. I tornet finns även elektriska komponenter. Huvudkomponenterna i nacellen är växellådan, generator och girmotorer.

Transformator kan finnas antingen i nacellen eller i tornet. På nacellen finns även vindmätare. Vindmätaren ger bland annat information till girmotorerna som styr upp vindkraftverket mot vinden. I generatoren överförs den mekaniska rörelseenergin till elektrisk energi (växelström). Denna energi kan sedan transformeras till lämplig spänningsnivå.

Vindkraftverk kan vara antingen vertikal- eller horisontalaxlade med två eller tre rotorblad. Ett horisontalaxlat vindkraftverk har sin rotor ned-, alternativt uppvind i förhållande till vindkraftverkets nacell. Den typ av vindkraftverk som har utvecklats snabbast och som det har uppförts flest av hittills är trebladiga horisontalaxlade uppvindsturbiner (Figur 5). Vertikalaxlade vindkraftverk är idag inte kommersiellt gångbara.

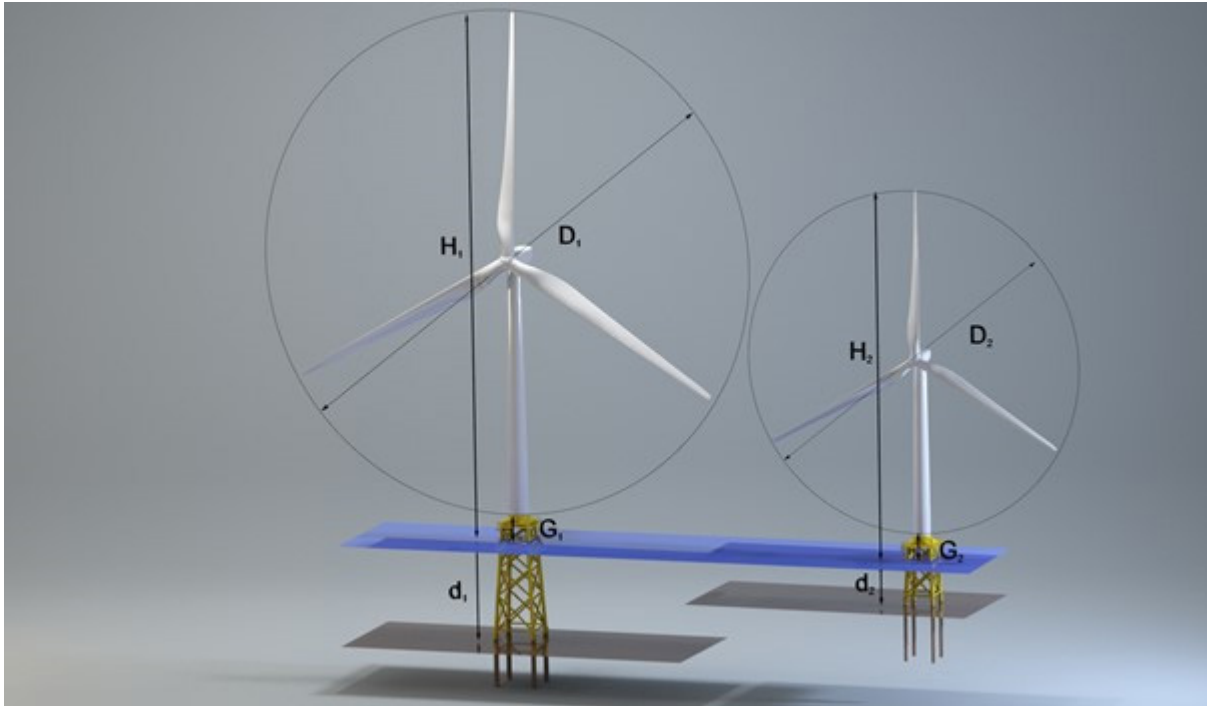


Ett vindkraftverks blad är normalt tillverkade av i huvudsak kompositmaterial, medan tornen oftast utgörs av sektioner i stålrör. Vindkraftverk förväntas producera el vid vindhastigheter från cirka 3 m/s och uppnå maximal produktion vid vindhastigheter mellan 10 och 14 m/s. När vindarna (vid sällsynta tillfällen) överstiger cirka 30 m/s stängs vindkraftverket av för att åter automatiskt starta när vindhastigheten är lägre.

Antal och storlek på vindkraftverk som kan komma att bli aktuella i Aurora är exemplifierat i Tabell 2. I exemplen har vindkraftverken en effekt på 25 MW respektive 15 MW, vilka har antagits ha en totalhöjd om 370 meter respektive 260 meter, med en rotordiameter på 340 meter respektive 230 meter. I Figur 5 visas exempel på vindkraftverk i olika storlekar samt för fundament i varierande vattendjup. De vindkraftverk som sannolikt kommer att vara aktuella vid tid för upphandling och byggnation av vindpark Aurora förväntas ha en livslängd på 40 - 45 år.

I vindkraftverkets nacell finns förutom växellådsolja bland annat kylarvätska, hydraulolja, smörjolja och batterivätskor. Därtill kommer exempelvis koldioxid eller andra gaser i brandsläckningsutrustning. I de komponenter där olja/vätskor förekommer är systemen slutna för att förhindra läckage. Skulle läckage uppstå samlas det upp i avsedda uppsamlingsstråg som rymmer hela den potentiella kemikalievolymen. En del oljor byts ut i intervaller under driftfasen, beroende på vindkraftverkets drifttimmar och vilken typ av olja som används. Avfallsfettet som uppkommer i smörjprocessen kan samlas upp i speciella fettuppsamlingsstankar och avlägsnas som en del av underhållsarbetet. Den totala mängden olja och fluider som förväntas finnas i ett vindkraftverk förväntas uppgå till 20 000–25 000 liter.

Vid vissa väderförhållanden kan is bildas på vindkraftverkets torn och blad. För att förhindra isbildning eller iskast från vindkraftverkens blad kan vindkraftverken eventuellt komma att utrustas med ett isdetekteringssystem. Isdetekteringssystem kan optimera vindkraftverkets driftläge genom att till exempel justera bladets vinkel för att minimera eventuella iskast eller stänga av vindkraftverket helt. Det finns även andra metoder för att förhindra isbildning genom att till exempel leda värme från nacellen in i bladen eller direktvärme från komponenter installerade i eller på bladen. Det pågår även utveckling av andra metoder för att förebygga och motverka isbildning som kan finnas att tillgå under tidpunkten för anläggning av vindparken.



Figur 5. Exempel på trebladiga horisontalaxlade uppwindsturbiner. D = rotordiameter, H = totalhöjd, G = frigång, d = vattendjup.

Tabell 2. Exempel på dimensioner av de vindkraftverk som kan bli aktuella för Aurora.

	Exempel 1	Exempel 2
Effekt per vindkraftverk	25 MW	15 MW
Rotordiameter, D (m)	340	240
Navhöjd (m)	190-200	135-145
Totalhöjd, H (m)	370	270
Frigång, G (m)	30	30

3.2 Installation

Vindkraftverk installeras vanligen i delar med flera lyft där man utnyttjar ett kranfartyg. Vindkraftverkets komponenter kan transporteras ut på pråm ut till vindparken och monteras på fundamenten med hjälp av en stödbensplattform (Figur 6) eller ett flytande kranfartyg, alternativt transporteras ut på installationsfartyget. Efter installation av tornet lyfts och monteras nacellen på tornet och därefter de tre bladen. Denna installation är väderkänslig. Det förekommer utveckling av lösningar där montering av vindkraftverk sker i en hamn och där konstruktionen bogseras ut till platsen.

När vindkraftverken är installerade kan komponenterna anslutas till det interna kabelnätet.



Figur 6. Montering av vindkraftverk med ett fartyg av typen stödbensplattform (jack-up). Källa: COWI

3.3 Utmärkning av vindkraftverken

Vindkraftverken inklusive mätmaster kommer att utmärkas för luft- och sjöfart enligt gällande regelverk och föreskrifter vid tidpunkten för byggnation. Enligt nu gällande regelverk på svenskt territorium (TSFS 2020:88) ska vindkraftverk med en höjd över 150 meter, och som är placerade i parkens ytterkant förses med högintensivt vitt blinkande ljus på nacellen. Vindtparker som är bredare än fyra km behöver dessutom utrustas med högintensivt ljus inuti parken och alla övriga vindkraftverk utrustas med ett lågintensivt rött ljus. Vid en totalhöjd över 315 meter kan ytterligare belysning behövs.

Ytterligare sjösäkerhetsmärkning kan förekomma beroende på vindparkens läge i förhållande till farleder och trafikstråk, (enligt TSFS 2017:66). Bland annat kan tornet markeras med ID-nummer, samt en gulmålad yta som markerar segelfri höjd. Vindkraftverken kan utrustas med radar (racon), mistsignal och AIS.

Gällande utmärkning av vindkraftverken kommer en dialog att föras med Transportstyrelsen och Sjöfartsverket.



3.4 Mätning av metrologiska parametrar mätmast eller LiDAR

En eller flera mätmaster kan komma att installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området. En mätmast har vanligen en höjd som motsvarar vindkraftverkens navhöjd och installeras på samma sätt som ett vindkraftverk, med ett fundament som förankras i botten. Fundament för en mätmast är dock betydligt mindre än för ett vindkraftverk. Data från mätmaster kan även användas för att under installation följa upp förutsättningarna för olika lyft, där det kan finnas krav på maximala vindhastigheter, och senare för uppföljning av vindparkens produktion. Data från mätmaster kan även användas för att göra underlag för lastberäkningar för vindkraftverkens fundament.

En teknik som utvecklas snabbt och har potential att ersätta en mätmast är LiDAR (Light Detection and Ranging). Lidarteknologin använder laser för att mäta vindhastigheten över havsytan och kräver således ingen mast. Utrustningen kan placeras antingen på ett bottenförankrat fundament eller på en flytande plattform. I dagsläget är denna mätteknik inte certifierad för att göra underlag för lastbestämningar men i framtiden förväntas detta att vara möjligt.

4. Fundament

Val av fundament beror på ett flertal olika faktorer: primärt vattendjup, geologi, vind- och vågförhållanden samt miljömässigt hänsynstagande och kostnader. Eftersom både vattendjup och geologiska förutsättningar varierar inom vindparken kan olika typer av fasta eller flytande fundament bli aktuella. Nedan följer en redogörelse för de olika typer av bottenfasta respektive flytande fundament som bedöms kunna bli aktuella.

Bottenfasta fundament förankras i eller stabiliseras på havsbotten antingen genom pålning, undertryck applicerad på sugkassuner (suction buckets), eller med hjälp av gravitationskraften i det fall gravitationsfundament används. Den tekniska utvecklingen har medfört att bottenfasta fundament kan byggas på allt djupare vatten.

Ett alternativ till de idag använda bottenfasta fundamentstyperna är en flytande fundamentlösning, som växer fram som ett alternativ för områden med ett större vattendjup (djupare än 60-70 meter). Tekniken är tillämpad i olje- och gasindustrin där man använt sig av flytande fundament för att komma åt oljereservoarer på djupt vatten.

Flytande fundament kan huvudsakligen delas in i fyra olika koncept: barge-fundament, semi-flytande (semi-submersible) fundament, sparfundament och TLP (tension-leg platform). Exempel på de olika alternativa bottenfasta och flytande fundamentstyperna illustreras nedan.

OX2 har låtit konsultbolaget COWI genomföra en utvärdering av olika fundamentstypers lämplighet för Aurora. COWI har studerat områdets geologi och beräknat fundamentens storlekar, som blir avgörande för det fysiska anspråket fundamenten kan utgöra på botten. Som underlag har tillgänglig och framtagna information gällande geofysik, vind- och vågklimat från parkområdet använts. Beräkningarna tar hänsyn till förväntade laster från vindkraftverk med rotordiameter upp till 340 meter.

Dimensionen av fundamenten är beräknade av COWI utifrån ett worst-case scenario. Storlekar, penetrationsdjup med mera kommer att optimeras i takt med att ytterligare undersökningar genomförs på platsen i samband med detaljprojektering. Flera olika typer av fundament kan komma att användas inom parkområdet.

Utifrån geologiska förhållanden på platsen och den teknik som är tillgänglig idag är det följande fundament som är aktuella för Aurora: monopilefundament, fackverksfundament med pålar samt flytande fundament. Varken typen gravitationsfundament eller förankring med monobucket eller suction bucket bedöms som lämpliga på Aurora och behandlas därför inte närmare.

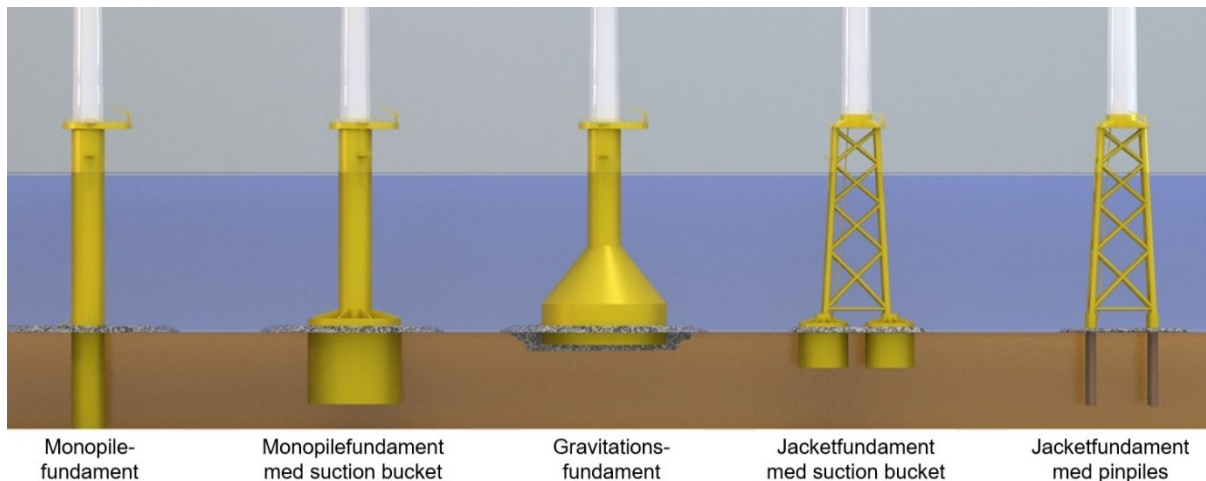
Nedan följer en kort beskrivning av de fundamentstyper som kan bli aktuella för vindparken Aurora.

4.1 Bottenfasta fundament

Fundamentets funktion är att dels bära upp vindkraftverken och dess laster. Enkelt består fundamentet av tre delar: den nedre delen som säkrar förankringen i eller på havsbotten, en del för att nå upp över vattenytan och den översta delen, övergångsstycket, som ansluter fundamentet till tornet för att säkerställa att tornet står vertikalt. Havsbottenförhållandena och vattendjupet är oftast primära faktorer som avgör vilka bottenfasta fundamentlösningar som är lämpliga att applicera. Utifrån den teknik som är tillgänglig idag är det framförallt två olika typer av bottenfasta fundament som bedöms bli aktuella: monopilefundament, och fackverksfundament. Dessa två grundtyper kan även kombineras som olika hybridlösningar.

Nedan redogörs de vanligaste typerna av bottenfasta fundament (Figur 7):

- Monopilefundament: stålcyklinder vanligen pålade i havsbotten
- Monopilefundament förankrat med sugkassun, s.k. *monobucket*
- Gravitationsfundament av betong eller annat material
- Fackverksfundament med sugkassuner (jacketfundament med suction bucket): en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben och förankras med sugkassuner
- Pålade fackverksfundament (jacketfundament med pinpiles): en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben som förankras med stålpålar (pinpiles) som penetreras ner i havsbotten

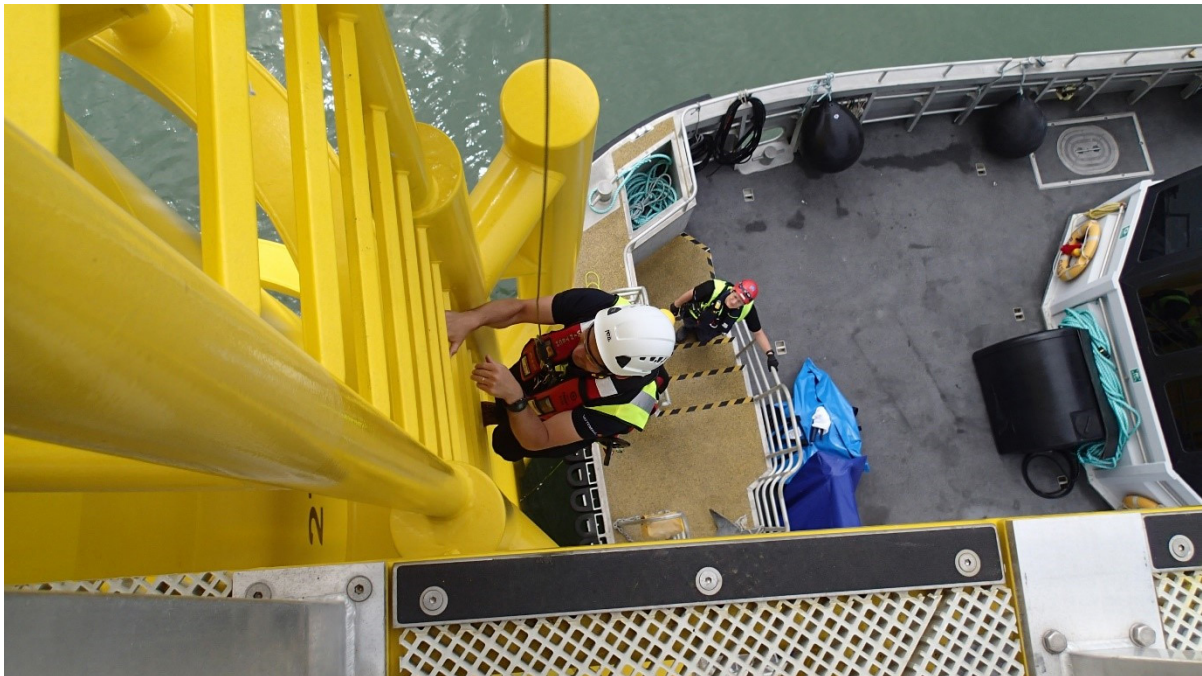


Figur 7. Exempel på olika typer av bottenfasta fundament.

