

Martin Røros  
Steffen Engum Gottheim  
Ulf-Arne Jungård Nilsen  
Vegard Mathias Thomassen

## Offshore HVDC og Hybrid Transmisjonsnett

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi, Vann- og  
vindenergi

Veileder: Ian Norheim

Medveileder: Per Kristian Norddal

Mai 2024



Martin Røros  
Steffen Engum Gottheim  
Ulf-Arne Jungård Nilsen  
Vegard Mathias Thomassen

# **Offshore HVDC og Hybrid Transmisjonsnett**

Bacheloroppgave i Elkraft og bærekraftig energi, Vann- og vindenergi  
Veileder: Ian Norheim  
Medveileder: Per Kristian Norddal  
Mai 2024

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elektrisk energi



Kunnskap for en bedre verden





## Bacheloroppgave BIELEKTRO, BIFOREN

<b>Oppgavetittel</b> Offshore HVDC og Hybrid Transmisjonsnett	
<b>Project title:</b> Offshore HVDC and Hybrid transmission network	
<b>Gruppedeltakere</b>	<b>Prosjektnummer:</b> ELK1
<b>BIELEKTRO:</b> Ulf-Arne Jungård Nilsen      tlf: 90904991      e-post: uanielsen@stud.ntnu.no Vegard Mathias Thomassen      tlf: 97146877      e-post: vegardmt@stud.ntnu.no	<b>Innleveringsdato:</b> 21.05.2024
<b>BIFOREN:</b> Martin Røros      tlf: 47670430      e-post: martiror@stud.ntnu.no Steffen Engum Gottheim      tlf: 94483957      e-post: steffeeg@stud.ntnu.no	<b>Gradering:</b> <input checked="" type="checkbox"/> åpen <input type="checkbox"/> lukket
<b>Studium:</b>	Elektroingeniør - BIELEKTRO, Fornybar energi - BIFOREN
<b>Studieretning:</b>	Elkraft og bærekraftig energi, Vann- og vindenergi
<b>Intern Veileder:</b>	Ian Norheim
<b>Institutt:</b>	Institutt for elektrisk energi
<b>Oppdragsgiver:</b>	Statnett SF
<b>Kontaktperson:</b>	Per Kristian Norddal, tlf: 41641842, e-post: perkristian.norddal@statnett.no
<b>Stikkord:</b> Hybridanlegg, HVDC, offshore, regelverk, vedlikehold	<b>Keywords:</b> Hybrid plant, HVDC, offshore, regulations, maintenance



# Sammendrag

Denne oppgaven har utforsket utfordringer knyttet til lovverk, drift, vedlikehold og beredskap ved et offshore hybrid HVDC-anlegg for Statnett SF. Oppgaven undersøker også hvordan anlegget bidrar til å møte FNs bærekraftsmål.

Det er gjennomført litteraturstudie, intervjuer, e-postkommunikasjon og telefonsamtaler med TSOer, aktører og fagfolk innenfor fagfeltet, for å finne relevant fagstoff. Vi har gjort noen antakelser som bl.a. er at anlegget bygges på havområde Sørvest-F, er normalt ubemannet og er delvis redundant.

Studien indikerer et ønske om et europeisk samarbeid om lovgivning og felles krav for offshore transmisjonsnettverk. Videre viser funnene at marginene i offshore fornybar energiproduksjon er lav, noe som understreker behovet for effektive vedlikeholdsrutiner for å forebygge driftsstans. Det er gjort et anslag på hvordan tapene øker med 34 millioner kroner for hver 0.5% nedgang på designkrav. Det vurderes også videre om redundante anlegg er gjennomførbart med tanke på plass- og kostnadsberegninger.

Studien konkluderer med at utkastet til *Forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs*, vil bli gjeldende for offshore HVDC-anlegg fra 1. juli 2024. Redundante systemer blir ikke nødvendige for konverteringsanlegget, som vil være med på å redusere oppstartskostnaden. Reduksjon av bemannede vedlikeholdsintervaller er nødvendig for å få ned driftskostnaden. Dette arbeidet gir et overblikk over utfordringene ved etableringen av et nytt offshore transmisjonsnett og dets bidrag til FNs bærekraftsmål.





## Abstract

This thesis has explored challenges related to legislation, operation, maintenance and emergency response at an offshore hybrid HVDC plant for Statnett SF. The assignment also examines how the plant contributes to meeting the UN's sustainability goals.

A literature study, interviews, e-mail communication and telephone conversations have been carried out with TSOs, actors and professionals within the field, in order to find relevant information matter. Special assumptions that were made are that the plant is built in the sea area Sørvest-F, is normally unmanned and is partially redundant.

The study indicates a desire for European cooperation on legislation and common requirements for offshore transmission networks. Furthermore, the findings show that the margins in offshore renewable energy production are low, which emphasizes the need for effective maintenance routines to prevent downtime. An estimate has been made of how losses increased by NOK 34 million for every 0.5% decrease in design requirements. It is also further assessed whether redundant facilities are feasible in terms of space and cost calculations.

The study concludes that the draft of the *Forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energi-produksjon til havs* will come in to effect to offshore HVDC plants from 1 July 2024. Redundant systems will not be necessary for conversion plants, which will reduce the start-up cost. Reduction of manned maintenance intervals is necessary to reduce operating costs. This work provides an overview of the challenges of establishing a new offshore transmission network and its contribution to the UN's sustainability goals.



## Forord

Bachelorgruppens mål med denne oppgaven har vært å utforske energisektorens arbeidsmetoder, relatert til implementering av lovgivning til nye sektorer, oppfølging av nye prosjekter og drift og vedlikehold. I tillegg har vi sett på utfordringer industrien står overfor både nå og i fremtiden. Bakgrunnen for dette er at disse punktene er av interesse og vi mener at de blir relevante for å nå FN's bærekraftsmål. Vi har undersøkt hvordan energisektoren kan levere på den økende etterspørsel etter ren energi og kraftutveksling mellom Norge og andre europeiske land. Et annet formål har vært å vurdere den betydelige innsatsen som kreves for å vurdere gjennomførbarheten av prosjekter, spesielt et offshore HVDC-anlegg som er hovedfokuset i denne oppgaven.

Vi ønsker å rette en stor takk til vår eksterne og interne veileder Per Kristian Norrdal og Ian Norheim for gode tilbakemeldinger, utfordringer og idemyldringer. Vi er spesielt glad for tilgjengeligheten og de konstruktive tilbakemeldinger som har fremmet utvikling i arbeidet med denne oppgaven. Videre ønsker vi å takke for informasjonen og tipsene vi har fått fra Norges vassdrags- og energidirektorat, Havindustriilsynet, flere av Statnett SF sine ansatte, Jørn Vatn, Fanny Skirbekk, Fagskolen Rogaland og Hitachi Energy Norway AS.

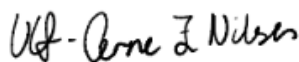
Ved å arbeide med denne oppgaven har vi fått innsikt i den betydelige kompetansen og erfaringen som finnes innad i Statnett SF, og hvordan selskapet opererer på tvers av forskjellige avdelinger. Vi er overbevist om at Statnett SF besitter den nødvendige ekspertisen og erfaringen til å møte og overvinne de nye utfordringene energisektoren vil stå overfor i fremtiden, gjennom samarbeid og ved å integrere ulike kompetanseområder innad i selskapet.



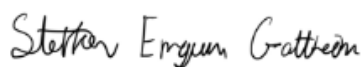
Vegard Thomassen



Martin Røros



Ulf-Arne Jungård Nilsen



Steffen Engum Gottheim

Trondheim, Mai 2024



# Innhold

<b>Sammendrag</b> . . . . .	<b>iii</b>
<b>Abstract</b> . . . . .	<b>v</b>
<b>Forord</b> . . . . .	<b>vii</b>
<b>Innhold</b> . . . . .	<b>ix</b>
<b>Figurer</b> . . . . .	<b>xi</b>
<b>Tabeller</b> . . . . .	<b>xiii</b>
<b>Akronymer</b> . . . . .	<b>xv</b>
<b>Ordliste</b> . . . . .	<b>xvii</b>
<b>1 Innledning</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Problemstilling . . . . .	4
1.3 Antakelser . . . . .	4
1.4 Metode . . . . .	5
1.5 Rapportens struktur . . . . .	6
<b>2 Lovverket</b> . . . . .	<b>7</b>
2.1 Regjeringens ståsted . . . . .	7
2.1.1 Bakgrunn for utviklingen . . . . .	7
2.2 Norges vassdrags- og energidirektorat . . . . .	8
2.3 Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap . . . . .	8
2.4 Havindustritilsynet . . . . .	9
2.5 Videre grunnlag . . . . .	11
<b>3 Systemløsning</b> . . . . .	<b>13</b>
3.1 Hvilke systemløsninger har andre aktører valgt . . . . .	13
3.2 Kritiske komponenter i et HVDC-anlegg . . . . .	13
3.2.1 Utvikling av konverteringssystemer . . . . .	15
3.2.2 Kontrollanlegg . . . . .	16
3.2.3 Konvertersystem (VSC-MMC) . . . . .	17
3.2.4 Konverter transformator . . . . .	19
3.2.5 Kjøle- og ventilasjonssystem . . . . .	20
3.2.6 Linjereaktorer . . . . .	21
3.2.7 Oppsummering kritiske komponenter . . . . .	22
<b>4 Vedlikehold</b> . . . . .	<b>23</b>
4.1 Innledning . . . . .	23
4.2 Likheter og ulikheter . . . . .	23
4.3 Vedlikeholdsrutiner . . . . .	25
4.3.1 RCM . . . . .	28
4.4 Tilstandsovervåking . . . . .	32
4.4.1 Overvåking . . . . .	32

4.4.2	Digital tvilling	33
4.4.3	Drifning av operasjoner	33
4.5	Risikovurdering	35
4.6	Logistikk	38
4.7	Krav til personell	39
4.8	Økonomisk perspektiv	41
4.8.1	Tap i driftsinntekter ved nedetid på vindkraftanlegg	41
4.8.2	Tap i driftsinntekter ved nedetid på HVDC-stasjon	43
<b>5</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>45</b>
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>51</b>
6.1	Videre arbeid	53
	<b>Referanseliste</b>	<b>55</b>
<b>A</b>	<b>Kontaktlogg</b>	<b>61</b>

# Figurer

1.1	Eksempel på radiell forbindelse til et land og hybrid forbindelse til to land fra havvind [5]	1
1.2	Område Sørvest F er uthevet som Identifisert område [6]	3
1.3	Konseptbilde av en HVDC-stasjon med tilhørende vindmøllepark [8]	3
2.1	Kraftsystemet i Europa 22.04.24 [17]	8
3.1	HVDC konvertersystem med monopolar topologi [24]	15
3.2	Prinsippskisse som viser forskjellen på LCC og VSC [21].	16
3.3	Halv-bro og full-bro i MMC topologi [33]	18
3.4	HVDC ventilhall [22]	19
3.5	Borwin 2 vannkjølesystem [37]	21
3.6	RMFCL prinsippskisse, [25]	22
4.1	(a) Enkel samleskinne og bryteranlegg, (b) dobbel samleskinne og bryteranlegg	25
4.2	Typisk form for feilrate $z$ som funksjon av driftstid [45]	26
4.3	Styring av vedlikehold	28
4.4	(a) viser varmeutvikling i to kontaktpunkter og (b) viser sirkulasjonssvikt i en kjøleribbe	30
4.5	Viser hvordan et enkelt smøresystem kan fungere [50]	31
4.6	Skjemaet illustrerer overvåking av IGBT-moduler [33]	34
4.7	Offshore kranene RL 2600 som Aibel og Tennet installerte på DolWin5-Prosjekt [53]	39
5.1	Foreslått løsning med AC- og DC-brytere med redundant anlegg	47





# Tabeller

1.1	Egenskaper for område Sørvest F . . . . .	2
4.1	Likheter innen offshore HVDC, onshore HVDC og petroleumsplattform . . . . .	24
4.2	Statnett's vedlikeholdsintervaller til kritiske komponenter fra kapittel 3.2 . . . . .	29
4.3	Forklaring til intervallene i tabell 4.2 . . . . .	29
4.4	De nye vedlikeholdsintervaller til kritiske komponenter fra kapittel 3.2 . . . . .	31
4.5	Verktøy som kan brukes for å hente ut data . . . . .	32
4.6	Løsninger som kan minke tidsbruken ved besøk . . . . .	34
4.7	Risikomatrise . . . . .	35
4.8	Uønskede hendelser forbinde med offshore HVDC system . . . . .	36
4.9	Risikovurdering av kritiske komponenter . . . . .	37
4.10	Produksjonsdata for Sørvest-F . . . . .	41
4.11	Viser tap i mill kr i prosentvis intervall med 0.5% . . . . .	42
5.1	Sammenheng mellom oppgaven og FNs bærekraftsmål . . . . .	45



# Akronymer

<b>Ord</b>	<b>Forklaring</b>
<b>AC</b>	Vekselstrøm.
<b>AFCL</b>	Adaptive-impedance fault current limiter.
<b>CENELEC</b>	European Committee for Electrotechnical Standardization.
<b>CO<sub>2</sub></b>	Karbondioksid.
<b>CSC</b>	Current Source Converter.
<b>DC</b>	Likestrøm.
<b>DCCB</b>	Direct current circuit breaker.
<b>DNVGL</b>	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
<b>DSB</b>	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap.
<b>ED</b>	Energidepartementet.
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity.
<b>EU</b>	Den europeiske union.
<b>FACTS</b>	Flexible Alternating Current Transmission System.
<b>FB</b>	Full-bro.
<b>FCL</b>	Fault current limiters.
<b>FEF</b>	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.
<b>FEK</b>	Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid på elektriske anlegg.
<b>FEL</b>	Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg.
<b>FEU</b>	Forskrift om elektrisk utstyr.
<b>FEX</b>	Forskrift om elektrisk utstyr i eksplosjonsfarlig område.
<b>FME</b>	Forskrift om maritime anlegg.
<b>FOS</b>	Forskrift om systemansvar i kraftsystemet.
<b>FSE</b>	Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg.
<b>FV</b>	Forebyggende vedlikehold.
<b>GIS</b>	Gas Insulated Switchgear.
<b>H/V/AC</b>	Heating, Ventilation & Air Conditioning.
<b>Havtil</b>	Havindustritilsynet.
<b>HB</b>	Halv-bro.
<b>HVAC</b>	High Voltage Alternating Current.
<b>HVDC</b>	High Voltage Direct Current.

<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission.
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
<b>IGBT</b>	Insulated-gate bipolar transistor.
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization.
<b>KI</b>	Kunstig intelligens.
<b>LCC</b>	Line Commutated Converter.
<b>MFCL</b>	Mutual-inductance-type fault current limiters.
<b>MMC</b>	Modular Multilevel Converter.
<b>MTDC</b>	Multi-terminal Direct Current.
<b>MW</b>	Mega Watt.
<b>NSEC</b>	North Seas Energy Cooperation.
<b>NSL</b>	North Sea Link.
<b>NTNU</b>	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
<b>NVE</b>	Norges vassdrags- og energidirektorat.
<b>OED</b>	Olje- og energidepartementet.
<b>Ptil</b>	Petroleumstilsynet.
<b>RCM</b>	Reliability Centered Maintenance.
<b>RME</b>	Reguleringsmyndigheten for energi.
<b>RMFCL</b>	Resistive mutual-inductance fault current limiter.
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition.
<b>SD</b>	Sentral driftskontroll.
<b>SF6</b>	Svovelheksafluorid.
<b>SK4</b>	Skagerrak 4.
<b>TSO</b>	Transmission System Operators.
<b>VSC</b>	Voltage Source Converter.
<b>VSC-MMC</b>	Voltage Source Converter-Modular Multilevel Converter.

# Ordliste

Ord	Forklaring
<b>DC-feilavbr.prosess</b>	Også kjent som DC-overspenningsbeskyttelse, refererer til prosessen med å raskt avbryte eller begrense strømmen i en likestrømskrets for å beskytte utstyret og systemet mot skade forårsaket av en feil.
<b>DC-link</b>	Kobling mellom en inverter og likeretter.
<b>Designkrav</b>	Designkravet er en prosentsats som sier noe om hvor mye anlegget er ment å være i drift i løpet av et år..
<b>Frekvenskontroll</b>	Kontroll av belastningen for å justere frekvensen ut på nettet, brukt i AC nett.
<b>Friløpsdiode</b>	Diode som skaper en sikker vei for høye spenninger for å unngå skade på komponenter i kretsen.
<b>Grid-code</b>	Regler som TSO setter for å definere forholdene for å ha tilgang til det elektriske nettet.
<b>IGBT</b>	En bipolar transistor med isolert port, som primært danner en elektronisk bryter.
<b>Kapasitetsfaktor</b>	Faktor som viser hvor mye et kraftverks teoretiske produksjonspotensial i forhold til det som praktisk blir utnyttet over en tidsperiode.
<b>NSEC</b>	Er et prosjekt som tar sikte på å opprette et integrert energinettverk over Nordsjøen, som kobler vindparker og andre fornybare energikilder fra flere land, inkludert EU-medlemsland og Norge.
<b>Sub-modul</b>	Sub-modul er en grunnleggende byggekloss som brukes til å konstruere den totale omformerstrukturen. Hver modul består av serie koblede IGBT.
<b>Super grid</b>	Super Grid er et stort område fordelingsnettverk, enten kontinentalt eller over flere nasjoner, som skal bidra med handel av høye mengder elektrisitet over lengre distanser.
<b>Utstyrspool</b>	En lagerbeholdning som inneholder nødvendig utstyr og komponenter til anlegget.

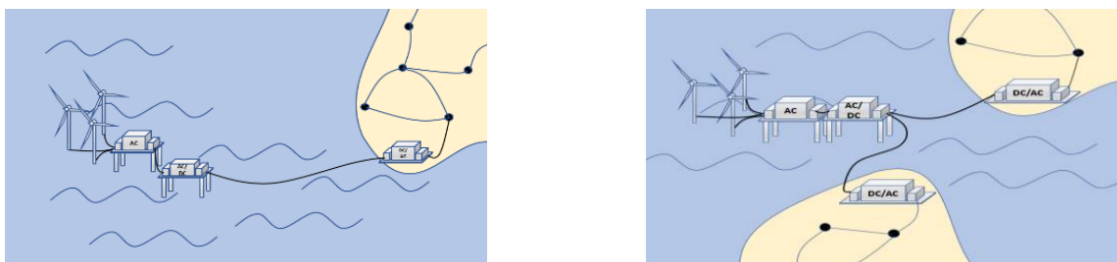


# Kapittel 1: Innledning

## 1.1 Bakgrunn

I 2022 la Regjeringen fram sin satsning for havvind mot år 2040. Ambisjonen er å produsere tilnærmet like mye kraft fra havvind som det produseres totalt i Norge i dag. Denne satsningen gikk ut på at det skulle utlyses områder for 30 GW havvind innen 2040. Regjeringen ville legge til rette for at havvindutbyggingen er åpen for bruk av ulike nettløsninger. Det skulle vurderes kabler med toveis kraftflyt (hybrid nettforsbindelse), radialer til Europa og radialer til Norge [1]. Bakgrunnen for at regjeringen ønsker å satse på havvind, kommer fra FN's bærekraftsmål hvor *kommunal- og forvaltningskomiteen om Mål med mening* har kommet med stortingsmelding 40 (2020 - 2021) – Norges handlingsplan for å nå bærekraftsmålene innen 2030. Denne legger fram ulike strategier for å oppnå alle 17 målene til FN både globalt og nasjonalt [2] [3].

En hybrid nettforsbindelse kobler sammen produksjon og eventuelt forbruk til havs med kraftsystemene på landanlegg i Norge og et eller flere andre land [4].



**Figur 1.1:** Eksempel på radiell forbindelse til et land og hybrid forbindelse til to land fra havvind [5]

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fikk i oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) å identifisere områder for fornybar energiproduksjon til havs. De to første områdene som ble lansert var Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Senere ble Sørlege Nordsjø II justert og utvidet "... på grunn av hensyn til tobis og skipstrafikk" og døpt om til Sørvest F [6]. Når det kommer til eierforholdet av nettforsbindelsene sier NVE følgende:

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) mener videre at forbindelsen mellom Norge og tilknyttede land må eies av en nøytral aktør uten eiermessige bindinger til produksjon. Statnett eier i dag transmisjonsnettet i Norge, inkludert alle utenlandsforbindelser på transmisjonsnivå. OED har har også pekt på Statnett SF som systemansvarlig til havs [4].

Statnett er ansvarlig for å bygge, drifte og vedlikeholde det norske kraftsystemet, og er et statsforetak eid av staten ved Energidepartementet. Statnett har god kunnskap om drift av transmisjonsnett på land og må nå identifisere hva som er annerledes med å drive et offshore transmisjonsnett. Statnett ønsker at denne oppgaven skal se nærmere på område Sørvest F med fokus på en High Voltage Direct Current (HVDC) hybrid nettløsning.

Sørvest F er et område i midtre deler av Nordsjøen, se figur 1.2. Området har et totalt areal på 2702 km<sup>2</sup>, og har en gjennomsnittlig dybde på 60 meter. Dette gjør at bunnfaste fundamenter er aktuelle for installasjonene. Andre viktige egenskaper for område Sørvest F kan finnes i tabell 1.1 [6].

**Tabell 1.1:** Egenskaper for område Sørvest F

Sørvest F	
Totalt areal	2702 km <sup>2</sup>
Type teknologi	Bunnfast
Minste avstand til kystlinja*	152 kilometer
Minste avstand til fastland og større øyer**	152 kilometer
Gjennomsnittlig dybde	60 meter
Gjennomsnittlig bølgehøyde	2,0 meter
Høyeste 50-årsbølge	11,9 meter
Gjennomsnittlig vindhastighet (150 moh.)	10,7 m/s

\* fastland og alle øyer, holmer og skjær

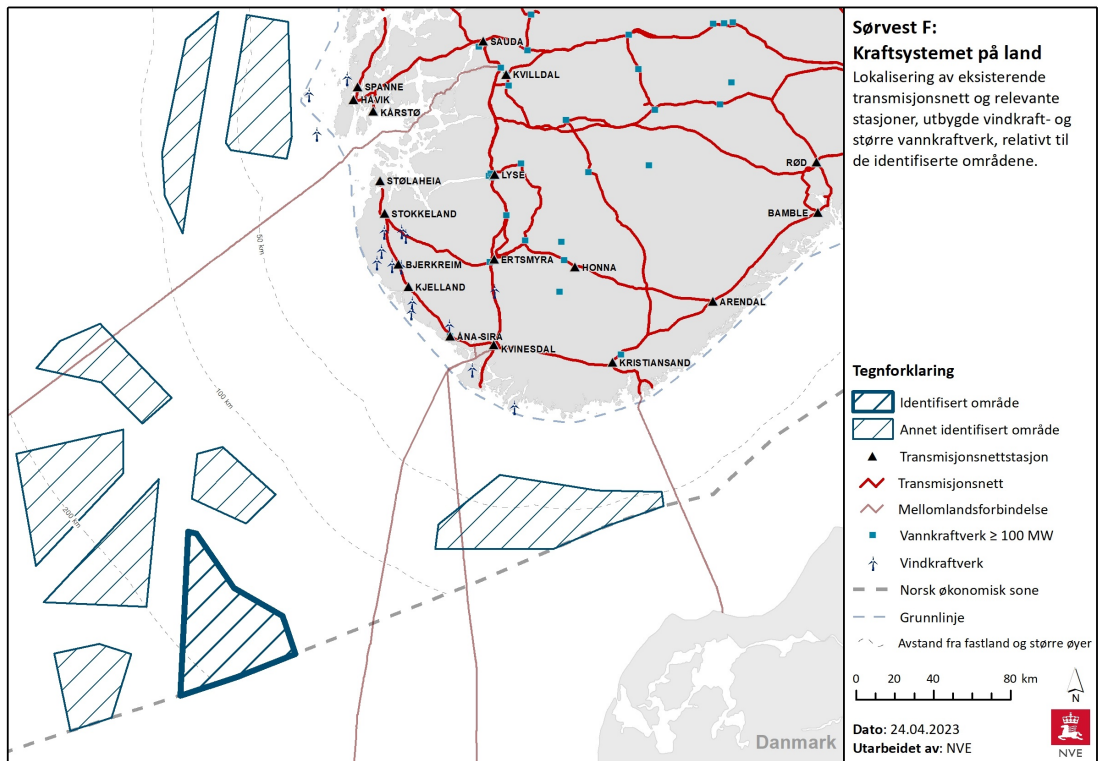
\*\* fastland og øyer større enn 25km<sup>2</sup>

Tabell 1.1 viser at det er over 150 km fra Sørvest F til land. Er avstanden over 100 kilometer fra et større vindkraftverk til nettilknytningspunkter, sier NVE at det er naturlig å vurdere likestrøm som et alternativ for overføring av kraft, og som nevnt er nettilknytningen her basert på HVDC-teknologi. Likestrøm (DC) er bedre egnet enn vekselstrøm (AC) til å overføre store kraftmengder over lengre avstander [7]. Ved bruk av det samme tverrsnittet på ledningene vil effektoverføringen for DC sammenliknet med AC være:

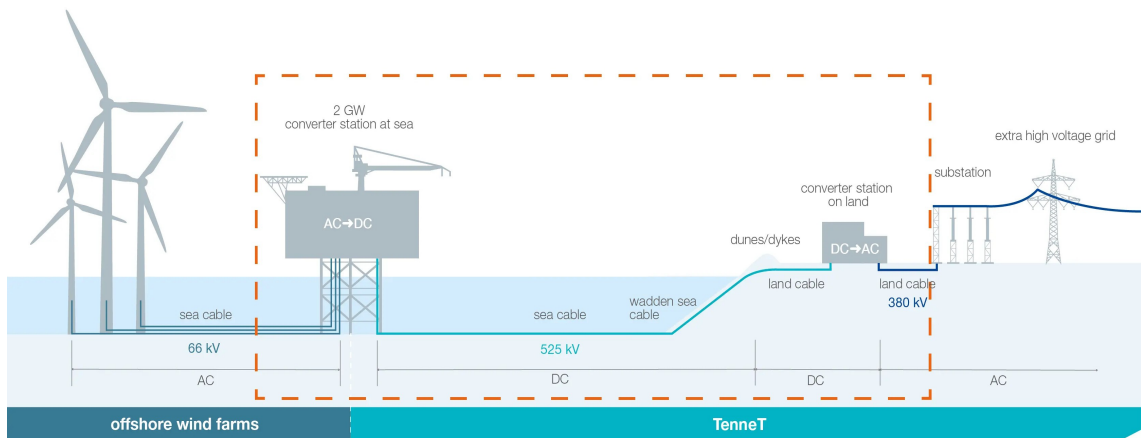
$$P_{DC} = \sqrt{2} \cdot P_{AC} \quad (1.1)$$

En annen fordel med HVDC over lengre distanser er at reaktive tap unngås, i motsetning til en High Voltage Alternating Current (HVAC) kabel, som får mer reaktive tap jo lengre kabel. Ikke bare vil tapene bli for store ved påløpende kilometer med HVAC-kabel, men den vil også ved en kritisk distanse, rundt 100km eller lengre, ha en høyere total kostnad enn for et HVDC-anlegg [7].





