

Teknisk beskrivning

Triton

BILAGA C



Administrativa uppgifter

Författare:

Emelie Zakrisson
Teknisk projektledare
OX2 AB

Granskad av:

Tanja Tränkle
Projektledare
OX2 AB

E-post: triton@ox2.com

Versionshantering

Datum	Versionsnummer	Ändring
2021-12-01	1.0	Teknisk beskrivning till Natura 2000-ansökan för Triton
2022-02-08	1.1	Förtydligande i avsnitt om undersökningar under 8.1 Ändringar i höjd-referens i tabell 1 och tabell från LAT till MSL
2022-02-14	1.2	Teknisk beskrivning till SEZ ansökan för Triton; Fördjupande text gällande undersökningar under anläggnings-, drift- och avvecklingsfas i kapitel 8; Kompletterande uppgifter om fartyg under installation;

Innehåll

1. Introduktion	4
1.1. Vindparkens komponenter	4
1.2. Utveckling av teknik inom vindkraft	5
2. Vindpark Triton.....	6
2.1. Lokalisering	6
2.2. Parkutformning	8
3. Vindkraftverk.....	11
3.1. Vindkraftverkets komponenter	11
3.2. Installation	13
3.3. Utmärkning av vindkraftverken.....	14
3.4. Mätmast	14
4. Fundament.....	15
4.1. Bottenfasta fundament.....	15
4.2. Erosionsskydd	24
4.3. Jämförelse av fundament.....	24
4.4. Bottenanspråk	25
5. Transformatorstationer och plattformar	26
5.1. Transformator- och omriktarstationer	26
6. Internt kabelnät	29
6.1. Det interna kabelnätets uppbyggnad	29
6.2. Installationsmetoder för kabelnedläggning	31
6.3. Elektromagnetiska fält från internkabelnät.....	33
7. Anslutningskablar (exportkablar)	34
7.1. Anslutningskablar uppbyggnad	34
7.2. Sträckningsalternativen samt utredningskorridorer	35
7.3. Installationsmetoder för kabelläggning	35
7.4. Elektromagnetiska fält	36
8. Verksamhetens faser	39
8.1. Anläggningsfas.....	39
8.2. Driftsfas.....	48
8.3. Avvecklingsfas.....	51
9. Preliminär installationsplan.....	54

1. Introduktion

Tritonia Vindpark AB (OX2) planerar en etablering av en vindpark till havs i sydvästra Östersjön i Sveriges ekonomiska zon, utanför Skånes sydkust. Vindparken benämns Triton.

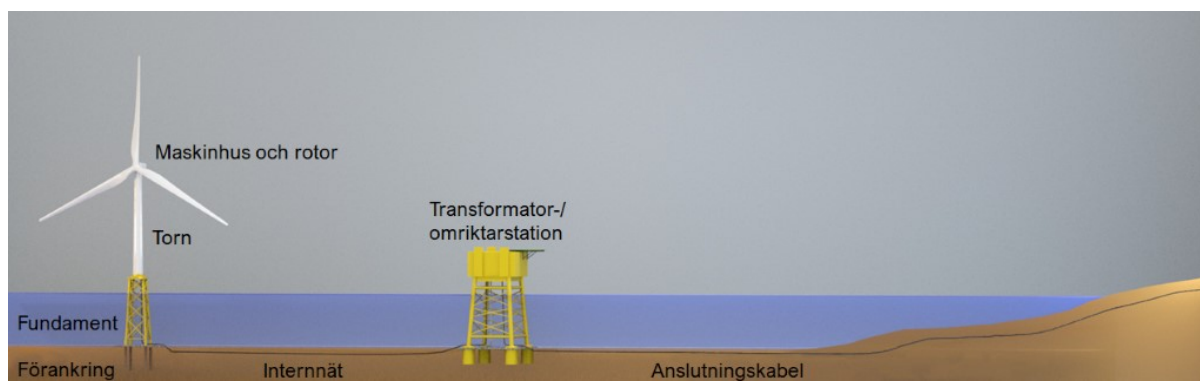
Denna tekniska beskrivning utgör underlag till ansökan om tillstånd enligt lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon ("SEZ"), ansökan om tillstånd för nedläggning av kabel för internkabelnätet enligt lagen (1966:314) om kontinentalsockeln ("KSL") samt ansökan om tillstånd för Natura 2000 enligt 7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

Syftet med denna tekniska beskrivning är att ge en samlad bild över den verksamhet som OX2 planerar att bedriva och redogöra för de olika valmöjligheter som OX2 överväger gällande bland annat vindparkens layout, fundament (inklusive storlekar), installationsmetoder samt antal vindkraftverk och deras höjd. Beskrivningar av metoder för kabelnedläggning av internkabelnät och installation av transformator- och omriktarstationer. Fokus ligger på att beskriva de tekniska delarna och den verksamhet som har en potentiell påverkan på miljön. Den tekniska beskrivningen redogör även för de olika faserna för projektet; anläggningsfas, driftsfas och avvecklingsfas.

Anslutningskablar från vindpark Triton in till nätanslutningspunkt ingår inte i denna ansökan. Anslutningspunkt är i dagsläget inte fastställd och därför redovisas ungefärliga korridorer som kan bli aktuella beroende på vilken anslutningspunkt som slutligen fastställs. De aktuella korridorerna kommer att studeras mer i detalj och sträckningar kommer att anpassas utifrån bland annat bottenförhållanden och naturvärden på platsen. För att ge en helhetsbild av projektet görs här en övergripande beskrivning av de anläggningar och den verksamhet som planeras för anslutningskablar, vilka kommer att beskrivas närmare i kommande prövningar av dessa.

1.1. Vindparkens komponenter

Vindparken består i huvudsak av vindkraftverk monterade på fundament och ett internt kabelnät som ansluter vindkraftverken till en eller flera transformatorstationer inom vindparksområdet. Till land överförs producerad elektricitet genom anslutningskablar (se exempel i Figur 1).



Figur 1. Schematisk bild av en vindparks olika delar.

Runt fundamenten anläggs erosionsskydd. Internkabelnätet för överföring av den producerade elektriciteten förläggs mellan vindkraftverken, på eller i havsbotten, och inkluderar en fiberoptisk kabel för styrning av och kommunikation med vindkraftverken. Kabelnätet från vindkraftverken ansluts till en eller flera havsbaserade transformatorstationer, så kallade *offshore substations* (OSS). De havsbaserade transformatorstationerna innehåller elektrisk utrustning såsom transformatorer och kompenseringutrustning, för att bland annat transformera spänning till en högre nivå för att effektivisera energiöverföringen till land. Från transformatorplattformen anläggs flera anslutningskablar till strandkanten. I strandkanten övergår sjökablar till markkablar fram till den valda anslutningspunkten till transmissionsnätet. Vid anslutningspunkten anläggs vanligen en transformatorstation.

En havsbaserad vindpark omfattar följande huvudsakliga komponenter.

- Havsbaserade vindkraftverk
- Fundament för vindkraftverk
- Sjøkablar för internt kabelnät samt kommunikation mellan vindkraftverken
- Fundament för havsbaserade transformator-/omriktarstationer, samt tillhörande överbyggnader (plattformar)
- Erosionsskydd för fundament
- Måtmast
- Sjøkablar för anslutning av vindparken till land (ingår ej i denna prövning men beskrivs)

1.2. Utveckling av teknik inom vindkraft

Den havsbaserade vindkraftsindustrin är ingen ny industri men den fortsätter att präglas av en progressiv teknisk utveckling. De senaste åren har vindkraftverken kunnat byggas allt större, vilket genererar en större elproduktion på samma yta som tidigare. Ökad höjd och effekt på vindkraftverken medför i regel större rotordiameter som också kräver större avstånd mellan vindkraftverken för optimalt vindutnyttjande.

Tekniken utvecklas även ifråga om undersökningsmetoder, fundament och installationstekniker. Kapaciteten i överföringskablar har ökat och det har även blivit möjligt att konstruera större transformatorstationer. Sammantaget innebär den tekniska utvecklingen av komponenterna i en vindpark en effektivisering av verksamheten och minskade kostnader för att producera och överföra elektricitet från havsbaserad vindkraft. Denna tekniska beskrivning kommer att utgå från olika tekniska lösningar och installationsmetoder som används idag samt redogöra för framtida

tekniker som skulle kunna bli aktuella för vindpark Triton.

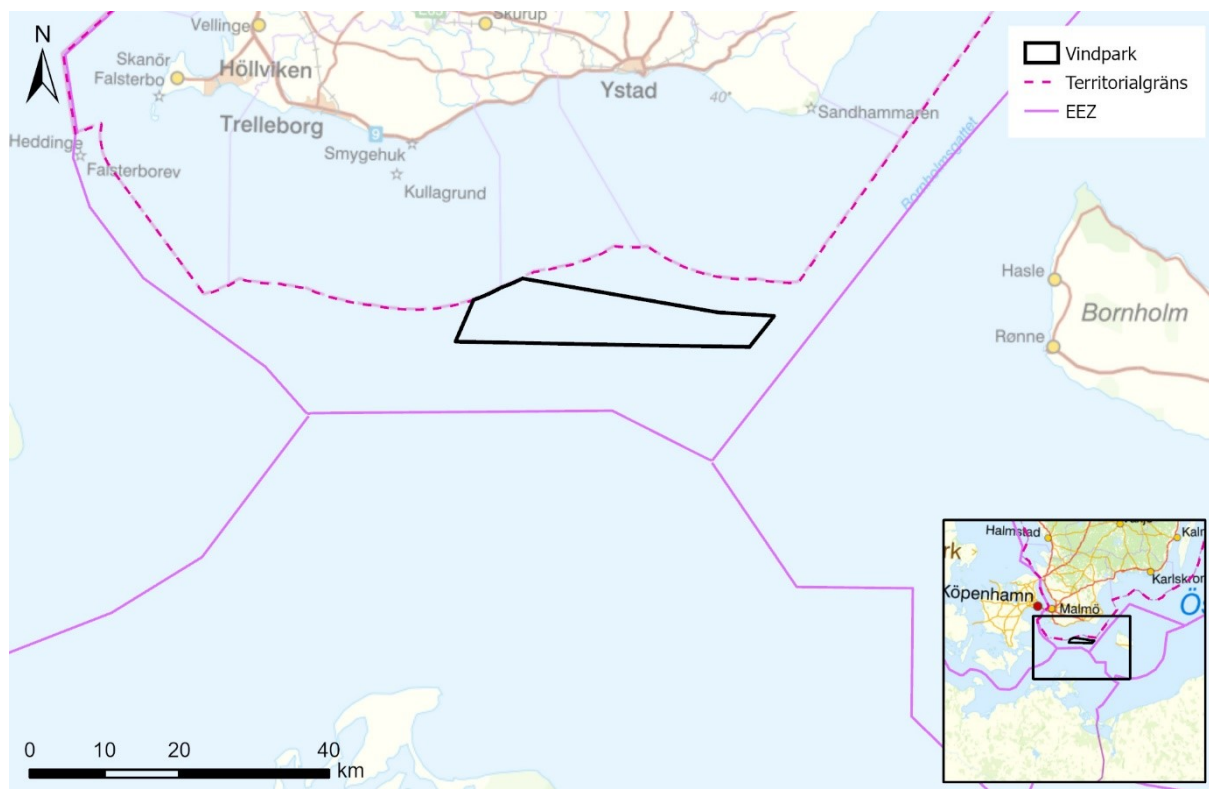


Figur 2. Illustration av historisk och förväntad framtida utveckling av havsbaserade vindkraftverks storlek.

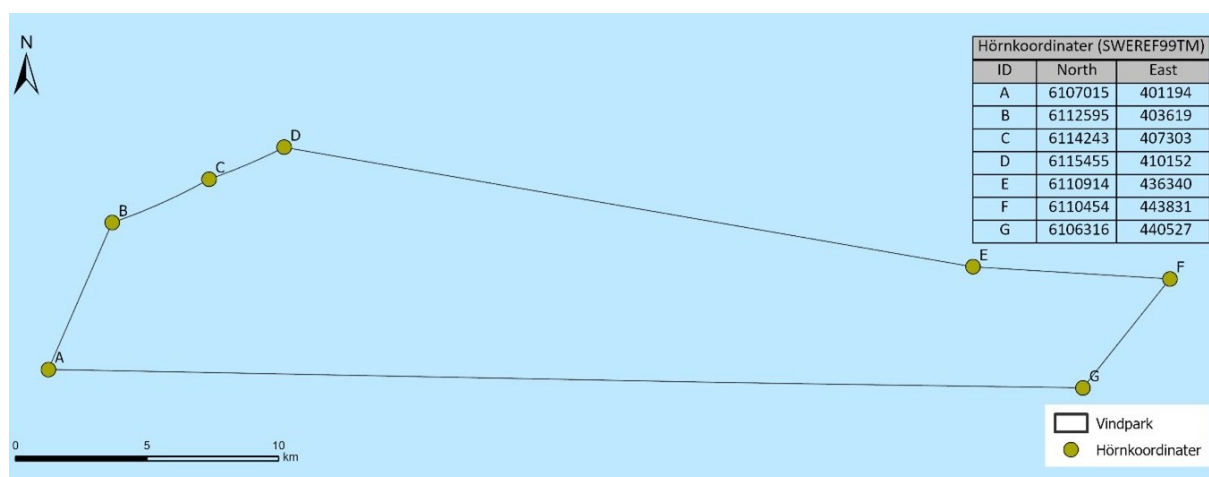
2. Vindpark Triton

2.1. Lokalisering

Den planerade vindparken Triton ligger i sydvästra Östersjön, inom Sveriges ekonomiska zon, se Figur 3. 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 kilometer söder om Ystad och närmsta bebyggelse finns cirka 22 kilometer från vindparksområdet i Beddingestrand respektive Smygehamn, på den skånska sydkusten. Området är cirka 250 km² stort och vattendjupet varierar mellan 43 och 47 meter. Geologin och djupförhållanden i Triton är homogena. Bottenstrukturen utgörs uteslutande av mjuka ytsubstrat som postglacial lera, lergyttja och gyttjelera.



