

Andreas Harsvik Hagen
Andreas Joten Aasheim
Martin Gulleik Teigenes

Undersøkelse av hydrogenproduksjon fra havvind i øydriift

Bacheloroppgave i ingeniørfag, elektro

Veileder: Pål Keim Olsen

Mai 2021

Andreas Harsvik Hagen
Andreas Joten Aasheim
Martin Gulleik Teigenes

Undersøkelse av hydrogenproduksjon fra havvind i øydrift

Bacheloroppgave i ingeniørfag, elektro
Veileder: Pål Keim Olsen
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Undersøkelse av hydrogenproduksjon fra havvind i øydrift Project title: Investigation of hydrogen production from offshore wind in island mode operations	Gitt dato: 21/12-2020
	Innleversdato: 20/05-2021
	Gradering <input checked="" type="checkbox"/> åpent <input type="checkbox"/> lukket <input type="checkbox"/> åpent fra _____
	Antall sider/bilag 96
Gruppedeltakere: Andreas Harsvik Hagen Andreas Joten Aasheim Martin Gulleik Teigenes	Veileder internt (navn/email/tlf.): Pål Keim Olsen pal.keim.olsen@ntnu.no 734 12 059
Studieretning: Elkraftteknikk	Prosjektnummer: E2123
Oppdragsgiver: Hafslund Eco	Kontaktperson hos oppdragsgiver (navn/email/tlf.): Arne Lie-Rasmussen arne.lie@hafslundeco.no 975 27 246

Sammendrag (norsk og engelsk)

Stikkord:

Keywords:

Sammendrag

Målet med denne bacheloroppgaven er å undersøke hvilken utforming av en 1GW havvindpark kombinert med et elektrolyseanlegg som er mest lønnsom. Fem caser med vindkraftproduksjon i feltet Sørliche Nordsjø II sammenlignes, og det brukes både eksisterende og fremtidsaktuell teknologi.

Det tas utgangspunkt i en modellert effektkurve til en 15MW Vestas vindturbin, kombinert med vinddata fra ett år i Sørliche Nordsjø II. Deretter simuleres modellen med ulike elektriske komponenter for hver case, og kraften fra vindparken brukes for å beregne hydrogenproduksjonen. To forskjellige former for elektrolyse brukes i casene, avhengig av om plasseringen av elektrolyseanlegget er offshore eller onshore. Et større batterianlegg brukes for å jevne ut kraftproduksjonen og forsyne vindparken med kraft ved lite produksjon. Kostnader for hele prosjektet blir simulert og beregnet, og disse brukes for å beregne en "Levelized Cost of Hydrogen" (LCOH) for hver case. Dette er en metode som beregner forventet gjennomsnittlig kostnad for hydrogenet over livstiden til prosjektet.

Resultatene viser at man i beste case oppnår en LCOH på 5.71 €/kg. Denne casen produserer hydrogen ved alkalisk elektrolyse på land, og tar i bruk en modulær HVDC generator under utvikling ved NTNU. Den mest realistiske casen bruker en permanent magnet synkrongenerator, og overfører kraften ved bruk av HVDC til land, der hydrogenet produseres i et alkalisk elektrolyseanlegg. LCOH for denne casen ble 6.24 €/kg. Til sammenligning er LCOH for hydrogen produsert gjennom elektrolyse med tysk energimix i 2019 på 6.5 €/kg [32].

Abstract

The aim of this bachelor's thesis is to investigate which design of a 1GW offshore wind farm combined with an electrolysis plant is the most profitable. Five cases with wind power production in "Sørlige Nordsjø II" are compared, and both existing and future technology is used.

The power production is based on a modeled power curve for a 15MW Vestas wind turbine, combined with wind data from one year in "Sørlige Nordsjø II". The model is then simulated with different electrical components for each case, and the power from the wind farm is used to calculate hydrogen production. Two different forms of electrolysis are used in the cases, depending on the location of the electrolysis system (offshore or onshore). A larger battery system is used to even out the power supply, and deliver power to components when the power supply from the wind farm is low. Costs for the entire project are simulated and calculated, and these costs are used to calculate a "Levelized Cost of Hydrogen" (LCOH) for each case. This is a method that calculates the expected average cost of hydrogen over the lifetime of the project.

The results show that in the best case an LCOH of 5.71 €/kg is achieved. This case produces hydrogen by alkaline electrolysis on land, and uses a modular HVDC generator under development at NTNU. The most realistic case uses a permanent magnet synchronous generator, and transmits the power using HVDC to land, where the hydrogen is produced in an alkaline electrolysis plant. The LCOH for this case was 6.24 €/kg. In comparison, LCOH for hydrogen produced through electrolysis of water with a German energy mix in 2019 was 6.5 €/kg [32].

Forord

Denne bacheloroppgaven er det avsluttende arbeidet av en bachelorgrad ved elektroingeniørstudiet, retning elkraftteknikk, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Rapporten er skrevet av; Andreas Harsvik Hagen, Andreas Joten Aasheim og Martin Gulleik Teigenes.


Oppgaven ble forespurt oppdragsgiveren Hafslund Eco på bakgrunn av vårt ønske om å utforske potensialet for hydrogenproduksjon fra fornybare energikilder. Arbeidet med oppgaven begynte i januar 2021 med en forprosjektrapport, som ga oss et overblikk over temaet før vi begynte å skrive sluttrapporten. På bakgrunn av funnene i litteraturstudien bestemte vi oss for å se nærmere på offshore vindkraft som energikilde. Problemstillingen ble utformet til å være ”Undersøkelse av 1GW vindkraftpark for hydrogenproduksjon ved elektrolyse i Sørlike Nordsjø II, med fokus på LCOH”, men ble senere endret til å spisse seg inn på havvind i øydrift for å redusere oppgavens omfang noe.

Hensikten med denne oppgaven er å gi oss selv og leserne av rapporten et innblikk i havvind, elektrolyse av hydrogen og kostnader tilknyttet dette ved forskjellige konfigurasjoner. Vi vil presentere enkelte fremtidsrettede konfigurasjoner som vi tror kan være aktuelle for fremtiden, og noen vi med stor sikkerhet kan si vil være gjennomførbare med teknologi som eksisterer i nær fremtid.

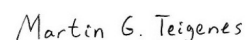
Arbeidet med oppgaven har vært en tidkrevende men svært lærerik prosess. Vi vil først og fremst takke veileder fra NTNU Pål Keim Olsen og kontaktperson fra Hafslund Eco Arne Lie-Rasmussen. Takk for å ha hjulpet oss med avgrensninger, å finne relevant litteratur og for å ha besvart alle spørsmål som har dukket opp underveis. Vi ønsker også å takke Hallvard Faremo fra SINTEF Energy, Bjørn Gregert Halvorsen fra Nel og Alejandro Oyarce Barnett fra Hystar for å ha bidratt med nyttig informasjon til oppgaven. Sist, men ikke minst, ønsker vi å takke samboere og familie for støtten underveis i oppgaveskrivingen. Hjemmekontoret har blitt tilført mye glede og morsomme øyeblikk takket være dere.



Andreas Harsvik Hagen



Andreas Joten Aasheim



Martin Gulleik Teigenes

20.05.2021

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	2
2	Teori	4
2.1	Vindpark	4
2.1.1	Geografiske forutsetninger	4
2.1.2	Vindforhold	5
2.1.3	Kapasitetsfaktor	5
2.1.4	Vake	5
2.1.5	Permanent Magnet Synkrogenerator	6
2.1.6	Modulær HVDC Generator	7
2.1.7	Effektkurve	8
2.2	Overføring	9
2.2.1	Transformator	9
2.2.2	Omformere	10
2.2.3	Kabler	11
2.2.4	Reaktiv effektkompensasjon	12
2.2.5	Tilgjengelighet	12
2.3	Batteri	12
2.4	Elektrolyse	13
2.4.1	Effektivitet	15
2.4.2	Kompressor	16
2.4.3	Protonledende Membran Elektrolyse	18
2.4.4	Alkalisk Elektrolyse	18
2.5	Kostnader	19
2.5.1	Livssyklus kostnad	19
2.5.2	Nåverdi	19
2.5.3	LCOH	20
3	Metode	21

3.1	Produksjonsprofil	21
3.2	Modellering av tapsberegninger	22
3.3	Hydrogenproduksjon	29
3.3.1	Elektrolyse	29
3.4	Kostnader	31
4	Resultat og diskusjon	32
4.1	Tap i vindparken	32
4.1.1	Transmisjonstap	33
4.2	Hydrogenproduksjon	34
4.3	Kostnader	36
4.4	LCOH	37
4.4.1	Optimal konfigurasjon	37
4.5	Sensitivitet	39
4.5.1	Turbinkostnad	39
4.5.2	Elektrolyserkostnad	39
4.5.3	Drifts- og vedlikeholdskostnader	39
4.5.4	Kapasitetsfaktor	40
4.5.5	Diskonteringsrente	40
4.5.6	Levetid	40
4.5.7	Kompresjon	40
4.5.8	Resultat av sensitivitetsanalyse	41
4.6	Utfordringer og alternative løsninger	41
5	Konklusjon og videre arbeid	43
5.1	Konklusjon	43
5.2	Videre arbeid	43
	Referanseliste	45
A	Sørlige Nordsjø II	50

B	Designvalg, beregninger og kostnadsanalyse	52
B.1	Utformingen av internettet	52
B.2	Effektkurve og vindforhold	53
B.2.1	Effektkurve	53
B.2.2	Vindforhold	53
B.3	Kabler	54
B.3.1	Kabeldimensjonering	55
B.4	Transformator	56
B.5	Reaktiv effektkompensasjon	57
B.6	Elektrolyse	57
B.6.1	Elektrolyseanlegg	57
B.6.2	Spenningsnivå	58
B.6.3	Desalinasjon	58
B.6.4	Kompressor	59
B.6.5	Energibehov	59
B.7	Batteri	60
B.8	Kostnadsanalyse	61
B.8.1	Prosjektering og utvikling	61
B.8.2	Produksjon og anskaffelser	61
B.8.3	Installasjon	62
B.8.4	Drift og vedlikehold	62
B.8.5	Avvikling	63
C	Tapskalkulasjoner	64
C.1	Tap i kabler	64
C.1.1	DC	64
C.1.2	AC	65
C.2	Tap i transformator	67
D	MATLAB kode	68

D.1	Effektkurve og produksjonsprofil	68
D.2	Parametre for Simulink	69
D.3	Hydrogenproduksjon og LCOH	71
D.4	Kostnader	79
E	Poster	83

Liste over figurer

1	Beliggenheten til Sørilige Nordsjø II [48].	4
2	Eksempel på Weibull sannsynlighetstetthetsfunksjon med middelerdi for vind $\bar{v} = 6$ m/s [28]	5
3	Vakeeffekten ved feltet ”Horns Rev I”	6
4	PMSG med to ”back-to-back” spenningskildeomformere [46]	6
5	Design av modHVDC Generator [49]	7
6	Eksempel på effektkurve for en vindturbin [46]	8
7	Transformator [53]	9
8	Kaskadekoblet to-nivå omformer [4]	10
9	Typiske omformertap [4]	11
10	Snitt av PEX-isolerte kabler fra ABB [1]	11
11	Typiske SVC strukturer [46]	12
12	Cellenivå, Alkalisk og PEM [27]	13
13	Stacknivå [27]	14
14	Systemnivå [27]	14
15	Strøm spenningskarakteristikk for en PEM elektrolysecelle [8]	16
16	Effektivitetskurver [55]	16
17	Effektivitetstap som følge av elektrokjemisk kompresjon [5]	17
18	Effektivitetstap som følge av mekanisk kompresjon [27]	17
19	Design av et PEMEL-anlegg [27]	18
20	Design av et AEL-anlegg [27]	18
21	Systemoversikt modifisert fra European Wind Energy Association [17]	20
22	Oversikt over metode	21
23	Produksjonsprofil Sørilige Nordsjø II	21
24	Enlinjeskjema for case 1	24
25	Simulinkmodell for case 1	24
26	Enlinjeskjema for case 2	25
27	Simulinkmodell for case 2	25

28	Enlinjeskjema for case 3	26
29	Simulinkmodell for case 3	26
30	Oversikt for case 4	27
31	Simulinkmodell for case 4	27
32	Oversikt for case 5	28
33	Simulinkmodell for case 5	28
34	Virkemåte - LCOH program	29
35	Energibehov i elektrolyseanlegg	30
36	Energiflyt [GWh] i løpet av ett år	33
37	Fordeling av elektriske tap	33
38	”Break-even” avstand mellom HVDC- og HVAC-overføring	34
39	LCOH for Case 1-5	37
40	LCOH - Case 5	38
41	Sensitivitetsanalyse	41
42	Modulær resonant DC/DC omformer [37]	42
43	Internnettets utforming	52
44	Estimert effektkurve for 1 stk. Vestas V236-15MW	53
45	Weibullfordeling Sørilige Nordsjø II	54
46	Vindprofil Sørilige Nordsjø II	54
47	Forenklet kabelmodell for treleder PEX	54

Liste over tabeller

1	Grunnleggende data for vindpark	22
2	Modellering av komponenter i Simulink	23
3	Elektrolyse [41]–[43]	30
4	Samlede resultater	32
5	Kostnadsoversikt	36
6	Sammenligning av resultat	38

Forkortelser

AEL - Alkalisk Elektrolyse

CAPEX - Kapitalkostnader

DECEX - Avviklingskostnader

HVAC - High Voltage Alternating Current

HVDC - High Voltage Direct Current

IGBT - Isolert-Gate Bipolar Transistor

LCC - Linje-Kommutert Omformer

LCOH - Levelized Cost Of Hydrogen

LHV - Lower heating value

ModHVDC - Modulær High Voltage Direct Current

OPEX - Drifts- og vedlikeholdskostnader

PEMEL - Protonledende Membran Elektrolyse

PEX - Tverrbundet polyetylen

PMSG - Permanent Magnet Synkron Generator

PP - Polypropen

SVC - Statisk VAR kompensator

VSC - Spenningskildeomformer

1 Innledning

I dag foregår mesteparten av hydrogenproduksjon ved dampreforming av naturgass, hvor biproduktet av prosessen er CO₂. Denne metoden kan gjøres mer klimavennlig med karbonfangst, men har fremdeles store mengder utslipp. Hydrogen produsert ved bruk av denne metoden kalles ”blått hydrogen”. Denne oppgaven vil se nærmere på produksjonen av ”grønt hydrogen”, som er hydrogen produsert ved våtelektrolyse forsynt med energi fra fornybare energikilder.

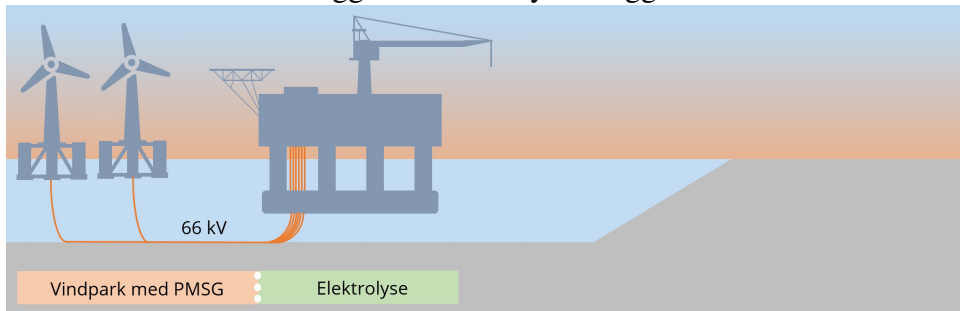
Hydrogen som energibærer er spesielt interessant på grunn av hydrogenets høye energitetthet, samt for å ikke introdusere for mye uregulerbar fornybar energi i kraftmiksen. Hydrogen kan også bidra til å dekarbonisere tungtransportsektoren, forutsatt at det produseres med lavt karbonfotavtrykk [12]. Havvind er en interessant fornybar energikilde på grunn av den politiske viljen som ligger bak, med åpningen av store konsesjonsområder langs norskekysten [48]. Det er også jevnere og kraftigere vind til havs, hvilket gjør at Norge, på grunn av lang kystlinje, er en god kandidat for havvind.

Målet med denne bacheloroppgaven er å undersøke hvilken utforming av en 1GW havvindpark kombinert med et elektrolyseanlegg som gir lavest LCOH. For å enkelt kunne skille mellom landbasert og nærliggende elektrolyseanlegg, tas det utgangspunkt i konsesjonsområdet ”Sørlige Nordsjø II”, som begynner 140km fra nærmeste punkt på land [13].

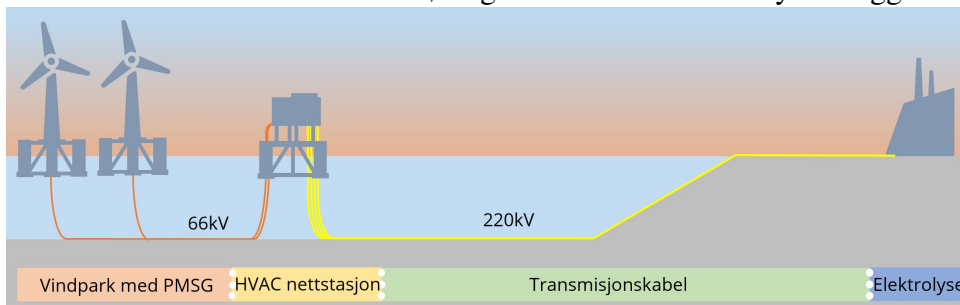
Opgaven tar utgangspunkt i to generatortyper; permanent magnet synkrongenerator (PMSG), og en modulær HVDC (modHVDC) generator under utvikling på NTNU. Dette gjøres for å belyse potensialet for tilgjengelig og fremtidsrettet teknologi. Deretter benyttes to forskjellige utforminger med hver av generatorene, hvor det i det ene tilfellet er et elektrolyseanlegg i nærheten av vindparken, og det i det andre tilfellet er plassert på land. For å sammenligne HVAC og HVDC benyttes begge overføringsteknologiene i kombinasjon med permanent magnet synkrongenerator for kraftoverføring til land.

Oversikt over casene

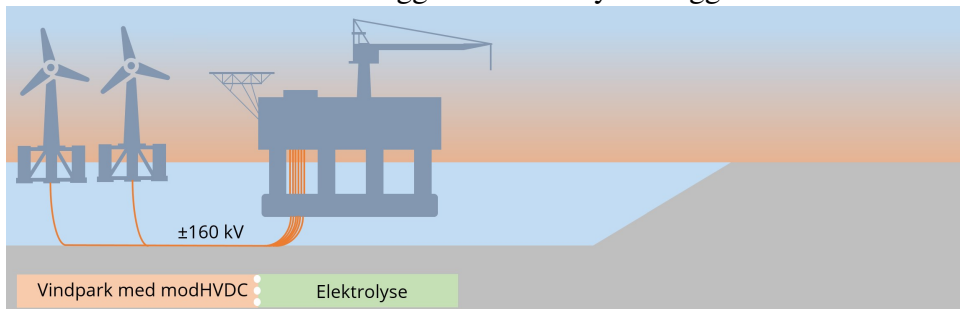
- Case 1: PMSG med nærliggende elektrolyseanlegg



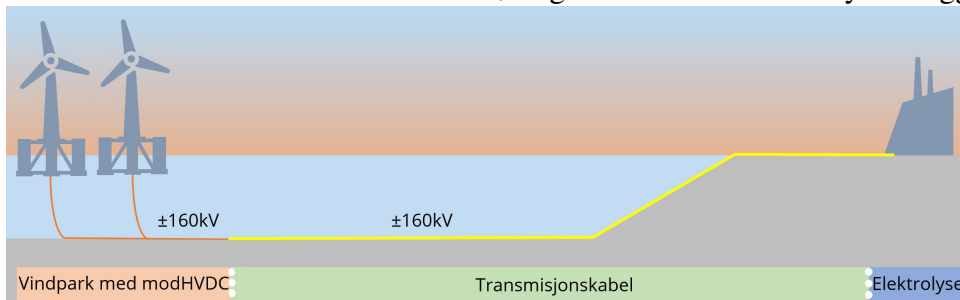
- Case 2: PMSG med HVAC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg



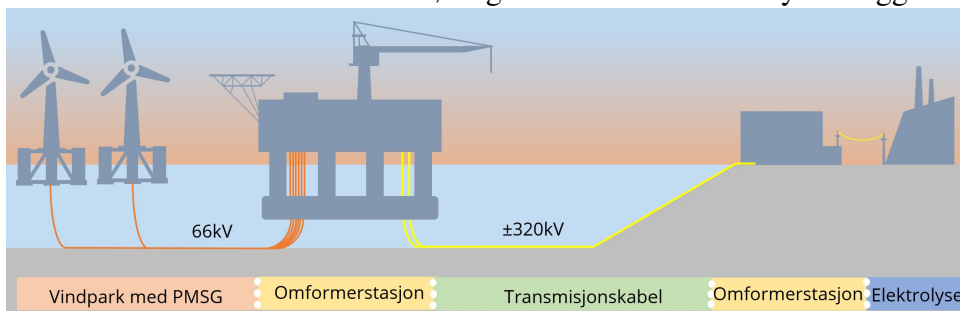
- Case 3: ModHVDC med nærliggende elektrolyseanlegg



- Case 4: ModHVDC med HVDC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg



- Case 5: PMSG med HVDC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg

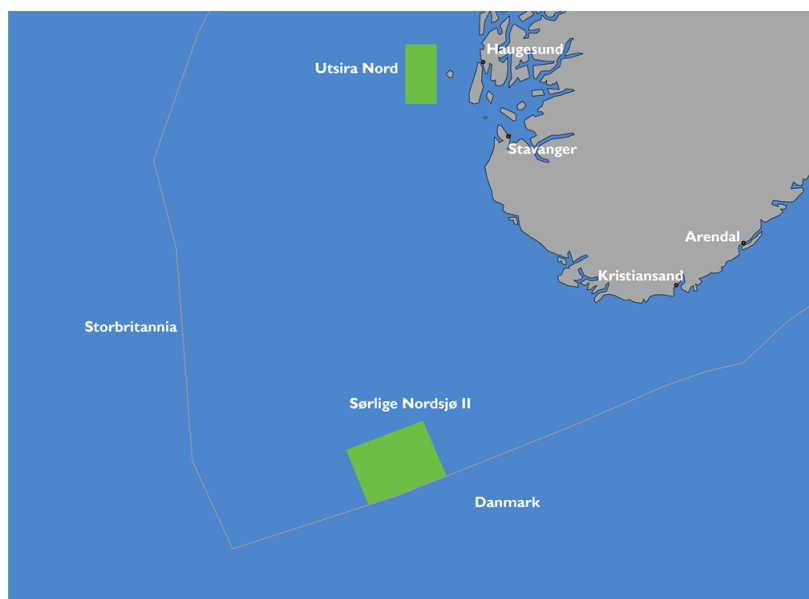


2 Teori

Dette kapittelet har som hensikt å gjøre rede for relevant teori for oppgaven. Teorien skal gi nødvendig informasjon for å forstå komponenters virkemåte, samt metoden som anvendes i kapittel 3.

2.1 Vindpark

2.1.1 Geografiske forutsetninger



Figur 1: Beliggenheten til Sørliche Nordsjø II [48].

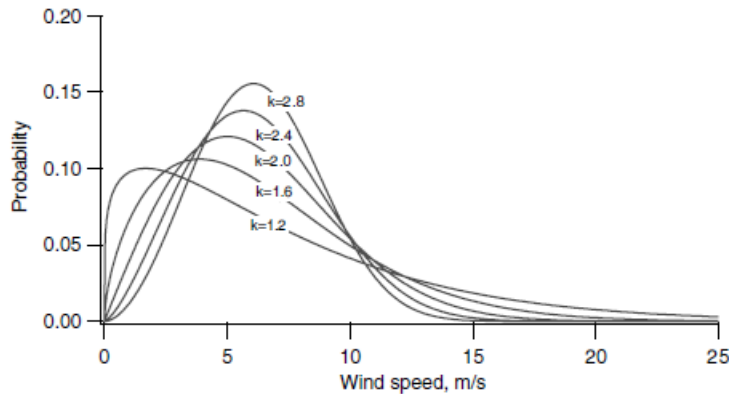
Sørliche Nordsjø II er et område på 2591km^2 med en dybde på 53-70m. I vedlegg A er det et kart over området som blant annet viser dybdeprofil og koordinater, i tillegg til nøkkeldata for området. Store deler av området har en dybde på mellom 60-70m, og resten har en dybde på 53-60 m.

I vedlegg A konkluderes det også med at Sørliche Nordsjø II er et område som egner seg for bunnfaste installasjoner. Zountouridou, Kiokes, Papadimitriou mfl. [67] mener at flytende vindturbiner kan plasseres i områder med en dybde på minst 50m. I regjeringens åpning av konsesjonsområdet Sørliche Nordsjø II, nevnes det at feltet har mulighet for både flytende og bunnfast havvind [47].

2.1.2 Vindforhold

I tabellen i vedlegg A er gjennomsnittlig vindhastighet i Sørlege Nordsjø II oppgitt til å være 10.1 m/s. StormGeo AS [57] har imidlertid konkludert med at gjennomsnittlig vindhastighet i 100m høyde er på 10.5 m/s, og at feltet har en svak dominant vindretning fra sør-øst.

Weibullfordelingen gir en god beskrivelse av vindforholdene i et område. Den beskrives ved to parametre, en gjennomsnittlig verdi samt en formparameter. Dette gjør at denne fordelingen kan representere et bredt spekter av vindforhold [28].



Figur 2: Eksempel på Weibull sannsynlighetstetthetsfunksjon med middelerdi for vind $\bar{v} = 6$ m/s [28]

2.1.3 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktoren C_p til en vindpark beskriver hvor stor produksjon parken har i løpet av et år i forhold til teoretisk maksimal produksjon gjennom hele året:

$$C_p = \frac{\text{Årlig energiproduksjon}}{\text{Teoretisk maksimal energiproduksjon}} \quad (1)$$

Kapasitetsfaktoren avhenger av vindforholdene i området i tillegg til effektkurven til vindturbinene. Dersom turbinene har en effektkurve som kan produsere kraft over et større spenn av vindhastighet, vil kapasitetsfaktoren være større.

Kapasitetsfaktoren for all norsk vindkraft i 2020 var på 37.4% [45], mens Hywind Scotland, en flytende offshore vindpark, hadde en kapasitetsfaktor på 57.1% i 2019/2020 [16].

2.1.4 Vake

Vakeeffekten er et fenomen som oppstår når vindhastigheten nedstrøms fra en annen turbin reduseres. Dette skyldes at mye av energien i vinden tas opp av foranliggende turbiner. Denne effekten er illustrert i figur 3.



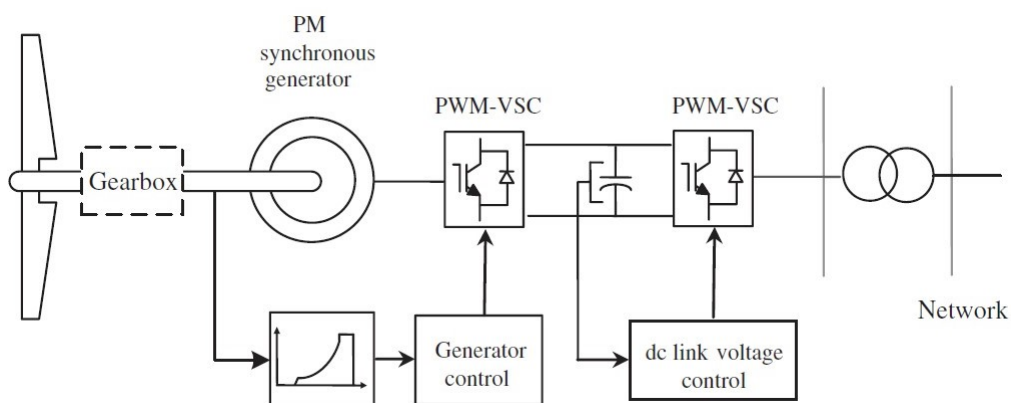
Figur 3: Vakeeffekten ved feltet "Horns Rev I"

Vaketap vil tas høyde for, men det vil ikke bli gjort grundige utregninger for dette da det krever en grundig kartlegging av vindforhold og utforming av vindparken. For Sørlige Nordsjø II kan man forvente et vaketap på rundt 7% for en vindpark på 1 GW [57].

2.1.5 Permanent Magnet Synkrongenerator

En PMSG har på mange måter lik virkemåte som en standard synkrongenerator. Rotor setter opp et magnetisk felt, og ved rotasjon av rotor vil hver statorfase oppleve en tidsvarierende fluks, som induserer en tidsvarierende elektromotorisk spenning i statorpolene. Denne spenningen vil avhenge av antall polpar og synkronhastigheten [31].

