



Universitetet  
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

## MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Industriell Økonomi

Vårsemesteret, 2014

Åpen

Forfatter: Christine Aasland

.....  
(signatur forfatter)

Fagansvarlig: Professor Mohsen Assadi

Veileder(e): Espen Arild Berge (BP Norge)  
Rolver Seth (BP Norge)  
Harry Myklebust (BP Norge)

Tittel på masteroppgaven:

Analyse av kraftsituasjonen på Skarv FPSO

Engelsk tittel:

Analysis of power generation on Skarv FPSO

Studiepoeng: 30

Emneord:

- Produksjonsprofil
- Turbindreven generator
- PMS-system
- Kraftprofil
- Driftsstrategi

Sidetall: 101

+ vedlegg/annet: 8

Stavanger, 11.06.2014

## Forord

Denne avhandlingen er skrevet som en avsluttende del av masterstudiet i Industriell Økonomi ved Universitet i Stavanger. Oppgaven er normert til 30 studiepoeng og ble gjennomført våren 2014.

Masterstudiet har vært et tverrfaglig studie med emner innenfor blant annet økonomi, risiko og elektro. Oppgaven er hovedsakelig en teknisk oppgave men inneholder også elementer som økonomiske vurderinger og risiko.

Arbeidet med oppgaven har vært utfordrende men også svært lærerikt og interessant. Jeg har fått benyttet mye av det jeg tidligere har lært innenfor el-kraft, økonomi, Excel og risiko. Men ettersom dette har vært en relativt bred oppgave har jeg også vært nødt til å gå inn på områder som jeg ikke har vært borti før, som for eksempel gassproduksjon, utstyr relatert til offshore, kontrollsystem osv. Det har ført til at jeg har lært mye nytt, og i tillegg fått benyttet det jeg allerede har lært i løpet av masterstudiet i en mer praktisk sammenheng. Under arbeidet med oppgaven fikk jeg også et generelt innblikk i en ingeniørs hverdag i et oljeselskap.

I forbindelse med oppgaven har jeg samarbeidet tett mer BP Norge, Stavanger. BP har vært positive til masteroppgaven og gitt meg kontor plass i deres lokaler, i tillegg til egen bruker på intranett. Dette har vært til stor hjelp underveis i oppgaven, da veien til avklaringer har vært kort. Jeg vil gjerne rette en takk til alle ved BP Norge som har vært åpne for å besvare spørsmål og har satt av tid til møter. En spesiell takk til Espen Arild Berge for forslag til oppgave, tilrettelegging og god hjelp underveis, Rolver Seth og Harry Myklebust for god veiledning og konstruktive tilbakemeldinger.

I tillegg vil jeg rette en stor takk til min veileder ved Universitet i Stavanger, professor Mohsen Assadi for sitt engasjement og konstruktive tilbakemeldinger. Tilbakemeldinger fra Assadi har vært til stor hjelp og retningsgivende for oppgaven.

## Sammendrag

Ved prosjektering av Skarv FPSO ble det antatt et kraftbehov mellom 70-80 MW. Det ble da laget en driftsstrategi som innebærer bruken av tre generatorer med en i stand-by. Da feltet kom i produksjon den 31.12.12 viste det seg at kraftbehovet ligger vesentlig lavere, ca. 50 MW. Til tross for lavere kraftbehov benyttes den samme driftsstrategien som prosjektet.

Hovedformålet med denne masteroppgaven var å analysere dagens driftssituasjon på Skarv FPSO og komme med mulige tiltak for forbedring. Gjennom teori-bøker, dokumenter fra BPs interne database, erfaringsdata fra BPs programmer, samt formelle og uformelle møter med ansatte i BP er det kommet fram til at dagens driftssituasjon på Skarv FPSO ikke er optimal. Det har blitt laget en kraftprofil basert på produksjonsprofilen i Excel. Kraftprofilen har vært grunnlaget for anbefalte driftsstrategier. På grunn av store variasjoner i kraftbehovet har det blitt laget to ulike driftsstrategier; mellom 40-55 MW og mellom 55-75 MW.

Å kjøre tre kontra to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW har en del ulemper. Lav last fører til at virkningsgraden blir lavere. Lavere virkningsgrad fører til høyere brenselforbruk som igjen fører til tapte gassinntekter på omtrent 40,5 millioner kroner per år. Høyere brenselforbruk gir høyere utslipp av forurensende gasser som CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, som igjen fører til høyere avgifter på omtrent 15,6 millioner kroner per år, samt mer forurensning. Bruk av tre generatorer vil også føre til mer slitasje og vedlikeholdskostnader enn bruk av to. Ved utfall av en generator vil frekvensen variere mer enn 5 % ved bruk av både to og tre generatorer, som betyr at PMS må initiere lastavkastning uansett. Basert på tilgjengelig informasjon er det dermed anbefalt å drifte Skarv FPSO med to generatorer dersom kraftbehovet er mellom 40-55 MW.

Ved et kraftbehov mellom 55-75 MW er det ikke mulig å kun kjøre to generatorer lenger på grunn av for lav kapasitet. Av de samme årsakene som ovenfor er det i dette tilfelle mest optimalt å drifte Skarv FPSO med tre generatorer kontra fire. Selve rapporten inneholder en dokumentasjon og vurdering av resultatene som er presentert ovenfor. Videre arbeid blir å formidle resultatene fra oppgaven til relevant personell på Skarv FPSO, innhente erfaringsdata fra nytt PMS-system, lage noen klare retningslinjer og eventuelt endre driftsstrategien.

# Innholdsfortegnelse

Forord.....	i
Sammendrag.....	ii
Forkortelser og symboler .....	vii
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Problemdefinisjon.....	2
1.3 Avgrensninger og antakelser .....	3
1.4 Rapportens struktur.....	3
1.5 BP gruppen og BP Norge .....	4
2 Teori.....	6
2.1 Gassturbiner.....	6
2.2 AC generator.....	24
2.3 Distribusjonsnett og kontrollsystem .....	25
3 Metode.....	27
3.1 Metodisk tilnærming.....	27
3.2 Forskningens kvalitet .....	28
4 Systemet .....	30
4.1 Virkemåte .....	31
4.2 Komponentene .....	32
4.3 Driftsmodus.....	37
4.4 Forbrukere.....	38
5 Presentasjon av funn .....	45
5.1 Erfaringsdata.....	45
5.2 Kraftforbruk .....	47
5.3 Brenselforbruk .....	51
5.4 Miljø-utslipp .....	52
5.5 Eksportert gass.....	55

5.6	PMS .....	55
5.7	Oppstart av gassturbin.....	64
5.8	Produksjonsprofil.....	66
5.9	Kraftprofil.....	67
6	Drøfting:.....	72
6.1	Kraftforbruk .....	72
6.2	Brenselforbruk.....	73
6.3	Miljø.....	75
6.4	Slitasje og vedlikehold.....	77
6.5	PMS .....	77
6.6	Oppstart av turbindreven generator .....	81
6.7	Kraftprofil.....	82
7	Konklusjon.....	85
8	Videre arbeid .....	87
9	Referanser.....	88
10	Vedlegg.....	93
	Vedlegg A: Produksjonsprofil .....	93
	Vedlegg B: Kraftprofil .....	94
	Vedlegg C: Driftsstrategi .....	95
	Vedlegg D: Skriv til offshore-personell .....	96

## Figurliste

Figur 1-1: Skarvs havbunnsinstallasjoner [2] .....	5
Figur 2-1: Gassturbin.....	6
Figur 2-2: Gassturbin hvor luftinntaket er merket blått .....	7
Figur 2-3: Gassturbin hvor kompressoren er merket blå .....	7
Figur 2-4: Fler trinns aksialkompressor [10] .....	9
Figur 2-5: Sentrifugalkompressor [12] .....	10
Figur 2-6: Gassturbin hvor brennkammerne er merket blått .....	11
Figur 2-7: Gassturbin turbin er merket blå .....	12
Figur 2-8: Gassturbin med de ulike stadiene i Brayton-cycle .....	14
Figur 2-9: Braytonsyklus vist med p-V og T-s diagram .....	14
Figur 2-10: Tilgjengelig kraft ved ulike omgivelsestemperaturer [18] .....	16
Figur 2-11: Virkningsgrader ved ulike mengder last.....	17
Figur 2-12: Virkningsgrader ved ulike innløpstemperaturer for gassturbin.....	18
Figur 2-13: CO og NOx dannelse som funksjon av temperatur [19] .....	20
Figur 2-14: NOx-utslipp ved ulike lastgrader for SAC- og DLE-turbin [19] .....	22
Figur 2-15: Økonomisk optimum for et systems tilgjengelighet [21] .....	23
Figur 4-1: De fire generatorpakkene ombord på Skarv FPSO .....	30
Figur 4-2: Gassturbin, kopling, girkasse og generator .....	30
Figur 4-3: Gass turbin syklus [30] .....	31
Figur 4-4: GE LM2500+G4 DLE gassturbin.....	33
Figur 4-5: Hastighetsreducerende girkasse .....	34
Figur 4-6: Kompressor-toget på Skarv FPSO .....	39
Figur 5-1: Generert kraft fra de 4 generatorene en tilfeldig valgt måned .....	48
Figur 5-2: Frekvensvariasjon for 80EG400 ved utfall .....	56
Figur 5-3: Frekvensvariasjon for 80EG200 ved utfall av 80EG400.....	56
Figur 5-4: Effektivitasjoner for 80EG200 ved utfall av 80EG400 .....	57
Figur 5-5: Frekvensvariasjon ved lastøkning fra 25 til 75 % .....	58
Figur 5-6: frekvensvariasjon ved lastøkning fra 50 til 100 %.....	58
Figur 5-7: Oppstarts sekvens for turbin.....	65
Figur 5-8: Produksjonsprofil for feltets levetid .....	70
Figur 5-9: Kraftprofil for feltets levetid.....	71

## Tabell-liste

Tabell 2-1: Fordeler og ulemper med teknologi som reduserer NO <sub>x</sub> -utslippet [6].....	21
Tabell 4-1: Hovedforbrukerne på Skarv FPSO .....	38
Tabell 5-1: Erfaringsdata over generert kraft og brenselforbruk.....	46
Tabell 5-2: Erfaringsdata over forbrukt kraft og produksjon .....	47
Tabell 5-3: Antatt kraftforbruk fra prosjekteringsfase for de første 10 årene [44] .....	47
Tabell 5-4: Reelt kraftforbruk for Skarv FPSO ved 5 tilfeldig valgte datoer .....	48
Tabell 5-5: Antatt kraftbehov de første 10 årene [44] .....	49
Tabell 5-6: Reelt kraftforbruk for kompressorer og andre laster .....	49
Tabell 5-7: Brenselforbruk på månedsbasis .....	51
Tabell 5-8: CO <sub>2</sub> -avgifter for gass .....	53
Tabell 5-9: NO <sub>x</sub> -avgifter for gass .....	54
Tabell 5-10: Lastavkastningsmatrise ved utfall av generator [55] .....	61
Tabell 5-11: Lastavkastningsmatrise ved frekvens under 49 Hz [55] .....	62
Tabell 5-12: Lastavkastningsmatrise ved frekvens under 47 Hz [55] .....	63
Tabell 5-13: Lastavkastningsmatrise ved frekvens < 48 Hz, for mer enn 5 sek [55] ..	63
Tabell 5-14: Lastavkastningsmatrise ved frekvens < 48 Hz og fortsetter å falle [55] .	64
Tabell 5-15: Utdrag av produksjonsprofil, datert 03.04.14 [60] .....	66
Tabell 5-16: Kraftbehov per Sm <sup>3</sup> produsert gass (ref. erfaringsdata) .....	68
Tabell 5-17: Kraftbehov per Sm <sup>3</sup> injisert gass (ref. erfaringsdata) .....	68
Tabell 5-18: Utdrag av kraftprofilen .....	70
Tabell 6-1: Lastavkastningsmatrise med reelt kraftforbruk .....	79
Tabell 6-2: Fordeler med bruk av to og tre generatorer .....	83
Tabell 7-1: Driftsstrategi for Skarv FPSO .....	86

## Forkortelser og symboler

Gjennom oppgaven har det blitt benyttet forkortelser og symboler som er viktig å kjenne til.