Figur 3. Vindpark Triton (Källa: Lantmäteriet).



Figur 4. Koordinater för vindparksområdet.

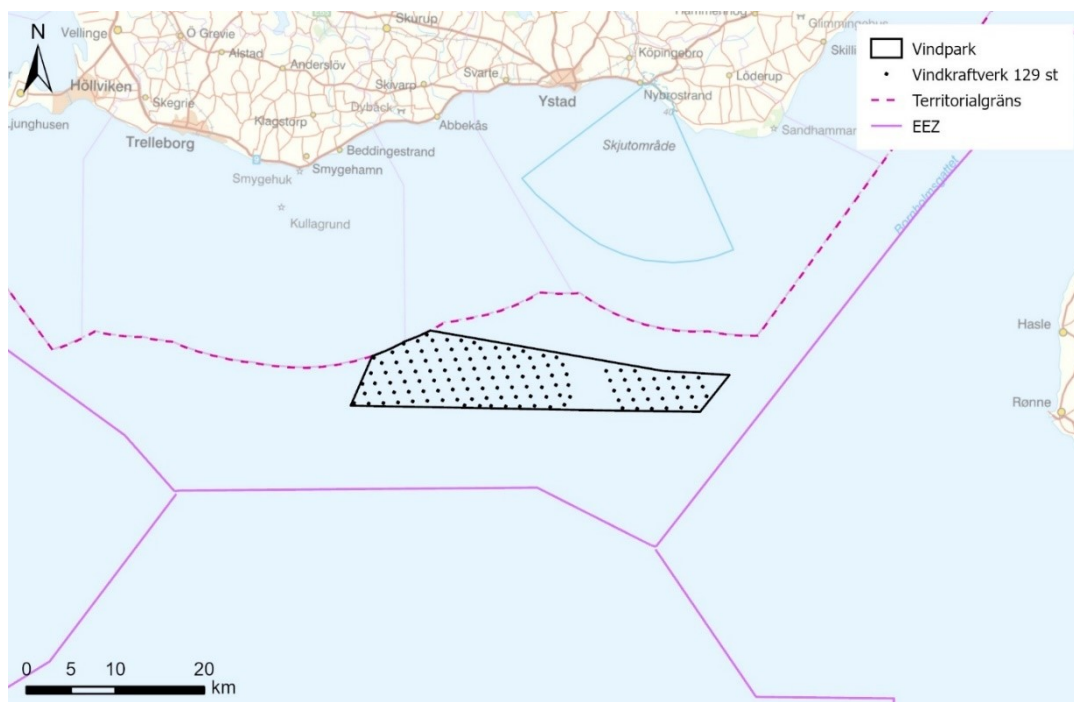
2.2. Parkutformning

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. För att kunna ta höjd för framtida teknikutveckling är vindparkens exakta konfiguration inte slutgiltigt fastställd. Vindparkens utformning, inklusive placering av vindkraftverk, transformatorstationer, kablar och installationstekniker kommer att beslutas inför upphandling och byggnation och anpassas utifrån:

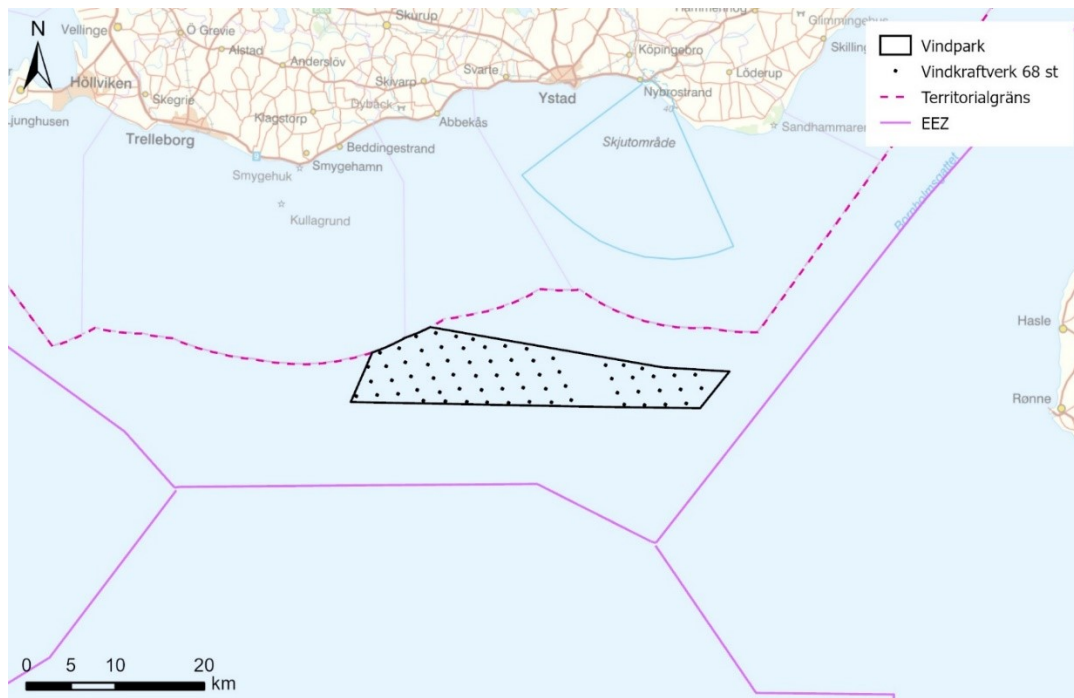
- platsspecifika förutsättningar gällande bland annat geologi, vindmätningar, vågor och strömmar
- den teknik som finns tillgänglig vid tidpunkten för upphandling och byggnation
- optimering av elproduktion och kostnader
- miljömässiga begränsningar kopplat till exempel naturvärden, ljud och sedimentspridning

Den planerade vindparken kommer ha en uppskattad total installerad effekt om cirka 1800 MW och kommer att omfatta maximalt 129 vindkraftverk, en eller flera vindmätningmaster samt ett internt kabelnät som förbinder vindkraftverken till en eller flera transformatorstationer. Grundläggande uppgifter om vindparken redovisas i Tabell 1.

I Figur 5 och Figur 6 presenteras två exempel på parklayouter för Triton, med mindre respektive större vindkraftverk. Layouterna visar hur vindparken skulle kunna utformas inom vindparksområdet. Det ska framhållas att det är exempellayouter och att den slutgiltiga utformningen kan se annorlunda ut. Inga vindkraftverk placeras inom farled för färjor från Ystad till Sassnitz och Swinoujscie, och det kommer att etableras ett säkerhetsavstånd mellan vindparken och angränsande farleder. I den slutgiltiga utformningen kan vindkraftverken eventuellt placeras tätare längs med ytterkanterna för att maximera produktionen. Det kommer även etableras en buffertzona till kända vrak i området.



Figur 5. Exempel på layout för 129 vindkraftverk med en installerad effekt på 15 MW för respektive vindkraftverk inom Triton vindpark. Inga vindkraftverk placeras inom farled som korsar Triton (Källa: Lantmäteriet).



Figur 6. Exempel på layout för 68 vindkraftverk med en installerad effekt på 25 MW för respektive vindkraftverk inom Triton vindpark. Inga vindkraftverk placeras inom farled som korsar Triton (Källa: Lantmäteriet).

Tabell 1. Grundläggande uppgifter om vindparken och området. Höjd ovan vattenytan är i förhållande till medelvattenstånd (MSL).

	Antal / enhet
Maximalt antal vindkraftverk	129 stycken
Vindkraftverkens maximala totalhöjd	370 meter
Vindkraftverkens maximala rotordiameter	340 meter
Förväntat minsta avstånd mellan vindkraftverk	5 rotordiametrar
Frigång (minsta höjd ovan vattenytan)	30 meter
Estimerad kabellängd internkabelnät	Ca 300 kilometer
Antal transformatorstationer/plattformer	Upp till 6
Uppskattat antal anslutningskablar till land	2-6
Vindparkens yta	Ca 250 km ² (inkluderar farleden)
Vattendjup	43 - 47 meter
Uppskattad total installerad effekt	1 700 - 1 900 MW
Uppskattad årlig elproduktion¹	7,5 TWh

¹ Beror på vindkraftverkens storlek.

3. Vindkraftverk

3.1. Vindkraftverkets komponenter

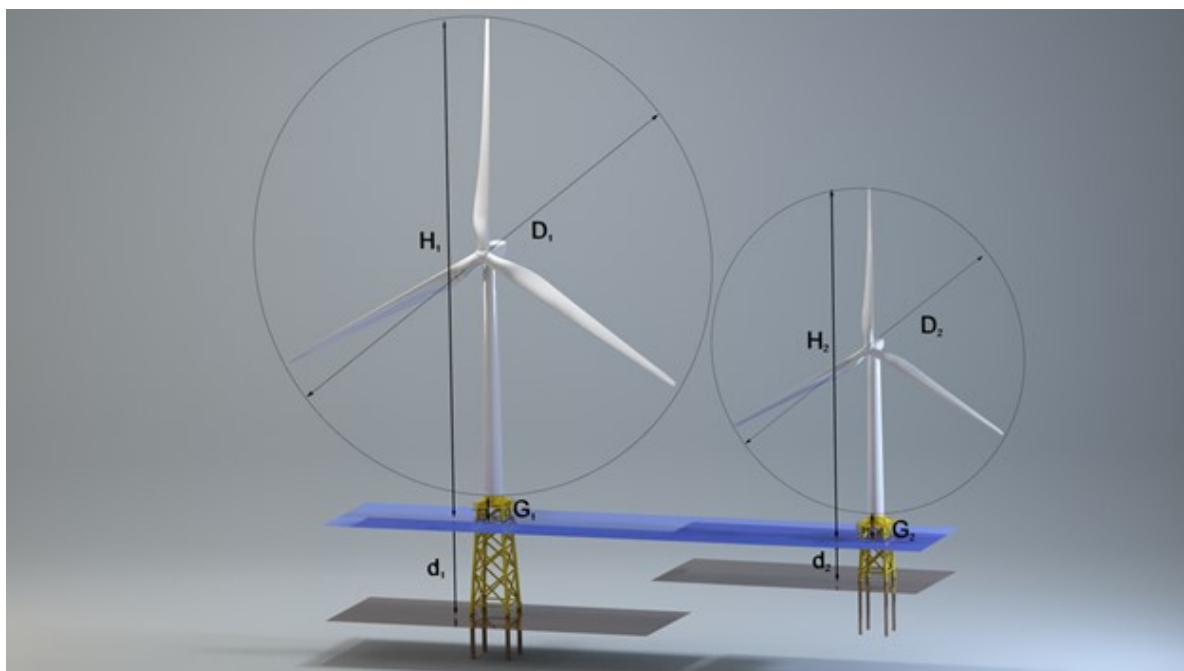
Översiktligt består ett vindkraftverk av tre delar; ett torn, ett maskinhus (nacell) och rotorblad. I tornet finns hiss och steg för att kunna nå upp till maskinhuset. I tornet finns även elektriska komponenter. Huvudkomponenterna i maskinhuset är växellådan, generator och girmotorer. En transformator finns antingen i maskinhuset eller i tornet. Några leverantörer erbjuder möjligheter att bygga vindkraftverk utan växellåda, en komponent som innehåller olja. Det är dock troligt att det vid tillfället för upphandling även finns leverantörer som tillverkar vindkraftverk med växellåda.

På maskinhuset finns vindmätare som bland annat ger information till girmotorerna som styr vindkraftverket rätt i relation till vinden. I generatorn överförs den mekaniska rörelseenergin till elektrisk energi (växelström). Denna energi transformeras sedan 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 maskinhus. Den typ av vindkraftverk som har utvecklats snabbast och som det har uppförts flest av hittills är trebladiga horisontalaxlade uppvindsturbiner (se Figur 7). 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 Triton är exemplifierat i tabell 2 och Figur 7. I exemplen har vindkraftverken en effekt på 25 MW respektive 15 MW, vilka har antagits ha en totalhöjd om 370 meter respektive 270 meter. I Figur 7 visas exempel på vindkraftverk i olika storlekar samt för fundament i varierande vattendjup. De vindkraftverk som är aktuella vid tid för upphandling och byggnation av vindpark Triton förväntas ha en livslängd om 40 till 45 år.