Hovedelementet som skiller PMSG fra en vanlig synkrongenerator, er at det roterende magnetfeltet dannes av permanentmagneter i stedet for elektriske viklinger [28]. Bruken av permanentmagneter vil fjerne behovet for magnetiseringsstrøm, og man kan kontrollere aktiv og reaktiv effekt ved å benytte styreteknikker på kraftelektronikken i mellomkretsen [46].



Figur 4: PMSG med to "back-to-back" spenningskildeomformere [46]

Med omformere mellom generator og transformator (se figur 4) kan man styre

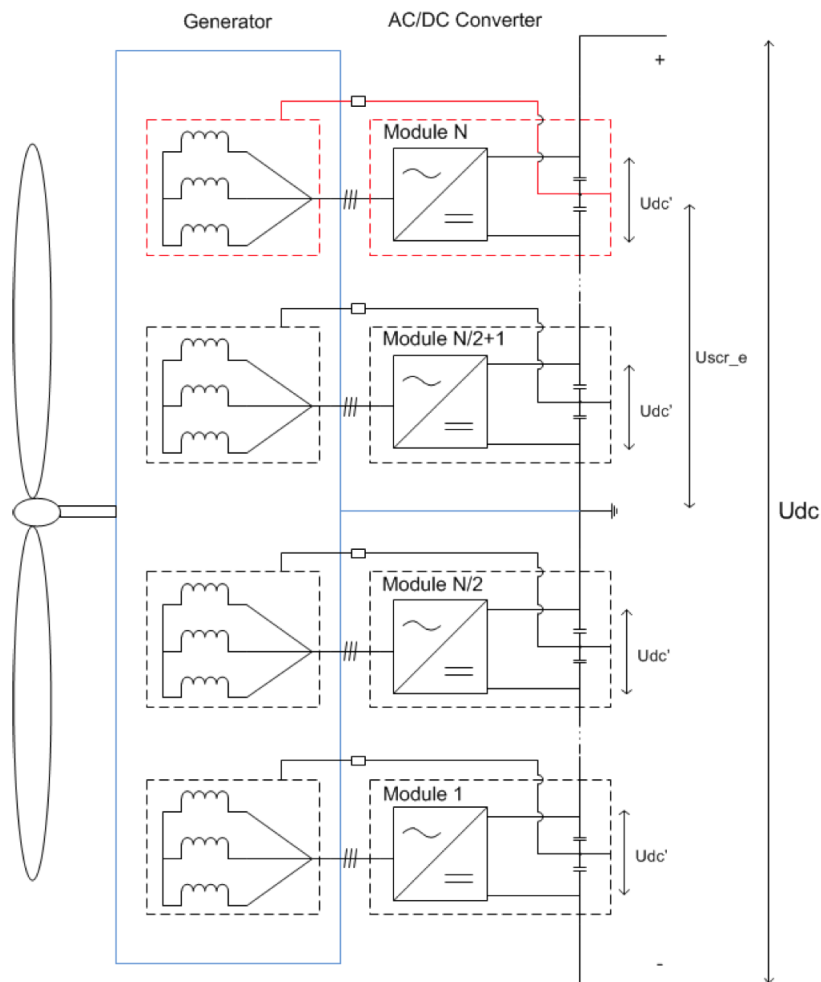
synkronfrekvensen, slik at rotor kan rotere i variabel hastighet relativt til vindstyrken. For å kunne få høyere spenning ut fra generatoren, kan man:

- Inkludere girboks
- Øke antall statorpoler, noe som øker generatorstørrelsen betraktelig
- Transformere opp spenningen

Nyere vindturbiner har muligheten til å levere effekt på 66kV ut fra turbinen, noe som bidrar til å redusere elektriske tap i internettet [29].

2.1.6 Modulær HVDC Generator

ModHVDC generatoren kan produsere høy DC-spenning og samtidig eliminere behovet for en transformator i maskinhuset.



Figur 5: Design av modHVDC Generator [49]

Stator er her delt inn i flere segment med adskilte viklinger, som igjen er koblet inn i hver sin omformer. Når omformerene er seriekoblet som i figur 5, vil spenningen øke lineært

med antall moduler. Her er hovedfordelene ved bruk av denne generatoren (Hentet fra [49]):

- Den eliminerer behovet for en transformator i maskinhuset, noe som medfører mindre tap og kostnader.
- Behovet for isolasjon minker ettersom AC-spenningen minker.
- Man kan unngå behovet for spenningstransformasjon dersom overføringsavstandene i systemet ikke er for store, noe som vil føre til økt effektivitet i hele systemet.
- Bruk av et modul-basert omformersystem fører til økt tilgjengelighet og mindre behov for vedlikehold. Dersom en eller to omformere ikke fungerer, vil generatoren fortsatt kunne levere kraft.

2.1.7 Effektkurve

Effektpotensialet som teoretisk kan hentes ut av vind i en vindturbin er gitt av formelen:

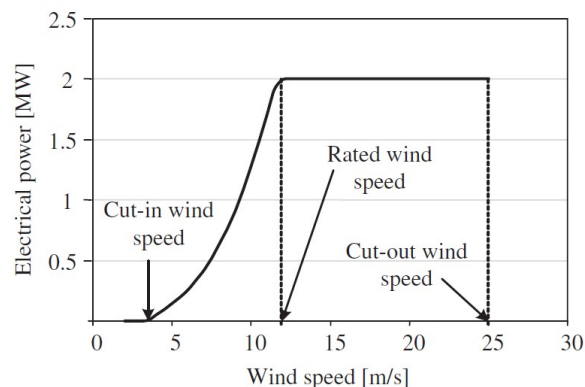
$$P_{VT} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot v^3 \quad (2)$$

ρ = Lufttetthet [kg/m^3]
 C_p = Effektkoeffisient

A = Omfeid propellareal [m^2]
 v = Vindhastighet [m/s]

Effektkoeffisienten C_p har en maksimal verdi gitt av Betz' lov på 59.3%, men vil i teorien ligge rundt 25-45% [46]. Denne koeffisienten kan styres ved å blant annet justere turbinbladenes vinkel.

En turbins effektkurve illustrerer hvor mye elektrisk kraft en turbin kan produsere som funksjon av vindhastigheten [46]. Denne vil variere ut fra blant annet turbinens størrelse og navhøyde, generator, girboks og kraftelektronikk. Dette gjør effektkurven spesifikk for hver turbin, og denne oppgis som regel av turbinprodusentene [28].



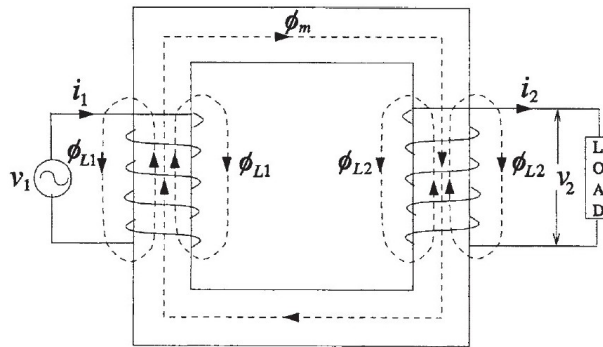
Figur 6: Eksempel på effektkurve for en vindturbin [46]

Ved vindhastigheter lavere enn ”cut-in wind speed”, vil ikke vinden påføre nok kraft til å utføre et dreiemoment stort nok til å rotere turbinbladene. Etterhvert som bladene begynner å rotere, vil turbinen gradvis generere kraft opp til en maksimal verdi, altså den nominelle effekten til turbinen. Produksjon på dette nivået fortsetter til vindhastigheten når ”cut-out wind speed”, som settes av sikkerhetsmessige årsaker [28], [46].

2.2 Overføring

2.2.1 Transformator

En transformator er en passiv elektrisk maskin som består av to eller flere ledere som er viklet rundt en kjerne (ofte laget av jern) som kan overføre magnetisk fluks. Antall viklinger på primær- og sekundærside bestemmer strøm- og spenningsforholdet mellom sidene.



Figur 7: Transformator [53]

De to viktigste bruksområdene til en trafo er [31]

- å transformere spenning og strøm opp eller ned
- å lage elektrisk isolasjon mellom to AC-system eller mellom AC- og DC-system for å opprettholde kontinuitet i AC-systemet

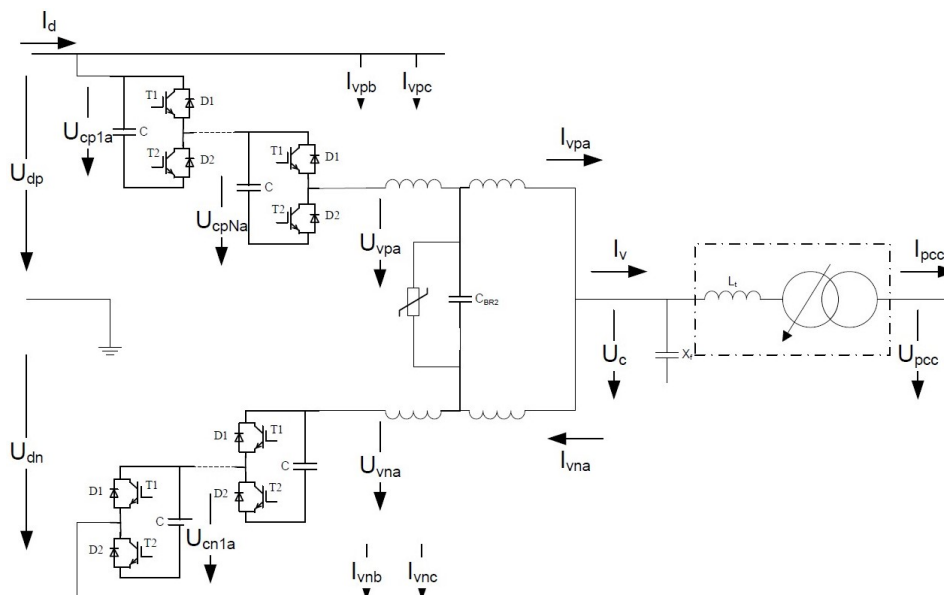
Ettersom transformatoren ikke har noen bevegelige deler, vil den ha mindre tap enn andre elektriske maskiner. Tapene må likevel tas hensyn til når man skal finne effektiviteten til et elektrisk system. I kjernen av transformatoren oppstår varmetap som følge av hysteres, virvelstrømmer og strøm gjennom kobberviklingene. Hysteres oppstår når den magnetiske fluksen i kjernen av transformatoren endrer retning, mens virvelstrømmer er små strømmer som blir indusert i transformatorkjernen. Lekkfluks forårsaker også noe tap i transformatoren. Dette er magnetfluks som går utenfor transformatorkjernen, og som kan indusere virvelstrømmer i andre metalliske deler av transformatoren.

Tapene i kjernen og i kobberledningene står for det meste av tapene i en transformator [31]. Man kan utføre tester på transformatoren for å bestemme tapene. Tomgangstest brukes for å finne kjernetap og kortslutningstest brukes for å finne tap i viklinger. Virkningsgraden til en transformator er som regel rundt 95-99%, men i store krafttransformatorer kan den være så høy som 99.7% [53].

2.2.2 Omformere

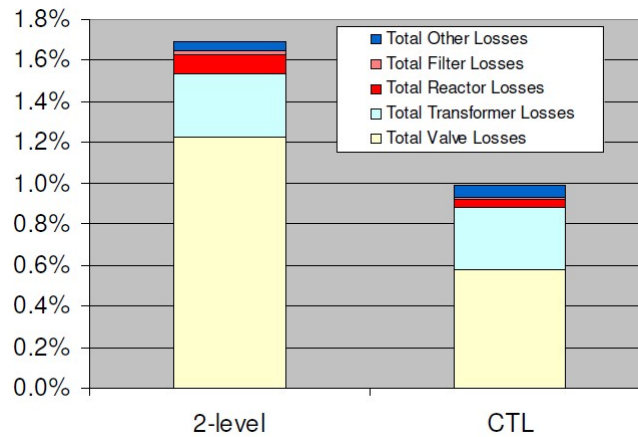
For HVDC-overføring har standarden vært å benytte linje-kommuterte omformere (LCC) med thyristorer. En LCC er omtrent 4 ganger større enn spenningskildeomformere (VSC), krever et stabilt og sterkt AC-nett og forbruker reaktiv effekt ettersom den bare kan kommutere når strømmen lagrer spenningen [6]. VSC med Isolert-Gate Bipolar Transistorer (IGBTer) har muligheten til å skrues av og på, noe som gjør at man kan kontrollere aktiv og reaktiv effekt. Denne omformeren er derfor godt egnet i et svakt nett [29]. I tillegg har IGBT-baserte omformere evnen til selvoppstart fra spenningsløs tilstand.

Mens en LCC har tap på omtrent 0.6-0.8% av overført effekt, har en to-nivå VSC tap på rundt 1.6% [23] til 1.6% med 0.2% tomgangstap [29]. Av disse tapene kommer 70% fra omformerventilene. Resterende tap i omformer er tap i transformator, reaktor og annet utstyr på henholdsvis 13%, 8% og 9% [23].



Figur 8: Kaskadekoblet to-nivå omformer [4]

Introduksjonen av kaskadekoblede to-nivå (CTL) omformere (figur 8) har gjort det mulig å operere hver celle med lavere svitsjefrekvens. Dette medfører færre harmoniske komponenter og dermed lave effekttap, i tillegg til at spenningen kan skaleres [29]. Tapene for én omformerstasjon er i underkant av 1% i følge ABB (se figur 9). De har levert denne typen omformer til blant annet DolWin2 for å overføre 916MW på $\pm 320\text{kV}$ [22].

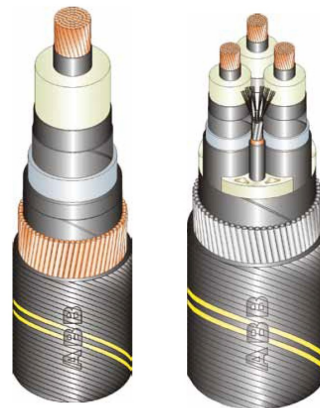


Figur 9: Typiske omformertap [4]

2.2.3 Kabler

For valg av kabler er tverrbundet polyetylenbasert (PEX) isolasjon et attraktivt valg. Dette kommer av dets styrke, gode motstand til fukt, lave kostnader, enkle fremkalling, lave temperaturfleksibilitet og gode elektriske evner [54]. Utenpå isolasjonen benyttes en blyskjerm, typisk ved spenninger over 36kV, for å hindre at vann skal trenge inn til isolasjonen [44]. Kabelens ytre lag består av en armering for beskyttelse mot mekanisk skade, og deretter et lag med polypropenen (PP) garn.

Ved DC-overføring vil det kun være ohmske tap i kabelen. Ved AC-overføring innføres andre resistive tap ved overflate- og nærhetseffekten. Overflateeffekten skyldes av at strømtettheten blir større rundt ytterkanten av lederen, og nærhetseffekten skyldes en alternerende fluks fra nærliggende ledere som danner virvelstrømmer i lederen. Kablene vil også ha tap i blyskjermen grunnet virvelstrømmer, samt i armeringen grunnet magnetisering. Ved høye spenninger vil også dielektriske tap som skyldes utladninger gjennom isolasjonen være signifikante, på grunn av kapasitans i isolasjonsmediet. Dielektriske tap tas bare hensyn til dersom U_0 er større enn 127kV, ettersom de er spenningsavhengige.

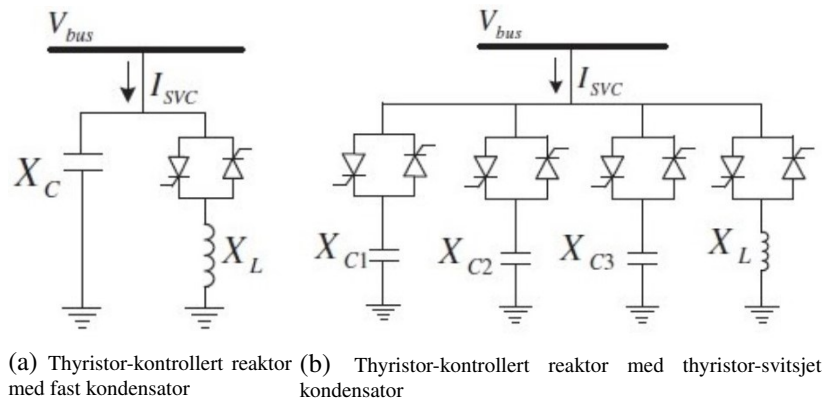


Figur 10: Snitt av PEX-isolerte kabler fra ABB [1]

Sjøkabler har langt større kapasitanser enn induktanser, noe som begrenser avstanden man kan overføre med HVAC [6]. Dette vil kreve en kompensasjon for den reaktive effekten [46] om man overfører over lengre avstander.

2.2.4 Reaktiv effektkompensasjon

For å kompensere for den reaktive effekten under HVAC-overføring, kan man benytte en statisk VAR kompensator (SVC). En SVC har muligheten til å dra induktiv eller kapazitiv strøm fra systemet, i tillegg til å stabilisere spenningen [46]. En kontinuerlig kontrollert SVC benytter en thyristor-kontrollert reaktor (TCR) i parallell med enten en fast kondensator (FC) eller en thyristor-svitsjet kondensator (TSC) (se figur 11).



Figur 11: Typiske SVC strukturer [46]

2.2.5 Tilgjengelighet

Tilgjengelighet i vindparken har stor betydning for produksjonen, og omfatter den gjennomsnittlige opptiden for vindparken. Herunder omfattes feil på utstyr og vedlikehold som medfører tapt produksjon. Generelt antas en tilgjengelighet på rundt 95-98% for vindparker relativt nære land, og et sted mellom 90-96% ble simulert av Bjerkseter og Agotnes [7] for et tilfelle langt offshore med tøffe vindforhold, med en gjennomsnittlig verdi på omtrent 94%. StormGeo AS [57] oppgir en tilgjengelighet på 95% ved en 1GW utbygging i Sørilige Nordsjø II.

2.3 Batteri

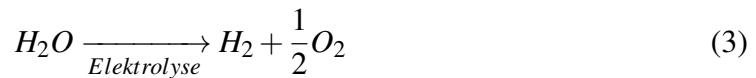
Elektrokjemiske batteri er en viktig teknologi når andelen fornybar energi i kraftmiksen øker. Den varierende kraftproduksjonen fra sol- og vindkraft genererer et behov for å kunne lagre energien ved høy produksjon, for så å levere energien ved lav produksjon. Ved behov for energilagring over lengre tid vil f.eks. hydrogen være en god løsning. Hydrogen mister omtrent ikke energi over tid, slik et batteri gjør, og det har en ekstremt høy energitetthet. Ved kortvarig lagring av energi derimot, vil et batteri være den beste løsningen, grunnet høy effektivitet og rask responstid.

Litiumbatteri er i dag den ledende batteriteknologien, mye grunnet en høy ”round-trip efficiency” og en relativt høy energitetthet [30]. I tillegg synker kostnadene på disse batteriene etterhvert som teknologien utvikles. Batterier egner seg godt til frekvensregulering, ettersom de kan levere og motta full effekt i løpet av noen få millisekund [30].

Et litiumbatteri består av en anode, katode, elektrodeseparator og en elektrolytisk løsning [20]. Litiumbatteri kjennetegnes ved at de har litium som anodemateriale. Valg av katodematerial varierer, men mangan- eller svoveldioksider er mest vanlig å bruke. Litium er det letteste metallet som finnes, og har det høyeste normalpotensialet av alle metall (3.05V). På grunn av disse egenskapene har litiumbatteriet høyere celledspenning og energitetthet enn alle andre primærbatteri [20]. Ved utladning av batteriet blir litium-ion frigitt av anoden, og de flyter over til katoden. Prosessen reverseres ved oppladning av batteriet.

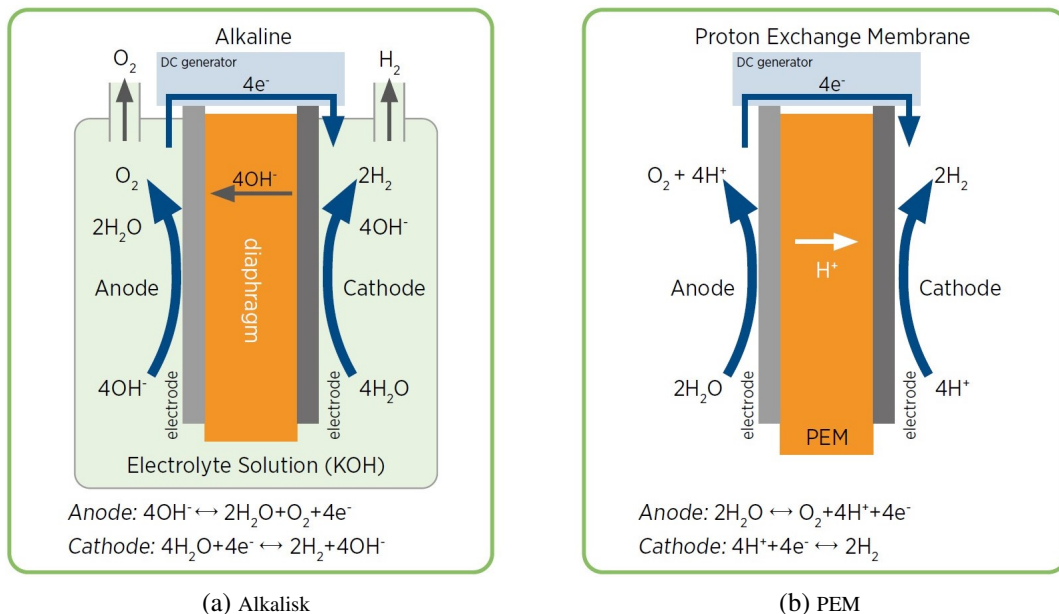
2.4 Elektrolyse

Grønn hydrogen blir produsert gjennom en prosess som kalles våtelektrolyse. Våtelektrolyse er en kjemisk prosess der man splitter et vannmolekyl til hydrogen og oksygen ved hjelp av elektrisitet.



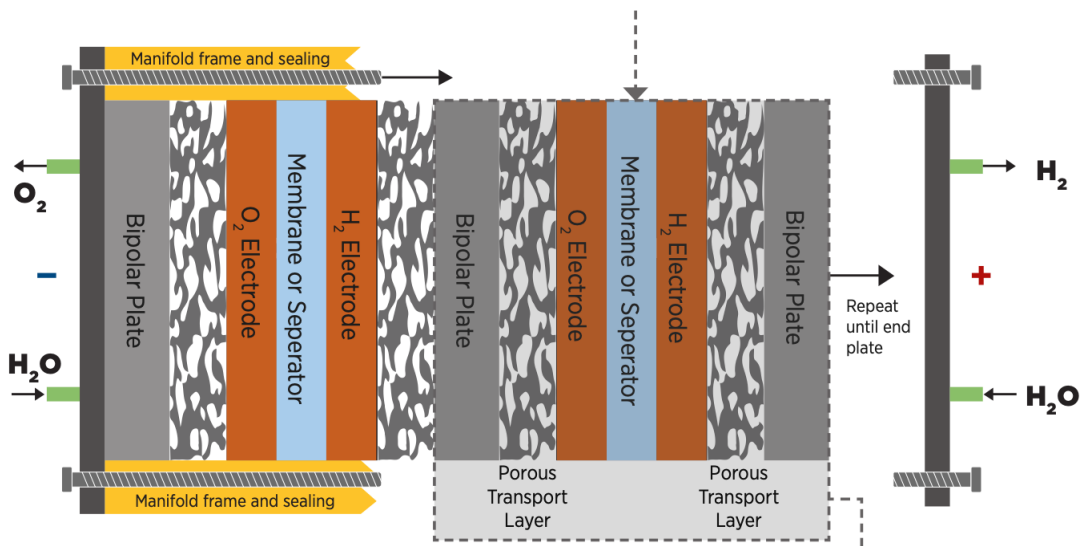
Man kan dele en elektrolysør inn i 3 hovednivå:

- **Cellenivå:** Cellen er selve kjernen i elektrolysøren, og det er her den elektrokjemiske prosessen skjer (figur 12). Den består av en katode og en anode (elektroder) som enten ligger på hver sin side av en protonledende membran (PEM) eller ligger i en elektrolytt som kaliumhydroksid (KOH brukes i alkalisk elektrolyse (AEL)). I tillegg ligger det to porøse transportlag inntil hver elektrode som transporterer reaktantene (oksygen og hydrogen). Inntil hvert transportlag ligger det også en bipolar plate som gir mekanisk støtte for cellen og som transporterer reaktantene (figur 13).



Figur 12: Cellenivå, Alkalisk og PEM [27]

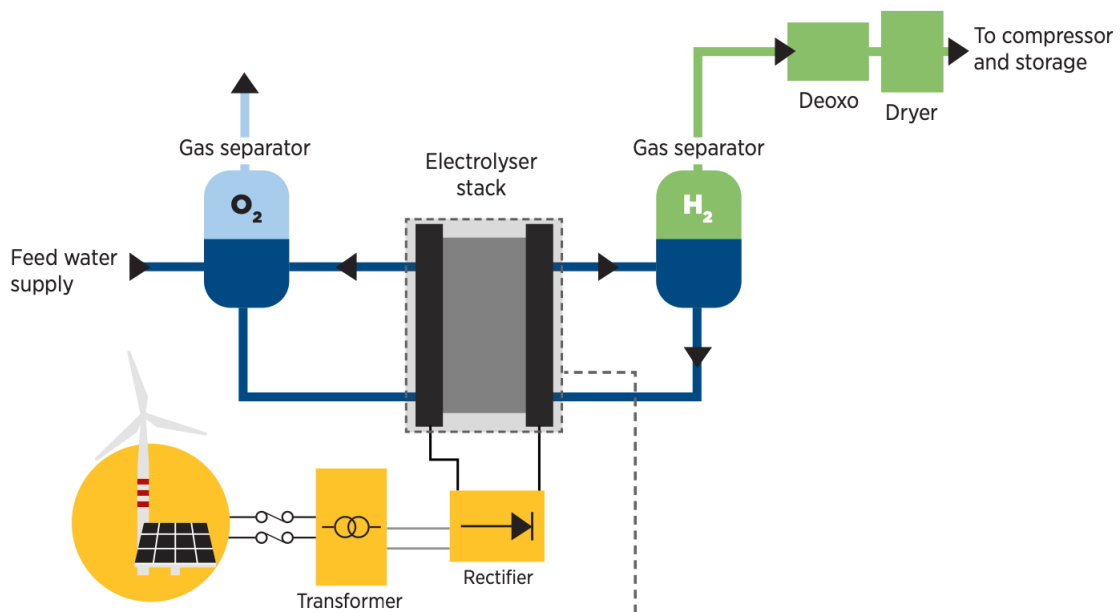
- **Stacknivå:** En elektrolysestack er en samling av seriekoblede elektrolyseceller.



Figur 13: Stacknivå [27]

Stacken består også av material og rammer som adskiller elektrolysecellene, forhindrer lekkasjer og gir mekanisk robusthet (figur 13).

- **Systemnivå:** Systemnivået består av elektrolysestacken og alt ekstrautstyret som kreves i et komplett elektrolyseanlegg. Ekstrautstyr kan være kjølingssystem, ferskvannsanlegg, kompressor, transformator, likeretter, deoksidasjonssystem og så videre (figur 14).



Figur 14: Systemnivå [27]

2.4.1 Effektivitet

Effektiviteten til et elektrolyseanlegg ligger typisk på 60% – 73% [8], og den varierer blant annet med hvordan hydrogengassen komprimeres og hvilken last man kjører anlegget på.

Effektiviteten minker

- med synkende temperatur
- med økende strømtetthet
- med økende trykk (i liten grad)

Operasjonstemperaturen i lavtemperatur elektrolyse (AEL og PEMEL) er typisk på 60-90°C. Valget av temperatur i elektrolyseanlegget bør være høy dersom man vil ha høy effektivitet, men ved høyere temperatur degraderes anlegget raskere.