Övergångsstyckets syfte är att ansluta tornet till fundamentet och justera lutningen så att tornet hamnar helt vertikalt, även om fundamentet skulle ha kommit något snett. Övergångsstycket och fundamentet monteras ihop genom bultning eller cementering (*grouting*). Cementblandningen sprutas in mellan övergångsstycket och fundamentet. Alternativt så kan en kombination av cementering och bultning användas.

För att skydda fundamentet från eventuell packis kan en iskrage (*ice cone*) monteras vid vattenlinjen. På fundamentet finns också någon form av angöringssystem (*boat-landing*), mot vilken en servicebåt kan angöra och personal komma över till en plattform vid vindkraftverket (Figur 8). Denna plattform placeras så att den inte översköljs av vatten, ens vid högvatten. Den elektriska anslutningskabeln kan antingen placeras inne i fundamentet och dras ut mot botten eller i en så kallad *j-tube*, ett j-format rör på utsidan av fundamentet.

På de delar av fundamenten som är i metall kan katodiskt skyddande offeranoder användas för att förhindra oxidation och korrosion. Anoderna består av metallstavar som fästs utanpå och inuti fundamenten och består vanligen av legeringar av aluminium- eller magnesium, där mindre än 5 procent av vikten består av andra metaller. Istället för att fundamenten korroderar är det anoden som förbrukas och korroderar. Det finns även andra metoder för att motverka korrosion så som katodiskt korrosionsskydd med hjälp av ström.



Figur 8. Exempel på angöringssystem vid ett vindkraftverk. Källa: Göran Loman

4.1.1 Monopile fundament

Ett monopile fundament är svagt koniskt och består av en enkel stålcylinder (*pile*) (Figur 9) som normalt försänks i botten genom pålning eller borrhning, alternativt en kombination av pålning och borrhning. Fundamentets diameter och förankringsdjup dimensioneras bland annat efter belastningen från vindkraftverket, geotekniska förhållanden, vattendjup samt vind och vågförhållanden.



Figur 9 Till vänster: illustration av ett färdigt installerat monopilefundament. Till höger: tillverkning av monopilefundament. I bakgrunden syns färdiga övergångsstycken. Källa: COWI

Monopile-fundament passar bäst vid bottensubstrat med stenblandad lera, med fast underliggande skikt. Tekniken är olämplig vid bergig botten, hög förekomst av block eller vid mjuk botten (Hammar et al. 2008). För att förhindra erosion anläggs runt fundamentet erosionsskydd, se avsnitt 4.3. Fundamentet skyddas från korrosion vanligen genom en kombination av att målas i korrosionsskyddande färg och anoder.

Tekniken med monopile är välbeprövad och av befintliga havsbaserade vindparker i drift är grundläggning med monopile den vanligast förekommande tekniken. I närheten av svenskt vatten har monopile bland annat använts inom vindparken Anholt i Danmark, vid Vattenfalls projekt Kriegers flak på danskt vatten och på den tyska parken Baltic 2 (vid Kriegers flak) på tyskt vatten vid gränsen till Sverige, samt vindparken Arkona, sydväst om Rönne.

För att optimera fundamentens storlek och mängden material anpassas vanligen varje fundament efter platsens specifika förutsättningar. Den monopile som kan bli aktuell vid Aurora för ett vindkraftverk med en rotor på 340 meter bedöms ha en diameter om upp till cirka 14 meter och ett penetrationsdjup på upp till 60 meter. Totalvikten har beräknats till 2000 – 5300 ton beroende på val av vindkraftverk samt djupet på den enskilda positionen. Erosionsskyddets diameter beräknas vara maximalt 60 meter med en tjocklek på cirka 1,5 meter.



4.1.1.1 Installation

Det övergripande händelseförloppet i anläggningens installationsfas är följande:

1. Eventuell förberedelse av havsbotten
2. Transport och lyft av fundamentet till position
3. Pålning (inklusive ljuddämpande aktiviteter)
4. Installation av vindkraftverk på fundamentet
5. Anslutning av internkabelnät mellan fundamenten
6. Anslutning av internkabelnätet till transformatorstation

Anläggning av monopile kräver i regel ingen eller liten förbehandling av havsbotten, däremot krävs fartyg med stor lyftkapacitet under installationen. Vid installationen kan rören antingen transporteras utflytande (med ändarna förslutna), transporteras på en pråm alternativt på ett installationsfartyg. Anläggning påbörjas genom att ett fartyg positionerar sig vid infästningspunkten, vanligen är det av ett fartyg av typen jack-up (se Figur 16), som lyfter upp sig med stödben över vattenytan, alternativt kan det vara ett flytande kranfartyg. Via kransystemet placeras fundamentet i en pile-gripper, vars funktion är att hålla fundamentet vertikalt, som placeras på bestämd position. Via denna pile-gripper sänks fundamentet ner i vattnet och därefter påbörjas pålning där en hydraulisk hammare pålar ner fundamentet i havsbotten. Styrka och slagfrekvens av hammaren anpassas efter rådande förhållande.

4.1.1.2 Pålning

Pålning av monopilefundament sker genom att en hammare slår ned fundamenten i havsbotten. Styrka och slagfrekvens anpassas efter rådande förhållande tills att man nått önskat djup ned i sedimentet. Hammaren kommer troligen använda upp till 6 000 kJ för pålning. Vanligen påbörjas pålning med så kallad mjuk-start där man börjar pålning med att knacka ganska försiktigt (cirka 10–15 % av maximal energi) för att ge tumlare och andra djur tid att lämna området. Varefter pålningen övergår i en så kallad ramp-up period där pålningsenergin succesivt tilltar tills man når upp till maximal pålningsenergi. Genom pålning förs monopilefundamentet ned till projekterat djup, cirka 60 meter. Pålning genererar höga ljudnivåer i vattnet och åtgärder kommer att vidtas för att begränsa ljudutbredningen runt arbetsområdet. Vid förekomst av stenblock eller annat svårigenomträngligt bottensubstrat avbryts pålningen och en borr kan sänkas ned i cylindern för att ta sig genom materialet innan pålning återupptas. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke stegar (*boat landing*), reling, kran med mera. Avslutningsvis läggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet.

Installation av ett monopilefundament tar vanligen ett till två dygn, där själva pålningen vanligen tar cirka sex timmar per fundament. Övrig tid inkluderar positionering och förflyttning av fartyg samt vidtagande av skyddsåtgärder

och förberedelser inför lyft av pålen med mera. Den effektiva påningstiden av monopiles inom vindparken är cirka 90 dygn, medan installationen av fundament pågår i cirka 1 till 2 år, delvis beroende på under vilken säsong installationen sker, samt hur mycket borrning som krävs. Installationsarbete till havs kräver marginaler då vädret kan vara nyckfullt och det är viktigt att upprätthålla en säker arbetsmiljö.

4.1.1.3 Borrning

Om botten är av hård karaktär kan installation av samtliga pålar att kräva borrning. Detta sker från en borrarplattform. Borrkaxet kan antingen spridas vid ytan eller vid botten, alternativt kan det samlas upp och tas om hand på en pråm. Om massorna är förorenade kan de behöva transporteras in till land för korrekt hantering av miljöfarligt avfall.

Den sedimentspridning som kan tänkas uppkomma vid arbeten med installation av fundament och kabelnedläggning har modellerats för att avgöra sedimentspridnings storlek och omfattning. Alla antaganden har skett utifrån ett worst-case scenario.



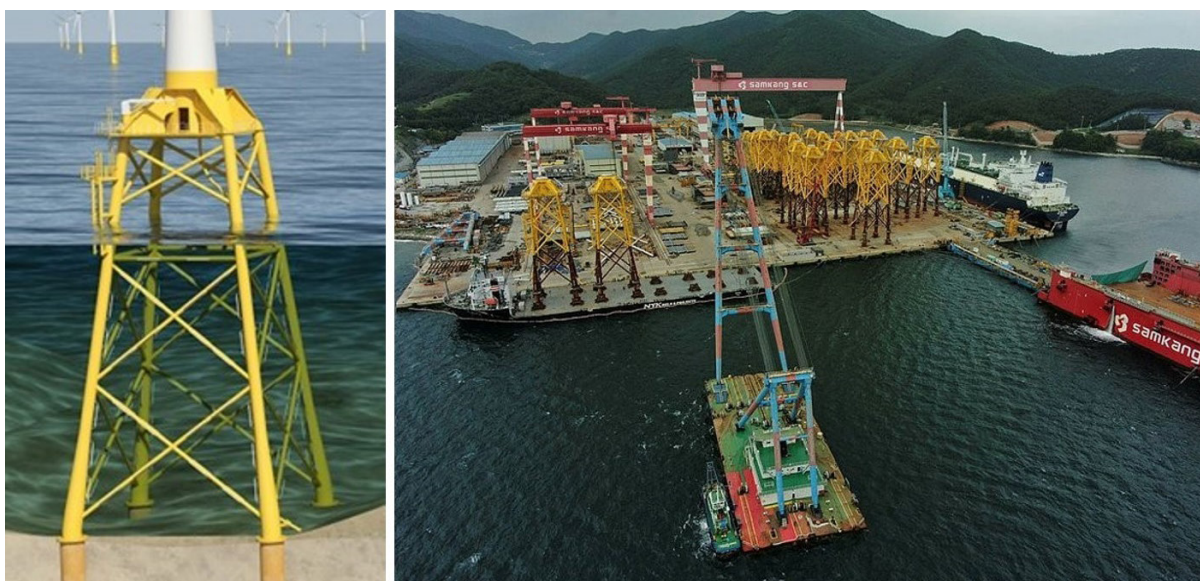
Figur 10 Exempel på borr som kan användas vid borrning av pålar. Källa: Bauer Group

Vilken typ av borrvätska som används beror dock på materialet som borrar. Vanligtvis används guar- eller xantumgummibaserad borrvätska, eller möjligtvis ett bentonitborrslam, men detta är mindre vanligt till havs och mer troligt att det används för HDD (horisontellt styrd borrning) vid kusten. Alla dessa produkter är naturliga och biologiskt nedbrytbara har därför begränsad miljöpåverkan och är vanligtvis inte ett problem att släppa ut på havsbotten under borrning.

Sammanfattningsvis är fördelarna med monopile att det är en välbeprövad teknik som är relativt enkel att tillverka, transportera och installera. I driftfasen är den enkla strukturen lätt att inspektera. Fundamentstypen kräver begränsad preparering av botten innan installation, tar relativt liten bottenyta i anspråk och installationen är relativt snabb. Nackdelen med en pålad monopile är alstringen av undervattensljud, utan ljudämpningsåtgärder, vid installationen som med sin impulsiva karaktär kan störa djurliv i närheten. En monopile som anläggs genom borrning ger upphov till miljöpåverkan genom de sediment som uppstår vid borrningen, om inte sedimenten hanteras istället för att släppas ut.

4.1.2 Fackverksfundament

Fackverksfundament är en nätverkskonstruktion av stålrör/balkar (Figur 11), som normalt förankras i botten genom pålning. Ett fackverksfundament för Aurora har en bottenbredd upp till 55 meter. Tekniken härstammar från oljeindustrin och är därför anpassad till och beprövad på stora djup, ofta över 40 meter. Stålrören i konstruktionen fixeras vanligen i varandra genom svetsning eller med hjälp av gjutna hylsor. Om botten är av hård karaktär kan borrning krävas. Fackverksfundament till vindkraftverk har idag vanligen tre eller fyra ben (Tabell 3). Mellan fundamentet och tornet placeras ett övergångsstycke. Fackverksfundament bedöms primärt kunna bli aktuellt inom delar av Aurora vars vattendjup understiger cirka 70 meter. Vikten av ett fackverksfundament med tillhörande övergångsstycke inom Aurora bedöms vara upp till 3 200 ton, exklusive vikten för pålar.



Figur 11. Till vänster: illustration av fackverksfundament). Till höger: färdigmonterade 4-bensfackverksfundament inklusive övergångsstycke redo att transporteras till havs. Källa: COWI



Fackverksfundament förankras i botten genom att 3 till 4 stålrör (pinpiles) pålas fast i bottensedimentet varefter hela stålkonstruktionen kan monteras i ett stycke. Alternativt kan man först ställa hela fackverksstrukturen på botten och därefter slå ner pålarna. Både pålningen och borrarning föregår på liknande sätt som för monopile. Pålarna estimeras ha en diameter på cirka 4,5 meter och ett penetrationsdjup om ner till cirka 60 meter.

Behovet av erosionsskydd i form av sten eller motsvarande kommer utredas senare i projektet och kan tillkomma och läggs inom ett avstånd på cirka 4 till 6 meter per stålrör.

4.1.2.1 Installation

Det övergripande händelseförloppet i anläggningens installationsfas är följande:

1. Eventuell förberedelse av havsbotten
2. Transport och lyft av fundamentet till position
3. Pålning (inklusive ljuddämpande aktiviteter)
4. Installation av vindkraftverk på fundamentet
5. Anslutning av internkabelnät mellan fundamenten
6. Anslutning av internkabelnätet till transformatorstation

Inför installation av fackverksfundament kan viss bottenpreparering krävas. Primärt handlar det om att säkerställa en relativt jämn yta och ta bort stenblock och dylikt. Fackverksfundament transporteras ut på pråm eller ett installationsfartyg. Med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg lyfts fundamentet på plats.

Om fundamentet installeras med pinpiles, dvs mindre stålpålar, kan de pinpiles som förankrar fackverksfundamentet antingen i förväg ha placerats i en ram på botten, som sedan fundamentet fästs mot eller så placeras fundamentet direkt på botten, varefter pålning sker av pinpiles. Eftersom pålen är mindre än för monopile sker pålningen med mindre kraft och genererar därmed en mindre ljudutbredning. I övrigt sker pålningen på liknande sätt som för monopilefundament. Den totala tiden för pålning blir dock längre eftersom varje fundament har flera ben som måste förankras. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke, stegar, reling, kran med mera. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet.

Installation av ett fackverksfundament tar vanligen två till tre dygn, där själva pålningen vanligen tar cirka tre till sju timmar per påle. Varje fundament har antingen tre eller fyra ben och därmed lika många pålar. Övrig tid inkluderar ompositionering och förflyttning av fartyg samt vidtagande av skyddsåtgärder och förberedelser inför lyft av pålarna med mera. Installationen kan föregå med flera fartyg där till exempel ett fartyg installerar pålar och ett annat lyfter själva fackverksstrukturen.



Den effektiva pålningstiden för vindparken förväntas att vara drygt 14 månader, medan installationen av fundament kan pågå i cirka 3 år, beroende på vilken säsong installationen sker, hur mycket borrning som uppstår under installationen.

Sammanfattningsvis, fördelen med fackverksfundament är att de är applicerbara på stora vattendjup och att bottenytan som tas i anspråk för själva fundamentet är relativt liten. Ljudalstringen vid pålning är med största sannolikhet mindre än vid installation av monopilefundament då pålen har en mindre diameter och det därmed krävs mindre pålningsenergi, dock avgörs den slutliga ljudalstringen på vilka ljuddämpade åtgärder som vidtas. Däremot krävs mer bottenpreparering än vid monopilefundament eftersom alla benen måste stå på samma nivå. Installationen tar längre tid än för monopile på grund av att fler pålar ska förankras.

4.1.3 Jämförelse av bottenfasta fundament

Vid anläggning av fundament och transformatorstationer/plattformar kommer en bottenyta tas i anspråk. Störst påverkan gällande bottenanspråk för olika fundamenttyper och plattformar har gravitationsfundament (som inte planeras att användas för Aurora).

I Tabell 3 redovisas en jämförelse av de olika fundamentalternativen och tekniska specifikationer såsom installationsmetod och penetrationsdjup för respektive fundamentstyp.



Tabell 3. Jämförelse av fundament gällande bottenanspråk, penetrationsdjup och installationsmetoder.

Exempel/referensturbin; 25MW	Monopile	Fackverk (påning)
Projektområde total yta (km ²)	1 045	1 045
Antal	370	370
Dimensioner bredd x-led	14,3 i diameter	55
Dimensioner bredd y-led	14,3 i diameter	55
Förankringspunkter	1	4
Förankringspunkt, bottendiameter	14,3 i diameter	4x4,5
Bottendiameter med erosionsskydd	60	4x10
Penetrationsdjup	60	65
Påning	Ja	Ja
Borrning	Troligen	Troligen
Sedimentspridning	Ja	Eventuellt
Muddring	Eventuellt	Eventuellt
Muddringsmassor m ³	0	0
Bottenanspråk (km ²)	0,059	0,024
Bottenanspråk med erosionsskydd (km ²)	1,046	0,116
Bottenanspråk förhållande till parkområde	0,10%	0,011%
Vikt fundament (ton)	5 300	2 200
Vikt övergångsstycke (ton)	650	600
Vikt förankring (ton)	0	1 200



4.2 Flytande fundament

En teknik som är under utveckling är flytande fundament och förväntas göra stora framsteg under de kommande åren. Flytande fundament har under en längre tid använts i olje- och gasindustrin.

Tekniken möjliggör installationer på större vattendjup än de traditionella bottenfasta fundamenten. Dessutom är bottenförhållandena mindre avgörande i jämförelse med bottenfasta fundament. Även miljöpåverkan på bottenmiljö och marint liv som kan orsakas av borring/pålning kan minskas tack vare den flytande tekniken. Flytande fundament består förenklat av tre delar, en flytstruktur, på vilken vindkraftverket är monterat, förankringslinor samt förankringar som fäster förankringslinorna i botten.

Det finns olika varianter av flytande fundament som kan delas upp i fyra kategorier. Spar, Barge och Semiflytande är tre varianter med stora fundament som förankras vid havsbotten med hjälp av långa kedjor eller staglinor som fästs med någon form av ankare. Den fjärde varianten, TLP (tension leg platform) har en mindre plattform och är förankrad i havsbotten med vertikalt löpande linor. Denna teknik kräver mycket starka förankringslinor och en gedigen fästningsanordning på botten. Inom Aurora bedöms semiflytande fundament vara mest sannolikt att tas i bruk utav de flytande fundamentslösningarna. Spar och TLP bedöms vara minst passande för vindparken då de är anpassade för större vattendjup. Oavsett vilken fundamentstyp som används kan olika förankringslösningar med linor och ankare användas.