### Forkortelser

AC	Vekselstrøm
AVR	Automatisk spenningsregulator
CCR	Sentralt kontrollrom
CH <sub>x</sub>	Ubrente hydrokarboner
CO	Karbonmonoksid
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid
DC	Likestrøm
DEH	Direkte elektrisk oppvarming
DLE	Dry Low Emission
EDSA	Advanced transient Stability Analysis program
FPSO	Floating production, Storage and Offloading
GCP	Generator kontrollpanel
HP	Høyt trykk
HPU	Hydraulikksystem
Hz	Hertz
ICS	Integrert styresystem
LP	Lavt trykk
NO <sub>x</sub>	Nitrogenoksider
OS	Operator stasjon
PMS	Power Management System
RPM	Omdreining per minutt
SAC-turbin	Standard annular combustor - turbin
Sm <sup>3</sup>	Standard kubikkmeter
TCP	Turbin kontrollpanel
TEG	Triethylene glycol
VSD	Variable Speed Drive
WHRU	Eksosanlegg med varmegjenvinningsenhet



## Symboler

A	Ampere
f	Frekvens [Hz]
h	Entalpi [kJ]
LHV <sub>fuel</sub>	Lower Heating Value
m	Massestrømning
N	Turtall [rpm]
p	Poltall
P	Trykk [Pa]
Q	Varmeeffekt
R	Gass konstant
T	Temperatur [K]
V	[Volt]
V	Volum [m <sup>3</sup> ]
W	[Watt]
W <sub>c</sub>	Kompressorarbeid [J]
W <sub>cyc</sub>	Totalt arbeid [J]
W <sub>t</sub>	Turbinarbeid [J]
H <sub>cyc</sub>	Termisk virkningsgrad

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Det totale kraftbehovet på en offshore-installasjon er betydelig, og kan variere fra noen få til flere hundre mega watt. Vanligvis er kraftbehovet dekket av gassturbiner som produserer strøm og varme, med prosessgass som brensel. I perioder hvor det ikke er nok gass tilgjengelig, kan også diesel brukes i turbiner som er designet for bruk av både gass og diesel.

Ved prosjektering av Skarv FPSO ble det laget en kraftprofil hvor det ble antatt et kraftbehov mellom 70-80 MW. Det ble da laget en driftsstrategi basert på bruk av tre generatorer med en i stand-by. Etter et år i drift har det vist seg at kraftbehovet ligger vesentlig lavere, ca. 50 MW. Til tross for lavere kraftbehov benyttes fortsatt den prosjekterte driftsstrategien.

Det har i perioder blitt benyttet to generatorer, med to i stand-by. Bruk av to generatorer fører til bedre virkningsgrad, lavere brenselforbruk, lavere miljø-avgifter, mindre forurensning, samt mindre slitasje enn bruk av tre. Men utfall av en av to generatorer vil føre til et større produksjonstap enn utfall av en av tre generatorer.

Det finnes per i dag ingen klare retningslinjer på når det skal kjøres to kontra tre generatorer. Det er et operativt ansvar og vurdere driftssituasjonen for Skarv FPSO.

Oppgaven er gitt av BP Norge, ved avdeling «Engineering Services, elektro»

## 1.2 Problemdefinisjon

### 1.2.1 Problemstilling

Problemstillingen til denne masteroppgaven har sitt utspring fra et ønske om å optimalisere driftssituasjonen på Skarv FPSO som beskrevet under avsnitt 1.1 bakgrunn.

### 1.2.2 Mål og delmål

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å analysere dagens driftssituasjon på Skarv FPSO og komme med mulige tiltak for forbedring. Hovedmålet skal oppnås gjennom delmålene som er presentert nedenfor:

1. Etablere en kraftprofil for Skarv FPSO for resten av feltets levetid. Kraftprofilen skal lages basert på den forventede produksjonsplan for feltets levetid. Kraftbehovet til de enkelte utstyrsgroppene baseres på erfaringsdata for perioden Skarv FPSO har vært i drift. Det skal lages et verktøy i Excel som videre kan brukes til å etablere og vedlikeholde kraftprofiler.
2. Analysere bruken av to generatorer på maksimal belastning mot tre generatorer på moderat belastning. For å analysere dette må det hentes inn data på brenselforbruk, CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslipp, slitasje, virkningsgrader og produksjonstap ved utfall av generator. Dette skal hentes inn gjennom datablader, erfaringsdata, samt formelle og uformelle samtaler med personell i BP Norge. Med bakgrunn i analysene skal det etableres retningslinjer for når det skal kjøres to kontra tre generatorer.

### 1.3 Avgrensninger og antakelser

For å begrense oppgaven er følgende avgrensninger og antakelser tatt:

- Det har kun blitt sett på erfaringsdata fra perioden 15.03.13-15.03.14.
- Anbefalt driftsstrategi er basert på kraftprofil. Kraftprofilen er igjen basert på en produksjonsprofil som ble hentet ut den 04.03.14. Eventuelle endringer i produksjonsprofilen etter den 04.03.14 er sett bort fra.
- Kraftprofilen er laget basert på gassproduksjonen. Oljeproduksjonen er sett bort fra av ulike årsaker som er presentert i oppgaven.
- Drøfting omkring PMS-systemet er kun basert på simuleringsdata da det ikke var mulig å innhente tilstrekkelig erfaringsdata
- Det er antatt at nytt PMS-system fungerer slik det skal uten å ha erfaringsdata som bekrefter dette
- Økonomiske vurderinger er basert på en spot-pris på 2,5 kroner per Sm<sup>3</sup> for gass. Det har ikke blitt sett på endringer i spot-pris, eller langsiktige kontrakter.
- Det har ikke blitt sett på økonomi relatert til utfall av en generator på grunn av mangel på erfaringsdata
- Det har ikke blitt sett på økonomi relatert til slitasje og vedlikeholdskostnader på grunn av mangel på informasjon

### 1.4 Rapportens struktur

Kapittel 2 tar for seg det teoretiske rammeverket som benyttes i drøftingen. Dette inkluderer teori rundt gassturbiner relatert til offshore bruk, generatorer og styringssystem for drift. Videre vil kapittel 3 beskrive det metodiske rammeverket som benyttes i oppgaven. Kapittel 4 gir en beskrivelse av dagens situasjon av hele systemet. I kapittel 5 presenteres de funn som er gjort gjennom BPs intranett, erfaringsdata, samt uformelle og formelle samtaler med ansatte i BP Norge, som videre i kapittel 6 blir drøftet opp mot det teoretiske rammeverket fra kapittel 2. Drøftingen fokuserer på problemstillingen som er presentert i kapittel 1. Konklusjonen fremlegges i kapittel 7, og videre arbeid vil bli presentert i kapittel 8

## 1.5 BP gruppen og BP Norge

BP ble stiftet som The Anglo Persian Oil Company av William Knox D'Arcy i 1909, og har i dag rundt 80 000 ansatte i over 80 land rundt i verden. Selskapet er delt inn i to hovedforretningsområder: undersøkelse og produksjon (oppstrøms) samt raffinering og markedsføring (nedstrøms). I tillegg har selskapet en egen enhet for BP alternativ energi. BP produserte 3,8 millioner fat olje- og gass per dag i 2010.

BP har vært etablert i Norge siden 1920 gjennom Norsk Brændselolje. Letevirksomheten ble etablert i Stavanger i 1974, og etter to år ble feltet Ula oppdaget. Ula startet produksjonen i 1986. Høsten 1998 ble det kunngjort at BP og Amoco skulle fusjonere. På den tiden var BP operatør på Ula og Gyda, mens Amoco var operatør på Valhall og Hod. Amoco hadde også i 1997 oppdaget feltet Skarv som det senere ble avklart at det nye selskapet skulle være operatør for. Fusjoneringen skjedde i 1999. Selskapet fikk først navnet BP Amoco men skiftet til kun å hete BP i 2001.

I dag er BP Norge operatør på feltene Valhall, Hod, Ula, Tambar og Skarv. BP Norge er en del av BP gruppens oppstrøms virksomhet som dekker leting, utvinning og transport av olje og gass til markedet. BP Norge har sitt hovedkontor i Stavanger og det er totalt 1331 ansatte i Norge. [1]

### 1.5.1 Skarvfeltet

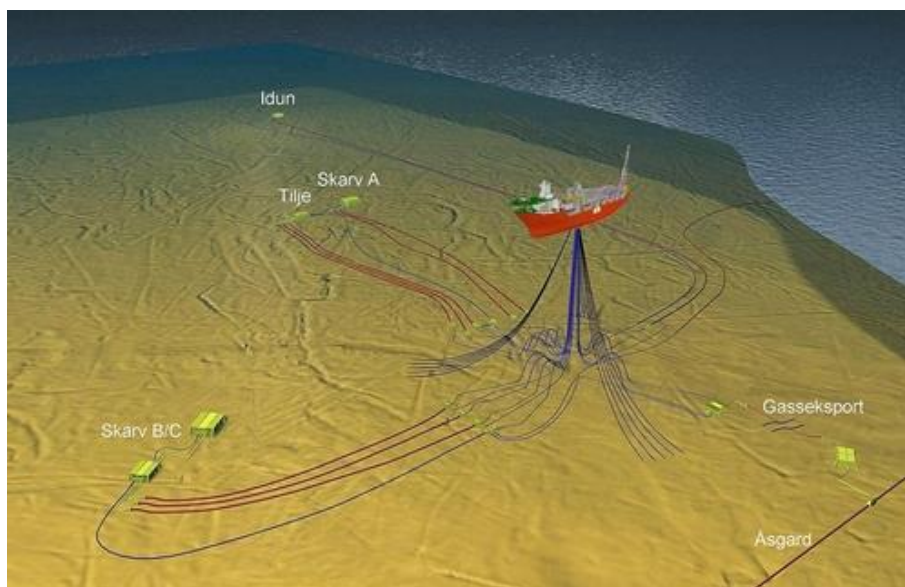
Skarvfeltet som ble oppdaget av Amoco i 1998 er et olje- og gassfelt som ligger i Norskehavet, ca. 210 kilometer fra Sandnessjøen. Det befinner seg på en lokasjon hvor havdybden er på 350-450 meter. Utbyggingen er en samordning av forekomstene 6507/5-1 Skarv og 6507/3-3 Idun [2].

Reservoarene i Skarv inneholder gass og kondensat i sandstein som tilhører Garn- lje, og Tiljeformasjonene. Det er også en underliggende oljesone i Garn- og Tiljeformasjonene. Garnformasjonen har relativt god reservoarkvalitet, mens Tiljeformasjonen har relativt dårlig kvalitet. Reservoarene ligger på en dybde på mellom 3300 og 3700 meter. Planen er å re-injisere gass i Garn- og Tiljeformasjonene de første årene for å øke utvinningen av olje [2]. Det er beregnet at feltet inneholder 15,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 43,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 5,7 millioner tonn NGL (natural gas liquids) [3]. Feltet kom i produksjon 31.12.2012 og har en levetid på 25 år. Skarvfeltet

eies av BP Norge (23,84 %), Statoil Petroleum (36,17 %), E.ON E&P Norge (28,08 %) og PGiNiG Norway (11,92 %) [4].