Figur 1.2: Område Sørvest F er uthevet som Identifisert område [6]



Figur 1.3: Konseptbilde av en HVDC-stasjon med tilhørende vindmøllepark [8]

## 1.2 Problemstilling

### **Hvordan utvikle gode drift, vedlikehold, og beredskapsrutiner for offshore hybridforbindelser?**

Problemstillingen er brutt ned til følgende delmål:

1. Identifisere forskjeller og utfordringer med regelverket som vil gjelde for offshore transmisjonsnett, sammenlignet med gjeldene regelverk på land.
2. Se på hvilke systemløsninger andre TSOer har valgt.
3. Analysere hvilke komponenter som vil være av størst betydning ved feil.
4. Se på hvilke vedlikehold- og overvåkingsrutiner som vil være avgjørende for driften av de kritiske komponentene.
5. Undersøke utfordringene med logistikk og transport av personell og materiell til innretningen, heretter kalt plattformen.

For å svare på delmålene, er det gjennomført intervjuer med aktører og aktuell litteratur og lovverk er gjennomgått.

## 1.3 Antakelser

Antakelser:

1. Anlegget bygges på område Sørvest F og er et normalt ubemannet bunnfast anlegg.
2. Delvis redundant anlegg, to anlegg på 50% av maksimal ytelse.
3. Tar høyde for tilkobling mot et medlemsland i North Seas Energy Cooperation (NSEC).
4. I dette anlegget er det antatt å bruke Voltage Source Converter-Modular Multilevel Converter (VSC-MMC) konvertersystem.
5. Antar at vannavkjøling og ventilasjon fra offshore industrien vil være relativt likt.

## 1.4 Metode

For å svare på problemstillingen er det brukt forskjellige tilnærminger for å komme fram til de resultatene som er innhentet. Når det kommer til skiving og litteratursøk er Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) *Hjelp til oppgaveskriving* benyttet [9]. Ved å utforme og besvare forskningsspørsmål, skal prosjektet svare på delmålene som er beskrevet i problemstillingen [10]. Forskningsspørsmål er noe som operasjonaliserer det som skal undersøkes i problemstillingen. Forskningsspørsmålene er utarbeidet iht. [9]:

1. Hvilke utfordringer kan oppstå for Statnett som operatør av offshore hybride forbindelser (HVDC-anlegg) når det gjelder drift, vedlikehold og beredskap?
2. Hvordan kan Statnett effektivt håndtere disse utfordringene for å sikre pålitelig drift og beredskap?
3. Hvilke praksiser og erfaringer kan hentes fra lignende offshore installasjoner for å forberede Statnett best på drift, vedlikehold og beredskap av sine installasjoner?

For å innhente informasjon om litteratur er det brukt kvalitativ forskningsmetode, dette er en metode som innhenter data i form av tekst [11]. Dette har gruppa gjort ved å kontakte forelesere, forskere, fagfolk innenfor energi/offshore-sektoren, ansatte innen Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) og lignende. Informasjonsinnsamling og litteratursøk utgjorde en betydelig del av den innledende fasen av prosjektet, da temaet og området var ukjent for prosjektgruppen. Statnett foreslo å sjekke om det er mulig å opphente noe informasjon fra de andre TSOer eller aktørene. Tidlig i prosessen var idemyldring rundt potensielle aktører og strategier avgjørende for å legge grunnlaget for det videre arbeidet. Etter idemyldring ble de aktuelle aktørene kontaktet. Noen av dem kunne ikke svare på alle spørsmålene, men oppga kontaktinformasjon til andre relevante personer de mente kunne svare på problemstillingen. Dette førte til etablering av mange nye kontakter og samarbeidspartnere som viste seg å være relevante for prosjektet. Ikke alle forespurte parter hadde anledning til å møtes umiddelbart, noe som resulterte i at møtene ble spredt ut over de to første månedene av prosjektarbeidet.

I kontaktloggen, vedlegg A, er en liste med alle kontaktene som har hatt del i arbeidet med denne oppgaven. Den er ikke satt opp med navn på respektive personer av hensyn til uttalelser de har kommet med, men skulle det bli behov for å identifisere kontakter ut i fra kontaktloggen kan en av gruppemedlemmene kontaktes.

En annen forskningsmetode som ble benyttet, er case-studie. Case-studie blir brukt for å sammenligne funn med det som allerede eksisterer. Her er det gjort caser/ reelle oppgaver for å presentere funn [12].

## **1.5 Rapportens struktur**

Rapporten er delt inn i seks kapitler:

**Innledning**

**Lovverket**

**Systemløsning**

**Vedlikehold**

**Diskusjon**

**Konklusjon**

# Kapittel 2: Lovverket

## 2.1 Regjeringens ståsted

Etter samtale med oppdragsgiver Statnett, er det uttrykt et ønske om at denne oppgaven skal undersøke hvilke forskjeller det er vedrørende regelverk innen onshore- og offshore-drift, og olje/gass-plattformer vs. HVDC-plattformer. For å forstå regelverkets gjeldende status, ble det først undersøkt hvilke aktører som regulerer lovene for de områdene som omfattes av havvind per i dag.

### 2.1.1 Bakgrunn for utviklingen

Den 20. juni 2023 ble forvaltningsansvaret for §5-1 i *Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova)* overført fra Petroleumstilsynet (Ptil), i dag kalt Havindustritilsynet (Havtil), til Energidepartementet (ED). Selv om forvaltningsansvaret ble overført har Havtil myndighet til å fastsette forskrifter. Kort tid etterpå satt Havtil i gang et regelverksutviklingsprosjekt [13].

Europa og den europeiske union (EU) har som mål å etablere et felles lovverk for å forenkle etablering av mellomlandsforbindelser [Vedlegg A, nr. 11]. Dette er et skritt som er viktig for overgangen til grønnere energiløsninger. Målet om et grønt skifte understrekes av internasjonale forpliktelser, blant annet de som kommer fra NSEC [14]. De krever at nasjonale regelverk oppdateres for å møte internasjonale standarder. Med økende satsing på havvindkraft blir det essensielt å utvikle spesifikke regelverk for å sikre sikkerheten og arbeidsmiljøet i denne industrien. Havtil spiller her en nøkkelrolle ved å oppdatere regelverket i tråd med teknologisk fremgang, andre arbeidsmetoder, og nye sikkerhetsutfordringer som måtte oppstå [15].

I denne sammenhengen er the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), en samarbeidsorganisasjon for systemoperatører for elektrisitetsoverføring i Europa, av stor betydning. Med 40 Transmission System Operators (TSO) fra 36 land, arbeider ENTSO-E for å sikre et sikkert og effektivt europeisk elektrisitetsnett. Organisasjonen bidrar til å holde strømmen flytende i Europa, støtter utviklingen mot et mer bærekraftig energisystem og fremmer en effektiv drift av elektrisitetsmarkedet. ENTSO-E og dens medlemmer er dedikert til å opprettholde sikkerheten i det europeiske strømmettet, sikre optimal drift av elektrisitetsmarkedene og legge til rette for integrasjonen av fornybar energi og fremvoksende teknologier [16]. Figur 2.1 viser på overordnet nivå hvor komplekst den nordiske kraftflyten er og hvor viktig det blir å kunne samarbeide og finne et felles lovverk.



Figur 2.1: Kraftsystemet i Europa 22.04.24 [17]

## 2.2 Norges vassdrags- og energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) forvalter Norges vann- og energiresurser. Energiloven gjelder ikke utenfor grunnlinjen, som er en yttergrense for å skille lovverks- og økonomiske soner [18]. Her er det Havenergilova med tilhørende forskrifter som NVE må ta utgangspunkt i når de forvalter energiresurser til havs. Etter å ha kommunisert med NVE, har det blitt klart at det foreløpig ikke er tatt noen beslutninger angående forvaltningsregimet for en hybridløsning til havs. NVE oppfordret til å ta kontakt med DSB og Havtil da de kunne gi et mer utfyllende svar på hvordan utviklingen av lovverket er per dags dato.

## 2.3 Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) skal ha oversikt over risiko og sårbarhet i samfunnet. DSB har ansvaret for å føre tilsyn på elektriske anlegg og utstyr, og forvalter flere forskrifter innen elektriske anlegg som kan finnes på Lovdata [19]. Dette inkluderer:

1. Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg (FEL)
2. Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF)
3. Forskrift om elektrisk utstyr (FEU)
4. Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid på elektriske anlegg (FEK)
5. Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av elektriske anlegg (FSE)
6. Forskrift om elektrisk utstyr i eksplosjonsfarlig område (FEX)
7. Forskrift om systemansvar i kraftsystemet (FOS)
8. Forskrift om maritime anlegg (FME)

Disse kan være relevante, men under virkeområde til flere av forskriftene presiseres det at "Forskriften gjelder ikke for elektriske anlegg om bord i skip og sjøredskaper, herunder flyttbare boreplattformer og lignende (maritime installasjoner)". Noen forskrifter er uklare med hensyn til sitt virkeområde, derimot har FOS, FME og FEK, mer konkrete definisjoner. Det ble forsøkt å få kontakt med DSB for bl.a. å få avklart virkeområde på de forskriftene som var uklare, uten å lykkes. FOS kan bli gjeldene for Statnett som er utpekt som TSO, og FME har en klarere definisjon på å gjelde maritime installasjoner. FEK som setter krav til personell er nærmere beskrevet i kapittel 4.7.

## 2.4 Havindustritilsynet

Fra og med 1. januar 2024 endret Havtil sitt navn, som skyldes den politiske satsingen mot et grønnere skifte. Offshore-industrien preges mer og mer av vind-anlegg og hybridløsninger som denne bacheloroppgaven tar for seg. I desember 2023 sendte Havtil et forskriftsutkast om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs. Havtil ba relevante aktører om innspill til høringen til 1. mars 2024, og denne forskriften vil tre i kraft fra 1.juli 2024 [15].

Bakgrunnen til forslaget bygger på at Havtil overtok forvaltningsansvaret for produksjon av fornybar energi til havs i 2023. Dette gir Havtil autoritet til å utarbeide forskrifter i henhold til havenergiloven. Havtil har identifisert et behov for å evaluere den eksisterende reguleringen av landbasert vindkraft og det allerede etablerte regelverket for petroleumsvirksomhet. Hensikten er å integrere relevante deler av eksisterende regelverk og standarder der det er passende, og tilpasse eller utvikle nytt regelverk for områder hvor fornybar energiproduksjon til havs avviker signifikant [15].

Forskriften som er sendt ut til høring er i all hovedsak bygget opp av allerede godt utarbeidede forskrifter og standarder fra petroleumsvirksomheten. Havtil legger frem 10 hovedprinsipper som gir grunnlag for høringen [15]:

1. Det etableres en forskrift for fornybar energiproduksjon til havs for å dekke behovet for regulering av virksomheten.
2. Regelverket skal være risikobasert, systemorientert og tydeliggjøre aktørenes ansvar for systematisk oppfølging av risiko.
3. Eksisterende relevant regelverk legges til grunn så langt det er mulig og hensiktsmessig.
4. Det legges til grunn at arbeidsmiljøloven med forskrifter blir gjort gjeldende med enkelte unntak eller tilpasninger.
5. Behovet for bruk av underliggende forskrifter til el-tilsynsloven vurderes som en del av arbeidet.
6. Regelverket gjøres også gjeldende for havvind-anlegg som er underlagt petroleumsløven.
7. Krav skal fortrinnsvis være målrettede/funksjonelle med tilhørende veiledning.
8. Prinsippet om bruk av anerkjente normer og henvisning til fortrinnsvis internasjonale standarder legges til grunn.
9. Regelverket utarbeides og videreutvikles i prosess med partene i bransjen gjennom Regelverksforum.
10. Havtil vil i tillegg ha dialog med bransjeorganisasjoner og nasjonale/internasjonale myndigheter.

Havtil sitt forskriftsutkast fikk flere tilbakemeldinger fra store deler av aktørene som er knyttet til høringen. De mente utkastet er tilfredstillende og at det er hensiktsmessig å bruke forskrifter fra petroleumsvirksomheten og vindanlegg til havs. Flere aktører pekte på at ordlyden bør endres på slik at de blir mer presise og ikke skaper forvirring. Statnett uttrykte i sin tilbakemelding at de vil ha større

utfordringer enn andre aktører når det kommer til kryssing av de geografiske virkeområdene mellom ulike lovverk. De mente lovverket burde ta høyde for et grensesnitt mot utenlandske TSOer. Derfor ønsket Statnett å ta opp følgende [15]:

1. Forskriftsteksten bør i større grad tilpasses nettanlegg til havs.
2. Et nordsjønett vil kreve harmonisering av forskriftskrav på tvers av landegrensener.
3. Forskriften må avgrenses mot fremtidig regulering av forsyningssikkerhet og beredskap til havs.
4. Det må avklares hvilken regulering som gjelder for ulike deler av nettanlegg.
5. Forskriften bør revideres til å omhandle personsikkerhet og arbeidsmiljø.

Etter å ha vært i kontakt med Havtil over e-post for å høre hvordan de ser for seg lovverket inn mot en hybridløsning til havs bære reguleres, har de uttrykt følgende [Vedlegg A, nr. 12, 13]:

Når det gjelder virksomhet som omfattes av havenergilova, samt fornybar energiproduksjon til havs som inngår i petroleumsvirksomheten, så er det nå på høring en ny forskrift. Høring av regelverk for sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs (havtil.no). Elektriske anlegg er der omhandlet i § 6-7. Drift og vedlikehold av elektriske anlegg er omhandlet i § 7-6. I veiledningen til § 6-7 vises det til følgende industristandarder: For utforming av elektriske anlegg på 'offshore sub-stasjoner' bør standarden DNVGL-ST-0145:2020 Offshore substations brukes. For utforming av elektriske anlegg i vindturbiner bør IEC 61400 -1:2019 brukes. Når det gjelder offshore HVDC anlegg i petroleumsvirksomheten som ikke er tilknyttet fornybar energiproduksjon til havs, så er disse omfattet av samme regelverk som andre innretninger i petroleumsvirksomheten. Tekniske krav til utforming og utrustning er her gitt i innretningsforskriften.

Når det gjelder regelverket for ett HVDC anlegg så er det viktig å skille mellom den delen av installasjonene som er offshore og den som er på land samt kabelen ut. Den som ønsker kraft fra land til en offshoreinnretning, må også søke om anleggskonsesjon etter energiloven og havenergiloven. Dette for å dekke tilknytningspunktet til kraftnettet på land og kraftkabelen ut til innretningen. På land benyttes regelverket som er håndhevet av DSB, f.eks. forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF), denne viser i veiledning at ut fra risikovurderingen og anleggs art, skal det velges en relevant akseptert internasjonal norm fra IEC, CENELEC, IEEE og norske oversettelser av disse, som grunnlag for utførelsen av anlegget. For installasjonene offshore så legges petroleumregelverket til grunn. For HVDC-anlegg er innretningsforskriften §47 om elektriske anlegg viktig. I veiledningen til denne henvises det til IEC 61892-serien som en anerkjent standard. Hvor denne standarden ikke er tilstrekkelig, henvises det videre til forskrift om elektriske forsyningsanlegg og IEC 60092-serien. Gitt HVDC-anleggenes spesielle design, kan det hende at den refererte standarden ikke er tilstrekkelig dekkende. I slike tilfeller er det operatørens ansvar å dokumentere at de valgte løsningene oppfyller funksjonskravene i forskriftsteksten.

Basert på e-postkommunikasjonen fra Havtil og den pågående høringsprosessen, markerer det foreslåtte regelverket en fremgang i reguleringen av den voksende sektoren for fornybar energiproduksjon til havs. Dette regelverket omfatter både den tradisjonelle petroleumsvirksomheten og den økende innsatsen for å utvikle fornybar energiproduksjon til havs, med et spesielt fokus på elektriske anlegg samt drift og vedlikehold. En sentral del av høringen omhandler spesifikke tekniske krav til utforming og utrustning av elektriske anlegg, både for offshore sub-stasjoner og vindturbiner, med referanser til industristandarder som DNVGL-ST-0145:2020 og IEC 61400-1:2019. Dette viser viktigheten av å opprettholde høye standarder for sikkerhet og pålitelighet i design og konstruksjon av disse komplekse systemene.



## 2.5 Videre grunnlag

For videre bruk i denne oppgaven er det viktig å skille mellom hvilke lovverk som gjelder for hvilke type anlegg og personell som faller under dens oppgave. Regelverkene anerkjenner de ulike risikoene og tekniske utfordringene som eksisterer i disse ulike delene av infrastrukturen, og understreker behovet for en grundig planlegging og godkjenning gjennom anleggskonsesjon etter havenergiloven.

Etter egne vurderinger og diskusjon med rådgiver for bacheloroppgaven ble det besluttet å bruke utkastet *Forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs* (fornybarforskriften), fra Havtil, inkludert de forskrifter og standarder det henvises til der som grunnlag for videre arbeid. Dette skyldes at det er Havtil som har ansvaret for forskrift og regelverk for offshore fornybar produksjon som et offshore hybrid HVDC-anlegg vil ligge under, i tillegg til at forskriften trer i kraft fra og med 1.juli 2024. Det som er klart fra dette høringsdokumentet er at det er et tydelig fokus på sikkerhet, teknisk innsikt og miljøhensyn, som er viktige aspekter i utviklingen av fornybar energiproduksjon til havs. Samtidig viser det kompleksiteten og det tverrfaglige samarbeidet som er nødvendig på en slik installasjon, samt det kontinuerlige behovet for å oppdatere og forbedre standarder og regelverk i takt med teknologisk utvikling og nye utfordringer.



## Kapittel 3: Systemløsning

### 3.1 Hvilke systemløsninger har andre aktører valgt

Som beskrevet i metodedelen i kapittel 1.4, ble det forsøkt å kontakte relevante aktører for å hente inn informasjon om deres løsninger som et grunnlag for nye forslag og forbedringer. Equinor har ikke HVDC-anlegg, men de har havvind som forsyner Snorre- og Gullfaks-feltene i Nordsjøen med elektrisk kraft. Kontaktpersonen i Equinor henviste til en annen medarbeider, som dessverre ikke har svart. Det ble også utfordrende å opprette kontakt med Siemens og Hitachi Energy [Vedlegg A, nr. 2, 3, 4]. På TSOene sine nettsider er slik detaljinformasjon ikke mulig å få tak i. Det er ikke forsøkt å få kontakt med TSOene fordi Statnett allerede har kontakter hos disse, noe denne oppgaven kunne dratt nytte av.

Videre ble det forsøkt å se om ENTSO-E sine nettsider kunne ha relevante dokumenter fra lignende prosjekter. Det ble funnet et dokument av interesse, men dette var bak betalingsmur. Til tross for forsøk via NTNUs bibliotek, ble tilgang ikke oppnådd [Vedlegg A, nr. 6]. TSOer som Statnett samarbeider med ble ikke etablert direkte kontakt med. Forsøk på kontakt med Aibel førte heller ikke frem. Under veiledning med NTNU og Statnett ble det besluttet å ikke bruke mer tid på å etablere kontakt med TSOene eller andre aktører. I stedet ble det i enighet med oppdragsgiver om å gjøre antakelser og videreutvikle disse. Både fagpersoner på NTNU og Statnett syntes bl.a. en redundant løsning burde utforskes, som førte til en antakelse med delvis redundant HVDC-anlegg. En annen antakelse er bruk av voltage source converter - modular multilevel converter (VSC-MMC) konverteringssystemet på grunn av dens teknologiske fordel.

### 3.2 Kritiske komponenter i et HVDC-anlegg

HVDC-teknologien har vist seg å forbedre elektrisitetsmarkedets funksjonalitet samtidig som den styrker nettverkets kortslutningskapasitet. Dette bidrar til å øke påliteligheten og tilgjengeligheten av energi, spesielt sett fra et smartnett-perspektiv. Denne teknologien har blitt en av de mest effektive metodene for å transportere høye effekter over lange avstander samtidig som den muliggjør integrasjon av andre typer fornybare energikilder i nettet. Dette styrker nettverket mot uønskede hendelser og øker tilgangen på energi. Videre har utviklingen innen HVDC-teknologi ført til nye former for kraftelektronikk. Dette vil bli utforsket videre i dette kapitlet.

I samråd med Statnett ble det valgt å se nærmere på de kritiske komponentene som er listet under. Disse komponentene er ansett å være mest kritisk mhp. vedlikehold, se kapittel 4. Hvis en av disse komponentene ryker vil det gå utover distribuering av energi og vil kunne medføre store skader, samt kostnader.

Kritiske komponenter:

1. Kontrollanlegget
2. Konvertersystem
3. Konverter transformator (grid-code)
4. Kjøle- og ventilasjonssystem
5. Linjereaktor

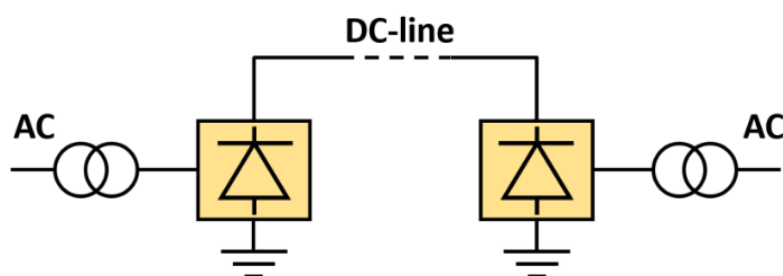
Et HVDC-anlegg består av mange vitale deler. Det er et komplekst system, som i dette tilfellet skal være plassert ute i nordsjøen. Det maritime miljøet kan skade anlegget og vil være avhengig av et godt ventilasjonsanlegg. Med petroleumsindustrien, som en veletablert sektor, og med liknende krav til kjøling og ventilasjon, ble det antatt at offshore-plattformer har gode rutiner for både kjøle- og ventilasjonssystemer [20].

Teknologien for å utvikle nye løsninger med tanke på å integrere fornybare energikilder i energisystemet, er stadig i utvikling. Problemer oppstår spesielt ved lange strekk av kabler eller når kabler legges i vann eller jordsmonn, da dette kan føre til høye reaktive effekter som igjen påvirker kostnaden på overføringen. Skal HVAC brukes som distribusjonsnett over lengre strekninger medfører dette store tap sammenliknet med HVDC. Overstiger man en distanse på 100km blir HVAC ulønnsom sammenliknet med HVDC. Det er lengden på overføringslinjen som avgjør om HVDC blir billigere enn HVAC, selv om kostnaden for å etablere en omformerstasjon er dyrere enn en AC transformatorstasjon [7].