Figur 7. Exempel på vindkraftverk. D = rotordiametern, H = totalhöjd, G = frigång, d = vattendjup.

Tabell 2. Exempel på vindkraftverks dimensioner som kan bli aktuella inom Triton. Höjder avser nivå ovanför MSL, medelvattenstånd

	Exempel 1	Exempel 2
Effekt per vindkraftverk	25 MW	15 MW
Rotordiameter D (m)	340	240
Navhöjd (m)	200	150
Totalhöjd H (m)	370	270
Frigång G (m)	30	30

I vindkraftverkets maskinhus 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 uppsamlingstrång som rymmer hela den potentiella volymen. 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 fettuppsamlingstankar 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. Fenomenet är känt från framför allt landbaserad vindkraft. Baserat på erfarenhet från andra vindparker i området förväntas nedisning på vindkraftverkets torn och rotorblad i vindpark Triton vara minimal. För att förhindra isbildning och därmed risk för efterföljande 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 vindkraftverket helt. Det finns även andra metoder för att förhindra isbildning genom att till exempel leda värme från maskinhuset 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 anläggningen av vindkraftparken.

3.2. Installation

Vindkraftverk installeras vanligen i delar med flera lyft där man utnyttjar ett kranfartyg. Tornen kan transporteras på pråm ut till vindkraftparken och monteras på fundamenten med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg, alternativt transporteras ut på installationsfartyget. Efter installation av tornet lyfts och monteras maskinhuset 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 8. Montering av vindkraftverk med ett fartyg av typen 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 (TSFS 2020:88) ska vindkraftverk som har en höjd över 150 meter och som är placerade i parkens ytterkant förses med högintensivt vitt blinkande ljus på maskinhuset. Vindkraftparker som är bredare än fyra kilometer 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 behövas.

Ytterligare sjösäkerhetsmärkning kan förekomma beroende på vindparkens placering i förhållande till farleder och trafikstråk, (nu gällande 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 (*automatic identification system*).

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

3.4. Mätmast

En eller flera mätmaster kan komma att installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området. En mätmast har vanligen en höjd som ungefär 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 vindkraftparkens produktion. Data från mätmaster kan även användas för att göra underlag för lastberäkningar.

En teknik som utvecklas snabbt och som har potential att ersätta mätmaster är Lidar. Lidarutrustning 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 vara möjligt.

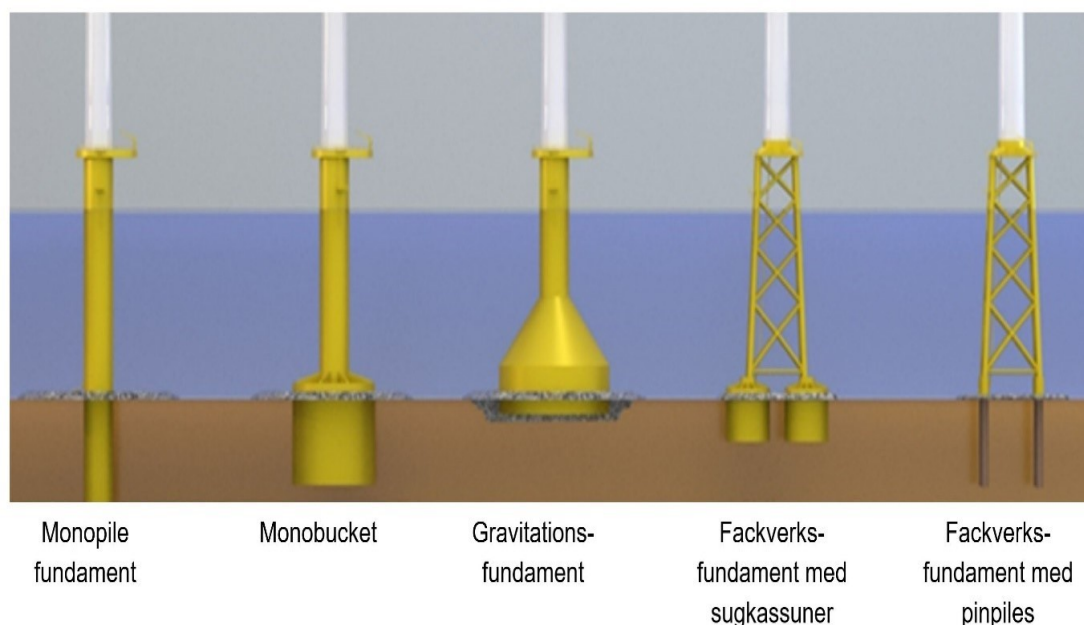
4. Fundament

4.1. Bottenfasta fundament

Fundamentets funktion är att bära upp vindkraftverken. Bottenfasta fundament är fast förankrade i havsbotten och den tekniska utvecklingen har medfört att bottenfasta fundament kan byggas på allt djupare vatten. Flytande fundament, som också är under utveckling men ännu inte kommersialiserat, är primärt avsedda för vattendjup över 60–70 meter och har därför valts bort för Triton. Fundament består av tre huvudsakliga delar: en del som säkrar förankringen i eller på botten, en del för att nå upp över vattenytan och en del (övergångsstycke, *transition piece*) som är en övergång mellan fundamentet och tornet för att säkerställa att tornet står vertikalt. De vanligaste typerna av bottenfasta fundament är:

- Monopile – en stålcylander, oftast nedslagen
- Monobucket – en monopile med *suction bucket* (en stålcylander med en sugkassun)
- Gravitationsfundament av betong eller annat material
- Fackverksfundament, en fackverksstruktur som grundläggs på tre eller fyra ben, och förankras genom *suction buckets* (sugkassuner)
- Fackverksfundament som förankras med *pinpiles*, mindre stålpålar som slås ner i havsbotten.

Exempel på de olika fundamentstyperna illustreras i Figur 9.



Figur 9. Exempel på olika fundamentstyper.

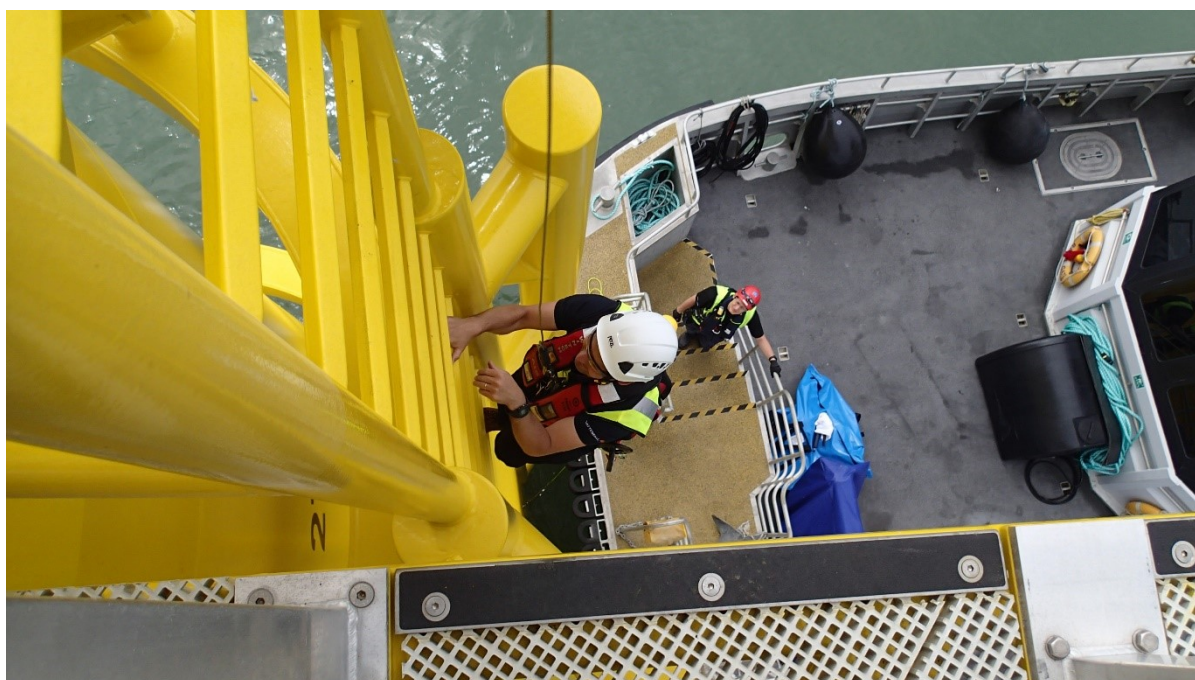
Övergångsstycket fäster tornet mot fundamentet, och kan vara utformat på olika sätt, exempelvis med en cementblandning som sprutas in mellan övergångsstycket och fundamentet eller bultas fast. Övergångsstyckets syfte är att justera lutningen så att tornet hamnar helt vertikalt, även om

fundamentet skulle ha kommit något snett. 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. Denna plattform placeras så högt att den inte översköljs av vatten och inte blir skadad av vågor.

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 används katodiskt skyddande anoder 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% av vikten består av andra metaller. Istället för att fundamenten korroderar är det anoden som förbrukas och korroderar.



Figur 10. Vid denna typ av angöringssystem trycker båten sig mot fundamentet, personen som ska äntra vindkraftverket krockar fast sig i en säkerhetslina och börjar klättra. En person på båten övervakar processen och styr säkerhetslinan (Foto: Göran Loman).

4.1.1. Utvärdering och dimensionering av fundament

OX2 har låtit konsultbolaget COWI genomföra en utvärdering av olika fundamentstypers lämplighet för Triton. COWI har studerat områdets geologi och beräknat fundamentens storlekar samt möjligheterna till att installera dem inom vindparksområdet. Som underlag har tillgänglig och framtagna information gällande geofysik, vind- och vågklimat från parkområdet samt från närliggande vindkraftsparker använts. Beräkningarna tar hänsyn till förväntade laster från vindkraftverk med rotordiameter upp till 340 meter.

Utifrån geologiska förhållanden på platsen och den teknik som är tillgänglig idag är det tre av de ovan nämnda bottenfasta fundamenten som är aktuella för Triton: gravitationsfundament, monopilefundament och fackverksfundament med pålar eller sugkassuner. Typen monobucket bedöms inte lämplig på Triton och behandlas därför inte närmare. Den snabba teknikutvecklingen gör det även möjligt att andra typer av fundament, eller hybrider av de presenterade fundamentsteknikerna, kan bli aktuella.

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 siten i samband med detaljprojektering. Flera olika typer av fundament kan komma att användas inom parkområdet.

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

4.1.2. Monopile

Ett monopile-fundament (Figur 11) är svagt koniskt och består av en enkel stålcylinder (*pile*) som försänks i botten genom pålning eller borring, alternativt en kombination av pålning och borring. Fundamentets diameter och förankringsdjup dimensioneras bland annat efter belastningen från vindkraftverket, geotekniska förhållanden, vattendjup samt vind- och vågförhållanden.



Figur 11. Illustration av monopilefundament (Källa COWI).

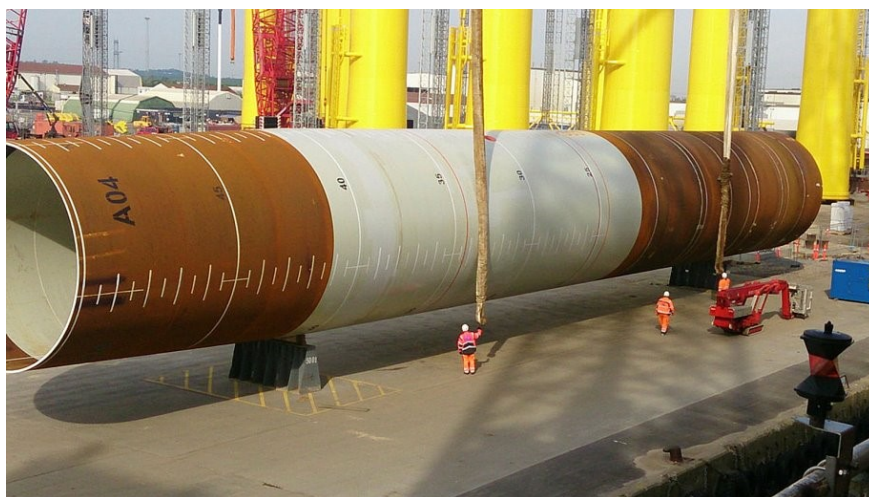
Monopile-tekniken är relativt enkel och kräver i regel inte någon preparering av botten, däremot krävs fartyg med stor lyftkapacitet under installationen. Fartygen kan vara av typen jack-up som lyfter upp sig ovan vattenytan med hjälp av stödben, alternativt flytande kranfartyg. Stålcylindern

lyfts med en *pile-gripper* och placeras på bestämd position. Därefter påbörjas pålning där en hammare pålar ner fundamentet i havsbotten. Styrka och slagfrekvens av hammaren anpassas efter rådande förhållande.