Skarvfeltet er bygget ut med et produksjonsskip med lagrings- og lossekapasitet (FPSO) som er ankret til havbunnen ute på feltet. Fartøyets lengde er 295 meter med en lagringskapasitet på 875 000 fat. Produksjonskapasiteten for henholdsvis olje og gass er på 85 000 fat per dag olje og 19 millioner m<sup>3</sup>/dag gass [5]. Oljen som blir utvunnet på feltet transporteres via bøyelasting til tankskip, mens gassen blir sendt via eksportørør til Åsgard som videre sender gassen til Kårstø. Forsyningsbasen samt en enhet for driftsstøtte er plassert i Sandnessjøen.

Driftsstøtteenheten har ansvar for logistikk, innkjøp, vedlikehold og modifikasjoner. De øvrige driftsstøttefunksjonene er lagt til BPs kontor i Stavanger. Helikopterbasen er lagt til Brønnøysund [2].



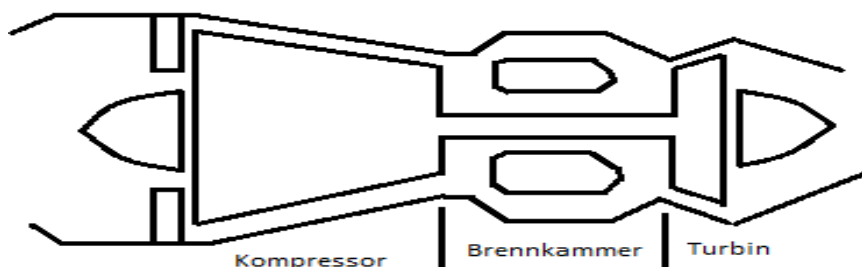
Figur 1-1: Skarvs havbunnsinstallasjoner [2]

## 2 Teori

Dette kapitlet presenterer teori omkring gassturbiner, generatorer og styringssystem for drift. Teorien er ment til å gi en grunnleggende forståelse om hvordan systemet fungerer, samt danne et grunnlag for videre drøfting.

### 2.1 Gassturbiner

Bruk av gassturbiner har i olje og gass-industrien økt kraftig de siste 60 årene. Dens kompakthet, lave vekt og muligheten til å bruke flere brensler gjør den til et naturlig valg for plattformer. Teknologien til gassturbinene har utviklet seg kraftig de siste 20 årene. Bedre materialer og kjølesystemer har gjort at den termiske effekten til gassturbinen har økt fra rundt 15 % til 45 % [6]. Størrelsen på gassturbiner offshore er vanligvis mellom 1 til 50 MW [7].

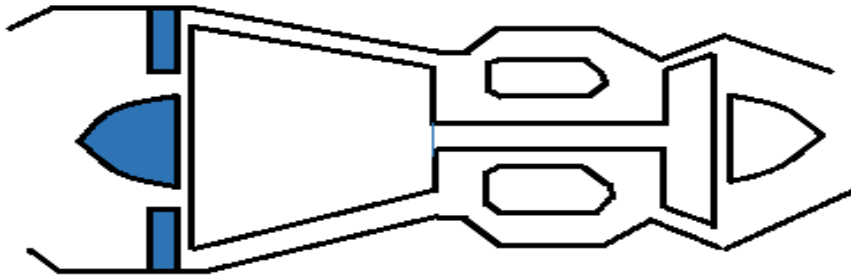


Figur 2-1: Gassturbin

En gassturbin består hovedsakelig av tre hovedkomponenter; kompressor, brennkammer og turbin. Kompressoren suger inn luft fra omgivelsene og komprimerer det til et trykk i området 10-30 bar, avhengig av type gassturbin. Den trykksatte luften blandes så med brenselet i brennkammeret. Ved forbrenning vil denne blandingen utvide seg kraftig. Energien fra forbrenningen brukes til å skape rotasjon på akselen som turbinen og kompressoren er koblet på. At turbinene roterer fører til at kompressoren skaffer luft til forbrenningen, og systemet dermed går av seg selv [8].

Gassturbin er et komplekst system som opererer ved både høy fart og ved høye temperaturer. Dette i kombinasjon med høye krav til presisjon gir mange utfordringer på materialer og komponenter [7].

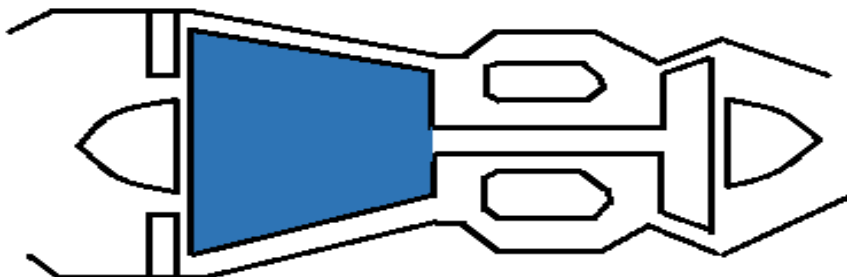
### 2.1.1 Luftinntaket



Figur 2-2: Gassturbin hvor luftinntaket er merket blått

Luftinntaket er en viktig del av systemet ettersom det har en betydelig effekt på den totale virkningsgraden. Det som er viktig er at trykktapet er så lavt som mulig. Dette oppnås ved å sørge for at luften strømmer med jevnt trykk og jevn hastighet fram til kompressoren. For å sørge for et lavt trykktap bør det brukes et design som sørger for at luftinntaket er avrundet, har jevn overflate og er kortest mulig [6].

### 2.1.2 Kompressor



Figur 2-3: Gassturbin hvor kompressoren er merket blå

Kompressoren produserer trykkenergi av mekanisk energi. Arbeidsmediet er kompressible fluider, det vil si gasser. Det er vanlig å dele kompressorene inn i 4 grupper:

- Stempelkompressorer
- Rotasjonskompressorer
- Aksialkompressorer
- Sentrifugalkompressorer



Stempel- og rotasjonskompressorer reduserer volumet for å skape kompresjon av gassen. Aksial- og sentrifugalkompressorer fungerer på en annen måte. Det første som skjer er at gassen akselererer som fører til økt trykk. Deretter konverteres gassens kinetiske energi (hastigheten) til potensiell energi (trykk). Dette kan vises ut i fra Bernoullis ligning:

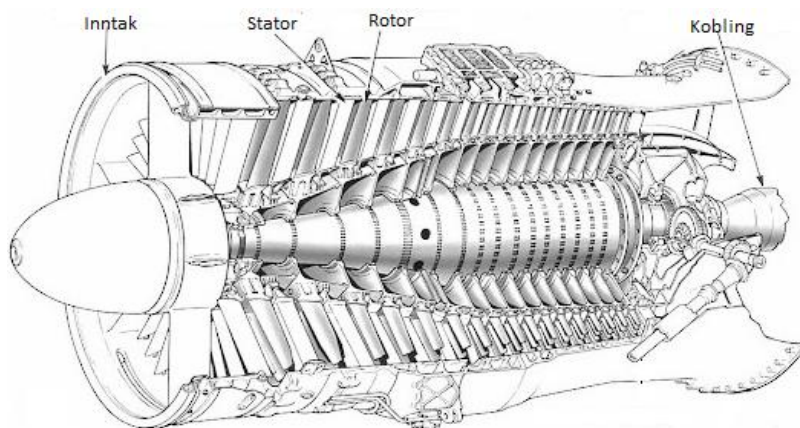
$$\frac{p_1}{\rho} + \frac{C_1}{2} + gz_1 = \frac{p_2}{\rho} + \frac{C_2}{2} + gz_2 \quad (2.1)$$

hvor p er trykk,  $\rho$  er gassens tetthet, C er gassens hastighet og gz er spesifikk potensiell energi.

Venstre side av ligningen viser før retardasjonen av hastigheten, mens høyre side viser etter. Dersom vi antar at tettheten  $\rho$  og høyden z er konstant kan vi se av ligningen at  $p_1 < p_2$  dersom  $C_1 > C_2$ . Altså vil en reduksjon i hastighet gi en økning i trykk [9]

Aksial- og sentrifugalkompressorer brukes i forbindelse med gassturbiner. Aksialkompressorer brukes ved høye strømningshastigheter og lave trykk mens sentrifugalkompressorer brukes ved medium strømningshastigheter og medium trykk. Kompressoren forbruker 55-60 % av den totale kraften som blir generert av gassturbinene. Kompressorens virkningsgrad er dermed veldig viktig for gassturbinens totale virkningsgrad [6].

## Aksialkompressor



Figur 2-4: Fler trinns aksialkompressor [10]

Aksialkompressor brukes ved høy volumstrøm og lavt trykkforhold. Den har innløp og utløp på sidene. Det er en type kompressor hvor trykkøkningen skjer aksialt, parallelt med akslingen. Trykket øker ved at volumet reduseres etter hvert som gassen strømmer gjennom kompressoren. Aksialkompressoren består av en rekke kompresjonstrinn, hvor hvert enkelt trinn består av roterende løpeskovler etterfulgt av stillestående ledeskovler. Løpeskovlene akselererer gassen, mens ledeskovlene retarderer gassen som fører til at trykket øker. Prosessen gjentas i så mange trinn som er nødvendig for å oppnå et ønsket trykkforhold. Mange trinn gir høy kompresjon og effektivitet, men også høyere vekt og mer kompleksitet. En fler trinns aksialkompressor kan ha opptil 20 trinn. Bruken av flere trinn gjør at det totale trykket kan øke opp til 40:1.

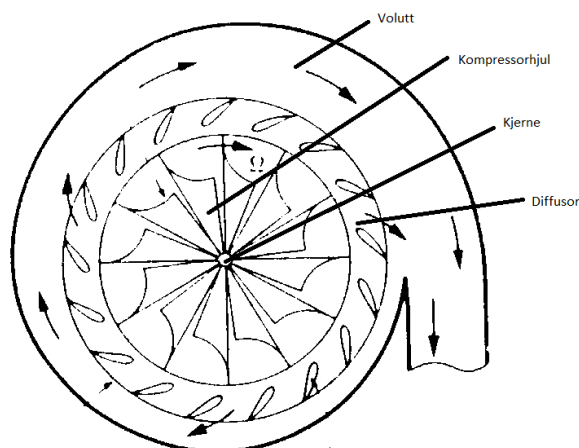
Det er ønskelig å holde lufthastigheten gjennom en aksialkompressor tilnærmet konstant. Siden trykket øker i hvert trinn er det nødvendig å redusere strømningsareal og høyde på rotorblad for å oppnå konstant hastighet. Ettersom det er en kompleks prosess er det svært viktig med nøyaktig utforming av komponentene for å oppnå best mulig effekt. Fordelen med aksialkompressor er at den har høy virkningsgrad og lav vekt sammenlignet med sentrifugalkompressor [6].

Problemer kan oppstå dersom luftstrømmen blir ustabil. Ustabil luftstrøm kan være forårsaket av smuss, hindringer, skadet blader og blokkeringer i inntaket. På grunn av at det er store krefter som virker, kan ustabil luftstrøm føre til store radiale og aksiale

krefter på kompressoren. Dette vil vises i form av vibrasjoner, og maskinen vil sannsynligvis bli kastet umiddelbart. For å unngå dette er det viktig med god filtrering og laststyring, samt regelmessig vedlikehold [11].