I vekselstrømnett kan tekniske løsninger som fleksible vekselstrømoverføringssystemer (FACTS) og statiske synkronkompensatorer (STATCOM) implementeres. Disse systemene kontrollerer effektiviteten ved å regulere impedansen i kraftlinjene og å styre flyt av reaktiv effekt. Dette muliggjør sømløs integrasjon av ulike typer fornybar energi [21]. En smartere og mer effektiv løsning er å benytte likestrømsnettverk. Dette innebærer utnyttelse av moderne kraftelektronikk og konverteringsteknologi som VSC - HVDC systemer for å koble offshore vindparker sammen med fastlandet. MMC, som forklares nærmere i kapittel 3.2.1, representerer per dags dato en av de beste løsningene innenfor VSC-HVDC system [22].

En av antagelsene i dette prosjektet er at det skal være et delvis redundant system på 50% av maksimal ytelse, som innebærer at hvis det blir feil på deler av anlegget som tar ut f.eks. en transformator, skal motstående anlegg kunne drifte videre, dog med en redusert kapasitet. For å gjennomføre dette må et monopolar link system benyttes. Et monopolar link system har mulighet for oppkobling av to transformatorer som mater inn på et konvertersystemet, slik hvis en transformator blir skadet, vil systemet fortsatt kunne operere [23].

Figur 3.1 viser et enkelt blokkdiagram på hvordan et HVDC-system kan være bygd opp. Dette kan utstyres med både IGBTer eller tyristorer, her vist med tyristorer. Det er vekselstrøm inn fra en vindmøllepark til transformator, konverter som konverterer fra AC til DC og kabel til å overføre kraften inn til land. Der blir det konvertert fra DC til AC og transformert til ønsket systemspenning.



Figur 3.1: HVDC konvertersystem med monopolar topologi [24]

DC vern har blitt anerkjent som en lovende løsning for å beskytte DC nettet mot feil. Imidlertid er spenning og strømkapasiteten til DC vern begrenset med hensyn til tekniske- og kapitalkostnader. Fault current limiters (FCL) kan bidra til å redusere kravene til DC vern, som vil føre til en reduksjon i kapitalkostnadene [25].

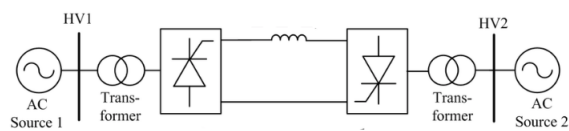
Et offshore HVDC-system har begrenset plass og det er viktig å utnytte det maksimalt. Ved å innføre GIS-anlegg på bryteranleggene vil det være med på å minimere størrelsen. GIS-anlegg på AC siden er utviklet og testet over lengre tid og blir mye brukt i dagens anlegg. GIS-anlegg med effektbrytere på DC siden har som nevnt ikke blitt like godt utviklet [26]. Fra og med 2024 skal SF<sub>6</sub>-gass for anlegg med lavere spenningsnivå enn 74 kV være faset ut, og innen 2030 skal det være faset ut for alle spenningsnivåer [27]. SF<sub>6</sub>-gass er betydelig mer skadelig for miljøet enn CO<sub>2</sub> gass, med hele 23 000 ganger høyere CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette medfører at anlegget ikke kan installeres med SF<sub>6</sub>-gass. Statnett kan undersøke om fritak er mulig å få med bakgrunn i at dette er en ny teknologi, og det ikke er gunstig å plassere på en plattform før det er bedre utviklet. Økt forskning og lovverk som fremmer utfasingen av SF<sub>6</sub>-gass presser leverandørene til å utvikle bedre alternativer. Med det sagt har disse aktørene undersøkt løsninger for å erstatte SF<sub>6</sub>-gass, deriblant Siemens med sin Blue-GIS, Hitachi Energy og General Electrics (GE) med deres fluorketoner og nitriler, som viser seg å være mindre skadelig for miljøet, enn SF<sub>6</sub>-gass [Vedlegg A, nr. 17]. Utfasingen av SF<sub>6</sub>-gass møter utfordringer på grunn av dens unike egenskaper, som kjemisk stabilitet og selvregenerering. Disse egenskapene gjør det vanskelig for leverandører å finne like kompakte løsninger som tradisjonelle SF<sub>6</sub>-anlegg.

### 3.2.1 Utvikling av konverteringssystemer

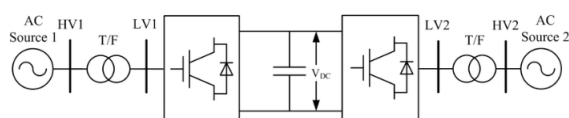
Line Commutated Converter (LCC) er et modent system som først ble tatt i bruk sent på 1950-tallet. Denne teknologien betraktes ofte som et klassisk HVDC-system. LCC blir ofte referert til som Current Source Converter (CSC). Hovedgrunnen til dette er at LCC bruker tyristor som gjør at strømmen kun kan gå en retning, se figur 3.2a. På grunn av begrensninger som reaktiv effektkontroll og bytte av spenningspolaritet for å få effektlyt mellom anlegg, benyttes ikke LCC-systemer i nyere HVDC-anlegg [22].

VSC teknologien ble introdusert på 1990-tallet og er betydelig mer avansert enn LCC-teknologien. VSC har evnen til å styre retningen på strømmen uten å endre polariteten til spenningen [Vedlegg A, nr. 8]. I motsetning til LCC-systemer, som er avhengig av tyristorer, blir det brukt en kombinasjon av unidireksjonell kontrollbar bryter kombinert med en anti-parallell diode, så kalt Insulated-Gate

Bipolar Transistor (IGBT), se figur 3.2b. Denne kombinasjonen tillater effektkontroll. Dette gjøres ved at når IGBTen er aktiv kan strømmen leveres til lasten i en forhåndsbestemt retning. Ved deaktivering tillater den anti-parallele dioden sikker omgåelse av reversstrøm. Dette gjør anlegget mer robust i forhold til styring av aktiv og reaktiv effekt, samt spenning, med lavere spenningsfluktuasjoner og bedre regulering. En annen fordel VSC har sammenliknet med LCC er muligheten for black-start, som tillater oppstart av anlegget uten bruk av eksternt nett eller elektriske hjelpemidler [22]. På SK4 anlegget var dette et ønske fra den danske TSOen [Vedlegg A, nr. 15].



(a) Prinsippkisse LCC



(b) Prinsippkisse VSC

**Figur 3.2:** Prinsippkisse som viser forskjellen på LCC og VSC [21].

MMC er et VSC-system som bygger på prinsippene til to- og trefasede VSC-topologier. MMC ble først introdusert på begynnelsen av 2000-tallet av Professor R. Marquardt. Selv om VSC er bedre utviklet kontra LCC, har to- og tre nivå VSC-topologiene hatt utfordringer med å generere en stabil vekselstrøm, hovedsakelig på grunn av høye brytertap. Forskning og prøving ledet til utviklingen av MMC-topologien. Modulariteten til MMC-systemet gjør det enklere å skalere et anlegg fra megawatt til gigawatt. Det er vesentlig enklere å vedlikeholde, som beskrives i kapittel 4.3.1, hvor det meste av vedlikeholdet består av visuelle inspeksjoner. Sammenlignet med to- og tre nivå VSC topologi har MMC-systemet lavere brytertap og mindre harmoniske forvrengninger. Også behovet for store filtre på vekselstrømsiden og vekselstrømstransformatorer reduseres når en bruker MMC i et HVDC-system. Dette gjør at MMC passer bra til plasser hvor det ikke er så mye tilgjengelig plass, som for eksempel på en plattform [28].

Although, the VSC-HVDC has posed major advantages over the LCC-HVDC, the conventional two-level or three-level VSCs result in some considerable drawbacks like higher switching losses and unimproved AC waveform

### 3.2.2 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget består i hovedsak av datamaskiner, kommunikasjonskort m.m. for styring av bl.a. brytere i anlegget. I kontrollanlegget ligger også måleinstrumenter for overvåking, vernfunksjoner og kraftsalg samt kommunikasjonssamband for fjernstyring. Slik kommunikasjon er utsatt for dataangrep og derfor er det vanlig at anlegget også kan styres lokalt fra et kontrollrom [29].

### 3.2.2.1 Kontrollstrategi

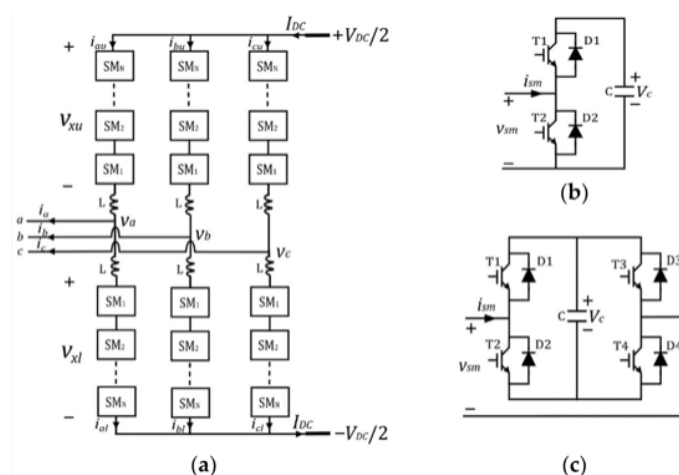
Det å kontrollere et MMC-system er mer komplekst enn et to-nivå VSC-system på grunn av antallet IGBT moduler som er installert i MMC-systemet. I et MMC-system blir det brukt Multi-terminal HVDC (MTDC) kontrollsystem. Det er hovedsaklig to typer kontrollstrategier i et MTDC system [28]:

1. Konstant likestrøms-spenningskontroll (også kalt master -slave kontrollstrategi)
2. Spenningsdropp kontrollstrategi

I konstant likestrømspenning kontrollstrategi bruker en master kontroller, som hovedsaklig skal kontrollere DC spenningen, og resten av kontrollstrategien tar seg av effektflyten. Imidlertid gir denne strategien problemer på grunn av manglende pålitelighet, slik at likestrøms-spenningskontrollen er fullstendig kompromittert, og hvis master kontrolleren svikter vil ikke systemet klare å drives. I motsetning til konstant likestrømspenning kontrollstrategien finnes det en annen strategi som kontrollerer DC spenningen for å opprettholde effektbalansen og spenningsstabilitet. Denne strategien heter Spenningsdroppkontroll og kan sammenlignes med frekvenskontroll i AC nettet. Denne strategien opererer uavhengig av hver konverterstasjon uten direkte kontakt med hverandre. Hver stasjon justerer spenningen på utgangen i henhold til dropp karakterstikken. Et kontrollsystem bestående av spenningsdropp-kontrollstrategien vil være mer aktuell enn konstant likestrøms-spenningskontroll for et redundant system [28]. Selv med et sikkert kontrollsystem er det viktig å ha sikkerhet mot digitale angrep, da dette hovedsaklig blir styrt digitalt ved bruk av fiberløsninger [30].

### 3.2.3 Konvertersystem (VSC-MMC)

Som nevnt i kapittel 1.3 vil det bli brukt en VSC-MMC konverter [31] [32]. Bakgrunnen for det handler om at en MMC konverter er mer pålitelig, samt lettere å gjøre vedlikehold på, som utledet i kapittel 4.3, kontra klassisk VSC teknologi. På grunn av at dette er beregnet til et offshore HVDC-system vil muligheten for skalering være en stor fordel, da et system offshore ikke har samme tilgang til det samme arealet som et landanlegg vil ha. Bryteranlegget er ikke like mye påvirket av de høye spenningene som vil bli benyttet i et HVDC-system. Figur 3.3 viser en prinsippskisse av et MMC-type konvertersystem med mulighet for to ulike topologier, halv-bro og full-bro. MMC basert HVDC-system har blitt en revolusjonerende teknologi som vil være med på utviklingen av super grid [28].



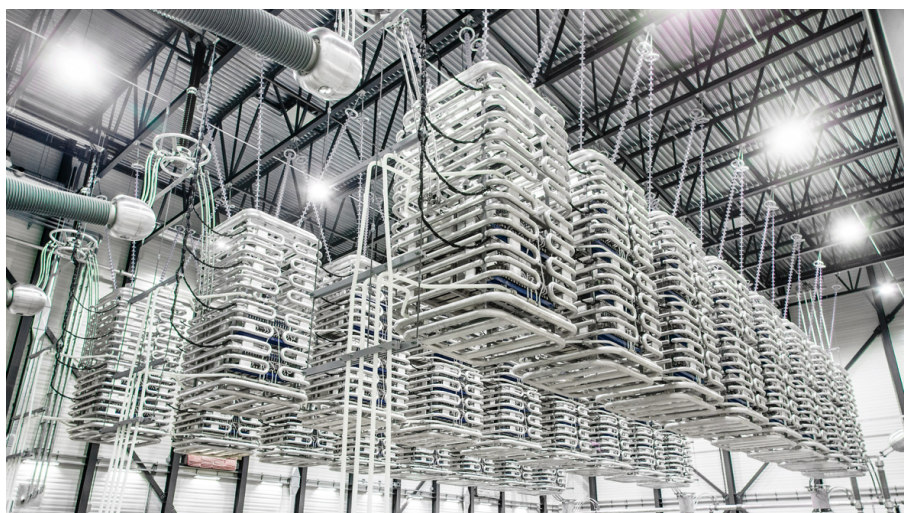
**Figur 3.3:** Halv-bro og full-bro i MMC topologi [33]

- (a) Prinsippskisse av en trefase MMC topologi
- (b) Halv-bro (HB) prinsipp sub-modul (SM)
- (c) Full-bro (FB) prinsipp sub-modul (SM)

Ved bruk av halv-bro prinsippet vil denne topologien ikke klare å blokkere feilstøm fra AC siden. Full-bro prinsippet har mulighet til å blokkere en slik strøm. Hvis det oppstår en feil på DC siden vil heller ikke HB-MMC klare å bryte den, da friløpsdioden baner vei gjennom seg ved en feil. Dette for å forhindre en plutselig spenningsøkning som kan skade andre komponenter i kretsen. For å håndtere en feil i strømmen kan blokkert sub-modul introduseres. I likhet med begge topologiene er det benyttet redundant sub-moduler, det vil si at hvis en ryker, vil systemet fortsatt fungere optimalt. Det viser seg at halv-bro prinsippet er mer dominerende innen HVDC, da det er billigere og har lavere tap [28]. Et annet forslag for å bryte en feilstøm er DC vern (Direct current circuit breaker, DCCB), men de er ikke så godt utviklet for høye spenninger. Et tredje forslag, og som blir mye brukt, er linjeinduktanser (serie reaktorer) [22].

Ventilhall er en sentral del av anlegget som brukes til å kontrollere og regulere strømmingen av likestrøm mellom konverterstasjoner. Det finnes forskjellige utforminger for en ventilhall, hvor en kan ha både gulvstående eller hengende enheter. Figur 3.4 viser en ventilhall hvor det blir brukt isolatorer på enhetene. En ventilhall beregnet for et 900 MW VSC system kan romme 40x40x10 meter, tilsvarende 1600 m<sup>2</sup> eller 16 000 m<sup>3</sup>. Ved bruk av MMC topologi vil man kunne redusere denne størrelsen på grunn av mindre bruk av filtre [22, s. 290–292].





Figur 3.4: HVDC ventilhall [22]

### 3.2.4 Konverter transformator

Offshore HVDC konverter transformator er bindeleddet mellom AC fra vindmølleparken og DC distribuerings systemet. Driften av HVDC-systemer innebærer transport av høy energimengde og interkobling av kraftelektronikk. Disse systemene opplever typisk stressende belastningsprofiler. Under normal drift gir brytingen i ventilene en betydelig del harmonisk støy, noe som fører til økt tap og støynivå. Dette vil øke, desto høyere lasten er.

En vanlig konfigurasjon for MMC-HVDC-plattformer innebærer bruk av to parallelle trefasetransformatorer. Dette skyldes størrelsen på én 800 MVA transformator [Vedlegg A, nr. 22]. Alternativet er å bruke to konverter transformatorer som forsyner 500 MVA hver. Ved å drifte to transformatorer parallelt vil belastningen fordeles tilnærmet likt. Hvis det oppstår en feil i én transformator, kan den andre fortsatt levere strøm, opptil 50% av kapasiteten avhengig av fordelingen som er satt. I tillegg er sannsynligheten lav for at en transformator ryker samtidig som det er full produksjon ute på vindmølleparken. Med en kapasitetsfaktor på 45-60% for en gjennomsnittlig offshore vindmøllepark, kan én transformator teoretisk operere på full kapasitet [22].

I samtale med Statnett ble det, ut ifra deres retningslinjer for bruk av overlast på transformatorer, valgt å dele transformatordrift i tre deler. Transformatordrift kan deles inn i tre faser:

- **Normal drift:** Begge transformatorer er i bruk og opererer ved 50% belastning.
- **Langvarig overlast:** Kun én transformator i drift, hvor den driftes i 2 måneder i overlast.
- **Kortvarig overlast:** Kun én transformator er i drift, hvor den driftes 1,5 ganger mer enn nominell effekt i maksimalt 30 minutter.

Langvarig overlast på transformator, som nevnt i listen over, er satt opp til 2 måneder. Dette gjelder for onshore anlegg og vil bli utfordrende for et offshore anlegg. Langvarig overlast på en transformator vil redusere levetiden og øke risikoen for havari, noe som ikke svarer til et bærekraftig anlegg. Dette driftsalternativet vil være uaktuelt, fordi det ønskes ikke drifte en transformator i langvarig overlast. Det å drifte en transformator i kortvarig overlast tærer på viklinger og det produserer mye mer varme, men det tillates inntil 30 minutter. Dette vil medføre skade over tid, men også levetiden [34]. Statnett har i sine interne regler satt en begrensning på 30 minutter ved kortvarig overlast av nominell last til en konverteringstransformator, og i henhold til IEC 60076-7 skal det ikke overstige 1,5 ganger nominell last for distribuering transformator, noe som gjengis i Statnett sine interne regler [35].

Det er relativt lite sannsynlig at det oppstår overbelastning på én transformator. Dette skyldes først at transformatorer sjelden blir skadet eller går ut av drift, og for det andre at offshore vindmølleparken må produsere ved full kapasitet (1000 MW). Med tanke på at kapasitetsfaktoren vanligvis ligger mellom 45 og 60%, er sannsynligheten derfor lav.

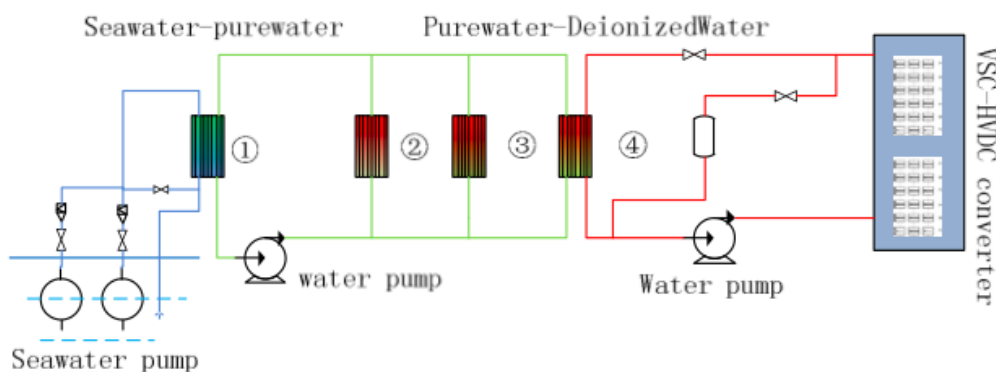
I dette systemet, gitt VSC-MMC monopolar link, vil det bli brukt to tre fase konvertertransformatorer, hvor begge har en nominell last på 500 MVA. Ved en eventuell kortvarig overlast vil én transformator kunne håndtere 750 MVA i 30 minutter og produksjonen blir regulert ned til 500 MW. For å unngå å belaste transformatoren 100%, settes grensen ned til 500 MW. Dette vil kreve nøye planlegging og viktige beslutninger for å sikre at alt nødvendig utstyr og infrastruktur får plass. I tillegg vil det, for å optimalisere driften ytterligere, bli brukt den samme halv-bro prinsippet på IGBT ventilene.

Det skal imidlertid sies at dette kun er én metode, og det anbefales å konsulteres med leverandører for å finne den beste løsningen for det spesifikke anlegget.

### 3.2.5 Kjøle- og ventilasjonssystem

Kjølesystemer som bruker sjøvann er allerede godt etablert i oljeindustrien [36]. I disse systemene benyttes vannpumper for å hente opp sjøvann, som deretter renses før det brukes i varmevekslere. Når det gjelder kjøling av HVDC-anlegg, krever dette enda mer avanserte løsninger. Dette er fordi utstyret kan ta skade hvis ikke vannet er tilstrekkelig de-ionisert og renses. Videre er det viktig med et godt ventilasjonssystem i anlegget, basert på anbefalinger fra leverandøren om temperatur, luftfuktighet, lufttrykk, tilførsel av frisk luft, og trykket inne i plattformen. Dette systemet skal kunne kjøle ned viktige områder som konverter- og ventilhallen, samtidig som det sikrer at luften er ren og har riktig fuktighetsnivå. Feil i ventilasjonssystemet kan påvirke hele operasjonen negativt, og i verste fall føre til nedstengning. Her er det viktig med gode vedlikeholdsrutiner for å opprettholde sikker drift.

BorWin 2 er en plattform som ble satt i drift i 2015 og benytter et kjølesystem som er skissert på figur 3.5. Systemet består av tre separate kretser: én for sjøvannspumpen, én for prosessen der sjøvann blir omgjort til rent vann, og én for overgangen fra sjøvann til de-ionisert vann som brukes for å kjøle ned konverter- og ventilhallen. Disse kretsene bruker en blanding av glykol og de-ionisert vann som kjølemedium [37].



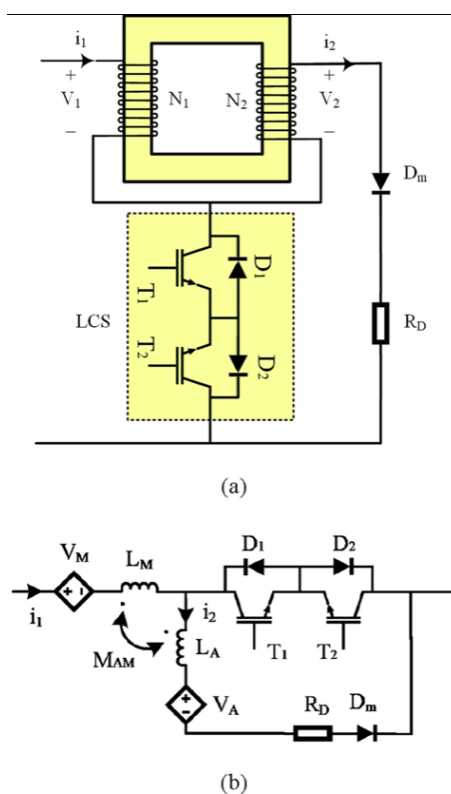
Figur 3.5: Borwin 2 vannkjølesystem [37]

1. Fra sjøvannspumpe til varmeveksler
2. H/V/AC (Heating, Ventilation and Air Conditoning) varmeveksler
3. Transformatorkjøling olje-vann varmeveksler
4. Konverterhall vann-vann varmeveksler

### 3.2.6 Linjereaktorer

MMC HVDC-system blir mer og mer utviklet, og land som Kina bruker dette selv på land på grunn av de lange overføringene [38]. Det er mangel på forskning inne DC vern. På grunn av det, er det viktig å se på andre muligheter for bryting av feilstømmer. Halvbro submoduler er den dominerende topologien i MMC på grunn av reduserte kostnader og lave tap. Imidlertid, ved feil på DC siden, er topologien ikke i stand til å blokkere feilstømmer på AC siden [28]. Under en feilstrom vil strømmen raskt øke på grunn av kapasitansen i delmodulene, og utladningen vil skje gjennom IGBT-ene til feilområdet. Den lave impedansen i kortslutningen leder til rask utvikling av feilstømmen og trigger overstrømsbeskyttelse, som blokkerer omformeren og fører til nettutkobling [39]. I den forbindelse har Adaptive-Impedance Fault Current Limiter (AFCL) blitt introdusert, som bruker koblede reaktorer i kombinasjon med kraftelektroniske brytere. Dette gjør at den effektivt kan begrense feilstømmen under stigende fase, ved å bruke en reaktor. Reaktoren reduserer feilstømmen ved å minke induktansen i utladningskretsen under den avtagende fasen. Fordelene med AFCL kontra den konvensjonelle FCLs er at denne automatisk kan tilpasse seg forholdene uten eksterne inngrep, som DC-feilavbrytelsesprosess. I tillegg har den en selvopprettingsegenskap som klarer å bryte påfølgende feilstømmer. Dette gjør at systemet er beredskapsdyktig ved flere feilstømmer. Denne type reaktor er en kostnadseffektiv løsning, da den bruker færre halvledere sammenlignet med eksisterende kraftelektronisk-type FCL. I tillegg er det ikke behov for ekstra spenningsisolering for de koblede reaktorene [40].