Monopile-fundament passar bäst vid bottensubstrat med stenblandad lera, med fast underliggande skikt. Tekniken är olämplig vid berghäll, hög förekomst av block eller vid särskilt mjuka bottnar i den djupare geologin. Fundamentet skyddas från korrosion vanligen genom en för förutsättningarna optimerad kombination av korrosionsskyddande ytskikt 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 vid vindparken Anholt i Danmark, vid danska Kriegers flak 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 minska kostnader, storlek och mängden material optimeras vanligen varje fundament efter platsens specifika förutsättningar. Den monopile som kan bli aktuell vid Triton 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 2 600–3 700 ton beroende på val av vindkraftverk samt djupet på den enskilda positionen. Vikten för övergångsstycket är cirka 1 300–1 700 ton. Erosionsskyddets diameter beräknas vara maximalt 45 meter med en tjocklek på cirka 1,5 meter.



Figur 12. Fundament efter tillverkning, men märkning av positionen (A04). I bakgrunden syns färdiga övergångsstycken (Källa COWI).

Installation

Anläggning av monopile kräver i regel ingen eller liten förbehandling av havsbotten. Vid installationen kan pålarna antingen transporteras ut flytande (med ändarna förslutna), transporteras på en pråm alternativt på ett installationsfartyg. Anläggning påbörjas genom att ett fartyg positionerar sig vid infästningspunkten, vanligtvis är det ett fartyg av typen jack-up, som lyfter upp sig med stödben över vattenytan. Alternativt kan det vara ett flytande kranfartyg.

Fundamentets pile sänks till position via kranar och en hammare förflyttas till position innan pålning påbörjas.

Pålning

Pålning av monopile sker genom att en hammare slår ned fundamenten i havsbotten. Styrka och slagfrekvens anpassas efter rådande förhållande till 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 soft-start där man börjar pålning med cirka 10 % av maximal energi för att ge tumlare och andra djur tid att lämna området. Efter soft-start övergår pålningen i ramp-up där pålningsenergin successivt tilltar till man når upp till maximal pålningsenergi. Genom pålning förs monopilen ned till tillräckligt djup, vilket för vindparken Triton beräknas vara cirka 60 meter. Pålning genererar höga ljudnivåer i vattnet och åtgärder kan vidtas för att begränsa ljudutbredningen runt arbetsområdet, se avsnitt 8.1.6. Vid förekomst av stenblock eller annat svårgenomträngligt 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 (*transition piece*), stegar (*boat landing*), reling, kran med mera. Avslutningsvis läggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet.

Installation av ett monopile-fundament uppskattas ta ett till två dygn, där själva pålningen pågår cirka sex timmar per fundament. Övrig tid inkluderar positionering och förflyttning av fartyg samt eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför lyft av pålen med mera. Den effektiva pålningstiden av monopiles inom vindparken är cirka 35 dygn, medan installationen av fundament pågår i cirka 4,5 till 9 månader, delvis beroende på vilken tid på året installationen sker, samt hur mycket borrning som krävs. Installationsarbetets olika moment förutsätter särskilda väderförhållanden gällande vindstyrkor och våghöjder för att kunna genomföras på ett för miljön och människor säkert sätt. Väntetider förekommer därför beroende på säsong och aktuellt väder.

Borrning

Om botten är av hård karaktär kan installation av monopile kräva borrning. Detta sker från en borrplattform. Materialet, det så kallade borrhaxet, 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, men som utgångspunkt förväntas de inte vara det.

På Triton siten finns förekomst av kalksten i hela parkområdet. Karaktären av kalksten kan variera, från spröd till mjuk. Är kalkstenen hård eller spröd kan det komma att krävas borrning. Som ett worst case är det för Triton antaget att alla fundament i anslutning till Natura 2000-området anläggs genom borrning och för övriga positioner borrar 15 %.

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



Figur 13. Exempel på borrhjulsbore som kan användas vid borrhjulsboring av pålar (Källa Bauer Group).

4.1.3. Fackverksfundament

Fackverksfundament är en konstruktion av stålrör/balkar, som förankras i botten genom pålning eller sugkassuner. De fackverksfundament som kan bli aktuella för Triton har en bottenbredd av 30–45 meter. Tekniken härstammar från oljeindustrin och är därför anpassad och beprövad på stora djup, ofta över 40 meter. Stålrören i konstruktionen fixeras i varandra genom svetsning eller med hjälp av gjutna hylsor. Fackverksfundament till vindkraftverk har idag vanligen tre eller fyra ben. Mellan fundamentet och tornet placeras ett övergångsstycke. Vikten för ett fackverksfundament till Triton bedöms vara maximalt 2 500 ton, exklusive vikten för pålar eller sugkassuner.

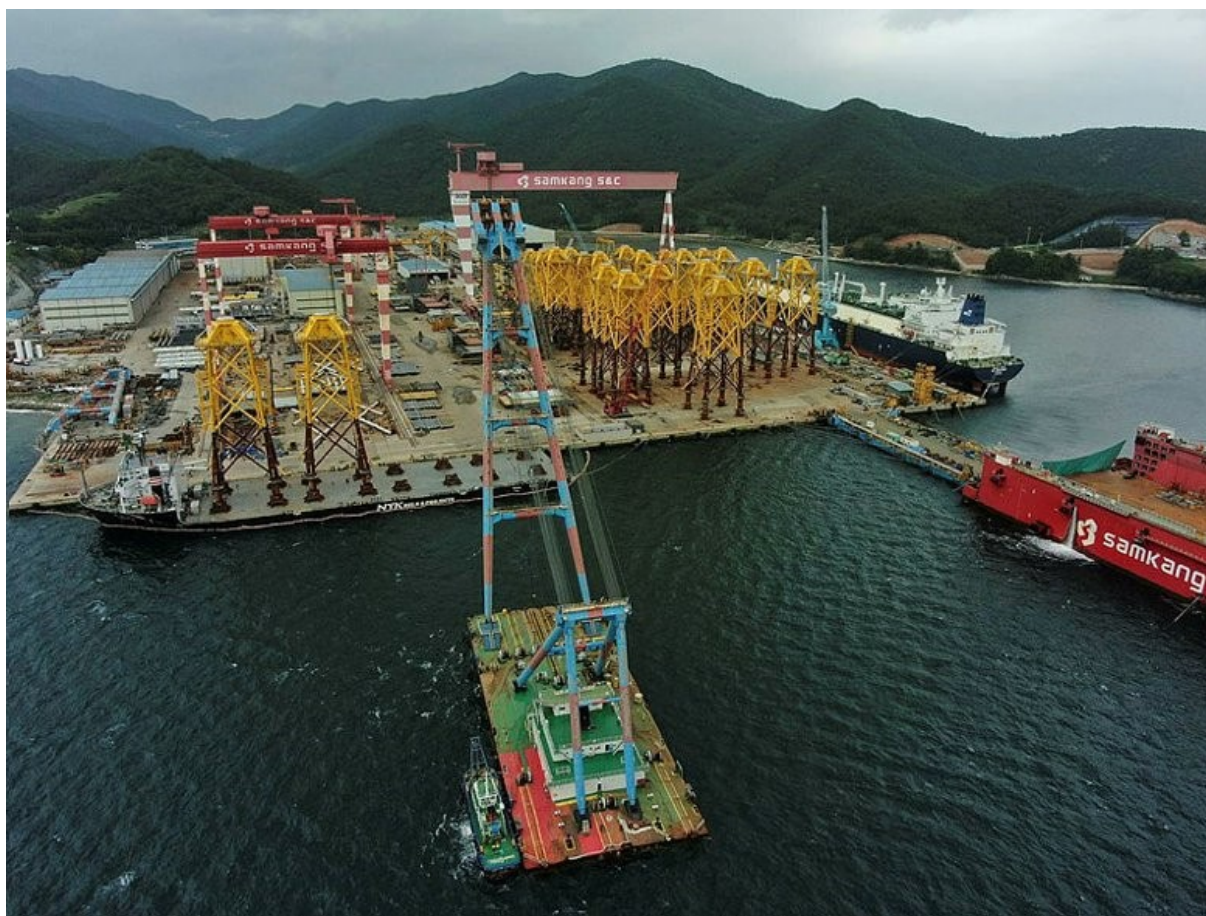


Figur 14 Illustration av fackverksfundament (Källa COWI)

Fackverksfundament förankras i botten genom att tre till fyra stålrör, pinpiles, pålas fast i bottensedimentet varefter hela stålkonstruktionen kan monteras i ett stycke. Alternativt kan först hela fackverksstrukturen ställas på botten och därefter slås pålarna ner. På hårbotten kan borring av pålarna förekomma. Både pålning och borring sker på liknande sätt som för monopile. För Triton förväntas storleken på pålarna att vara mellan 3 och 5 meter, med ett penetrationsdjup på 100 meter respektive 50 meter. Ett alternativ är att fästa fackverkskonstruktionen med sugkassuner, se nedan.

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

Fackverksfundament kan även förankras med sugkassuner. Sugkassuner är uppochnedvända behållare, ihåliga stålcyllindrar, på vilket fackverksfundamentet monteras. Vid installation placeras sugkassunen på botten varefter vattnet pumpas ur kassunen och det skapas ett undertryck. Undertrycket gör att kassunen sugs ner i sedimenten. Anläggning av sugkassuner kräver ingen pålning eller borring, men är beroende av viss sedimentbeskaffenhet. Även för sugkassuner krävs en viss avplaning av bottenytan. De sugkassuner som kan bli aktuella för Triton har en diameter på cirka tio meter och en kjollängd på upp till 20 meter. Varje sugkassun väger cirka 250 ton. Fackverksfundament med sugkassuner används inom olje- och gasindustrin och har använts inom den havsbaserade vindkraftsindustrin men utan att nå full genomslagskraft. I dagsläget är erfarenheterna från storskalig tillverkning och installation av fackverk med sugkassuner begränsade. Generellt är installationsprocessen mycket beroende av sedimentförhållanden och mer tekniskt riskfylld.



Figur 15. Fackverksfundament vid kaj (Källa COWI).

Installation

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

Om fundamentet installeras med pinpiles, dvs mindre stålplålar, kan de pinpiles som förankrar fackverksfundamentet antingen i förväg ha placerats i en ram på botten, som sedan fundamentet fästs mot eller 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 monopile. 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, vilket inkluderar pålning på cirka tre till sju timmar per påle. Varje fundament har tre till fyra pålar. Övrig tid inkluderar positionering och förflyttning av fartyg samt eventuella skyddsåtgärder samt förberedelser inför

lyft av pålarna med mera. Installationen kan ske med flera fartyg där till exempel ett fartyg installerar pålar och ett annat lyfter själva fackverksstrukturen. Den effektiva pålningstiden för vindparken förväntas vara drygt 130 dygn, medan installationen av fundament kan pågå i cirka 13 månader, beroende på bland annat vilken säsong installationen sker och mycket borring som krävs. Installationsarbetens olika moment förutsätter särskilda väderförhållanden, gällande vind och vågor, för att kunna genomföras på ett för miljön och människorna säkert sätt. Väntetider förekommer därför beroende på säsong och aktuellt väder

4.1.4. Gravitationsfundament

Gravitationsfundament är stora konstruktioner som står på havsbotten och håller vindkraftverket upprätt genom sin storlek och tyngd. Gravitationsfundamentet utgörs vanligen av en betongkassun eller stålbehållare som fylls med någon form av ballast. Denna typ av fundament förutsätter en jämn botten och är ofta fördelaktiga vid jordarter med god bärförmåga samt vid begränsade vattendjup. Med ökande vattendjup blir konstruktionen stor och tung, särskilt med dagens ökande storlek av vindkraftverk.

Torrvikten för fundamenten beräknas till mellan 7 000–14 500 ton exklusive ballast, beroende på val av vindkraftverk och bottendjup. Bottendiameterna av ett fundament kan uppgå till 35–50 meter, beroende på storleken av vindkraftverket (15 MW respektive 25 MW).

Gravitationsfundament kan endast appliceras på botten med god bärförmåga, vilket generellt finns inom Triton området.



Figur 16. Illustration av gravitationsfundament (Källa COWI).

Installation

Inför installationen behöver bottenytan förberedas vilket inkluderar bland annat muddring eller borttagning av stenblock. Ett bärlager med stenkross anläggs därefter för att skapa en jämn botten. Muddring för avjämning och bärlager kan behöva ske ner till sex meter beroende på förhållandena på platsen. I samband med denna bottenpreparering uppkommer sedimentspridning.

Efter bottenprepareringen transporteras fundamenten ut med pråm eller installationsfartyg och lyfts på plats med hjälp av en stödbensplattform eller ett flytande kranfartyg, efteråt fylls fundamenten med ballast. Ballast består vanligen av sand, sten eller annat krossmaterial med hög densitet. Därefter sker montering av övriga delkomponenter, exempelvis övergångsstycke, stegar, reling, kran med mera. Avslutningsvis anläggs vid behov erosionsskydd runt fundamentet, vanligen i form av större stenar. Storleken på erosionsskyddet förväntas att vara tio meter utanför fundamentet med en tjocklek på 1,5 meter.