### Sentrifugalkompressor

Sentrifugalkompressorer blir brukt i små gassturbiner og i store kompressor tog. Fordeler med sentrifugalkompressoren er at den er en enkel konstruksjon med kun en roterende del. Den har høy virkningsgrad og jevn drift. Den tåler svingninger, og har høyere pålitelighet sammenlignet med andre typer kompressorer [6]. Sentrifugalkompressoren består av tre hoveddeler; kompressorhjulet, diffusor og volutt.



Figur 2-5: Sentrifugalkompressor [12]

Kompressorhjulet er et hurtigroterende løpehjul med skovler [13]. I kompressorhjulet skal gassen akselereres. Dette skjer ved at gassen blir suget inn i kjernen på grunn av undertrykk. Videre blir gassen slynget ut på kompressorhjulet ved hjelp av bladene som er festet til hjulet. Det statiske trykket vil øke fra kjernen og utover på grunn av sentrifugalkraften. Rotoren består av kompressorhjulet og akslingen. Akslingen er koblet til en energikilde, som kan være en motor eller turbin [9]. Ved å plassere flere løpehjul på samme aksling vil en oppnå større trykkøkning [13].

Utenfor kompressorhjulet finnes diffusoren. Hensikten med diffusoren er å redusere hastigheten til gassen. Dette oppnås ved at gassen fra kompressorhjulet føres igjennom en eller flere divergerende kanaler. Hastigheten vil da minske, og trykket øke.

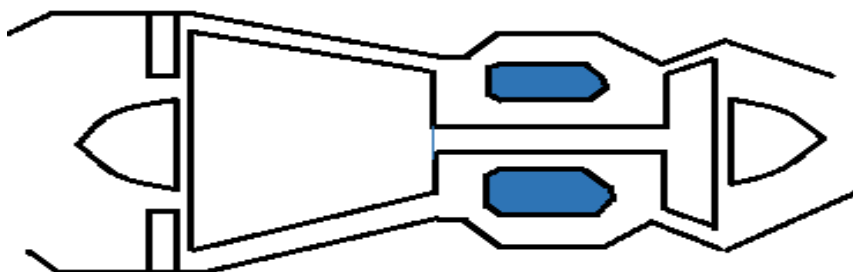
Utenfor diffusoren finnes volutten. Hensikten med volutten er å samle gassen fra diffusoren og lede den til kompressorenes utløp. Dette må gjøres på en effektiv måte med minst mulig tap [9].

Sentrifugal kompressorer som brukes i olje- og gassproduksjon består vanligvis av flere trinn. Hvert trinn består av et roterende løpehjul og en diffusor.

### Re-bundling

I olje- og gassproduksjon kan det oppstå situasjoner hvor trykket avtar med tid. Det kan føre til at kompressorbehovet varierer så mye at kompressoren må rebundles. Å rebundle en kompressor vil si å skifte ut innmaten. Dette planlegges som regel fra oppstart av anlegget. En kompressor kan for eksempel starte med tre tinn (løpehjul) til tross for plass til fem. Ved behov kan så innmaten skiftes ut; og en rotor med fem løpehjul installeres. Re-bundling gjøres for å unngå resirkulerende drift som fører til unødvendig bruk av kraft [9].

### 2.1.3 Forbrenning



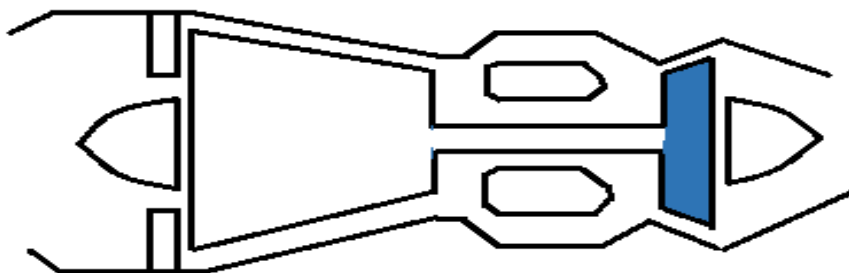
Figur 2-6: Gassturbin hvor brennkammerne er merket blått

I brennkammeret foregår det en forbrenning hvor både den trykksatte luften og brenselet, som for eksempel naturgass har blitt tilført. Dette fører til at hastighet og temperatur øker. Ved forbrenning i et lukket rom vil trykket øke. I brennkammeret skjer forbrenning mens luft strømmer igjennom. For å unngå trykkøkning må brennkammeret utformes slik at en utvidelse i strømningsretning er minst like stor som utvidelse ved forbrenning. Det vil da kun føre til økning i temperatur. Temperaturen ut av brennkammeret ønskes å være så høy som mulig, og kan typisk

være opp mot 1500 °C. Det som begrenser temperaturen er materialet og kjølesystemet i turbinen. For å holde temperaturen inn i turbinen på et passende nivå som også beskytter materialet, blir det tilført 2,5-3 ganger så mye luft enn egentlig nødvendig. Det skilles mellom primær- og sekundærluft. Luften som er involvert i forbrenningsprosessen kalles for primærluft og er ca. 20-30 % av den totale luften som går inn i brennkammeret. Resten av luften kalles for sekundærluft og skal sørge for nedkjøling. Brennkammeret må være utformet på en slik måte at sekundærluften kan strømme på utsiden av indre brennkammer for å oppnå en fullstendig forbrenning samtidig som veggene får tilstrekkelig kjøling. Mot inntaket til turbinen vil brennkammeret snevres inn slik at primær- og sekundærluften blandes, og dermed vil den totale temperaturen synke [8] [6]. Viktige egenskaper for brennkammeret er:

- Høy forbrenningseffektivitet
- Lavt utslipp av uforbrent brennstoff, røyk, CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>
- Lite trykkfall
- Stabile forhold
- Riktige dimensjoner for systemet
- Lave kostnader for installasjon og vedlikehold
- Lav vekt

#### 2.1.4 Turbin



Figur 2-7: Gassturbin turbin er merket blå

En turbin har i oppgave å drive kompressoren og komponenter som for eksempel generator. Mye av energien som går med til å drive kompressoren blir tilbakeført til systemet i form av høyere trykk og temperatur [14].

Turbiner kan deles inn i enkel gassturbinprosess («simple cycle») og kombinert gassturbinprosess («combined cycle»). Enkel gassturbinprosess består av kompressor, brennkammer og turbin. Kombinert gassturbinprosess utnytter varmen i eksosen fra gassturbinene til å drive en dampturbin som også produserer elektrisitet. Eksosen fra gassturbinene har en temperatur i området 450-650 °C. Gassturbiner som brukes offshore kan deles inn i ulike kategorier; hvorav de mest brukte er [6]:

- Aeroderivative gassturbiner (2,5-50 MW)
- Industri- gassturbiner (2,5-15 MW)
- Små gassturbiner (0,5-2,5 MW)

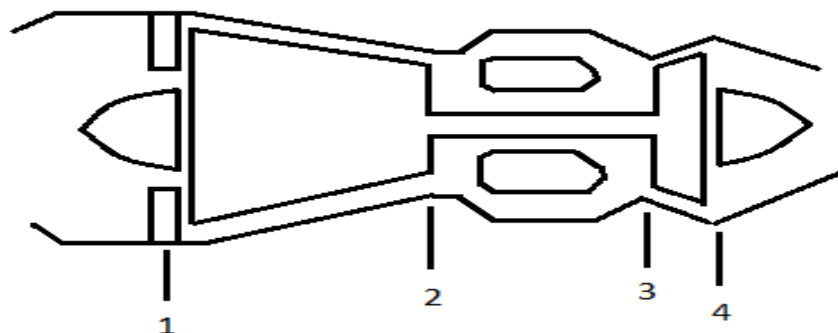
Gassturbiner som benyttes til kraftproduksjon innen letevirksomhet og produksjon på norsk sokkel er av typen aeroderivative. Noen av de viktigste årsakene til at aeroderivative gassturbiner velges er den lave vekten og plassbehovet i forhold til ytelsen [15]. Aeroderivative gassturbiner har bedre egenskaper ved oppstart, nedstengning og ved endringer i laster enn hva industrielle maskiner har. Maskinen er opprinnelig en flymotor som er blitt modifisert til å brenne industrielle gasser.

Fordelene med aeroderivative gassturbiner er [6]:

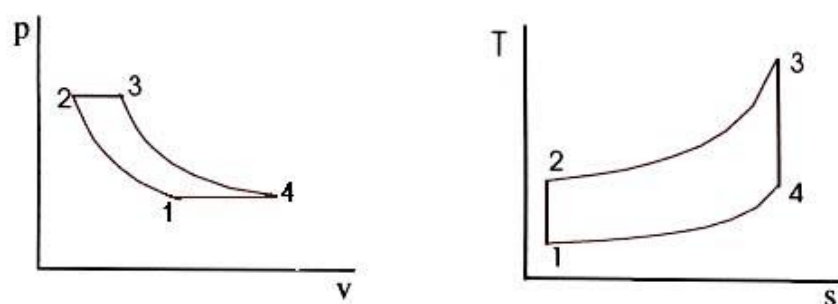
- Lav installasjonskostnad pga. lav vekt
- Høy kapasitet til tross for liten størrelse
- Rask oppstart
- Krever lite vedlikehold
- Billig og enkel vedlikehold
- Gode muligheter for fjernkontroll

## 2.1.5 Braytonsyklus

For å forstå hvordan en gassturbin virker er det viktig å forstå den grunnleggende teorien bak. Den ideelle prosessen, kjent som Braytonsyklus, forklarer prosessen gjennom kompressor og turbin med luft som arbeidsmedium.



Figur 2-8: Gassturbin med de ulike stadiene i Brayton-cycle



Figur 2-9: Braytonsyklus vist med p-V og T-s diagram

Som vist av Figur 2-9 tilsvarende 1) inn i kompressor, 2) ut av kompressor/ inn i brennkammer, 3) ut av brennkammer/ inn i turbin, 4) ut av turbin. Mellom steg 1 og 2 komprimeres luften. Videre mot steg 3 blir varme tilført luften ved å brenne brennstoff ved konstant trykk. Dette vil føre til at volumet av luften øker. Fra steg 3 til 4 vil gassen ekspandere gjennom gassturbinen. En del av energien i de ekspanderte gassene vil her bli gjort om til mekanisk kraft av turbinen, som igjen kan brukes til kraftgenerering.

Som nevnt tidligere så virker en gassturbin etter prinsippet Braytonsyklus som er vist i Figur 2-9. Prosessene fra 2 til 3, og fra 1 til 4 er isobariske prosesser. Det vil se at trykket er konstant. Prosessene fra 1 til 2, og fra 3 til 4 er isentropiske prosesser. Det vil si at entropien er konstant. De ulike prosessene kan skje på samme tid, men de skjer på ulike stadier i gassturbinen. Arealet mellom 1-2 og p-aksen representerer kompressorarbeidet, mens arealet mellom p-aksen og kurven 3-4 er turbinarbeidet.

Dermed er arealet omsluttet av kurvene 1-2-3-4 det totale arbeidet. For TS-kurven representerer arealet mellom kurven 1-2-3-4 tilført varme [6].

### 2.1.6 Virkningsgrad

En forenklet anvendelse av termodynamikkens første lov til Brayton-syklusen har følgende forhold (antar at kinetisk og potensiell energi er konstant) [6]:

Kompressorarbeid:

$$W_c = \dot{m}_a(h_2 - h_1) \quad (2.2)$$

Turbinarbeid:

$$W_t = (\dot{m}_a + \dot{m}_f)(h_2 - h_1) \quad (2.3)$$

Totalt arbeid:

$$W_{cyc} = W_t - W_c \quad (2.4)$$

Varmeeffekt tilført systemet:

$$Q_{2,3} = \dot{m}_f \times LHV_{fuel} = (\dot{m}_a + \dot{m}_f)(h_3) - \dot{m}_a h_2 \quad (2.5)$$

Den termiske virkningsgraden blir da:

$$\eta_{cyc} = \frac{W_{cyc}}{Q_{2,3}} \quad (2.6)$$

Kraften produsert av en turbin er tilnærmet en lineær funksjon av massestrømmingen.