Figur 3.6 viser prinsippskisse for en Resistive mutual-inductance fault current limiter (RMFCL). Denne løsningen består av en spole og en resistans som er seriekoblet, og den har vist seg å håndtere feilstømmer og sikre stabil strømfordeling i elektriske nettverk. Denne typen er med å redusere amplituden til feilstømmen og behovet for DCCB vil være mindre aktuell på grunn av dens slukeevne. I et anlegg som skal takle høye strømmer og spenninger vil det være anbefalt å bruke RMFCL løsning, da denne er bedre til å håndtere den type belastning [25]. En reaktorhall av størrelse som er beregnet for 900 MW, med bruk av 75 mH reaktorer, romme 25x15x10 meter. Dette tilsvarer en størrelse på 375 m<sup>2</sup> eller 3750 m<sup>3</sup> [22, s. 290–292].



Figur 3.6: RMFCL prinsippskisse, [25]

- (a) Skjematisk diagram
- (b) Ekvivalent diagram

### 3.2.7 Oppsummering kritiske komponenter

Av de kritiske komponentene som er nevnt, er det viktig med gode vedlikeholdsrutiner for å sikre drift av anlegget. Uten gode vedlikeholdsrutiner vil det medføre tidlig aldring, som igjen kan føre til uheldige situasjoner eller at anlegget stenges på grunn av feil. Det er essensielt å opprettholde vedlikeholdet av de nevnte komponentene og å ha utstyr tilgjengelig for å følge et vedlikeholdsprogram. Dette kan enten utføres på plattformen selv eller på et lager på land, avhengig av begrensningene knyttet til vekt og plass på plattformen.

## Kapittel 4: Vedlikehold

### 4.1 Innledning

Dette kapittelet tar for seg viktigheten av vedlikehold og overvåkning i et offshore HVDC-anlegg.

Kostnaden på energi og komponenter i EU har steget siden Russlands invasjon i Ukraina. Produksjonskostnaden på vindturbiner har økt med 40%, og leverandørene har tatt på seg det meste av denne prisøkningen uten å nødvendigvis belaste kundene [41]. På samme tid har eksporten av olje og gass økt betydelig de tre siste årene [42]. Mens petroleumssektoren er generelt lønnsom, står fornybar energi og vindkraft ovenfor utfordringer med pressede marginer og mindre lønnsomhet [Vedlegg A, nr. 11]. Det bevisstgjør betydningen av å utvikle effektive vedlikeholdsrutiner og utskiftningsprosedyrer. Effektive vedlikeholdsrutiner inkluderer regelmessige inspeksjoner og forebyggende vedlikehold, mens gode utskiftningsprosedyrer sørger for at utdatert eller defekt utstyr blir byttet ut på en sikker, tidsbesparende og kostnadseffektiv måte. Slike løsninger er gunstig både for økonomiske årsaker og med tanke på bærekraft. Dette sikrer at komponenter kan oppfylle sin forventede levetid.

### 4.2 Likheter og ulikheter

Om gode vedlikeholdsprosedyrer skal utvikles for et HVDC-anlegg er det viktig å skille mellom hva som er likt og ulikt mellom onshore- og offshore HVDC, og offshore HVDC og petroleum. HVDC har likheter med andre sektorer når det kommer til vedlikeholdsrutiner, som f.eks. petroleumindustrien og offshore vind. Det kan derfor være naturlig at slike løsninger vil være aktuelle for offshore HVDC-anlegg da de har mange fellestrekk. Et offshore HVDC-anlegg vil stå i kombinasjon med en vindpark som gjør det mulig å kombinere vedlikeholdsrutiner og mannskap eksempelvis sammen med de som drifter vindparken.

På grunn av likhetene mellom onshore- og offshore HVDC har begge de samme grunnleggende komponentene som inngår i systemet, blant annet de kritiske komponenter som blir nevnt i kapittel 3.2, vil ulikhetene være noe større. Offshore-anlegget vil stå i et maritimt miljø og vil bli utsatt for korrosjon og ekstreme værforhold. Når det kommer til installasjon og vedlikehold krever et offshore anlegg skip, kraner og spesialutstyr for å utføre arbeidet.

Et offshore HVDC-anlegg og en oljeplattform vil ha store likheter når det kommer til oppbygging, drift og lovverk. Plattformene vil ha lik oppbygging og utfordringer knyttet til det maritime miljøet og plasse-

ring. Forskriften som ligger til høring hos Havtil skal definere lovverket for fornybar energiproduksjon til havs. Denne høringen er bygget på tidligere velfungerende forskrifter i petroleumsvirksomheten [20]. Disse forskriftene setter krav til virksomhet, personell, vedlikeholdsprosedyrer og vedlikehold. Her har Statnett kommet med innspill til høringen nevnt i kapittel 2.4. Tilstedeværelsen av hydrokarboner i flyt på petroleumsplassformer, innebærer betydelig økt risiko for elektriske anlegg sammenlignet med nettanlegg og fornybar energiproduksjon, hvor hydrokarboner kun er til stede i noen komponenter som f.eks. i transformatoroljen. Basert på risikobildet er detaljnivået på HMS, personellsikkerhet og beredskap i høringsforslaget for likt med petroleumsvirksomheten, og bør tilpasses de ulike bransjene.

Petroleumsindustrien er et mer komplekst system som involverer flere fagfelt og flere risikomoment. Sektoren har bemannede installasjoner, og driver med utvinning av hydrokarboner som er svært brannfarlig. En uønsket situasjon kan skape fatale konsekvenser slik som ulykken på Alexander L. Kielland-plattformen [43]. Dette betyr ikke at et HVDC-anlegg ikke er kritisk og kompleks. Anlegget skal være normalt ubemannet og det er mer omfattende å bemanne anlegget når arbeid skal utføres, noe som vil føre med seg krav og beredskap iht. bl.a. *Innretningsforskriften* [44]. I tillegg er sektor forholdsvis ny og ikke så godt etablert. Petroleumsindustrien har i mange år jobbet for strukturerte og sikre vedlikeholdsrutiner. Virksomheten har lang erfaring med hvilke særskilte krav som settes til mannskapet ombord, i tillegg til å håndtere utfordringer de står ovenfor.

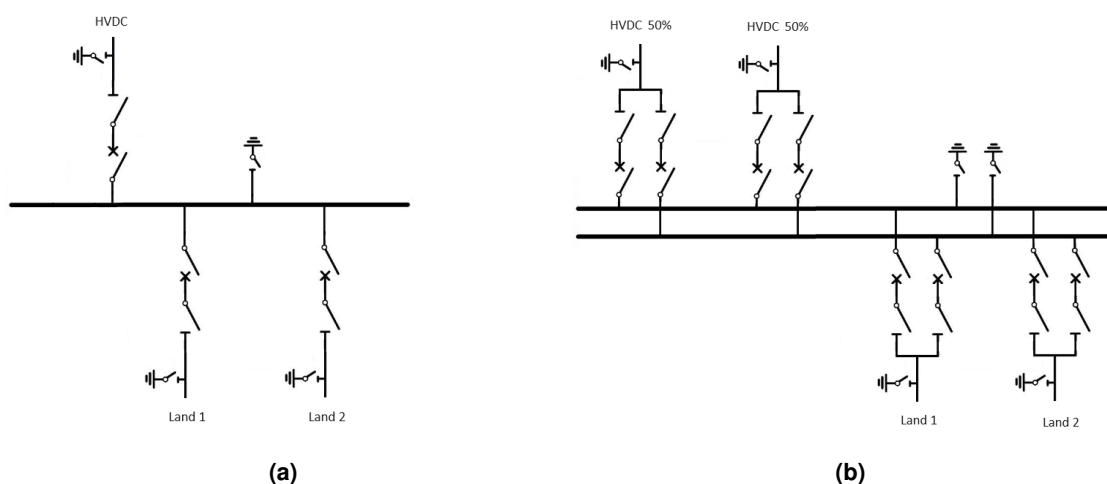
**Tabell 4.1:** Likheter innen offshore HVDC, onshore HVDC og petroleumsplassform

Likheter	Onshore HVDC	Offshore HVDC	Petroleumsplassform
Tilstedeværelse og flyt av hydrokarboner			X
Marine forhold		X	X
Teknologi/funksjon	X	X	
Plassbegrensning		X	X
Logistikk		X	X

Teknologi/funksjon, i tabell 4.1, innebefatter de kritiske komponentene som nevnt i kapittel 3.2. Hver komponent har sin egen funksjon i systemet og er kritisk for at HVDC-anlegget skal fungere. Offshore anlegg er tilsvarende likt onshore anlegg. Ulikhetene er at offshore krever bedre kjøle- og ventilasjonssystem, da det maritime klimaet vil være med på å redusere levetiden til anlegget, om det ikke blir behandlet riktig. I tillegg er det begrenset hvor stort anlegg som kan bygges offshore. Det er ikke aktuelt å bruke luftisolerte ledninger og bryteranlegg. Dette krever for stor plass og vil bli erstattet med GIS-anlegg [Vedlegg A, nr. 17]. Unntaket er HVDC-anlegget som må bygges som luftisolert anlegg. Transformator og konvertersystem vil være utformet på lik metode, det finnes løsninger hvor ventilhallen i konvertersystem består av både stående og hengende komponenter. Dette må utføres etter hva som er mest egnet for det bestemte anlegget.

### 4.3 Vedlikeholdsrutiner

Statnett må etablere et vedlikeholdsprogram for planlagt driftsstans. De har allerede en strategi for å etablere dette ved å gjennomføre RCM-analyser (Reliability Centered Maintenance). RCM er videre omtalt i kapittel 4.3.1. Det er mer krevende å bemanne et anlegg offshore sammenliknet et på land. Derfor må de ha strukturerte vedlikeholdsrutiner som f.eks. fjernovervåkning. Nedetid på anlegget som skyldes manglende ettersyn og vedlikehold, kan ha en stor kostnad i form av tapte inntekter. Dette er estimert i kapittel 4.8. Ved et delvis redundant HVDC-system må anleggene bygges i to respektive haller, slik at det kan utføres vedlikehold på det ene uten at hele HVDC-systemet må stanses. Årsaken til at de må være satt opp i forskjellige haller er for å unngå utilsiktet berøring med nærliggende spenningsnett anlegg. I tilfeller ved kun utveksling av kraft mellom to land via plattformen, bør muligheten for å isolere konverter fra koblingsanlegget være tilstede slik at vedlikehold kan utføres. Denne situasjonen er aktuell i perioder med liten eller ingen vindproduksjon. Begge de nevnte tilfellene kan løses ved et design på koblingsanlegget som vist i figur 4.1. Eventuelt med en samleskinneløsning. Symbolene som er benyttet er like de Statnett benytter for enlinjeskjemaer.

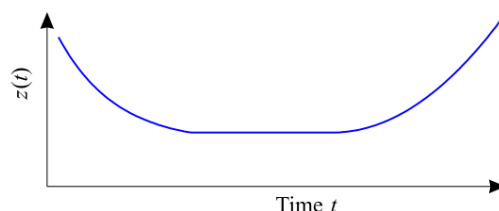


**Figur 4.1:** (a) Enkel samleskinne og bryteranlegg, (b) dobbel samleskinne og bryteranlegg

Det er viktig at alt fungerer til enhver tid og spesielt etter endt vedlikehold- eller feilrettende arbeid. Værforhold kan bli en utfordring og det kan hende at planlagt jobb ikke kan bli utført og må utsettes. I slike tilfeller er det viktig at komponentene tåler slike utsettelse, altså at de ikke driftes på kritisk grense til havari før det planlegges vedlikehold. Per dags dato er det vanlig, iht. samtaler med bl.a. Fagskolen Rogaland [Vedlegg A, nr. 11], med bemanning av slike plattformer fire ganger i året og disse bemanningene planlegges under strategiske værvinduer. Når værvinduene er gunstige vil også vindproduksjon være redusert eller fraværende, noe som gir muligheten til å stanse driften på anlegget uten å tape inntekter. Det er gunstig at lagerført utstyr vedlikeholdes og testes slik at dette skal være klart til bruk ved behov. En løsning som er aktuell for deler av anlegget er å rullere utstyr med lagerbeholdningen. Ved å skifte ut anleggsdeler under driftsstansene kan utstyr vedlikeholdes etter ankomst tilbake på lageret.

Vedlikeholdsbehovet Statnett har i dag på Skagerrak 4 (SK4) er ikke veldig krevende eller omfattende. Det består ofte av feilsøk i eller via kontrollanlegg ved hjelp av fjernpålogging som nevnt i kapittel 4.4.

På driftsstansene må som regel pumper smøres og noen IGBT-enheter byttes. Slike anlegg tåler at noen IGBT-enheter er ute av drift, men ikke mange i samme modul/celle, og iht. leverandøren bør ikke slike enheter stå ute av drift for lenge da dette påvirker resterende enheter i modulen. Ofte er det slik at IGBT-enheter feiler i oppstartsårene. Dette kalles ofte for barnesykdommer, og etter de første driftsårene ser en at feilraten synker. I tråd med badekarprinsippet øker feilraten igjen etter hvert som komponentene nærmer seg slutten av sin levetid, noe som illustreres i figur 4.2 [45]. Derimot er cellekondensatorer tidkrevende og komplisert å bytte, i følge driftspersonellet til Statnett, på grunn av deres beliggenhet i anlegget. Generelt sett er erfaringen til Statnett at HVDC-anleggene de har i dag ikke har mange feil, men at de opplevde en god del barnesykdommer i starten. Det tar derfor noen driftsår før systemene stabiliserer seg, fordi utstyr som ikke var 100% fra produksjonen, gradvis blir erstattet med nytt. Slike barnesykdommer kan føre til nødutskifting, det vil si at anlegget kobles ut kontrollert eller kobles ut av vern når komponenter havarerer for å beskytte resten av anlegget. Dette gjelder f.eks. om en cellekondensator havarerer. Noen feil kan stå i en lengre periode, spesielt når enkelte IGBT-moduler kortsluttes, og utskifting skjer ved en planlagt driftsstans.



Figur 4.2: Typisk form for feilrate  $z$  som funksjon av driftstid [45]

Litt spesielt er det hos Statnett at IGBT-enhetene kun kan stå kortsluttet i et år på NordLink og NSL, mens det på SK4 er godkjent med kortsluttede enheter i to år før de må skiftes ut [Vedlegg A, nr. 18]. Begge anleggene er levert av Hitachi Energy, tidligere ABB, og driftspersonellet for HVDC hos Statnett er usikre på hvorfor det er blitt slik. Dette er en faktor å vurdere for et offshore anlegg da en foretrekker lengst mulig godkjent driftstid med kortsluttede enheter, og med tanke på fleksibilitet siden det vil gi et større spillerom for driftsstans på anlegget.

En erfaring Statnett har gjort seg er at vannavkjølte tyristor-styrte anlegg nesten ikke feiler sammenliknet med luftavkjølte anlegg. På de nye anleggene feiler det en del IGBT-moduler under normal drift, men som nevnt er dette iht. badekarprinsippet og feilraten synker når modulene med produksjonsfeil eller svakheter er luket bort i løpet av de første driftsårene [45]. Grunnen til at IGBT-anlegg likevel velges er på grunn av black-start funksjonen som er omtalt i kapittel 3.2.1.

MMC konvertersystem er som nevnt lettere å gjøre vedlikehold på, selv med et redundant system må vedlikehold utføres. MMC halv-bro prinsippet gjør det mulig at systemet kan kjøres med feil. Over tid vil dette skade systemet og medføre fatale skader. I et MMC system er det mange sub-moduler, med dette som følger kan det føre til at det er større sannsynlighet for feil eller defekte moduler [22]. Vedlikehold på MMC konvertersystem kan deles inn i to deler:

- Tilstandbasert vedlikehold
- Periodisk vedlikehold



Tilstandsbasert vedlikehold innebærer utskifting av defekte sub-moduler basert på kontinuerlig overvåkning av systemet. Dette gjør det mulig å oppdage sub-moduler som er i ferd med å feile, slik at man kan sette grenser for når inspeksjon og utskifting er nødvendig. Periodisk vedlikehold innebærer utskifting av defekte sub-moduler basert på feilstatistikk eller periodiske inspeksjoner av systemet. Denne metoden kan føre til at feil på sub-moduler ikke oppdages før det er for sent, og gir ikke samme nivå av kontinuerlig overvåkning som tilstandsbasert vedlikehold. Basert på de to vedlikeholdsregimene er tilstandsbasert vedlikehold den mest hensiktsmessige tilnærmingen i dette tilfellet. Dette skyldes dens bruk av digitale verktøy for overvåking av sub-moduler, som gjør det mulig å sette grenser for utskifting av sub-moduler basert på deres tilstand. Et overvåkningssystem tillater tidligere oppdagelse av feil og bidrar til å planlegge vedlikeholdsaktiviteter ved å identifisere hvilke deler som må skiftes ut, se figur 4.6. På grunn av anleggets utforming er det av sikkerhetsmessige årsaker nødvendig å stenge ned hele anlegget før vedlikeholdsarbeid kan utføres, inkludert utskifting av sub-moduler [46].

Det eksisterer vedlikeholdsprogram for HVDC-anleggene Statnett drifter i dag. Dette er generert fra et pålitelighetsorientert vedlikeholdsverktøy, RCM, som blir nærmere forklart i kapittel 4.3.1. De har hyppige visuelle sjekker for å undersøke om det ser greit ut i anlegget med eventuell nedvasking ved oppdagelse av mye smuss eller urenheter på utstyret. Dette vedlikeholdet utføres av Statnett sine energimontører som til daglig vedlikeholder anleggene på stasjonene til Statnett på land, men en kameraovervåkning vil kunne ivaretas av vedlikeholdspersonell på HVDC-avdelingen i Statnett. Personell som skal ivareta offshore-anleggene må oppfylle krav til personell beskrevet i kapittel 4.7.

Hovedargumentet for å utføre tilsyn og vedlikehold på anlegg, er at anlegget må være sikkert for miljø og omgivelsene, og kunne oppfylle sin funksjon til enhver tid. De HVDC-anleggene Statnett har på drift i dag har stort sett FV-tiltak basert på leverandøranbefalinger, men over tid kan Statnett justere disse basert på egen driftserfaring ved å gjøre nye analyser iht. figur 4.3. Det som er spesielt for slike anlegg er at det ofte er et designkrav på anleggene som krever en oppetid på 98.5%. Dette betyr at vedlikeholdsvinduet kun er 5 dager i året med stans. FV-tiltak, feilretting og korrigerende tiltak spiser fort opp denne tiden. I samtaler med Statnett ble det opplyst om at en 98.5% oppetid i starten vil være vanskelig å oppnå [Vedlegg A, nr. 18]. Dette skyldes at det er et nytt anlegg og et nytt område for Statnett å jobbe med. Det er også utfordrende å oppnå med tanke på hvor mange aktiviteter som kan foregå parallelt på en plattform. Her med tanke på utstyr, arbeid i høyden og løft som påvirker hva som kan foregå rundt et arbeidsoppdrag på grunn av bl.a. bølgeaktivitet som fører til bevegelse av plattformen. Det er også sjans for bevegelse av plattformen ved utførelse av større løfteoperasjoner, som innebærer bruk av kran. Da er det spesielt viktig å tenke på personsikkerheten.

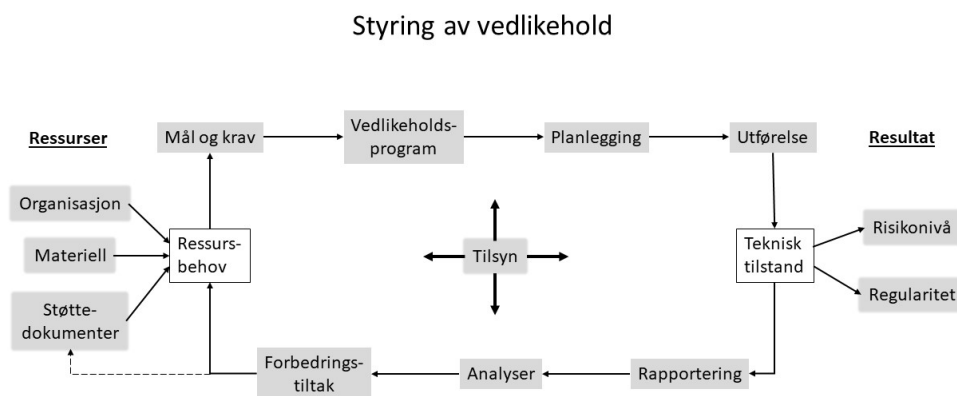
I kapittel 4.8.1 er et estimat for tapte produksjonsinntekter ved driftsstans for å utføre vedlikehold. Dette kommer på ca. 18.5 millioner kroner om dagen. Ved den samme kostnaden for utilsiktet nedetid på anlegget kan Statnett gjøre mye vedlikeholds- og beredskapstiltak for å unngå nedetid på anlegget. Allikevel må anleggseier ta høyde for å gjøre vedlikehold og for at uforutsett feil/utfall forekommer i levetiden til anlegget. Anleggseier må altså planlegge og ta høyde for løpende aktiviteter ombord, hvor ofte anlegg må utkobles, hvordan anlegg kan driftes for å ha tilgang på deler av anlegget, bemanningsbehov ved vedlikeholdsarbeid eller liknende på grunn av at bemanning av plattformen utløser krav til beredskapsstrategi [44].

### 4.3.1 RCM

RCM er en analysemetodikk for å etablere et vedlikeholdsprogram. I RCM-analysen opprettes det forebyggende vedlikeholdstiltak (FV-tiltak) for hvor mange ganger i året det skal tas sjekker på anlegg og hvilke type kontroller dette er.

Anleggsansvarlig er pålagt å holde anlegget vedlike slik at anlegget kan utføre sin funksjon til en hver tid. Med hensyn for helse, miljø og sikkerhet av funksjonsfeil på anlegg skal utstyr klassifiseres gjennom en analyse for å anslå sannsynligheten og alvorligheten ved eventuell funksjonsfeil. Denne klassifiseringen er grunnlaget for vedlikeholdet som skal utføres på anlegget. Et vedlikeholdsprogram skal etableres når funksjonsfeil utgjør fare for helse, miljø eller sikkerheten. Vedlikeholdsprogrammet skal sørge for å hindre svikt på anleggsdeler, men også sørge for å holde oversikt over underlagte anleggsdeler som igjen kan føre til en svikt på hovedkomponenten [20].

Fordelen med et vedlikeholdsprogram er at vedlikeholdet blir strukturert og sporbart som på sikt vil kunne bidra med at kun det korrekte og nødvendige vedlikeholdet utføres. Dette oppnås gjennom en omfattende analyse av mulige feilsituasjoner og feilårsaker helt ned på komponentnivå. F.eks. blir motoren, tilhørende en motorisert skillebryter, analysert framfor at hele skillebryteren analyseres overordnet. Dette krever god kjennskap til anlegget og anleggets komponenter. Utfordringen er allikevel å begrense omfanget av analysen i henhold til tidsbegrensninger og budsjett. Etter en periode med dette vedlikeholdsprogrammet må feilhistorikk analyseres og eventuelle justeringer i vedlikeholdsprogrammet må gjøres [45]. Som figur 4.3 viser er det en sløyfe med kontinuerlig analysearbeid basert på vedlikeholdet som utføres og vedlikeholdsprogrammet for aktuelle komponenter forbedres fortløpende basert på erfaringer med drift av anlegget [47].



**Figur 4.3:** Styring av vedlikehold

RCM-analysen som Statnett allerede har idag kan benyttes som grunnlag for et offshore HVDC-anlegg da mye vil være likt som vedlikeholdsintervallene vist i tabell 4.2. Degraderingen til havs kan være akselererende sammenliknet med anleggene Statnett har på land, men Statnett har god kjenn-

skap til deres landanlegg langs kysten som utsettes for mye konsekvenser av salting og maritime forhold. En endringsanalyse i eksisterende RCM-analyser vil kunne vise om intervaller for tilsyn på offshore-anlegg må endres på i forhold til anlegg på land.

I tabell 4.2 og 4.3 er vedlikeholdsintervaller til definerte kritiske komponenter fra kap. 3.2 presentert. Disse er hentet fra Statnett sitt vedlikeholdsprogram for HVDC-anlegget på Ertsmyra (NordLink). Dette vedlikeholdsprogrammet har vi tatt utgangspunkt i som et grunnlag for videreføring til offshore HVDC-anlegg.