4.2. Erosionsskydd

Lokala vattenströmmar som uppstår runt strukturen kan riskera att spola bort sediment, vilket är av nackdel för strukturens stabilitet. För att skydda fundament mot uppkomst av dessa erosionshål anläggs vanligen i anslutning till fundamenten så kallade erosionsskydd (*scour protection*). Storlek och behov av erosionsskydd varierar beroende på fundamentstyp, vågor, strömmar och bottenstrukturer och avgörs slutgiltigt i den detaljerade designen. Den vanligaste typen av erosionsskydd är lager av sten, grus och sand i varierande storlek som läggs runt basen på fundamentet. Installation sker med ändamålsenligt fartyg som placerar sten på platsen. Det pågår även utveckling av alternativa typer av erosionsskydd, exempelvis geotextilier, som kan komma att användas i vindpark Triton.

4.3. Jämförelse av fundament

Nedan redogörs kort för de olika fundamentstypernas för- respektive nackdelar.

4.3.1. Monopile

Fördelarna med monopile är att det är en välbeprövad teknik som är relativt enkel att tillverka, transportera och installera. I driftsfasen är den enkla strukturen lätt att inspektera. Fundamentstypen kräver begränsad preparering av botten innan installation och installationen är relativt snabb. Nackdelen med en pålad monopile är alstringen av undervattensljud vid installationen som med sin impulsiva karaktär kan störa djurliv i närheten. En monopile som anläggs genom borrhning ger i huvudsak upphov till miljöpåverkan genom de sediment som uppstår vid borrhningen.

4.3.2. Pålade fackverksfundament

Fördelen med pålade 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 mindre än vid installation av monopile-fundament då pålen har en mindre diameter och det därmed krävs mindre pålningsenergi. Däremot krävs mer bottenpreparering än vid monopile fundament eftersom alla benen måste stå på samma nivå, dock betydligt mindre än vid gravitationsfundament. Installationen tar längre tid än för monopile på grund av att fler pålar ska förankras.

4.3.3. Fackverksfundament med sugkassuner

Fördelen med fackverksfundament med sugkassuner är att de är applicerbara på stora vattendjup, att bottenytan som tas i anspråk för själva fundamentet är relativt liten och att ljudalstringen är liten. Däremot krävs det särskilda bottenförhållanden för att fundamentstypen ska vara applicerbar. Mängden bottenpreparering är mer än vid monopile-fundament eftersom alla benen måste stå på samma nivå, dock betydligt mindre än vid gravitationsfundament.

4.3.4. Gravitationsfundament

Fördelarna med gravitationsfundament är att installationen genererar betydligt mindre undervattensljud än andra fundamentstekniker och den hårda strukturen kan fungera som ett artificiellt rev. Nackdelen är att de tar relativt sett större bottenyta i anspråk och att det krävs mer förberedande arbete.

4.4. Bottenanspråk

Fundamenten samt erosionsskydd kommer att ta i anspråk en del av havsytan. Störst påverkan av själva fundamentet har gravitationsfundament. Om hela vindkraftparken uppförs med gravitationsfundament, kommer den sammanlagda bottenytan som blockeras av fundament att ta i anspråk cirka 0,2 % av den totala bottenytan i vindparksområdet. I Tabell 3 visas en jämförande tabell för de olika fundamentsalternativen och dess bottenanspråk samt penetrationsdjup.

Tabell 3. Jämförelse av fundament gällande bottenanspråk, penetrationsdjup och installationsmetoder för 129 stycken vindkraftverk.

	Monopile	Pålade fackverks-fundament	Fackverk med sugkassuner	Gravitations-fundament
Fundamentets botten diameter	14 meter	5 meter per ben (4 ben)	10 meter per ben (4 ben)	50 meter
Bottendiameter med erosionsskydd	45 meter	15 meter per ben	30 meter per ben	70 meter
Penetrationsdjup	60 meter	100 meter	20 meter	0-6 meter (muddring)
Pålning	Ja	Ja	Nej	Nej
Borrning	Eventuellt	Eventuellt	Nej	Nej
Muddring	Eventuellt	Eventuellt	Troligen	Ja
Sedimentspridning	Ja	Ja	Ja	Ja
Muddring/ dumpning av muddermassor	Nej	Nej	Ja	Ja
Bottenanspråk för 129 vindkraftverk (m²) (cirka)	20 000	10 200	40 600	254 000
Bottenanspråk med erosionsskydd för 129 vindkraftverk (m²) (cirka)	206 000	92 000	365 000	497 000
Totalt bottenanspråk i % av vindparksområdet (cirka)	0,08 %	0,04 %	0,15 %	0,20 %

5. Transformatorstationer och plattformar

5.1. Transformator- och omriktarstationer

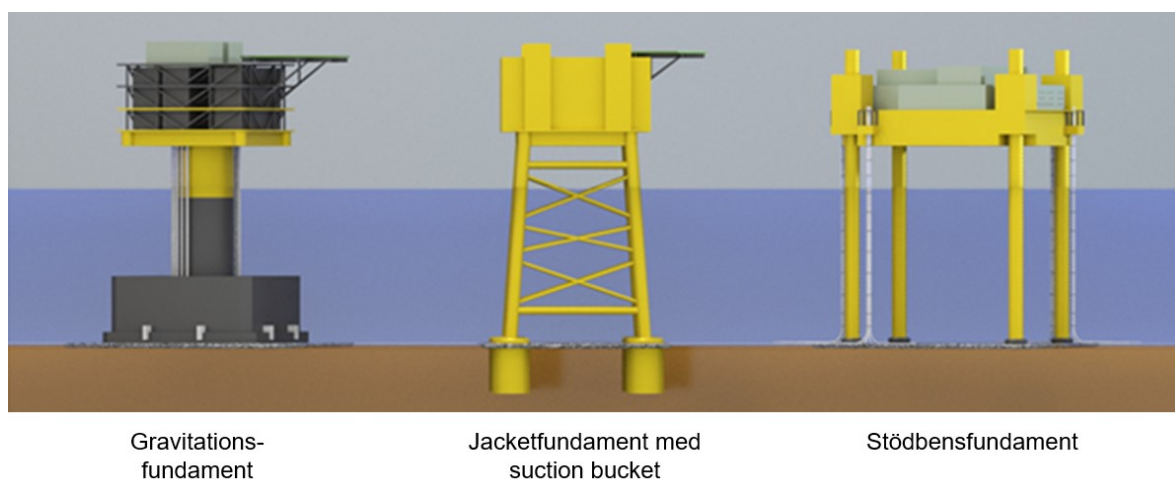
Inom vindparksområdet installeras upp till sex havsbaserade transformatorstationer och/eller omriktarstationer/plattformar. Kablarna från vindkraftverken förs samman till transformatorstationen². Den lägre spänningen i internkabelnätet transformeras till en högre spänningsnivå inför utmatning till anslutningskabeln. Den högre spänningsnivån är viktig för att hålla förluster som uppstår vid överföring av elektricitet över längre distanser så låga som möjligt. Från transformatorstationen utgår anslutningskablar som överför elektriciteten från vindparken till anslutningspunkten på land. Transformatorstationer består av ett fundament och en överbyggnad. Överbyggnaden innehåller elektrisk och annan nödvändig utrustning. Om överföringen till land istället för högspänd växelström sker med högspänd likström ingår omriktare som en del av den elektriska utrustningen. Denna benämns då vanligen omriktarstation. Likström är vanligen mest fördelaktigt vid transport över längre sträckor då merkostnaden vägs upp av de minskade elektriska förlusterna. Omriktarstationen liknar till utformningen en större

²I När transformatorstation omnämns i den fortsatta texten avses även omriktarstation/plattform.

transformatorstation. Som mest kommer en omriktarstation att behövas inom vindparksområdet, vilken kan användas ensam eller i kombination med transformatorstationer.

5.1.1. Fundament för transformator- och omriktarstationer

De fundamentstyper som finns tillgängliga för havsbaserade transformatorstationer är i grunden samma som finns för vindkraftverken. Fundamenten till transformator- och omriktarstationer dimensioneras med hänsyn till de laster som utformning och miljön ger upphov till, samt den verksamhet som bedrivs. I Figur 17 visas några exempel på hur plattformen och fundament kan vara utformade. Åtkomst sker antingen via fartyg eller helikopter. Stationerna kan därför komma att utrustas både med angöringssystem för båt och helikopterplatta.



Figur 17. Exempel på fundament och utformning av havsbaserade transformatorstationer och omriktarstationer.

Antal, utformning och placering av transformatorstationer och/eller omriktarstationer/plattformar kommer att bestämmas under vindparkens detaljprojektering, och baseras på vindkraftverkens storlek och antal, bottenförhållanden och optimal dragning av internkabelnätet och anslutningskablar. Placeringar för transformatorstationer är mest troligt i parkområdets centrala eller nordliga delar, för att minska anslutningskabelns längd.

5.1.2. Installation av transformator- och omriktarstationer

Transformator- och omriktarstationer levereras normalt direkt till vindparken från tillverkningshamnen. Först sker installationen av transformatorstationens fundament på samma sätt som beskrivits i avsnittet ovan om vindkraftverkens fundament. Därefter lyfts själva överbygganden med utrustning på plats. Överbyggnaden är mycket tung och det krävs fartyg med stor krankapacitet för att lyfta överbyggnaden på plats. Efter slutförd installation sker diverse monteringsarbeten och anslutning till anslutningskablar till land. När detta är slutfört spänns anläggningen och det interna kabelnätet ansluts till transformatorstationen.



Figur 18. Stödbensfartyg vid en transformatorstation som är grundlagd på en fackverkskonstruktion.

5.1.3. Ianspråktagen bottenyta av fundament till transformatorstationer och plattformar

Fundament till transformatorstationer kommer att ta i anspråk en del av havsytan. I Tabell 4 visas bottenanspråk från transformatorstationer samt penetrationsdjup. Beräkningen är baserad på att sex stycken transformatorstationer eller omriktarstationer/plattformar etableras.

Tabell 4. Exempel på ianspråktagen yta för upp till sex stycken transformatorstationer och/eller omriktarstationer/plattformar

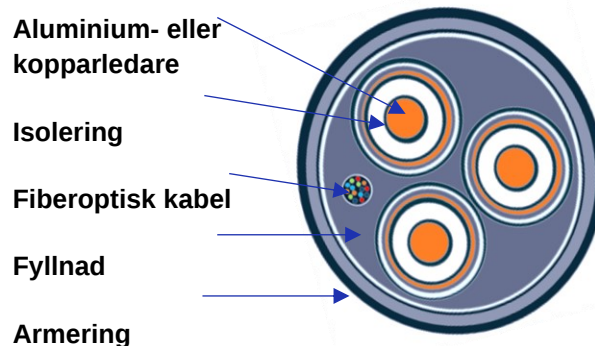
	Antal /enhet
Antal plattformar	6
Antal fackverksfundament per plattform	2
Antal ben per fackverksfundament	4
Bottendiameter av ben	5 meter
Bottendiameter av ben med erosionsskydd	30 meter
Bottenanspråk med erosionsskydd för sex plattformar (cirka)	34 000 m ²
Totalt bottenanspråk i % av vindparksområdet (cirka)	0,015 %

6. Internt kabelnät

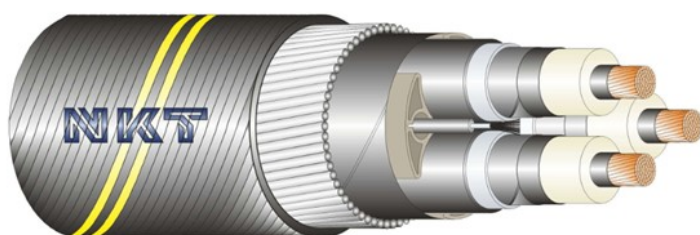
Det interna kabelnätet (*inter array cables*) utgör förbindelsen mellan vindkraftverken och de havsbaserade transformatorstationerna, genom att sammankoppla enstaka vindkraftverk i strängar eller grupper (också kallad radialer) som sedan kopplas till transformatorstationen.

6.1. Det interna kabelnätets uppbyggnad

Vanligtvis består det interna kabelnätet av en armerad treledarkabel, med tre faskablar av vald dimension. 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 plastlager. 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. I ett av hålutrymmena placeras en tub med optofiber som används för styrning och kommunikation av vindkraftverken och plattformarna. Allmänt förekommande dimensioner, oavsett spänningsnivå, för internt kabelnät är en ledar-area på mellan 185 och 1000 mm² men även mindre och större areor förekommer.