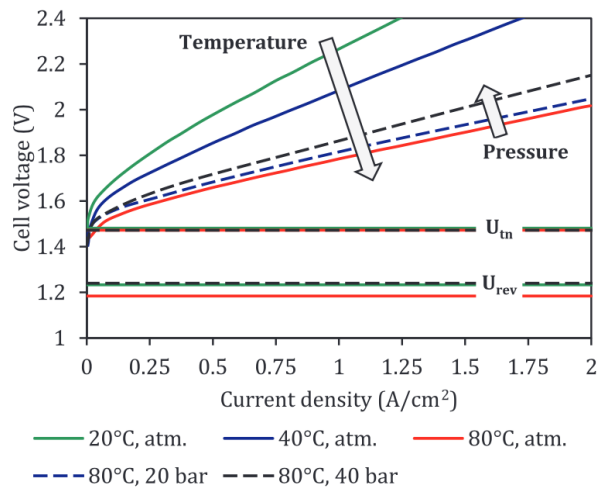
Ved valg av strømtetthet i anlegget må man ta hensyn til at ved høyere strømtetthet får man

- økt hydrogenproduksjon per volum av elektrolyseanlegg
- større slitasje på elektrolyseanlegget

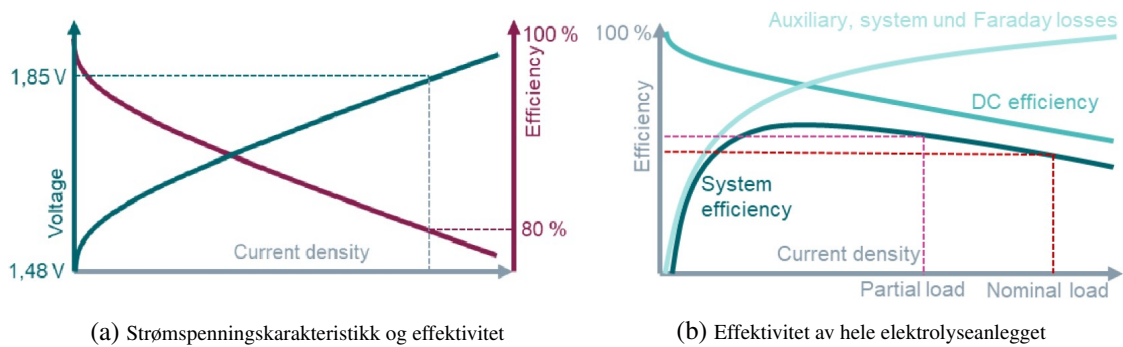
Man ender altså opp med å velge mellom store anleggskostnader ved lav strømtetthet, eller store operasjonskostnader ved høy strømtetthet og større behov for vedlikehold.

Trykket i elektrolyseanlegget påvirker ikke effektiviteten i like stor grad som strømtetthet eller temperatur, men ved økende trykk minsker Faradays effektivitet η_f , noe som påvirker effektiviteten til elektrolyseanlegget direkte. DC-effektiviteten til elektrolyseanlegget, også kalt stack-effektivitet, er et produkt av Faradays effektivitet og effektivitet som følge av varierende celledspenning over arbeidsområdet til elektrolyseanlegget. DC-effektiviteten beskriver karakteristikken til elektrolyseanlegget godt ved høy last, ettersom det tar hensyn til de dominerende tapene.

I figur 15 og 16 vises sammenhenger mellom strømtetthet, celledspenning og effektiviteten til et elektrolyseanlegg.



Figur 15: Strømspenningskarakteristikk for en PEM elektrolysecelle [8]



(a) Strømspenningskarakteristikk og effektivitet

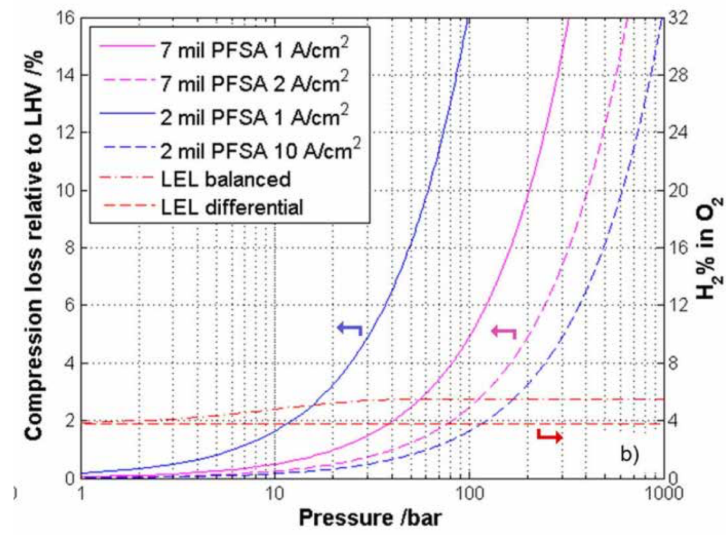
(b) Effektivitet av hele elektrolyseanlegget

Figur 16: Effektivitetskurver [55]

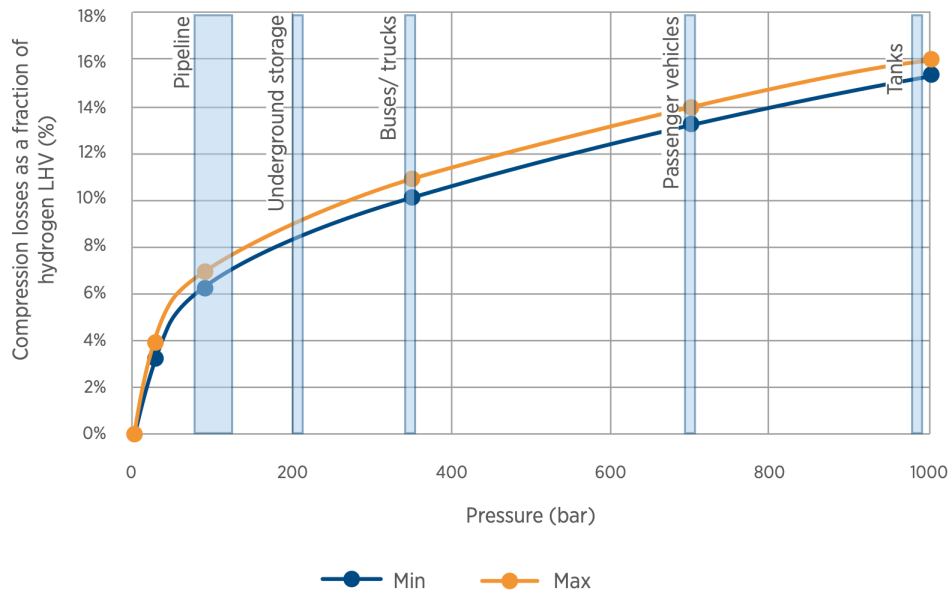
2.4.2 Kompresor

Ved transport av hydrogen må gassen komprimeres, noe som krever en betydelig mengde energi. Operasjonstrykket som blir brukt i et elektrolyseanlegg dannes på en mer effektiv måte (elektrokjemisk kompresjon) enn dersom man skulle komprimert gassen med en mekanisk kompressor. Kostnader, kompleksitet og størrelse for elektrolyseanlegget øker ved økende operasjonstrykk. For å oppnå høyest mulig effektivitet er det derfor optimalt å ha et operasjonstrykk på mellom 30-70 bar internt i anlegget, for så å komprimere gassen ytterligere med en ekstern mekanisk kompressor [27].

Figur 17 viser tap som følge av kompresjon i elektrolyseanlegget, og figur 18 viser tap som følge av mekanisk kompresjon.

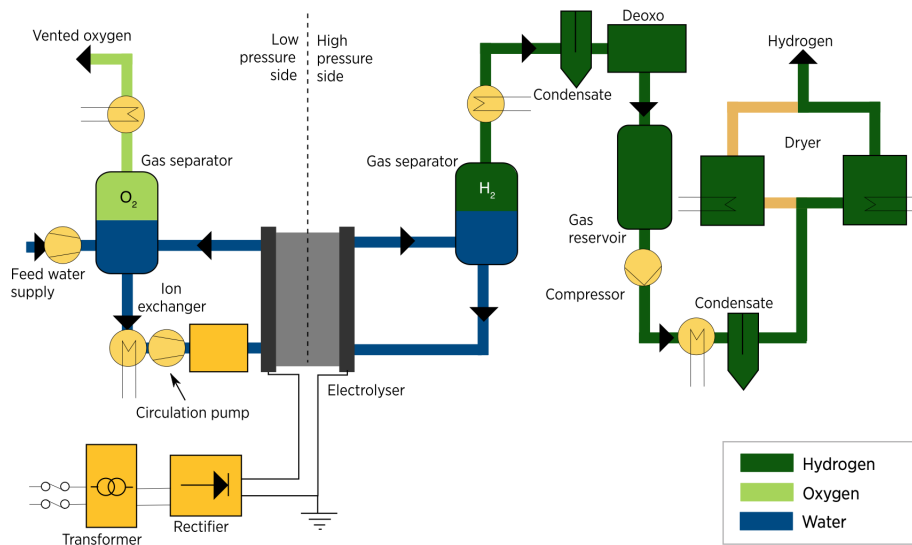


Figur 17: Effektivitetstap som følge av elektrokjemisk kompresjon [5]



Figur 18: Effektivitetstap som følge av mekanisk kompresjon [27]

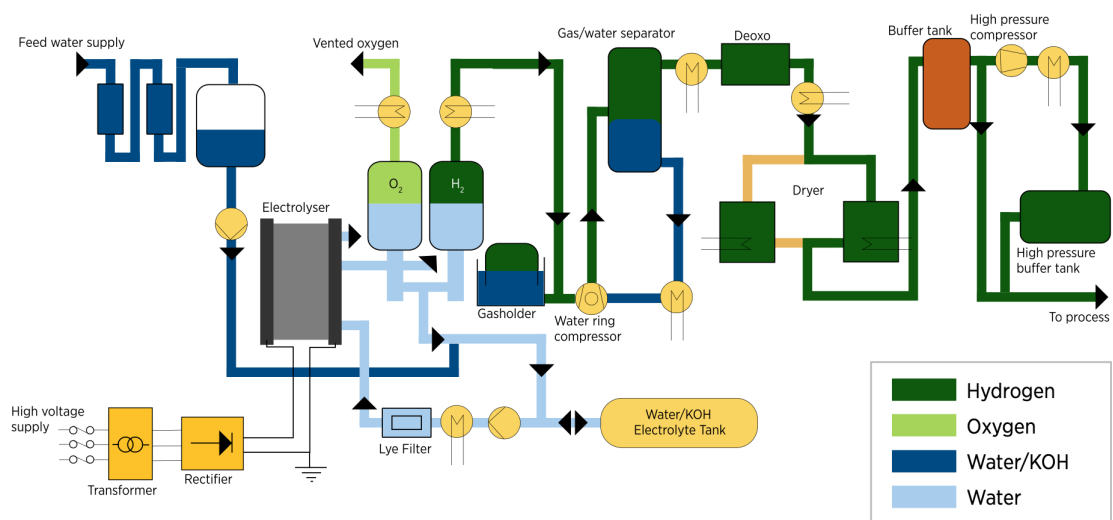
2.4.3 Protonledende Membran Elektrolyse



Figur 19: Design av et PEMEL-anlegg [27]

PEMEL er en av de to mest brukte elektroliseteknologiene (PEMEL og AEL). Som man ser i figur 19 krever denne elektroliseteknologien kun rent vann og elektrisk energi for å produsere hydrogen. Man bruker et desalinasjonsanlegg (ferskvannsanlegg) for å rense sjøvann, noe som ikke følger med i et standard PEMEL-anlegg. Hydrogengassen blir trykksatt til 30 bar, mens oksyngengassen holdes under atmosfærisk trykk (i Nel [41] sine anlegg). Etter hydrogengassen er produsert bruker man en kompressor for å øke trykket ytterligere før den lagres.

2.4.4 Alkalisk Elektrolyse



Figur 20: Design av et AEL-anlegg [27]

AEL er en billigere elektrolyseteknologi enn PEMEL, men et AEL-anlegg vil være større enn et PEMEL-anlegg grunnet mye lavere strømtetthet. I tillegg krever anlegget jevnlig påfyll av kaliumhydroksid-løsning.

2.5 Kostnader

2.5.1 Livssyklus kostnad

Siden store prosjekter har mange kostnader fordelt over lang tid må man ha en metode for å systematisere kostnadene. Livssyklus kostnad er en metode man bruker for å summere alle kostnader som påløper gjennom hele prosjektperioden, fra prosjektet planlegges og helt frem til avvikling. En livssyklus inneholder vanligvis klart definerte faser, typisk er dette [62]:

- Prosjektering og utvikling, alle kostnader før byggestart
- Produksjon og anskaffelser, alle kostnader relatert til komponenter
- Installasjon, alle installasjonskostnader
- Drift og vedlikehold, alle kostnader relatert til reparasjoner, bytte av deler og drift av vindpark
- Avvikling, alle kostnader relatert til å rydde bort vindparken

Alle kostnader som inntreffer før produksjonsstart vil plasseres under en egen betegnelse kalt kapitalkostnader (CAPEX). Kostnader som påløper under levetiden plasseres under drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX), mens kostnadene som følge av avvikling vil plasseres under avvikling (DECEX).

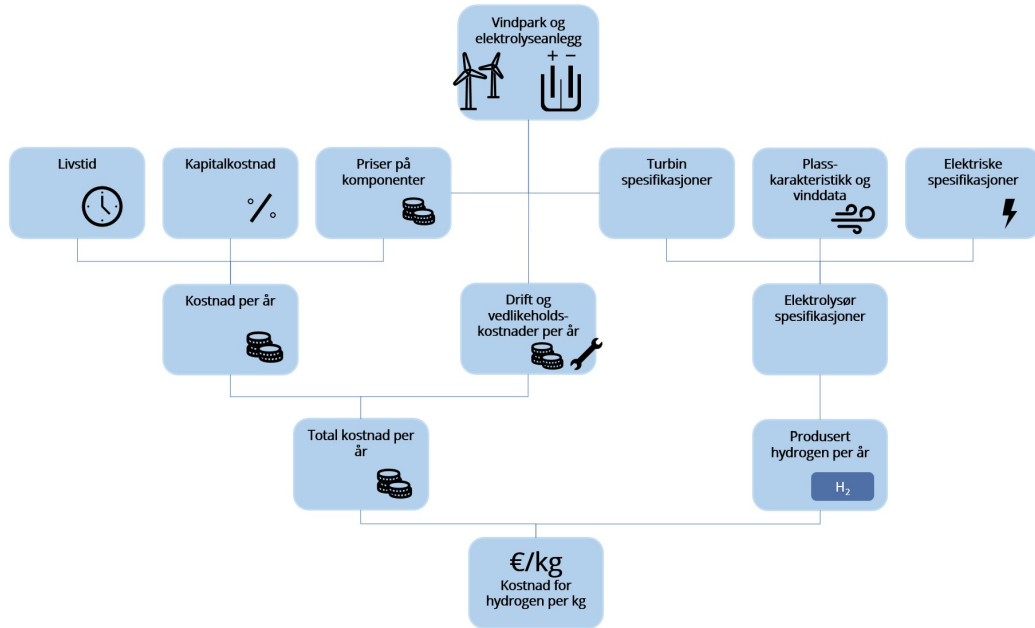
2.5.2 Nåverdi

Gjennom hele livstiden til prosjektet vil kostnader relatert til drift og vedlikehold påløpe hele tiden. For å ta høyde for at en krone i fremtiden ikke er verdt like mye som en krone i dag benyttes nåverdimetoden for å diskontere pengestrømmen tilbake til år 0. For å benytte nåverdimetoden må man benytte en fast diskonteringsrente for prosjektet, denne vil variere fra prosjekt til prosjekt, og den vil avhenge av hvor stor risiko man er villig til å ta med prosjektet. For nåverdien av en serie kan man bruke denne formelen [7]:

$$PV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

PV = Present value eller nåverdi
 r = Diskonteringsrente
 C_t = Investeringskostnad ved tid t
 t = Tid fra t til n

2.5.3 LCOH



Figur 21: Systemoversikt modifisert fra European Wind Energy Association [17]

”Levelized Cost of Hydrogen” (LCOH) benyttes for å ha en felles metode for å kunne evaluere kostnaden i euro per kg hydrogen. Når man gjennomfører en LCOH-analyse, ser man på alle kostnadene som påløper hvert år gjennom en livssyklus. Deretter diskonteres og summeres dette, og evalueres opp mot den ventede diskonterte produksjonen av hydrogen som vist i figur 21. Dette gir en konstant kostnad for hver kilogram produsert hydrogen som kan skrives slik [25] :

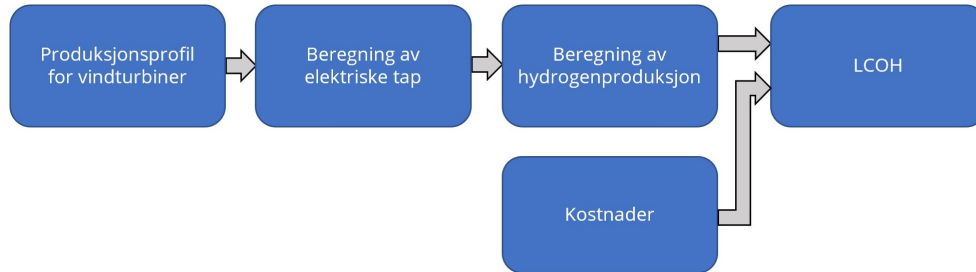
$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t + D_t + A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{M_H}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

$LCOH$ = Levelized Cost of Hydrogen [euro/kg]
 K_t = Kapitalutgifter (CAPEX) for år t [euro]
 D_t = Årlige driftsutgifter (OPEX) for år t [euro]
 A_t = Avviklingsutgifter (DECEX) for år $n+1$ [euro]

i = Vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC) [%]
 n = Prosjektets levetid i år
 t = Individuelt år i prosjektets levetid [0,1,2,3,...,n]
 M_H = Årlig produsert hydrogen for år t [kg]

3 Metode

Dette kapittelet tar i bruk teorien presentert i kapittel 2, og presenterer metoden som benyttes for å besvare problemstillingen. Figur 22 viser en oversikt over flyten i metoden, som resulterer i en verdi for LCOH for hver case.

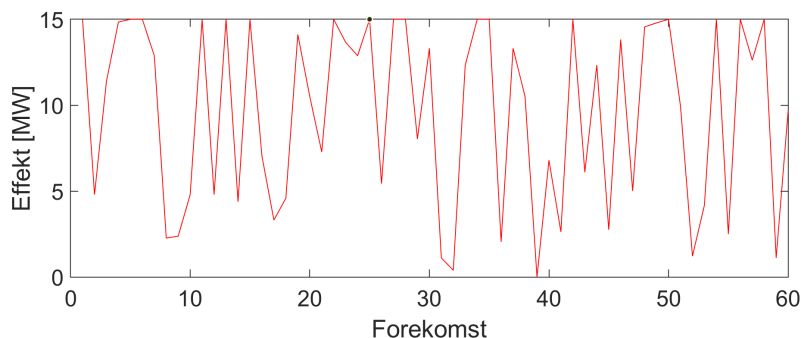


Figur 22: Oversikt over metode

Innledningsvis modelleres en produksjonsprofil basert på vinddata som følger en Weibullfordeling for vindforekomstene i Sørliche Nordsjø II over en periode på ett år. Denne vinddataen brukes deretter som inndata i effektkurven til hver turbin, som benyttes som inndata i tapssimuleringen. Fra tapssimuleringen går effekten videre til et program som beregner hydrogenproduksjonen og mest gunstige størrelse på elektrolyseanlegg og batteri. Med produksjonen og kostnadene beregnes deretter LCOH basert på årlig hydrogenproduksjon, kapitalkostnader (CAPEX), drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) og avviklingskostnader (DECEX).

3.1 Produksjonsprofil

Med utgangspunkt i vedlegg B.2, brukes vindprofilen som inndata til effektkurven. Med 60 punkter for randomisert vindstyrke, ser produksjonsprofilen fra én Vestas V236-15MW vindturbin slik ut:



Figur 23: Produksjonsprofil Sørliche Nordsjø II

For simuleringene i kapittel 3.2, benyttes 8760 punkter, som representerer antall timer i løpet av ett år. Hver turbin i internettet vil ha lik produksjonsprofil, noe som ikke stemmer helt med virkeligheten, da vinden i realiteten vil variere innad i området.

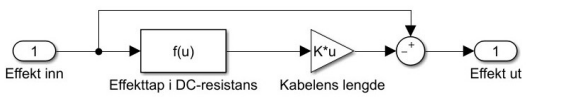
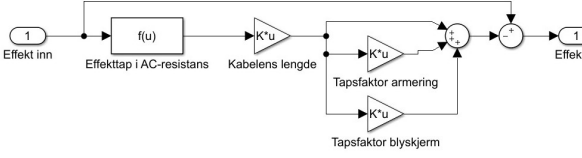
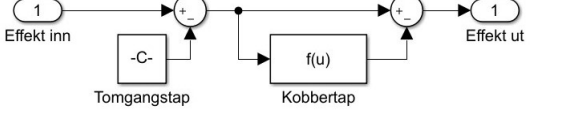
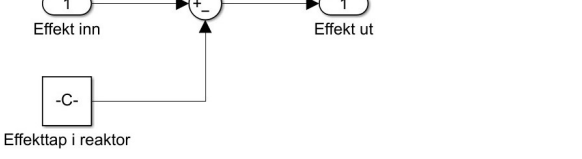

3.2 Modellering av tapsberegninger

Hver av de fem casene vil modelleres slik at spenningen holdes konstant, med et effekttap i hver komponent. Komponenter og faktorer som inngår i modelleringen av hver case vises i tabell 1 og 2, og er beskrevet i detalj i vedlegg B.

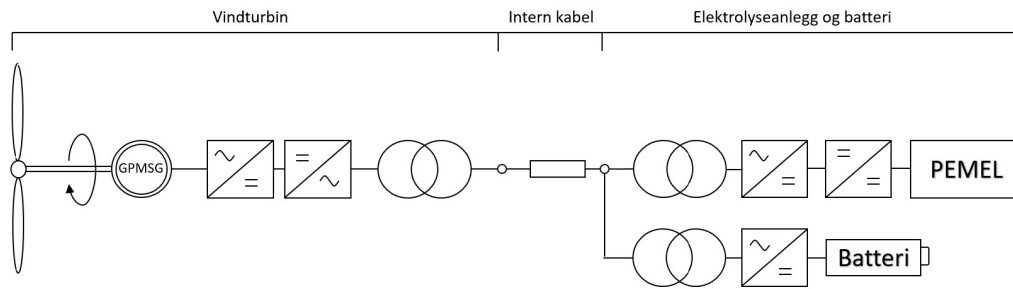
Tabell 1: Grunnleggende data for vindpark

Caser	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Tilgjengelighetsfaktor	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Vaketapsfaktor	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
$U_{internett}$	66kV AC	66kV AC	± 160 kV DC	± 160 kV DC	66kV AC
Kabeldimensjon turbin 1-4	3x185mm ²	3x185mm ²	2x120mm ²	2x120mm ²	3x185mm ²
Kabeldimensjon turbin 4-	3x1000mm ²	3x1000mm ²	2x120mm ²	2x120mm ²	3x1000mm ²
Plassering av elektrolyseanlegg	Offshore	Onshore	Offshore	Onshore	Onshore
$U_{transmisjon}$	-	220kV AC	-	± 160 kV DC	± 320 kV DC
Kabeldimensjon transmisjon	-	3x3x1200mm ²	-	4x1600mm ²	2x1600mm ²

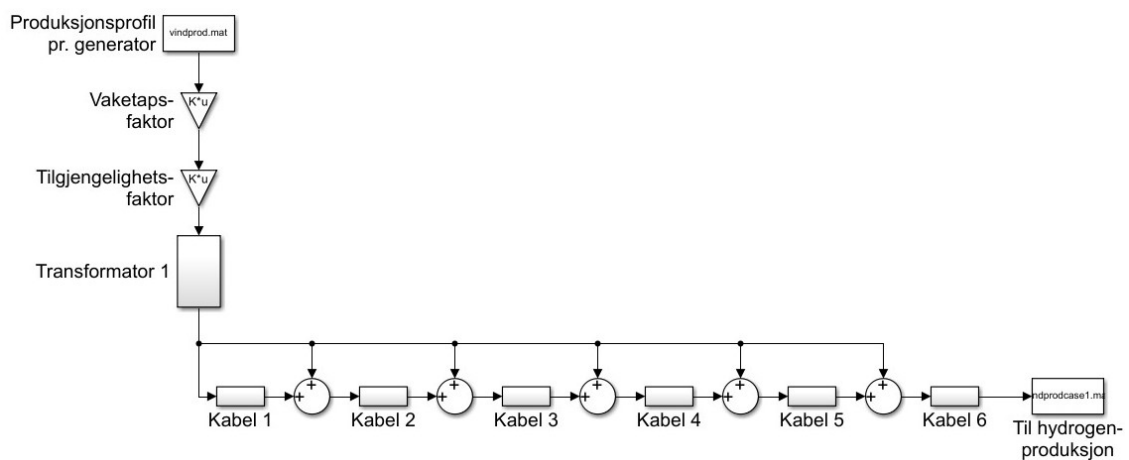
Tabell 2: Modellering av komponenter i Simulink

<p>DC kabel</p>		<p>DC-resistans beregnes i vedlegg D.2, med formler fra vedlegg C</p>
<p>AC kabel</p>		<p>AC-resistans og tapsfaktor for armering og blyskjerm beregnes i vedlegg D.2, med formler fra vedlegg C</p>
<p>Transformator</p>		<p>Kortslutningsresistans og tomgangstap beregnes i vedlegg D.2, med formler fra vedlegg C</p>
<p>Reaktor</p>		<p>Effekttapet i reaktorene, hentet fra vedlegg B, beregnes til $0.002 \cdot 4.18 \text{MVA}r/km = 8.36 \text{W}/m$ pr. reaktor</p>
<p>Omformerstasjon</p>		<p>Effekttapet i omformerstasjonene beregnes til 1% av overført effekt</p>

Case 1: PMSG med nærliggende elektrolyseanlegg

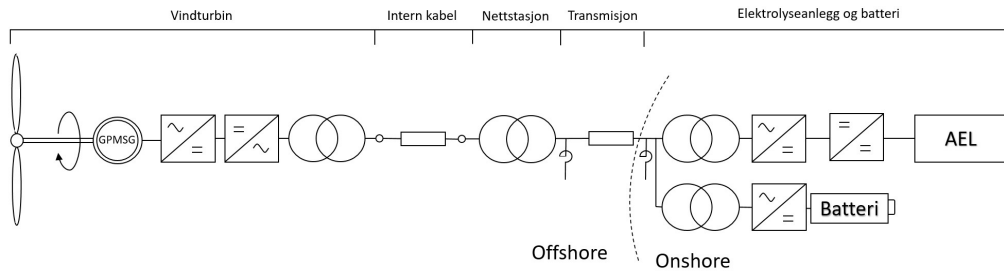


Figur 24: Enlinjeskjema for case 1

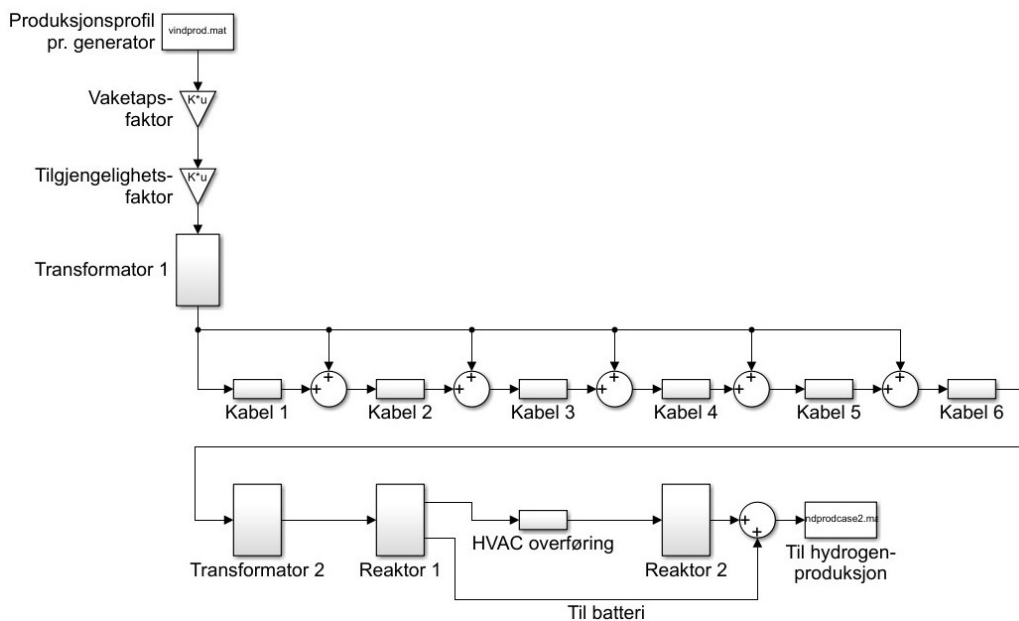


Figur 25: Simulinkmodell for case 1

I case 1 brukes PMSG, og det antas at tapene i maskinhustransformatoren ”Transformator 1” (se modellen i figur 25) ikke er medregnet i effektkurven til turbinene. Modellen summerer effekten ut fra turbinene ved hver summeringsblokk, etter å ha tatt i betraktning vaketap, tilgjengelighet og tapene i maskinhustransformatoren. Ved summeringsblokkene summeres effekten fra gjeldende turbin med den gjenværende effekten fra forrige turbin(er). I siste kabelmodul i modellen multipliseres effekten med 11, som representerer effekten fra 11 rekker av 6 turbiner. Det vil også beregnes tap for hver av kablene inn til elektrolyseanlegget. Til slutt eksporteres den resterende effekten til et program som beregner hydrogenproduksjonen med et PEMEL anlegg og LCOH ut fra kostnadene som inngår for denne utformingen. Det vil også tas høyde for forsyningen av vindparkens hjelpesystemer og magnetiseringstap ved batterikompensasjon ved elektrolyseanlegget.