Flytande fundament skiljer sig åt i installation-, drift- och avvecklingsfasen. Processerna skiljer sig även inom de olika typerna av flytande fundament, beroende på om det är sparfundament, barge, semiflytande eller TLP. Nedan presenteras de olika projektfaserna med utgångspunkt i skillnaden mot de bottenfasta projektfaserna.

4.2.1 Installation

Det övergripande händelseförloppet i anläggningens installationsfas är följande:

1. Eventuell förberedelse av havsbotten
2. Installation av vindkraftverk på flytande fundament
3. Bogsering av fundament och vindkraftverk till vindparken
4. Installation av förankringslösning – ankare och förankringslinor och/eller kätting i havsbotten
5. Koppling och förspänning av förankringslinor till fundamentet
6. Anslutning av internkabelnät mellan fundamenten
7. Anslutning av internkabelnätet till transformatorstation



Eftersom installationen av fundament med tillhörande vindkraftverk kan utföras i hamn går det att undvika stora lyftoperationer ute vid parkområdet. På grund av detta kan potentiellt användningen av exempelvis jack-up fartyg undvikas. Fartyget har stödben som fälls ner mot havsbotten för att skapa stabilitet för tunga lyft. Detta kan orsaka tillfällig grumling och störning på havsbotten.

I de följande avsnitten beskrivs flytande fundament separat.

4.2.1.1 TLP (Tension Leg Platform)

TLP, Tension Leg Platform, är en mindre vanlig teknik som till skillnad från de tidigare nämnda lösningarna upprätthåller sin stabilitet med hjälp av vertikalt spända förankringskedjor mot havsbotten. Fundamentet består av en relativt liten plattform med stark flytkraft som är helt nedsänkt under vattenytan. Tekniken kräver en gedigen förankringslösning med stora gravitationsankare eller motsvarande för att klara av påfrestningen på de spända förankringslinorna. Fördelen med denna förankringslösning är att linorna har en vertikal sträckning från plattformen ner till havsbotten. Det gör lösningen relativt billig att skala upp till större vattendjup.

TLP-fundamenten kan vara mindre och lättare jämfört med de andra alternativen tack vare dess tekniska konstruktion. Däremot har denna lösning en mindre stabilitet och risken för ett haveri är större om någon av förankringslinorna skulle gå sönder.

Vid installationen krävs ett särskilt utformat kranfartyg som assisterar i monteringen. Förankringen till havsbotten sker via pålning, antingen via borring eller slag med hydraulisk hammare. Linorna (s.k. tendons), som transporteras separat till kranfartyget vid vindparken, är tillverkade av stål och fäster i botten vertikalt ner från plattformen. Dessa stållinor monteras ihop segmentvis för att uppnå önskad längd och därmed djup till havsbotten. Efter att alla stållinor är sammankopplade till det förinstallerade förankringssystemet bogseras TLP-plattformen till siten och kopplas ihop med linorna. Ballast kan komma att användas för att justera plattformen till en passande nivå där toppen av stållinorna finns. De spända linorna tillåter viss rörelse i horisontalled men begränsar helt vertikala rörelser av plattformen

4.2.1.2 Semiflytande (semi-submersible)

Av de flytande typerna av fundament så bedöms semiflytande fundament vara mest lämpligt för Aurora. Semiflytande fundament kan ses som kombination av teknikerna TLP och Spar. Det sker mycket utveckling inom semiflytande fundament, och många utvecklare för flytande havsbaserad vind tror att denna typ av flytande fundament kommer att dominera industrin. Fundamentet består av tre vertikala cylindriska flytare upp till 84 meter ifrån varandra (c-c), som vardera har en diameter på cirka 18 meter. Cylindrarna monteras ihop med plattformen och hela fundamentet är delvis nedsänkt under vattenytan (med ett djupgående på cirka 28 meter). Fundamentens stabiliseringstid orsakad av vågor och strömmar blir



längre med ökat djupgående. Denna nedsänkning är justerbar och har som syfte att optimera fundamentets stabilitet.

Varje cylinders kontaktarea med vattenytan, höjden av bojens mittpunkt samt avståndet mellan cylinderbojarna är alla faktorer som har påverkan på de krafter som det semiflytande fundamentet måste tåla. I jämförelse med ett sparfundament så har semiflytande en bredare kontaktyta med vattnet, vilket bidrar till en bättre stabilitet och därmed minskad känslighet mot vågor. Kolumnerna är vanligtvis kopplade ihop med stålrör för att ytterligare optimera hållfastheten. Vindkraftverket kan installeras på en av de tre cylinderbojarna, alternativt i mitten av plattformen.

Ett statiskt vattenballastsystem installeras i botten av varje cylinder för att justera nedsänkningen till önskad nivå. Direkt ovan detta statiska vattenballastsystem, installeras ett så kallat aktivt vattenballastsystem som möjliggör att vattnet kan förflyttas mellan alla tre cylindrarna. Syftet med det aktiva ballastsystemet är att reducera stelkroppsdynamiken framkallad av vindens kraft som tas emot av vindkraftsturbinen. När vindens hastighet och riktning ändras, justerar det aktiva ballastsystemet vattendistributionen mellan fundamentets cylindrar för att hålla vindkraftstornet vertikalt.

Designen av ett semiflytande fundament kräver mer hydrodynamiska beräkningar då fundamentet rör sig dynamiskt från vind- och vågkrafterna. Hävningen, den vertikala rörelsen, av denna typ av fundament behöver beräknas och modelltestas för att verifiera den hydrodynamiska stabiliteten hos fundamentet.

Jämfört med andra flytande fundament så är semiflytande förhållandevis enkla att installera och avveckla. Gällande konstruktion, montering och installation av semiflytande fundament med tillhörande vindkraftverk så kan dessa utföras på land eller i en hamnbassäng för att sedan bogseras ut till vindparken. Bogseringen sker sannolikt med tre bogserbåtar kopplade till varje cylinderboj.

Förankringssystemet är redan installerat och positionerat när fundamenten bogseras till vindparken. I denna fas av projektet antas 3-6 förankringslinor av typen catenary vara lämpliga per semiflytande fundament. Beroende på val av vindkraftverk så kan vikten av förankringslinorna per semiflytande fundament vara upp till 4100 ton. Ett antal viktklämmor kan komma att monteras på förankringslinornas djupare delar (se nedan för vidare beskrivning av förankringslinor). Linans horisontella utbredning för Aurora estimeras till cirka 1400 meter per fundament. De förankringar som ovan antas vara passande för vindparken är förankring genom pålning, förankring med sugkassuner samt förankring med gravitationsankare. Föreslagna dimensioner av de olika förankringarna för ett 3-cylindrigt semiflytande fundament redovisas i Tabell 4. För vidare beskrivning av olika typer av förankringar hänvisas läsaren till avsnitt 4.2.2

I samband med att fundamentet installeras och monteras ihop med förankringssystemet ansluts också vindkraftverkets ledningar som kommer att transportera elektriciteten vidare till transformatorerna i vindparken.



4.2.1.3 Barge

Varianten Barge har en stor flytande plattform som får sin statiska stabilitet genom att nyttja flytkraftens egenskaper och plattformens stora area i vattenplanet. Plattformen är konstruerad av betong eller stål och har till skillnad från det semiflytande fundamentet en kortare nedsänkning (*draught*). Karakteristiskt för plattformen är dess kvadratiska form med en central bassäng, ofta refererad till som månbassängen (*moon pool*). Plattformens konstruktion skapar stabilitet genom att kontaktytan med vattnet förskjuts från tornets centrum till den omringande plattformen, vilket minskar påfrestningen från vågrörelser.

Fördelar med Barge är att all montering och testning kan utföras på land innan bogsering ut till parkområdet. På grund av plattformens stora utbredning krävs det väldiga ytor i hamnen för att monteringen ska vara möjlig, men istället kan dyra kostnader för långa havsinstallationer minimeras. Den stora plattformen underlättar för allt underhållsarbete som görs under drifttiden. Fundamentet förankras konventionellt till havsbotten via förankringslinor av typen catenary.

4.2.2 Förankring

Förankringssystem består i huvudsak av två delar: ankringssystem och förankringslinor. (se avsnitt 4.2.3). Ankringssystemet kan i sin tur, på en övergripande nivå, delas upp i två grupper: gravitationsankare (ovan havsbotten) och nedgrävd ankare (penetrerad i havsbotten).

Gravitationsankare är minst beroende av vilka havsbottenförhållanden som råder då den inte ska fästas i havsbotten. Dess förankring bygger på den enorma tyngdmassan som ankaret utgör, vilket vittnar om dess baksida med en mer materialkrävande framställning. Gravitationsankare är ett av ankringssystemen som kan komma att bli aktuellt inom vindparken. Preliminära dimensioner för dessa ankare är enligt följande: bredd upp till 4 m, höjd cirka 8 meter samt en vikt på drygt 1000 ton per gravitationsankare. Då 3-cylindriska semiflytande fundament bedöms sannolikt att installeras i vindparken kan minst 3 gravitationsankare per fundament bli implementerade.

Gruppen nedgrävda ankare består av ankare vars förankringskapacitet härstammar från krafter som friktion och bottensubstratets hållfasthet. Dessa nedgrävda ankare är dragankare, VLA (vertikalt lastad ankare), sugkassunsankare, DIA (Dynamiskt installerade ankare) som består av torped-, djupt penetrerat- och OMNI-Max ankare, samt pålade ankare.

Val av förankringssystem baseras på havsstratigrafi och geotekniska parametrar. Beroende på vilken förankringsmetod som nyttjas och vilka botten- och sedimentförhållanden som råder görs valet av förankringsanordning till havsbotten. Inom vindparken Aurora, där sannolikt 3-cylindriska semiflytande fundament kommer att installeras, bedöms pålade ankare, sugkassunsankare samt gravitationsankare att kunna bli aktuella för förankring av flytande fundament (se Figur 12). Detta innebär att minst 3 förankringpunkter per semiflytande fundament kommer att finnas i vindparken.



Nedan följer beskrivningar av olika nedgrävda ankare.

4.2.2.1 *Dragankare*

Dragankare är en mångsidig lösning som är enkel att installera, har förhållandevis lätt vikt, är kostnadseffektiv och den mest nyttjade lösningen på marknaden.

Dragankare erhåller sin förankringskapacitet genom inbäddning under havsbotten och är designade för att motstå horisontella krafter. På grund av detta kan dragankare endast tillämpas i kombination med catenary systemet där förankringslinans djupaste delar ligger horisontellt på havsbotten (se avsnitt 4.2.3.1). För att nedgrävning av ankaret ska vara möjlig kräver dragankare i tillägg att bottenskiktet utgörs av lera, sand eller mjukare bergarter.

Installationen av denna typ av ankare utförs genom att placera ankaret på förbestämda koordinater i havsbotten och med hjälp av dragkraft och friktion mellan ankaret och substratet positionera ankaret. Baserat på ankarets dimensioner och rådande substratförhållande så inkluderas ett släpavstånd i installationsdesignen. Det bedöms i detta skede inte sannolikt att dragankare blir aktuellt inom Aurora men enligt grova estimeringar kan förväntat släpavstånd (sträckan för ankaret att sätta sig) för dessa i vindparken bli minst 50 meter med ett penetrationsdjup om minst 10 meter under havsbotten samt en maximalvikt om upp till 65 ton per ankare. Dragankarets dimensioner i ovan estimering är 10 m x 10 m x 4 m i längd, bredd och djup.

4.2.2.2 *VLA (Vertikalt Lastat Ankare)*

VLA liknar dragankare men kan stå emot ännu större krafter och även laster i vertikalled. Till skillnad från dragankare så är VLA designad för att kunna rotera mellan dess olika komponenter och därmed motstå krafter i olika led. På grund av detta så finns möjligheten att som förankringslinor använda antingen catenary eller taut-systemen (se avsnitt 4.2.3).

4.2.2.3 *Dynamiskt installerade ankare (Torpedankare, DPA och OMNI-Max)*

Till dynamiskt installerade ankare räknas normalt torpedankare, DPA (djupt penetrerat ankare) och OMNI-Max. Skillnaderna mellan dessa, förutom dess design, är konceptuellt väldigt små. Dessa ankare med sina konformade spetsar har cylinderns ytterväggar tillverkade i stål och fylls normalt med järnskrot eller betong för ökad tyngd. Dessa ankare penetrerar substratet genom de accelerationskrafter som erhålls via fritt fall i vattenkolumnen.

Denna grupp av ankare passar bäst till förankring på djupare vatten. Fördelen med installationen av dessa är just att vattendjupet inte är en begränsande faktor. I tillägg är geotekniska förhållanden mindre avgörande för att implementera dessa typer av ankare då exempelvis lägre skjuvspänningskrafter faktiskt tillåter dessa ankare att penetrera djupare som i sin tur leder till större motståndskraft (krafter i sidled). Samtidigt så är en svaghet med tekniken de osäkerheterna kring beräkningar och estimeringar av penetrationsdjupet. Inom Aurora vindpark bedöms dynamiskt installerade ankare inte bli aktuella.

4.2.2.4 Pålade ankare

Pålade ankare är ihåliga cylindriska stålkonstruktioner vilka pålas antingen genom nedtryckning med hydrauliska hammare eller via borrhning och cementering. Dessa ankare används normalt då väldigt stora motståndskrafter måste erhållas. På grund av sin relativt enkla design och motståndskraft i både horisontal- och vertikalled kan pålade ankare kombineras med både catenary- och tautsystemen för förankringslinor (se avsnitt 4.2.3).

När borrhning väljs som pålningsmetod förborras ett hål med något större diameter än själva pålen. Detta för att möjliggöra fyllning av cement som bidrar med att hålla samman det pålade ankaret med substratet.

Inom vindparken kan pålade ankare komma att bli aktuell för förankring av semiflytande fundament. Pålarnas diameter estimeras till cirka 3 meter och penetrationsdjupet beräknas upp till 25 meter under havsbotten. Då 3-cylindriska semiflytande fundament sannolikt kommer att användas i vindparken, så används 3-6 förankringpunkter. Varje påle har en vikt på drygt 90 ton.

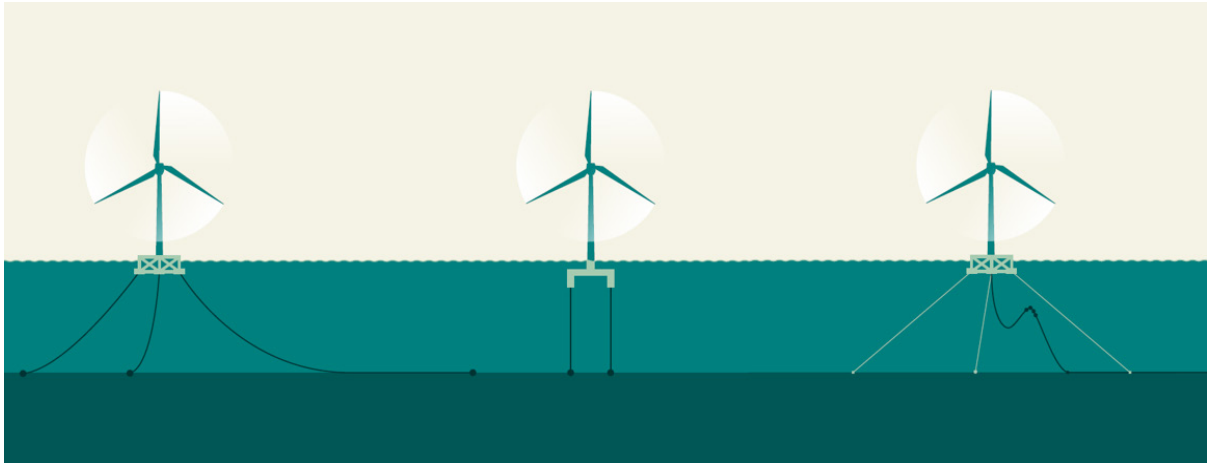
4.2.3 Förankringslinor

Alla flytande fundament behöver förankras i havsbotten via förankringslinor för att hålla fundamentet på plats inom området för dess ursprungliga jämviktsläge. Förankringsanordningen ska även kontrollera fundamentets orientering och kunna hantera givningsmöjligheterna för vindturbinen.

En förankringslina på varje vindkraftverk är utrustad med en komponent, s.k. in-line tension, som justerar linans dragspänning. Denna komponent utnyttjas i huvudsak under installationsfasen men kan även justeras under driftsfasen vid behov.

Förankringen kan utformas på olika sätt och kan kategoriseras under grupperna catenary (kedjeförankring), taut (spänd förankring) och tendon (solid förankring) (Figur 12). Catenarysystemet är det mesta använda inom havsbaserad vindkraft tack vare att den är enkel att installera och har en välkänd design. Som tidigare beskrivet så bedöms semiflytande fundament med tre cylinderbojar kunna bli aktuella i vindparken.

Liksom andra teknologier inom havsbaserad vindkraftverksamheter så pågår en snabb och omfattande forskning kring förankringssystem kopplat till flytande fundament för ytterligare optimering och utveckling. Exakt layout och dimensionering av förankringssystemet fastställs under detaljprojekteringen.



Figur 12. Olika förankringslösningar. Catenary (till vänster), Tendon (mitten) och Taut (till höger). Illustratör: Tobias Green

4.2.3.1 Catenarysystem

Denna förankringslösning kan användas oberoende av vilket vattendjup som råder men är bäst lämpad för grundare vatten (upp till 200 meter). Detta på grund av att förankringslinorna blir längre med vattendjupet och således ökar även den totala vikten på de hängande linorna. Detta resulterar i att en större utbredning av bottenytan behöver tas i anspråk. Anordningen blir mer kostsam i proportion till linornas längd. Linan har en horisontell utbredning som motsvarar 5-20 gånger det vertikala avståndet från plattformen till havsbotten.

Linan brukar bestå av tre segment där delen närmast plattformen är en stålkedja med syftet att undvika böjningsmoment vid anslutningen. Den andra och mittersta delen utgörs ofta av en stålvaajer, alternativt lina tillverkad av syntetiskt material, för att minska linans hängande vikt. Delen närmast förankringspunkten på havsbotten består av stålkonstruerad kedja. Här är kedjan bäst lämpad på grund av påfrestningar som uppstår i och med kontakten med havsbotten. Anordningen är konstruerad för att endast hantera krafter mellan ankare och lina i horisontellt led, vilket innebär att ändbiten av kedjan alltid kommer vila på havsbotten.