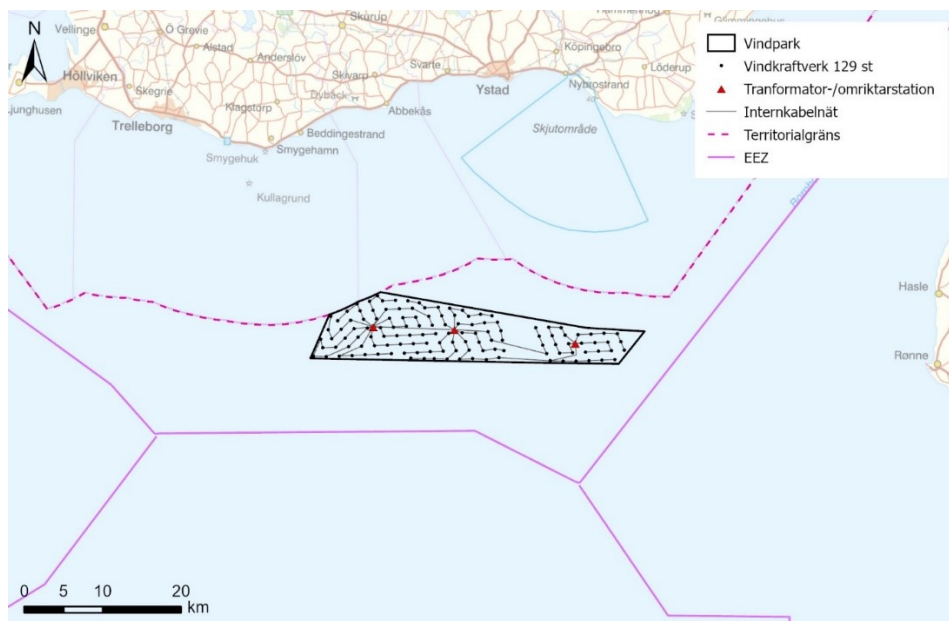
Figur 19. Schematisk genomskärning av kabel.



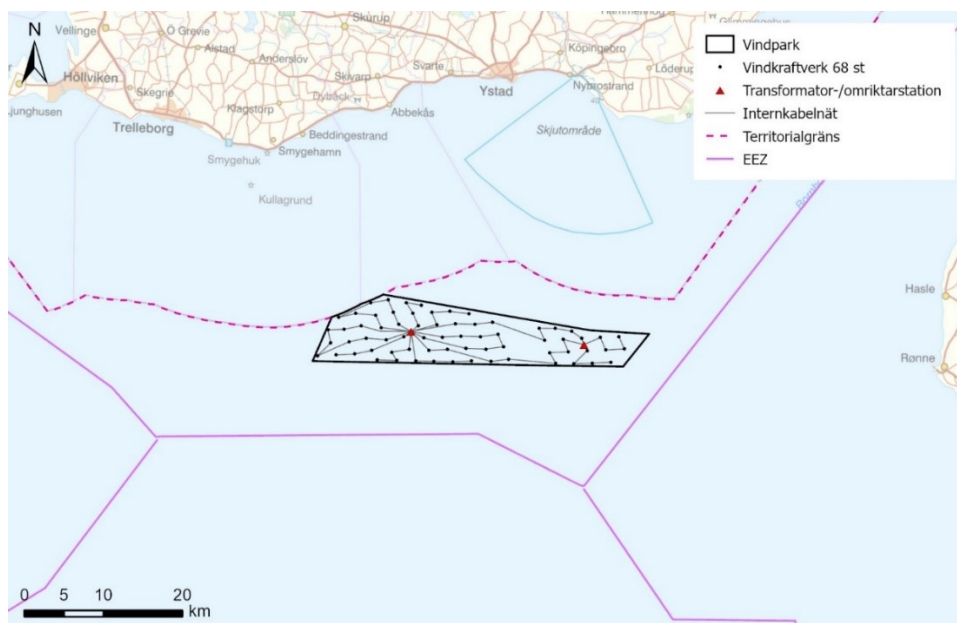
Figur 20. Tvärsnitt av en sjökabel (Källa: NKT).

Den sammanlagda längden på det interna kabelnätet beror på vindkraftverkens spänningsnivå, effekt och antal. Även andra faktorer, som till exempel bottenens beskaffenhet, kan påverka kabelnätets längd. Det vill säga om botten är väldigt kuperad, eller om 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 idag, kan internkabelnätet exempelvis bestå av 66 kV-kablar, vilka kan överföra

en samlad effekt på cirka 80–90 MW per radial. Det betyder att sex 15 MW vindkraftverk kan anslutas längs samma radial. Spänningsnivån hos internnätskablar förväntas stiga upp till 170 kV de närmsta fem till tio åren. 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 21 och Figur 22 visas exempel på parkutformningar och tillhörande internkabelnät, bestående av 66 kV-kablar.



Figur 21. Exempel på internkabelnät inom vindparken. Exemplet visar 129 vindkraftverk, med 66 kV-kablar och tre transformatorstationer. Kabellängden i exemplet är 281 km (Källa: Lantmäteriet).



Figur 22. Exempel på internkabelnät inom vindparken. Exemplet visar 68 stycken vindkraftverk, med 66 kV-kablar och två transformatorstationer. Kabellängden i exemplet är 234 km (Källa: Lantmäteriet).

6.2. Installationsmetoder för kabelnedläggning

Innan installation av kablar kan påbörjas genomförs förberedande arbeten för att säkerställa en säker och obehindrad kabelläggning och installation. Det förberedande arbetet inkluderar bland annat att röja stenblock på havsbotten, ta bort främmande föremål på havsbotten så som fiskenät, linor och dylikt. Røjningen innebär en viss penetration i havsbotten. Det kan även förekomma utjämning av havsbotten om det finns sandvågor eller annan lätttrölig havsbotten som inte kan undvikas, eller på platser med branta partier.

Kablarna, upprullade på stora trummor eller svängskivor, transporteras till parkområdet med särskilda installationsfartyg. 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 eller vid korsning av annan infrastruktur så som kablar och rörledningar kan ett mekaniskt skydd läggas ovanpå kablarna, exempelvis betongmadrasser, stenar eller liknande. Efter slutförd installation kontrolleras förläggningsdjupet.



Figur 23. Kabelinstallationsfartyget Victoria (Källa NKT Cables).

6.2.1. Spolning

Nedspolning av kablar kan tillämpas i mjukare bottenar, främst där de yttnära sedimenten är sand. Vid spolning läggs kabeln på havsbotten, 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.

6.2.2. 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.

6.2.3. 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 brukar normalt fastställas och avtalas i ett korsningsavtal som tas fram av de båda parterna.

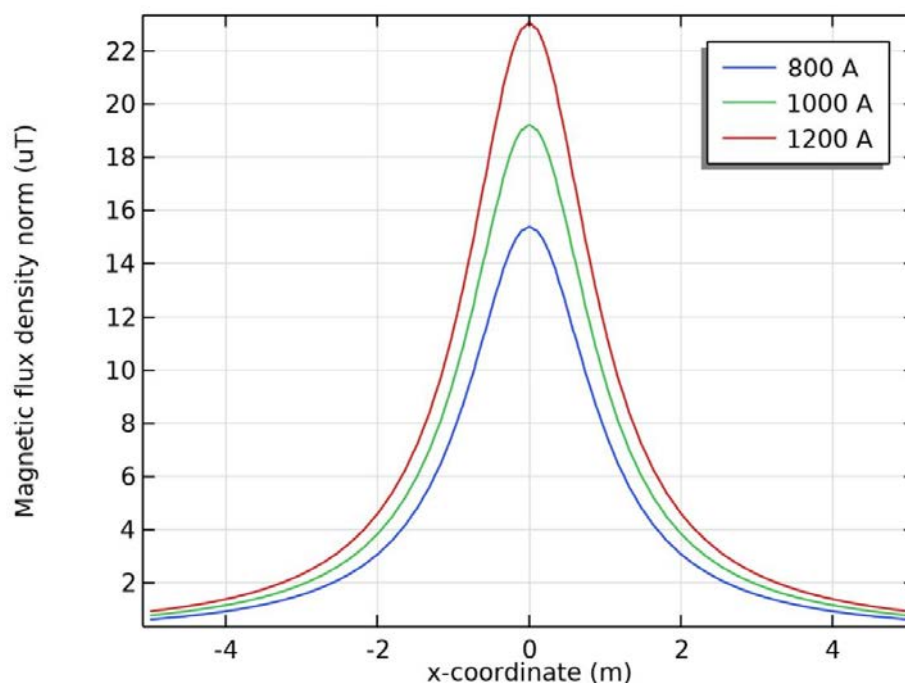
Betongmadrasser är monteringsfärdiga skydd som läggs ovanpå kabeln. Installation av madrasser är tidskrävande och används oftast bara för korta sträckningar. Som alternativ till de större betongmadrasserna eller bryggorna kan säckar med sten användas som skydd eller för att hålla fast eller stabilisera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



Figur 24. Exempel på betongmadrass som används som kabelskydd (Källa: Subsea Protection Systems).

6.3. Elektromagnetiska fält från internkabelnät

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 är 800 Ampere men för att ta höjd för framtida utveckling av kabeldimensioner har beräkningar genomförts även för starkare ström. Högst magnetfält för en nedgrävd kabel genereras rakt ovanför kabeln, cirka $23 \mu\text{T}$. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka fyra meter från centrumlinjen är magnetfältet under $1 \mu\text{T}$. Beräkningarna är gjorda för en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten och där kabeln endast skyddas av mekaniskt kabelskydd blir magnetfältet bli starkare.



Figur 25. Magnetfältets styrka vid havsbotten över kabeln för det interna kabelnätet, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7. Anslutningskablar (exportkablar)

När elektriciteten transformerats och eventuellt omriktats överförs den 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. Anläggning av anslutningskablar är en följdverksamhet som beskrivs här men som kommer att prövas separat.

7.1. Anslutningskablarnas uppbyggnad

Antalet kabelförband för vindpark Triton 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.

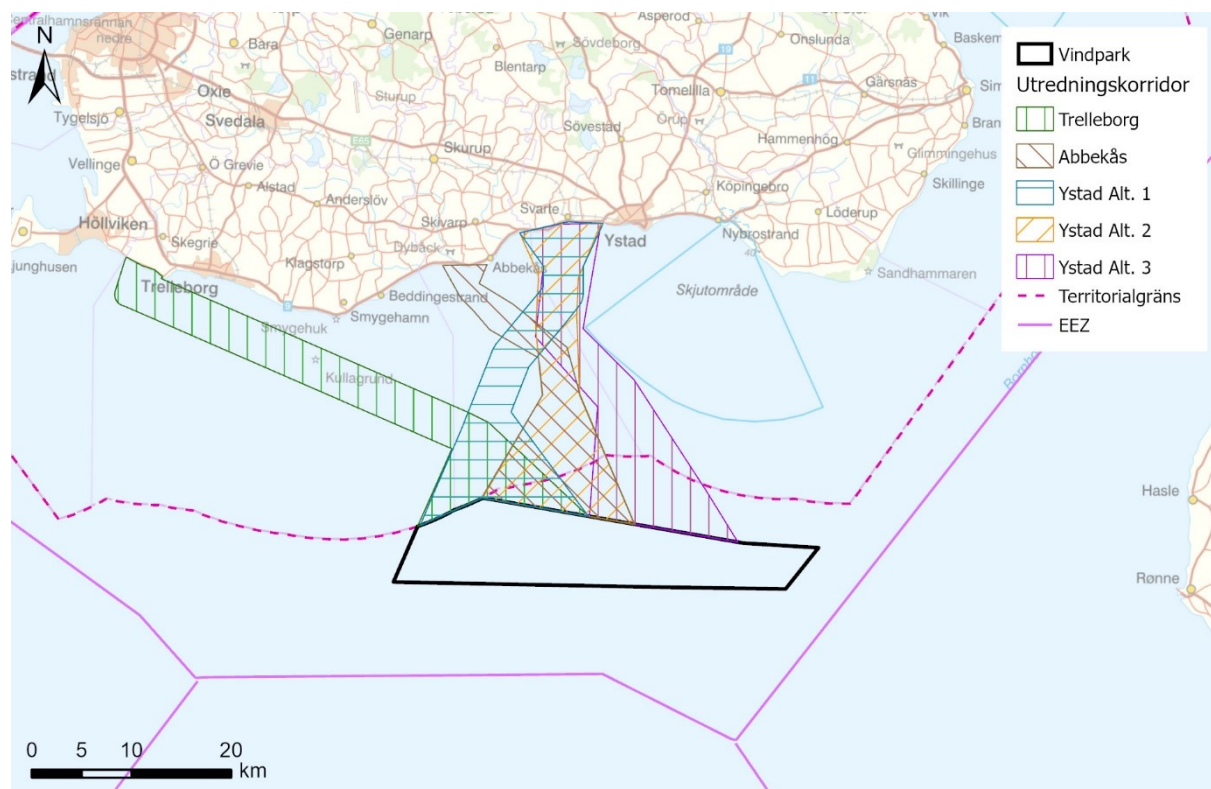
För en växelströmsanslutning har varje kabelförband till havs en diameter om cirka 30 centimeter (cirka 1000 mm² ledararea) och utgörs av ett högspännings-växelströms (HVAC) transmissionssystem. Idag är en spänningsnivå om upp till 220 kV vanligast förekommande men det förekommer även utveckling hos kabeltillverkare att öka spänningen även på sjökablar.

Likströmsöverföring används vanligen vid överföring mellan länder och för längre sträckor, 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 centimeter. Kabelspänningen förväntas att bli upp till 525 kV HVDC.