Case 2:***PMSG med HVAC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg***

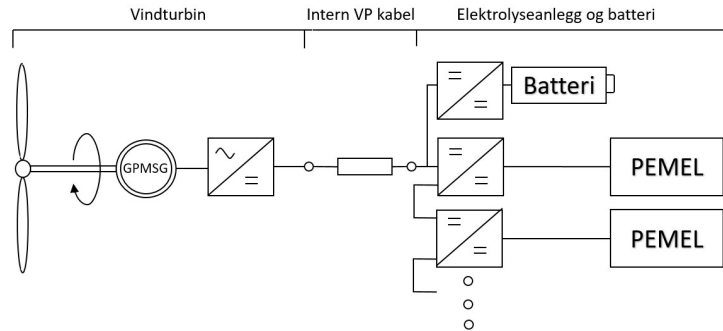
Figur 26: Enlinjeskjema for case 2



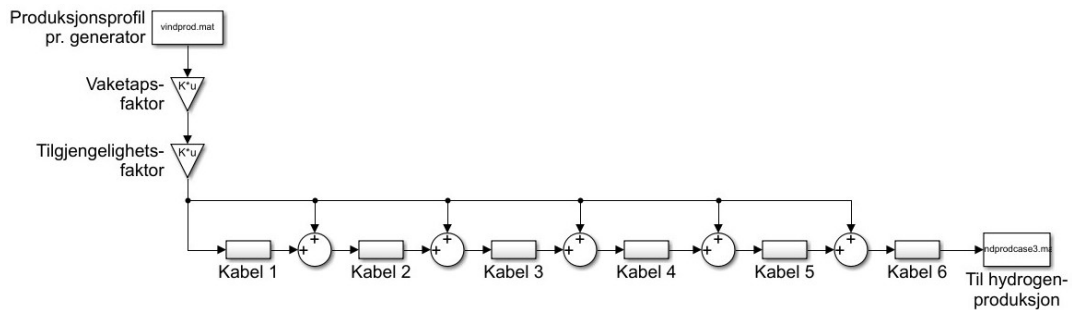
Figur 27: Simulinkmodell for case 2

Case 2 er identisk case 1 frem til blokken "Transformator 2" som representerer nettstasjonstransformatorene. Blokken "Reaktor 1", som representerer en SVC, videresender negative verdier videre til summeringsblokken til høyre. Dette gjøres for å ta høyde for magnetiseringstapene i transformator og reaktor ved lav produksjon. For å forhindre at magnetiseringseffekten til komponentene flyter gjennom transmisjonskablene, sendes negative verdier forbi dem. På denne måten antar vi at deler av batterikompensasjonen skjer offshore. Videre går effekten til hydrogenproduksjon med AEL, og til beregning av LCOH.

Case 3: ModHVDC med nærliggende elektrolyseanlegg



Figur 28: Enlinjeskjema for case 3

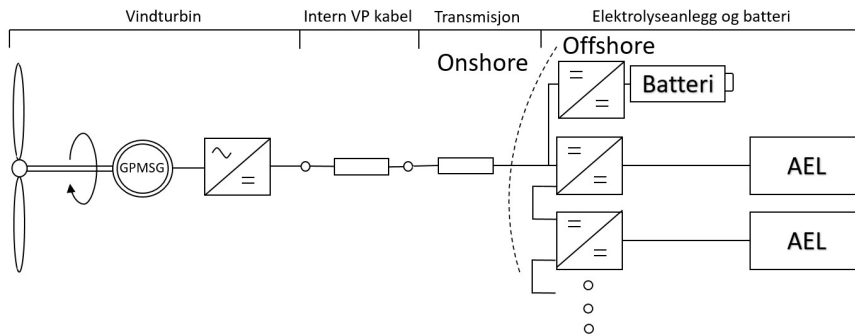


Figur 29: Simulinkmodell for case 3

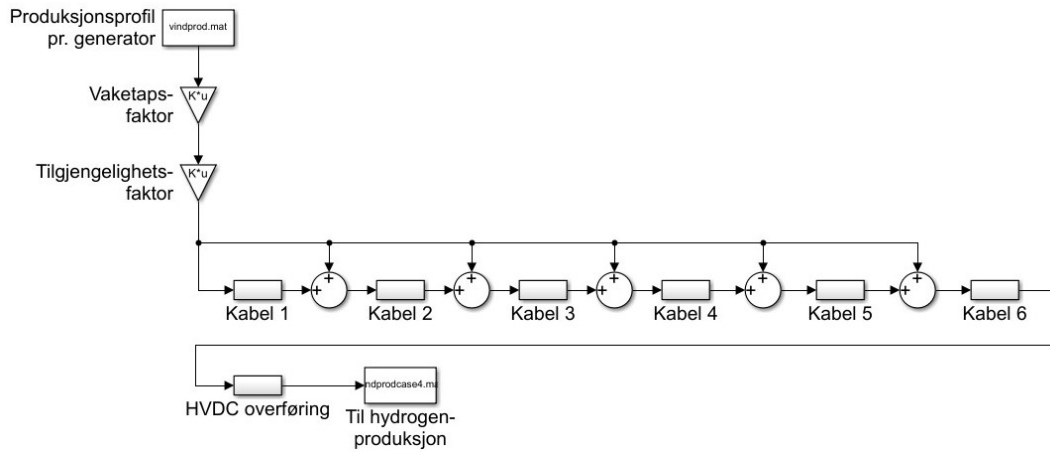
Case 3 er modellert svært likt case 1, bortsett fra at denne bruker modHVDC generator. Dermed er det heller ingen maskinhustransformator å beregne tap for, samt at det er andre parametre og modeller for kabler (se tabell 1 og 2). Denne casen sender effekten videre til hydrogenproduksjon med PEMEL, og til beregning av LCOH.

Case 4:

ModHVDC med HVDC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg



Figur 30: Oversikt for case 4

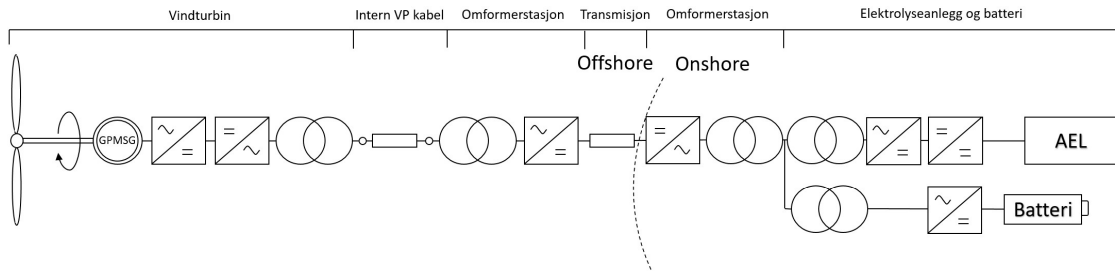


Figur 31: Simulinkmodell for case 4

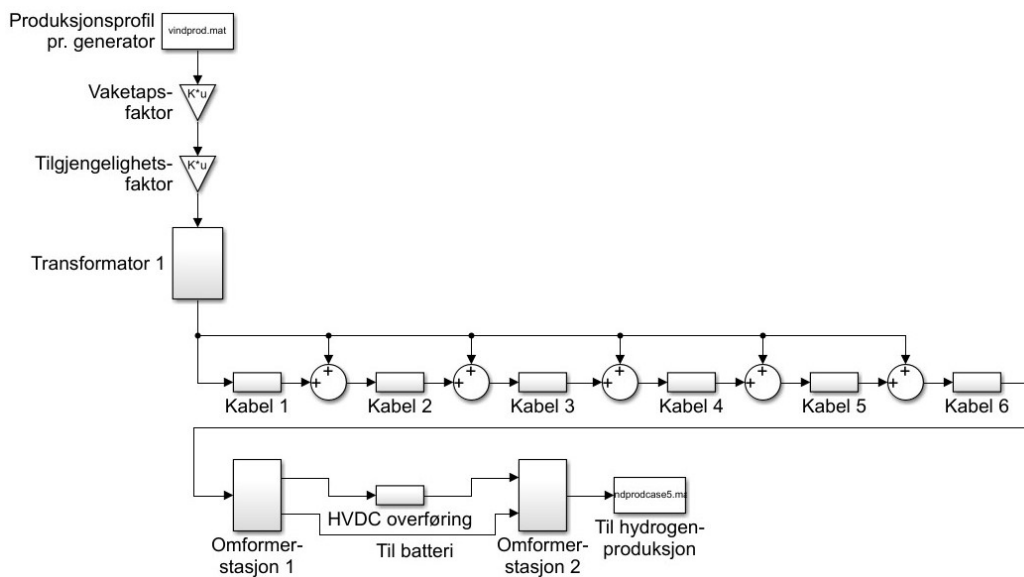
Case 4 er en forlengelse av case 3, hvor den eneste forskjellen i modelleringen er at overføringskabelen til land er inkludert. I tillegg vil det i denne casen benyttes AEL for hydrogenproduksjon.

Case 5:

PMSG med HVDC-overføring til landbasert elektrolyseanlegg



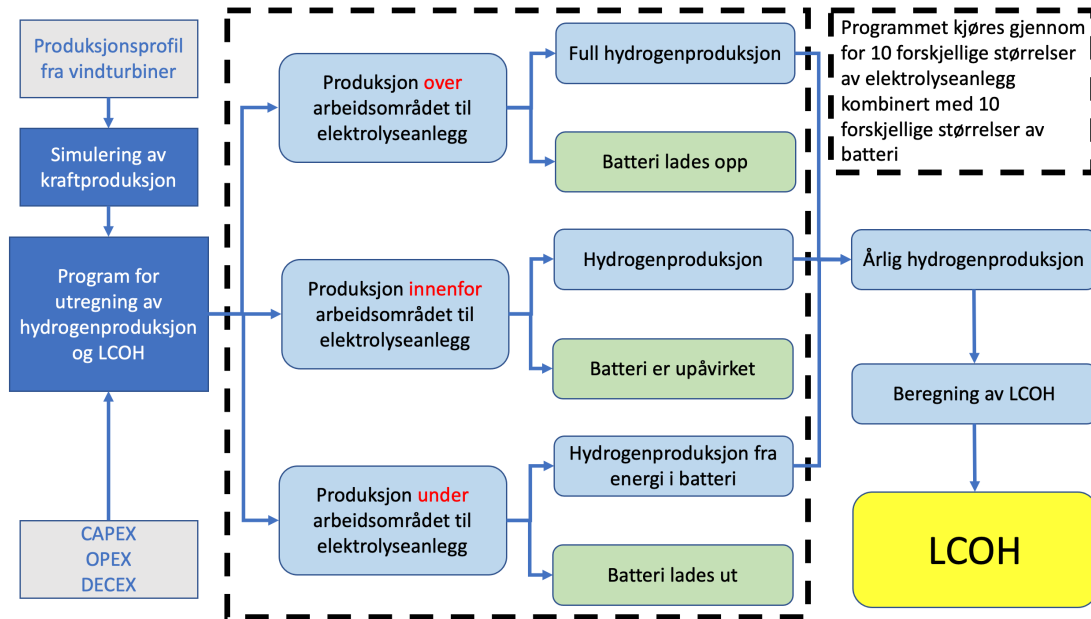
Figur 32: Oversikt for case 5



Figur 33: Simulinkmodell for case 5

Case 5 modelleres likt case 1 frem til ”Omformerstasjon 1”. Der antar vi at batteriene som forsyner magnetiseringstapene offshore er plassert på omformerstasjonen, slik at det ikke flyter effekt gjennom overføringskabelen til land når det ikke er produksjon i vindparken. Effekten ut fra ”Omformerstasjon 2” vil være en summering av effekten ut fra transmisjonskabelen og effekten som skal forsyne magnetiseringstapene. Deretter går effekten videre til hydrogenproduksjon med AEL, og beregning av LCOH.

3.3 Hydrogenproduksjon



Figur 34: Virkemåte - LCOH program

Figur 34 viser virkemåten til programmet som regner ut hydrogenproduksjonen til elektrolyseanlegget og LCOH for alle casene. Programmet kjøres gjennom for 10 forskjellige elektrolyseanlegg kombinert med 10 forskjellige størrelser av batteri. Dette gjøres for å finne den konfigurasjonen som gir lavest LCOH for hver case.

3.3.1 Elektrolyse

På grunn av høy strømtetthet, kompakt design, stort arbeidsområde og relativt høy effektivitet, er PEMEL godt egnet for offshore hydrogenproduksjon. For casene med hydrogenproduksjon offshore tas det derfor utgangspunkt i et PEMEL-anlegg fra Nel som heter M5000.

Ved hydrogenproduksjon på land vil det være mest gunstig å bruke et AEL-anlegg grunnet høy effektivitet og lavere pris. Her tas det utgangspunkt i Nel sitt største AEL-anlegg, A3880.

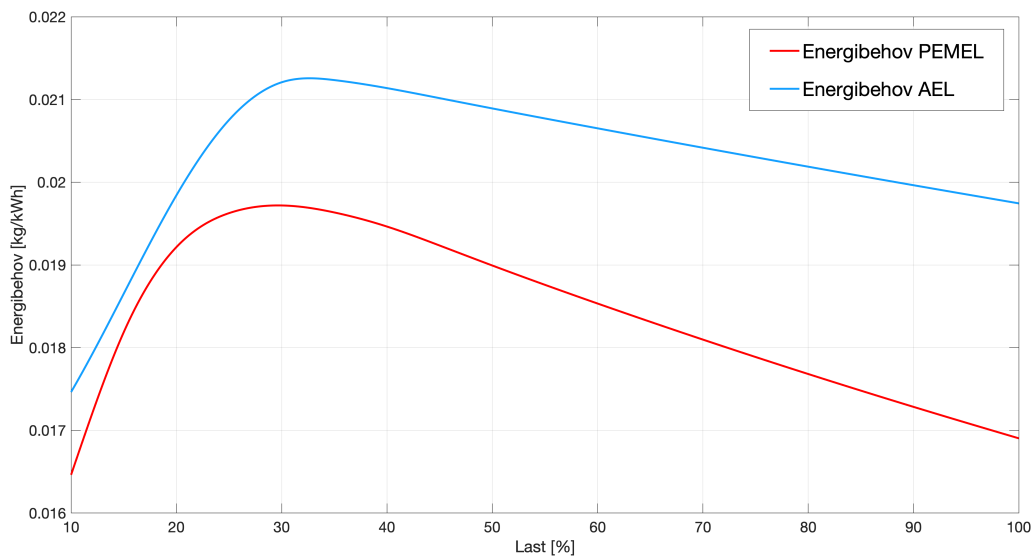
Her er noen tekniske spesifikasjoner for elektrolyseanleggene:

Tabell 3: Elektrolyse [41]–[43]

Specifications	PEMEL - M400	PEMEL - M5000	AEL - A3880
Class	2.0 MW	(25 MW)	(17.6 MW)
Net production rate	413 Nm ³ /h	5000 Nm ³ /h	2400 – 3880 Nm ³ /h
Dynamic production capacity	10% – 100%	10% – 100%	15% – 100%
Start-up time (from off state)	< 5 min	< 5 min	30 min - 2 hours
Ramp-up time (% of full-scale)	≥ 15%/s	(≥ 15%/s)	(≥ 15%/min)
Average power consumption	4.53 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³	3.8 – 4.4 kWh/Nm ³
Purity (with dryer)	99.9998%	99.9995%	99.99% – 99.999%
Delivery pressure	30 bar / 435 psig	30 bar / 435 psig	1 - 200 bar
DI water consumption	0.9 l/Nm ³	(0.9 l/Nm ³)	

Verdiene med parentes i tabell 3 er verdier som er blitt antatt eller beregnet med utgangspunkt i oppgitte data.

Kurven i figur 35 brukes for å regne ut hydrogenproduksjonen i casene. Dette gjøres ved å multiplisere energien (kWh) inn i elektrolyseanlegget med energibehovet som kreves for å produsere én kg hydrogen (kg/kWh).



Figur 35: Energibehov i elektrolyseanlegg

Her vises energibehovet for AEL- og PEMEL-anlegget, beregnet i vedlegg B.6.5. Tap som følge av kompresjon til 100 bar og aldning er tatt hensyn til. AEL-anlegget kan bare driftes på en last fra 15% – 100% av nominell effekt, mens PEMEL-anlegget kan driftes mellom 10% – 100% last.

3.4 Kostnader

Kostnadene for hver case vil følge en nedenfra og opp tilnærming, der kostnader estimeres for hver komponent basert på tall fra flere kilder. For fremgangsmåte, se vedlegg B.8. For innhenting av data ble verdiene først justert i forhold til inflasjon, deretter konvertert til euro. Kapitalkostnadene vil påløpe ved forskjellige tidspunkt gjennom byggefasen på 3 år: 20% i år 0, 40% i år 1 og 40% i år 2. Kostnadene deles opp slik for å få et mer realistisk bilde av kostnadsfordelingen i byggefasen. Alle kostnader som påløper etter byggestart i år 0 vil diskonteres til nåverdi ved hjelp av en diskonteringsrente som er satt til 8.2% basert på [7]. En sensitivitetsanalyse vil utføres for å belyse hvordan usikkerhetene påvirker de forskjellige nøkkelfaktorene.

4 Resultat og diskusjon

I dette kapitlet presenteres resultatet fra simuleringene utført i forrige kapittel. I tillegg vil funnene diskuteres og sammenlignes med funn fra lignende studier. Til slutt diskuteres utfordringene knyttet til oppgaven, og hvordan de potensielt kan løses.

Tabell 4: Samlede resultater

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Tap i internnettkabler [%]	0.59	0.63	0.15	0.15	0.61
Tap i transmisjonskabler [%]	-	5.38	-	1.34	0.65
Tap i transformatorer [%]	0.75	1.51	-	-	0.77
Tap i omformere [%]	-	-	-	-	2.04
Tap i reaktorer [%]	-	0.45	-	-	-
Størrelse elektrolyseanlegg [MW]	854	801	872	859	835
Størrelse batteri [MW/MWh]	80/80	110/110	70/70	120/120	110/110
Gjennomsnittlig hydrogenproduksjon [Tonn/døgn]	231.6	249.3	235	265.81	258.6
LCOH [€/kg]	6.7224	6.7539	6.4234	5.7143	6.242

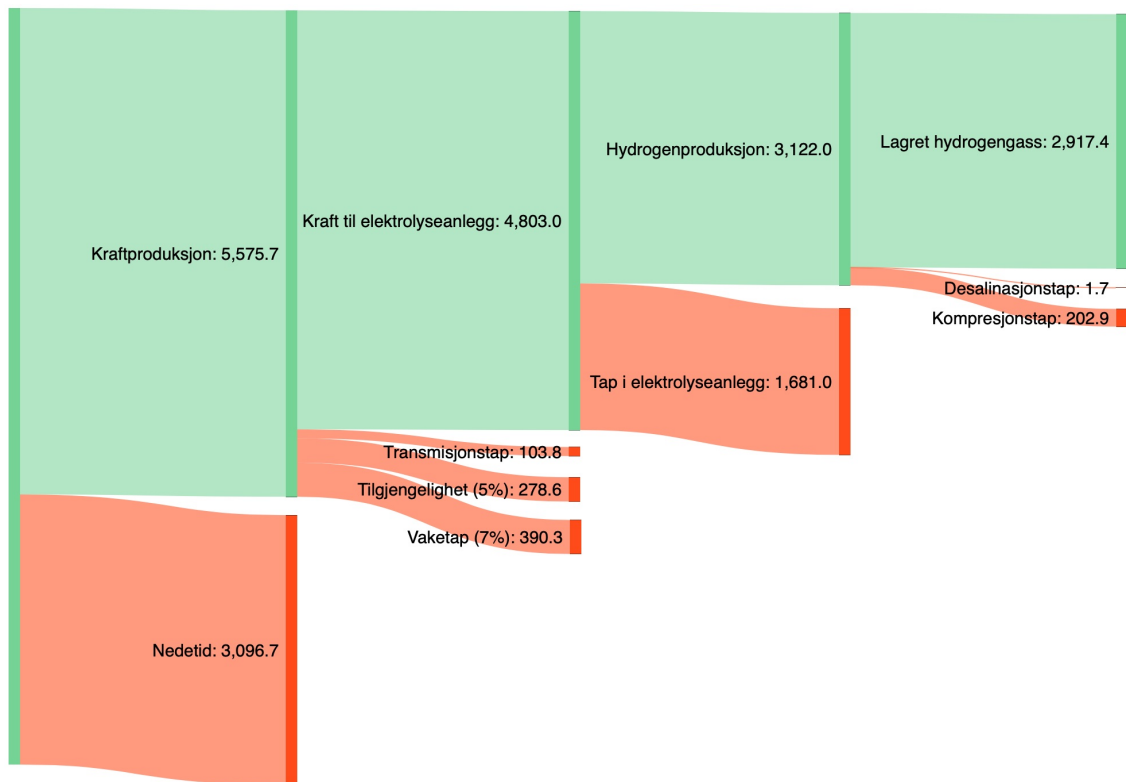
Resultatene fra oppgaven er oppsummert i tabell 4. Her er de elektriske tapene oppgitt som en prosentandel av den gjennomsnittlige kraftproduksjonen fra vindturbinene. I løpet av dette kapitlet vil case 5 studeres nærmere, på grunn av slutninger trukket i kapittel 5.

4.1 Tap i vindparken

Vindstyrken tillater ikke full kraftproduksjon hele året, dermed har man en viss mengde nedetid i vindparken. Forholdet mellom årlig energiproduksjon i vindparken og potensiell maksimal energiproduksjon gir en kapasitetsfaktor på:

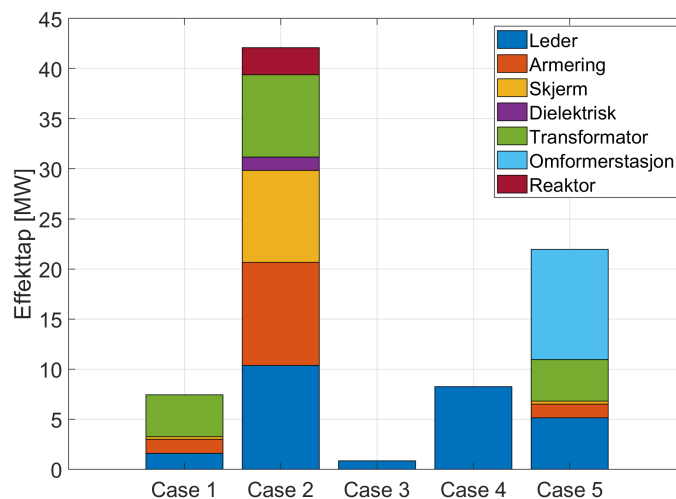
$$\frac{5575.7GWh}{8672.4GWh} = 64.3\%$$

Figur 36 viser hvor energitapene ligger og hvor store de er. Denne figuren er laget spesifikt for case 5, så transmisjonstap, kompresjonstap og tap i elektrolyseanlegg vil være forskjellige for de andre casene. Den lagrede hydrogen gassen inneholder en energi på 2917.4 GWh for case 5, altså ender 33.64 % av den potensielle energien i vindparken i lagret hydrogen gass.



Figur 36: Energiflyt [GWh] i løpet av ett år

4.1.1 Transmisjonstap



Figur 37: Fordeling av elektriske tap

Som man kan se fra figur 37, er det store tap tilknyttet HVAC-overføring, og små tap ved HVDC-overføring over 140km. For å se hvorvidt disse resultatene gir mening, kontrolleres tapene for case 2 og 4 med relativt like caser i studien til Negra, Todorovic og Ackermann [40]. Case 2 og 4 sammenlignes med caser som benytter 1000MW

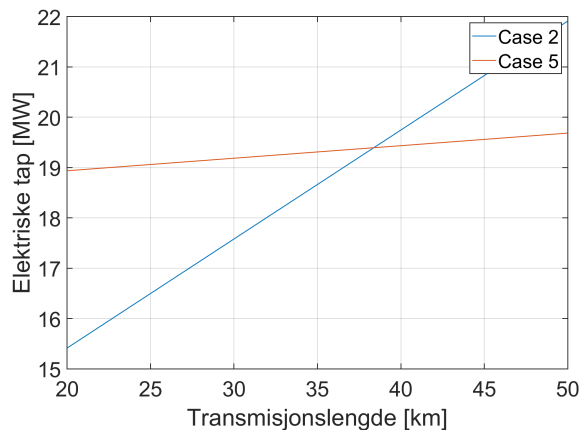
overføring over 150km, med spenningsnivåer på henholdsvis 220kV AC og ± 150 kV DC.

Tapene i transmisjonskablene i case 2 er 5.38% av den gjennomsnittlige strømproduksjonen (se tabell 4). I [40] står transmisjonskabelen for omtrent 87% av de totale tapene på 5.85%, noe som gir et prosentvis tap av gjennomsnittlig produksjon på $0.87 \cdot 5.85\% = 5.09\%$.

I case 4 står transmisjonskablene for 1.34% av gjennomsnittlig strømproduksjon. I [40] er disse tapene på omtrent 25% av de totale tapene på 5.03%, noe som gir $0.25 \cdot 5.03\% = 1.26\%$.

I begge tilfellene er tapene i denne oppgaven noe større enn sammenligningsgrunnlaget, til tross for kortere transmisjonslengde. Det er vanskelig å avgjøre nøyaktig hva som er årsaken til overestimeringen av tap, men det kan skyldes at Negra, Todorovic og Ackermann [40] modellerer med lavere gjennomsnittlig vindhastighet, andre kabeldimensjoner og dynamisk temperatur i kabler.

Ettersom resultatene for både HVAC- og HVDC-overføring ser ut til å stemme greit, kan man sammenligne resultatene i case 2 og 5 for å finne transmisjonsavstanden hvor HVDC blir gunstigere enn HVAC med hensyn til elektriske tap.



Figur 38: "Break-even" avstand mellom HVDC- og HVAC-overføring

Fra figur 38 kan man se at denne avstanden ligger på omtrent 38km. I følge Bahrman og Johnson [6] kan overføring med HVDC være gunstigere ved 40km, avhengig av effekten som skal overføres.

4.2 Hydrogenproduksjon

Nel oppgir en hydrogenproduksjon på 10.798 tonn/døgn fra PEMEL-anlegget M5000 [41]. Ifølge det beregnede energibehovet for et PEMEL-anlegg (figur 35, kapittel 3.3.1), vil ett M5000-anlegg produsere 10.140 tonn/døgn ved full produksjon. Denne produksjonen er altså litt lavere enn produksjonen Nel oppgir. Simuleringen har tatt hensyn til tap som følge av kompresjon til 100 bar og aldring. Nel kan ha tatt hensyn til

tap som følge av aldring, men hydrogenet komprimeres bare til 30 bar. Dermed er det naturlig at simuleringen gir litt mindre produksjon enn Nel har oppgitt. Altså stemmer den simulerte hydrogenproduksjonen fra M5000-anleggene godt overens med data fra Nel.

Nel har oppgitt en hydrogenproduksjon på mellom 5.180 til 8.374 tonn/døgn fra AEL-anlegget A3880 [42]. Grunnen til dette spennet er antakeligvis at anlegget kan kombineres med en mekanisk kompressor som komprimerer gassen opp til 200 bar, noe som medfører store effektivitetstap. Ifølge simuleringene vil ett A3880-anlegg produsere 8.321 tonn/døgn ved full produksjon med kompresjon til 100 bar. Dette er høy produksjon i forhold til produksjonsspennet Nel oppgir, og vi kan ha brukt for lave tap i AEL-anlegget i simuleringene.