**Tabell 4.2:** Statnett's vedlikeholdsintervaller til kritiske komponenter fra kapittel 3.2

	12uker	24uker	1år	2år	4år	5år	6år	8år	10år	20år	30år
Kjøleanlegg	x	x	x	x	x						
Transformatorer	x		x	x			x				x
Linjereaktor			x	x					x		
Kabelutladningsmotstander			x	x					x		
Kondensatorer			x	x					x		
AC-brytere			x		x	x			x	x	
DC-brytere			x		x			x	x	x	
Overspenningsavledere			x								
IGBTer			x		x						
Ventilasjon				x	x						
Kretskort/PCer											

**Tabell 4.3:** Forklaring til intervallene i tabell 4.2

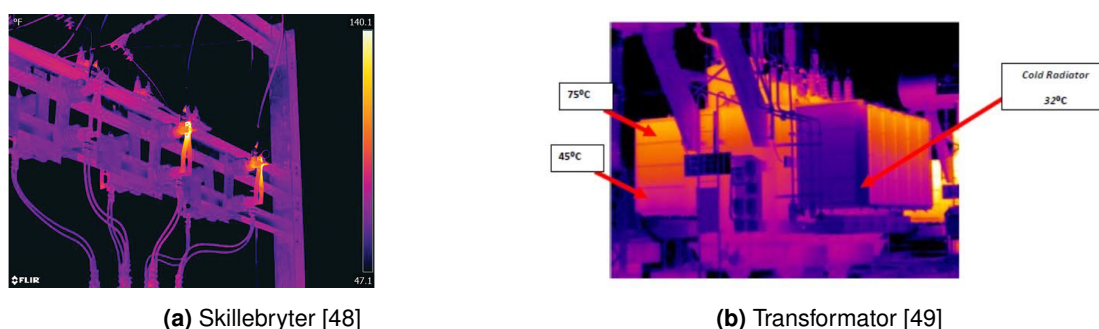
12 uker	Visuelle inspeksjoner
24 uker	Smøring lagre
1 år	Visuelle inspeksjoner, oljeprøve (transf.) og kontroll manuelle ventiler (kjøleanlegg)
2 år	Visuelle inspeksjoner, termografering, funksjonstester, måling av motstand (Kabelutladningsmotstander) og rengjøring kjøletårn, bytte/rengjøre filtre (kjøleanlegg) og preventive utskiftning av noen komponenter (ventilasjon)
4 år	Inspeksjon av elektroder kjølekrets (IGBT), inspeksjon SF <sub>6</sub> -trykk og effektbrytertest (DC) og preventive utskiftning av noen komponenter (ventilasjon)
5 år	Effektbrytertest (AC)
6 år	Lastkobler revisjon og TanDelta målinger
8 år	DC-Skillebrytere: Måling, testing og smøring
10 år	Måling av kapasitans (kondensatorer), Jordsluttlere: måling, testing og smøring
20 år	SF <sub>6</sub> -filterbytte (Effektbrytere)
30 år	Bytte ventiler, vakter, følere, indikatorer

Merk at disse intervaller og beskrivelser kan være fra leverandørens anbefalinger med et generelt utgangspunkt. Alle anlegg må vurderes ut i fra hvilket driftsmiljø de står i, hvor mye driftstimer de belastes med, historikk fra drift mfl. og kan derfor avvike på like anlegg som er plassert i ulike driftsmiljø. Kretskort og PCer har ingen vedlikeholdsjobber og kjøres til havari før det skiftes ut.

Basert på Statnett sine vedlikeholdsintervaller for kritiske komponenter fra kapittel 3.2, som vist i tabell 4.2, er det klart at transformator og kjøleanlegg er de komponentene som krever hyppigst inspeksjon og vedlikehold. Disse komponentene må gjennomgå regelmessig visuell inspeksjon for å oppdage lekkasjer eller løse deler hvert kvartal (12 uker), samt behov for smøring av lager hvert halvår (24 uker). Inspeksjoner vil nødvendigvis ikke kreve driftsstans, men vil utløse bemanning av plattformen. For å redusere antall bemannede besøk på plattformen vil det bli sett på noen løsninger som gjør det mulig å erstatte eller utsette serviceintervaller med alternativer, samt finne løsninger som reduserer tidsbruken ved tilstedeværelse på plattformen. Etter dialog med Fagskolen Rogaland, kom det fram at per dags dato er det normalt med fire bemannede besøk i året (hver 12 uke) for off-shore vindanlegg [Vedlegg A, nr. 11]. Dette gjør det mulig å samkjøre noe av logistikken som trengs ute på plattformen med aktøren som arbeider på vindanlegget, transport av personell utføres derimot forskjellig. Transporten til vindanlegg foregår med skip, mens på plattformer foretrekkes helikoptertransport av personell for å unngå ombordstigning fra skip med gangbroer iht. § 6-6 i *Utkast til forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs* [15].

For de bemannede vedlikeholdsoppgavene på de kritiske komponentene kreves det betydelige ressurser i form av mannskap, planlegging og logistikk sammenliknet med et landanlegg, til tross for at de enkelte oppgavene kan virke små. Derfor er det viktig å supplere med verktøy og metoder som muliggjør ekstern utførelse-, erstatninger- eller utsettelse av serviceintervallene.

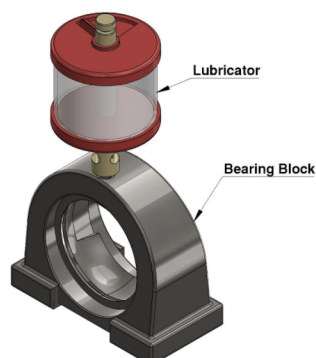
Visuell inspeksjon kan utføres ved hjelp av kamera, både vanlig og termisk, for å oppdage avvik, varmeutvikling, dårlig sirkulasjon eller lekkasjer. Lekkasjer kan også oppdages ved å overvåke trykk, væsknivå eller ved hjelp av en vannvakt. Figur 4.4 viser hvor enkelt feil som sirkulasjonssvikt og varmgang i kontaktpunkter kan oppdages med et termisk kamera. Temperaturgradienten er vist på bildet 4.4a og gjelder også for bildet av transformatoren. Det kan monteres termiske kamera som vil være med på å oppdage varme raskere og ikke kreve bemanning ombord på plattformen.



**Figur 4.4:** (a) viser varmeutvikling i to kontaktpunkter og (b) viser sirkulasjonssvikt i en kjøleribbe

Ytterligere tiltak for å redusere bemanningstiden inkluderer automatisering av smøring av lager. Dette kan oppnås ved å installere sentralsmøresystemer som kontrollerer og doserer smøremidler i gitte tidsintervaller fra en større beholder. Alternativt kan løsninger som forlenger eller eliminerer behovet for slike serviceintervaller vurderes, for eksempel ved å bruke lager som krever mindre vedlikehold

eller er smørefrie. Implementering av slike tiltak kan redusere behovet for manuell intervensjon og dermed også ressursforbruket.



**Figur 4.5:** Viser hvordan et enkelt smøresystem kan fungere [50]

Å opprettholde en 100% ubemannet stasjon vil være svært krevende og det vil komme situasjoner som nødvendiggjør bemanning på plattformen for vedlikehold eller reparasjoner. Derfor ble det antatt å gå videre med å ha ett års vedlikeholdsintervall. Dette skyldes at flere av de kritiske komponentene krever vedlikehold innenfor dette intervallet. Dette medfører at de nye vedlikeholdsintervallene blir følgende:

**Tabell 4.4:** De nye vedlikeholdsintervaller til kritiske komponenter fra kapittel 3.2

	12uker	24uker	1år	2år	4år	5år	6år	8år	10år	20år	30år
Kjøleanlegg			x	x	x						
Transformatorer			x	x			x				x
Linjereaktor			x	x					x		
Kabelutladnings- motstander			x	x					x		
Kondensatorer			x	x					x		
AC-brytere			x		x	x			x	x	
DC-brytere			x		x			x	x	x	
Overspennings- avledere			x								
IGBTer			x		x						
Ventilasjon				x	x						
Kretskort/PCer											

Tabell 4.4 viser at det kun vil være nødvendig med besøk en gang i året, men ved feil vil behovet for ytterlige besøk overgå den opprinnelige vedlikeholdsplanen. Det er viktig å understreke at når plattformen bemannes, ønskes det at det planlagte oppholdet skal være så kortvarig som mulig. Derfor er det også avgjørende å identifisere metoder som reduserer tidsforbruket under opphold på plattformen.

## 4.4 Tilstandsovervåking

HVDC-anleggene som Statnett opererer i dag kan styres, driftes og analyseres fra et kontrollrom på stasjonene, eller ved fjernaksess pålogging til systemet. Denne tilnærmingen tilbyr anlegget en høy grad av fleksibilitet og det er slik et offshore-anlegg må bli satt opp. Offshore-anlegget må i tillegg ha flere sensorer, kamera og andre datainnsamlinger for den daglige oppfølgingen ut over det de anleggene Statnett opererer i dag. Dette skyldes at plattformen er ubemannet og bemanning av anlegget ikke er like enkelt slik som bemanning av anleggene på land er. Dette er omtalt i kapittel 4.6.

I lys av det økende trusselbildet globalt, med økt risiko for krig og uroligheter, blir slike anlegg spesielt utsatt for angrep. Disse angrepene kan være direkte mot anlegget, men det gjennomføres ofte digitale angrep mot overvåking og styring av slike anlegg. Derfor er det avgjørende å prioritere sikkerhet i overvåkningen og styringen av anlegget for å beskytte mot digitale trusler.

### 4.4.1 Overvåkning

For effektiv drift, operasjon og analyse av et HVDC-anlegg er det nødvendig å etablere grundige vedlikeholdsrutiner og overvåkningssystemer som tillater tilstandssjekk eller utføring av nødvendige oppgaver fra et eventuelt kontrollrom på land. Dette sikrer at anlegget kan fungere ubemannet, samtidig som det opprettholder pålitelighet og ytelse.

For å samle inn viktig data som trengs for driften, kan ulike metoder benyttes, slik som sensorer, værprognoser eller data fra lignende anlegg. Disse verktøyene gir verdifull informasjon om faktorer som er avgjørende for å styre og overvåke anlegget på en optimal måte. Tabell 4.5 viser en oversikt over digitale hjelpemidler som vil være med på å gi en oversikt over tilstanden til systemet. Noe av dette utstyret, som sensorer, er allerede i bruk i dag, men det er viktig å tenke nytt hvordan hjelpemidlene kan gjøre at operasjoner og innhenting av data kan gjøres fra et fjernt sted.

**Tabell 4.5:** Verktøy som kan brukes for å hente ut data

Type	Beskrivelse
Temperatursensor	Måler temperaturen i omgivelsene.
Fuktighetssensor	Registrerer fuktighetsnivået i luften eller i et gitt miljø.
Luftkvalitetssensor	Overvåker luftens kvalitet ved å detektere forurensning, SF <sub>6</sub> , CO <sub>2</sub> , etc.
Lydsensor	Overvåker lyder som gjør det mulig å oppdage feil på komponenter
Gassvakt	Overvåker gassdannelse i f.eks. transformator, som kan indikere feil.
Vibrasjonssensor	Oppdager og måler vibrasjon eller bevegelse i et system eller struktur.
Værprognoser	Gir prognoser og varsler om kommende værforhold basert på historiske data og modellering.
Nivåsensor	Overvåker og rapporterer mengden av en gitt ressurs, produkt eller substans.
Data fra tilsvarende anlegg	Tidligere data høstet fra et tilsvarende anlegg.

En vanlig standard å bruke når det gjelder diagnose og overvåkning er ISO 13379-2003. Dette er en veiledning for datatolkning og diagnostikk av maskiner. Den viser viktigheten ved å ha felles konsepter innen maskindiagnostikk for å kunne utføre analyser av anleggets tilstand. Dette inkluderer å forberede nødvendige tekniske egenskaper for videre diagnose av maskinens tilstand.

#### 4.4.2 Digital tvilling

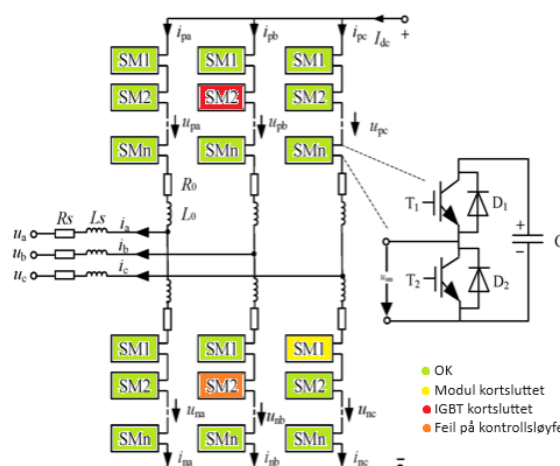
En digital tvilling er et avansert simuleringsverktøy som gjør det mulig å gjenskape og teste ulike scenarier i et dataprogram før de eventuelt implementeres i virkeligheten. Dette verktøyet er spesielt verdifullt for drift, vedlikehold og feilsøking i komplekse systemer, som et offshore HVDC-anlegg.

Ved å etablere en fungerende digital tvilling eller en simulator, er det mulig å utføre omfattende simuleringer basert på eksisterende data eller simulere data for utfordrende forhold. Dette tillater brukere å eksperimentere med potensielle situasjoner – både forventede og uønskede – for å forbedre forståelsen og håndteringen av disse. Gjennom slike scenarioanalyser kan simuleringsprosesser identifisere optimal driftspraksis for anlegg, med fokus på effektivitet, sikkerhet og økonomi. Statnett har allerede en slik simulator for NSL som kunne vært ideell for personellet som skal håndtere anlegget til daglig. Her tenkes det spesielt på operatørene på driftssentralen. Simulatoren er levert av leverandøren og har ulikt oppsett og programvare sammenliknet med SCADA-systemet driftssentralen benytter. Dette er uheldig for operatørene og fører til at simulatoren ikke blir benyttet for trening [Vedlegg A, nr. 15].

Digitale tvillinger åpner opp for et mangfold av operasjonsmuligheter, men den særegne fordelene med å implementere denne løsningen på et hybrid HVDC-anlegg er ytelsesoptimalisering. Selv om dagens landbaserte anlegg også kan dra nytte av slike løsninger, er gevinsten større med et hybrid-anlegg. Radielle anlegg er generelt lettere å styre og optimalisere sammenliknet med hybride anlegg som møter flere utfordringer. Det planlagte hybridanlegget i denne bacheloroppgaven har en mellomlandsforbindelse og må ta hensyn til faktorer som vær og vind, som vil ha betydelig innvirkning på driften. Derfor er det fornuftig å utnytte en digital tvilling som kan integrere data fra ulike kilder, inkludert værforhold, etterspørsel på kraft fra de ulike landforbindelsene og produksjon, for å finne den mest effektive driftsmodellen.

#### 4.4.3 Drifting av operasjoner

For å sikre optimal drift og maksimere potensialet av HVDC offshore-anlegg i form av effektivitet, ytelse og økonomisk gevinst, er det gunstig å bruke erfaringer fra tilsvarende landanlegg som fungerer bra. Dette innebærer utnyttelse av avanserte hjelpemidler, inkludert erfaringer fra både likheter og ulikheter med eksisterende anlegg, samt å gjennomføre analyser for å forutse og innføre de mest effektive driftsmetodene. Figur 4.6 gir en oversikt over et konverteranlegg med bl.a. feil i en IGBT-enhet. En IGBT-modul inneholder eksempelvis seks stykk enheter og om en slik enhet kortsluttes vil spenningen over øvrige enhetene øke. Slik kan systemet oppdage om enkelte moduler i enheten er kortsluttet. Det kan forekomme flere feil og anlegget tåler å driftes med spredte moduler kortsluttet, men det er essensielt at personellet som opererer anlegget følger leverandørens anbefalinger og interne regler for å sikre korrekt og forsvarlig drift.



Figur 4.6: Skjemaet illustrerer overvåking av IGBT-moduler [33]

Som nevnt i kapittel 4.3.1, er det viktig å søke etter løsninger som reduserer bemanningstiden. Samtidig er det viktig å minimere tidsbruken for å begrense driftsstans og logistikkproblemer. Dette bidrar til å opprettholde designkravet og det økonomiske perspektivet, som nærmere omtales i kapittel 4.8. I tabell 4.6 beskrives løsninger som kan bidra til å effektivisere tidsbruken under serviceintervallene fra tabell 4.4. Vedlikeholdsaktiviteter med et årlig intervall forekommer for eksempel i tillegg til 2-års, 4-års osv., mens aktiviteter med to års intervall utføres i tillegg til 4-års, 6-års osv. Dette betyr at de forskjellige vedlikeholdsaktivitetene vil overlappe hverandre jevnlig og kreve mer.

Tabell 4.6: Løsninger som kan minke tidsbruken ved besøk

Type	Beskrivelse
Større bemanning	Inkluderer utstyr og ressurser for å slutføre arbeidsoppgaver på flere steder.
Sensorer	Utvikle nye områder hvor det kan brukes for å spare tid under vedlikehold.
Kamera	Brukes til å ta bilder eller videoopptak for overvåkning, dokumentasjon eller sikkerhet.
Automatisering	System for automatisering av arbeidsoppgaver er f.eks. smøring av maskiner eller utstyr for å redusere besøk på anlegget for manuell smøring av f.eks. lagre.
VR-briller	Virtuelle virkelighetsbriller som brukes til å simulere situasjoner for opplæring, trening og øving.
Verktøy	Inkluderer nødvendige verktøy for vedlikehold, reparasjon eller installasjon av utstyr eller strukturer.
Testing av lagerbeholdning	Prosess for å sikre at lagerbeholdningen er tilstrekkelig og at komponentene er i god stand.

Forslagene blir i større eller mindre grad benyttet i dag. Det er viktig å ta til seg læring fra systemer som fungerer, samt implementere med løsninger og ny teknologi. Det er viktig å se problemer knyttet til logistikk ved et anlegg offshore kontra onshore. Det planlagte bemannede vedlikeholdet bør være



i en sammenheng med lav energipris på strøm, lav produksjon og et værvindu som tilsier at det er forsvarlig å reise ut til anlegget. Værvindu er et tidsrom med værforhold som muliggjør en bestemt handling.

Samtidig som det er viktig å finne løsninger som reduserer bemanningstiden for vedlikeholdsintervaller, er det også andre utfordringer Statnett vil stå ovenfor siden de ikke har offshore hybrid HVDC-anlegg fra tidligere.

Det er derfor essensielt at personellet som skal drifte anlegget har tilstrekkelig kunnskap i samsvar med leverandørens anbefalinger, interne retningslinjer og basert på erfaringer fra drift. Dette kan være operering av konvertertransformatorer når det oppstår feil. Her finnes det interne retningslinjer i Statnett som sier at transformatorer skal kunne kjøres på overlast i 30 minutter, slik at personellet på driftssentralen skal kunne få lagt om driften i nettet. Det er viktig at personellet som drifter systemet prøver i størst mulig grad å verne anlegget slik at langvarig overbelastning unngås.

## 4.5 Risikovurdering

Risikovurdering blir benyttet i flere situasjoner og modeller, slik som i RCM som det er skrevet om i kapittel 4.3.1. Risiko ved at en av komponentene nevnt under kritiske komponenter i kapittel 3.2 feiler kan medføre store skader eller utfall. Det er viktig å lage en god oversikt over hvilke komponenter som er mer utsatt enn andre. Først identifiseres det hvilke farer og trusler de står ovenfor, før sannsynligheten for at hendelsen inntreffer og hvilke konsekvenser det vil ha.

Ved bruk av risikomatrixe, som vist i tabell 4.7, kan risikoen vurderes ut av å se på sannsynligheten og konsekvensen til hver komponent. Under tabellen er fargene i matrisen beskrevet.

**Tabell 4.7:** Risikomatrixe

Svært sannsynlig					
Meget sannsynlig					
Moderat sannsynlighet					
Mindre sannsynlig					
Lite sannsynlig					
	Ingen/liten fare	En viss fare	Farlig	Kritisk	Katastrofalt

**Gønn** Akseptabel risiko. Tiltak kan vurderes.

**Gul** Risiko må vurderes. Tiltak skal vurderes.

**Rød** Uakseptabel risiko. Tiltak skal gjennomføres for å redusere risikoen.

Tabell 4.8 viser hvilke farer, trusler og uønskede hendelser som kan oppstå i de forskjellige kritiske komponentene.

**Tabell 4.8:** Uønskede hendelser forbinnet med offshore HVDC system

Kritisk komponent	Farer, trusler, uønskede hendelser
Konverter transformator	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektriske feil som kan føre til overoppheting eller brann</li> <li>• Oljelekkasje</li> <li>• Overbelastning i form av feil fra strømforsyningen</li> </ul>
Kjøle- og ventilasjonssystem	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sjøvannspumpene kan bli tette av fremmedlegemer</li> <li>• Lekkasje fra ventiler, rør etc.</li> <li>• Feilfunksjon i kjøleelementer</li> </ul>
Konvertersystemet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Overbelastning grunnet feil kjøling</li> <li>• Barnesykdommer på IGBT moduler</li> <li>• Svikt i kontrollsystemet som fører til spenningsforskjeller</li> </ul>
Kontrollanlegg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Data- eller digitalangrep som føre til uautorisert tilgang</li> <li>• Elektriske forstyrrelser (EMI)</li> </ul>
Linjereaktor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Korrosjon</li> <li>• Elektriske feil ved svikt i isolasjonen</li> </ul>

Ved å se på punktene, listet opp i tabell 4.8, kan sannsynligheten bestemmes for at det vil inntreffe og hvilken konsekvens det vil ha.

#### 1. Konverter transformator

- **Sannsynlighet** for en kortslutning eller isolasjonsvikt vil være relativt liten, men det kan forekomme som følge av elektriske feil, mangel på vedlikehold og aldring.
- **Konsekvensen** av en slik feil kan være alvorlig og kan medføre fare på utstyr og personell dersom det oppstår brann eller eksplosjon.

#### 2. Kjøle- og ventilasjonssystem

- **Sannsynlighet** for at det oppstår blokkering i form av fremmedlegemer i inntaket til sjøvannspumpe vil være sannsynlig.
- **Konsekvensen** av dette kan føre til overoppheting av konverter transformatoren, konvertersystemet og kontrollanlegget og kan resultere i produksjonssvikt eller skade på nevnte komponenter.

### 3. Konvertersystem

- **Sannsynlighet** for elektrisk feil eller kontrollsvikt er relativt liten, men det kan oppstå feil i de komplisertre sub-modulene som følge av ekstern påvirkning fra uønsket strøm- og spenningspuls.
- **Konsekvensen** av dette vil være alvorlig med potensiell driftsstans og tap av produksjon.

### 4. Kontrollanlegg

- **Sannsynlighet** for en feil i kontrollsystemet er relativt liten, men det kan oppstå ved digitalt angrep eller elektromagnetisk støy fra HVDC stasjonen.
- **Konsekvensen** er svært alvorlig med fare for tap av kontroll og sabotasje i tiden før det er personell tilstede på det lokale kontrollanlegg.

### 5. Linjereaktor

- **Sannsynlighet** for en feil på linjereaktoren kan komme fra eksponering av ytre miljø, som maritimt miljø, salter og korrosjon.
- **Konsekvens** av en feil kan variere fra omfanget, men vil være med på å redusere sikkerheten mot eventuelle feilstrømmer eller spenninger som kan oppstå.

Ut i fra sannsynlighetene og konsekvensene listet opp er risikovurderingen til de forskjellige kritiske komponentene vist i tabell 4.9. Risikovurderingen er basert på risikomatriksen, i tabell 4.7.

**Tabell 4.9:** Risikovurdering av kritiske komponenter

Risikofaktor	Sannsynlighet	Konsekvens	Risikovurdering
Konverter transformator	Lite sannsynlig	Kritisk	Lav
Kjøle- og ventilasjonssystemet	Moderat sannsynlig	Kritisk	Høy
Konvertersystemet	Moderat sannsynlig	Farlig	Middels
Kontrollanlegg	Mindre sannsynlig	Kritisk	Middels
Linjereaktor	Lite sannsynlig	Kritisk	Lav

Det er vanskelig å si noe om risikoen forbundet med det ytre miljøet uten å ha igangsatt et anlegg eller kjørt simuleringer. Uten disse faktorene tatt til betraktning vil komponentene være tilnærmet lik som for et onshore anlegg. Det antas at Statnett allerede har gode risiko- og vedlikeholdsvurderinger for komponenter på HVDC-stasjoner på land.