Ved å ignorere nytt brensel vil en ideell massestrømning ha følgende formel:

$$\dot{m}_a = \frac{PV}{RT} \quad (2.7)$$

med konstant P, V og R.

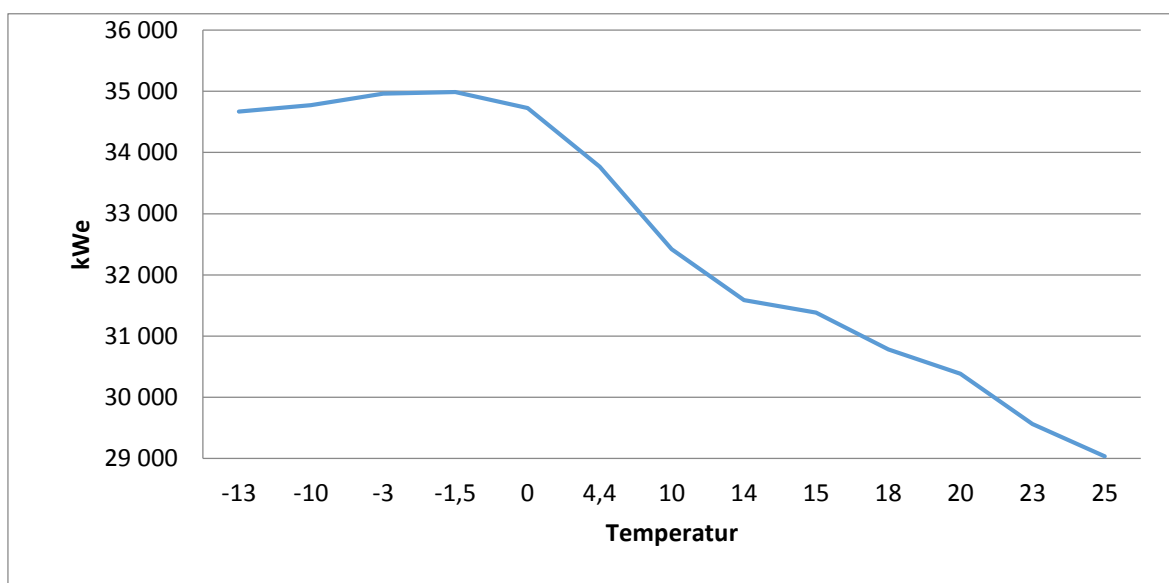


Det gir at massestrømningen da blir enn invers lineær funksjon av omgivelsestemperaturen:

$$\dot{m}_a = \frac{1}{f(T)} \quad (2.8)$$

Det vil si at kraft produsert blir en invers funksjon av omgivelsestemperaturen. Ved høyere omgivelsestemperaturer vil altså turbinens kapasitet gå ned. Årsaken til dette er at det fører til lavere luftdensitet som igjen fører til at massestrømningen av luft avtar. Og siden effekten til turbinene er proporsjonal med massestrømningen vil en reduksjon i massestrøm føre til en reduksjon i effekt [16], [17].

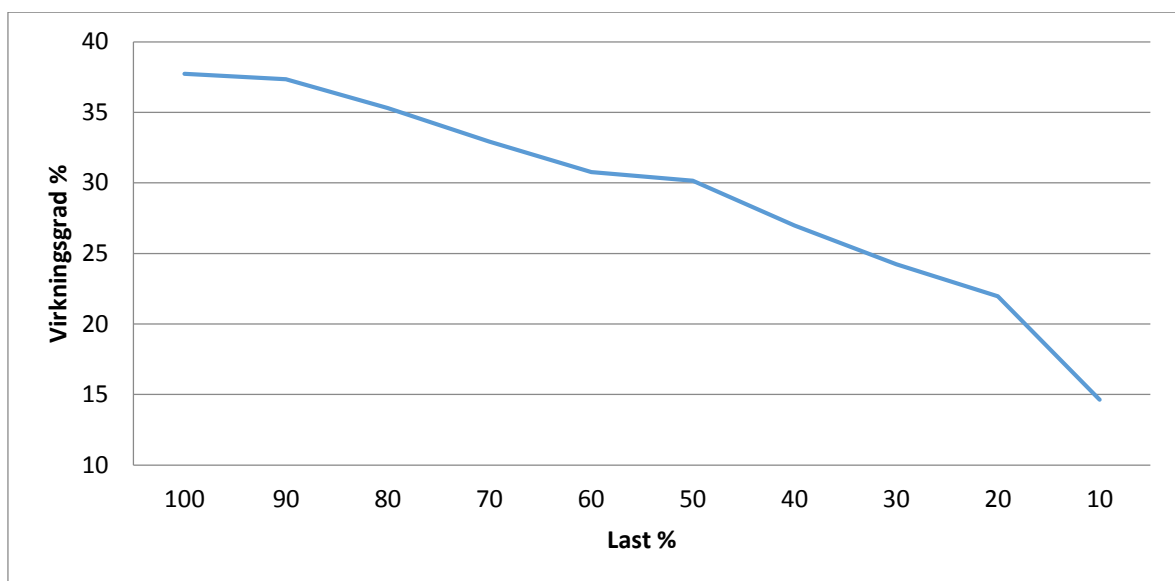
Grafen nedenfor er for en GE LM 2500+G4 turbindrevet generator som kjøres på gass ved 100 % last. Som vist i Figur 2-10 varierer turbinkapasiteten fra 29 MW til 35 MW ved omgivelsestemperaturer som går fra 23 °C til -3 °C.



Figur 2-10: Tilgjengelig kraft ved ulike omgivelsestemperaturer [18]

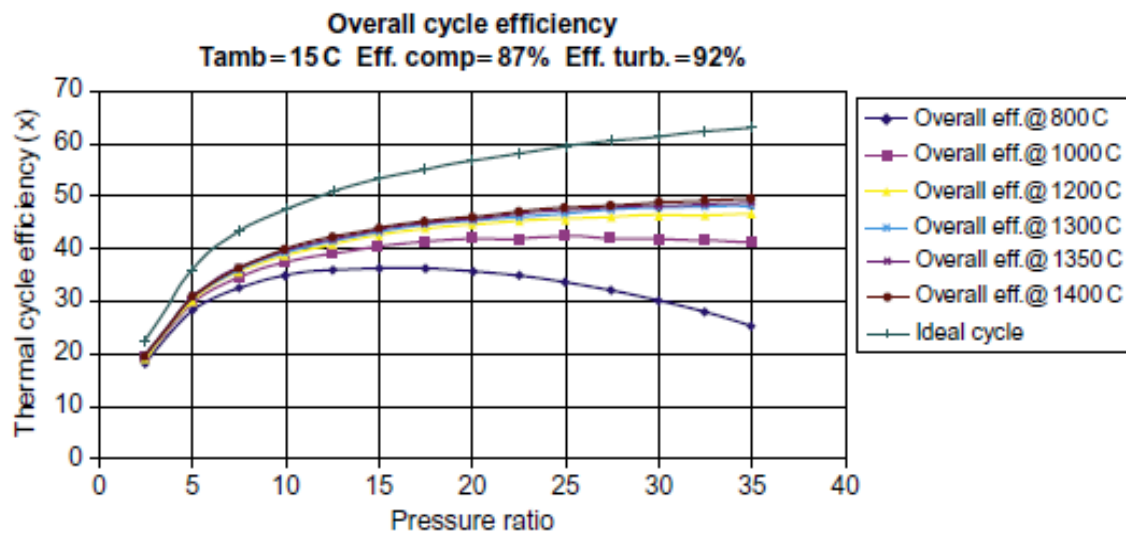
Som vist ovenfor vil lavere omgivelsestemperatur føre til økt kapasitet for turbinene. Det er ikke mulig å gjøre noe med omgivelsestemperaturene, men det er allikevel en fordel å være klar over effekten.

De fleste gassturbiner som finnes på plattformer har virkningsgrader mellom 20 og 40 %. Dersom lasten blir redusert til under 75 %, kan virkningsgraden synke med mellom 10 – 20 %. For å minimere brenselforbruk og være mer miljøvennlig er det en fordel å kjøre få turbiner på høy last, kontra flere turbiner på lavere last. Grafen nedenfor viser hvordan virkningsgraden reduseres ved å kjøre en GE LM 2500+G4 maskin på lavere last, med gass som brensel og en omgivelsestemperatur på 10 °C. Som vist i Figur 2-11 varierer virkningsgraden fra 14 til 37 % ved laster fra 10 til 100 %.



Figur 2-11: Virkningsgrader ved ulike mengder last

De to faktorene som påvirker effekten og den termiske virkningsgraden mest er trykkforholdet og temperaturen til gassen. Nye teknologier har gjort det mulig å kjøre anlegget med både høyere trykkforhold og interne temperaturer enn før. Dette har ført til at den totale virkningsgraden har økt kraftig de siste årene [6].



Figur 2-12: Virkningsgrader ved ulike innløpstemperaturer for gassturbin

Som vist i figuren ovenfor så øker virkningsgraden med økt intern temperatur. En tommelfingerregel er at for hver 55,5 °C den interne temperaturen øker vil effekten øke med rundt 10 %, som igjen vil gi en økning i virkningsgraden på 0,5-1,0 %. Ved hjelp av bedre kjølesystemer og nye materialer kan høyere interne temperaturer brukes og dermed høyere virkningsgrader oppnås enn før. De nyeste turbinene kan ha interne temperaturer opp mot 1427°C [6].

Økningen i trykkforholdet på en gitt temperatur vil også øke virkningsgraden opp til et punkt. Ved dette punktet vil virkningsgraden synke dersom trykkforholdet økes ytterligere. Veldig høye trykkforhold vil også kunne minske bruksområdet til kompressoren. Dette gjør at kompressoren er mer intolerant for smuss i inntaket og på bladene, som vil kunne minske den totale virkningsgraden.

### 2.1.7 Miljø

Utslipp som følge av forbrenning:

- Røyk
- Ubrente hydrokarboner (CH<sub>x</sub>) og Karbonmonoksid (CO)
- CO<sub>2</sub>
- NO<sub>x</sub>

Røyk oppstår som regel i små perioder som ved oppstart av anlegget. Ubrente hydrokarboner og karbonmonoksid oppstår ved ufullstendig forbrenning, som ved kjøring på tomgang. CO<sub>2</sub> er et direkte utslipp av brenselet som blir brent. Den eneste måten å minske CO<sub>2</sub>-utslippet på er å øke virkningsgraden slik at forbrenningen kan skje ved bruk av mindre brensel. NO<sub>x</sub> er en av de største områdene innenfor utslipp for en gassturbin. Det har i hovedsak foregått teknologiutvikling for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippet innen to hovedområder: Rensing ved bruk av selektiv og ikke-selektiv katalyse og reduksjon av temperaturen i turbinens forbrenningskammer. Ettersom det er store mengder overskuddsluft som brukes i brennkammerene er det lite anvendbart å bruke katalytisk rensing. Teknologier som senker forbrenningstemperaturen som Dry Low Emission er mer kostnadseffektiv og er den mest brukte teknologien på Norsk sokkel. [6].