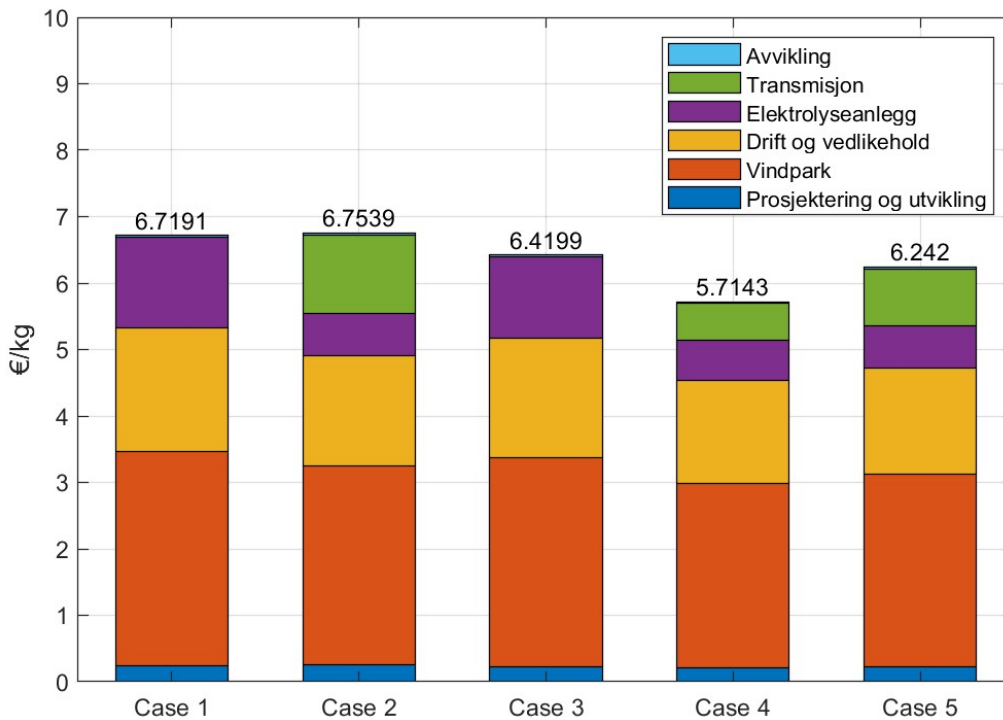
4.3 Kostnader

Tabell 5: Kostnadsoversikt

Fase	Kostnads-komponent	Verdi Case 1	Verdi Case 2	Verdi Case 3	Verdi Case 4	Verdi Case 5	Enhet
Prosjektering og utvikling		205	231	198	201	218	k€/MW
Produksjon og anskaffelser	Turbin og tårn	1318	1318	1318	1318	1318	k€/MW
	Fundament	812	812	812	812	812	k€/MW
	Forankring og wire	208	208	208	208	208	k€/MW
	Array-kabler						
	indre	278	278	220	220	278	k€/km
	ytre	590	590	220	220	590	k€/km
	Transmisjonskabler	n/a	2981	n/a	2340	1287	k€/km
	Offshore substasjon	n/a	173	n/a	n/a	293	k€/MW
	Onshore substasjon	n/a	n/a	n/a	n/a	140	k€/MW
	Batteri	165	149	174	149	149	k€/MWh
Elektrolysør	885	632	782	597	632	k€/MW _{el}	
Plattform	294	n/a	294	n/a	n/a	k€/MW _{el}	
Installasjon	Turbin & fundament	174	174	174	174	174	k€/MW
	Array-kabler	911	911	980	980	911	k€/km
	Transmisjonskabler	n/a	3113	n/a	1499	980	k€/km
	Offshore substasjon	n/a	41	n/a	n/a	46	k€/MW
	Onshore substasjon	n/a	n/a	n/a	n/a	5.82	k€/MW
	Elektrolysør	150	76	133	72	76	k€/MW _{el}
Drift og vedlikehold	Vindpark	139	132	139	132	132	k€/MW/år
	Elektrolysør	27	13	23	12	13k	k€/MW _{el} /år
	Batteri	0.82	0.74	0.87	0.74	0.74	k€/MWh/år
Avvikling		253	272	225	202	255	k€/MW
	CAPEX	3705	4184	3578	3643	3950	mill €
	OPEX	1423	1366	1400	1368	1370	mill €
	DECEX	26	27	23	20	26	mill €

I tabell 5 kan man se at det er relativt små forskjeller i CAPEX mellom casene. Case 4 skiller seg ut med lave kostnader i forhold til case 2 og 5, selv om alle overfører kraft til land. Dette skyldes i all hovedsak at i case 4 skjer transmisjon på samme spenningsnivå som internettet, og derfor unngår man behovet for en kostbar nettstasjon. DECEX-kostnadene er lave ettersom avvikling ikke skjer før etter endt levetid for prosjektet. Kostnadene vil derfor være sterkt påvirket av diskonteringsfaktoren.

4.4 LCOH

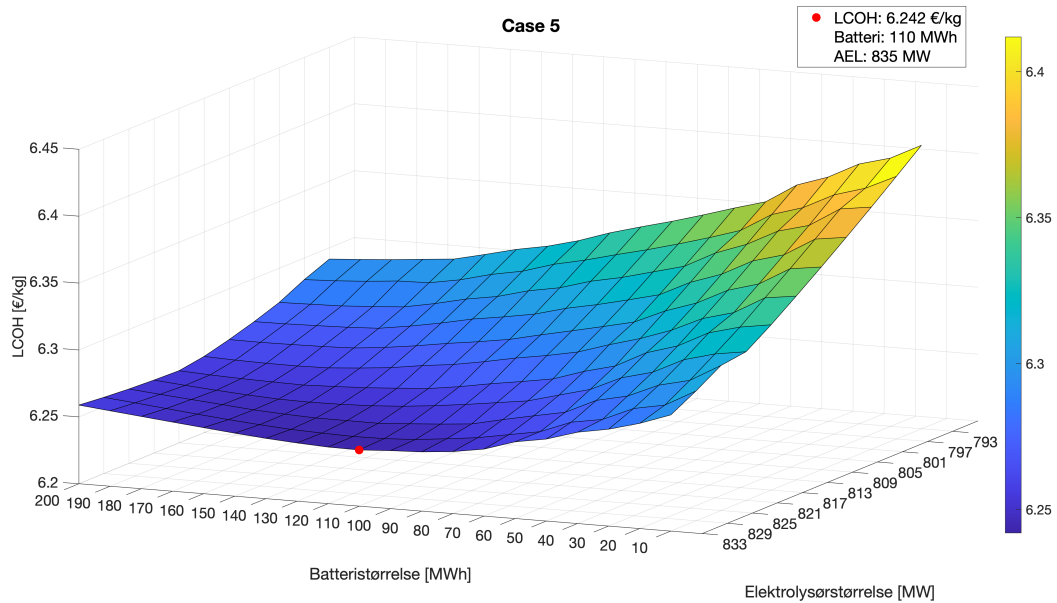


Figur 39: LCOH for Case 1-5

Kostnadsfordelingen i beregningen av LCOH presenteres i figur 39. Fra figuren kan vi se at case 4 har klart lavest LCOH. Til sammenligning er LCOH for elektrolyse forsynt av tysk energimiks på 6.5€/kg [32]. Kraftprisene er spådd en økning, på grunn av EUs ambisjoner om utslippsreduksjon. Dette vil gjøre at kull-, gass- og CO₂-priser trolig vil øke kraftprisene [3] i fremtiden, noe som medfører at elektrolyse forsynt av tysk kraftmiks kan bli dyrere. Fremtiden ser derimot lovende ut med tanke på kostnader for havvind, da satsingen vil gjøre prosjektene billigere [18].

4.4.1 Optimal konfigurasjon

For å oppnå lavest mulig LCOH i casene ble hydrogenproduksjon og kostnader beregnet for forskjellige størrelser av elektrolyseanlegg og batteri. Dette resulterer i tredimensjonale overflater som viser hvilken LCOH som oppnås med de forskjellige kombinasjonene. Dette er resultatet av et forsøk på å optimalisere konfigurasjonen for lavest LCOH. Figur 40 viser hvordan størrelsen på elektrolyseanlegget og batteriet påvirker LCOH i case 5. Her kommer det frem at det har en positiv virkning å inkludere batteri for mellomlagring under hydrogenproduksjonen.



Figur 40: LCOH - Case 5

Woznicki, Sollicec og Loisel [66] har forsøkt å optimalisere hydrogenproduksjonen fra en 420 MW offshore vindpark ved å finne LCOH med forskjellige størrelser av et elektrolyseanlegg og batteri. I deres tredje case er vindparken, elektrolyseanlegget og batteriet plassert offshore og hele systemet er offgrid. Dette er altså en case som ligner på case 1, derfor kan man sammenligne flere av verdiene. De bruker optimaliseringsprogrammet MHyWind for å finne en nær optimal konfigurasjon.

Noen av parametrene i case 1 er justert for å gjøre casen mer lik Woznicki, Sollicec og Loisel [66] sin case:

- Kompresjon til 350 bar istedenfor 100 bar
- Diskonteringsrente på 7% istedenfor 8.2%

Resultatene av sammenligningen er samlet i tabell 6.

Tabell 6: Sammenligning av resultat

Case	Case fra [66]	Case 1
$P_{Vindpark}$ (MW)	420	990
Elektrolyseteknologi	AEL	PEMEL
$P_{Elektrolyse}$ (MW)	374	854
Effektratio (P_{EL}/P_{VP})	0.89	0.86
Batteri (MW/MWh)	142/71	80/80
Effektratio (P_B/P_{VP})	0.34	0.08
LCOH (€/kg)	6.88	7.80
Hydrogen produsert etter 15 år (tonn)	458372	1187055

De konkluderte med at AEL-anlegg alltid vil utkonkurrere PEMEL-anlegg grunnet lavere kostnad og høyere effektivitet. De skriver ikke om de har tatt hensyn til kostnaden av plattformen elektrolyseanlegget står på, noe som er grunnen til at det er tatt utgangspunkt i PEMEL-anlegg for offshore hydrogenproduksjon istedenfor AEL i denne oppgaven.

Størrelsen på elektrolyseanlegget i case 1 ligger innenfor de grensene Woznicki, Sollic og Loisel [66] mente gav minst LCOH, altså en effektratio mellom elektrolyseanlegg og vindpark på 0.8 - 0.9. Størrelsen på batteriet ligger derimot under grensen fra [66], altså en effektratio mellom batteri og vindpark på 0.3 - 0.35. Grunnen til dette kan være at case 1 bruker et batteri med en annen karakteristikk enn batteriet som ble brukt i deres case.

LCOH ble større for case 1 enn for deres case, men det er ikke stor forskjell mellom dem. Hvilke verdier, tap og kostnader som brukes er såpass forskjellige og mange at det er vanskelig å vite hvilken LCOH som stemmer best overens med virkeligheten.

4.5 Sensitivitet

For å ta høyde for usikkerheter i datagrunnlaget benytter man en sensitivetsanalyse. Dette gjøres for å synliggjøre hva en endring i nøkkeltallsindikatorer vil utgjøre for LCOH, når alle andre faktorer holdes konstant ved referanseverdi for case 5.

4.5.1 Turbinkostnad

Turbinkostnad er en av de kostnadene det er knyttet mest usikkerhet rundt. Ikke bare fordi turbiner på 15MW ikke er tatt i bruk, men også fordi konstruksjonen i stor grad avhenger av prisen på stål, som kan svinge en god del avhengig av land og tid. Metoden for beregning av turbinkostnad er også usikker da kilden er en presseartikkel [52]. For å ta høyde for alle usikkerhetsmomentene blir en kostnad på $\pm 20\%$ undersøkt.

4.5.2 Elektrolyseørkostnad

Elektrolyseørkostnader er i all hovedsak basert på funn fra litteratur. Her er det store sprang i oppgitte kostnader, Christensen [10] viser til kostnad for AEL mellom [483 - 1066] k€/MW, mens IRENA [27] viser til [423 - 841] k€/MW. Basert på dette vil det være naturlig å se hva en endring i kostnad fra ytterpunktene vil ha å si for LCOH.

4.5.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader har stor påvirkning på den endelige kostnaden for prosjektet, da dette er kostnader som påløper årlig i hele prosjektperioden. Referansekostnad er basert på data fra Bjerkseter og Agotnes [7], der det brukes turbiner på 5MW. Disse verdiene tar ikke høyde for at en vindpark med turbiner på 15MW vil kreve langt mindre vedlikehold enn en med turbiner på 5MW. Ifølge The Crown Estate [60] kan man forvente en reduksjon i vindparkens drifts- og vedlikeholdskostnader på

12% for en økning fra 4MW til 8MW. Om man øker til 16MW kunne man ved samme reduksjonskoeffisient få en reduksjon på 25%. Sensitivitetsanalysen vil undersøke hvordan en reduksjon i kostnadene tilsvarende 25% vil påvirke LCOH.

4.5.4 Kapasitetsfaktor

Det vil være stor usikkerhet knyttet til kapasitetsfaktor før man har gjort grundige undersøkelser av vindforhold, og utarbeidet en reell effektkurve for turbinen. Den beregnede kapasitetsfaktoren ble 64.3%. Med tanke på at kapasitetsfaktoren for Vestas V236 forventes å være over 60% [63], er dette fornuftig. I sensitivitetsanalysen vil man se hva en endring i kapasitetsfaktor på -4.3% har å si for LCOH.

4.5.5 Diskonteringsrente

Utgangspunktet for diskonteringsrenten på 8.2% er hentet fra Bjerkseter og Agotnes [7], men det vil være knyttet usikkerhet til dette tallet da diskonteringsrenten reflekterer hvor stor risiko som er forbundet med prosjektet. Det er naturlig at diskonteringsrenten reduseres jo mer moden teknologien er, samtidig vil den også øke med umodenhet. Derfor vil det være naturlig å se på hva en endring i diskonteringsrenten på $\pm 1\%$ vil utgjøre for LCOH.

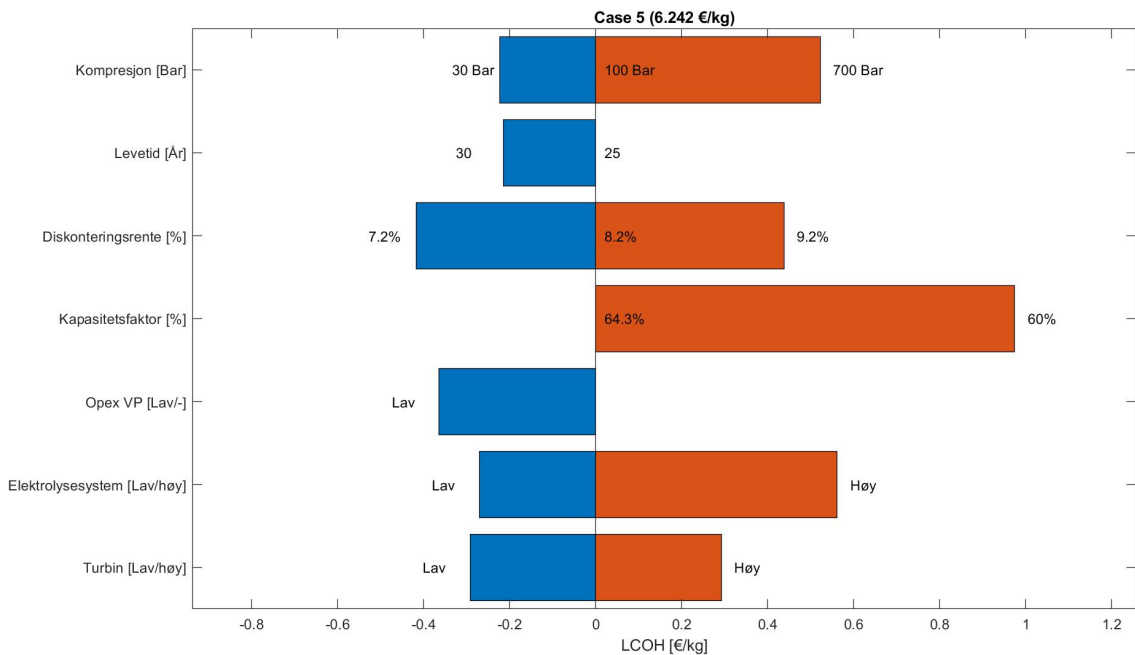
4.5.6 Levetid

Levetiden for vindparken er satt til 25 år, ifølge [65] kan man forvente en levetid på opp til 29.6 år. I sensitivitetsanalysen blir det tatt utgangspunkt i en levetid på 25 og 30 år.

4.5.7 Kompresjon

Personbiler fyller hydrogengass under et trykk på 700 bar, mens lastebiler og busser gjerne bruker hydrogengass under et trykk på 350 bar. Tap som følge av kompresjon fører til økt LCOH ved høyere lagringstrykk. Sensitivitetsanalysen viser hvordan kompresjon til 30 og 700 bar påvirker LCOH.

4.5.8 Resultat av sensitivitetsanalyse



Figur 41: Sensitivitetsanalyse

Resultater fra sensitivitetsanalysen i figur 41 viser at man får den største reduksjonen i LCOH ved å redusere diskonteringsrenten. For et prosjekt med så store usikkerheter som dette er det urealistisk å forvente en lavere diskonteringsrente nå, men for et fremtidig prosjekt vil en reduksjon i diskonteringsrenten som følge av redusert risiko være realistisk.

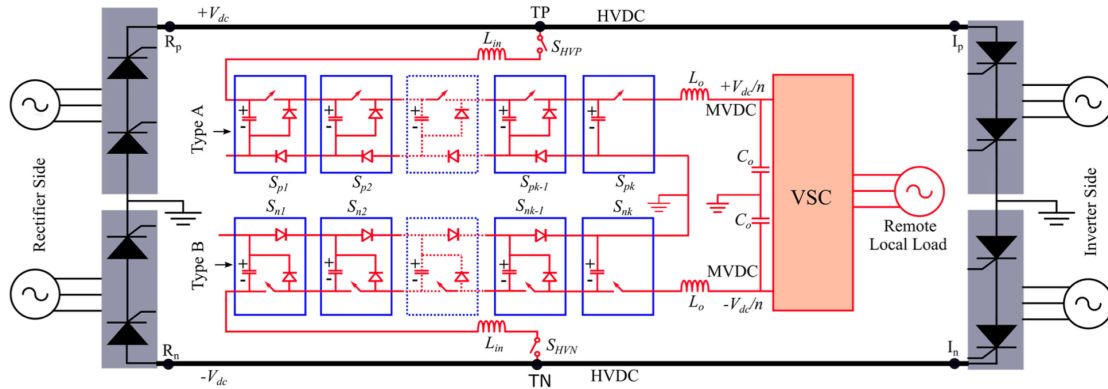
4.6 utfordringer og alternative løsninger

Overføringsteknologier: For å bedre case 2, som benytter HVAC-transmisjon til land, finnes det flere aktuelle løsninger som kunne bidratt til billigere og mer effektiv overføring av energi:

- Offshore transformere module fra Siemens Energy, som er en kompakt 400MVA transformator modul med mulighet for 100MVA kompensasjon [56]
- Overføre på høyere spenningsnivå, benytte mellomkompensasjon for reaktiv effekt, og slå av linjer ved lav produksjon [33]

Dette vil trolig ikke gjøre case 2 konkurransedyktig uansett, ettersom de elektriske tapene for HVAC allerede var høyere enn for HVDC ved 38km (se figur 38).

Utfordringer ved bruk av HVDC: Til tross for gode resultater fra simuleringen av case 3 og 4, er det knyttet store usikkerheter rundt gjennomføringsmuligheten til disse casene. I denne oppgaven ble det brukt et spenningsnivå på $\pm 160\text{kV}$, som vil kreve en stor økning i antall moduler, noe som igjen øker størrelsen på modHVDC generatoren. Om generatoren kan økes til en slik størrelse er usikkert. I tillegg er det mulig at spenningsnivået inn på elektrolyseanlegget må trinnes ned i disse casene. For dette formålet kunne det vært benyttet en modulær DC/DC omformer:



Figur 42: Modulær resonant DC/DC omformer [37]

I et rent DC nettverk vil det ikke være noen nullgjennomgang av strømmen, og det vil være lite treghet grunnet små impedanser [29]. Dette gjør at man er nødt til å bryte ved høy strøamplitude, og man er nødt til å gjøre det raskt, ettersom den brer seg fortere i nettet. Det finnes for tiden ingen bransjestandard for HVDC effektbrytere som gjør dette raskt nok, hvilket gjør case 3 og 4 urealiserbar i nærmeste fremtid.

Produksjon, lagring og transport av hydrogen: Lagring av hydrogen er en stor utfordring for alle casene. En alternativ løsning til å lagre hydrogenet i rør er å lagre den i kombinasjon med nitrogen i form av ammoniakk (NH_3). Ammoniakk kan produseres av hydrogen og nitrogen direkte fra elektrolyseanlegget, for så å bli spaltet tilbake til hydrogen der det skal brukes. Flytende ammoniakk har omtrent dobbel så stor energitetthet som flytende hydrogen. I tillegg går ammoniakk over til væskeform ved 20°C og et trykk på bare 7.5 bar [21]. Dette kan være en effektiv måte å lagre og transportere hydrogen på. For å redusere kostnadene for produksjon og anskaffelser, kunne man også omgjort en bulk-carrier [61] til en stasjonær produksjonsplattform for elektrolyseanlegget.

5 Konklusjon og videre arbeid

Oppgaven har gitt et innblikk i hydrogenproduksjonen fra forskjellige utforminger av en 1GW havvindpark og elektrolyseanlegg, og kostnadene tilknyttet disse. I dette kapitlet skal det tas stilling til om problemstillingen er blitt tilfredsstillende belyst, og om en endelig konklusjon kan trekkes. Avslutningsvis vil det tas opp noen mulige videre studier som kan være interessante å se nærmere på, som denne oppgaven enten ikke dekket, eller ikke dekket i detalj.

5.1 Konklusjon

Grunnet utfordringene med å finne sikre kilder til informasjon, er det knyttet usikkerhet til flere kostnader og verdier brukt i oppgaven. Dette gjør at den totale usikkerheten i oppgaven er forholdsvis stor. Fra sensitivitetsanalysen av case 5, kunne vi se at usikkerhetene kan medføre stort utslag på LCOH. Dette gjør at verdiene for LCOH fra simuleringene trolig avviker en del fra virkeligheten, og kan kun benyttes for sammenligning av casene.

Fra resultatene i kapittel 4 kan man se at case 4, løsningen med modHVDC generator og AEL-anlegg onshore, gir lavest LCOH for en 1GW vindpark i Sørlege Nordsjø II. Dette kommer som følge av kostnadsbesparelser med onshore elektrolyse, samt at tapene ved overføring med HVDC er svært lave. Det er allikevel knyttet stor usikkerhet til gjennomføringsevnen av denne casen grunnet teknologiske utfordringer. Dermed konkluderes det med at case 5, løsningen med PMSG og landbasert AEL-anlegg, er den mest lovende casen, ettersom den kombinerer lav LCOH med gode gjennomføringsmuligheter.

5.2 Videre arbeid

Før man kan bygge et elektrolyseanlegg i de dimensjonene denne oppgaven har tatt utgangspunkt i, er det viktig å kartlegge etterspørselen etter hydrogen i Norge og Europa, i tillegg til forventede fremtidige kostnader. Dette kan gi et bedre grunnlag for å kunne ta et valg for eller mot utbygging av elektrolyseanlegg i denne størrelsen. Transport og lagring av hydrogen, spesielt ved hydrogenproduksjon offshore, medfører logistiske og tekniske utfordringer. Kartlegging av potensielle løsninger på disse utfordringene vil gjøre det enklere å ta stilling til om hydrogenproduksjon bør skje offshore eller onshore. I tillegg kunne det vært interessant å se hvordan offshore hydrogenproduksjon ved bruk av AEL hadde påvirket resultatene for case 1 og 3.

Oppgaven har også rom for dypdykk. Bruk av modHVDC har vist seg å gi gode resultater. Ettersom bruken av generatoren har flere utfordringer, kunne man sett nærmere på teknologien som kreves for å realisere den i praksis. Dette inkluderer økning av antall moduler for å øke spenningsnivået fra generatoren, og effektbrytere som reagerer forsvarlig hurtig på en feil i et rent HVDC nett. Det bør også utforskes om det er teknisk mulig å forsyne HVDC direkte inn på et elektrolyseanlegg. Dette kan vise seg å

være mer effektivt enn å bruke den konvensjonelle kraftforsyningsløsningen med HVAC, transformator og likeretter inn på hver elektrolysestack.

Referanseliste

- [1] ABB. *XLPE Submarine Cable Systems. Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide*. URL: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>.
- [2] Air Liquide. *Inauguration of the world's largest PEM electrolyzer to produce decarbonized hydrogen*. Feb. 2021. URL: <https://www.airliquide.com/magazine/energy-transition/inauguration-worlds-largest-pem-electrolyzer>.
- [3] J. S. Amundsen, G. Bartnes, H. Endresen mfl. *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030. Høyere kraftpriser til tross for økende kraftoverskudd*. 2017.
- [4] B. Jacobson, P. Karlsson, G. Asplund mfl. "VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters". I: 2010.
- [5] U. Babic, M. Suermann, F. Büchi mfl. "Critical Review—Identifying Critical Gaps for Polymer Electrolyte Water Electrolysis Development". I: *Journal of The Electrochemical Society* 164 (jan. 2017), F387–F399. DOI: 10.1149/2.1441704jes.
- [6] M. P. Bahrman og B. K. Johnson. "The ABCs of HVDC transmission technologies". I: *IEEE Power and Energy Magazine* 5.2 (2007), s. 32–44. DOI: 10.1109/MPAE.2007.329194.
- [7] C. Bjerkseter og A. Agotnes. "Levelised Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbine Concepts. Ås (Norway)". I: *Levelised Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbine Concepts* (2013).
- [8] A. Buttler og H. Spliethoff. "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), s. 2440–2454. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X>.
- [9] L. Chongqing Gathering Marine Equipment Co. *Avsaltingssystem for sjøvann*. URL: <http://no.cqxhmarine.com/water-treatment-equipment/seawater-desalination-plant/seawater-desalination-system.html>.
- [10] A. Christensen. *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. Hentet 17/5, 2021. 2020. URL: https://theicct.org/sites/default/files/icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs_v1.pdf.
- [11] CMB TECH. *Hydrogen Tools. The easy way to calculate quantities of hydrogen*. URL: <https://cmb.tech/hydrogen-tools>.
- [12] DNV GL. *Produksjon og bruk av Hydrogen i Norge*. 2019-0039, Rev. 1. 2019. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>.
- [13] A. Drivenes, A. Voksø, B. Veie-Rossvoll mfl. *Havvind - Forslag til utredningsområder*. Okt. 2010. URL: <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2010/havvind2010.pdf>.