Inom vindparken bedöms, i denna fas av projektet, kedjeförankringssystem bli aktuellt. Den horisontella utbredningen beräknas ha en diameter upp till 1400 meter. Här föreslås viktklämmor att installeras på den nedersta delen av kedjeförankringen för att ytterligare stabilisera systemet. Totalvikten av kedjeförankringen inklusive dess viktklämmor beräknas att bli cirka 4100 ton per fundament: förutsatt att 3-6 förankringspunkter implementeras.

4.2.3.2 Tautsystem

Tautsystemet karakteriseras av förspända förankringslinor som normalt har en vinkel mellan 30-45 grader mot havsbotten. På grund av de direkt applicerade motspänningskrafterna som appliceras på dessa linor så måste förankringen vara kapabel till att motstå horisontella och vertikala krafter. Återställande krafter



genereras av förankringslinans axiella elastiska dragkrafter. Förankringslinorna måste vara tillräckligt elastiska för att hantera belastningen som kommer ifrån vågrörelserna som plattformen utsätts för. Jämfört med catenarysystemet är den totala vikten av de hängande linorna mindre tack vare den mer spända utformningen på linorna. Totallängden av förankringslinor är alltså kortare i taut systemet jämfört med catenary på grund av sin spända karaktär. Detta leder i sin tur till att mindre horisontell utbredning på havsbotten.

4.2.3.3 Tendonsystem

Denna förankringsanordning implementeras i TLP. Linorna är ofta stålkonstruerade och fäster i botten vertikalt ner från plattformen. De spända linorna tillåter viss rörelse i horisontalled men begränsar helt vertikala rörelser av plattformen. Förankringen till botten måste även för denna lösning vara ordentligt fäst med hjälp av pålning, sugkassun eller gravitationsförankring. Uppsidan med denna förankring är att den tar minst bottenyta i anspråk och är minst materialintensiv då linorna löper vertikalt och den lämpar sig bra för större vattendjup.

Tabell 4. Exempel på dimensioner och ianspråktagen yta till flytande fundament.

Exempel/referensturbin; 25MW	Flytande (semi)	Flytande verk (TLP)
Projektområde total yta (km ²)	1 045	1 045
Antal	370	370
Dimensioner bredd x-led	84	84
Dimensioner bredd y-led	84	84
Förankringpunkter	6	6
Förankringpunkt, bottendiameter	5	5
Bottendiameter med erosionsskydd	12x6	12x6
Penetrationsdjup	25	25
Pålning	Eventuellt	Eventuellt
Borrning	Eventuellt	Eventuellt
Sedimentspridning	Eventuellt	Eventuellt
Muddring	Eventuellt	Eventuellt
Muddringsmassor (m ³)	0	0
Bottenanspråk (km ²)	0,044	0,044
Bottenanspråk med erosionsskydd (km ²)	0,251	0,251
Bottenanspråk förhållande till parkområde	0,024%	0,024%
Vikt fundament (ton)	5 100	5 100
Vikt övergångsstycke (ton)	600	600
Vikt förankring (ton)	5 100	5 100

4.3 Erosionsskydd

I anslutning till bottenfasta fundament och de flytande fundamentens förankring anläggs vanligen erosionsskydd för att förhindra erosion: underminering och utgrävning av havsbotten kring anlagt material.

Utformning och behovet av erosionsskydd varierar beroende på fundamentstyp, material, strömmar samt rådande havsbottenförhållande. Den vanligaste typen av erosionsskydd är lager av sten, grus och sand i varierande storlek som läggs runt basen på fundamentet. Installation sker vanligtvis med ändamålsenligt fartyg som placerar ballasten på platsen. Det pågår även forskning kring utveckling av alternativa typer av erosionsskydd, som exempelvis geotextilier. Utformning och val av erosionsskydd fastställs slutgiltigt under detaljprojekteringen i ett senare skede av projektet.

4.4 Förslag till skyddsåtgärder

Under anläggningsfasen föreslås ett antal skyddsåtgärder, bland annat för de undersökningar som behöver genomföras och vid installationen av fundament. Nedan ges några exempel.

4.4.1 Föreslagna skyddsåtgärder vid pålning

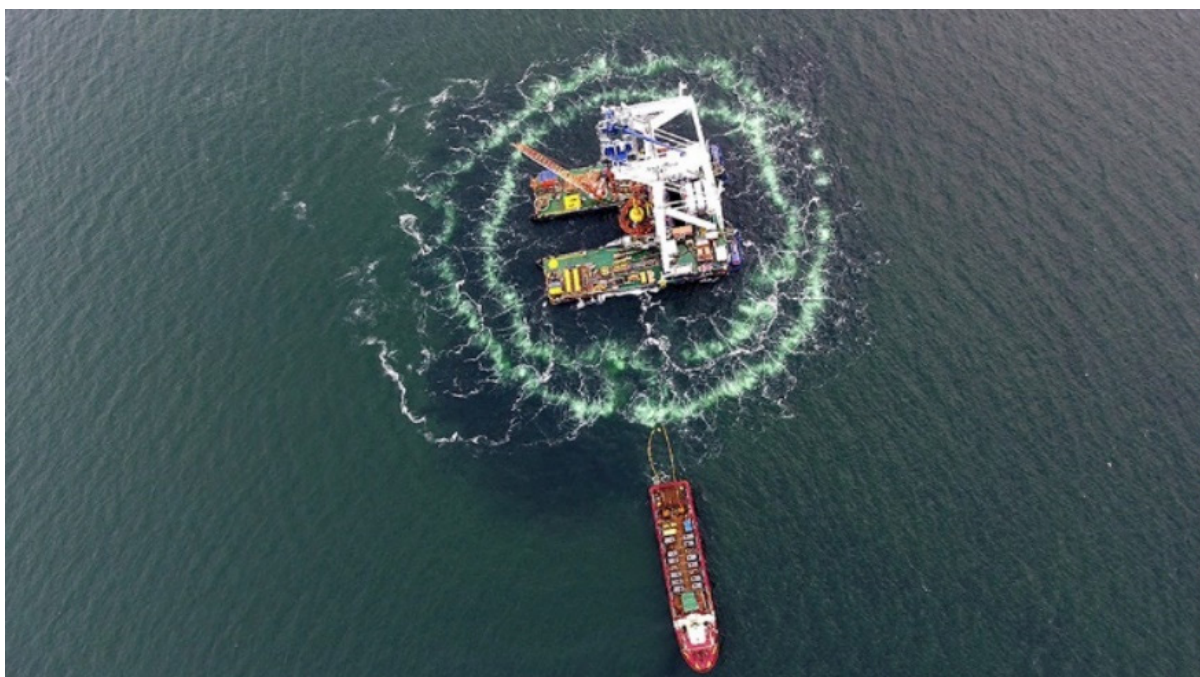
Skyddsåtgärder för att minska ljudnivåer under installationen kan komma att vidtas för att uppfylla de krav som finns gällande undervattensljud, både primära och sekundära åtgärder kan vidtas. Primära åtgärder inkluderar att reducera ljudutbredningen vid källan genom att till exempel välja en metod och en hammare som genererar mindre ljud vid pålning. Även frekvens och pålningsenergi kan regleras för att minska ljudutbredningen. Det pågår en utveckling av en rad metoder för att minska påverkan på marint liv vid pålningsarbete. Sekundära åtgärder används för att reducera ljudspridning. I nuläget är det inte möjligt att avgöra vilken metod som kommer att användas vid installationen på Aurora men nedan beskrivs ett antal som kan bli aktuella.

Drill-Drive-Drill är en metod som innebär att man pålar tills ett visst motstånd uppnås. Pålningen avbryts och en borr sänks ned i cylindern för att ta sig igenom det starkare lagret, varefter pålningen startar igen. Detta minskar den inre friktionen och reducerar behovet av pålning. Metoden kan också användas i syfte att ta sig igenom hårdare lager.

Andra exempel på tekniker som är under utveckling är blue piling och vibropiling. Blue piling använder en vattenpelare inuti en behållare, vanligen en ståltub. Vattenpelare accelereras genom gasförbränning som introducerar ett första slag på pålen samtidigt som vattenpelaren lyfts. Nästa slag kommer då vattenpelaren återgår till sin tidigare position. I stället för att slå ned pålen i havsbotten kan pålen vibreras ner vilket minskar ljudutbredningen. Denna teknik kallas vibropiling och kan användas i kombination med traditionell pålning, vilket medför att färre slag

per påle behövs. Nackdelen med vibropiling är att det kräver i gengäld särskilda bottenförhållanden för att fungera och förfarandet är inte troligt för Aurora på grund av detta.

Bubbelgardiner är en väl beprövad metod för att reducera ljudutbredning vid pålning. En bubbelgardin formas genom att komprimerad luft pressas ut genom ett perforerat rör längs med botten av pålningsområdet. Luftbubblorna stiger och dekomprimeras i vattenpelaren och bryter effektivt ljudvågor under vatten. För att öka effekten kan två bubbelgardiner läggas runt samma pålningsområde, detta kallas double-big-bubble-curtain, DBBC. Alternativt kan metoden användas i kombination med andra tekniker.



Figur 13. Anläggningsarbete med dubbla bubbelgardiner. Källa: Hydrotechnik Lübeck

De mest välbeprövade metoderna inom havsbaserad vindkraft för att skärma av ljud under installationen är bubbelgardiner och Hydro Sound Damper (HSD). Metoderna kan användas individuellt eller i kombination med varandra, alternativt i kombination med andra metoder. Nedan ges en översikt på de vanligaste ljuddämpande systemen (eng: noise mitigation systems) som används idag.

Hydro Sound Dampers (HSD) är luftfyllda behållare av gummi eller plast som är säkrade på ett nät, vilket placeras runt pålen för att förhindra spridningen av ljud under installationen. HSD elementen placeras vanligen på kort avstånd från pålen. HSD är hittills enbart beprövade på monopileinstallationer.



Figur 14. Hydrosound Damper. Källa: Offnoise Solutions.

Noise Mitigation Screen (IHC-NMS) är ett stålrör med dubbla väggar som ställs på botten. Rören kan kompletteras med luftfyllda skumplastsektioner och/eller interna bubbelgardiner. Isoleringrör är återanvändbara och därför kostnadseffektiva som dämpningssystem. Som ljuddämpning är tekniken pålitlig.

4.4.2 Föreslagna skyddsåtgärder för fartygstrafik

Under den marina delen av installationsarbetena kommer hela eller delar av verksamhetsområdet sannolikt vara avlyst från annan fartygstrafik. Runt pågående installationsaktiviteter föreslås det att en tillfällig säkerhetszon på 500 meter etableras för att skydda anläggningen, personalen och för att upprätthålla säkerheten för tredje part som förbipasserande fartyg. I samråd med svenska myndigheter kommer den slutgiltiga utformningen av tillfälliga säkerhetszoner ske. Säkerhetszonerna kommer att vara tydligt utmärkta. Vid behov kan tillfälliga markeringar/hinderljus upprätthållas.

Fartygstrafiken inom verksamhetsområdet kommer att övervakas av en marin koordinator som kommer att ha kontroll över vilka fartyg som befinner sig var, förväntade rörelser och vilka människor som finns var (på olika fartyg, i vindkraftverk) och varför.

4.4.3 Föreslagna skyddsåtgärder för hantering av olja

Ett eventuellt utsläpp av olja eller andra skadliga ämnen som hanteras under installation kan, beroende på utsläppets omfattning och karaktär, väderförhållanden med mera, medföra negativ påverkan på naturvärden. I första hand ska sannolikheten för utsläpp begränsas med fysiska åtgärder, som till exempel utformning av kärl och spillzoner som rymmer ett totalt utsläpp, och med administrativa åtgärder. Endast den med behörig kompetens får hantera oljor eller andra skadliga kemikalier. Inför anläggningsarbetet ska upprättas särskilda rutiner för hur ett utsläpp ska hanteras, vem som ska larmas, vem som har ansvar för skadebegränsande/sanerande åtgärder. Vidare ska finnas tillgängligt länsar som kan begränsa spridningen.



4.4.4 Föreslagna skyddsåtgärder för att minska kollisionrisk för fågel/fladdermus

Om det behövs skydd för specifika fågelarter kan radarsystem eller andra tekniska system användas för att detektera och därefter styra vindparken eller enskilda verk. Radarsystem för detektion av fågel är en välbeprövad teknik och används idag bland annat på flygplatser. I en vindpark kan radarn vid behov kompletteras med kameror och bildanalys för att identifiera vilken artgrupp fåglarna tillhör.

Ett driftregleringssystem för applicering i en vindpark kan till exempel regleras genom radarns signaler som identifierar passerande fåglar. Målet är minska risken att fåglar skadas av snabbt roterande blad. Genom att bromsa eller stanna vindkraftverken, ökas fåglarnas möjlighet till undvikande vid passage. Därmed reduceras kollisionrisken för de aktuella fåglarna som behöver skyddas avsevärt.

Driftregleringssystemet kan till exempel bestå av en horisontell och en vertikal radar, för att både bestämma flyghöjd och fåglarnas bana och antal, samt kameror för dagsljus och/eller mörkerseende. Med hjälp av bildanalys och artificiell intelligens kan systemet ge information om vilken typ av fågel som närmar sig, information överförs till vindkraftverkets och parkens SCADA system (styrsystem) som därefter justerar de berörda vindkraftverkens rotationshastighet efter förutbestämda parametrar. När fåglarna har passerat vindkraftverket återgår driften till normalläget. För att detektera fladdermöss kan systemet även inkludera ultraljudsdetektion, och därefter driftreglera vindkraftverken baserat på detta.

Att måla ett av bladen på vindkraftverken svart kan också minska risken för att fåglar kolliderar med vindkraftverket. Forskare har konstaterat att åtgärden tycks vara effektiv för vissa arter och under vissa förutsättningar, men eftersom studierna hittills endast har omfattat ett mindre antal vindkraftverk är det dock svårt att vet hur pass allmängiltiga resultaten även är för större parkområden och för olika arter. Att måla ett blad är en enkel åtgärd som kan vara värd att överväga om resultaten på kommande pilotprojekt och studier är positiva.

5. Plattformer

5.1 Transformator- och omriktarstationer

Inom projektområdet installeras upp till 9 havsbaserade transformator- och omriktarstationer. Kablarna från vindkraftverken förs samman till transformatorstationerna. Den lägre spänningen från vindparken transformeras till en högre spänningsnivå inför utmatning till anslutningskabeln. Den högre spänningsnivån är viktig för att minska förluster som uppstår vid överföring av elektricitet över längre distanser. Från transformatorstationen utgår anslutningskablar som överför elektriciteten från vindparken till anslutningspunkten på land.

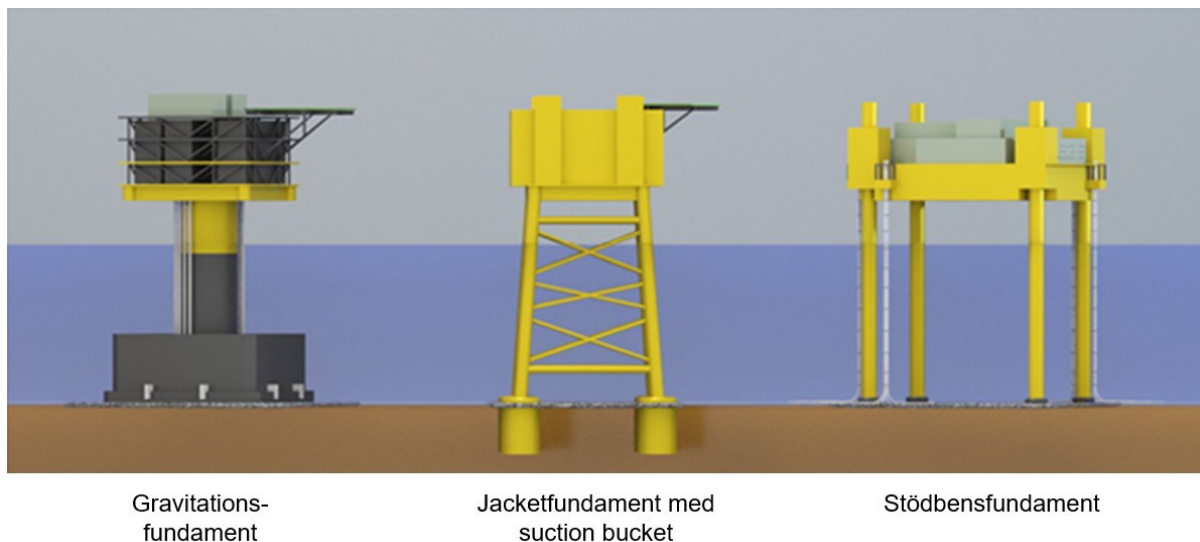
Om överföringen till land sker med högspänd likström istället för växelström ingår omriktare som en del av den elektriska utrustningen. Denna benämns då vanligen omriktarstation och liknar till utformning en större transformatorstation. Omriktarstationen konverterar växelströmmen som genereras vid vindkraftverket till likström. Upp till 9 omriktarstationer kommer att behövas inom verksamhetsområdet och kan användas ensam eller i kombination med transformatorstationer.

Transformatorstationer består av ett eller flera fundament och en överbyggnad. De tillgängliga fundamentstyperna för plattformen är i princip samma som för vindkraftverken. Överbyggnaden tillverkas på land och innehåller elektrisk och annan nödvändig utrustning.

Dimensionen av överbyggnaden varierar beroende av till exempel leverantörer, effekt och vilka komponenter plattformen ska rymma. Plattformarna kan vara stora och det finns exempel på plattformar med en längd på 100 meter och en bredd på 100 meter och med en höjd ovanför vattenytan på upp till 100 meter. Frigången mellan plattformen och vattenytan ska säkerställa att vågor inte kan slå upp i botten. Vikten av en överbyggnad kan vara upp emot 20000 ton (begränsas av kranfartygens lyftkapacitet). Plattformen eller plattformarna kommer att märkas i enlighet med gällande regelverk så att de blir synliga för båt och flygtrafik.