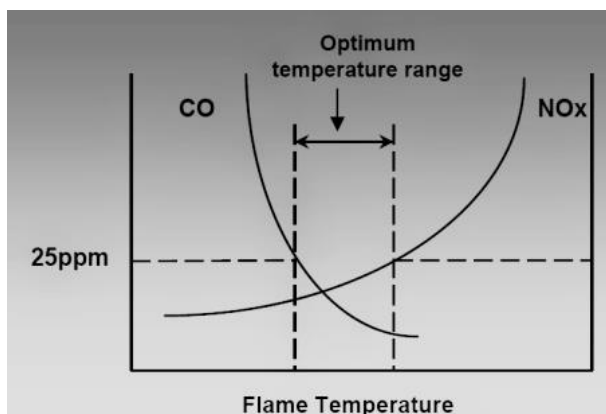
#### **NO<sub>x</sub>**

NO<sub>x</sub> inkluderer nitrogenmonoksid (NO), nitrogendioksid (NO<sub>2</sub>) og andre mindre vanlige kombinasjoner som dinitrogenoksid (N<sub>2</sub>O). NO<sub>x</sub> består av ca. 90 % NO og 10 % NO<sub>2</sub>. NO<sub>x</sub> bidrar til forsurening av jordsmonn og vassdrag, skader dyre- og plantelivet, påvirker helsen negativt og virker indirekte som en drivhusgass. I Norge kommer NO<sub>x</sub>-utslippene hovedsakelig fra forbrenning av fossilt brensel i industri.

Gassturbiner uten renseteknologier har ofte utslipp av NO<sub>x</sub> mellom 180 og 400 ppm. På den andre siden vil utslippet av CO være svært lavt, gjerne under 10 ppm. NO<sub>x</sub> dannes hovedsakelig via 3 mekanismer i en gassturbin:

- Termisk
- Prompt
- Brensel

Termisk NO<sub>x</sub> er det største bidragsyteren (over 99 %) ved vanlig forbrenningsystem i en gassturbin. De viktigste faktorene i forbindelse med dannelse av NO<sub>x</sub> er flammentemperatur og oppholdstid. Det vil si at dess høyere flammentemperaturen er, og dess lengre oppholdstiden er ved høy flammentemperatur, jo høyere utslipp av NO<sub>x</sub>. Men på den andre siden vil lav temperatur og kort oppholdstid føre til økt utslipp av CO. Figur 2-13 viser hvor den optimale flammentemperaturen bør ligge for å minimere utslipp av både NO<sub>x</sub> og CO.



Figur 2-13: CO og NO<sub>x</sub> dannelse som funksjon av temperatur [19]

For aeroderiverte gassturbiner finnes det hovedsakelig to typer brennkammer; konvensjonelle (diffusjonsflammer) og lav emisjon (premikset flamme) brennkammer. Ved bruk av konvensjonelle kammer hvor for eksempel naturgass forbrennes, vil soner med støkiometrisk flammentemperatur oppstå på grunn av diffusjonsflammens natur. Dette vil føre til høy dannelse av NO<sub>x</sub>. Dersom man opererer under forhold som ikke er støkiometriske vil dette redusere NO<sub>x</sub>, men øke dannelsen av CO [20].

Det har blitt større og større krav til reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp de siste 40 årene, og nye krav blir stadig innført. Dette har gjort at det har blitt brukt mye tid på å utvikle nye teknologier for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippet. Som vist av tabell 2-1 vil nytt design føre til både høyere kostnader og mer ustabil drift, men vesentlig lavere NO<sub>x</sub>-utslipp. Ettersom det har kommet mange krav på maksimalt utslipp av NO<sub>x</sub> er forbrukerne nødt til å benytte seg av teknologier som minsker utslippet.

Tabell 2-1: Fordeler og ulemper med teknologi som reduserer NO<sub>x</sub>-utslippet [6]

Tidligere design	Ny design
Høyt utslipp av NO <sub>x</sub>	Lavt utslipp av NO <sub>x</sub>
Diffusjonsflamme med stabil forbrenning	Premikset flamme med ustabil forbrenning
En brensel dyse	Flere brensel dyser
Enkel drift	Komplisert drift
Lang levetid	Kortere levetid på grunn av ustabil drift
Lav kostnad	Høy kostnad

Den første teknologien som ble innført; vann- og dampinjeksjon, kom på 1980-tallet. Denne teknologien er fortsatt i bruk i dag. Men de fleste gassturbinene som leveres nå, leveres med DLE (Dry Low Emission) – brennkammer. DLE-turbiner kom rundt 1990 men det var ikke før en del år etter at det ble en stabil og sikker teknologi.

### Vann- og dampinjeksjon

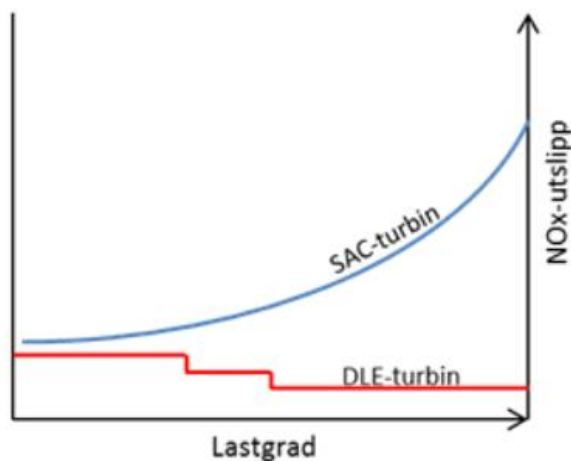
Ved vann- og dampinjeksjon injiseres vann eller damp i gassturbiner for å sikre en lavere og jevn forbrenningstemperatur i brennkammeret. Det vil føre til at NO<sub>x</sub>-utslippet reduseres. Spesifikk varmekapasitet,  $c_p$  er høyere for vann enn for luft. Dermed vil temperaturen i brennkammeret reduseres ved injeksjon av vann/damp, som igjen vil føre til lavere utslipp av NO<sub>x</sub>. Mengde utslipp avhenger av volumene av vann eller damp som injiseres i turbinene. Vann- og dampinjeksjon brukes som et alternativ til DLE. DLE er en bedre teknologi, men ettermontering av vanninjeksjon er enklere og krever mindre nedetid. I noen tilfeller vil dermed vann- og dampinjeksjon være det beste alternativet.

### DLE

En mye anvendt teknologi for NO<sub>x</sub>-reduksjon er DLE-turbiner. Bruken av DLE vil kunne gi en NO<sub>x</sub>-konsentrasjon i avgassene på under 25 ppm (mot ca. 200ppm ved bruk av en tradisjonell SAC-turbin). I en gassturbin med DLE brennkammer blir luft og brensel premikset slik at forbrenningen foregår i en homogen fase. Dette er for å unngå høye lokale temperaturer der NO<sub>x</sub> dannes, og lave lokale temperaturer der CO dannes. Prosessen kjøres under lavt brensel- og luftforhold, og lavere flammetemperatur. Dette

vil føre til lavere NO<sub>x</sub>-utslipp, men dog høyere utslipp av CO. Brenselet føres inn i brennkammeret gjennom dyser. Dette gir muligheten til god kontroll og jevn forbrenning. Å la forbrenningen foregå på en slik måte vil også føre til lavere virkningsgrad, da spesielt ved lavere belastning. Virkningsgraden til en DLE-turbin er ca. 0,5 % lavere enn en tilsvarende SAC-turbin (standard annual combustion – turbin).

I en SAC-turbin øker utslippene av NO<sub>x</sub> med lasten på turbinen. For de fleste DLE-turbinene vil derimot NO<sub>x</sub>-utslippet være tilnærmet konstant i turbinens normale arbeidsområde (50 – 100 %). NO<sub>x</sub>-utslippet vil faktisk øke ved last under 50 % ved DLE-turbin.



Figur 2-14: NO<sub>x</sub>-utslipp ved ulike lastgrader for SAC- og DLE-turbin [19]

Det er svært viktig å sørge for at flammen er stabil for å sikre en stabil drift. Det kan oppstå problemer ved å kjøre DLE-turbiner på lavere laster enn de er designet for. Lavere laster betyr redusert tilførsel av brensel, som igjen kan føre til ustabil drift eller slukket flamme på grunn av for lave temperaturer. Dette er ikke et problem i tradisjonelle SAC-turbiner ettersom flammemetemperaturen er den samme uavhengig av brenselforbruket, noe som gir god stabilitet. Men igjen fører den tradisjonelle måten til høyere NO<sub>x</sub>-utslipp som er ønskelig å unngå.

En løsning på denne utfordringen er at brensel-tilførselen blir delt inn i ulike ringer. Dette er for å sikre at mengde brensel henger sammen med lufttilførselen for å unngå at flammen blir for nedkjølt. En av disse ringene, såkalt pilot-ringen har flyt av brensel til enhver tid. Denne ringen fører brensel direkte inn i brennkammeret uten noen form

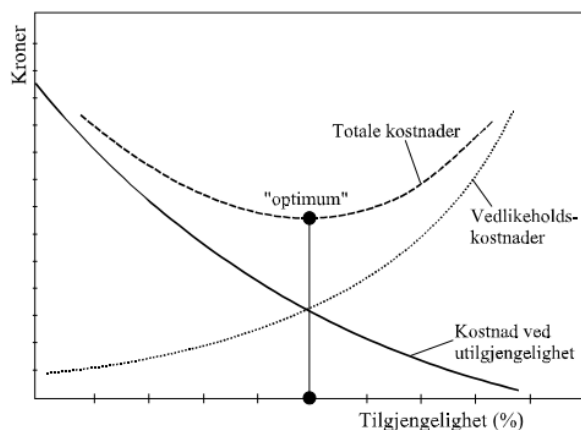
for premiksing. Dette er for å sikre at det ikke oppstår tilstander hvor flammer slukkes helt på grunn av lave belastninger. Ved høyere belastninger kan flere ringer åpnes. Hvor mange ringer som er åpne er avhengig av et kontrollsystem som til enhver tid skal sikre god balanse mellom tilført brensel og luft [6].

Turbindrevne generatorer på en plattform leverer elektrisk kraft til et isolert nett. Nettet må kunne tåle bråe og store endringer i last i motsetning til et mer stabilt nett som for eksempel på land. Dette håndteres greit av tradisjonelle SAC-turbiner, men det gir hyppigere utfall for DLE-turbiner. I tillegg er DLE-turbiner mer følsomme for endringer i gassens brennverdi og renhet enn tradisjonelle SAC-turbiner. [20] [19].

### 2.1.8 Tilgjengelighet og pålitelighet

Høy tilgjengelighet og høy pålitelighet er noen av de viktigste parameterne når en turbin skal prosjekteres. Disse har stor innflytelse på økonomien. Tilgjengelighet er driftstiden inkludert forutsette og uforutsette stopp over tid. Pålitelighet er driftstiden, inkludert uforutsette stopp over tid. Uforutsette stopp kan skyldes feil i drift, feil av personal, feil på komponenter osv. mens forutsette stopp er vedlikehold.

- Tilgjengelighet =  $(1 - ((\text{forutsette stopp} + \text{uforutsette stopp}) / \text{driftstiden})) * 100$
- Pålitelighet =  $(1 - (\text{uforutsette stopp} / \text{driftstiden})) * 100$



Figur 2-15: Økonomisk optimum for et systems tilgjengelighet [21]

Figuren ovenfor viser vedlikeholdskostnader og kostnader ved utilgjengelighet som funksjon av tilgjengelighet. Et teoretisk økonomisk optimum er der hvor kurvene krysser hverandre. Det er altså viktig å sørge for et sikkert system med høy tilgjengelighet.



## 2.2 AC generator

Generatorens oppgave er å omforme den kinetiske energien i turbinene til elektrisk energi. Dette gjøres på grunnlaget av elektromagnetisk induksjon og kraftvirkning på strømførende leder i magnetfelt [22].