-
- [14] R. Ebenhoch, D. Matha, S. Marathe mfl. “Comparative Levelized Cost of Energy Analysis”. I: *Energy Procedia* 80 (2015). 12th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind’2015, s. 108–122. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.413>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021451>.
- [15] B. Eeckhout. “The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms”. I: *Faculteit Ingenieurswetenschappen*. (2008). Katholieke Universiteit Leuven.
- [16] Equinor. *Hywind Scotland remains the UK’s best performing offshore wind farm*. Mar. 2021. URL: <https://www.equinor.com/en/news/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm.html>.
- [17] European Wind Energy Association. *The Economics of Wind Energy*. Mar. 2009. URL: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf.
- [18] *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Hentet 18/5, 2021. 2019. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf.
- [19] Z. Gajić, B. Hillström og F. Mekić. “HV shunt reactor secrets for protection engineers”. I: *30th Western Protective Relaying Conference, Washington*. 2003.
- [20] I. Gunvaldsen, S. Mathiesen og K. A. Rosvold. Jul. 2019. URL: <https://snl.no/batteri>.
- [21] HEAT. *Pressure-liquefied ammonia water*. URL: <https://heat.at/en/products-solutions/ammonia-supply/pressure-liquefied-ammonia-water>.
- [22] Hitachi ABB Power Grids. *DolWin2*. URL: <https://www.hitachiabb-powergrids.com/references/hvdc/dolwin2>.
- [23] Hui Pang, Guangfu Tang og Zhiyuan He. “Evaluation of losses in VSC-HVDC transmission system”. I: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. 2008, s. 1–6. DOI: 10.1109/PES.2008.4596740.
- [24] I. Askim, H. M. S. Hagen, L. M. Kjeldaas mfl. *Analysis of Power Losses and Calculation of Levelized Cost of Energy for HVAC and HVDC Offshore Wind Farm Transmission Systems*. Trondheim: Norwegian University of Science og Technology, 2018.
- [25] International Renewable Energy Agency. *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*. 2012. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf.
- [26] A. Ioannou og F. Brennan. “A preliminary techno-economic comparison between a grid-connected and non-grid connected offshore floating wind farm”. I: *2019 Offshore Energy and Storage Summit (OSES)*. Jul. 2019, s. 1–6. DOI: 10.1109/OSES.2019.8867350.
- [27] IRENA. *Green hydrogen cost reduction*. 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
-

-
- [28] J. F. Manwell, J. G. McGowan og A. L. Rogers. *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application, Second Edition*. John Wiley & Sons, 2009.
- [29] K. Shafirabadi, L. Harnefors, H. P. Nee mfl. *Design, Control and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*. John Wiley & Sons, 2016.
- [30] M. Killer, M. Farrokhseresht og N. G. Paterakis. “Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region”. I: *Applied Energy* 260 (2020), s. 114166. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919318537>.
- [31] D. P. Kothari og I. J. Nagrath. *Electric machines*. 5th ed. McGraw Hill Education (India), 2018.
- [32] M. Lambert og S. Schulte. I: *Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets* (mar. 2021). DOI: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/03/Contrasting-European-hydrogen-pathways-An-analysis-of-differing-approaches-in-key-markets-NG166.pdf>.
- [33] S. Lauria, M. Maccioni, F. Palone mfl. “Cost evaluation of EHVAC offshore wind farm using intermediate shunt compensation: a parametric study”. I: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*. 2015, s. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2015.0028.
- [34] E. N. Lea. *Simplified Loss Model for Offshore Wind Farms*. Trondheim: Norwegian University of Science og Technology, 2019.
- [35] Lenntech. *Water Treatment Solutions*. URL: <https://www.lenntech.com/systems/reverse-osmosis/ro/rosmosis.htm>.
- [36] S. Lundberg. *Performance comparison of wind park configurations*. Chalmers University of Technology. 2003. URL: https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/2691/local_2691.pdf.
- [37] E. C. Mathew, R. Sharma og A. Das. “A Modular Resonant DC–DC Converter With High Step-Down Ratio for Tapping Power From HVDC Systems”. I: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 68.1 (2021), s. 324–332. DOI: 10.1109/TIE.2020.2965473.
- [38] G. Matute, J. Yusta og L. Correas. “Techno-economic modelling of water electrolyzers in the range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs”. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.33 (2019), s. 17431–17442. ISSN: 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.092>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919319482>.
- [39] National Grid ESO. *Electricity Ten Year Statement 2015. Appendix E - Technology*. 2015. URL: <https://www.nationalgrideso.com/document/47036/download>.
-

-
- [40] N. B. Negra, J. Todorovic og T. Ackermann. “Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms”. I: *Electric Power Systems Research* 76.11 (2006), s. 916–927. ISSN: 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.11.004>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779605002609>.
- [41] Nel. I: *Hydrogen Generators For High Purity Industrial Applications* (2019). URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/High-Purity-Brochure-Rev-H-Single-Pages.pdf>.
- [42] Nel. *Atmospheric alkaline electrolyser*. URL: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>.
- [43] Nel. *PEM Electrolyser*. URL: <https://nelhydrogen.com/product/m-series-3/>.
- [44] Nexans. *Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Cables*. URL: https://www.nexans.no/eservice/Norway-en/navigate_342597/Cross_Linked_Polyethylene_XLPE_Cables.html#doc_and_info.
- [45] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Vindkraft*. Mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/?ref=mainmenu>.
- [46] O. Anaya-Lara, D. Campos-Goana, E. Moreno-Goytia mfl. *OFFSHORE WIND ENERGY GENERATION. CONTROL, PROTECTION, AND INTEGRATION TO ELECTRICAL SYSTEMS*. John Wiley & Sons, 2014.
- [47] Olje- og energidepartementet. “Åpning av områder for havvind”. I: jun. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/apning-for-omrader-av-havvind/id2706059/>.
- [48] Olje- og energidepartementet. *Opner områder for havvind i Noreg*. Jun. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/opner-omrader/id2705986/>.
- [49] P. K. Olsen, S. Gjerde, R. M. Nilssen mfl. “A Transformerless generator-converter concept making feasible a 100 kV light weight offshore wind turbine: Part I - The generator”. I: *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2012, s. 247–252. DOI: 10.1109/ECCE.2012.6342816.
- [50] A. Papadopoulos, S. Rodrigues, E. Kontos mfl. “Collection and transmission losses of offshore wind farms for optimization purposes”. I: *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2015, s. 6724–6732. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7310601.
- [51] S. Pfenninger og I. Staffell. URL: <https://www.renewables.ninja/>.
- [52] Rystad Energy. *Size matters in offshore wind: Why costlier 14 MW turbines actually reduce the large-scale farm bill*. Hentet 17/5, 2021. Sep. 2020. URL: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/size-matters-in-offshore-wind-why-costlier-14-mw-turbines-actually-reduce-the-large-scale-farm-bill/>.
- [53] S. V. Kulkarni og S. A. Khaparde. *Transformer Engineering. Design and Practice*. Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [54] S. S. Sengupta, T. J. Person og P. J. Caronia. “A new generation of tree-retardant crosslinked polyethylene (TR-XLPE) insulation”. I: *2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 2010, s. 1–6. DOI: 10.1109/ELINSL.2010.5549560.
-

-
- [55] Siemens. *Efficiency – Electrolysis White paper*. Jan. 2019. URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:5342163d-2333-4c8d-ae85-2a0e8d45db56/white-paper-efficiency-en.pdf>.
- [56] Siemens Energy. *Our experience will connect your offshore wind farm up to the grid*. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/offshore-grid-connections.html>.
- [57] StormGeo AS. *Kraftproduksjon og vindforhold – fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs*. 2012. URL: http://publikasjoner.nve.no/rappport/2012/rappport2012_59.pdf.
- [58] Strategic Analysis Inc. & NREL. *Techno-economic Analysis of PEM Electrolysis for Hydrogen Production*. Feb. 2014. URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/08/f18/fcto_2014_electrolytic_h2_wkshp_coella1.pdf.
- [59] The Crown Estate. *Guide to an offshore wind farm*. Jan. 2019. URL: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>.
- [60] The Crown Estate. *Offshore wind cost reduction pathways*. URL: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/1770/ei-offshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf>.
- [61] The Oil & Gas Technology Centre. *Delivery of an offshore hydrogen supply programme via industrial trials at the Flotta Terminal*. 2019. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866379/Phase_1_-_OGTC_-_Hydrogen_Offshore_Production.pdf.
- [62] The Research and Technology Organisation (RTO) of NATO. *Methods and Models for Life Cycle Costing*. 2007. URL: <https://apps.dtic.mil/sti/pdfs/ADA515584.pdf>.
- [63] Vestas Wind Systems A/S. *V236-15.0 MW*. URL: <https://www.vestas.com/~media/vestas/mvow/documents/v236150mw%20brochure%20spreads.pdf>.
- [64] Wind Turbine Models. *Vestas V164-8.0*. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/318-vestas-v164-8.0#powercurve>.
- [65] R. Wisser og M. Bolinger. *Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals*. Hentet 17/5, 2021. 2019. URL: https://etapublications.lbl.gov/sites/default/files/wind_useful_life_report.pdf.
- [66] M. Woznicki, G. L. Sollicec og R. Loisel. “Far off-shore wind energy-based hydrogen production: Technological assessment and market valuation designs”. I: *Journal of Physics: Conference Series* 1669 (okt. 2020), s. 012004. DOI: 10.1088/1742-6596/1669/1/012004. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1669/1/012004>.
- [67] E. I. Zountouridou, G. C. Kiokes, C. N. Papadimitriou mfl. “Floating wind parks technology”. I: *MedPower 2014*. 2014, s. 1–4. DOI: 10.1049/cp.2014.1671.
-

A Sørilige Nordsjø II

Dette vedlegget er hentet fra Drivenes, Voksø, Veie-Rossvoll mfl. [13]

6.2.2 SØRLIGE NORDSJØ II

Sørilige Nordsjø er det eneste havområdet i Norsk økonomisk sone som har større sammenhengende havdyp som egner seg for bunnfaste installasjoner. Sørilige Nordsjø II er i hovedsak karakterisert av områdetypen *Vindkraftområder som muliggjør direkte eksport til Nord-Europa* som er nærmere beskrevet i kapittel 3.7.

TABELL 6-2

Nøkkeltall for Sørilige Nordsjø II

TYPE ANLEGG	BUNNFAST
Antatt mulig kapasitet (MW)	1000-2000
Totalt areal (km ²)	2591
Areal innenfor aktuelt havdyp (km ²)	2590
Dybde (m)	53-70
Gjennomsnittlig dybde (m)	60
Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	10,1
Avstand til kyst (km)	140
Minste avstand til bygning (km)	140
Gjennomsnittlig signifikant bølgehøyde (m)	2,0
Høyeste signifikante 50-årsbølge (m)	11,9
Minste avstand til Tonstad transformatorstasjon (km)	234
Antatte fullproduksjonstimer (timer/år)	4050

6.2.2.1 Innpassing i kraftsystemet for Sørilige Nordsjø II

Sørilige Nordsjø II ligger i relativ nærhet til planlagte utvekslingsforbindelser mellom Norge og Tyskland og Norge og Nederland. Det bør derfor vurderes å knytte et eventuelt vindkraftverk i dette området til en slik forbindelse. NVE har per september 2010 konsesjonssøknader for to forbindelser mellom Norge og Tyskland til behandling¹. Begge forbindelsene er planlagt med overføringskapasitet på 1400 MW, og med tilknytningspunkt i nærheten av Tonstad i Sirdal kommune. Vurderinger rundt lønnsomheten i å knytte vindkraftverk til utenlandskabler er presentert i kapittel 3.5.

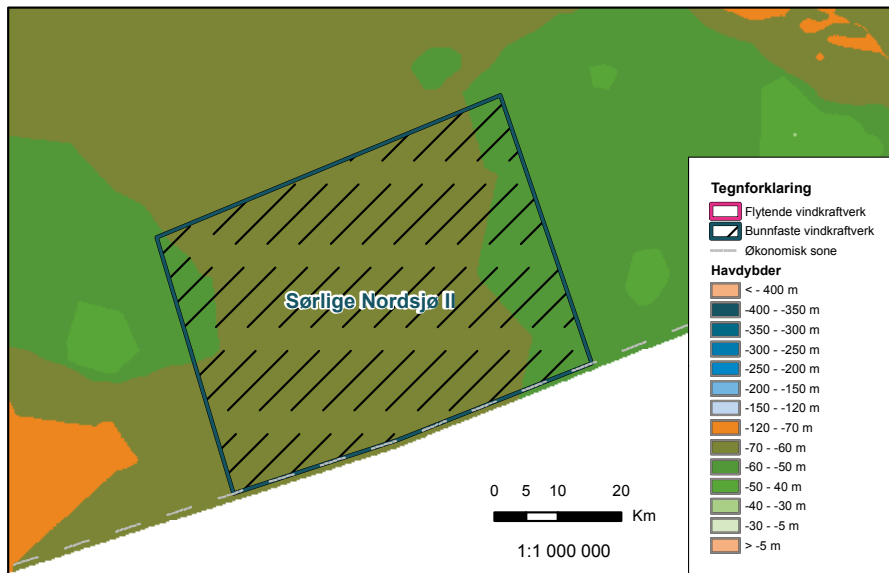
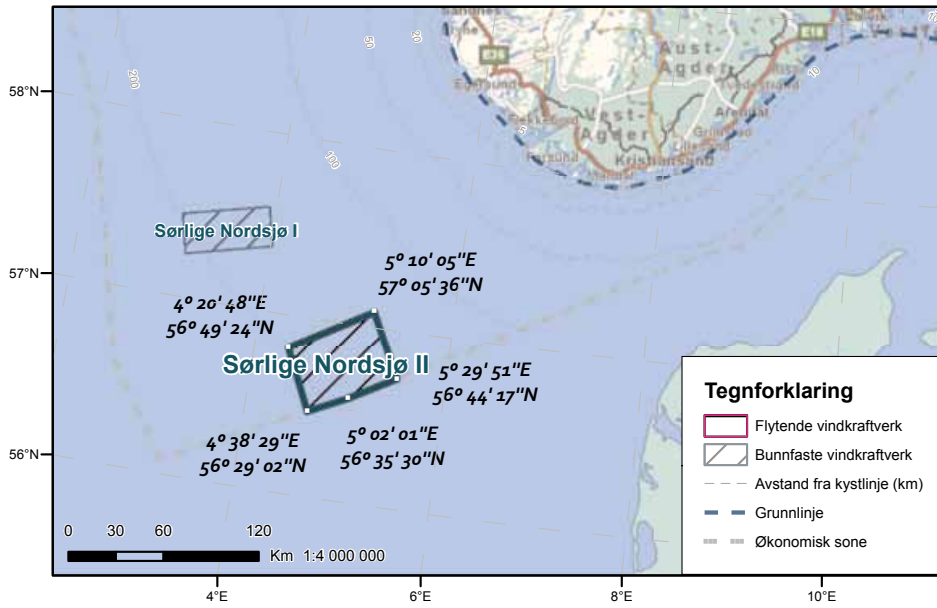
Avstanden til land fra Sørilige Nordsjø I er så stor at kun likestrømsteknologi antas å være aktuelt for tilknytning til kraftnettet. Hvis et eventuelt vindkraftverk skal knyttes til land med en egen kabel vil det være hensiktsmessig å gjøre dette i allerede etablerte tilknytningspunkt for utenlandskabler i Vest-Agder, nærmere bestemt Feda eller området rundt Tonstad. Årsaken til dette er at vindkraften fra Sørilige Nordsjø II sannsynligvis vil bli eksportert til utlandet store deler av tiden. Ved å samlokalisere tilknytningspunktene kan forsterkningsbehovet i nettet på land reduseres. En slik løsning kan likevel utløse forsterkningsbehov i landnettet, da spesielt med tanke på å kunne håndtere situasjoner der det er stor produksjon fra vindkraftverket samtidig som det er import til Norge. En tredje løsning for nettilknytning av vindkraftverk i dette området kan være å knytte kraftverket direkte til utlandet, for eksempel Tyskland, uten forbindelse til Norge. Slik det går fram av kapittel 12.2 har Tyskland relativt høyt støttenivå til offshore vindkraft. Det er imidlertid uklart om et vindkraftverk som er bygd i norske havområder, og knyttet direkte til Tyskland, vil kunne motta tysk støtte. Juridiske avklaringer rundt dagens lowverk vil derfor kunne være nødvendig før en slik løsning blir aktuell.

FIGUR 6-5

Geografisk lokalisering av Sørlige Nordsjø II.

FIGUR 6-6

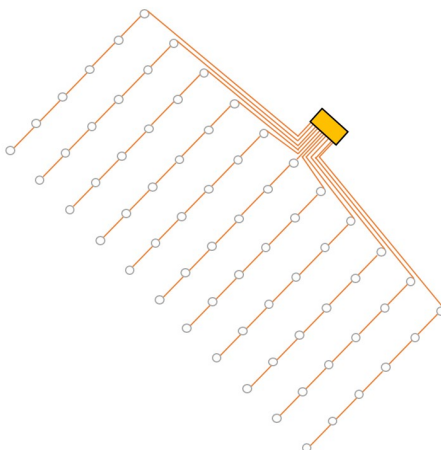
Dybdeforhold for Sørlige Nordsjø II.



B Designvalg, beregninger og kostnadsanalyse

B.1 Utformingen av internettet

Det velges en lineær utforming i internettet, på grunnlag av utredningen til StormGeo AS [57]. Lengden på kablene i internettet er beregnet ut fra at avstanden mellom hver turbin er sju ganger rotordiameter [57]. Siden lønnsomheten øker med størrelsen på turbinene i en vindpark, tas det i denne oppgaven utgangspunkt i den største kunngjorte turbinen; Vestas V236-15MW [63]. Denne turbinen har en rotordiameter på 236m, hvilket gir oss en avstand på $7 \cdot 236m = 1652m$ mellom hver turbin.



Figur 43: Internettets utforming

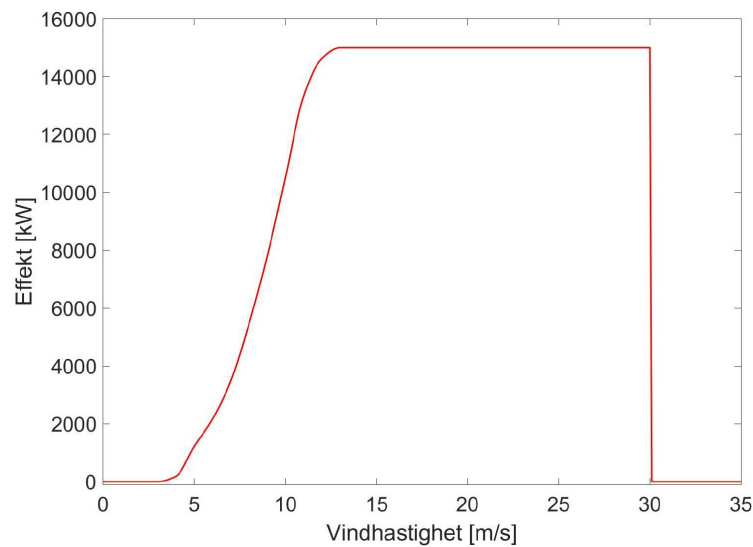
For å ta i betraktning slakke i kabelen, settes kabellengden til 1700m. Deretter anslås avstanden til nettstasjonen (se figur 43) ut fra at kablene ligger ”oppå” hverandre. Eksempelvis, med utgangspunkt i kabelen fra den nordligste rekken på seks turbiner, vil avstanden fra siste turbin til midterste rekke være $5 \cdot 1.7km$. Avstanden fra siste turbin til nettstasjonen anslås også å være på 1700m.

B.2 Effektkurve og vindforhold

B.2.1 Effektkurve

Ettersom Vestas V236 ikke vil være i produksjon før i 2024, finnes det lite data for effektkurven til en så stor turbin. Det tas dermed utgangspunkt i den største turbinen fra Vestas med kjente data, Vestas V164-8MW [64].

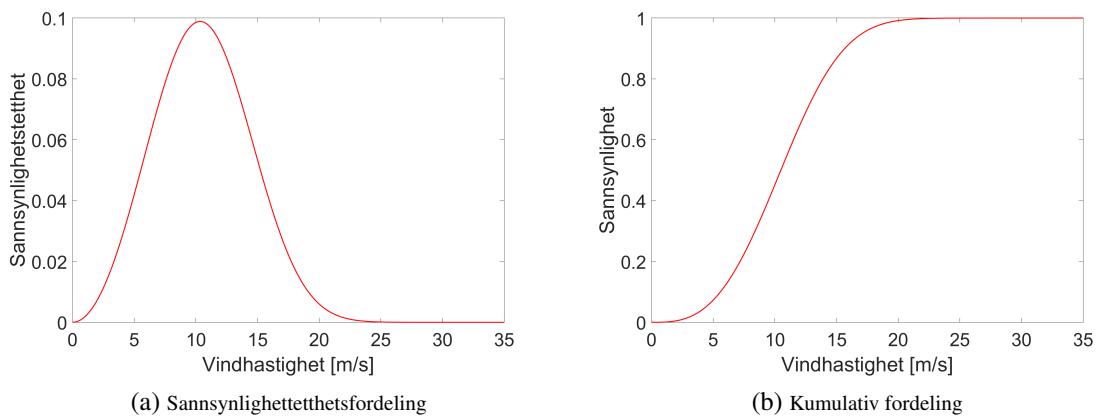
Ved å interpolere mellom punktene, skalere opp til 15MW nominell effekt og inkludere hastigheter opp til en cut-off speed 30 m/s (se vedlegg D.1), får man et estimat av effektkurven til en Vestas V236:



Figur 44: Estimert effektkurve for 1 stk. Vestas V236-15MW

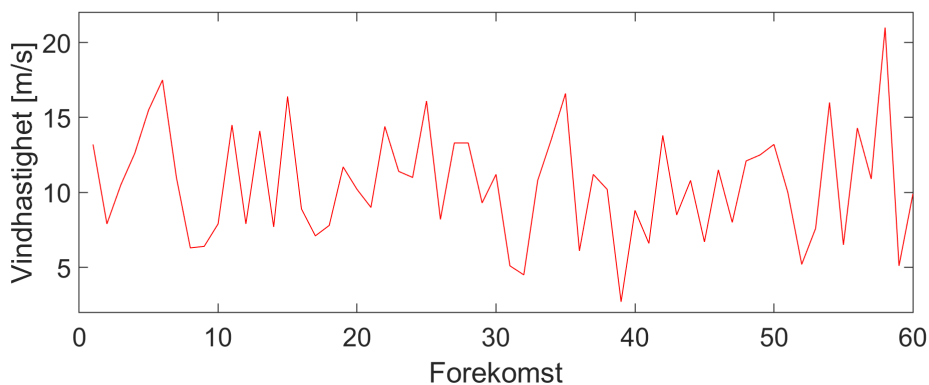
B.2.2 Vindforhold

For innhenting av vinddata benyttes en nettside utviklet av Pfenninger og Staffell [51]. Det hentes ut vinddata for ett år, i en høyde på 150 meter. Med disse dataene kan man finne parametrene til en Weibullfordeling. Disse dataene gir oss en gjennomsnittlig vindhastighet på 10.58 m/s, som trolig stemmer godt, da den er litt høyere enn verdiene funnet i kapittel 2.1.2.



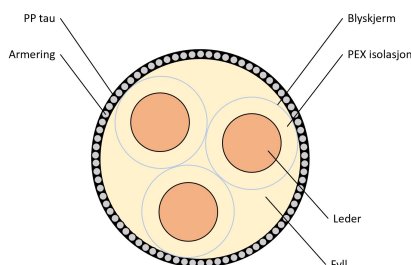
Figur 45: Weibullfordeling Sørilige Nordsjø II

Ved å ta utgangspunkt i den kumulative fordelingen for vinden i figur 45b ble tilfeldige verdier for sannsynlighet mellom 0 og 1 generert. En representasjon av vindforholdene ble deretter laget (se vedlegg D.1). Figur 46 viser hvordan vindprofilen ser ut med 60 punkter. Denne representasjonen vil ikke samsvare med målinger, på grunn av store variasjoner som følge av tilfeldig genererte vinddata. Derimot vil den over tid gi tilsvarende resultat.



Figur 46: Vindprofil Sørilige Nordsjø II

B.3 Kabler



Figur 47: Forenklet kabelmodell for treleder PEX

For modelleringen benyttes PEX-isolerte kabler, hentet fra ABBs kabelkatalog [1]. Katalogen oppgir flere relevante dimensjoner for tapsberegninger. Armeringstykkelsen

og tykkelsen av det ytre PP laget (se figur 47) settes til henholdsvis 5mm og 4mm.

Parametre knyttet til DC- og AC-resistans, blyskjerm og armering utregnes i et program (vedlegg D.2). Programmet tar utgangspunkt i formlene i vedlegg C, hentet fra IEC 60287. Lea [34] har funnet at denne standarden overestimerer temperaturene sammenlignet med målinger. Dermed blir det benyttet statiske temperaturer for leder, kabelskjerm og armering, hentet fra Lea [34]. Disse verdiene er på henholdsvis 75°C, 68°C og 60°C.

B.3.1 Kabeldimensjonering

Case 1

Maksimal strøm fra hver turbin ved 66kV AC er:

$$I_B = \frac{15 \cdot 10^3 \text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{kV}} = 131.2 \text{A} \quad (6)$$

Denne strømmen summeres opp fra hver vindturbin i rekken. 185mm² Cu kabler brukes frem til turbin 4. Deretter går man videre med 1000mm² Cu helt frem til knutepunktet hvor de 11 rekkene bestående av 6 turbiner sammenføres.

Case 2

Kablene i internnettets vil være tilsvarende kablene brukt i case 1. På transmisjonssiden benyttes tre kabler med en overføringsspenning på 220kV. Dette gir en maksimal belastningsstrøm på

$$I_B = \frac{990 \cdot 10^3 \text{kVA}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{kV}} = 2598 \text{A} \quad (7)$$

Dermed benyttes tre 1200mm² Cu kabler, hver med en overføringskapasitet på 875A. Overføringskapasiteten er funnet ved ekstrapolering av overføringskapasiteten til kabler med lik nominell spenning.

Case 3

Med en generatorspenning på ±160kV DC, vil maksimal strøm fra hver turbin være:

$$I_B = \frac{15 \cdot 10^3 \text{kW}}{160 \text{kV} - (-160 \text{kV})} = 46.9 \text{A} \quad (8)$$

Enleiderkabelen med lavest strømføringssevne er 185mm² Cu på 585A. Ved ekstrapolering finner man en strømføringssevne på omtrent 473A for 120mm² Cu, denne benyttes derfor for hele internettet.

Case 4

I internettet brukes tilsvarende kabler som de som ble brukt i case 3. På transmisjonssiden benyttes to enledere i hver retning, noe som gir en maksimal belastningsstrøm på

$$I_B = \frac{990 \cdot 10^3 \text{ kW}}{2 \cdot (160 \text{ kV} - (-160 \text{ kV}))} = 1547 \text{ A} \quad (9)$$

Dermed brukes 1600 mm^2 Cu kabler, som hver har en overføringskapasitet 1620A, funnet ved ekstrapolering.

Case 5

I internettet vil kablene være tilsvarende kablene som ble brukt i case 1 og 2. Ettersom man transmitterer til land på $\pm 320 \text{ kV}$, vil man ha en maksimal belastningsstrøm på 1547A. Dette betyr at man kan benytte én 1600 mm^2 Cu enlederkabel hver vei.

B.4 Transformator

For transformatorene i turbinens maskinhus i case 1, 2 og 5 benyttes verdier hentet fra [24]. Her er $e_r = 0.9$ og tomgangstap = 0.06% av nominell ytelse. Nominell ytelse for disse transformatorene settes til 16MVA, og det antas en effektfaktor på 1.

I case 2 brukes tre stk. 350MVA transformatorer. Det tas utgangspunkt i verdier hentet fra [50] for en 350MVA transformator med forhold 66/220. Her er det oppgitt en per enhet verdi av både kortslutningsresistansen og jernresistansen på henholdsvis 0.005pu og 600pu.

Deretter beregnes kortslutningsresistans og tomgangstap basert på formlene i vedlegg C, vist i skriptet i vedlegg D.2.

B.5 Reaktiv effektkompensasjon

For å kompensere for tapene gjennom kapasitansene i transmisjonskablene i case 2, benyttes reaktiv effektkompensasjon på begge sider av kablene. Den totale reaktive effekten i én transmisjonskabel er:

$$Q_C = 3 \cdot n_{kabler} \cdot \left(\frac{U_{kabel}}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 2\pi f C$$

$$Q_C = 3 \cdot 3 \cdot \left(\frac{220kV}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 2\pi 50 \cdot 0.2\mu F/km = 9.12MVA_r/km$$

$$Q_L = 3 \cdot n_{kabler} \cdot I_m^2 \cdot 2\pi f L$$

$$Q_L = 3 \cdot 3 \cdot (875A)^2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 0.35mH/km = 0.76kVA_r/km$$

$$Q_{tot} = |Q_C - Q_L| = |0.76MVA_r/km - 9.12MVA_r/km| = 8.36MVA_r/km$$

Dette medfører en reaktor i størrelsesorden $8.36/2 = 4.18MVA_r/km$ på hver side av transmisjonskablene.

For tapene i VAR kompensatoren benyttes en tapsfaktor på 0.2% av nominell ytelse, hentet fra [19]. Disse tapene er for en shunt reaktors kobber- og jern tap, og vil sannsynligvis ikke stemme helt med tapene i en SVC.

B.6 Elektrolyse

B.6.1 Elektrolyseanlegg

M5000 er et modulbasert PEMEL-anlegg fra Nel [43] med en netto produksjonsrate på $5000Nm^3/h$. Nm^3 er en normalkubikmeter, altså den mengden tørr hydrogengass som opptar $1m^3$ i atmosfærisk trykk ved $0^\circ C$. På nettsidene til Nel er det flere tekniske spesifikasjoner på anlegget M400 enn på M5000. For å få tak i nødvendige spesifikasjoner for M5000 tas det utgangspunkt i at noen av spesifikasjonene til M400 også gjelder for M5000.

Når hydrogenproduksjonen i anlegget skal regnes ut må det tas hensyn til energiforbruk og effektivitet til både elektrolyseanlegget og tilhørende utstyr. Kjølssystem, transformator og likeretter er inkludert i Nel sine anlegg. Det antas at man kan benytte et system for nedtrapping av DC-spenningen med tilsvarende effektivitet som ved transformasjon og likeretting av AC-spenningen. Det tas også hensyn til energiforbruket i desalinasjonsanlegget (ved offshore hydrogenproduksjon) og aldring.

Man taper effektivitet over tid da temperatur, spenning, strøm og trykk skaper slitasje på anlegget. Som følge av aldring vil man da ha et gjennomsnittlig tap på 3% – 5% i løpet av anleggets livstid for PEMEL. For AEL ligger gjennomsnittlige tap i løpet av livstiden på omtrent halvparten, altså 1.5% – 2.5% [8].

B.6.2 Spenningsnivå

Hver stack i elektrolyseanleggene består av 230 celler. Spenningen på hver celle ligger typisk i området mellom 1.8V - 2V. Figur 15 viser at cellespenningen er avhengig av strømtettheten i cellen. En slik stack har en effekt på 2.2MW og har en DC-spenning på rundt 450V DC. I et anlegg på 800MW vil man da ha 364 slike stacker.

I case 1, 2 og 5 kobles AC-spenning inn på elektrolyseanleggene. Nel oppgir en spenning på inntil 35kV på en 2.5MW stack. Det tas utgangspunkt i at Nel til en viss grad kan skreddersy anleggene sine slik at spenningsnivåene i disse casene vil aksepteres. Ved å seriekoble/parallellkoble elektrolysestackene kan man finne flere konfigurasjoner som i teorien skal kunne fungere for disse spenningsnivåene.