5.1.1 Fundament för transformator- och omriktarstationer

De fundamentstyper som finns tillgängliga för havsbaserade transformatorstationer är i grunden samma som finns för vindkraftverken. I båda fallen är de dimensionerade med hänsyn till de laster som utformning och miljön ger upphov till. Figur 15 illustrerar några exempel på hur plattformen och fundament kan vara utformade. Det kan finnas landningsplats för helikopter.



Figur 15. Exempel på transformator- och omriktarstationers plattformar med tillhörande fundament

Slutligt antal, utformning och placering av transformatorstationerna kommer att bestämmas under vindparkens detaljprojektering och baseras på bästa tillgängliga teknik för strömöverföring, storlek och antal vindkraftverk, bottenförhållande och optimal dragningen av kablar. I nuläget utreds alternativa placeringar för transformatorstationer för att optimera internkabelnätets och anslutningskabelns längd och samtidigt identifiera en plats med passande geologi.

5.1.2 Installation av transformator- och omriktarstationer

Transformator- och omriktarstationer levereras normalt direkt till vindparken från tillverkningshamnen. Då överbyggnaden är mycket tung krävs fartyg med stor krankapacitet för att lyfta överbyggnaden på plats. Först sker installationen av transformatorstationens fundament på samma sätt som beskrivits i avsnitt ovan om vindkraftverkens fundament. Därefter lyfts själva plattformen på plats varefter det sker diverse monteringsarbeten och anslutning till exportkablar till land. När detta är slutfört spänningsätts anläggningen och anslutning av det interna kabelnätet till transformatorstationen sker.



Figur 16. Jack-up fartyg vid en transformatorstation som är grundlagd på en fackverkskonstruktion.



5.2 Ianspråktagen yta till transformatorstationer och plattformar

I tabellen nedan redovisas preliminärt estimerat ianspråktagande av de ytor som krävs för implementering och installation av transformator- och omriktarstationer .

Tabell 5. Exempel på ianspråktagen yta till transformatorstationer, omriktarstationer samt övriga plattformar

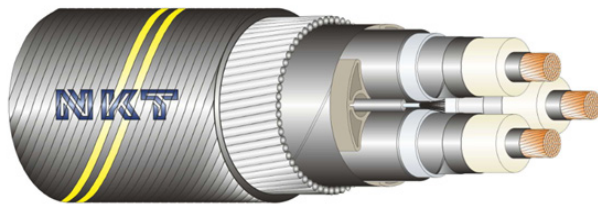
Exempel/referensturbin; 25MW	Plattformar, fackverk
Projektområde total yta (km ²)	1 045
Antal	9
Dimensioner bredd x-led	100
Dimensioner bredd y-led	100
Förankringpunkter	8
Förankringpunkt, bottendiameter	5
Bottendiameter med erosionsskydd	30
Penetrationsdjup	100
Pålning	Ja
Borring	Eventuellt
Sedimentspridning	Eventuellt
Muddring	Eventuellt
Muddringsmassor (m ³)	0
Bottenanspråk (km ²)	0,001
Bottenanspråk med erosionsskydd (km ²)	0,051%
Bottenanspråk förhållande till parkområde	0,005%
Vikt fundament (ton)	20 000(topside)
Vikt övergångsstycke (ton)	15 000(jacket)
Vikt förankring (ton)	3 000(piles)

6. Internt kabelnät

Det interna kabelnätet binder samman vindkraftverken med de havsbaserade transformatorstationerna, genom att sammankoppla enstaka vindkraftverk i grupper (radialer) som sedan kopplas till transformatorstationen).

6.1 Uppbyggnad

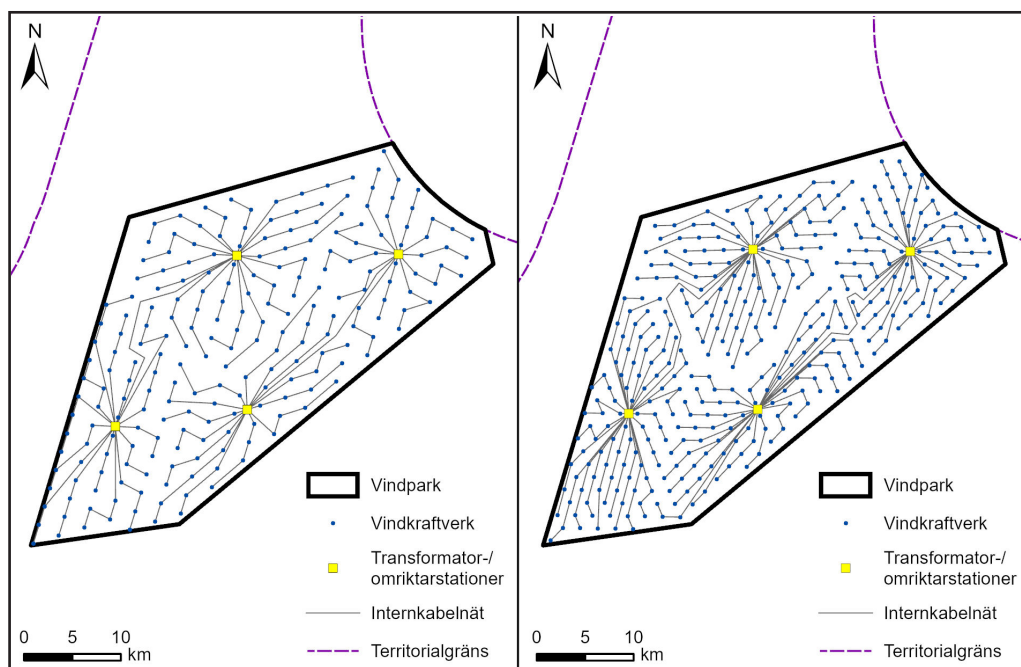
Vanligtvis består det interna kabelnätet av en armerad treledarkabel, med tre faskablar av vald dimension (Figur 17). Kärnan består av en koppar- eller aluminiumledare som är isolerad med PEX (plast) eller EPR (gummi). Ytterst har faskablarna en skärm som skyddas av ett PE (plast)-lager. Hålutrymmen mellan faserna fylls upp av profiler eller garn för att göra kabeln rund och därefter skyddas kablarna med armering vilket vanligtvis utgörs av galvaniserade ståltrådar. Ytterst läggs ett transportskydd av garn eller PE. Allmänt förekommande dimensioner, oavsett spänningsnivå, för internt kabelnät är en ledararea på mellan 185 och 1 200 mm² men även mindre och större förekommer.



Figur 17. Tvärsnitt av en sjökabel. Källa NKT

Den sammanlagda längden på det interna kabelnätet beror på vindkraftverkens spänningsnivå, effekt och antal. Även andra faktorer, som till exempel botten beskaffenhet, kan påverka kabelnätets längd. Det vill säga om botten är väldigt kuperad eller det finns områden som ska undvikas krävs mer kabellängd. Faktorerna påverkar val av kablar och kabeltyp eftersom det avgör hur många vindkraftverk som kan förbindas via samma radial. Utifrån den kabelteknik som finns tillgänglig i dag, kan internkabelnätet exempelvis bestå av 66 kV-kablar, vilka kan överföra en samlad effekt på cirka 100 MW per radial.

Det betyder att fyra 25 MW vindkraftverk kan anslutas längs samma radial. Spänningsnivån hos internnätskablar förväntas stiga upp till 170 kV de närmsta åren (pågående utveckling sker av 132kV vindkraftverk). Detta skulle göra att den totala överföringskapaciteten för varje kabel ökar och på så sätt reduceras antalet radialer och därmed den totala längden kablar. I Figur 18 visas exempel på parkutformningar och tillhörande dess internkabelnät, bestående av 66 kV-kablar.



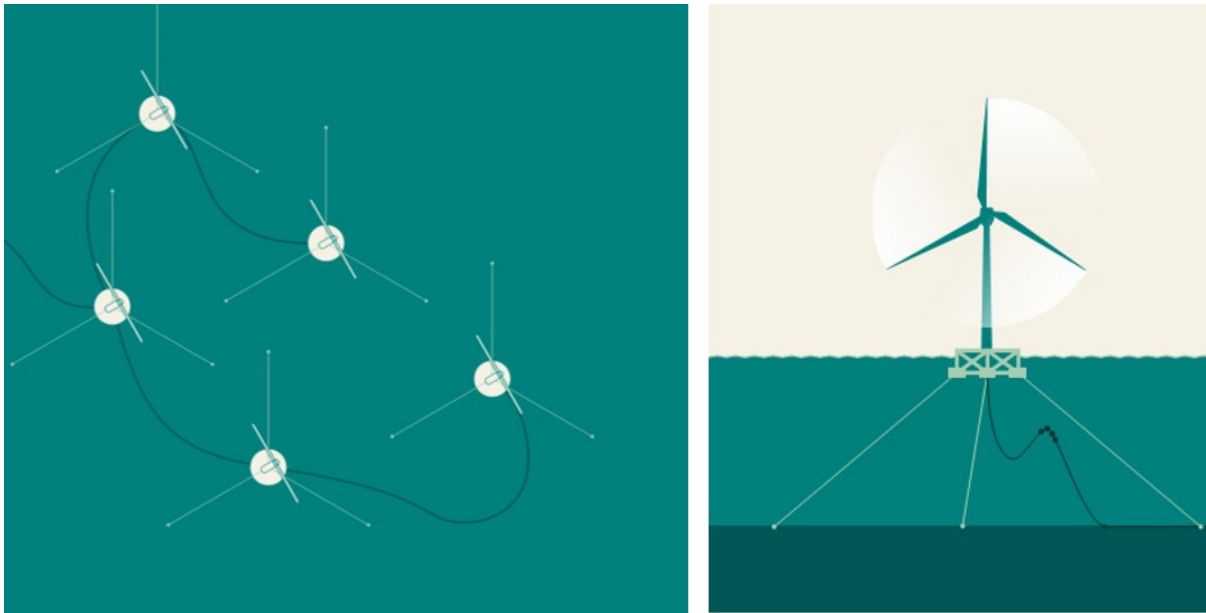
Figur 18. Exempel på layout av internkabelnät inom vindparken Aurora. Exemplet till vänster visar 220 vindkraftverk, med 66 kV-kablar och fyra transformatorstationer. Exemplet till höger visar 370 vindkraftverk, med 66 kV-kablar och fyra transformatorstationer. Kabellängden med 370 vindkraftverk är ca 1 250 km.

6.2 Dynamiska kablar

Ett internkabelnät för flytande fundament utgörs av två typer av kablar, dynamisk och statisk kabel, där den dynamiska kabeln är en löst hängande del av kabeln mellan det flytande fundamentet och havsbotten. På grund av de flytande fundamentens rörelse behöver de anslutande kablarna vara utformade för att kunna hantera detta. Det finns olika lösningar på hur den dynamiska kabeln kan designas och vilken teknisk lösning som är bäst lämpad beror på en rad olika faktorer, så som kabeltvärsnittet, plattformens dynamiska rörelser, vattendjupet, den marinbiologiska miljön samt havsströmmar.

Vad som är gemensamt för de olika lösningarna är att det finns en mittedel av kabeln som har en flytkraftsmodul (Figur 19). Kabeln har vanligtvis en sinusformad utformning som gör att den kan formas och röra sig i harmoni med fundamentet. Nere vid havsbotten ansluter den dynamiska kabeln vanligtvis till en statisk kabel som kan grävas ner i havsbotten för skydd. Denna ansluter i sin tur till en transformatorstation.

I statistiska undervattenskablar finns det ett länge beprövat sätt att skapa en vattenbarriär (en vattentät inkapsling av kabeln) exempelvis att anlägga en blymantel på kabeln. Men en blymantel kan inte böjas för att rymma rörelsen av en dynamisk kabel under vindparkens livstid. Därför har de dynamiska kablarna en annan uppbyggnad, som en metallfolie eller polymersandwich, lämpliga att applicera på många kilometer långa kablar. Denna barriär måste vara tillräckligt tjock för att ge ett tillförlitligt skydd, men inte så tjock att den motstår kabelns rörelse.



Figur 19. Exempel på uppsättning av vindparkens interna kabelnät (vänster) samt kabelns flytkraftmodul (höger). Illustratör: Tobias Green

6.3 Sammanlänkning-/redundanskablar (interconnector)

För att vindparken ska ha en optimal redundans, så kan det förekomma att transformatorstationerna kopplas ihop av sammanlänkningskablar. Det innebär att om en transformatorplattform är ur drift, på grund av exempelvis fel på exportkabeln eller service på en transformator, så kan produktionen från den transformatorstationen kopplas via en annan transformatorstation som är i drift, för vidare transmission in till land. Vid drift i redundansläge kommer transformatorstationens och omriktarstations maxkapacitet vara avgörande för effekten som kan produceras.

6.4 Installationsmetoder för kabelnedläggningen

Innan installation av kablar kan påbörjas genomförs vanligen en magnetometerundersökning av kabelsträckningen för att säkerställa att det inte finns oexploderad ammunition. Det genomförs även förberedande arbeten för att säkerställa en säker och obehindrad kabelläggning och installation, som till exempel inkluderar att röja klippblock och stenblock på havsbotten, ta bort främmande föremål på havsbotten så som fiskenet, linor och dylikt. Röjningen innebär en viss penetration i havsbotten. Det kan även förekomma utjämnning av havsbotten om det finns sandvågor eller annan lättrörlig havsbotten som inte kan undvikas, eller på platser med branta partier.

Kablarna, upprullade på stora kabeltrummor, transporteras till projektområdet med särskilda installationsfartyg (se Figur 20). Kablarna läggs på havsbotten och begravs sedan vanligen till ett djup på mellan en och två meter under havsbotten för att skydda kablarna från skador från fiskeredskap, ankare och annat. Det slutgiltiga förläggningsdjupet beror på de geologiska förhållandena och den skyddsnivå man vill uppnå. En analys av detta görs under detaljprojekteringen. Förläggningsdjupet kan också variera över projektområdet.

Vanligen begravs kablarna genom spolning eller plöjning. Vid särskilt krävande bottenförhållanden kan ett mekaniskt skydd läggas ovanpå kablarna, exempelvis betongmadrasser, stenar eller liknande.

För de flytande fundamenten behövs även en dynamisk och flytande anslutning av interna kablar. På de dynamiska kablarna installeras även flytmoduler, halvvägs mellan fundamentet och havsbotten (Figur 19) samt ett bottenskydd, som fungerar som sänke och dämpar slitaget på kabeln.



Figur 20. Kabelläggingsfartyget NKT Victoria. Källa NKT



6.4.1 Spolning

Nedspolning av kablar kan tillämpas i mjukare bottnar, främst där den ytligaste sedimenten består av sand. Vid spolning läggs kabeln på sjöbotten, vatten spolas med högt tryck genom munstycken varvid vatten och bottenmaterial blandas. Spolningen sker under kabeln och i diket som uppkommer sjunker kabeln ner av sin egen tyngd genom blandningen av bottenmaterial. Trycket på vattnet kan regleras för att anpassas till skillnader i bottenens sammansättning. Igenläggning sker automatiskt då vattenströmmar fyller igen rännan med ytsediment. Kabelnedläggningen sker så att merparten av det uppluckrade materialet återsedimenterar i kabelgraven och skyddar kabeln, viss spridning kan dock ske utanför kabelgraven.

6.4.2 Plöjning/grävning/skärverktyg

I hårt bottensediment plöjs alternativt grävs en ränna, i vilken kabeln placeras. Metoderna är vanliga på land och även utvecklade till havs. Med mekaniska skärverktyg kan man skära upp ett dike som kabeln kan sänkas ned i. Med en plog läggs kabeln på havsbotten och dikas samtidigt ned. Plogning är framförallt bra där sedimenten varierar mycket. Återfyllande av rännan sker även här med vattenströmmar.

Före eller samtidigt som installation av sjökablarna installeras landkablarna liksom arbete med att färdigställa den landbaserade transformatoranläggningen. Installation av anslutningskabeln till land sker på samma sätt som för internkabelnätet men med ambitionen att förlägga dem på ett djup av 1-3 meter. I strandkanten fogas land och sjökablarna samman.

Förläggning av anslutningskablar sker med samma metoder som för det interna kabelnätet. Beroende på vilka längder som går att lasta på kabellägningsfartyget, och kabelns längd kan skarvar krävas utmed sträckan. Anslutningskablarnas position förs in på sjökort och märks ut genom skyltning vid landfästet.

6.4.3 Kabelskydd

I de fall de geologiska förutsättningarna inte tillåter att kablar förläggs i havsbotten kan de skyddas genom att täckas med exempelvis sten, betongmadrasser eller genom att de läggs i rör.

Om en kabel behöver korsa en existerande kabel eller annan existerande infrastruktur måste både existerande konstruktioner och de nya kablarna skyddas. Skydd kan till exempel bestå av betongmadrasser, stål- eller betongbryggor, eller stensäckar. Detaljerna gällande korsningen behöver fastställas och avtalas i ett korsningsavtal som tas fram av de båda parterna.

Betongmadrasser är monteringsfärdiga skydd som läggs ovanpå kabeln. Installation av madrasser är tidskrävande och används oftast bara för korta sträckningar. Som alternativ till de större betongmadrasserna eller bryggorna kan säckar med sten användas som skydd eller för att hålla fast eller stabilisera kabeln, särskilt i områden nära ett monopilefundament.