Tabell 4.9 viser at kjøle- og ventilasjonssystemet har moderat sannsynlighet og kritisk konsekvens, som resulterer i en risikovurdering med uakseptabel risiko (rød farge). Kjøle- og ventilasjonssystemet, nærmere sagt sjøvannspumpene, er utsatt for fremmedlegemer som tang og tare, salt og korrosjon, som kan føre til degradering av systemet. Det er vanskelig å ha kontroll over disse momentene, men det finnes god kjennskap til dette hos f.eks. petroleumsindustrien. En annen grunn til at kjøle- og ventilasjonssystemet får en slik rød risikovurdering er den utløsende årsak det får for resten av systemet. Hvis kjøle- og ventilasjonssystemet svikter, vil det føre til overoppheting av de kritiske komponentene. Dette vil utlikne overtrykket inne i ventilhallen slik at maritim luft kan trenge inn og føre til korrosjon og skade på utstyr. Konvertersystemet er vurdert til middels risiko. Dette har med at konvertersystemet har veldig mange sub-moduler innkoblet og det kan hende at barnesykdommer eller utkobling av sub-moduler kan oppstå i de første driftsårene til anlegget. Kontrollanlegget, som styrer konverteringsanlegget, har mindre sannsynlighet da Statnett har høyt fokus på digitale angrep og det vil være mulig å operere anlegget lokalt på plattformen [51]. Konvertertransformatoren er vurdert til å ha lav

risiko, dette er på grunn av at det er lav sannsynlighet for skade, overslag i olje eller uønsket spenningsnivå. Det er installert vern som overvåker enhetens tilstand, og som kan indikere feil i tidlig fase. Linjereaktoren anses å være av lav risiko ettersom det er minimal sannsynlighet for skade. Denne enheten, med sin betydelige induktans, er relativt ufølsom for eksterne påvirkninger i forhold til andre komponenter. Den innehar en kritisk funksjon i å hindre feilstrømmer og opprettholde stabiliteten i strømmettet, og bør derfor tillegges tilsvarende vekt og oppmerksomhet i forbindelse med vedlikehold.

## 4.6 Logistikk

For effektivt vedlikehold og forberedelse mot potensielle utfordringer er logistikk essensielt. Dette krever ofte spesialutstyr og betydelig innsats fra personell, spesielt for plattformer på havet. Den foreslåtte fornybarforskriften, som er under høring, understreker viktigheten av materialhåndtering og transport, detaljert i § 6-6 [15]. Selv om spesifikke tiltak ikke er nevnt, fremheves behovet for sikkerhetsmessig forsvarlige løsninger. Dette antyder at tiltakene skal ivareta både personsikkerheten og viktigheten av anleggets sikkerhet for samfunnet. § 7-4, som omhandler trening og øvelser, poengterer viktigheten av å forberede seg på operasjonelle forstyrrelser og nødsituasjoner. Dette inkluderer trening på logistiske operasjoner, som ved personellskader eller havari. I § 8-1 er det beskrevet at myndighetene har adgang til innretninger og fartøy. Det vil si at myndighetene kan komme med spesifikke krav til fartøy og lignende [15].

En særegen utfordring ved offshore operasjoner i forhold til landanlegg er reisetiden. Ved å se på Sørvest F-feltet, hvor HVDC-plattformen er planlagt å bli plassert, ligger plattformen 152 km unna nærmeste fastland, ifølge tabell 1.1. Det er rimelig å anta at avstanden til nærmeste anvendelige kai-anlegg kan øke til rundt 200 km. Et typisk skip har vanligvis en marsjfart på 20-25 knop, tilsvarende omtrent 40 km/t. Med lasting og lossing på plattformen, antas det at det tar mellom 8 og 10 timer før det er klart til å starte arbeidet [52]. Kommunikasjon mellom Statnetts HVDC-avdeling og den tyske TSOen Tennet gir uttrykk for forventning om at fremtidige HVDC-plattformer, slik som denne oppgaven tar for seg, bør utstyres med helikopterdekk for rask respons og overnattingsfasiliteter for korte perioder. Det gjør logistikken for mindre komponenter relativt enkel. De kan enten oppbevares på lager på plattformen eller transporteres ut med helikopter sammen med personell. Større komponenter som transformatorer, som kan veie oppmot 600 tonn [22, s. 289], stiller derimot større krav til logistikken. Ved slike operasjoner blir bruk av kraner nødvendig. Moderne kraner, med en løftekapasitet på opptil 1500 tonn, er mer enn kapabel for disse oppgavene [52]. Det er imidlertid viktig å merke seg at bestillingstidene for slike fartøy kan være lange, som krever nøye planlegging. I et møte med personell som drifter HVDC-anlegget SK4 i Kristiansand, ble det nevnt at det er utført en større operasjon ved utskifting av en glatningsreaktor, da dette er en komponent på 20 tonn [Vedlegg A, nr. 15]. Det har vært den tyngste komponenten som har vært utskiftet på et HVDC-anlegg. Dette er en oppgave som de fleste offshore kraner klare å håndtere. For HVDC-linkprosjektet DoWin5, valgte Aibel og den tyske TSOen Tennet å benytte to Liebherr-kraner, type RL2650, med en løftekapasitet på 35 tonn hver [53].



**Figur 4.7:** Offshore kranene RL 2600 som Aibel og Tennet installerte på DolWin5-Prosjekt [53]

I takt med den globale veksten i utviklingen av fornybar energi, står leverandører overfor en økende etterspørsel etter produkter. Det er også vist at etterspørsel av metaller har økt, da flere elektriske komponenter inneholder mye metall. Dette har ført til en trend hvor mange nå velger å tilby standardiserte pakkeløsninger i stedet for tilpassede løsninger, for å effektivisere produksjon og leveranse. Den økte etterspørselen, sammen med lengre leveringstider, blir det desto mer viktig med en nøye planlagt lagerbeholdning- og lagerbestillingsstrategi. Sånn det er i dag er det TSOen som spesifiserer ønsket driftstid uttrykt i prosent per år. Noe som leverandører svarer på med å foreslå pakkeløsninger som ikke bare møter designkravet, men også inkluderer redundante systemer og anbefalinger for lagerbeholdning. Disse løsningene er nøye utformet for å imøtekomme spesifikke designkrav og sikre at anleggets opptid opprettholdes i samsvar med Statnetts spesifikasjoner [Vedlegg A, nr. 18, 20].

Anlegget er planlagt å være ubemannet, som tidligere nevnt i kapittel 4.4. Selv marginale offshore oppgaver krever betydelige bemanningsressurser, inkludert spesialisert HMS opplæring samt kvalifikasjoner som kranoperatør. Slike logistiske utfordringer er mindre relevant for landbaserte anlegg.

## 4.7 Krav til personell

I utkastet til forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved energiproduksjon til havs settes det diverse krav til personellet som skal utføre arbeidet [15]. I § 2-4 *Bemanning og kompetanse* settes det krav om bemanning og kompetanse for både prosjekt- og driftsorganisasjonen. Her skal det settes et minimumskrav til bemanningen og kompetansen for å ivareta funksjoner

- a. der feilhandlinger kan få store konsekvenser for sikkerhet og arbeidsmiljø,
- b. som skal redusere sannsynligheten for at feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg.

Paragrafen sier at bemanningen må være så tilstrekkelig slik at dette ivaretas ved normal drift, fare- og ulykkessituasjoner og eventuelle driftsforstyrrelser. Paragrafen er noe uklar på hvilken kompetanse som trengs, men det blir presisert i § 7-3.

§ 7-3 *Kompetanse* setter mer nøyaktige krav til kompetansen til de som skal stå ansvarlige, og de som skal utføre arbeidet. I veiledningen til paragrafen listes det opp spesifikke kurs som bør være et minimum for sikkerhets- og beredsskapsopplæring for personell på vindturbiner til havs. Disse kursene kan anses å være like aktuelle for personell på HVDC-plattform og er som følger:

1. Grunnleggende sikkerhet
2. Redning og overlevelsesteknikker i sjøen
3. Arbeid i høyden, inkludert fallsikring, redning og evakuering
4. Førstehjelp
5. Brannsikkerhet

For kompetansen til ansvarshavende og personellet på et HVDC-anlegget peker veiledningen i § 7-3 på kapittel 3 i FEK. § 6 viser til at de som bygger og vedlikeholder det elektriske anlegget, skal ha relevant fagbrev for de aktuelle arbeidsoppgavene. Her kan spenningsnivå som det arbeides på avgjøre hvilket fagbrev som er relevant. § 7, første ledd, forteller om den som skal ha det faglige ansvaret for arbeid knyttet til det elektriske anlegget. Ansvarshavende skal ha relevant master- eller bachelorgrad eller toårig utdanning som fagskoletekniker med relevant fagbrev. Vedkommende skal i tillegg ha minst tre års relevant praksis opparbeidet etter endt utdanning [54].

For å utføre de nødvendige løfteoperasjonene på HVDC-anlegget trengs det en kranfører. Løft med kran er tilknyttet en viss risiko og det stilles derfor krav til en kranfører. I følge [offshoreutdanning.no](http://offshoreutdanning.no) trenger en kranfører i tillegg til kursene nevnt over, disse kursene [55]:

1. VG1 Teknikk og industriell produksjon eller elektrofag
2. VG2 Produksjon- og industriteknikk
3. Fagbrev
4. SRC/VHF-sertifikat
5. Minimum 12 måneders erfaring som rigger eller tilsvarende
6. Godkjent offshore kranførerbevis (G5)
7. Truckførerbevis
8. STCW Sikkerhetskurs for sjøfolk

En enkel arbeidsoppgave på en HVDC-stasjon på land kan være en langt mere kompleks operasjon på en offshore HVDC-stasjon. Risikobildet på en offshore stasjon setter flere krav til personellet. Anleggets plassering vil bety at det trengs mer personell for å utføre den samme arbeidsoppgaven som skal utføres på et landanlegg. I tillegg til elektroarbeidere og kranførere trengs det eventuelle skips- og/eller helikopterarbeidere for en rekke oppgaver. Arbeidet offshore innebærer flere utfordringer med tilgang og logistikk. Arbeid på havet innebærer risikoer som å falle over bord, behov for helikopterevakuering og økt fare for branner, som potensielt kan ha langt alvorligere konsekvenser sammenlignet med tilsvarende situasjoner på land.

På grunn av satsningen på havvind som har blitt nevnt i kap. 1.1 har Fagskolen Rogaland opprettet fagretningen *Vindkraft og energilagring*. Etter å ha vært i samtale med Fagskolen Rogaland er det kommunisert at de ser for seg at det vil bli et stort behov for å ha et utdanningstilbud for de som ønsker å øke sin kompetanse innen vindkraft, eller som har et ønske om å omskolere seg innen fornybarsektoren [Vedlegg A, nr. 11]. For å forsvare oppstart av en slik utdanning var et av argumentene at det ikke ville være de samme marginene på inntjening i vindkraft, sammenlignet med olje- og gass-næringen. Derfor blir kompetanse innen installasjon og vedlikehold viktig.

## 4.8 Økonomisk perspektiv

For å sikre en bærekraftig drift og gjennomføring av et prosjekt er det avgjørende at det er økonomisk levedyktig på lang sikt. Utfordringen med offshore HVDC-anlegg er den begrensede fortjenestemarginen, som er langt mindre sammenlignet med marginene i petroleumsindustrien [Vedlegg A, nr. 11]. Noen prosjekter, som Sørlig Nordsjø II, er planlagt med en statlig støtte på 23 milliarder kroner. Dette er for å dekke den betydelige risikoen slike prosjekter innebærer og for å tiltrekke flere aktører til å vurdere prosjektet og delta i anbudsprosessen. Ventyr vant anbudet for den første utbyggingen av havvind i Sørlig Nordsjø II. Kontraksprisen ble 115 øre/kWh [56].

Når det gjelder havvind og tilhørende anlegg som HVDC-anlegg og sjøkabler, er marginene lavere enn i petroleumsindustrien på grunn av lavere strømpriser og høye kostnader knyttet til fornybar energi. Derfor velger regjeringen å støtte slike prosjekter for å akselerere utbyggingen og redusere risikoen for utviklerne, særlig med tanke på det ambisiøse målet om å nå 30 000 MW produksjon fra havvind innen 2040. En av de betydelige risikoene ved slike prosjekter er ikke bare i planleggingsfasen, men også i drift og vedlikehold av anleggene, som dokumentert i kapitlene 4.3, 4.4, 4.5 og 4.6. Disse kapitlene viser hvor mange faktorer og hvor omfattende planlegging som kreves for drift og vedlikehold. For å understreke viktigheten av god vedlikeholdspraksis for et hybrid HVDC-anlegg med tilhørende vindpark og landforbindelse, vil det være nyttig å beregne det økonomiske tapet ved driftsstans i vindparken.

### 4.8.1 Tap i driftsinntekter ved nedetid på vindkraftanlegg

For å kunne si noe om hvor mange dager driftsstans det skal regnes med, må designkravet til anlegget fastsettes. Designkravet er en prosentsats som sier noe om hvor mye anlegget er ment å være i drift i løpet av et år. Plattformens designkrav presenteres gjennom risikovurderinger, vedlikeholdsintervaller og beredskap fra de kritiske komponentene for å identifisere potensielle svakheter og utfordringer som kan påvirke driften. I tillegg til designkrav må en kapasitetsfaktor beregnes. Kapasitetsfaktoren angir hvor stor del av vindkraftverkets teoretiske produksjonspotensial som i praksis blir utnyttet over en periode, oppgitt i hvor mange timer i året brukstiden utgjør i prosent:

$$\frac{\text{anleggets brukstid [h]}}{\text{timer i året [h]}} = \text{kapasitetsfaktor [\%]} \quad (4.1)$$

Ifølge NVE vil Sørvest-F prosjektet være i størrelsesorden 1000MW, og gi en estimert årlig kraftproduksjon levert til nettet på cirka 4.9 TWh [6]. Informasjon om produksjonsdata for Sørvest F er gjengitt i tabell 4.10 [57]:

Tabell 4.10: Produksjonsdata for Sørvest-F

Område	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	Brukstid med tap (timer)	Årlig produksjon med tap (TWh)	Kapasitetsfaktor med tap (%)	Brukstid uten tap (timer)	Årlig produksjon uten tap (TWh)	Kapasitetsfaktor uten tap (%)	Strømforbruk antall hunder
Sørvest F	10.7	4901	4.90	55.9	5924	5.92	67.6	306310

For å regne ut daglig produksjon til vindparken i MWh brukes følgende formel:

$$\text{Daglig produksjon [MWh]} = \text{Kapasitet [MW]} \cdot \text{Timer i døgnet [h]} \cdot \text{Kapasitetsfaktor [\%]} \quad (4.2)$$

Med produksjon på 1000MW og kapasitetsfaktor fra tabell 4.10 får vi:

$$\text{Daglig produksjon [MWh]} = 1000\text{MW} \cdot 24\text{h} \cdot 67.6\% = 16200\text{MWh} \quad (4.3)$$

For å finne det økonomiske tapet må den daglige produksjonen funnet i formel 4.3, ganges med strømprisen på 115 øre/KWh og dager med driftsstans.

$$\text{Økonomisk tap [kr]} = \text{Daglig produksjon [MWh]} \cdot \text{Strømpris [kr/KWh]} \cdot \text{Driftsstans [dager]} \quad (4.4)$$

Ut i fra et designkrav på 98.5%, resulterer det med 5.5 dager driftsstans.

$$\text{Økonomisk tap [kr]} = 16224 \cdot 10^3 \text{ KWh} \cdot 1.15 \text{ kr/KWh} \cdot 5.5 \text{ dager} = 102 \text{ mill kr} \quad (4.5)$$

For et offshore HVDC-anlegg hvor Statnett er driftsansvarlig for første gang, må designkravet kunne antas å være noe lavere. Dette fordi Statnett ikke har noe tidligere erfaring med å være TSO på et offshore HVDC-anlegg. I tabell 4.11 vises det hvordan tap i millioner kroner øker ved en prosentvis nedgang i designkrav i steg på 0.5%. Det som gjør det relevant å se på tap i inntekter ved driftsstans for et vindkraftanlegg, er at ved en evt. driftsstans vil HVDC-anlegget få de samme tapene.

**Tabell 4.11:** Viser tap i mill kr i prosentvis intervall med 0.5%

Prosentvis nedgang på designkrav(%)	Tap i mill kr
98.5	102
98.0	136
97.5	170
97.0	204
96.5	238
96.0	272
95.5	306
95.0	340



#### 4.8.2 Tap i driftsinntekter ved nedetid på HVDC-stasjon

I en hybridforbindelse er det planlagt at den resterende tiden som ikke går til produksjon kan brukes for overføring mellom land. Vindkraftanlegget ble satt til å ha en kapasitetsfaktor på 67.6%. Den resterende kapasiteten til HVDC-anlegget blir brukt som ren overføringslinje mellom land. Dette vil si at kapasitetsfaktoren til landforbindelsen blir:

$$\text{Kapasitetsfaktor landforbindelser[\%]} = 100 [\%] - \text{Kapasitetsfaktor vindanlegg [\%]} \quad (4.6)$$

$$\text{Kapasitetsfaktor landforbindelser[\%]} = 100 [\%] - 67.6 [\%] = 32,4[\%] \quad (4.7)$$

Med et anlegg på 1000MW og den nye kapasitetsfaktoren på 32.4%, er det antatt at hele kapasiteten til anlegget vil bli brukt til overføring mellom to land når det ikke blir produsert vindenergi. Dette skyldes at i praksis vil etterspørselen, altså prisen på strøm, variere i landene som er tilknyttet HVDC-linken. Dette gjør det lønnsomt å overføre strøm, så lenge differensialet mellom pris i landene er større enn effekttapet i anlegget. Dette for at gevinsten skal være større enn hva det koster å drifte anlegget. Dette medfører at daglig overføring i landforbindelsene blir:

$$\text{Energioverføring i landforbindelsene[MWh]} = \text{Kapasitet [MW]} \cdot \text{Timer i døgnet [h]} \cdot \text{Kapasitetsfaktor [\%]} \quad (4.8)$$

Daglig energioverføring mellomlandsforbindelser med en størrelse på et 1000MW anlegg:

$$\text{Energioverføring i landforbindelsene[MWh]} = 1000 \text{ MW} \cdot 24 \text{ h} \cdot 32.4 \% = 7800 \text{ MWh} \quad (4.9)$$

For å beregne inntektene som går tapt om HVDC-anlegget ikke fungerer må prisforskjellen mellom landforbindelsene finnes, altså flaskehalsinntektene. Flaskehalsinntekter oppstår når kraft overføres mellom områder med forskjellig kraftpris. Flaskehalsinntekter som oppstår som følge av kraftutveksling mot andre land, altså mellom landsforbindelsene, deles 50/50 mellom Statnett og TSO i det landet det utveksles strøm med. Mens inntekter som oppstår som følge av kraftutveksling mellom prisområdene i Norge i sin helhet tilfaller Statnett [58]. Norden er delt opp i ulike prisområder, og kraftprisen i prisområdene fastsettes av kraftbørsen NordPool for hver time basert på tilbud og etterspørsel.

Et forenklet eksempel på hvordan tapene beregnes er vist under. Tallene er hentet fra Statnett sine tall og data fra kraftsystemet, hvor en timespris på en dag er valgt. Prisen i NO2 i denne timen var 41.04 €/MWh, mens prisen i Tyskland var 56.05 €/MWh.

$$\text{Tap i driftsinntekter [€]} = \text{Energioverføring i landforbindelsene [MWh]} \cdot \frac{\text{Prisforskjell [€/MWh]}}{2} \quad (4.10)$$

Tap i driftsinntekter om HVDC-anlegget hadde vært ute av drift hadde da vært:

$$\text{Tap i driftsinntekter [kr]} = 7800 \text{ MWh} \cdot \frac{(56.05 - 41.04) \text{ €/MWh}}{2} \quad (4.11)$$

$$\text{Tap i driftsinntekter [€]} \approx 59000 \text{ €} \quad (4.12)$$

Omgjort til NOK blir det rundt 680 000 kr. Dette viser at anlegget har en høy inntjening per dag og vil variere ut i fra forskjellene mellom prisområdene som er tilknyttet HVDC-anlegget. Som eksemplene viser er det mye tap av inntekter ved feil, men store deler av tapene blir dekket av bøter i garantiperioden. Til tross for dette vil man fortsatt prøve å opprettholde en så høy driftstid som mulig i henhold til det planlagte driftsdesignet.

## Kapittel 5: Diskusjon

I dagens samfunn hvor fokus på fornybar energi stadig øker, er offshore vindproduksjon og hybrid HVDC-anlegg en mer aktuell løsning. Dette kan bidra til å møte den voksende etterspørselen etter bærekraftig energi med å kunne levere enten fornybar energi fra Norges kilder på land eller fra offshore vindproduksjon. Fremtiden krever økt produksjon av ren energi i takt med at levestandarden øker og flere nasjoner gjør overgang fra fossile energikilder. FNs bærekraftsmål gjelder for alle land i hele verden og er et samarbeidsprosjekt for å bekjempe bl.a. klimaendringene, som er med på å forme politikken i Norge [2]. Denne oppgaven svarer på flere av bærekraftsmålene som er satt. Tabell 5.1 viser de målene som vi mener denne oppgaven treffer bra på. Disse svarer også på de globale og nasjonale tiltak i henhold til Meld. St. 40 (2020–2021) [3].

**Tabell 5.1:** Sammenheng mellom oppgaven og FNs bærekraftsmål

<b>FNs bærekraftsmål</b>	<b>Hvordan treffer denne oppgaven på bærekraftsmålet</b>
7. Ren energi for alle	Fremmer produksjon av fornybare energikilder som vindkraft og overføring fra fornybare energikilder for å redusere avhengigheten av fossile brennstoff, og bidrar dermed til økt tilgang til ren og rimelig energi.
9. Industri, innovasjon og infrastruktur	Støtter utviklingen av bærekraftig infrastruktur via ENTSO-E samarbeidet og fremmer innovasjoner som forbedrer strømmettet sin effektivitet og miljøpåvirkning.
12. Ansvarlig forbruk og produksjon	Fremmer praksiser for mer bærekraftig produksjon og forbruk ved å optimalisere ressursbruk og driftstid på HVDC-anlegget.
13. Stoppe klimaendringene	Bidrar til å bekjempe klimaendringer gjennom tiltak som reduserer utslipp av klimagasser.
17. Samarbeid for å nå målene	Understreker viktigheten av globalt og lokalt samarbeid, og søker partnerskap med andre TSOer og aktører for å oppnå bærekraftsmålene.

For å realisere målene om et klimanøytralt samfunn, er det essensielt å utvikle et felles europeisk lovverk for elektriske offshore anlegg. ENTSO-E representerer et skritt i riktig retning hvor de ønsker å samle TSOer til et samarbeid. Det er avgjørende at TSOer og andre relevante parter deler sin kunnskap for å etablere de beste rammevilkårene, rutiner for drift, vedlikehold og beredskap i forhold til elektriske anlegg. I Norge vil *Forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs* være gjeldene fra 1. juli 2024. Dette er lovverket som kommer til å regulere offshore anlegg. På et onshore anlegg er det DSB sine forskrifter som er gjeldende. Det er mulig at forskriften fra Havtil kommer med noen endringer som skyldes innspill til høringen, som hadde frist 1. mars 2024. Med sin lange erfaring fra offshore anlegg innen petroleumsvirksomheten, er det nødvendig at Norge deler sin kunnskap med andre TSOer. Videre spiller NVE og DSB nøkkelroller i utformingen av nasjonale regelverk og sikkerhetsstandarder. Dette er institusjoner som kan bidra med verdifull innsikt og støtte i utviklingen av internasjonale standarder for fornybar energiproduksjon til havs.

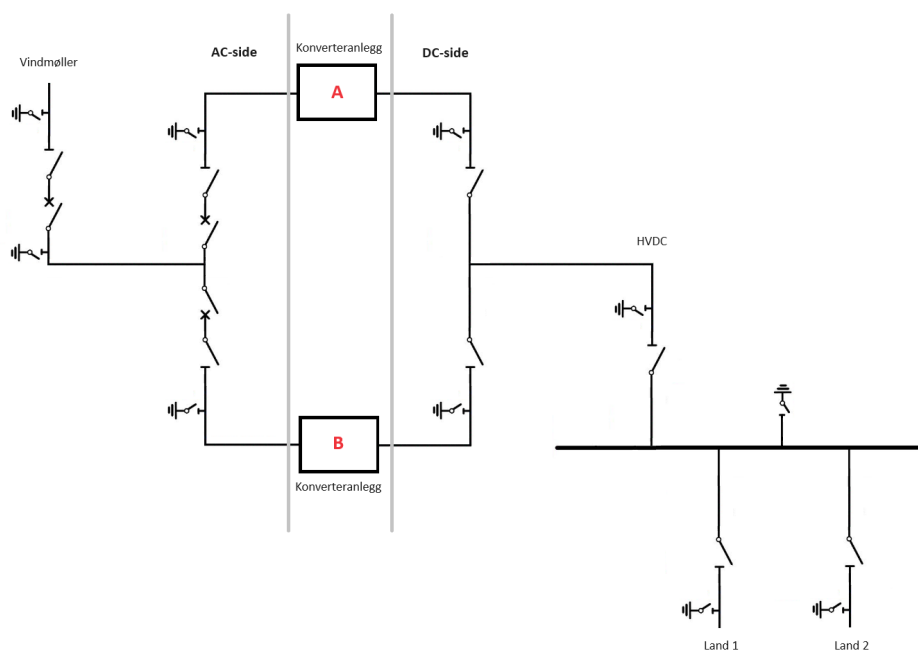
FNs bærekraftsmål og relevant regelverk har påvirket energibransjen til å utvikle teknologien til fornybare energisystemer. Etter hvert som teknologien innen kraftelektronikk har utviklet seg, har flere systemløsninger innen oppbygning av HVDC-anlegg blitt til. Dette førte til at Statnett ønsket at denne oppgaven skulle fokusere på bl.a. hvilke systemløsninger de bør velge basert på erfaringer andre aktører allerede har. Som nevnt i kapittel 3.1, ble kontakten med relevante aktører utfordrende. I en tidligere fase burde det blitt undersøkt hvilke kontakter Statnett allerede hadde med andre TSOer og aktører, og potensielt fått tak i mer konkret informasjon fra disse framfor å måtte gjøre antakelser. Når det er sagt så var vi innstilt på at det å få kontakt og detaljinformasjon ville bli utfordrende, slik at vi ble nødt til å gjøre antakelser i denne oppgaven.