I case 3 og 4 kobles $\pm 160\text{kV}$ DC inn på elektrolyseanlegget. Det kan i praksis være utfordrende å transformere ned denne spenningen til akseptabel spenning for stackene i elektrolyseanlegget uten å transformere den ned via en transformator. Ved å transformere spenningen ned ved bruk av modulære DC-DC omformere kan man slippe flere omformersteg og transformatorer.

B.6.3 Desalinasjon

Desalinasjonsanlegget brukes for å forsyne PEMEL-anlegget med ferskt vann ved rensing av sjøvann.

Chongqing Gathering Marine Equipment Co. [9] er leverandør av et desalinasjonsanlegg som kan levere rundt $21 \text{ m}^3/\text{h}$ med et energiforbruk på $3.5 \text{ kWh}/\text{m}^3$. Lenntech [35] produserer desalinasjonsanlegg som leverer opp mot $100 \text{ m}^3/\text{h}$ med et energiforbruk på $2 - 3 \text{ kWh}/\text{m}^3$. En modul av typen M5000 fra Nel vil ved full produksjon kreve en tilførsel av desalinert sjøvann på

$$0.9 \frac{\text{l}}{\text{Nm}^3} \cdot 5000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} = 4500 \frac{\text{l}}{\text{h}} = 4.5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (10)$$

Effektforbruket til desalinasjonsanlegget ved full produksjon vil da bli omtrent

$$4.5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} = 13.5 \text{kW} \quad (11)$$

Man kan da se på effektforbruket til desalinasjonsanlegget som et tap i elektrolyseprosessen på

$$\frac{13.5 \text{kW} \cdot x}{25 \text{MW} \cdot x} = 0.054\% \quad (12)$$

$x =$ Antall moduler

B.6.4 Kompressor

I tabell 3, kapittel 3.3.1 ser man at M5000 leverer hydrogengass på 30 bar, og at A3880 leverer gassen på 1-200 bar.

Ved hydrogenproduksjon onshore lagres hydrogenet i rør under bakken under et trykk på 100 bar. Dette er standard trykk ved lagring av hydrogen i rør. Når hydrogenet lagres under bakken slipper man å gjøre beslag på store areal over bakkenivå, men vedlikehold på lagringssystemet blir mer krevende å utføre.

AEL-anlegget A3880 produserer gassen under atmosfærisk trykk for så å bruke en ekstern kompressor som leverer gassen på ønsket trykk opp til 200 bar. Ifølge figur 18 i kapittel 2.4.2 kan man anta et effektivitetstap på rundt 6.5% ved mekanisk kompresjon til 100 bar.

Ved hydrogenproduksjon offshore lagres også hydrogenet i gassrør under et trykk på 100 bar. PEMEL-anlegget leverer hydrogengass på 30 bar, og har derfor et elektrokjemisk kompresjonstap på rundt 1% ifølge figur 17 i kapittel 2.4.2. Kurven i figur 18 viser effektivitetstap som følge av mekanisk kompresjon. Hydrogengassen må komprimeres fra 30 til 100 bar før det kan lagres og transporteres i rørsystemet. Effektivitetstapet for PEMEL-anlegget som følge av mekanisk kompresjon blir da:

$$6.5\% (100 \text{ bar}) - 3.5\% (30 \text{ bar}) = 3\% \quad (13)$$

Totale kompresjonstap for PEMEL-anlegget blir da $1\% + 3\% = 4\%$.

Denne oppgaven tar hensyn til alle kostnader og tap frem til hydrogenet lagres, inkludert den siste kompressoren som komprimerer gassen til 100 bar. Når hydrogengassen skal hentes ut fra lagring og brukes som drivstoff kreves det gjerne et trykk på 350-700 bar. Hydrogengassen må altså komprimeres ytterligere etter lagring. Oppgaven tar ikke hensyn til kostnader som følge av lagring eller tap. Kostnader som følge av kompresjon til trykk over lagringstrykket vil belyses i sensitivitetsanalysen i kapittel 4.5.

B.6.5 Energibehov

Ved å ta hensyn til energiforbruket i elektrolyseanleggene, inkludert alle tap, kan energibehovet (kg/kWh) til elektrolyseanlegget beregnes for alle casene. Mengde produsert hydrogen per kWh energi er sentral for å finne mengden produsert hydrogen for casene.

PEMEL-anlegg: I case 1 og 3 brukes et PEMEL-anlegg.

For PEMEL-anlegget isolert sett oppgir Buttler og Spliethoff [8] et typisk energiforbruk på $4.4 - 5.0 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$. De oppgir også en typisk effektivitet på 60% – 68% av nedre brennverdi ("lower heating value" (LHV)), som er total frigitt varmeenergi minus kondensasjonsvarmen. Ved å ta utgangspunkt i denne effektiviteten, figur 16b (kapittel 2.4.1) og en effektivitetskurve fra Woznicki, Sollicec og Loisel [66] har en estimert effektivitetskurve for anlegget blitt laget. Etter å ha lagt til tap som følge av kompresjon

(4%) og gjennomsnittlig tap som følge av aldring (3%) vil den totale virkningsgraden gå fra 53% – 61% (LHV).

Ved hjelp av en kurve som viser energibehovet til elektrolyseanlegget kan man regne ut hydrogenproduksjonen (kg) ved å multiplisere energi fra vindparken (kWh) med energibehovet (kg/kWh).

Det oppgitte gjennomsnittlige energibehovet til M5000 [43] på $4.5 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ antas å være energibehovet ved 100% last.

1 Nm^3 hydrogengass tilsvarer 0.0899 kg hydrogen [11]. Energiforbruket per kg hydrogen blir derfor

$$4.5 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \cdot \frac{1 \text{ Nm}^3}{0.0899 \text{ kg}} = 50.06 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \quad (14)$$

Hydrogenproduksjonen ved full last, ekskludert tap som følge av aldring, desalinasjon og kompresjon, er da

$$\frac{1 \text{ kg}}{50.06 \text{ kWh}} \approx 0.02 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \quad (15)$$

AEL-anlegg: I case 2, 4 og 5 brukes et AEL-anlegg.

For AEL-anlegget isolert sett oppgir Buttler og Spliethoff [8] et typisk energiforbruk på $4.2 - 4.8 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ og en typisk effektivitet på 63% – 71% (LHV), mens Nel har oppgitt et energiforbruk på $3.8 - 4.4 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$.

Det tas utgangspunkt i et maksimalt energiforbruk på $4.4 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ ved lavest virkningsgrad (63%) og $3.8 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ ved høyest virkningsgrad (71%). Ved å ta med tap som følge av kompresjon og aldring, og ved å bruke formel 14 og 15, kan man lage en kurve for energibehovet i A3880 og M5000.

B.7 Batteri

Et batteri kan være nyttig å bruke i kombinasjon med elektrolyseanlegget og vindparken. I perioder med lite kraftproduksjon fra vindparken vil batteriet kunne forsyne både elektrolyseanlegget og diverse hjelpesystemer med kraft. I perioder med mye produksjon vil batteriet lades opp. Det er mulig at man kan optimalisere hydrogenproduksjonen og LCOH ved å for eksempel ha et mindre elektrolyseanlegg og et større batteri i anlegget.

For hver case har simulasjonene i kapittel 3.2 regnet ut hvor mye kraft som går med til hjelpesystemer og andre kritiske funksjoner. Denne effekten er den minste effekten batteriet må kunne levere.

I casene med offshore hydrogenproduksjon vil hele batteriet være plassert offshore. I casene med hydrogenproduksjon på land vil det være et stort batteri på land til å drifte elektrolyseanlegget, og et lite batteri offshore for å drifte hjelpesystem i vindparken.

Dette gjøres for å unngå at hjelpekraft fra batteriet til vindparken må overføres i transportkablene fra land til vindparken.

Batteriet skal aldri lades ut så mye at det ikke kan forsyne kritiske hjelpesystemer med kraft i perioder uten kraftproduksjon i vindparken. I simuleringene vil vindparken sjeldent levere for lite effekt til å drifte elektrolyseanlegget over lengre tid. I en realistisk vindprofil kan man ha flere timer med lite vind, men i vindprofilen fra vedlegg B.2.2 varierer vinden tilfeldig basert på en sannsynlighetsfordeling. Derfor vil man sjeldent ha to eller flere timer etter hverandre med lite kraftproduksjon. I en realistisk situasjon kan man, ved hjelp av værprognoser, forutse når man må ha et fulladet batteri for å kunne holde hjelpesystem i live over lengre tid.

I simuleringene benyttes batteri med en effektivitet på 90% ved oppladning og 95% ved utladning.

B.8 Kostnadsanalyse

Kostnadene for hver case vil følge en nedenfra og opp tilnærming, der man estimerer kostnader for hver komponent der det lar seg gjøre. Kapitalkostnadene vil påløpe ved forskjellige tidspunkt gjennom byggefasen, 20% i år 0, 40% i år 1 og 40% i år 2, og for hvert år vil kostnadene diskonteres. Diskonteringsrenten er blitt satt til 8.2% [7]. For bytte av batteri og elektrolysestack beregnes nåverdien til kostnadene fra året de skiftes ut. Årlige utgifter til drift og vedlikehold blir omregnet til nåverdi for hvert år etter produksjonsstart og summert frem til den fastsatte levetiden for prosjektet. Avviklingskostnader blir diskontert fra året etter produksjonsslutt. Det er tatt utgangspunkt i at prosjektet har fem faser der kostnader påløper (se kapittel 2.5.1).

B.8.1 Prosjektering og utvikling

Kostnader relatert til prosjektering og utvikling ble hentet fra [7], der det oppgis at denne kostnaden ligger mellom 4 og 6.5% av de totale kostnadene til en vindpark. Basert på dette ble kostnadene satt til 5.25% av de totale kostnadene.

B.8.2 Produksjon og anskaffelser

For produksjons- og anskaffelsesfasen er kostnader hentet fra flere ulike kilder. Kostnader for turbin og tårn ble beregnet fra en referanseverdi på 1.116 mill€/MW [59]. Deretter antas en kostnadsstigning på 2.5%/MW [52]. Kostnader for turbin og tårn ble faktorestimert basert på et kjent kostnadsforhold mellom rotorblad og total kostnad for turbin og tårn [59]. Referansekostnad for rotorblad ble beregnet med utgangspunkt i kostnader fra [59] og en skaleringsfaktor fra [14]. Fundament og forankring er alle hentet fra [14]. Kostnadsbesparelser vil i all hovedsak fordele seg på installasjon og fundament som begge skaleres ned med større turbineffekt [60]. I case 3 og 4 blir spenningen trappet ned ved hjelp av en DC/DC omformer, slik at trafo og omformer blir overflødig i selve elektrolyseanlegget. For å ta hensyn til dette er elektrolysekostnadene redusert

tilsvarende andelen kraftelektronikk i systemet, som ligger på 27% [27]. Videre antas kostnaden for DC/DC omformerer å være lik kostnaden for spenningskilde-omformerer, altså 136k€/MW [7]. [66] viser til en modell for kostnadsberegning av batterianlegg, denne ligger til grunn for beregning av batterikostnad i denne oppgaven.

All kostnadsinformasjon relatert til nettstasjon er hentet fra [39], [15] og [7]. Kostnader for HVAC nettstasjon er hentet fra [39], der kostnad for både onshore og offshore reaktiv effektkompensasjon er inkludert i kostnaden for nettstasjonen. Kostnader for offshore omformerstasjon ble hentet fra [7], da disse kostnadene spesifikt retter seg mot flytende nettstasjoner. For onshore nettstasjon i case 5 settes kostnaden inkludert installasjon til 50% av en pælemontert offshore omformerstasjon [7]. For elektrolyseanlegget tas det utgangspunkt i en viss kostnad per tonn. Her brukes tilsvarende kostnader som kostnadene for plattformen til en omformerstasjon [7]. Videre antas en vekt på elektrolyseanlegget på 15 tonn/MW [61]. Kabelkostnader ble hentet fra [36], som er en rapport fra 2003, i mangel på bedre modeller. Elektrolyseanlegg for et anlegg på rundt 1GW er per dags dato rent spekulative da det største anlegget som er bygd har en nominell effekt på 20MW [2]. Derfor tas det utgangspunkt i kostnader fra [27]. Kostnadene for et PEMEL-anlegg er oppgitt til å ligge på mellom 597€/MW - 1194€/MW. For et AEL-anlegg ligger kostnadene på mellom 427€/MW - 853€/MW. Ettersom kostnadene ligger over et så stort spenn brukes middelveien i denne oppgaven.

B.8.3 Installasjon

Kostnader for turbininstallasjon er hentet fra [14]. Her angis installasjonskostnadene som en fast sum med skaleringsfaktor for størrelse på turbin. Kabelinstallasjon følger kostnader gitt fra [39]. Installasjon av offshore HVAC og HVDC nettstasjon er satt til henholdsvis 35Mill€ og 46Mill€ basert på tall fra [59]. Installasjonskostnadene for et AEL-anlegg antas å være lik installasjonskostnadene for et PEMEL-anlegg [58]. Installasjonskostnadene er da 17% av investeringskostnaden til et offshore elektrolyseanlegg, og 12% av et onshore elektrolyseanlegg. Offshore elektrolyseanlegg antas å være 40% mer kostbart enn installasjon på land. Dette er basert på forholdet mellom offshore og onshore installasjonskostnad for en HVAC nettstasjon [59].

B.8.4 Drift og vedlikehold

Drift- og vedlikeholdskostnader er en av de største kostnadene man har, og det er ganske stor usikkerhet knyttet til disse. Det tas utgangspunkt i verdier fra [7] for disse kostnadene. Bjerkseter og Agotnes [7] har kommet frem til en kostnad på 139k€/MW for en flytende havvindpark på 500MW. Denne parken lå 200km fra land, og forsikringskostnadene til parken ble også tatt hensyn til. Denne kostnaden antas å kunne brukes også i denne oppgaven da disse casene består av et mindre antall turbiner, men en kortere distanse til land (140km). [59] viser til en del lavere kostnader, men her er referansecase 1GW, 60km fra land med en årlig utgift på 88k€. For case 1 og 3 er drift- og vedlikeholdskostnadene antatt å være redusert med 5% da man ikke har transmisjonskabel til land. Årlige utgifter relatert til et storskala elektrolyseanlegg

er det naturligvis lite informasjon om. Drifts- og vedlikeholdskostnader for en PEM elektrolyser er satt til 3% av investeringskostnad basert på verdier fra [38]. AEL er plassert på land og vil dermed ha noe lavere kostnader, her antas drifts- og vedlikeholdskostnadene å være 2% av investeringskostnaden. For utskiftning av stack og lignende store komponenter er kostnaden satt til 15% av investeringskostnad i utbytteår [58].

B.8.5 Avvikling

Avvikling skjer på samme måte som i [26], med kostnad som funksjon av installasjonskostnad. Alle kostnader assosiert med avvikling vil bli diskontert til nåverdi. Det antas at alle kostnadene forbundet med dette skjer året etter driftstopp for vindparken.

C Tapskalkulasjoner

C.1 Tap i kabler

C.1.1 DC

For motstand i kablen ved DC overføring har man formelen:

$$R_{DC} = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \quad [\Omega/m]$$

R_{20} = Lederresistans ved 20°C [Ω/m]

α_{20} = Temperaturkoeffisient per. K ved 20°C

θ = Ledertemperatur [°C]

Der:

$$R_{20} = \frac{\rho_{20} \cdot l}{A} \quad [\Omega/m]$$

ρ_{20} = Resistivitet for ledermaterial ved 20°C [$\Omega \cdot m$]

l = Lengde på kabel [m]

A = Ledertverrsnitt [m^2], (evt. [$10^{-6}mm^2$])

Ved bruk av et bipolar HVDC system beregnes effekttapet i tur- og returkabel:

$$P_{DCtap} = 2 \cdot I^2 \cdot R_{DC} \quad [W/m]$$

C.1.2 AC

AC resistansen kan finnes ved følgende formel:

$$R_{AC} = R_{DC}(1 + \gamma_s + \gamma_p) \quad [\Omega/m]$$

γ_s = Overflateeffekt-faktor

γ_p = Nærhetseffekt-faktor

Man finner overflateeffekt-faktoren ved:

$$\text{For } 0 < x_s \leq 2.8 \quad \gamma_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8 \cdot x_s^4}$$

$$\text{For } 2.8 < x_s \leq 3.8 \quad \gamma_s = -0.136 - 0.0177 \cdot x_s + 0.0563 \cdot x_s^2$$

$$\text{For } x_s > 3.8 \quad \gamma_s = 0.354 \cdot x_s - 0.733$$

Hvor x_s er lik:

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_s$$

f = Systemfrekvensen [Hz]

k_s = Finnes i tabell 2 i IEC 60287-1-1

Nærhetseffekt-faktoren finner man ved:

$$\gamma_p = \frac{x_p^4}{192 + 0.8 \cdot x_p^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \cdot \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^4}{192 + 0.8 \cdot x_p^4} + 0.27} \right]$$

d_c = Lederens diameter [mm]

s = $(d_i + 2 \cdot t_s)$ Avstand mellom lederaksene [mm]

d_i = Isolasjonstykkelse [mm]

t_s = blyskjermykkelse [mm]

Hvor x_p er lik:

$$x_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R_{DC}} \cdot 10^{-7} \cdot k_p$$

k_p = Finnes i tabell 2 i IEC 60287-1-1

Tapene i resistansen finner man dermed med:

$$P_{AC} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{AC} \quad [W/m]$$

Faktoren for tap i blyskjermen finner man ved $\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1''$, men λ_1'' ignoreres på grunn av valget av leder, og dermed ignoreres også tapsfaktoren for virvelstrømmer. Da blir $\lambda_1 = \lambda_1'$. λ_1 kan dermed finnes ved formelen:

$$\lambda_1 = \frac{R_s}{R_{AC}} \cdot \frac{1.5}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2}$$

$$X = 2 \cdot \omega \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{2s}{d_s} \text{ } [\Omega/m]$$

R_s = AC resistansen i blyskjermen $[\Omega/m]$

Resistansen til blyskjermen kan finnes ved:

$$R_s = R_{s20} [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \text{ } [\Omega/m]$$

R_{s20} = Blyskjermresistans ved 20°C $[\Omega/m]$
 α_{20} = Temperaturkoeffisient per. K ved 20°C

θ = Blyskjermtemperatur $[\text{°C}]$

For armeringen til en trekjernkabel med stålarmering finner man faktoren λ_2 ved formelen:

$$\lambda_2 = 1.23 \cdot \frac{R_A}{R_{AC}} \left(\frac{2 \cdot c}{d_A}\right)^2 \frac{1}{\left(\frac{2.77 \cdot R_A \cdot 10^6}{\omega}\right)^2 + 1}$$

R_A = Armeringens resistans $[\Omega/m]$

c = Avstand mellom lederakse og sentrum av kabel = $\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot s$ $[\text{mm}]$

d_A = Diameteren til armeringen $[\text{mm}]$

Resistansen til armeringen kan finnes ved:

$$R_A = R_{A20} [1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \text{ } [\Omega/m]$$

R_{A20} = Armeringsresistans ved 20°C $[\Omega/m]$
 α_{20} = Temperaturkoeffisient per. K ved 20°C

θ = Armeringstemperatur $[\text{°C}]$

Tapene for både blyskjermen og armeringen finner man ved formelen:

$$P_{s+a} = P_{AC}(\lambda_1 + \lambda_2) \text{ } [W/m]$$

Dielektriske tap styres av spenningsnivået og isolasjonsmaterialet til kabelen, og kan finnes ved formelen:

$$P_d = 3 \cdot \omega \cdot C \cdot U_0^2 \cdot \tan \delta \text{ } [W/m]$$

$\omega = 2\pi f$
 C = Kapasitans $[\text{C/m}]$

U_0^2 = Spenning fase-jord $[\text{V}]$
 $\tan \delta$ = Tapsfaktor for isolasjon
 (Tabell 3 IEC 60287-1-1)

C.2 Tap i transformator

Transformatorens kortslutningsresistans kan beregnes ut fra følgende formel:

$$R_{SC} = \frac{\epsilon_r}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

ϵ_r = Relativ resistiv kortslutningsspennning [%]

U_N = Transformatorens merkespenning [V]

S_N = Transformatorens merkeytelse [VA]

Eventuelt kan den beregnes slik:

$$R_{SC} = R_{SC,pu} \cdot R_{base}$$

$R_{SC,pu}$ = Kortslutningsresistansens andel av baseresistansen

R_{base} = Baseresistansen [Ω]

Deretter kan kobbertapene beregnes med formelen:

$$P_k = 3 \cdot I^2 \cdot R_{SC}$$

Tomgangtapene kan beregnes ved:

$$P_t = \frac{n}{100} \cdot S_N$$

n = Prosentandel tomgangstap [%]

Eventuelt beregnes de slik:

$$P_t = 3 \cdot \frac{U_{N,phase}^2}{R_{j,pu} \cdot R_{base}}$$

$R_{j,pu}$ = Jernresistansens andel av baseresistansen

D MATLAB kode

D.1 Effektkurve og produksjonsprofil

```
%Power curve
v=[0:30];
P=[0,0,0,100,650,1150,1850,2900,4150,5600,7100, ...
  7800,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000, ...
  8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000,8000, ...
  8000].*(15/8); %Skalert power curve i kW
new_v=[0:0.1:35];
new_P1=interp1(v,P,new_v,'pchip');
for i=302:351
  new_P1(i)=0; %Cut-off etter 30m/s
end
plot(new_v,new_P1,'LineWidth',1.5,'color','r')
ylim([-100,16000])
ylabel('Effekt [kW]');
xlabel('Vindhastighet [m/s]');
figure

%Produksjonsprofil
vind=xlsread('5vind','I:I');
param=wblfit(vind);
lambda=param(1); %Skalaparameter Weibull
k=param(2); %Formparameter Weibull
x=rand(1,8760); %Randomisert mellom 0 og 1
v2=round((-log(1-x)).^(1/k).* ...
  lambda,1); %Randomisert vindforekomst i m/s
t=[1:length(x)];
plot(t,(1/1000)*(new_P1((v2*10)-1)), 'color','r')
ylabel('Effekt [MW]')
xlabel('Forekomst')
figure
vindprod=zeros(length(v2),1);
for i=1:length(v2)
  vindprod(i,1)=1000* ...
    new_P1((v2(i)*10)-1); %Produksjonsprofil i W
end
vindprod = timeseries(vindprod,[1:length(vindprod)]);
save('vindprod.mat','vindprod' ...
  '-v7.3') %Eksport til Simulink

%Vindforhold
plot(t,v2,'color','r')
ylabel('Vindhastighet [m/s]')
xlabel('Forekomst')
```

D.2 Parametre for Simulink

```
kabeldata=xlsread('Kabeldata');
[r,c]=size(kabeldata);
A=kabeldata(1,:); %Kabelverrsnitt
rho_20=kabeldata(2,:); %Resistivitet leder
alpha_20=kabeldata(3,:); %Temperaturkoeffisient leder
dc=kabeldata(4,:); %Lederdiameter
t_i=kabeldata(5,:); %Isolasjonstykkelse
di=kabeldata(6,:); %Diameter over isolasjon
t_s=kabeldata(7,:); %Blyskjermtykkelse
dy=kabeldata(8,:); %Kabelens ytre diameter
rho_20_ls=kabeldata(9,:); %Resistivitet blyskjerm
alpha_20_ls=kabeldata(10,:); %Temperaturkoeffisient blyskjerm
rho_20_a=kabeldata(11,:); %Resistivitet armering
alpha_20_a=kabeldata(12,:); %Temperaturkoeffisient armering
tt=kabeldata(13,:); %Tykkelse tau
at=kabeldata(14,:); %Tykkelse armering
tand=kabeldata(15,:); %Tapsfaktor for isolasjon
C=kabeldata(16,:); %Kabelkapasitans
f=50; %Nettfrekvens
t=75; %Kabeltemperatur
tsheeth=68; %Blyskjermtemperatur
tarmor=60; %Armeringstemperatur
d=140000; %Transmisjonslengde

%Kabelparametre
for i=1:c
    RDC(1,i)=(rho_20(i)/(A(i)* ...
        (10^(-3))^2))*(1+ ...
        alpha_20(i)*(t-20)); %DC-resistans
    x_s(1,i)=sqrt(((8*pi*50)/ ...
        (RDC(1,i))*10^(-7))); %Bessel-funksjon for overflateeffekten
    x_p(1,i)=x_s(1,i); %Bessel-funksjon for nærhetseffekten
    if (x_s(1,i)<=2.8) %Kalkulerer overflateeffekten
        y_s(1,i)=(x_s(1,i)^4)/ ...
            (192+0.8*x_s(1,i)^4);
    elseif (2.8<x_s(1,i) && (x_s(1,i)<3.8)
        y_s(1,i)=-0.136-0.0177*x_s(1,i) ...
            +0.0563*x_s(1,i)^2;
    else
        y_s(1,i)=0.354*x_s(1,i)-0.733;
    end
    y_p(1,i)=(x_p(1,i)^4/(192+0.8* ...
        x_p(1,i)^4))*(dc(i)/(di(i)+2* ...
        t_s(i))^2*(0.312*(dc(i)/(di(i) ...
        +2*t_s(i))^2+(1.18/((x_p(1,i)^4 ...
        /(192+0.8*x_p(1,i)^4)) ...
        +0.27))); %Kalkulerer nærhetseffekten
    RAC(1,i)=RDC(1,i)*(1+y_s(1,i) ...
        +y_p(1,i)); %AC-resistans
    Rsheeth(1,i)=(rho_20_ls(i)/(pi*(( ...
        2*t_s(i)+di(i))/2)^2-pi*(di(i) ...
        /2)^2)*(10^(-3))^2))*(1+alpha_20_ls(i) ...
        *(tsheeth-20)); %Blyskjermresistans
    X = 2*2*pi*f*10^-7*log(2*(di(i)+2*t_s(i) ...
        )/(2*t_s(i)+di(i))); %Blyskjermreaktans
    lambda_s(1,i)=(Rsheeth(1,i)/RAC(1,i))*(1.5/ ...
        (1+(Rsheeth(1,i)/X)^2)); %Tapsfaktor for blyskjerm
    Rarmor(1,i)=(rho_20_a(i)/(pi*(dy(i)-2*tt(i) ...
```

```

    )/2)^2-pi*((dy(i)-2*tt(i)-2*at(i))/2)^2) ...
    *(10^(-3))^2)*(1+alpha_20_a(i) ...
    *(tarmor-20)); %Armeringsresistans
lambda_a(1,i)=1.23*(Rarmor(1,i)/RAC(1,i) ...
    *((sqrt(3)*(di(i)+2*t_s(i)))/(dy(i)-2* ...
    tt(i)))^2*(1/((2.77*Rarmor(1,i)*10^6)/ ...
    (2*pi*f))^2+1)); %Tapsfaktor for armering
end

%Verdier til Simulink
%AC kabler
kabel185mm=RAC(1);
armor185mm=lambda_a(1);
sheeth185mm=lambda_s(1);

kabel1000mm=RAC(2);
armor1000mm=lambda_a(2);
sheeth1000mm=lambda_s(2);

kabel1200mm=RAC(3);
armor1200mm=lambda_a(3);
sheeth1200mm=lambda_s(3);
tan_d1200mm=tand(3);
C1200mm=C(3);

%DC kabler
kabel120mmDC=RDC(4);
kabel160mmDC=RDC(5);

%Transformator 1
e_r=0.9; %Relativ resistiv korts.sp.
E_s=66000; %Spenning sekundærside
Sn=16000000; %Merkeytelse
RSC=(e_r/100)*((E_s)^2)/Sn; %Kortslutningsresistans
noloadloss=Sn*0.0006; %Tomgangstap

%Transformator 2
E_s2=220000; %Spenning sekundærside
Sn2=350000000; %Merkeytelse
RSC2=0.005*((E_s2)^2)/Sn2; %Kortslutningsresistans
noloadloss2=3*((E_s2/sqrt(3))^2) ...
    /(600*((E_s2)^2)/(Sn2)); %Tomgangstap

%Reaktor
Reaktortap=8.36; %W/m pr. reaktor