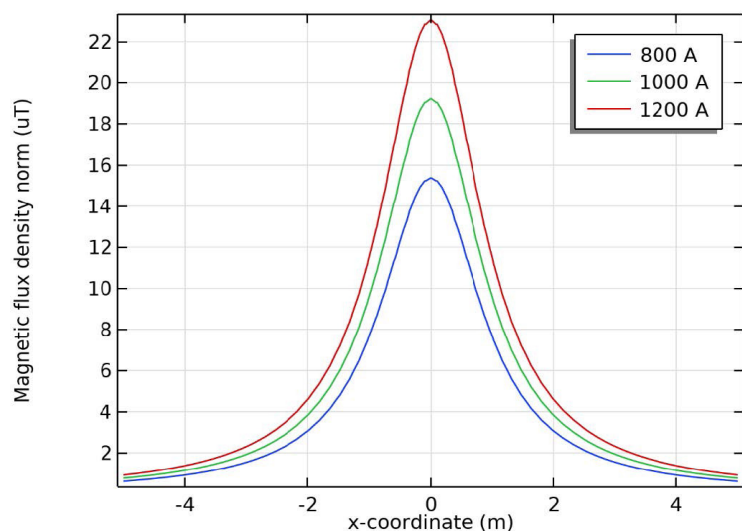


Figur 21. Exempel på betongmadrass som används som kabelskydd. (Källa: Subsea Protection Systems)

6.5 Elektromagnetiska fält från internkabelnät

6.5.1 Nedgrävda kablar

Växelströmskablar genererar elektromagnetiska fält, som varierar med den momentana strömbelastningen i kabeln. Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, därav saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Dagens kabeldimensioner för internkabelnät kan belastas med ca 800 Ampere men för att ta höjd för framtida utveckling av kabeldimensioner har beräkningar genomförts även för starkare ström. Högst magnetfält genererar 1200 Ampere rakt ovanför kabeln, cirka 23 μT , vilket skulle i princip möjliggöra att spänningsnivån i internkabelnät ligger på 66kV. Magnetfältet avtar snabbt med avståndet från kabeln och cirka fyra meter från centrumlinjen är magnetfältet under 1 μT . Beräkningarna är gjorda för en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten.



Figur 22. Magnetfältets styrka vid havsbotten över kabeln för det interna kabelnätet, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

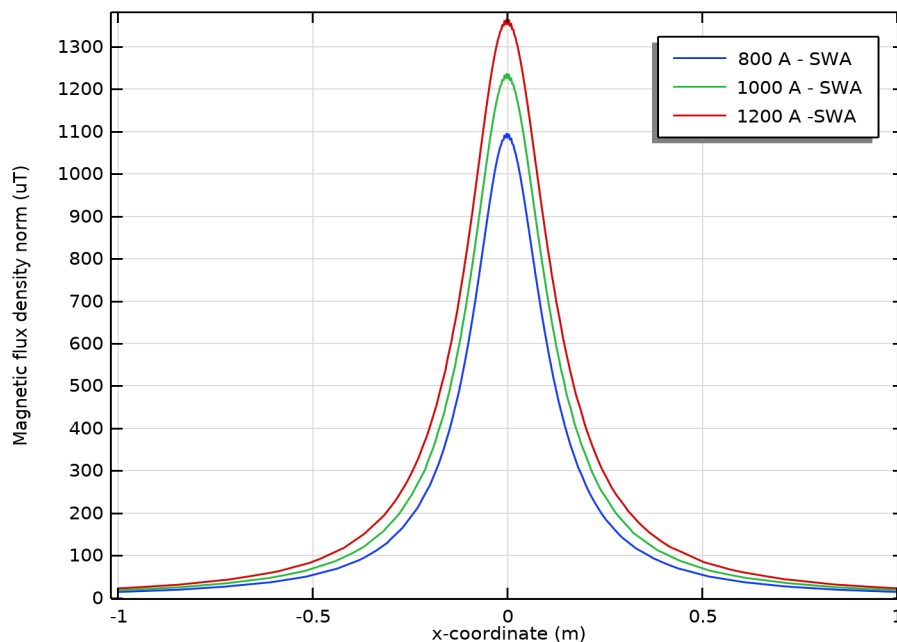
6.5.2 Dynamiska kablar

Beräkningar för elektromagnetiskt fält för dynamiska kablar har utförts för två olika kabelutföranden, enkelarmerad kabel (Single Wire Armour, SWA) och dubbelarmerad kabel (Double Wire Armour, DWA). En dubbelarmerad kabel resulterar i att magnetfältet reduceras något.

De dynamiska kablarna ansluts mellan det flytande fundamentet och havsbotten och omges således av vatten. Beräkningar är gjorda för antagandet att avståndet mellan flytande fundament och havsbotten är 80 meter. Eftersom kabeln antas läggas direkt på havsbotten har det magnetiska fältet beräknats mot det vertikala avståndet från havsbotten. Vid beräkningar har kabeln antagits vara av typen våt design¹ innebär att kabelns design är gjord för viss vatteninträngning och saknar vattentät metallskärm vilket resulterar i att ingen dämpningseffekt från ett vattentätt metallhölje uppstår. Om en kabel av typen torr design² innebär att kabeln har ett metallhölje, oftast koppar, som förhindrar att vatten når kabelns isolation hade antagits, uppstår en dämpningseffekt från ett sådant metallhölje och det magnetiska fältet reduceras med ca 20-70 %

Högst magnetfält genererar 1200 Ampere runt kabelns yttermantel, ca 1370 μT och 1125 μT för enkelarmerad respektive dubbelarmerad kabel, se Figur 23 och Figur 25.

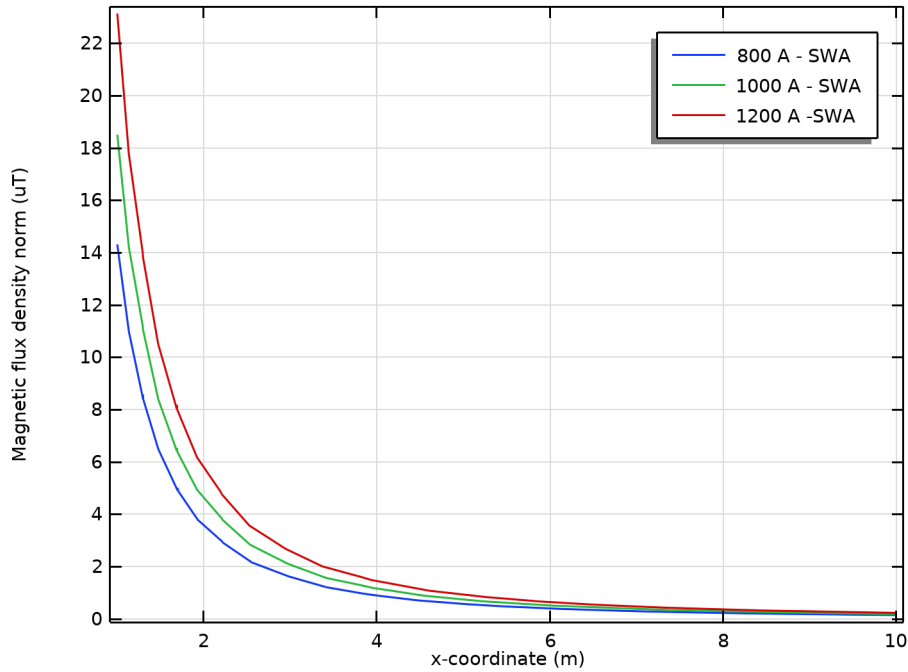
Magnetfältet avtar snabbt med avståndet från kabeln, se Figur 24 och Figur 26, vilka visar avståndet 1-10 meter från kabelns centrum. Högst magnetfält uppstår för 1200 Ampere. Från ca 7,6 m och 7,2 m från kabelns centrum för en enkelarmerad respektive en dubbelarmerad kabel är magnetfältsnivåerna under 0,4 μT .



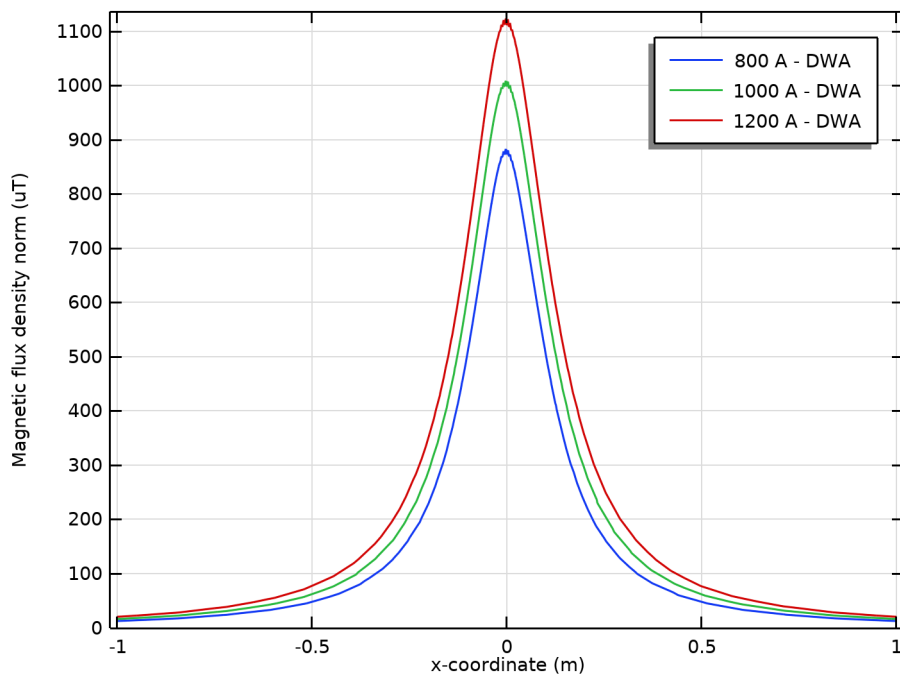
Figur 23. Magnetfältets styrka, vid olika strömstyrkor. Grafen visar magnetfältsnivåer beräknat på ett avstånd $\pm 1,0$ m längs med kabelns yttermantel. Magnetfältet är beräknat för en enkelarmerad kabel (SWA).

¹ innebär att kabelns design är gjord för viss vatteninträngning och saknar vattentät metallskärm

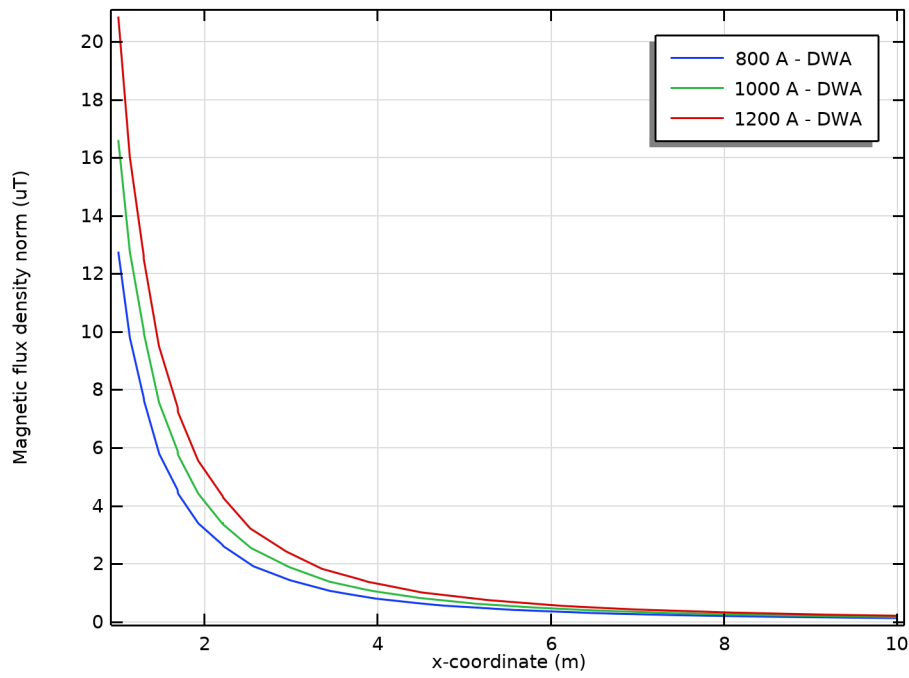
² innebär att kabeln har ett metallhölje, oftast koppar, som förhindrar att vatten når kabelns isolation



Figur 24. Magnetfältets styrka, vid olika strömstyrkor. Grafen visar magnetfältsnivåer på ett avstånd mellan 1-10 m ifrån kabelns centrum. Magnetfältet är beräknat för en enkelarmerad kabel (SWA).



Figur 25. Magnetfältets styrka, vid olika strömstyrkor. Grafen visar magnetfältsnivåer beräknat på ett avstånd $\pm 1,0$ m längs med kabelns yttermantel. Magnetfältet är beräknat för en dubbelarmerad kabel (DWA).



Figur 26. Magnetfältets styrka, vid olika strömstyrkor. Grafen visar magnetfältsnivåer på ett avstånd mellan 1-10 m ifrån kabelns centrum. Magnetfältet är beräknat för en dubbelarmerad kabel (DWA).

7 Anslutningskablar (exportkablar)

När elektriciteten transformerats och eventuellt omriktats överförs denna via en eller flera anslutningskablar till en anslutningspunkt på land. Kablarnas antal och utformning beror bland annat på vilken teknologi (HVAC – high voltage alternating current, högspänd växelström eller HVDC – high voltage direct current, högspänd likström) som används samt spänningsnivå. Detta är en följdverksamhet som beskrivs här men kommer att prövas separat.

7.1 Anslutningskablarnas uppbyggnad

Antalet kabelförband för Aurora kommer att bestämmas utifrån vindparkens slutgiltiga kapacitet och med vilken spänningsnivå som elektriciteten kan överföras samt om överföringen sker med likström eller växelström.

Det kan också bli aktuellt att föra en eller flera kablar direkt till land från vindparken utan att transformera spänning på en transformatorstation.

För en växelströmsanslutning har varje kabelförband till havs en diameter på cirka 30 cm (cirka 1000 mm² ledararea) och utgörs av ett högspännings-växelströms (HVAC) transmissionssystem med en spänning på upp till 220 kV. Det förekommer även utveckling hos kabeltillverkare att öka spänningen även på sjökablar.

Likströmsöverföring används vanligen vid överföring mellan länder och för längre sträckor samt vid överföring av stora effekter, då förlusterna blir mindre än vid växelström. Vid en likströmsanslutning kommer överföring ske med tvåpoliga kablar (+ och -) med en ungefärlig ledararea på cirka 1000 – 2500 mm² och en ytterdiameter på 15 – 20 cm. Kabelspänningen blir upp till 525 kV HVDC.

7.2 Alternativ för kabelkorridorer

Inom ramen för projektet har en framkomlighetsstudie utförts där lämpliga kabelkorridorer har valts ut. Alternativen för kabelkorridorer har delats in i primära (föreslagna) alternativ respektive sekundära alternativ, och utgår från de parametrar (tekniska, miljömässiga, ekonomiska etc.) som ingick i framkomlighetsstudien. Kabelkorridorerna anses som preliminära och är exempel på hur vindpark Aurora kan ansluta till land. Den slutgiltiga designen, dess totala effekt och utbyggnadstakt påverkar antalet exportkablar som krävs. En dialog förs med Svenska kraftnät om lämpliga anslutningspunkter på land eller till havs och beslut om en anslutningspunkt väntas komma under 2022. Regeringen gav 2021 Svenska kraftnät i uppdrag att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar att ansluta fler elproduktionsanläggningar³. Dock kommer inte all producerad el från vindpark Aurora anslutas till en av Svenska kraftnäts anvisade anslutningspunkt utan andra anslutningsmöjligheter utreds inom ramen för projektet.

³ Svenska kraftnät ska bygga för framtidens havsbaserade elproduktion - Regeringen.se



7.3 Installationsmetoder för kabelnedläggning

Förläggningen och installation av anslutningskablar sker på samma sätt som för det interna kabelnätet men förläggingsdjupet kan ofta vara djupare, då riskerna för kabelbrott generellt är större utanför vindparken och konsekvenserna större. Normalt placeras kablarna med ett avstånd mellan varandra på cirka 150-300 meter för att kunna säkerställa att reparationer kan genomföras under drifttiden. Avståndet mellan kablarna kan dock variera längs kabelsträckningen in till land för att undgå komplicerade sediment, eller andra hinder längs korridoren. Vid landföringspunkten minskar avståndet mellan kablarna.

Diket som uppstår då kabeln begravs har vanligen en bredd på cirka två till tre meter eller mindre, men det varierar med sediment och installationsmetod. Lokalt, och särskilt vid mjuka bottensubstrat kan diket bli upp till 10 meter.

Beroende på vilka längder som går att lasta på kabelläggingsfartyget, och kabelns längd kan skarvar krävas utmed sträckan. Dessa kan då göras inom samma kabelkorridor som kabeln placeras i men kabelskarvarnas diameter är något större än själva kabeln.

Före eller samtidigt som installation av sjökablarna installeras landkablarna liksom arbete med att färdigställa den landbaserade transformatoranläggningen. Installation av anslutningskabeln till land görs på samma sätt som för internkabelnätet men med ambitionen att förlägga dem på ett djup av en till två meter. I strandkanten fogas land och sjökablarna samman. När alla kablar har installerats kan en sammankoppling av sjökablar och landkablar ske vid landfästet.

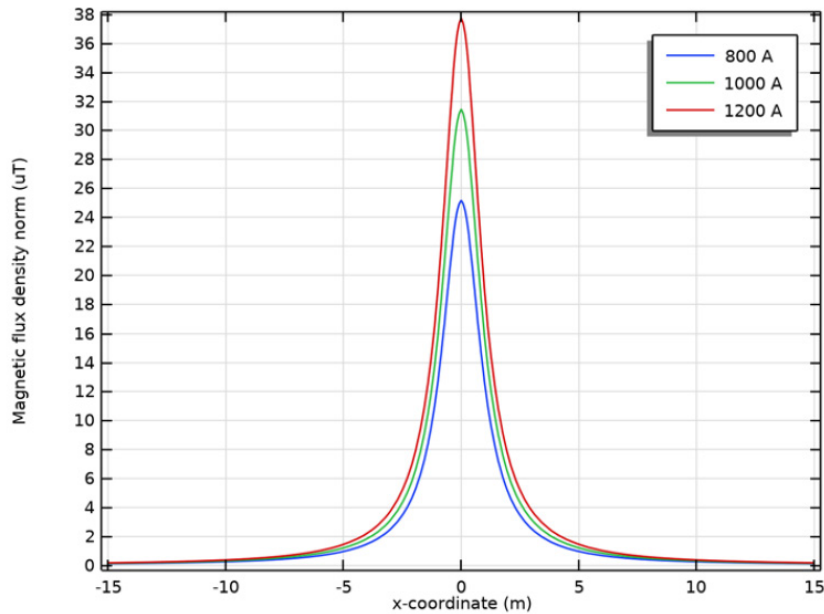
7.4 Elektromagnetiska fält från anslutningskablar

Ström genom kablar genererar ett magnetfält, som varierar med den momentana strömbelastningen i kabeln, samt med konstruktionen av kabeln. Både växelströms- och likströmskablar genererar elektromagnetiska fält. Växelström genererar ett växlande magnetfält medan likström genererar ett statiskt magnetfält.