To antakelser som ble utarbeidet er at konvertersystemet blir av typen VSC-MMC og at HVDC anlegget kan gjøres delvis redundant. Etter samtale med Statnett, valgte vi VSC konvertersystem med de definerte kritiske komponentene. MMC alternativet er valgt på grunn av anleggets beliggenhet hvor fleksibiliteten til design og utskifting av komponenter blir viktig. VSC vil være mer gunstig, og har egenskaper som sikrer driften, både for effektregulering og black-start. Ulempen med VSC i forhold til LCC er at det er mange brytere (IGBT-moduler) som driftes, og disse må kontrolleres og styres slik at det ikke oppstår uheldige situasjoner, som i verste fall kan føre til nettoutfall. Vern for håndtering av DC feilstrømmer er blitt en anerkjent og lovende løsning, men på grunn av den høye kapasiteten er DC vern begrenset av tekniske- og kapitalkostnader. For å redusere kravene og kostnadene til DC vern vil linjereaktorer være en alternativ løsning. RMFCL har vist seg å takle høye belastninger bedre enn AFCL, og det vil være lønnsomt å investere i RMFCL for å øke driftsikkerheten. For at konvertersystemet skal fungere optimalt er det viktig med et kontrollsystem som optimaliserer driften. Siden dette anlegget i hovedsak skal være ubemannet, vil det være aktuelt med spenningsdropp strategien, da denne ikke er avhengig av en enkelt master som skal sørge for driften.

Etter ønske fra Statnett valgte vi å se på et delvis redundant system. Tanken deres er at det er gunstig å ha et slikt system når det skal være ubemannet i tillegg til at høy driftsikkerhet er ønskelig. Det er undersøkt løsninger for redundant anlegg hvor hver side dekker enten 50% ved normal drift, eller 100% ved feil på én transformator eller konverteranlegg. Et 100% system vil ha større innvirkning på klimaavtrykk, økonomi, plass- og vektbehov i tillegg til at kapasiteten på anlegget ikke blir utnyttet. Risiko forbundet med at en transformator havarerer er lav. Det vil ikke være økonomisk forsvarlig å bygge et 100% redundant anlegg, da marginene på salg av kraft ofte er lav når produksjonen for uregulerbar kraft er høy.

Det redundante systemet vil kreve at hvert konverteranlegg blir bygget i hver sin hall for å ivareta avstander og personssikkerhet, i tillegg er det separat hall med linjereaktorer. En slik redundant løsning vil medføre et større plattformdesign på grunn av det økende arealbehovet. Om det er to ventilhaller og reaktorhaller vil dette føre til et ekstra arealbehov på 1975 m<sup>2</sup> og et volum på 19 750 m<sup>3</sup> [22, s. 290–292]. Dette er en utfordring for offshoreanlegg. Bryteranlegget (GIS) står ovenfor utfordringer, særlig med det nye regelverket som skal fase ut bruk av SF<sub>6</sub>-gass. Alternative gasser som brukes for å erstatte SF<sub>6</sub> er mindre effektive, som potensielt kan føre til at anlegget blir større i både volum og vekt [Vedlegg A, nr. 17]. Det er mulig at Statnett kan søke om dispensasjon for et slikt system, siden gassen ikke er miljøskadelig før den slippes ut i atmosfæren. En annen faktor å påpeke er at selv om det brukes en erstatningsgass for SF<sub>6</sub>, kan dette fortsatt ha en stor klimapåvirkning. Dette skyldes at større kapslinger er nødvendige, noe som krever større uttak av ressurser i produksjonen.

Per i dag finnes det ikke bryteranlegg som kan koble ut DC-strømmer i denne størrelsen og bryteranlegget kan bli som figur 5.1 er illustrert med. Om vedlikeholdsarbeid skal utføres på konverteranlegg A må produksjonen kjøres ned og anlegget gjøres spenningsløst. Bryteranlegget for A-systemet betjenes til ønsket stilling og gjøres tilgjengelig for arbeid før anlegget startes opp igjen. Produksjonen fra vindmøllene bør reguleres til maksimalt 500 MW på forhånd, for å unngå unødvendig overbelastning. Når A-systemet er koblet ut kan ønsket reparasjon eller vedlikehold utføres. Systemet kobles tilbake igjen i omvendt rekkefølge.



Figur 5.1: Foreslått løsning med AC- og DC-brytere med redundant anlegg

Det skal imidlertid sies at det er lav sannsynlighet for at konvertersystemet feiler hyppig etter at barnesykdommene er håndtert. For SK4, som Statnett drifter, er det sjeldent feil som medfører direkte utkobling og de siste årene er anlegget inne i en veldig stabil driftsfase med få eller ingen alvorlige feil som fører til vernutkoblinger.

På grunn av den lave sannsynligheten for feil sammen med et komplekst koblingsbilde, taler dette samlet sett imot et redundant system for kraftoverføringen. En faktor som fortsatt må tas høyde for er at kjøle- og ventilasjonssystemet er ansett som den mest kritiske komponenten i anlegget iht. tabell 4.9. Det kan derfor være en fordel å ha dette som en redundant løsning. Selv med redundante systemer kan overvåkning som detekterer en begynnende feil i systemet være aktuelt. Det kan være f.eks. lavere sirkulasjon pga. tette inntak. Dette vil bidra med å hindre havari ved at tiltak iverksettes tidlig, som igjen fører til å senke risikovurderingen for systemet.

Vedlikeholdet bør utføres når vær-situasjonen er gunstig. Det vil si når det er ingen eller lav produksjon på vindanlegget og det økonomiske tapet med å ha en utkobling blir minimert. I tabell 4.10 er kapasitetsfaktoren uten tap 67.6%. Dette betyr at i løpet av et år er vind- og HVDC anlegget tilgjengelig for vedlikehold 32.4% av året. Dette er ikke sammenhengende, og ikke nødvendigvis i hele dager, men det viser at det er mulig å gjøre mer vedlikehold ut over designkravet på 98.5% som er omtalt i kapittel 4.8.1. Selv om det ikke er vindproduksjon vil mest sannsynlig forbindelsen mellom landene via plattformen være i drift så lenge det er en prisforskjell mellom landene. Med et anleggsdesign som i figur 5.1 kan HVDC-anlegget isoleres fra koblingsanlegget og vedlikeholdes uten tapte produksjonskostnader på grunn av vedlikehold. Det kan også være perioder hvor strømprisene er veldig like mellom landene og vedlikehold på dette koblingsanlegget bør utføres i disse periodene.

Det settes krav til personellet som skal bemanne og utføre arbeid på en offshore HVDC-stasjon. Den generelle oppfatningen er at mange av kursene fra oljenæringen er dekkende [Vedlegg A, nr. 21]. Havtil er den regulerende myndigheten for fornybar energiproduksjon til havs og fastsetter kravene til opplæring av ansatte som arbeider i næringen. Hvis det vil bli krav om flere kurs utover minstekravet vil dette bli oppdatert og formidlet gjennom fornybarforskriften til Havtil. Når det kommer til kursene for personell på vindturbiner til havs nevnt i kapittel 4.7, vil noen kurs være overflødig. I punkt 3 *Arbeid i høyden, inkludert fallsikring, redning og evakuering* går redning- og evakueringsdelen ut på å komme seg fra toppen av en vindturbin, ned på fundamentet og over til sjø. Selve evakueringen fra plattformen til sjø med redningflåte vil være lik olje/gass og dekkes i de andre kursene i listen. Utover dette kan Statnett sette egne krav til opplæring og kurs for sine ansatte. Her vil det være viktig å se hva som er bransjestandarder hos andre TSOer. Offshore Norge kan bistå med å forstå og oppfylle kravene til opplæring og kompetanse for offshore arbeid. Det finnes også samarbeidsprosjekt som f.eks. T-shore som Statnett kan følge for å sørge for at opplæringen vil være oppdatert og gjeldende.

En av utfordringene ved drift av et HVDC-anlegg er potensielle feil på komponentene som samler inn data. For å håndtere dette er det viktig å ha redundante systemer. Dette muliggjør verifisering av data og opprettholder påliteligheten til informasjonen som innhentes. Bruken av sensorer, automatisering og kamera muliggjør utførelse av vedlikeholdsrutiner fra et kontrollsenter, noe som reduserer behovet for fysisk inspeksjon. Dette tiltaket er ikke bare bærekraftig og økonomisk fordelaktig på grunn av redusert transportbehov, men bidrar også til å minimere både tiden og ressursene som brukes på vedlikehold. En digital tvilling med likt SCADA-system som driftssentralen benytter vil være en viktig opplæringsarena for driftspersonellet. Ved å benytte disse løsningene kan anlegget ha en høyere oppetid og redusere logistikkbehovet pga. færre bemanninger av plattformen. Bemannede besøk offshore krever betydelige ressurser, inkludert frakt av personell og utstyr, samt å måtte være

avhengig av værvindu for sikker arbeidsutførelse. Som tidligere nevnt er slike løsninger ikke bare økonomisk gunstige, da personell frigjøres fra enkle visuelle inspeksjoner, men også viktige etter som bemanning av offshoreanlegg innebærer en risiko. På logistikkfronten ser det ikke ut til å være et betydelig problem med praktiske forhold som tidligere antatt, for eksempel løftekapasitet, som ble nevnt i forprosjektet. Det finnes allerede eksisterende løsninger for kraner, personelltransport, skip og lagerbeholdning som vil tilfredstille lovverket fra Havtil [15]. På grunn av økende leveringstid på komponenter bør det opprettes en utstyrs-pool både offshore og onshore som tilfredsstiller designkravet og lagerpakke anbefalinger fra leverandørene. I tillegg er erfaringen at spesielt kontrollanleggsutstyr går ut av produksjon hyppig (ca. 10 år) og det er smart å vurdere en større lagerbeholdning for noen av disse komponentene enn leverandøranbefalingene. Med dette tatt i betraktning, peker Statnetts transformatorstasjon i Kristiansand seg ut som en logisk kandidat for etablering av et felles lager. Kristiansands havnefasiliteter er tilstrekkelig store for å håndtere skip som behøves for oppdrag, og byens geografiske nærhet til Sørvest-feltet gjør den til en ideell lokasjon for operasjonell støtte. Dette understreker byens strategiske verdi, ikke bare som en logistikkhub, men også som et nøkkelpunkt i infrastrukturen som støtter den økende satsingen på fornybar energi.





## Kapittel 6: Konklusjon

Denne bacheloroppgaven fremhever betydningen av offshore vindproduksjon og hybrid HVDC-anlegg som løsninger for å møte den økende etterspørselen etter bærekraftig energi. Utviklingen av fornybare energikilder er avgjørende for å oppnå FNs bærekraftsmål, spesielt målene om ren energi, industriell innovasjon, ansvarlig forbruk, bekjempelse av klimaendringer og internasjonalt samarbeid. Etablering av et hybrid HVDC-anlegg støttes av Meld. St. 40 (2020–2021) til regjeringen for å oppnå FNs bærekraftsmål [3].

Etter en gjennomgang og dialog med relevante parter innenfor det lovverket som bacheloroppgaven tar for seg, er det gått ut ifra at fornybarforskriften fra Havtil, som vil være gjeldene fra 1. juli 2024, vil være relativt lik utkastet som ble publisert 4. desember 2023. Når en forskrift ligger ute til høring kan en anta den er prinsipielt satt. Norge har lang erfaring med offshore arbeid fra petroleumsvirksomheten, som forskriften fra Havtil har basert seg på. Det er derfor viktig at Norge deler sin erfaring med andre TSOer og aktører for å utvikle et felles lovverk både for drifting og vedlikehold av anlegget.

Det å finne ut hvilke systemløsninger andre aktører har valgt ble vanskeligere enn antatt, fordi aktørene var vanskelig å få kontakt med. For å fremme utvikling innen systemløsninger vil det være viktig å dele erfaringer med andre, som kan bidra med å oppnå FNs bærekraftsmål. Siden private aktører konkurrer om profitt og markedsandel vil dette bli en utfordring. På en annen side vil konkurranse innenfor fagområdet fremme utvikling av teknologi og redusere prisen på anlegget.

Etter å lest litteratur innen HVDC-anlegg er det klart at VSC-MMC er konvertersystemet som kommer til å bli benyttet på et offshore hybrid anlegg. Dette systemet i kombinasjon med spenningsdropp strategi som kontrollsystem vil bidra med stabil driftsikkerhet. VSC topologien har vist seg å være et pålitelig system ut ifra erfaringene fra Statnett sitt SK4 anlegg, hvor det hovedsaklig oppsto feil under innkjøringsperioden. På grunn av mangel på DC vern vil det bli brukt reaktorer for å redusere feilstrømmer. Reaktorsystemet RMFCL vil være et bedre alternativ enn AFCL på grunn av sin evne til å takle høye belastninger. Kjøle- og ventilasjonssystemet er den mest kritiske komponenten med høy konsekvens ved funksjonsfeil, da denne sørger for kjøling og ren luft til anlegget. Fremover vil bransjen forske videre på DC brytere og alternativer til SF<sub>6</sub>-anlegg for spenningsnivåene som er i dette anlegget. DC bryter vil gjøre det enklere å styre et hybrid anlegg, mens en alternativ gass for SF<sub>6</sub> kan muligens by på utfordringer i form av vekt og volum på et offshore anlegg.

Ut ifra risikovurderingen i tabell 4.9 av de kritiske komponentene er sannsynligheten for feil på noen komponenter lav, slik at det ikke er kostnadseffektivt å installere redundante systemer for alle de kritiske komponentene. Dette gjelder f.eks. for hele konverteranlegget. Et fullt ut redundant anlegg blir dyrere og det krever større plass, som er problematisk på et offshore anlegg med plassmangel

og små marginer for inntjening. Derimot er en 800 MVA transformator kostbar og plasskrevende som gjør at to transformatorer på 500 MVA er aktuelt å bruke sammen med et monopolar system. Konverteranlegget anses for å ha middels risiko for feil, fordi det overvåkes med bruk av sensorer og kamera slik at en i tidlig fase kan oppdage og utbedre feil. Ut ifra dette vil det ikke være behov for en redundant løsning for konverteranlegget og behovet for å bemanne plattformen for visuelle inspeksjoner blir mindre. På den andre siden krever kritiske systemer, som sensorer og kjøle- og ventilasjonsanlegg, redundante løsninger. Disse komponentene er nødvendig for å overvåke drift og sikre pålitelighet i et ubemannet anlegg, som er nødvendig for sikker og effektiv operasjon. I tillegg vil bruk av en digital tvilling eller annen KI-teknologi forbedre styringsverktøyene gjennom opplæring basert på innsamlet data. Dette vil gi verdifull erfaring som hjelper driftspersonell og operatører på driftssentralen.

Løsninger som erstatter de enkle vedlikeholdsrutinene, f.eks. automatisering av arbeidsoppgaver ved smøring av lager og visuell kontroll i form av vanlig og termisk kamera, vil være med på å minke behovet for å bemanne plattformen. Samtidig er muligheten for vedlikehold på anlegget større enn kun 5 dager ved et driftsdesign på 98,5%, på grunn av kapasitetsfaktoren på 67%, som er utledet i kapittel 4.8. Selv om det er vanskelig å si hvor sammenhengende de dagene blir, kan mye av vedlikeholdet gjøres i dette tidsrommet. Siden Statnett ikke har noen særlig erfaringer med drift av offshore anlegg fra før, mener de det kan være reelt med et lavere driftsdesign enn 98%. utfordringer rundt logistikk, personell, sikkerhet og på grunn av økonomiske grunner gjør at besøk på plattformen ønskes å reduseres til et minimum.

Det er avdekket at de praktiske utfordringene som håndtering av personell, materiell og transport ikke er en stor utfordring på et offshore anlegg. Et offshore anlegg vil kreve betydelige mer planlegging da transport må bestilles og det stilles større krav til personellet som skal utføre arbeid på plattformen. Statnett ser ut til å være dekket med personell for å utføre relevante arbeidsoppgaver på HVDC-anlegget med å gi nødvendige kurs som nevnt i kapittel 4.7 i tillegg for offshore arbeid. Andre logistikk problemer som oppstår er at det er lang leveringstid på komponenter og derfor blir et systematisk og taktisk lagerhold viktig å få på plass utover det leverandøren anbefaler og selv garanterer for. Her må erfaringen fra anleggene Statnett drifter i dag på land benyttes for å få en god beredskap.

Den kontinuerlige utviklingen av teknologi og samarbeidsprosjekter på tvers av landegrenser spiller en viktig rolle i realiseringen av en mer bærekraftig energiproduksjon og utveksling av kraft. Det finnes allerede opplæringsprogram som samarbeider over landegrenser slik som T-shore, Offshore Norge og ENTSO-E. Dette er med å muliggjør for fremtidig samarbeid og realisering av et felles lovverk for offshore hybrid HVDC. For å fremme og drive utviklingen av grønn energiproduksjon, er det avgjørende at prosjektene er økonomisk bærekraftige. Demonstrering av økonomisk levedyktighet for prosjekter av denne skalaen vil sannsynligvis oppmuntre til flere anbudsbidrag og øke forskningsinnsatsen innen feltet. Det er derfor viktig å finne løsninger som unngår bemannede situasjoner og et stabilt anlegg slik at redundante løsninger unngås. Dette vil føre til at kostnad på oppstart og drift blir mer økonomisk og kan føre til realisering av prosjektet.

## 6.1 Videre arbeid

For å bygge videre på denne bacheloroppgaven er det flere viktige områder som bør utforskes. Først og fremst bør kontakt med flere TSOer utvides gjennom Statnetts nettverk, og flere leverandører bør kontaktes for å finne relevant informasjon. Denne oppgaven har fokusert på TSOer som deltar i NSEC, men det er også viktig å lære av erfaringene til aktører i andre land. Ny teknologi som fremmer utviklingen av DC vern og alternative isolasjonsmaterialer, som kan erstatte SF<sub>6</sub>-gass, kan undersøkes videre. Kontrollsystemer er i stadig utvikling, og det er viktig å identifisere hvilke løsninger som vil være mest effektive for et offshore hybrid HVDC-anlegg. Videre kan utviklingen av systemer for kraftoverføring gjøre redundante løsninger aktuelle. En interessant mulighet vil være å fase ut bruken av to transformatorer og i stedet satse på én 800 MVA transformator pr. konvertanlegg. Til slutt bør utviklingen innen overvåkning og styring av systemer utforskes, da dette kan gjøre det mulig å fase ut redundante systemer og gjøre anleggene mer kostnads- og plasseffektive. Dette vil bidra til å øke effektiviteten og påliteligheten til HVDC-anlegg.



## Referanseliste

- [1] S. kontor. «Kraftfull satsing på havvind,» Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. (11. mai 2022), Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kraftfull-satsing-pa-havvind/id2912297/> (Lastet ned: 16.02.2024).
- [2] «FNs bærekraftsmål.» (), Tilgjengelig fra: <https://fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal> (Lastet ned: 21.04.2024).
- [3] «Innstilling fra kommunal- og forvaltningskomiteen om Mål med mening – Norges handlingsplan for å nå bærekraftsmålene innen 2030,» Stortinget. Publisher: kommunal- og forvaltningskomiteen. (25. mar. 2022), Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2021-2022/inns-202122-218s/?all=true> (Lastet ned: 21.04.2024).
- [4] «Regulatorisk rammeverk for havvind med hybridforbindelser - NVE.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/regulatorisk-rammeverk-for-havvind-med-hybridforbindelser/> (Lastet ned: 16.02.2024).
- [5] A. Ljønes, «Temarapport - Utvikling av nett til havs 2023,» 2023. Tilgjengelig fra: [https://www.statnett.no/globalassets/havvind/temarapport---utvikling-av-nett-til-havs-2023.pdf?fbclid=IwAR2lEV7ieUjml7\\_zmq9RU\\_aNSIEYpqQd2Mpq9NEEnzLs98qbJ6b1qdrTYM\\_aem\\_AXFIDF1dLAWnQQf6YgIg025u0-G-bvdGSyqgAaVw1ie7IJpDFTP7oTSAe2fyTu2CC715iAWwELZm-iU5Cg88huzg](https://www.statnett.no/globalassets/havvind/temarapport---utvikling-av-nett-til-havs-2023.pdf?fbclid=IwAR2lEV7ieUjml7_zmq9RU_aNSIEYpqQd2Mpq9NEEnzLs98qbJ6b1qdrTYM_aem_AXFIDF1dLAWnQQf6YgIg025u0-G-bvdGSyqgAaVw1ie7IJpDFTP7oTSAe2fyTu2CC715iAWwELZm-iU5Cg88huzg).
- [6] «Sørvest F (inkl. Sørlige Nordsjø II).» (), Tilgjengelig fra: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/sorvest-f-inkl-sorlige-nordsjo-ii/> (Lastet ned: 16.02.2024).
- [7] «Kraftsystem og nett.» (), Tilgjengelig fra: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/teknologi-kraftsystem-og-lovverk/kraftsystem-og-nettanlegg/kraftsystem-og-nett/> (Lastet ned: 23.02.2024).
- [8] «TenneT Offshore.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.tennet.eu/offshore-overview> (Lastet ned: 03.04.2024).
- [9] «Problemstilling - NTNU.» (), Tilgjengelig fra: <https://i.ntnu.no/oppgaveskriving/problemstilling> (Lastet ned: 22.02.2024).
- [10] E. R. Gjevjon. «Tema, problemstilling, hensikt, forskningsspørsmål, hypotese og mål – hva er hva?» (31. okt. 2019), Tilgjengelig fra: <https://sykepleien.no/forskning/2019/10/tema-problemstilling-hensikt-forskningssporsmal-hypotese-og-mal-hva-er-hva> (Lastet ned: 22.02.2024).

- [11] S. Grønmo, «kvalitativ metode,» i *Store norske leksikon*, 22. aug. 2023. Tilgjengelig fra: [https://snl.no/kvalitativ\\_metode](https://snl.no/kvalitativ_metode) (Lastet ned: 22.02.2024).
- [12] E. Wæhle, S. Dahlum og S. Grønmo, «case-studie,» i *Store norske leksikon*, 22. aug. 2023. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/case-studie> (Lastet ned: 22.02.2024).
- [13] «Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova) - Kapittel 1. Innleiande føresegner - Lovdata.» (), Tilgjengelig fra: [https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21/KAPITTEL\\_1#%C2%A71-2](https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21/KAPITTEL_1#%C2%A71-2) (Lastet ned: 14.03.2024).
- [14] «Europeisk regelverk og konsekvenser for norsk regelverk.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.fornybarnorge.no/strommarked/kraftsystemet/europeisk-regelverk/> (Lastet ned: 13.05.2024).
- [15] *Utkast til forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs*. Tilgjengelig fra: <https://www.havtil.no/contentassets/bb6d8d3170ee4c1fba63f61aa6d9750c/utkast-til-fornybarforskrift-med-veiledning-desember-2023.pdf>.
- [16] «CNC - active library.» (), Tilgjengelig fra: [https://www.entsoe.eu/active-library/codes/cnc/?fbclid=IwAR21PR1ZQ4MGMRhYhASMTR9Iv\\_xgWmINf0DIersgrpyh4XLcMEfQtXTRDw](https://www.entsoe.eu/active-library/codes/cnc/?fbclid=IwAR21PR1ZQ4MGMRhYhASMTR9Iv_xgWmINf0DIersgrpyh4XLcMEfQtXTRDw) (Lastet ned: 15.03.2024).
- [17] «Tall og data fra kraftsystemet,» Statnett. (18. apr. 2024), Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/> (Lastet ned: 22.04.2024).
- [18] T. Henriksen og J. E. Helgesen, «sjøterritoriet,» i *Store norske leksikon*, 24. jan. 2023. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/sj%C3%B8territoriet> (Lastet ned: 10.04.2024).
- [19] «Forsiden - Lovdata.» (), Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/> (Lastet ned: 15.03.2024).
- [20] «Alle forskrifter.» (), Tilgjengelig fra: [https://www.havtil.no/regelverk/alle-forskrifter/?forskrift=613&fbclid=IwAR2TQ0B57CHiwJahAN402E48Zep76WkyV2BwCH8-9I6gAkm0FLP-Awb8WTI\\_aem\\_AWFu3SMRvRxAx4ThNR9DDpiQk6d0ECLKA3nLTCp0QsmXgDhjeXHFmWc7YZaX1bn0szc4-DFvTRGD1-y6omoCANBZ](https://www.havtil.no/regelverk/alle-forskrifter/?forskrift=613&fbclid=IwAR2TQ0B57CHiwJahAN402E48Zep76WkyV2BwCH8-9I6gAkm0FLP-Awb8WTI_aem_AWFu3SMRvRxAx4ThNR9DDpiQk6d0ECLKA3nLTCp0QsmXgDhjeXHFmWc7YZaX1bn0szc4-DFvTRGD1-y6omoCANBZ) (Lastet ned: 05.04.2024).
- [21] PhD, S. Amrr, M. Asghar, I. Ashraf og M. Meraj, «A Comprehensive Review of Power Flow Controllers in Interconnected Power System Networks,» *IEEE Access*, s. 1–28, 21. jan. 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968461.
- [22] K. Sharifabadi, L. Harnefors, H.-P. Nee, S. Norrga og R. Teodorescu, *Design, control, and application of modular multilevel converters for HVDC transmission systems*. Chichester, West Sussex, United Kingdom: Wiley, 2016, 386 s., isbn: 978-1-118-85156-2.
- [23] K. U. Temesgen M. Haileselassie, «Impact of DC Line Voltage Drops on Power Flow of MTDC Using Droop Control,» *Energy Reports*, årg. 27, s. 1441–1449, 3. aug. 2012, issn: 1558-0679. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2186988. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6169971> (Lastet ned: 14.03.2012).
- [24] W. Taha, «Disturbance rejection optimization algorithm for a grid-connected voltage source converter,» ph.d.-avh., 7. mai 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.4256.1045.
- [25] M. Khorasaninejad, M. Radmehr, M. Firouzi og A. Koochaki, «Application of a resistive mutual-inductance fault current limiter in VSC-based HVDC system,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, årg. 134, s. 107388, 1. jan. 2022, issn: 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107388. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206152100627X> (Lastet ned: 12.04.2024).