Generatoren er koblet til turbinene og videre ut til nettet. For å oppnå en nettfrekvens på 50 Hz må 50 poler passere hver vikling hvert sekund. Turtall og poler er avhengig av hvilken turbinhastighet som er enklest å oppnå.

$$N = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{p}$$

hvor N er turtall, f er frekvens og p er poltall.

Generatoren blir dimensjonert etter turbinenes ytelse og maksimale turtall. Generatorytelsen oppgis med tilsynelatende effekt, bestående av en aktiv og reaktiv del. Den spenningen som induseres i stator- eller ankerviklingene blir proporsjonal med vindingstaller, frekvensen og fluksen. Det er ønskelig å holde spenning og frekvensen til en last konstant selv om lasten i seg selv varierer. Til dette trengs et kontrollsystem [23]. Det er flere momenter i generatoren som fører til tap og dermed varmeutvikling. For å unngå senket levetid på generatoren, både isolasjonsmessig og mekanisk bør den utstyres med flere termometer for å ha oversikt. Det er derfor viktig med lufting i generatorhuset. Virkningsgraden er forholdet mellom energien som ytes og mottatt energi. Typiske virkningsgrad ligger rundt 0,95 [22].

Generatorene deles opp i synkron og asynkron. En synkrongenerator roterer synkront med nettfrekvensen, mens en asynkron generator roterer raskere [24]. For generatorytelser over 1000 kW benyttes normalt synkronmaskiner siden prisforskjellen for tilleggsfunksjonene på kontrollsiden begynner å bli merkbart mindre. Fordelen med et synkronanlegg er at det selv kan produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. Det er derfor ikke nødvendig å installere separat utstyr for reaktiv kompensering og en oppnår god spenningsregulering mot nettet. Synkronmaskiner krever mindre vedlikehold, er mer stabile og kan bidra med reaktiv støtte i nettet. Ulempen er at de er dyrere enn asynkrone maskiner.

### 2.2.1 Synkronmaskin

Et magnetiseringssystem forsyner rotorviklingene med likestrøm, som fører til et magnetfelt i rotoren. Magnetfeltet i rotor roterer med samme hastighet som rotoren. Det blir induisert et sett med trefase spenninger i statorviklingene når magnetfeltet i rotoren roterer. Dette fører til elektrisk effekt som blir overført til nettet [24]. Maskinen kalles for synkronmaskin fordi polfeltet og statorfeltet alltid forløper synkront [22].

Rotoren kan være designet med utpregede poler eller med sylindrisk rotor. Forskjellen er at reluktansen i luftgapet varierer med utpregede poler, mens den er uniform med sylindrisk rotor.

For å sette opp et magnetfelt i rotor kreves et magnetiseringssystem. De metodene som er mest brukt er å bruke en ekstern DC kilde som tilfører likestrøm ved bruk av børster, eller å feste DC kilde direkte på akslingen til synkrongeneratoren. Børsteløs generator blir ofte brukt på grunn av at den krever mindre vedlikehold.

Ved bruk av synkronmaskiner er det nødvendig med en spenningsregulator. Hensikten er å holde terminalspenningen på en forhåndsbestemt verdi. Spenningsregulatoren kan enten kontrolleres automatisk (AVR) eller manuelt.

## 2.3 Distribusjonsnett og kontrollsystem

Gassturbiner som inngår i isolerte systemer som på en plattform er mer sårbare dersom det skjer lastvariasjoner eller feil. Dersom en last plutselig faller ut, vil turbin- og generatorhastigheten samt nettfrekvensen øke. Guvernøren som regulerer brennstoffet til turbinene vil redusere pådraget for å prøve og holde generatorhastigheten og nettfrekvensen konstant. Generatoren kan falle ut dersom systemet ikke stabiliseres igjen. Det motsatte vil skje dersom en last blir koblet til. Den økte lasten vil da bremse hastigheten til turbinen og generatoren slik at guvernøren vil gi mer pådrag for å prøve og holde konstant hastighet og frekvens. Å legge til last er som regel mindre komplisert enn at en last plutselig faller ut ettersom det blir gjort i flere steg. Et bra kontrollsystem som reagerer raskt er derfor nødvendig for å unngå problemer dersom laster bli lagt til eller faller ut [25].

At en last legges til eller faller ut vil også påvirke systemets frekvens. Å kontrollere nettfrekvensen er viktig for å sørge for en sikker og stabil krafttilførsel. En kontinuerlig balanse mellom tilgjengelig kraft og kraftbehov er nødvendig for å sikre en stabil frekvens. Hendelser som for eksempel utfall av generator vil påvirke denne balansen og resultere i variasjon i frekvensen. Frekvenskontrollens hovedoppgave er å sørge for at frekvensen blir innenfor gitte verdier og tidsrom. Frekvensavviket avhenger av størrelsen på ubalansen i forhold til størrelsen til kraftsystemet. Store kraftsystemer har høy treghet i systemet. Det vil si at hastigheten for endring i frekvens er lavere enn ved små kraftsystemer. For systemer som plattform er det en nødvendighet med en tilstrekkelig frekvensovervåkning slik at tiltak kan foretas dersom frekvensen varierer utenfor godtatte verdier. Vanlige tiltak ved større frekvensvariasjoner er å kaste last for å gjenopprette frekvensen raskest mulig. Men det vil også være installert vern som blir aktivert dersom frekvensen ikke gjenopprettes innen rimelig tid. Dette er for å unngå at utstyret blir ødelagt [26].

Gassturbiner med tilhørende utstyr er avanserte systemer, og synkronisering av de viktigste komponentene (kompressor gassturbin og kraftturbin) er avgjørende for å sikre en jevn drift og unngå problemer. Kontrollsystemet vil også kontrollere andre funksjoner som oppstart, overvåkning, brensel, tenning, avstengning osv. [7].

En viktig del av kontrollsystem er «power management system (PMS)». Hovedformålet med PMS er å sikre en tilfredsstillende og pålitelig krafttilførsel til de ulike forbrukerne. Dette oppnås ved å utføre følgende oppgaver [27]:

- PMS skal kontrollere antall generatorer tilgjengelig til enhver tid og utføre lastdeling mellom dem
- Kraftforbruket til utstyr med variabel frekvens, som for eksempel thrustere, skal kontrolleres for å unngå overbelastning av generatorene. Dersom det skulle oppstå en overbelastning som følge av for eksempel utfall av en generator, skal PMS utføre lastavkastning av forbrukere.
- PMS vil utføre oppstart dersom hel eller delvis blackout oppstår.

## 3 Metode

Metode handler om å følge en bestemt vei mot målet [28]. Videre handler metode om hvordan man har gått frem for å hente informasjon om virkeligheten. Det har i denne oppgaven blitt hentet kvalitativ informasjon om dagens tilstand gjennom formelle og uformelle møter, og sekundærdata gjennom BPs intranett. Denne informasjonen har videre blitt drøftet opp mot teori som har blitt hentet fra Universitet i Stavanger sitt bibliotek og søkemotoren Bibsys Ask.

### 3.1 Metodisk tilnærming

Et vanlig skille innenfor datakilder er; primær- og sekundærdata [28]. Primærdata er data som samles inn for å gi svar på en aktuell problemstilling. Det er resultater fra undersøkelser som forskeren selv foretar, og kan også kalles for felldata. Sekundærdata er data som har blitt samlet inn av andre forskere.

I denne masteroppgaven er det brukt sekundær data og kvalitative studie innenfor primærdata.

#### 3.1.1 Møter og uformelle samtaler

Det har blitt holdt flere møter og uformelle samtaler gjennom hele prosjektet. I starten gikk samtalene primært ut på å lære å kjenne bedriften og problemstillingen som ligger til grunn. Videre har samtalene hovedsakelig dreiet seg om å innhente mer informasjon for å løse problemstillingen.

Jeg har gjennom hele prosjektet hatt kontorplass i BPs kontorbygg. Dette har åpnet for muligheten til å kunne søke informasjon hos ansatte fortløpende, og har ført til en rekke uformelle samtaler. Gjennom å prate med involverte både formelt og uformelt har jeg tilegnet meg informasjon som jeg videre har benyttet gjennom datainnsamling.

#### 3.1.2 Sekundærdata

I løpet av prosjektet har jeg hatt full tilgang til BPs intranett. Her finnes alt fra linjediagrammer, datablader, manualer, loggdata og lignende. Det er hentet ut mye aktuell informasjon fra BPs database.

## 3.2 Forskningens kvalitet

Kvaliteten på dataen varierer mye, derfor er det viktig å kvalitetssikre den innsamlede informasjonen. En god forskningsrapport setter krav til reliabilitet, validitet og feilkilder.

### 3.2.1 Reliabilitet (pålitelighet)

Reliabilitet betyr hvor pålitelig den innsamlede dataen er, altså hvor godt den gjenspeiler virkeligheten [28].

Ved kvalitative undersøkelser, som for eksempel uformelle samtaler, kan det være vanskelig å få høy grad av reliabilitet. Årsaken til dette er for det første at det ofte er samtalen som styrer datainnsamlingen. Det er ingen gitte rammer for hvordan denne samtalen skal utarte seg. I tillegg er det også avhengig av hvem som er forskeren. Det er så å si umulig å etterligne en annens kvalitativ forskers forskning. Ingen har identisk lik bakgrunn som forskeren, og vil dermed muligens tolke ting annerledes.

En måte å øke reliabiliteten på er å være flere personer involvert i samtalene. En får da mulighet til å diskutere ulike tolkninger i sammen i etterkant. Ettersom jeg skriver oppgave alene er ikke dette mulig. Men jeg har gjennom hele prosjektet hatt en ansatt i BP med meg på de fleste møtene og sendt alle mailer til han også. På den måten har jeg kunnet tolke samtalene med han i etterkant.

### 3.2.2 Validitet

Validitet betyr gyldighet av den innsamlede dataen, altså dataens relevans. For å avgjøre om dataene som ligger til grunn for oppgaven er representative for virkeligheten, kan man spørre to spørsmål – hvor godt dataene representerer fenomenet og hvor relevant dataene er [28].

Deler av denne oppgaven er skrevet på bakgrunn av informasjon som er hentet gjennom uformelle samtaler med et tilfeldig utvalg av informanter. Det vil si at hele virkeligheten ikke er representert, men de utvalgte forståelse av virkeligheten. Det er dermed viktig å ha et kritisk syn til tolkninger, slik at man får fram riktig informasjon.

### 3.2.3 Feilkilder

Denne oppgaven har flere mulige feilkilder. Oppgaven skal for det første gjennomføres på bare 16 uker. Teorien som er lagt til grunn kan bære preg av at det er en tidsbegrensning, at det kun er tid til å sette seg inn i et begrenset område med litteratur.

Uformelle samtaler er områder hvor feilkilder ofte kan forekomme. De kan ligge hos informanten ved at for eksempel han/hun tilbakeholder informasjon for å sette seg selv i et godt lys. Men de kan også ligge hos forskeren, ved at forskeren kommer med ledende spørsmål og er for lite åpen i tolkningen. Alt dette kan skje uten at en er klar over det selv.

Empirien i oppgaven kan også inneholde feilkilder. Informasjon som er hentet kan bære preg av feiltolkninger eller misforståelser mellom bedriften og forskeren. BP er en teknisk bedrift, hvor det eksisterer faguttrykk. Uttrykkene kan tolkes feil og lede til feil oppfatning.