7.4.1 Växelström

Spänningsnivån genererar inte något magnetfält, därav saknar en obelastad kabel i stort sett magnetfält. Högst magnetfält genereras av 1200 Ampere rakt ovanför kabeln, cirka 37 μT (Figur 27) vilket sker vid maximal strömbelastning av en 220 kV tre-ledarkabel. Åt sidorna avtar magnetfältet snabbt och cirka 15 meter från centrumlinjen är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggingsdjup. Vid ökat förläggingsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och där kabeln endast skyddas av mekaniskt kabelskydd ökar magnetfältet.

Figuren nedan visar magnetfältet från en kabel men då avståndet mellan kablar är längre än 15 meter påverkar magnetfältet från en kabel inte en annan kabel.



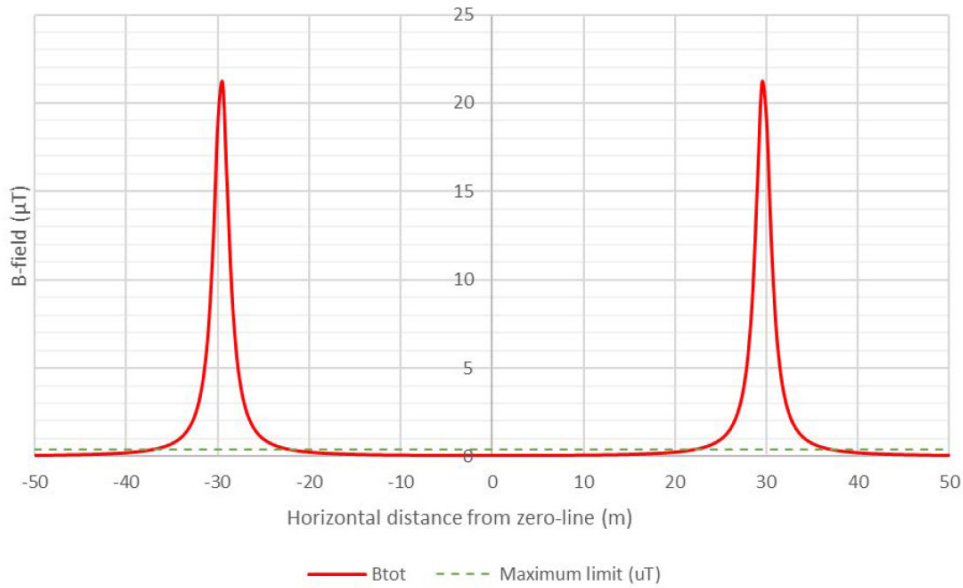
Figur 27. Magnetfältets styrka över en växelströmskabel vid havsbotten beräknad vid maximal strömbelastning, för en 245 kV kabel, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7.4.2 Likström

För likströmskablar är det räknat på två olika scenarier ett med två stycken parallella anslutningar med strömbelastning om 833 Ampere och ett med en anslutning med 1336 Ampere strömbelastning.

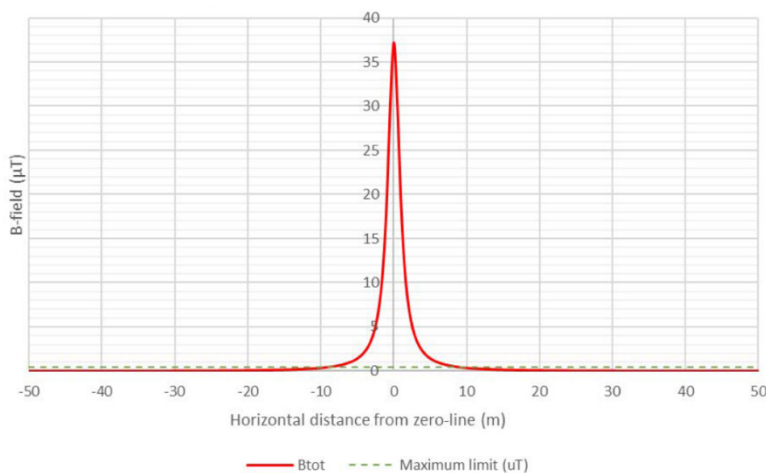
I scenariot med två stycken parallella anslutningar med likström förläggs, vardera med en positiv och en negativ pol. Avståndet mellan två av dessa två poler är minst 50 meter. Strömbelastningen i beräkningen är antagen till 833 Ampere per kabel. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kabeln, cirka 21,2 μT , se (Figur 28).

Åt sidorna avtar magnetfältet snabbt och cirka 7 meter från centrumlinjen är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och magnetfältet ökar där kabel endast skyddas av kabelskydd. Jordens magnetfält är inte medräknat. Där kabeln inte förläggs i havsbotten utan skyddas med kabelskydd är magnetfältet starkare.



Figur 28. Magnetfältets styrka vid havsbotten från likströmkablar. Magnetfältet är beräknat på två stycken likströmsanslutningar. Avståndet mellan två likpoliga kablar är minst 50 meter. Kabeln är placerad en meter under havsbotten

I scenariot med en anslutning med likström förläggs, en positiv och en negativ pol. Strömbelastningen i beräkningen är antagen till 1336 Ampere. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kabeln, cirka 37,1 μT , se (Figur 29). Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 9 meter från respektive kablarna är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten medan magnetfältet ökar där kabeln endast skyddas av kabelskydd. Jordens magnetfält är inte medräknat.



Figur 29. Magnetfältets styrka vid havsbotten från likströmkablar. Magnetfältet är beräknat på en likströmsanslutning. Kablarna placeras en meter under havsbotten.

8 Verksamhetens faser

Etablering av vindparken kommer att ske i olika faser. Projektet befinner sig för närvarande i tillståndsfasen som efterföljs av anläggningsfas, drift- och avvecklingsfas. I avsnittet beskrivs fasernas aktiviteter i stora drag.

Parken planeras att byggas ut successivt. Anläggningsfasen av hela vindparken bedöms uppgå till ca 15 år och består av flera delmoment som redogörs för närmare nedan.

8.1 Anläggningsfas

Anläggningsfasen innehåller detaljprojektering, tillverkning och installation. I detaljprojekteringen ingår undersökningsaktiviteter som behövs för den detaljerade designen av t.ex. fundament och inför anläggandet av vindparken.

8.1.1 Detaljprojektering

I detaljprojekteringen tas en slutlig utformning av parken fram. Komponenterna anpassas utifrån tekniska krav samt utifrån platsspecifika förutsättningar såsom geologi, hydrologi och väderförhållanden och dimensioneras för att klara extremfall för temperatur, vindhastigheter, våghöjd med mera enligt gängse standard. Därtill kommer att beaktas vad de pågående klimatförändringarna kan innebära för förändringar, i form av exempelvis havsytans nivå, temperatur och vindklimat, såväl den genomsnittliga vindhastigheten som förekomsten och styrkan av extrema vindhändelser. Den slutliga designen ska även säkerställa en minimal miljöpåverkan.

Det finns idag en rad etablerade standarder specifikt för havsbaserad vindkraft. Tabellen nedan visar några exempel på etablerade och relevanta industristandarder som kan komma att utnyttjas vid detaljprojektering av vindparken, samt i andra skeden. Exakt beslut om vilka standarder som utnyttjas beslutas i ett senare skede.



Tabell 6. Exempel på ett urval av specifika standarder för havsbaserad vindkraft

Teknologi/aktivitet	Standard
Vindkraftverk	IEC 61400 serien
Fundament	DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines
Sjökablar	DNVGL-ST-0359 Subsea power cables for offshore wind power plants
Havsbaserad transformatorstation	DNVGL-ST-0145 Offshore substations
Marina operationer	DNVGL-ST-N001 Marine operations and Warranty
Säkerhetsmärkning och belysning	TSFS 2020:88 Transportstyrelsens föreskrifter och allmänna råd om markering av föremål som kan utgöra en fara för luftfarten
Elektriska installationer	IEC 62305-2: Protection against lightning IEC 62477-1: Safety requirements for power electronic converter systems and equipment
Vindmätning och vågmätning	DNV0437: Loads and site conditions for wind turbines

Från detaljprojekteringen till driftsättningen kommer projektcertifiering genomföras av en tredje part för att verifiera att vindparken och dess komponenter lever upp till de standarder parken är designad utifrån. Certifiering kan inkludera *design basis*, tillverkning, driftsättning etc och kan följa de i tabellen presenterade standarder eller motsvarande.

Som en del av detaljprojekteringen kommer analyser genomföras. För pålade fundament kommer en så kallad *pile driveability analysis* genomföras. Syftet är att fastställa val av hammare, och slagenergi samt analysera varje positions geologiska profil för att avgöra hur pålen ska nå sitt penetrationsdjup med ett lämpligt antal slag utan att skapa inre spänningar i pålen.

8.1.2 Anläggningsundersökningar

Som underlag för design av vindparken kan det komma att genomföras kompletterande undersökningar av projektområdet. Syftet med undersökningarna är att erhålla detaljerad information inför den slutliga konstruktionen av anläggningen.

Geofysiska och geotekniska undersökningar kan komma att utföras för att komplettera redan genomförda undersökningar. Det kan till exempel vara aktuellt att genomföra undersökningar men med en högre upplösning än vad som är gjort under tidigare undersökningar, eller endast på vissa specifika platser inom projektområdet. De typiska undersökningsmetoder som kan komma att bli aktuella är:



- Geofysiska undersökningar, inklusive batymetri och seismiska undersökningar
- Geotekniska undersökningar i form av provborrning, spetstryckssondering (CPT) och vibrocorer
- Magnetometri

Andra metoder än ovanstående kan komma att användas men miljöpåverkan ska inte vara större än vad som beskrivs i den miljökonsekvensbeskrivning (MKB) som baseras på föreliggande tekniska beskrivning och lämnas in för tillståndsansökan.

8.1.2.1 Magnetometri

Magnetometri är en passiv metod som används för att avläsa styrkan och detektera avvikelser i magnetfältet. Den används för att undersöka botten efter framförallt artificiella objekt så som vrak, dumpade föremål och lämnad odetonerad ammunition (UXO). Magnetometri kan komma att genomföras i flera omgångar i de fall där det sker kontakt med havsbotten genom provtagning eller stödben.

8.1.2.2 Geofysiska undersökningar

Undersökningsmetoderna och den utrustning som kommer användas är väl beprövade inom marin verksamhet. De geofysiska undersökningarna kan innefatta:

- Sidescan sonar (SSS, sidoavsökande sonarer)
- Multibeam echo sounder (MBES, en typ av ekolod som karterar havsbotten)
- Seismiska undersökningar och Sonarundersökningarna (SSS och MBES) ger högupplöst batymetrisk information, det vill säga en detaljerad bild av havsbottenförhållanden, naturliga och artificiella objekt på botten och kan även klassa sediment.

Seismiska undersökningar ger en detaljerad kartläggning av havsbottens översta lager och dess geologiska sammansättning ner till cirka 70 meter under havsbottennivån. Undersökningar görs i relevanta delar av projektområdet, vanligen med en högre upplösning än i tidigare undersökningar.

För att få fram en lämplig avbildning av bottensedimenten med avseende på både djup och upplösning används en kombination av utrustningar. Undersökningarna genomförs med den utrustning som är mest lämplig. Exempelvis kan olika typer av sub-bottom profilors (SBP) samt mini airgun användas, alternativt andra metoder.

8.1.2.3 Geotekniska undersökningar

De geotekniska undersökningarna innefattar sedimentundersökningar och geotekniska borrningar som kan behövas för att komplettera information från redan insamlade undersökningar.



Sedimentundersökningarna ger en detaljerad bild av bottensedimentets sammansättning och fysiska egenskaper ner till berört djup, för dessa undersökningar används vibrocorer och spetstrycksondering.

En spetstrycksondering används för att undersöka bottensedimentets egenskaper genom att driva ner en cylinderformad sond med en tvärsnittsarea på cirka 10–15 cm² i havsbotten. Syftet är att skapa en bild av lagerföljder och variationer i sedimentets egenskaper med ett ökat djup.

För att bättre förstå styvheten i sedimenten kan samtidigt med vanlig spetstrycksondering en seismisk CPT provtagning genomföras.

En vibrocore används för att samla in sedimentkärnor från havsbottens övre lager i syfte att undersöka sedimentets beskaffenhet. Istället för att borra nyttjar instrumentet en specifik typ av vibrationer för att tränga ner i havsbotten. Vibrocorer används ofta som metod för att validera tolkningen av geofysisk data. Tidsåtgången för att ta ett vibrocoreprov är en till ett par timmar, där själva vibrationen bara pågår några minuter. Uppemot fem provtagningar per dygn kan genomföras.

8.1.2.4 Geoteknisk borrhning

Syftet med provborrningar är att undersöka havsbotten ned till berört djup, vilket i fallet för Aurora innebär borrhningar ned till cirka 60-100 meters djup. Dessa borrhningar genomförs för att få bättre information om de djupare markförhållandena vid varje fundamentsposition.

Geoteknisk borrhning utförs från ett fartyg eller en arbetsplattform. Fartyget är antingen utrustat med ett dynamiskt positioneringssystem, som håller fartyget i position utan att förankras på botten, alternativt är det av typen *jack-up fartyg* vilken är utrustad med stödben som fälls ned till havsbotten och möjliggör att fartyget stabiliseras. Används en arbetsplattform har den stödben som fälls ner likt jack-up fartyget och flyttas inför varje provborrning med hjälp av en bogserbåt.

Borrhning sker genom att en borrh förs ned från fartyget till havsbotten. Diametern på borrhålen är cirka 200 mm. Syftet med borrhningen är att ta upp allt sediment på fartyget för provtagning. Alla prover förseglas och tas i land för ytterligare analys i ett geotekniskt laboratorium. Varje enskild borrhning tar normalt cirka 1-2 dagar att utföra. Därtill kommer tid för positionering, jack-up och förflyttningar inom projektområdet. Är vädret dåligt kan även undersökningarna behöva avbrytas för att återupptas vid ett senare tillfälle.

Det kan även förekomma förborrning för spetstryckssonderingen (så kallad down-hole CPT). Vid förborrning tas inte sedimenten upp för provtagning, utan de lämnas på havsbotten. Varje provtagningspunkt lämnar cirka 0,35 m³ sediment på havsbotten.



8.1.2.5 Vågmetning

På siten kan bojar läggas ut för att få högupplöst information om våg- och strömförhållanden på siten. Detta syftar till att förstå våg- och strömklimatet i projektområdet och variationen under året. Data används för att få ett mer precist underlag gällande laster vid design av fundament och vindkraftstorn.

8.1.2.6 Oexploderad ammunition

Inför installationsarbeten görs en slutlig kontroll av förhållanden för att säkerställa att det dels inte finns någon oexploderad ammunition på den specifika platsen, där ett stödbensfartyg positioneras, där man placerar ett fundament eller där en kabel läggs ner. Därefter sker olika former av bottenpreparering, innan fundamentet etableras på platsen.

Om oexploderad ammunition eller kemiska stridsmedel skulle påträffas under bottenundersökningar inför installationsarbetet meddelas relevanta myndigheter omedelbart. Ifall det utgör risk för installationsarbetet görs, i samråd med tillsynsmyndighet och Försvarmakten, en bedömning om objektet ska flyttas eller sprängas under kontrollerande former. Alternativt kan objektet undvikas genom att välja en annan kabelsträckning. Vid händelse av förflyttning eller sprängning av objekt ska skyddsåtgärder vidtas för att minimera påverkan på marina däggdjur, fisk och sjöfågel som kan tänkas vara i området. Skyddsåtgärder stäms av med tillsynsmyndigheten.

8.1.3 Installation

När den slutgiltiga utformningen av vindparken är på plats, och komponenter har upphandlats och tillverkats kan installation av parken starta.

Så långt som möjligt vill man undvika arbetet till havs under vinterperioden, samt sker det vid stora projekt en uppdelning av installationen över flera säsonger. Fundament och kablar kan exempelvis installeras under en inledande säsong och vindkraftverken under den efterföljande säsongen. Alternativt kan halva vindparken installeras och driftsätts under en första säsong, för att under den efterföljande säsongen installera och driftsätta av den resterande delen av vindparken.

8.1.3.1 Slutmonteringshamn

De olika huvudkomponenterna tillverkas och transporteras till en eller flera hamnar där slutmontering sker. Hamnen kan vara lokaliserad förhållandevis långt från den planerade vindparken, både hamnar i Sverige, Polen, Danmark eller Tyskland är aktuella för Aurora. Kravet på dessa hamnar är att de ska kunna hantera de enskilda komponenternas vikt och att vattendjupet ska vara tillräckligt för installationsfartygen. I vissa fall kan huvudkomponenter transporteras från tillverkning direkt till verksamhetsområdet, utan mellanlagring vid en installationshamn.

Dagliga transporter av personal och mindre komponenter sker från en närliggande installationshamn. Vid sidan om fartygstransporter kan även helikoptertransporter förekomma.



Figur 30. Nacell som vid slutmonteringshamnen färdigställs för installation. Källa Göran Loman

Vid slutmonteringshamnen färdigställs huvudkomponenterna så långt som möjligt inför installationen till havs. Det eftersträvas att göra så mycket som möjligt på land då motsvarande arbete till havs innebär ökad komplexitet och ställer särskilda krav på väderförhållandena. Torn som levererats i delar sätts vid slutmonteringshamnen om möjligt samman. Därefter sker montering av delkomponenter såsom stege, hiss, elsystem m.m. Nacell färdigställs även med delkomponenter som kyltorn, reling, meteorologiska instrument och hinderbelysning.

8.1.3.2 Installationsförfarande

En vanlig ordning vid installationen till havs är att först installera fundamenten, transformatorstation och anslutningskablar. Därefter installeras det interna kabelnätet. Slutligen monteras alla vindkraftverk, med torn, nacell och blad. Allt eftersom vindkraftverken är färdiginstallerade sker driftsättning och provkörning innan den efter godkända tester överlämnas till driftorganisationen. Installationen av vindparken avslutas med driftsättning, som inkluderar provkörning. Här kan det ske en del persontransporter i området.

Installationen av landkablar startar normalt innan arbetet till havs. Denna är inte lika styrd av väder som installationerna till havs. Hela systemet bör vara klart när vindkraftverken installeras så att de kan spännsättas. Installationsaktiviteter sker normalt parallellt med varandra.