```

D.3 Hydrogenproduksjon og LCOH

```
sim = 1; % 1: Enkel simulering | 0: Full simulering

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% TAP I DESALINASJONSANLEGG

q = 0.9 * 10^(-3); % m^3 vann / m^3 hydrogen
o = 5000; % m^3/h produsert hydrogen pr. modul
w = 3; % kWh/m^3 energibehov pr. kubikk vann

W = q * o * w; % kW

desal = 1 - W/25000; % Virkningsgrad

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Batterikostnadsfunksjon

x = (1:50000:1000000); %0 - 100MWh
y = [500,200,170,150,140,135,130,130,130,130,130,130,130,130,130,130,130,130,130,130]; %
%Euro/MWh

BESScost = BESSkostnader(x,y);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if Case == 1 || Case == 3

    kompeff = -4; % Kompresjonstap
    aldring = -3; % Gjennomsnittlig tap over livstid (PEMEL)

    Eff_x = ✓
[0.1,0.15,0.2,0.25,0.3,0.35,0.4,0.45,0.5,0.55,0.6,0.65,0.7,0.75,0.8,0.85,0.9,0.95,1];
    Eff_y = ✓
[60,65,67,67.75,68,67.8,67.5,67,66.5,66,65.5,65,64.5,64,63.5,63,62.5,62,61.5] + ✓
kompeff + aldring;

    [n,gof] = EffPEMEL(Eff_x,Eff_y);

    Energi_y = zeros(1,length(Eff_x));
    for i = 1:length(Eff_y)
        Energi_y(i) = 4.5 * (100-Eff_y(i))/(100-61.5);
    end

    [Energi,gof] = EffPEMEL(Eff_x,Energi_y);

    % MASSE/ENERGI

    MasEne_y = zeros(1,length(Energi_y));

    for i = 1:length(Energi_y)
        MasEne_y(i) = 1 / (Energi_y(i)/0.0899);
    end

    [MasEne,gof] = EffPEMEL(Eff_x,MasEne_y); % kg/kWh

    MinLim = 0.1;

else
```

```

EffTilEnergiForhold = 3.8/71; % 1% effektivitet
kompeff = 6.5 * EffTilEnergiForhold; % Kompresjonstap
aldring = 1.5 * EffTilEnergiForhold; % Gjennomsnittlig tap over livstid (AEL)

Ene_x = (0.15 : 0.05 : 1);
Ene_y = ✓
[4.4,4.1,3.9,3.8,3.815,3.825,3.85,3.875,3.9,3.925,3.95,3.975,4,4.025,4.05,4.075,4.1,4. ✓
125] + kompeff + aldring;

[Energi,gof] = EffPEMEL(Ene_x,Ene_y);

% MASSE/ENERGI

MasEne_y = zeros(1,length(Ene_y));

for i = 1:length(Ene_y)
    MasEne_y(i) = 1 / (Ene_y(i)/0.0899);
end

[MasEne,gof] = EffPEMEL(Ene_x,MasEne_y); % kg/kWh

MinLim = 0.15;

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Innhenting av data

x = (1:1000:1000001); % kWh/kW BESS/EL
LT_BESS = 10; % Levetid BESS
PundTilEuro = 1.153011; % Gjennomsnittlig conversion rate 2021

if Case == 1

    load('vindprodcase1')
    P_VP = vindprodcase1.data;
    P_VP = P_VP/1000; % Effekt i kW, og tap i desalinasjon

    CAPEX_PEMEL = 885; % Euro/kW
    inst = CAPEX_PEMEL*0.17; % Installasjonskostnad

elseif Case == 2

    load('vindprodcase2')
    P_VP = vindprodcase2.data;
    P_VP = P_VP/1000; % Effekt i kW

    CAPEX_AEL = 632; % Euro/kW
    inst = CAPEX_AEL*0.12; % Installasjonskostnad

elseif Case == 3

    load('vindprodcase3')
    P_VP = vindprodcase3.data;
    P_VP = P_VP/1000; % Effekt i kW, og tap i desalinasjon

    CAPEX_PEMEL = 885 * 0.73; % Euro/kW

```

```

    inst = CAPEX_PEMEL*0.17; % Installasjonskostnad

elseif Case == 4

    load('vindprodcase4')
    P_VP = vindprodcase4.data;
    P_VP = P_VP/1000; % Effekt i kW

    CAPEX_AEL = 632*0.73; % Euro/kW
    inst = CAPEX_AEL*0.12; % Installasjonskostnad

else

    load('vindprodcase5')
    P_VP = vindprodcase5.data;
    P_VP = P_VP/1000; % Effekt i kW

    CAPEX_AEL = 632; % Euro/kW
    inst = CAPEX_AEL*0.12; % Installasjonskostnad

end

EL_MAX = max(P_VP); % Maksimal effekt inn i Elektrolyseanlegg

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if sim == 1
    ELsize = 8.35*10^5;
    BESSsize = 110000;
    EL = ELsize;
    BESS = BESSsize;
else
    EL = (0.95 * EL_MAX : 0.005 * EL_MAX : EL_MAX);
    BESS = (10:10:200)*10^3;
end

UtladningBESS = 0.8; % 80% utladning

LCOH = zeros(length(EL),length(BESS));
m_hydrogen = zeros(length(EL),length(BESS));
BESS_energi = zeros(length(EL),length(BESS));
HydroBESS = zeros(length(EL),length(BESS));
AntallGangerLiteEnergi = zeros(length(EL));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for a = 1 : length(EL)

    for b = 1 : length(BESS)

        hydroprod = zeros(1,length(P_VP));
        TotEneBESS = zeros(1,length(P_VP));
        HydroFraBESS = zeros(1,length(P_VP));
        kWh_BESS = zeros(1,length(P_VP));
        HvorOfteLiteEnergi = zeros(1,length(P_VP));

        for i = 1:length(P_VP)

            if P_VP(i) > EL(a) % Mye kraft fra VP

```

```

hydroprod(i) = EL(a) * MasEne(100); % Maksimal produksjon av hydrogen

if i == 1

kWh_BESS(i) = 0.9*(P_VP(i) - EL(a)); %BESS lades opp
if kWh_BESS(i) > BESS(b) % Er BESS fulladet?
kWh_BESS(i) = BESS(b);
end

else

kWh_BESS(i) = kWh_BESS(i-1) + 0.9*(P_VP(i) - EL(a)); %BESS lades opp
if kWh_BESS(i) > BESS(b) % Er BESS fulladet?
kWh_BESS(i) = BESS(b);
end
end

elseif (0 < P_VP(i)) && (P_VP(i) < (MinLim * EL(a))) % Lite kraft fra VP

if i == 1

kWh_BESS(i) = 0.9*P_VP(i); %BESS lades opp
if kWh_BESS(i) > BESS(b) % Er BESS fulladet?
kWh_BESS(i) = BESS(b);
end

else

HvorOfteLiteEnergi(i) = 1; %Regner ut hvor mye av tiden det er
lite energi

if (kWh_BESS(i-1) > ((1-UtladningBESS)*BESS(b))) &&
(UtladningBESS*0.95*kWh_BESS(i-1) + P_VP(i)) > (MinLim * EL(a)) % Nok med hjelp av
BESS

hydroprod(i) = (UtladningBESS*0.95*kWh_BESS(i-1) + P_VP(i)) *
MasEne(100 * (UtladningBESS*0.95*kWh_BESS(i-1) + P_VP(i))/EL(a)); % Minimal produksjon
av hydrogen

kWh_BESS(i) = kWh_BESS(i-1) - (UtladningBESS*0.95*kWh_BESS(i-
1))/0.95; %BESS lades ut
TotEneBESS(i) = kWh_BESS(i-1) - kWh_BESS(i);
HydroFraBESS(i) = TotEneBESS(i) * MasEne(100 *
(UtladningBESS*0.95*kWh_BESS(i-1) + P_VP(i))/EL(a));

else %All kraft går til BESS

kWh_BESS(i) = kWh_BESS(i-1) + 0.9*P_VP(i); %BESS lades opp

if kWh_BESS(i) > BESS(b) % Er BESS fulladet?
kWh_BESS(i) = BESS(b);
end

end

end

elseif P_VP(i) <= 0 % Ingen kraft fra VP

kWh_BESS(i) = kWh_BESS(i-1) + (P_VP(i)/0.95); % BESS lades ut

else

```

```

hydroprod(i) = P_VP(i) * MasEne(100 * (P_VP(i)/EL(a)));

    if i > 1
        kWh_BESS(i) = kWh_BESS(i-1);
    end
end
end

m_hydrogen(a,b) = sum(hydroprod); % Produksjon i kg
BESS_energi(a,b) = sum(TotEneBESS); % Energi levert fra BESS til PEMEL
HydroBESS(a,b) = sum(HydroFraBESS); % Hydrogen produsert fra energi i BESS
MaxProduksjon = EL(a) * MasEne(100) * length(P_VP); % Maksimal mulig produksjon
LT_EL = (80000 / 8760) * (1/((m_hydrogen(a,b)/MaxProduksjon)); % Levetid
elektrolyseanlegg
LT_EL = round(LT_EL);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%LCOH:

if Case == 1 || Case == 3 % For case 1 og 3

    Vekt_Plattform = 15 * (EL(a)/1000); % Tonn
    Plattform_Offshore = (7.94855823 + 0.01639591 * Vekt_Plattform) * 10^6
    *PundTilEuro ;

    if Case == 3
        CAPEX_EL = EL(a) * ( CAPEX_PEMEL + K_dcdc);
    else
        CAPEX_EL = EL(a) * ( CAPEX_PEMEL);
    end

    CAPEX_inst = inst * EL(a);
    DECEX = (Decex_VP + 0.9 * CAPEX_inst);
    OPEX_PEMEL = 0.03 * CAPEX_EL;

    CAPEX = Capex_VP + BESS(b) * BESScost(BESS(b)) + (Plattform_Offshore +
    CAPEX_EL) + CAPEX_inst;
    OPEX = Opex_VP + OPEX_PEMEL + 0.005 * BESS(b) * BESScost(BESS(b));
    PandD = 0.0525 * CAPEX;
    CAPEX = CAPEX + PandD;

    %WACC = 0.09;

    Lifetime = 25; % +3 for konstruksjonstid
    syms t

    Capex_flow = PV(0,WACC,CAPEX*0.2)+PV(1,WACC,CAPEX*0.4)+PV(2,WACC,CAPEX*0.4);
    Fradrag_Elektrolyseanlegg = PV(LT_EL+3,WACC,0.12 * CAPEX_EL);
    Fradrag_BESS = PV(10+3,WACC,BESS(b) * BESScost(BESS(b)));
    Fradrag_BESS2 = PV(20+3,WACC,BESS(b) * BESScost(BESS(b)));
    Fradrag_DeceX = PV(26+3,WACC,DECEX);

    LCOH(a,b) = double((Capex_flow + ...
        symsum(OPEX/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3) + ...
        Fradrag_Elektrolyseanlegg + Fradrag_BESS + Fradrag_BESS2 + Fradrag_DeceX)
    /...
        (symsum(m_hydrogen(a,b)*desal)/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3));

```

```

else % For case 2, 4 og 5

    if Case == 4
        CAPEX_EL = (EL(a) * (CAPEX_AEL + K_dcdc));
    else
        CAPEX_EL = (EL(a) * CAPEX_AEL);
    end
    CAPEX_inst = inst * EL(a);
    DECEX = (Decex_VP + 0.9 * CAPEX_inst);
    OPEX_AEL = 0.02 * CAPEX_EL;

    CAPEX = Capex_VP + BESS(b) * BESScost(BESS(b)) + CAPEX_EL + CAPEX_inst;
    OPEX = (Opex_VP + OPEX_AEL + 0.005 * BESS(b) * BESScost(BESS(b)));
    PandD = 0.0525 * CAPEX;
    CAPEX = CAPEX + PandD;

    %WACC = 0.09;
    Lifetime = 25; % +3 for konstruksjonstid
    syms t

    Capex_flow = PV(0,WACC,CAPEX*0.2)+PV(1,WACC,CAPEX*0.4)+PV(2,WACC,CAPEX*0.4);
    Fradrag_Elektrolyseanlegg = PV(LT_EL+3,WACC,0.12 * CAPEX_EL);
    Fradrag_BESS = PV(10+3,WACC,BESS(b) * BESScost(BESS(b)));
    Fradrag_BESS2 = PV(20+3,WACC,BESS(b) * BESScost(BESS(b)));
    Fradrag_Decex = PV(26+3,WACC,DECEX);

    LCOH(a,b) = double((Capex_flow+...
        symsum(OPEX/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3) +...
        Fradrag_Elektrolyseanlegg + Fradrag_BESS + Fradrag_BESS2 + Fradrag_Decex)
    /...
        (symsum(m_hydrogen(a,b)/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3)));

    end

    AntallGangerLiteEnergi(a) = sum(HvorOfteLiteEnergi) * (100/length(P_VP)); %
    Prosent av tid med lite produksjon

    end
end

% Create plots

if sim == 1
    LCOH
    m_hydrogen
    plot(kWh_BESS)

    if Case == 1 || Case == 3 % For case 1 og 3

        K(1,1) = PandD;
        K(2,1:length([Turbin BoP (BESS(1) * BESScost(BESS(1))) Plattform_Offshore
        CAPEX_EL])) = [Turbin BoP (BESS(1) * BESScost(BESS(1))) Plattform_Offshore CAPEX_EL];
        K(3,1:length([Inst CAPEX_inst])) = [Inst CAPEX_inst];
        K(5,1:3) = [(double(symsum(OPEX/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3))
        Fradrag_Elektrolyseanlegg (Fradrag_BESS+Fradrag_BESS2));
        K(4,1) = Fradrag_Decex;

        P D = sum(sum((K(1,:))))/10^6;

```

```

P_A = sum(sum((K(2,:)))/10^6;
I   = sum(sum((K(3,:)))/10^6;
O_M = sum(sum((K(5,:)))/10^6;
Dec = sum(sum((K(4,:)))/10^6;

else % For case 2, 4 og 5

K(1,1) = PandD;
K(2,1:length([Turbin BoP (BESS(1) * BESScost(BESS(1))) CAPEX_EL])) = [Turbin
BoP (BESS(1) * BESScost(BESS(1))) CAPEX_EL];
K(3,1:length([Inst CAPEX_inst])) = [Inst CAPEX_inst];
K(5,1:3) = [(double(symsum(OPEX/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3))
(Fradrag_BESS+Fradrag_BESS2) Fradrag_Elektrolyseanlegg)];
K(4,1) = Fradrag_Dececx;

P_D = (PandD)/10^6;
P_A = (sum(K(2,:)) + BESS(1) * BESScost(BESS(1))+(CAPEX_EL))/10^6;
I   = (sum(K(3,:)) + CAPEX_inst)/10^6;
O_M = double(symsum(OPEX/((1+WACC)^t), t, 0+3, Lifetime+3)
+Fradrag_Elektrolyseanlegg+Fradrag_BESS+Fradrag_BESS2)/10^6;
Dec = (Fradrag_Dececx)/10^6;

end
else
%t = tiledlayout(2,1);
%nexttile
%surf(m_hydrobatteri)
%title('Hydrogenproduksjon')
%nexttile
%surf(HydroBESS)
%title('Hydrogenproduksjon fra batteri')
%nexttile

surf(LCOH);
title('\fontsize{18} Case 5')
xlabel('Batteristørrelse [MWh]', 'FontSize', 15);
set(gca, 'XTick', 1:1:20);
set(gca, 'XTickLabel', 10:10:200, 'FontSize', 15);
ylabel('Elektrolyserstørrelse [MW]', 'FontSize', 15);
set(gca, 'YTick', 1:1:21);
set(gca, 'YTickLabel', round((0.95/1000) * EL_MAX) : round((0.005/1000) * EL_MAX) :
round((1/1000) * EL_MAX), 'FontSize', 15);
zlabel('LCOH [€/kg]', 'FontSize', 15);
colorbar

[BestCase,I] = min(LCOH, [], 'all', 'linear');
[row,col] = ind2sub(size(LCOH), I);
BESSsize = BESS(col)
ELsize = EL(row)
BestCase
HydrogenProdusert = m_hydrogen(row,col)

% Highlight best case punkt
hold on;
redden = plot3(col,row,BestCase, 'r', 'markersize', 30);

strBESSsize = num2str(BESSsize/1000);
strBESS = ['Batteri: ' ' ' strBESSsize ' ' 'MWh'];
strELsize = num2str(round(ELsize/1000));
strEL = ['AEL: ' ' ' strELsize ' ' 'MW'];

```

```

strBestCase = num2str(BestCase);
strBest = ['LCOH:' ' ' strBestCase ' ' '€/kg'];
str = {strBESS,strEL,strBest};

p1 = plot3(col,row,BestCase, '.w','markersize',1);
p2 = plot3(col,row,BestCase, '.w','markersize',1);

%legend(reddot,str(3),'FontSize',16);
%print('LCOH_Case5', '-dpng', '-r300'); % Lagre som PNG med 300 DPI
%p1 = plot3(col,row,BestCase);
%p2 = plot3(col,row,BestCase);
%legend(reddot, p1, p2, str(1), str(2), str(3)) hl([1 2 4 3]),
%set(findobj(objH, 'Tag', 'junk'), 'Vis', 'off'); % Make "junk" lines ✓
invisible
%pos = get(objH(3), 'Pos'); % Get text box ✓
position
%set(objH(3), 'Pos', [0.1 pos(2:3)], 'String', 'also...');

ax = gca;
legend([redden,p1,p2],{strBest,strBESS,strEL},'FontSize',16);
ax.SortMethod = 'childorder';
ax.Children = ax.Children([3 4 1 2]);

end

```

D.4 Kostnader

```
%Kostnadsoversikt

%Velg Case
global Case
Case = 5

global Capex_VP
global Opex_VP
global Decex_VP
global K
global P_D
global P_A
global I
global Dec
global O_M
global WACC
%Alle kostnader i Euro_2021 verdi

%Parameterliste

PundTilEuro = 1.153011; % Gjennomsnittlig conversion rate 2021

L_innarray = 56;           %Lengde på indre array
L_outarray = 107;         %Lengde på ytre array
n_turbin    = 66;         %Antall turbiner n
d           = 70;         %Dybde m
l_tl        = 140;        %Lengde til land km
MVA         = 990;        %Total effekt MW
V_array     = 66000;      %Spenning for AC array
WACC        = 0.082;      %Diskonteringsrente
Lifetime    = 25;        %Livstid
syms t

%Kostnad for produkt
K_TurbTorn  = (1000000*1.0104*PundTilEuro*MVA*1.025.^5);
Turbin1     = K_TurbTorn.*0.93;
Tower       = K_TurbTorn.*0.07;

Fundament   = (1001600*((-0.0283*15)+1.1273))*MVA*PundTilEuro;
Forankring  = (83200+(4180/3)*d)*MVA*PundTilEuro;

%intern-nett ac
Kabel_66_185 = (70237.9 + (63806.3*exp((2.05*sqrt(3)*420*66000)*(10^-8)))) *L_innarray*PundTilEuro;
Kabel_66_1000 = (70237.9 + (63806.3*exp((2.05*sqrt(3)*825*66000)*(10^-8)))) *L_outarray*PundTilEuro;

%intern-nett dc
Kabel_160_185 = (-0.1*10^6 + (0.0164*160000*580))*0.1090539*(L_innarray + L_outarray)*PundTilEuro;
Kabel_320_120 = (0.286*10^6+ (0.00969*(320000*473)))*0.1090539*(L_innarray + L_outarray)*PundTilEuro;

%transmission ac
Kabel_220_1200 = (324748.29 + (11229.9*exp((1.16*sqrt(3)*875*220000)*(10^-8)))) *3*l_tl*PundTilEuro;

%transmission dc
Kabel_320_1600_4= (38779.09+(0.000903867*(320000*1620)))*4*l_tl*PundTilEuro;
Kabel_640_1600_2= (38779.09+(0.000903867*(320000*1620)))*1.1*2*l_tl*PundTilEuro;
```

```

%Substasjon kostnad
Substation_AC      = 150100*MVA*PundTilEuro; %inc reaktorer off og onshore
Substation_DC      = 292600*MVA;
Substation_DC_onshore = 139900*MVA;

```

```

K_dcdc = 135.6093; %Kostnad per kW for DC-DC omformer til elektrolysør

```

```

%Installasjon
Kabel_220_inst  = 2700000*ltl*PundTilEuro;
Kabel_array_AC_inst = 790000*(L_innarray + L_outarray)*PundTilEuro;
Kabel_array_DC_inst = 850000*(L_innarray + L_outarray)*PundTilEuro;
Kabel_320_DC_inst  = 1300000* ltl*PundTilEuro;
Kabel_640_DC_inst  = 850000* ltl*PundTilEuro;
Turbin_inst = 218.8*(1.3325-0.0662*15)*MVA*1000*PundTilEuro;
Fundament_inst = 218.8*(4.5342*15^(-0.946))*MVA*1000*PundTilEuro;
Substation_AC_inst = 35300*MVA*PundTilEuro;
Substation_DC_inst = 46000*MVA;
Substation_DC_onshore_inst = 5828*MVA;

```

```

%O&M
VP = ((18000+113000)*1.0609*MVA);
VP_u_kabel = VP*0.95;

```

```

if Case == 1
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Case 1%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

%P&D
P_D = [];
%turbine
Turbin = [Turbin1+Tower];
%Balance of plant
BoP = [Fundament+Forankring (Kabel_66_185+Kabel_66_1000)];
%I&C
Inst = [Turbin_inst Fundament_inst Kabel_array_AC_inst ];
%Dec
Dec = [(Turbin_inst+Fundament_inst)*0.7+Kabel_array_AC_inst*0.1];
%O&M
O_M = [VP_u_kabel];

```

```

%Matrise for kostnader
K = zeros(5,10);
K(2,1:length([Turbin BoP])) = [Turbin BoP];
K(3,1:length([Inst])) = Inst;
K(4,1:length(Dec)) = Dec;
K(5,1:length(O_M)) = O_M;

```

```

Capex_VP = sum(sum(K(1:3,1:9)));
Opex_VP =sum(O_M);
Decex_VP =sum(Dec);

```

```

elseif Case == 2
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Case 2%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

%P&D
P_D = [];
%turbine
Turbin = [Turbin1+Tower];

```

```

%Balance of plant
BoP = [Fundament+Forankring (Kabel_66_185+Kabel_66_1000) Substation_AC
Kabel_220_1200];
%I&C
Inst = [Turbin_inst Fundament_inst Kabel_array_AC_inst Substation_AC_inst
Kabel_220_inst];
%Dec
Dec = [(Turbin_inst+Fundament_inst)*0.7+Kabel_array_AC_inst*0.1+Substation_AC_inst*0.
9+Kabel_220_inst*0.1];
%O&M
O_M = [VP];

%Matrise for kostnader
K = zeros(5,10);
K(2,1:length([Turbin BoP])) = [Turbin BoP];
K(3,1:length([Inst])) = Inst;
K(4,1:length(Dec)) = Dec;
K(5,1:length(O_M)) = O_M;

Capex_VP = sum(sum(K(1:3,1:9))) ;
Opex_VP =sum(O_M);
Decex_VP =sum(Dec);

elseif Case == 3

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Case 3%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%P&D
P_D = [];
%turbine
Turbin = [Turbin1+Tower];
%Balance of plant
BoP = [Fundament+Forankring Kabel_320_120];
%I&C
Inst = [Turbin_inst Fundament_inst Kabel_array_DC_inst];
%Dec
Dec = [(Turbin_inst +Fundament_inst)*0.7+Kabel_array_DC_inst*0.1];
%O&M
O_M = [VP_u_kabel];

%Matrise for kostnader
K = zeros(5,10);
K(2,1:length([Turbin BoP])) = [Turbin BoP];
K(3,1:length([Inst])) = Inst;
K(4,1:length(Dec)) = Dec;
K(5,1:length(O_M)) = O_M;

Capex_VP = sum(sum(K(1:3,1:9))) ;
Opex_VP =sum(O_M);
Decex_VP =sum(Dec);

elseif Case == 4

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Case 4%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%P&D
P_D = [];
%turbine
Turbin = [Turbin1+Tower];
%Balance of plant

```

```

BoP = [Fundament+Forankring Kabel_320_120 Kabel_320_1600_4];
%I&C
Inst = [Turbin_inst Fundament_inst Kabel_array_DC_inst Kabel_320_DC_inst];
%Dec
Dec = [(Turbin_inst+Fundament_inst)*0.7+Kabel_array_DC_inst*0.1+Kabel_320_DC_inst*0.1];
%O&M
O_M = [VP];

%Matrise for kostnader
K = zeros(5,10);
K(2,1:length([Turbin BoP])) = [Turbin BoP];
K(3,1:length([Inst])) = Inst;
K(4,1:length(Dec)) = Dec;
K(5,1:length(O_M)) = O_M;

Capex_VP = sum(sum(K(1:3,1:9))) ;
Opex_VP =sum(O_M);
Decex_VP =sum(Dec);

elseif Case == 5

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Case 5%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%P&D
P_D = [];
%turbine
Turbin = [Turbin1+Tower];
%Balance of plant
BoP = [Fundament+Forankring (Kabel_66_185+Kabel_66_1000) Substation_DC ✓
Kabel_640_1600_2 Substation_DC_onshore];
%I&C
Inst = [Turbin_inst Fundament_inst Kabel_array_AC_inst Substation_DC_inst ✓
Kabel_640_DC_inst Substation_DC_onshore_inst];
%Dec
Dec = [(Turbin_inst+Fundament_inst)*0.7+Kabel_array_AC_inst*0.1+Kabel_640_DC_inst*0.1+ ✓
(Substation_DC_inst+Substation_DC_onshore_inst)*0.9];
%O&M
O_M = [VP];

%Matrise for kostnader
K = zeros(5,10);
K(2,1:length([Turbin BoP])) = [Turbin BoP];
K(3,1:length([Inst])) = Inst;
K(4,1:length(Dec)) = Dec;
K(5,1:length(O_M)) = O_M;

Capex_VP = sum(sum(K(1:3,1:9))) ;
Opex_VP =sum(O_M);
Decex_VP =sum(Dec);

end

```

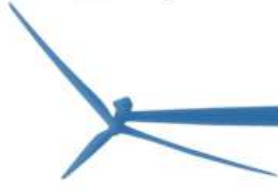
E Poster



Kunnskap for en bedre verden



Undersøkelse av hydrogenproduksjon fra havvind i øydrift



Bakgrunn

Bacheloroppgaven ble forespurt Hafslund Eco på bakgrunn av et ønske om å utforske potensialet for hydrogenproduksjon fra fornybare energikilder, da hydrogen som energibærer muliggjør langsiktig lagring av uregulerbar fornybar energi.

Deretter valgte gruppen å se på offshore vindkraft, på grunn av Norges gode vindressurser.

Vindpark

Lokasjonen for den tenkte vindparken er i konsesjonsområdet Sørlige Nordstjø II, 140km fra Norges kyst. Vindparken består av 66 stk. Vestas V236-15MW turbiner med samlet effekt på 990MW.

Hydrogenproduksjon

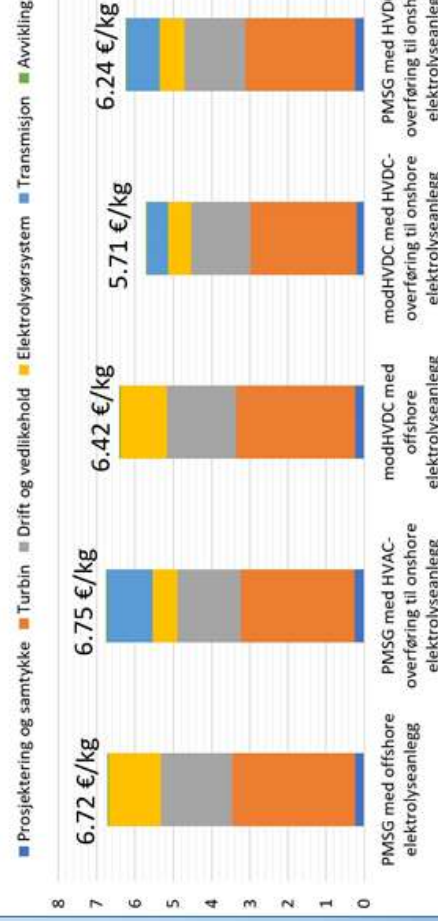
To forskjellige teknologier for vatelektrolyse benyttes i oppgaven, på grunn av forskjellige karakteristikk. Det undersøkes også om bruken av mellomlagring med batteri kan bedre produksjonen.

"Levelized cost of hydrogen"

"Levelized cost of hydrogen", eller LCOH, benyttes for å ha en felles metode for å kunne evaluere kostnaden i €/kg hydrogen. LCOH er en kostnad som tar for seg alle utgifter gjennom hele livssyklusen, for så å summere dette og evaluere det opp mot den ventede produksjonen av hydrogen hvert år. Dette gir oss en konstant €/kg produsert hydrogen.

Resultat

LCOH €/kg



Konklusjon

Konklusjonen i våre simuleringer er at en løsning med modHVDC generatorer med +/-160kV generatorspenning med overføring til landbasert elektrolyseanlegg kommer best ut. Denne løsningen vil kreve flere teknologiske fremskritt for å realiseres.

Den mest realiserbare løsningen vil derimot være med bruk av PMSG med 66kV generatorspenning og overføring på +/-320kV til landbasert elektrolyseanlegg.

Simulering

Simuleringer ble utført for å beregne LCOH for 5 ulike caser, med ulike generatorer, overføringssystemer og plassering av elektrolyseanlegg.



Skrevet av: Andreas Harsvik Hagen, Andreas Joten Aasheim og Martin Gulleik Teigenes

NTNU, Trondheim