7.2. Sträckningsalternativen samt utredningskorridorer

Affärsverket Svenska kraftnät har ännu inte tilldelat en anslutningspunkt för vindpark Triton. OX2 genomför därför parallellt, i väntan på Svenska kraftnät, egna undersökningar om lämplig anslutningspunkt och har identifierat ett antal preliminära anslutningspunkter till region- och transmissionsnätet i Skåne. Vilka sträckningar som slutligen kommer väljas, bestäms efter att botten- och marinbiologiska undersökningar genomförts samt efter att samråd genomförts. Beslut från Svenska kraftnät om lämplig anslutningspunkt väntas komma under år 2022. Parallellt ligger ett förslag från regeringen att Svenska kraftnät ska få uppdraget att bygga ut transmissionsnätet till havs, där det finns förutsättningar för att ansluta havsbaserad vindkraft.



Figur 26. Vindpark Triton samt utredningskorridorer för anslutningskablar (Källa: Lantmäteriet).

7.3. Installationsmetoder för kabelläggning

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. Förlägningsdjupet är generellt något djupare för anslutningskablar än för det interna kabelnätet, då riskerna för kabelbrott generellt är större utanför vindparken och konsekvenserna av ett kabelbrott 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. Beroende på vilka längder som går att lasta på kabellägningsfartyget och kabelns längd kan skarvar krävas utmed sträckan. Sådana skarvar kan göras inom samma kabelkorridor som kabel placeras i men kabelskarvarnas diameter blir något större än själva kabeln. Anslutningskablarnas position förs in på sjökort och märks ut genom skyltning vid landfästet.

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

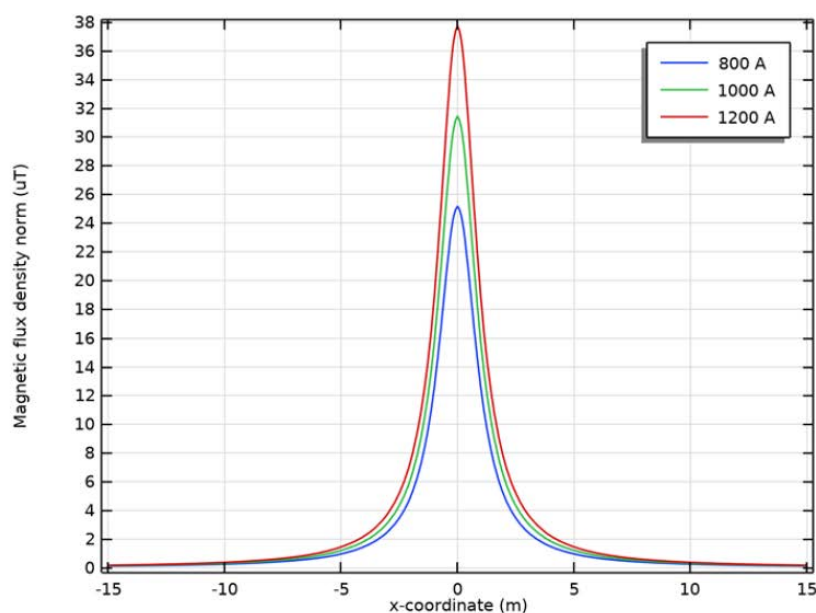
Före eller samtidigt som installation av sjökablarna installeras landkablarna liksom arbete med att färdigställa den landbaserade transformatoranläggningen. Installation av anslutningskabeln till land görs på samma sätt som för internkabelnätet men med ambitionen att anslutningskabeln förläggs på ett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

7.4. Elektromagnetiska fält

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 rakt ovanför kabeln, av 1200 Ampere cirka $37 \mu\text{T}$, se Figur 27. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka 15 meter från centrumlinjen är magnetfältet under $0,4 \mu\text{T}$. Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten. Där kabeln inte förläggs i havsbotten utan skyddas med kabelskydd är magnetfältet starkare än visat nedan. Figur 27 visar magnetfältet från en kabel men då avståndet mellan kablar är längre än 15 meter påverkar magnetfältet från en kabel inte en annan kabel.



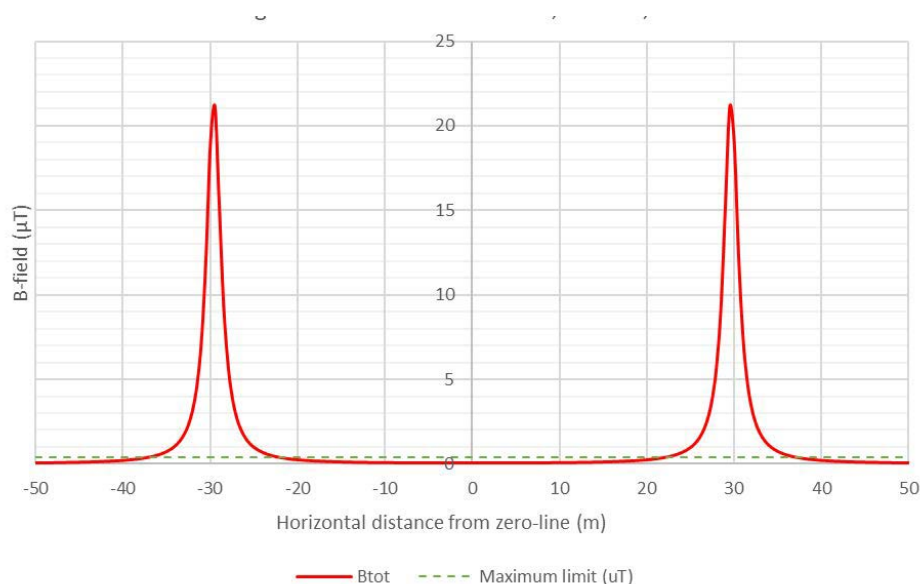
Figur 27. Magnetfältets styrka över en växelströmskabel vid havsbotten beräknad vid maximal strömbelastning, för en 245 kV kabel, vid olika strömstyrkor. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

7.4.2. Likström

För likströmskablar har beräkning gjorts utifrån två olika scenarier: ett med två stycken parallella anslutningar med strömbelastning om 833 A och ett med en anslutning med 1336 A strömbelastning.

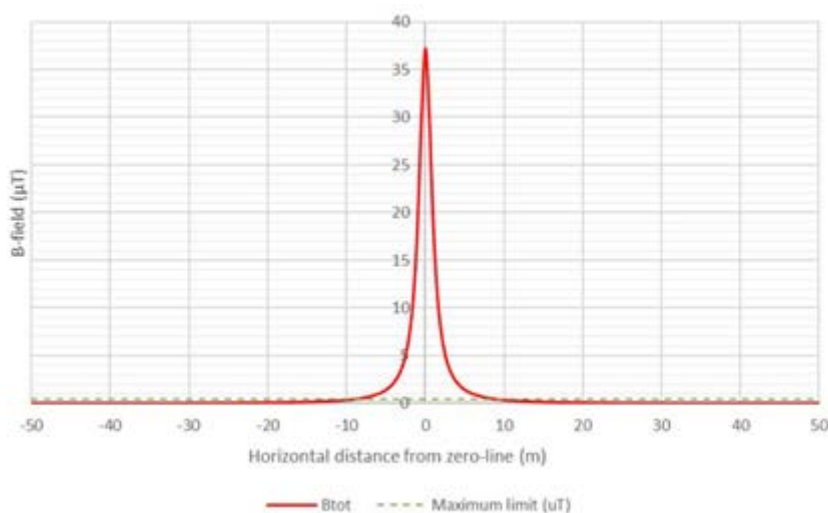
I scenariot med två stycken parallella anslutningar med likström förläggs vardera med en positiv och en negativ pol. Avståndet mellan parallella anslutningar är minst 50 meter.

Strömbelastningen i beräkningen är antagen till 833 Ampere per kabel. Högst magnetfält genereras rakt ovanför kablarna, cirka 21,2 μT , se Figur 28. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka sju meter från centrumlinjen är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten. 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 likströmskablar. Magnetfältet är beräknat på två stycken likströmsanslutningar. Avståndet mellan två likpoliga kablar är minst 50 meter. Kablarna är placerade 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 kablarna, cirka 37,1 μT , se Figur 29. Åt sidan avtar magnetfältet snabbt och cirka nio meter från kablarna är magnetfältet under 0,4 μT . Beräkningarna är gjorda vid en meters förläggningsdjup. Vid ökat förläggningsdjup minskar magnetfältet vid havsbotten. Jordens magnetfält är inte medräknat.



Figur 29. Magnetfältets styrka vid havsbotten från likströmskablar. Magnetfältet är beräknat på en likströmsanslutning. Kabeln är placerad en meter under havsbotten.

8. Verksamhetens faser

Etablering av vindparken kommer att realiseras i olika faser se Figur 30. Projektet befinner sig för närvarande i tillståndsfasen som efterföljs av anläggningsfasen, driftsfasen och avvecklingsfas. I avsnittet beskrivs fasernas aktiviteter i stora drag.



Figur 30. Schematisk figur över verksamhetens olika faser.

8.1. Anläggningsfas

Anläggningsfasen innehåller detaljprojektering, tillverkning och installation. I anläggningsfasen ingår även undersökningsaktiviteter som behövs för den detaljerade designen av till exempel 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 vind. Tabellen nedan visar några exempel på etablerade och relevanta industristandarder som kan komma att utnyttjas vid detaljprojektering av vindparken, samt i andra skeden. Beslut om vilka standarder som utnyttjas beslutas i ett senare skede.

Tabell 5. 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 detaljprojektering till driftsättning 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 standarderna eller motsvarande.

Som en del av detaljprojekteringen kommer en rad 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 och installation av vindparken kommer det att behöva genomföras kompletterande undersökningar av vindparksområdet. Syftet med undersökningarna är att erhålla detaljerad information inför slutlig konstruktion och installation av anläggningen samt för kontroll av anläggningsarbeten.

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 vindparksområdet och kabelkorridorerna, eller för att tillgodose behov av data till ett framtida kontrollprogram. 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
- Bottenhugg, filmning
- Inspektioner med ROV (remotely operated vehicle) eller motsvarande

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.

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 oexploderad ammunition (OXA). Magnetometri kan komma att genomföras i flera omgångar i de fall där det planeras interaktion med havsbotten genom provtagning eller stödben.

Geofysiska undersökningar

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

Tabell 6. Geofysiska undersökningar

Undersökningsmetod / Utrustning	Modell (exempel)	Vanligt förekommande Frekvens (kHz)
Side scan sonar	SSS, sidoavsökande sonar	100 - 600
Multibeam echo sounder	MBES, en typ av ekolod som karterar havsbotten	200 - 400
Seismiska undersökningar (2D, 3D)	Sub-bottom profiler, Innomar, Sparker, Mini Airgun, UHRS	0,02 - 115

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 området, 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 profilers (SBP) samt mini airgun användas, alternativt andra metoder.

Geotekniska undersökningar

De geotekniska undersökningarna innefattar sedimentundersökningar och geotekniska borrhningar 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 spetstryckssondering 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.

Geoteknisk borrhning

Syftet med provborrningar är att undersöka havsbotten ned till berört djup, vilket i fallet för vindpark Triton innebär borrhningar ned till cirka 60–100 meters djup. Geotekniska borrhningar ger information om de djupare bottenförhållanden vid varje fundamentsposition, vilket är viktigt för den detaljerade utformningen.

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 *stödbensfartyg* 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 stödbensfartyget och flyttas inför varje provborrning med hjälp av en bogserbåt.

Borrhning sker genom att en borr förs ned från fartyget till havsbotten. Diametern på borrhålen är cirka 200 mm. Syftet med borrhningen är att ta upp allt sediment i form av en borkärna på fartyget för provtagning. Alla prover förseglas och tas i land för ytterligare analys i ett geotekniskt laboratorium. Varje enskild borrhning tar normalt cirka en till två dagar att utföra. Därutöver tillkommer tid för positionering, jack-up och förflyttningar inom vindparksområdet. 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.

Vågmätning

Bojar kan läggas ut för att få högupplöst information om våg- och strömförhållanden i parkområdet. Detta syftar till att förstå våg- och strömklimatet i vindparksområdet och variationen under året. Data används för att få ett mer precist underlag gällande laster för design av fundament och vindkraftstorn.

Vindmätning

På siten kan bojar (flytande LiDAR) eller mätmaster installeras för att komplettera tillgängliga vinddata från området. Data kan även användas för att planera installation, där det kan finnas krav på maximala vindhastigheter, och senare för uppföljning av vindkraftparkens produktion. Data används även för att göra underlag för lastberäkningar i fundament och vindkraftverkets torn.

Oexploderad ammunition (UXO)

Inför installationsarbeten görs en slutlig kontroll av förhållanden för att säkerställa att det 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 Försvarsmakten, en bedömning om objektet ska flyttas eller sprängas under kontrollerande former. Alternativt kan objektet undvikas genom att en annan fundamentsposition eller kabelsträckning väljs. I händelse av förflyttning eller sprängning av objekt ska lämpliga skyddsåtgärder vidtas för att minimera påverkan på marina däggdjur, fisk och sjöfågel som kan tänkas vara i området. Lämpliga skyddsåtgärder tas fram tillsammans med berörda myndigheter.

8.1.3. Installation

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

Av effektivitetsskäl försöker man att genomföra hela installationen under en säsong. Så långt som möjligt undviks arbete till havs under vinterperioden då förutsättningar för lämpliga väderförhållanden är sämre. Ibland kan det behövas en uppdelning 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 den resterande delen av vindparken.