8.1.4 Avfallshantering

Under anläggningsfasen kommer avfall att uppkomma, det kan utgöras av till exempel överblivna kabeländar, emballage, kontorsavfall och restprodukter. Avfall kommer att samlas in, sorteras och omhändertas.

8.1.5 Fartygstrafik

Under installationen av vindparken kommer ett flertal installationsfartyg och arbetsplattformar av olika slag att operera i området, för installation av komponenter och för transport till och från området. Därutöver kommer även en rad mindre servicefartyg vara verksamma. Troligtvis kommer flera installationsmoment ske parallellt med varandra men i olika delar av projektområdet.

Stora kranfartyg kommer att krävas för installation av vindkraftverk, fundament och havsbaserade transformatorstationer. Detta kan till exempel vara ett stödbensfartyg, eller stödbensplattform, som kan sänka ner sina stödben och stå på botten, själva kroppen höjs upp så att den står väl över högsta våghöjd. Stödbenen, med bottenyta om cirka tio gånger tio meter, sjunker ner i sjöbotten; hur djupt är avhängigt bottenens beskaffenhet.

De större fartygen betjänas av mindre fartyg för transport av personal, resurser, och förnödenheter så kallade *crew transfer vessels* (CTV) eller andra liknande fartyg som kommer att utgå från en närbelägen installationshamn. Installation av mindre komponenter kan komma att ske avslutningsvis.

För elkablar är det troligt att det är samma fartyg som transporterar kablarna från tillverkning som sedan installerar dem. För vindkraftverk och fundament kan ett fartyg (antingen en självgående eller bogserad pråm) transportera ut komponenterna och ett annat installera dem. Det är även möjligt att samma fartyg transporterar och installerar en komponent.

I tillägg till ovanstående kommer fartyg för installation av erosionsskydd och beredning av havsbotten att tas i bruk under anläggningsarbetet. Fartygen som tas i bruk under anläggningsarbetet kommer om möjligt att väljas ut på grundval av deras energieffektivitet och minsta koldioxidavtryck.

Utöver ovan nämnda fartyg kan ytterligare några specialfartyg operera i området, exempelvis för olika undersökningar eller akuta insatser.

Under byggnation kan det även förekomma en eller flera *guard vessels* som säkrar installationsområdet från annan trafik.

8.2 Driftfas

Under driftsfasen kommer regelbunden tillsyn och underhåll av vindparken ske under hela parkens livstid. Vindparken förväntas att vara i drift i 40 – 45 år, drifttiden kan dock bli ytterligare längre.

8.2.1 Service och underhåll

Den slutgiltiga strategin för drift och underhåll kommer att fastställas i ett senare skede. Både vindkraftverk och transformatorstationer fjärrövervakas och är obemannade under normal drift. Dock sker kontinuerligt underhåll av vindparken, vilket kräver att personal och material transporteras till vindparken med mindre servicebåtar, fartyg eller helikopter. Där kommer sannolikt att etableras en passande landbaserad bas från vilken övervakning sker och där mindre reservdelar tillhandahålls. Troligtvis kommer driftens tillsyn och underhåll primärt ske med hjälp av CTV (*Crew Transfer Vessels*) men liksom i mycket annat i branschen sker en kontinuerlig utveckling. Under större underhållsperioder kan Service Operation Vessels (SOVs), hotellskepp, där personalen typiskt är stationerade under längre tid användas. För vissa större underhållsåtgärder kan krävas att ett stödbensfartyg används. Även helikoptrar kan komma att användas.

I dag är det löpande underhållet inriktat på förebyggande underhåll där man till sin hjälp har olika övervakningssystem. Med ett så kallat Conditioning Monitoring System mäter man kontinuerligt vibrationer, ljudnivåer, temperaturer i olika kritiska komponenter och kan tidigt få information om en uppkommen skada. Regelbundet analyseras olika oljor på förekomst av exempelvis partiklar, som kan indikera slitage. Dessa analyser leder till att avhjälpande åtgärder kan sättas in tidigare, innan en skada blivit alltför allvarlig. Detta innebär inte bara till en längre drifttid för en anläggning utan också till en ökad tillgänglighet, det vill säga en turbin står idag inte stilla lika länge på grund av driftstörning. Idag har nya vindkraftverk en tillgänglighet på 97–98 %.

För varje vindkraftverk genomförs en årlig serviceinsats då verket är avstängt under en eller några dagar. Denna service försöker man att utföra under sommarhalvåret, när vädret är bättre och elbehovet mindre.

Därtill kommer fortlöpande förebyggande underhållsåtgärder, icke-planerade underhållsåtgärder samt olika former av uppgraderingar. Normalt innebär även dessa insatser att ett enskilt verk är taget ur drift under några dagar per år. Är skadan sådan att ett verk måste stängas av innan reparation är utförd, kan stoppet bli längre om väderförhållanden inte tillåter att man tar sig ut till verket. Någon gång under en anläggnings livstid sker en mer omfattande underhållsinsats där större komponenter kan bytas ut. Under driftsfasen kan undersökningar av havsbotten förekomma för att inspektera anläggningen samt inför förberedelser av större underhållsinsatser med stödbensfartyg.

Under själva driftsfasen är det ingen större skillnad mot hur det går till för bottenfasta fundament. Med hjälp av servicebåt kommer underhållsarbete skötas kontinuerligt och reparationer utförs vid behov.



8.2.1.1 Kabelbrott

Under driftstiden kan kabelbrott uppstå. För att lösa detta kommer det krävas en reparationsfog eller att den byts ut i sin helhet för att lösa problemet. För att kunna skapa en reparationsfog behöver man lyfta upp kabeln till ytan och kapa den på ett ställe där kabeln är oskadd och inget vatten har penetrerat själva kabeln. Ett nytt stycke kabel kommer att anslutas i närheten av den skadade delen av internkabeln.

8.2.1.2 Utbyte av större komponenter

Under parkens livstid kan större komponenter behöva bytas, exempelvis växellåda och rotorblad på enstaka eller andra verk. Större underhållsåtgärder kan komma att kräva stödbensfartyg. På transformatorstationen kan utbyte av högspänningskomponenterna förekomma.

8.2.2 Avfallshantering

Under driftsfasen kommer allt avfall som genereras att samlas in och hanteras av godkänd mottagningsanläggning. Avfallet kan inkludera utbytta slitagekomponenter, smörjmedel, vätskor och annat.

Vindkraftverk och transformatorstationer är konstruerade för att samla upp eventuellt läckage för att förhindra spill ut i havsmiljön. För lagring, hantering, transport och användning av bränsle, smörjmedel, kemikalier och andra ämnen kommer det vidtas åtgärder för att förhindra utsläpp till havsmiljön. De kemikalier som används, kommer i den mån det går, vara biologiskt nedbrytbara för att minska eventuella effekter på miljön.

Alla beläggningar eller behandlingar som används ska vara lämpliga för användning i marina miljöer och kommer att användas i enlighet med godkända riktlinjer.

Dagens havsbaserade vindkraftverk har ett antal skyddande lager för att minimera potentiell frigöring av bisfenol-A (BPA) och annan mikroplast under vindkraftverkens livslängd.

8.2.3 Fartygstrafik

Normalt kommer under drift mindre fartyg att operera inom vindparken, dessa kommer mer eller mindre dagligen att gå ut från en servicehamn. Vid vissa större underhållsåtgärder kan det bli behov för att använda hotellskepp samt även stödbensfartyg eller kranfartyg. Det kan även förekomma att helikopter används vid transporter av material eller personal.

Indikerat antal CTV:er som kommer att arbeta inom vindparken är cirka tre till fyra stycken med upp till cirka 300 resor till och från hamn per året per CTV. Underhåll med stödbensfartyg eller liknande förväntas att krävas cirka en gång per vindkraftverk under hela livstiden med en varaktighet på cirka 5–10 dagar, det vill säga i genomsnitt 8 stycken operationer per år. Under större kampanjer kan en



SOV användas med cirka 12-24 tur och retur resor till hamn per år.

8.2.4 Föreslagna skyddsåtgärder

De tre ledarna för respektive fas i det interna kabelnätet placeras nära varandra för att begränsa magnetfältet.

I all service och underhållsarbete eftersträvas att minimera miljöpåverkan. De oljor som används ska så långt som möjligt vara nedbrytbara. Avfall kommer att sorteras och tas omhand på ett korrekt sätt.

Utformningen av säkerhetszoner kommer att tas fram i överenskommelse med svenska myndigheter.

8.3 Avvecklingsfas

När vindparken nått sin livslängd kommer vindparken att avvecklas och vindkraftverk, fundament och transformatorstationer demonteras och platsen för fundament återställs i erforderlig omfattning. Cirka två år innan demontering kommer en avvecklingsplan att tas fram med syfte att minimera effekterna på miljön samt att området ska vara säkert för fartyg och annan framtida användning.

Enligt nuvarande kunskapsläge gäller generellt att avvecklingssekvensen är omvänd till installationssekvensen. Exempelvis kan avvecklingen ske genom att vindkraftverk och transformatorstationer demonteras med hjälp av ett kranfartyg. Fundament med pålar kan skäras av strax under havsbotten, och därefter lyftas från platsen. För strukturer under havsbotten (delar av fundament samt kablar) och erosionsskydd görs bedömningen i samråd med myndigheten närmare tidpunkten för avveckling om huruvida miljöskadan som ett bortplockande av strukturerna medför är högre än miljönyttan. Komponenter kommer att återvinnas i den mån det är möjligt. Enligt nuvarande förväntningar tar avvecklingen cirka en till två år.

Metoden för avveckling kommer att ske enligt praxis och den lagstiftningen som gäller vid tiden för avveckling. Eftersom tekniken och kunskapsläget förändras snabbt (och livslängden för en vindpark är upp till 45 år) är det dock osäkert exakt hur avvecklingen kommer att ske och exakt vilka delar som kommer att monteras ned i slutändan. I takt med att ökad erfarenhet och kunskapsläge gällande avveckling av havsbaserade vindparker förväntas marknaden att mogna och marknaden utvecklas. Detta kan till exempel leda till att nya och mer effektiva och ändamålsenliga fartyg kan finnas på marknaden eller bättre möjligheter att återvinna material. Nedan följer en beskrivning av hur avvecklingen skulle kunna komma att se ut baserat på dagens kunskapsläge.



8.3.1 Beskrivning av möjligt förfarande vid avveckling av vindpark

Under nedmonteringen säkerställer verksamhetsutövaren att arbetsområdet är utmärkt med sjösäkerhetsanordningar och att objekt är markerade enligt gällande föreskrifter. Inför en nedmontering kopplas elanslutningen ur och anläggning förblir helt bortkopplad från nätet.

Normalt vid avveckling är att oljor och vätskor lämnas kvar i nacellen vid nedmontering som sedan fraktas till och töms vid återvinningsstationen. Då dessa oljor är i slutna system kan de hanteras säkrare och effektivare efter att nacellen monterats ned.

För nedmontering av vindkraftverk används troligen ett stödbensfartyg eller liknande, där vindkraftverkets delar lyfts ned till närliggande pråm/fartyg. Det första steget vid nedmontering är att kranfartyget ställs i position för att lyfta ner bladen. Därefter lossas nacellen från tornet och lyfts ned på fartyget. Sedan fästs kranen i tornet eller de olika tornsektionerna som lossas från fundamentet och lyfts ned till fartyget för transport till land.

Fundament till havs tas normalt bort ned till befintlig havsbotten, eller strax under havsbotten, dock lämnas eventuella erosionsskydd vanligen kvar då dessa normalt fungerar som rev. Monopilefundament kapas normalt nära botten och eventuella håligheter (öppna stålrör) fylls igen med naturmaterial eller försluts. Det kan även vara möjligt att vibrera ut monopile fundament från havsbotten. Den här tekniken behöver utvecklas för att passa de större havsbaserade vindkraftverken innan det går att lämplighets bedöma metoden för avveckling av monopile fundament för Aurora.

Fackverksfundament kapas normalt med skärbrännare vid havsbotten. Om det görs en bedömning att fackverket har en betydande rev-effekt, kan en del av fackverksfundamentet lämnas kvar. Eventuella hål i botten orsakade av fundamentets fästpunkter eller arbetsplattformarnas stödben kan komma att fyllas igen med naturmaterial.

Vid undantagsfall lyfts fundamentet bort vid nedmonteringen, men den nedsänkning i havsbotten som skapas kräver stora ingrepp i form av naturmaterials massor som fyllnad. Risken finns annars att organiskt material ansamlas i nedsänkningen varpå syrebrist kan uppstå. Även eventuella hål i botten som skapas av arbetsplattformarnas stödben kan behöva åtgärdas. Vid vissa förhållanden kan snabb återfyllnad ske naturligt genom strömmar och sedimentrörelser vilket kan motivera undantag för att försänkningar fylls igen.

Normalt lämnas kablar kvar (begravda i havsbotten) för att minimera negativ påverkan på kringliggande naturmiljöer. Alternativt, om man bedömer att kablarna är lämpliga för återvinning eller återanvändning, kan kablarna tas upp med ett kabelläggingsfartyg eller liknande fartyg.

Plattformar (till exempel transformatorstationer) står på liknande fundament



som vindkraftverken gör, därmed gäller för principen för avveckling av vindkraftsfundament även för plattformarna.

8.3.2 Återanvändning och återvinning

Det förväntas att Aurora vindpark är i drift fram till den har nått sin tekniska livslängd. En del komponenter i ett vindkraftverk kan komma att renoveras eller säljas vidare, beroende av hur lång livslängd komponenten har och hur länge de har använts. Det finns alltså möjlighet att återanvända rotorblad, gir mekanism, växellåda, generator, nacell, bromsar och torn efter renovering. Flera bolag idag erbjuder också ombyggnadsservice av komponenter.

Om inte komponenterna kan återanvändas är de flesta delar i ett vindkraftverk återvinningsbara. Komponenter i ett vindkraftverk är i huvudsak tillverkade av stål, aluminium, kompositer och glasfiber. Vissa torn typer så kallade hybridtorn består förenklat beskrivet av ett betongsegment som hålls samman av stål vajrar. Betongen i dessa kan användas till fyllnadsmassor och stålet samt kopparna kan återvinnas.

Utveckling av rotorblad, som oftast består av en glasfiber sammansättning, sker med större inblandning av andra material som gör att fler delar av bladen kan återvinnas i framtiden, exempelvis till isolering.

Fundament och plattformar till havs består till störst delen av stål som kan återvinnas vid en nedmontering. Om man mot förmodan avvecklar gravitationsfundament (med betong som ballast), kan betongen användas som fyllnadsmassor till andra konstruktioner.

Återanvändning och materialåtervinningen bör inriktas på att nedmonterings inverkan på miljön ska minimeras.

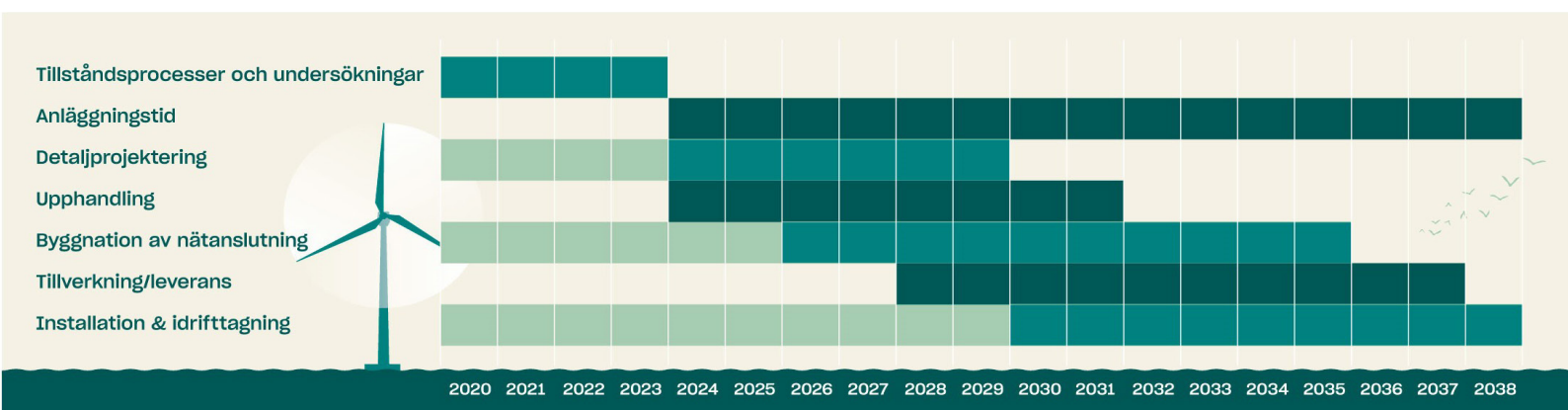
Det sker en utveckling inom återvinningsindustrin, vilket öppnar för möjligheter att återvinna kablar på ett effektivt sätt. Kablarna klipps då upp för att sära på samtliga material för att sedan återvinnas var för sig.

9 Preliminär installationsplan

En övergripande tidplan som beskriver principerna för anläggningsarbetena för vindparken visas i Figur 31. För att ge en förståelse för helheten beskrivs även planering och upphandling. Tidplanen visar storleksordningen på anläggningsarbeten samt när de olika anläggningsdelarna planeras i förhållande till varandra.

En preliminär installationstidplan har tagits fram för vindpark Aurora, se Figur 31, som beskriver installationen av vindparken. Tillståndprocessen för projektområdet uppskattas till cirka 3-5 år. Detaljprojektering av designen för vindparken, fundamentdesign, val av vindkraftverk kablar och plattform samt upphandling med tillhörande ledtid av de tekniska komponenterna väntas pågå under flera år.

Installationstiden är beroende på val av teknik, och tillgänglighet av installationsfartyg. Även möjlighet till elanslutning och koordinering med Svenska kraftnäts tidplan bör tas med i beräkning. Installationsarbeten till havs kan generellt ske året runt även om de påverkas av vädret generellt både av vindstyrkor och vågklimat. Under vinterhalvåret är vädret generellt mer utmanande vilket kräver längre installationstider, med längre perioder med stillastående.



Figur 31. Preliminär installationstidplan för Aurora. Illustratör: Tobias Green