- [26] J. Zhong, B. Zhang, Y. Guo, Z. Wang, Y. Yao, H. Zhang og Y. Liu, «Gas and solid insulation in HVDC gas insulated switchgear,» i *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, nov. 2017, s. 1–5. doi: 10.1109/EI2.2017.8245437. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8245437> (Lastet ned: 16.04.2024).
- [27] L. W. LLP. «CARB amending SF6 regulation: Stricter requirements for california electrical equipment,» *Environment, Land & Resources*. (4. mar. 2019), Tilgjengelig fra: <https://www.globalelr.com/2019/03/carb-amending-sf6-regulation-stricter-requirements-for-california-electrical-equipment/> (Lastet ned: 08.04.2024).
- [28] R. H. Chandio, F. A. Chachar, J. B. Soomro, J. A. Ansari, H. M. Munir, H. M. Zawbaa og S. Kamel, «Control and protection of MMC-based HVDC systems: A review,» *Energy Reports*, årg. 9, s. 1571–1588, 1. des. 2023, issn: 2352-4847. doi: 10.1016/j.egyrs.2022.12.056. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722026567> (Lastet ned: 22.02.2024).
- [29] K. A. Rosvold, «kontrollanlegg – kraftforsyning,» i *Store norske leksikon*, 17. jun. 2022. Tilgjengelig fra: [https://snl.no/kontrollanlegg\\_-\\_kraftforsyning](https://snl.no/kontrollanlegg_-_kraftforsyning) (Lastet ned: 13.05.2024).
- [30] J. Ansari, S. Khan og c. liu chongru, «MMC Based MTDC Grids: A Detailed Review on Issues and Challenges for Operation, Control and Protection Schemes,» *IEEE Access*, årg. 8, s. 168 154–168 165, 9. sep. 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3023544.
- [31] S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard og P. Barbosa, «Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, årg. 30, nr. 1, s. 37–53, jan. 2015, Conference Name: IEEE Transactions on Power Electronics, issn: 1941-0107. doi: 10.1109/TPEL.2014.2309937. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6757006> (Lastet ned: 16.04.2024).
- [32] P. Yu, W. Fu, L. Wang, Z. Zhou, G. Wang og Z. Zhang, «Reliability-Centered Maintenance for Modular Multilevel Converter in HVDC Transmission Application,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, årg. 9, nr. 3, s. 3166–3176, jun. 2021, Conference Name: IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, issn: 2168-6785. doi: 10.1109/JESTPE.2020.3009389. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9141279> (Lastet ned: 16.04.2024).
- [33] M. N. Sakib, S. P. Azad og M. Kazerani, «Fast DC fault current suppression and fault ride-through in full-bridge MMCs via reverse SM capacitor discharge,» *Energies*, årg. 15, nr. 13, s. 4595, jan. 2022, Number: 13 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, issn: 1996-1073. doi: 10.3390/en15134595. Tilgjengelig fra: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/13/4595> (Lastet ned: 05.04.2024).
- [34] M. V. Czernorucki, M. B. C. Salles, E. C. M. Costa, A. S. Melo og L. Piegari, «Comprehensive overview on HVDC converter transformer design: Additional discussions to the IEC/IEEE 60076-57-129 standard,» *IEEE Access*, årg. 10, s. 40 165–40 180, 2022, issn: 2169-3536. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3165553. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9751055/> (Lastet ned: 10.04.2024).
- [35] K. Farahzad, A. Shahbahrami og M. Ashouri, «Optimal Capacity Determination For Electrical Distribution Transformers Based On IEC 60076-7 And Practical Load Data,» *International Journal of Engineering and Manufacturing*, årg. 10, nr. 1, s. 1, feb. 2020, Num Pages: 1 Place: Hong Kong, Hong Kong Publisher: Modern Education and Computer Science Press, issn: 23053631. doi: 10.5815/ijem.2020.01.01. Tilgjengelig fra: <https://www.proquest.com/docview/2350539368/abstract/EE625FF15CDB4EEFPQ/1> (Lastet ned: 10.04.2024).

- [36] «Sea water treatment offshore using the merus ring technology,» MERUSONLINE. (), Tilgjengelig fra: [https://www.merusonline.com/offshore\\_watertreatment/](https://www.merusonline.com/offshore_watertreatment/) (Lastet ned: 12.05.2024).
- [37] G. Sheng-Li, L. Ming-Quan, X. Xuzheng, W. Yu-Liang, L. Zhi-Dao og W. Guang-Wu, «Exploratory research on the cooling mode of offshore wind power converter substation,» i *2021 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shanghai, China: IEEE, 7. apr. 2021, s. 168–174, isbn: 978-1-72819-229-1. doi: 10.1109/CICED50259.2021.9556656. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9556656/> (Lastet ned: 03.04.2024).
- [38] Lin Cheng, Hua Feng og Jian He, «HVDC development and its reliability in china,» i *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC: IEEE, 2013, s. 1–5, isbn: 978-1-4799-1303-9. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672377. Tilgjengelig fra: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6672377/> (Lastet ned: 11.05.2024).
- [39] P. D. .-. Z. F. .-. M. Y. .-. W. Sima, «An adaptive-impedance fault current limiter for accelerating faultcurrent suppression in MMC-HVDC systems,» *Energy Reports*, årg. 16, s. 2319–2330, 14. feb. 2022, issn: 1751-8695. doi: 10.1049/gtd2.12449. Tilgjengelig fra: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/gtd2.12449> (Lastet ned: 26.01.2022).
- [40] T. Y. .-. X. W. .-. Y. L. Zhengzheng Fu - Wenxia Sima - Ming Yang - Potao Sun, «A Mutual-Inductance-Type Fault Current Limiter in MMC-HVDC Systems,» *Energy Reports*, årg. 35, s. 2403–2413, 5. okt. 2020, issn: 1937-4208. doi: 10.1109/TPWRD.2020.2967837. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8966323> (Lastet ned: 22.01.2020).
- [41] A. F. Rochas og A. F. Rochas, «EU wind targets under threat from volatile costs,» *Reuters*, 25. nov. 2022. Tilgjengelig fra: <https://www.reuters.com/business/energy/eu-wind-targets-under-threat-volatile-costs-2022-11-25/> (Lastet ned: 19.03.2024).
- [42] «Fakta om olje og energi,» SSB. (), Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/faktaside/olje-og-energi> (Lastet ned: 19.03.2024).
- [43] M. Smith-Solbakken og E. A. Dahle, «Alexander Kielland-ulykken,» i *Store norske leksikon*, 14. nov. 2023. Tilgjengelig fra: [https://snl.no/Alexander\\_Kielland-ulykken](https://snl.no/Alexander_Kielland-ulykken) (Lastet ned: 11.04.2024).
- [44] «Forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften) - Lovdata.» (), Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2010-04-29-634> (Lastet ned: 11.04.2024).
- [45] J. Vatn, «HAV6003 - Digital solutions for operation and maintenance of offshore wind farms - Department of Mechanical and Industrial Engineering Norwegian University of Science and Technology,» 30. jan. 2024.
- [46] C. Yuan, D. Dai, J. Qiu, L. Chen, H. Qu og J. Cao, «An Optimal Preventive Maintenance Method for MMC based VSC-HVDC,» i *2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES)*, sep. 2020, s. 13–16. doi: 10.1109/SPIES48661.2020.9242935. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9242935> (Lastet ned: 16.04.2024).
- [47] «Vedlikehold som årsak til hendelser,» Petroleumstilsynet. Tilgjengelig fra: <https://www.havtil.no/contentassets/93c624e6de8846fbb5517c0a4f517aa3/1074830-re-02-vedlikehold-som-arsak-til-fare--og-ulykkessituasjoner.pdf>.



- [48] «PREDICTING SUBSTATION FAILURES WITH THERMAL IMAGING.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.theengineer.co.uk/content/product/predicting-substation-failures-with-thermal-imaging/> (Lastet ned: 16.04.2024).
- [49] «Fig. 1 thermal image of an oil transformer with oil deficit and air...» ResearchGate. (), Tilgjengelig fra: [https://www.researchgate.net/figure/Thermal-image-of-an-oil-transformer-with-oil-deficit-and-air-pocket-diagnosis\\_fig1\\_322331910](https://www.researchgate.net/figure/Thermal-image-of-an-oil-transformer-with-oil-deficit-and-air-pocket-diagnosis_fig1_322331910) (Lastet ned: 16.04.2024).
- [50] «Lubricating System: Types, Uses, Features and Benefits.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.iqsdirectory.com/articles/lubrication-system.html> (Lastet ned: 15.04.2024).
- [51] «Hvordan sikre fremtidens digitaliserte strømnnett mot cyberangrep? (Cybwin),» Statnett. (18. apr. 2024), Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/FoU-og-innovasjon/vare-sentrale-prosjekter/hvordan-sikre-fremtidens-digitaliserte-stromnett-mot-cyberangrep-cybwin/> (Lastet ned: 24.04.2024).
- [52] B. C. Gerwick, *Construction of marine and offshore structures*, 3rd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007, 813 s., isbn: 978-0-8493-3052-0.
- [53] «RL 2600 Offshore-Kran für DolWin epsilon-Plattform.» (), Tilgjengelig fra: <https://www.liebherr.com/de/deu/aktuelles/news-pressemitteilungen/detail/rl-2600-offshore-kran-f%C3%BCr-dolwin-epsilon-plattform.html> (Lastet ned: 05.04.2024).
- [54] «Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr - Lovdata.» (), Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2013-06-19-739> (Lastet ned: 21.03.2024).
- [55] «Kranfører/kranoperatør - Offshoreutdanning,» <https://offshoreutdanning.no/>. Section: På land. (), Tilgjengelig fra: <https://offshoreutdanning.no/kranforer-kranoperator/> (Lastet ned: 11.04.2024).
- [56] «Ventyr vant havvindauksjonen.» (20. mar. 2024), Tilgjengelig fra: <https://e24.no/i/XbxpBo> (Lastet ned: 11.04.2024).
- [57] «Beregning av kraftproduksjon.» (), Tilgjengelig fra: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/metode-og-vurderinger/beregning-av-kraftproduksjon/> (Lastet ned: 04.04.2024).
- [58] «Flaskehalsinntekter,» Statnett. (21. mar. 2024), Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/flaskehalsinntekter/> (Lastet ned: 10.04.2024).



# Vedlegg A: Kontaktlogg

Kontaktnr.	Bransje/stilling	Stikkord fra samtale og sentrale funn for oppgaven	Ansvarlig fra studentgruppen	Dato
1	DSB	Ingen svar	Steffen Engum Gottheim	8-Feb-2024
2	Simens Energy	Ingen svar	Steffen Engum Gottheim	8-Feb-2024
3	Hitachi Energy	Skulle høre om de hadde noen i team sitt som hadde tid til å hjelpe oss, fikk aldrig noe videre svar.	Steffen Engum Gottheim	8-Feb-2024
4	Equinor ASA	Fikk kontakt med en, men de videresendte oss i systemet. Nestemann fikk vi ikke svar hos	Ulf-Arne Jungård Nilsen	8-Feb-2024
5	NVE	Energiloven med forskrifter gjelder ikke utenfor grunnlinjen, så da er Havenergilova med forskrifter utgangspunktet for det NVE forvalter. Hvordan forvaltingsregimet skal være for havvind (som kanskje er relevant for spørsmålet ditt) er ikke besluttet, så det er trolig ikke mulig å finne svar på hele spørsmålet ditt. Men jeg antar at det finnes annet relevant regelverk som omfatter drift og vedlikehold også (med tanke på HMS, spesielt), som sannsynligvis forvaltes av DSB, Havindustriutvalget eller muligens Sjøfartsdirektoratet.	Steffen Engum Gottheim	12-Feb-2024
6	NTNU	Provdte å lese tilgang på noen dokumenter fra den tyske TSOèn inne på nettsiden entsoe.eu som vi mente kunne være relevant , fikk som svar: Denne er vi dessverre ikke i stand til å skaffe for deg gjennom våre kanlaer.	Steffen Engum Gottheim	12-Feb-2024
7	Hitachi Energy	Ingen svar	Ulf-Arne Jungård Nilsen	15-Feb-2024
8	Sintef Energy	Salvatore er sjefsforsker innen HVDC overføring. Jeg spurte litt om hvorfor det er anbefalt med VSC kontra LCC konverter system. Der ble jeg fortalt at VSC har sine fordeler med "Black-Start", den kan snu effektløyten ved å snu strømmen (hvor LCC må man bytte spenningspolaritet) og det er bedre regulert. I et VSC system vil spenningen bli mindre forstyrret (mindre rippel), som gir ett glattere sinusformet AC form. Alle nye anlegg blir nå laget med VSC-MMC konvertere, da det kun er fordeler og kostnaden er mindre. I tillegg kan man bruke XLPE kabel, som er vesentlig rimligere. Vedlikeholdsmessig vil en konverter som VSC ikke trenge på større vedlikehold på flere år. Det er et system som er så robust at det skal klare å fungere uten større vedlikehold. Det er viktig å ha overvåking på temperatur og systemet, hvis en modul skal miste spenningen. Det er viktig med brytere på en HVDC stasjon med flere koblinger (så kalt Meshed system) hvor det er flere land som er koblet til samme vindmøllepark, eller flere vindmølleparker koblet til et land. Ved et anlegg som point to point er det ikke behov for brytere. Det ble nevnt at bryteranlegg ved høyere spenninger (HVDC) er det lite av, men man kan bruke noe kalt: Current Flow Controller (CFC)	Martin Roros	15-Feb-2024
9	Energy Innovation	Videresendt til andre aktører vi ikke fikk kontakt med	Ulf-Arne Jungård Nilsen	16-Feb-2024
10	Dalane VGS	Ingen svar	Ulf-Arne Jungård Nilsen	16-Feb-2024
11	Avdelingsleder fagskolen tekniske utdanninger, studiested Haugesund	Hoved grunnen for at de oppretter linje er: overgang fra olje og gass, TSOèr har et ønske om felles krav til utdanning/kurs etc  TSOèr sliter med å finne et felles lovverk  I utdanningen her lærer de å jobbe systematisk, risiko, bransjestandard, lovverk og rutiner.  Problemet er innjening/marginer ikke er i nærheten av petroleumsindustri  Forskjell fra petroleumsindustri er at man ikke skal bo der, vær og logistikk er i større grad en utfordring i forhold til landanlegg.  Per dags dato er det vanlig med vedlikehold 4 ganger i året.  Regelverket er det havtil som styrer.  Tips han kom med, sjekk ut kurs aktører inne offshore og aibel da de kan ha mye nyttig til oss	Vegard Thomassen	16-Feb-2024
12	Havtil	Når det gjelder virksomhet som omfattes av havenergilova, samt fornybar energiproduksjon til havs som inngår i petroleumsvirksomheten, så er det nå på høring en ny forskrift.  Høring av regelverk for sikkerhet og arbeidsmiljø ved fornybar energiproduksjon til havs (havtil.no)  Elektriske anlegg er der omhandlet i § 6-7.  Drift og vedlikehold av elektriske anlegg er omhandlet i § 7-6.  I veiledningen til § 6-7 vises det til følgende industristandarder: For utforming av elektriske anlegg på 'offshore sub-stasjoner' bør standarden DNVGL-ST-0145:2020 Offshore substations brukes. For utforming av elektriske anlegg i vindturbiner bør IEC 61400 -1:2019 brukes.  Når det gjelder offshore HVDC anlegg i petroleumsvirksomheten som ikke er tilknyttet fornybar energiproduksjon til havs, så er disse omfattet av samme regelverk som andre innretninger i petroleumsvirksomheten. Tekniske krav til utforming og utrustning er her gitt i innretningsforskriften.  Alle forskrifter (havtil.no)	Steffen Engum Gottheim	23-Feb-2024

13	Havtil	Når det gjelder regelverket for ett HVDC anlegg så er det viktig å skille mellom den delen av installasjonene som er offshore og den som er på land samt kabelen ut. Den som ønsker kraft fra land til en offshoreinnetning, må også søke om anleggskonsesjon etter energiloven og havenergiloven. Dette for å dekke tilknytningspunktet til kraftnettet på land og kraftkabelen ut til innetningen. På land benyttes regelverket som er håndhevet av DSB, f.eks. forskrift om elektriske forsyningsanlegg, (FEF) denne viser i veiledning til at Ut fra risikovurderingen og anleggs art, skal det velges en relevant aksepterte internasjonal norm fra IEC, CENELEC, IEEE og norske oversettelser av disse, som grunnlag for utførelsen av anlegget.	Steffen Engum Gottheim	23-Feb-2024
14	Aibel	For installasjonene offshore så legges petroleumsregelverket til grunn. For HVDC anlegg er innretningsforskriften §47 om elektriske anlegg viktig. I veiledning til denne viser vi til IEC 61892 serien som anerkjent standard. Der denne ikke er dekkende viser vi til forskrift om elektriske forsyningsanlegg og IEC 60092 serien. HVDC anlegg er såpass spesielt at det kan være at standarden vi viser til ikke er dekkende. Da er det operatoren sitt ansvar å dokumentere at valgte løsninger tilfredstiller funksjonskravene i forskrifsteksten.	Ulf-Arne Jungård Nilsen	23-Feb-2024
15	HVDC rådgiver	Fått god gjennomgang på SK4 i Kristiansand inkludert IGBTer, kritiske komponenter, løft av komponenter, sammenlikning med NSL og Nordlink, LCC og VSC (Danmark ønsket bla. black-start), kjøring av anlegget som eks. spenningskontrollert, vedlikeholdsrutiner, regelverk, vedlikeholdsbehovet, kjølesystemer, bemanning, digital tvilling / simulator	Ulf-Arne Jungård Nilsen	29-Feb-2024
16	Professor i sikkerhet, pålitelighet og vedlikehold	Ga oss tips om hvor vi kunne lete videre etter informasjon.	Vegard Thomassen	1-Mar-2024
17	Doktorgradstipendiat for institutt for elektrisk energi	<p>Gruppen hadde et møte mandag 4/3 angående brytergassen SF6. Innen 2030 skal det ikke bli monterte nye GIS anlegg med SF6 og innen 2035 er det ikke lov med vedlikehold på eksisterende SF6 anlegg. Fra disse reglene har det kommet frem at flere aktører (som Hitachi, Siemens og GE) prøver å lage en brytergass som kan erstatte SF6 gassen. SF6 gass har veldig høy brytningssevne, samt at det ikke tar skade ved høye spenninger. Dette gjør at gassen er ypperlig for HVDC anlegg, men grunnet nye regler må man se på andre muligheter.</p> <p>Problemet er at SF6 gass er veldig bra egnet for store anlegg (spenning &gt; 200 kV) og er vanskelig å erstatte. Siemens har kommet med noe som heter "Blue GIS". Blue GIS bruker tre gasser, oksygen, nitrogen og karbondioksid. Denne brytergassen fungerer bra for små anlegg, men har problemer når det kommer opp mot 300 kV. Blue GIS har ikke den samme evnen til SF6 gass, da denne leger seg selv etter å ha blitt utsatt for høye spenninger.</p> <p>Hitachi og GE har valgt å bruke alternative gasser som flouritrikl-blanding og g'3 (Co2, O2, flouritrikl C4-FN). Problemet med dette er at det er veldig nytt og ikke forsket så mye på. Det er vanskelig å si hva som er de beste alternativet til SF6 gass. Ble anbefalt om å kontakte Hitachi eller GE for å høre hvordan deres gass egner seg i GIS anlegg.</p>	Ulf-Arne Jungård Nilsen	4-Mar-2024
18	Fagsvarlig HVDC	Fikk svar på/om; anlegg som hadde LCC eller VSC, hvor ofte vedlikeholdes disse anleggene, hvordan vedlikehold utføres, kritiske komponenter, vedlikeholdsrutiner, sensorer og kamera overvåking, SF6-gass mot luftanlegg og andre alternative gasser, premontering av komponenter, hvor feilretning må påregnes å utføres, lagerbeholdning og plassering, løfteoperasjoner, fjernstyring av anlegg, oppløring av personell, digital tvilling, samarbeid med leverandører, hovedutfordringer, marginer, designkrav, litt om hva andre leverandører har valgt, feil i nettet, IGBTer og realistisk driftsdesign	Ulf-Arne Jungård Nilsen	21-Mar-2024
19	Senioringenior, Transformator	Fikk en kjøpp gjennomgang på Statnett sine retningslinjer for overbelastning av transformatorer	Ulf-Arne Jungård Nilsen	10-Apr-2024
20	Hitachi Energy	<p>Kan desverre ikke svare på så mange tekniske spørsmål</p> <p>Hitachi har både gulvstående og hengende systemer innen HVDC (høyspenning likestrøm) systemer. De diskuterer tekniske løsninger og serviceoppfølging, inkludert tilbud om servicepakker og garantier alt etter hva kunden ønsker. Stor forskjell på kunder hva de ønsker</p> <p>Hitachi setter sammen HVDC-systemer med ulike typer utstyr og må følge underleverandører for å samle informasjon om vedlikeholdsbehov. De tilbyr både standard og skreddersydde løsninger til kunder, med fokus på å møte etterspørsel og kostnadsbesparelser.</p> <p>Det som gjelder forskjellene mellom offshore og onshore anlegg er: vekt, ekstra behovet for god planlegging og beredskap. Hitachi tilbyr beredskapsordninger og mobilisering 24/7 for å håndtere kritiske situasjoner raskt.</p> <p>Etter garantiperioden tar Hitachi over servicen om det er ønskelig, og de tilbyr tilstandsovervåking og digital løsning for å minimere nedetid og optimalisere vedlikeholdet. De investerer i reservelagre og bygger redundante systemer for å sikre tilgang og pålitelighet i leveringskjeden.</p>	Martin Røros	12-Apr-2024
21	RelyOn Nutec	Oppløring og krav fra Offshore Norge, GWO, sjøfartsdirektoratet og en del om forskjeller og ulikheter mellom vindmøller,	Vegard Thomassen	22-Apr-2024
22	HVDC C&P Tender and Conceptual design lead	Ble anbefalt av Martin Furuseth fra Hitachi Energy om å kontakte Mohammed for videre inforamsjon om hvordan man utøve vedlikeholdsarbeid på en offshore HVDC stasjon. her ble det snakket om hvordan man kan samkjøre vedlikehold på vindmøllepark og HVDC stasjon og hva som er «per dags dato» normal kraftoverføring. Mohammed sa at «per dags dato» blir det brukt to stk transformatorer som ikke nødvendigvis er beregnet for å håndtere hele belastningen alene. Altså at begge transformatorene er dimensjonert under maks produksjon fra vindmølleparken. Dette har med størrelse og med kapasitetsfaktoren ute på vindmølleparken. Videre nevnte han at vedlikeholdsrutinene blir gjerne sammenkjørt med HVDC stasjon og vindmølleparken, da HVDC stasjonen har ingen produksjon når vindmølleparken ikke produserer. Det ble også nevnt at personell gjerne bor på HVDC stasjon, eller ligger i Jackup (en rigg som er koblet opp mot stasjonen) for å ha innlosjering.	Martin Røros	10-May-2024