Slutmonteringshamn

De olika huvudkomponenterna tillverkas vid olika fabriker och transporteras därifrån till en eller flera hamnar där slutmontering sker. Hamnen kan vara lokaliserad förhållandevis långt från den planerade vindparken, både hamnar i Sverige, Danmark, Polen eller Tyskland är aktuella för vindpark Triton. Kravet på slutmonteringshamn är bland annat 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 vindkraftområdet, utan mellanlagring vid en slutmonteringshamn. Dagliga transporter av personal och mindre komponenter sker från en närliggande installationshamn. Vid sidan om fartygstransporter kan även helikoptertransporter förekomma.



Figur 31. Maskinhus och rotorblad som vid slutmonteringshamnen färdigställs för installation (Foto: 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 samman vid slutmonteringshamnen om möjligt. Därefter sker montering av delkomponenter såsom stege, hiss, elsystem med mera. Maskinhus färdigställs även med delkomponenter som kyltorn, reling, meteorologiska instrument och hinderbelysning.

Installationsförfarande

Installationen till havs sker genom att först installera fundamenten, transformatorstation och anslutningskablar. Därefter installeras det interna kabelnätet. Slutligen monteras alla vindkraftverk, med torn, maskinhus och rotorblad. Allt eftersom vindkraftverken är färdiginstallerade sker driftsättning och provkörning innan den efter godkända tester överlämnas till driftorganisationen. Installationen av vindparken avslutas med driftsättning av vindkraftverken, som inkluderar provdrift.

Installationen av landkablar startar normalt innan arbetet till havs. Detta arbete är inte lika beroende av väder som installationerna till havs. Hela systemet bör vara klart när vindkraftverken installeras så att de kan spänningsättas. Installationsaktiviteter sker normalt parallellt med varandra så länge säkerhet för miljö och människor samt tillgänglighet av installationsfartyg och leverans av delar tillåter.

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 enligt gällande lagstiftning.

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 parkområdet. 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, därefter höjs själva fartygskroppen 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 anläggningsundersökningar eller akuta insatser.

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

Preliminärt antal *crew transfer vessels* (CTV) som kommer att arbeta inom vindparken är cirka tre till fyra stycken som reser till och från hamnar under anläggningsfasen. För leverans av fundament, kabel och vindkraftverk kommer en rad olika fartyg och pråmar att användas och göras resor till en eller flera slutmonterings - eller tillverkningshamnar. En Guard vessel kommer användas under anläggningsfasen för bevakning, tur- och returesor till hamnar.

8.1.6. Teknisk beskrivning av möjliga skyddsåtgärder

Under anläggningsfasen kan skyddsåtgärder komma att behövas. Nedan ges några exempel på möjliga tekniska åtgärder som kan vidtas.

Skyddsåtgärder vid pålning

Skyddsåtgärder för att minska ljudnivåer under installation genom pålning kan komma att vidtas för att uppfylla de krav som finns gällande undervattensljud, både primära och sekundära åtgärder kan vidtas. Det finns olika tekniska lösningar för att minska spridning av ljud. 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 beskrivningen nedan redogörs för olika tekniska lösningar vid behov av ljuddämpning.

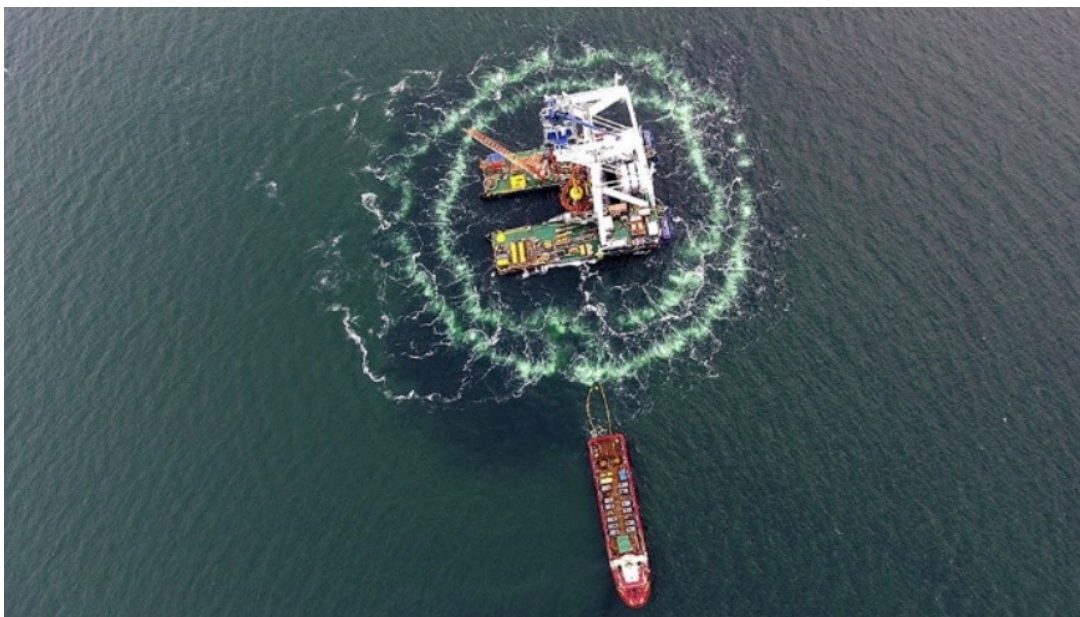
Drill-Drive-Drill är en metod som innebär att man pålar tills ett visst motstånd uppnås. Pålningen avbryts och en borr sänks ned i cylindern för att ta sig igenom det starkare lagret, varefter pålningen startar igen. Detta minskar den inre friktionen och reducerar behovet av pålning. Metoden kan också 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 krävs särskilda bottenförhållanden för att fungera och förfarandet är inte troligt för Triton på grund av bottenförhållanden.

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 bullerdämpande systemen (*noise mitigation systems*) som används idag.

Bubbelgardiner är en väl beprövad metod för att reducera ljudutbredning vid installation av monopiles. En bubbelgardin formas genom att komprimerad luft pressas ut genom ett perforerat

rör längs med botten runt 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 32. Anläggningsarbete med dubbla bubbelgardiner (Källa: Hydrotechnik Lübeck).

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. Hydro sound damper är återanvändbara och därför kostnadseffektiva som dämpningssystem. Som ljuddämpning är tekniken pålitlig.



Figur 33. Hydro sound Damper (Källa: Offnoise Solutions).

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

Skyddsåtgärder för fartygstrafik

Under den marina delen av installationsarbetena kommer hela eller delar av vindkraftsområdet att 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 vindparksområdet 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.

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 länsar som kan begränsa spridningen finnas tillgängligt.

8.2. Driftsfas

Under driftsfasen kommer regelbunden tillsyn och underhåll av vindparken ske under hela parkens livstid. Vindparken förväntas att vara i drift i 40 till 45 år.

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 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.

Idag 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 en längre drifttid för en anläggning utan också 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 vindkraftverket är avstängt under en eller några dagar. Denna service försöker man att utföra under sommarhalvåret, när vädret är bättre och elbehovet mindre. Utöver detta förekommer fortlöpande förebyggande underhållsåtgärder, icke-planerade underhållsåtgärder samt olika former av uppgraderingar. Normalt innebär även dessa insatser att ett enskilt vindkraftverk är taget ur drift under några dagar per år. Är skadan sådan att ett vindkraftverk måste stängas av innan reparation är utförd, kan stoppet bli längre om väderförhållanden inte tillåter att man tar sig ut till vindkraftverket. 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 anläggningens status, inför förberedelser av större underhållsinsatser med stödbensfartyg eller för att tillgodose krav i ett kontrollprogram. Typen av undersökningar är liknande de beskrivna i anläggningsfasen men av yttligare karaktär och i begränsad eller lokal omfattning. Till exempel används i dagsläget ROV, MBES och magnetometer för inspektioner av kablar.

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.

Utbyte av större komponenter

Under vindparkens livstid kan större komponenter behöva bytas, exempelvis växellåda och rotorblad på enstaka vindkraftverk. Större underhållsåtgärder kan komma att kräva stödbensfartyg. På transformatorstationen kan utbyte av högspänningsbrytare 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 finnas behov av 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 år per CTV. Underhåll med stödbensfartyg eller liknande förväntas att krävas cirka en gång per vindkraftverk under hela livstiden med en varighet på cirka 5–10 dagar, det vill säga i genomsnitt 3,5 stycken operationer per år. Under större kampanjer kan en SOV (service operation vessel, servicefartyg) användas med cirka 12–24 tur och returresor till hamn per år.

8.2.4. Teknisk beskrivning av möjliga skyddsåtgärder

Under driftsfasen kan skyddsåtgärder komma att behövas. Nedan ges några exempel.

Skyddsåtgärder för begränsning av magnetfält

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

Skyddsåtgärder för hantering av olja och avfall

I allt service- och underhållsarbete eftersträvas att minimera miljöpåverkan. 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. Särskilda rutiner upprättas för hur ett utsläpp ska hanteras, vem som ska larmas, vem som har ansvar för skadebegränsande/sanerande åtgärder. De oljor som används ska så långt som möjligt vara nedbrytbara. Avfall kommer att sorteras och tas omhand på ett korrekt sätt.

Skyddsåtgärder för fartygstrafik

Runt pågående aktiviteter för reparation där större fartyg så som stödbensfartyg eller kranfartyg är involverade 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. Utformningen av säkerhetszoner kommer att tas fram i överenskommelse med svenska myndigheter.

Skyddsåtgärder för att minska kollisionsrisk för fågel/fladdermus

Om det behövs till 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 väl beprövad 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 att minska risken att fåglar skadas av snabbt roterande blad. Genom att bromsa eller stanna vindkraftverken, ökas fåglarnas möjlighet till undvikande vid passage. Därmed reduceras kollisionsrisken 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.

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. Syftet med avvecklingsplanen är att redogöra för hur avvecklingen ska ske samt definiera vilka återställningsarbeten som ska vidtas.

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 ett 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 vindkraftpark förväntas vara 40 till 45 år) är det dock osäkert exakt hur avvecklingen kommer att ske och exakt vilka delar som kommer att monteras ned i slutänden. I takt med att ökad erfarenhet och kunskapsläge gällande avveckling av havsbaserade vindparker förväntas marknaden mogna och 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 kan 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 anläggningen förblir helt bortkopplad från nätet.

Normalt vid avveckling är att oljor och vätskor lämnas kvar i maskinhuset 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 maskinhuset 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 maskinhuset 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 lämplighetsbedöma metoden för avveckling av monopilefundament för Triton.

Fackverksfundament kapas normalt med skärbrännare vid havsbotten. Om det görs en bedömning att fackverket har en betydande reveffekt, 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.

Gravitationsfundament är svåra att kapa och normalt är det bästa att fundamenten i sin helhet lämnas på platsen, ur ett miljöingreppsperspektiv. Sådana strukturer kan utgöra en bidragande reveffekt på fundamentet under havsytan.

Vid undantagsfall lyfts fundamentet bort vid nedmonteringen, men den nedsänkning i havsbotten som skapas kräver stora ingrepp i form av naturmaterialsmassor 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 kabellägningsfartyg eller liknande fartyg.

Plattformar (till exempel transformatorplattformar) står på liknande fundament som vindkraftverken gör, därmed gäller principen för avveckling av vindkraftsfundament även för plattformarna.

När avvecklingsarbetena är avslutade görs även undersökningar för att säkerställa att borttagandet har skett enligt erforderlig omfattning. Val av undersökningsmetoder presenteras i avvecklingsplanen med den då gällande mest lämpliga teknik för ändamålet.

8.3.2. Återanvändning och återvinning

Det förväntas att vindpark Triton är i drift fram till att 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, girmekanism, växellåda, generator, maskinhus, bromsar och torn efter renovering. Flera bolag idag erbjuder också ombyggnadsservice av komponenter.

Om inte komponenterna kan återanvändas är de flesta delarna 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 stålvajrar. Betongen i dessa kan användas till fyllnadsmassor och stålet samt kopparn kan återvinnas.

Utveckling av rotorblad, som oftast består av en glasfibersammansättning, 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 största 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 nedmonteringens 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 34. För att ge en förståelse för helheten beskrivs även anläggningsdelar på land i tidplanen. Tidplanen visar storleksordningen på anläggningsarbeten samt när de olika anläggningsdelarna planeras i förhållande till varandra.

En preliminär installationstidplan har tagits fram för vindpark Triton, se Figur 34, som beskriver installationen av vindparken. Tillståndprocessen för vindparken 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 av val av teknik, tidsrestriktioner satta av myndigheter 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 väder, vindstyrkor samt vågklimat. Under vinterhalvåret är vädret generellt mer utmanande vilket kräver längre installationstider, med längre perioder med stillastående.

	År 1	År 2	År 3	År 4
Transformatorstation land				
Anslutningskabel land				
Transformatorstation hav				
Anslutningskabel havs				
Fundament vindpark				
Internt kabelnät				
Vindkraftverk				

Figur 34. Preliminär installationstidplan för Triton.