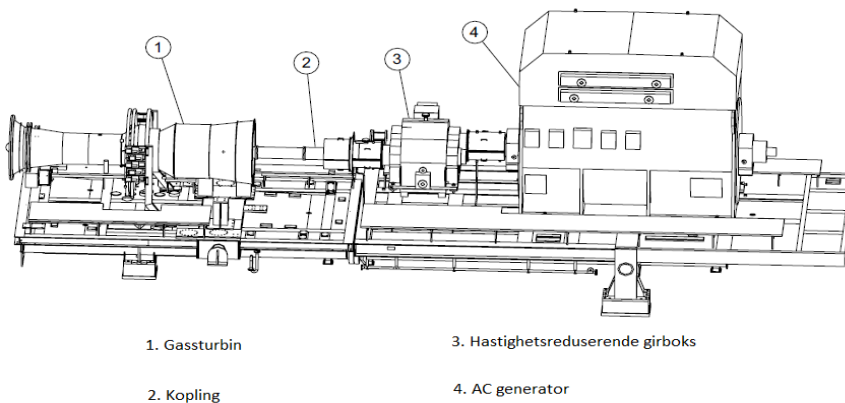
## 4 Systemet

Det er fire generatorpakker på Skarv FPSO. Hver av dem er drevet av en gassturbin gjennom en hastighetsreduserende girkasse.



Figur 4-1: De fire generatorpakkene ombord på Skarv FPSO

Hver enhet består av en GE LM2500+G4 gassturbin med DLE (dual low emission) brennkammer, kopling til å overføre kraft, hastighetsreduserende girkasse og en AC generator [29].



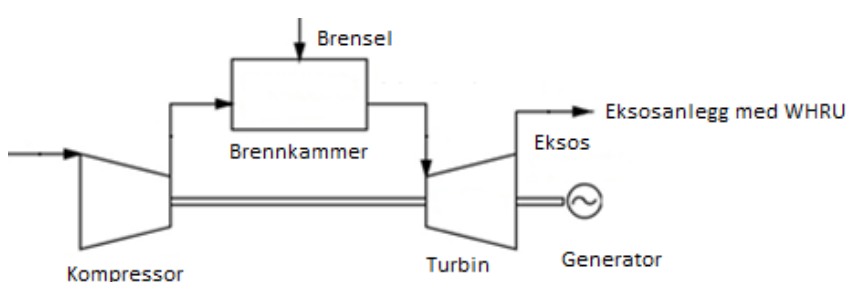
Figur 4-2: Gassturbin, kopling, girkasse og generator

Hver enhet har eget kontrollrom med kontrollpanel for både turbin og generator (TCP og GCP), inkludert automatisk spenningsregulator (AVR). Styresystemet kommuniserer med plattformens integrerte styresystem (ICS) ved ulike hendelser og

alarmer. Hver enhet har også luftinntak, lukket ventilasjonsanlegg, eksosanlegg med varmegjenvinningsenhet (WHRU), brenselssystem etc.

Enhet 80-EM-100 og 80-EM-300 kan kjøres på både gass og diesel («dual fuel») mens enhet 80-EM-200 og 80-EM-400 kjøres kun på gass. Brenselssystemene for alle fire enhetene er koblet til et felles gasskalorimeter, som sjekker kvaliteten på brenselet. Hver enhet har også et eget hydraulisk startsystem [29].

#### 4.1 Virkemåte



Figur 4-3: Gass turbin syklus [30]

Hver enhet består av en gassturbin, med en 6-trinns kraftturbin med DLE brenselssystem. DLE brukes for å redusere utslipp av avgasser. Høytrykksturbinen har to individuelle akslinger som roterer uten mekanisk kontakt. Den ene akslingen er koblet til gassgeneratoren mens den andre til kraftturbinen. Bladene til 17-trinns aksialkompressor tvinger komprimert luft inn i forbrenningskammeret hvor luften blandes med brensel og blir antent. De varme gassene fra forbrenningskammeret med høy energi og lufthastighet, virker på turbinbladene og produserer rotasjonsstrøm til turbinenes rotor. Turbinen driver en generator via en kraftoverføringskobling og en hastighetsreducerende girkasse. Eksosen fra turbinen føres inn i et eksosanlegg med varmegjenvinningsenhet (WHRU).

Ved oppstart av systemet vil gassgeneratorens rotasjon trekke luft gjennom inntaket og inn på kompressoren, hvor den blir komprimert. Luften blir videre ledet til brennkammeret og så igjennom en to-trinns høytrykksturbin. I starten vil kraftturbinene være i ro. Når gassgeneratoren gir nok energi ved hjelp av økt luftstrøm,



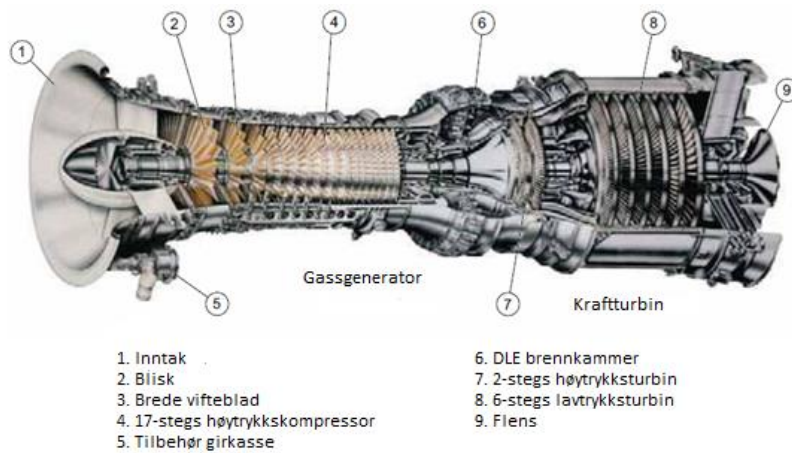
vil kraftturbinens rotasjons starte. Før det tillates å forbrenne brennstoff i brennkammeret, skal gassgeneratoren opp til en forhåndsinnstilt hastighet for å utføre en spylesyklus for å utvise eventuelle gjenværende brennbare gasser fra turbinen og luftkanalene. Denne hastigheten er normalt satt til 2000 omdreininger per minutt. Etter at spyling er utført blir antennelse aktivert og forbrenning vil kunne foregå i brennkammeret. Den første flammen vil starte ved hjelp av elektroniske gnister fra tenneren. Dersom temperaturen i brennkammeret ikke når 204 °C innen en gitt tid vil sekvensen bli avbrutt. Flammen i brennkammeret vil varme luften som passerer. Luften som blir oppvarmet vil øke sitt volum og dermed også sin hastighet. Når gassgeneratorens hastighet overskrider en forhåndsinnstilt verdi, satt til 4500 omdreininger i minuttet, blir både startmotoren og tenningen slått av og akselerasjonen vil fortsette uten hjelp [29].

## 4.2 Komponentene

### 4.2.1 Hydraulisk startsystem

Systemet består av en start-modul som er koblet til en hydraulisk startmotor med clutch. Den er montert på gassgeneratoren via fleksible høytrykks-hydrauliske slanger. En elektrisk drevet pumpe driver startermotoren, som igjen driver gassgeneratorens høytrykksrotor. Strømmen av olje fra en elektrisk drevet hydraulisk pumpe til den hydrauliske startermotoren reguleres etter behov av styresystemer. Dette gir riktig hastighet for generatoren for henholdsvis spyling, oppstart og akselerasjon. Systemet brukes til gassturbinene selv har oppnådd en forhåndsbestemt hastighet (er selvdrivende) [29].

## 4.2.2 Gassturbin



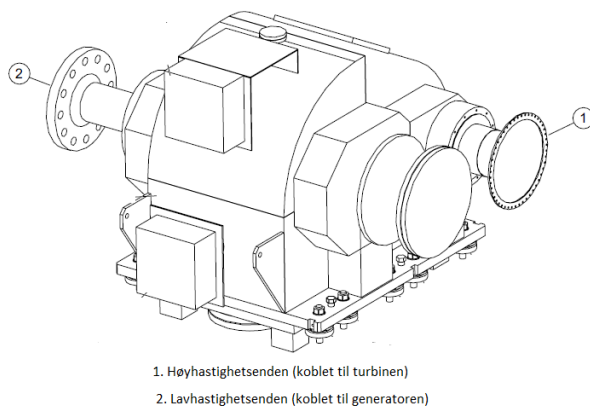
Figur 4-4: GE LM2500+G4 DLE gassturbin

Hver gassturbinen består av en gassgenerator, kraftturbin, koblinger og eksosystem. Gassgeneratoren består hovedsakelig av 17-trinns aksialkompressor, DLE brennkammer og 2-trinns høytrykksturbin. Kraftturbinen består av en 6-trinns lavtrykksturbin som drives av eksosgassen fra gassgeneratoren. Virkningsgraden til gassturbinen er på 37,5 % ved en omgivelsestemperatur på 14 °C. Effekten er 33 461 kW (ISO) og farten er 3600 RPM [29].

## 4.2.3 Kobliger

Kraftoverføringskoblingen overfører dreiemoment fra turbin til hastighetsreducerende girkasse. Koblingen mellom gir og generator er en integrert del av girkassen. Det er svært viktig at de ulike komponentene er koplet riktig i forhold til hverandre for å unngå slitasje og problemer med utstyret.

#### 4.2.4 Hastighetsreducerende girkasse



Figur 4-5: Hastighetsreducerende girkasse

Hastighetsreducerende girkasse er montert på en felles bunn med AC-generatoren. Den skal redusere gassturbinens utgangshastighet og matche den til ønsket hastighet for generatoren. Lavhastighetsenden er direkte flenset til generatoren, mens høyhastighetsenden er koblet til gassturbinen gjennom en høyhastighetskobling [29].

#### 4.2.5 AC generator

AC-generatorene er av typen DG215 turbogenerator. Hver av dem er drevet av en gassturbin og har en generatoreffekt på 44 000 kVA med en spenning på 11kV og strøm på 2309 A. Den er en tre-fase, børsteløs generator med fremtredende poler. Den roterer med en hastighet på 1500 rpm, og leverer en konstant frekvens på 50 Hz. Generatorens virkningsgrad er på 98,7 % ved full last. Generatorens funksjon er bygget på samspillet mellom magnetiske felt, elektriske strømminger og mekanisk bevegelse. I prinsippet er de magnetiske feltene lokalisert ved jernet i maskinen, mens de elektriske strømmingene er lokalisert i viklingene. Den synkrone maskinen blir magnetisert ved å tilføre energi til rotoren via en børsteløs vibrator. Automatisk spenningsregulering (AVR) er inkludert i generatorens kontrollpanel og tar seg av spenningsregulering og synkronisering [29].

#### 4.2.6 Eksosanlegg med WHRU (waste heat recovery unit)

Som vist i Figur 4-3 ledes eksosen fra turbinene inn i et eksosanlegg. Her splittes eksosstrømmen til å gå til by-pass, og/eller via WHRUen, bestemt av posisjonen til en modulerende avlederventil. WHRU gir termisk utnyttelse av eksosgassen til å varme opp en blanding av vann og glykol som igjen brukes til andre oppvarmingsformål. Tre av fire enheter på Skarv FPSO er utstyrt med WHRU. Enhet 400 utnytter ikke varmen fra eksosgassen, men sender den direkte ut i atmosfæren [29].

#### 4.2.7 Brenselssystem

Brenselssystemene skal kunne levere riktig mengde brensel til gassturbinene under ulike driftsforhold. De er konstruert slik at man kan foreta nøyaktige målinger av brenselet, som er krevd av kontrollsystemet. Nøyaktighet av forholdet mellom brensel og luft resulterer i fullstendig forbrenning av brennstoff, som igjen fører til redusert utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) og karbonmonoksid (CO). Utslippene blir ytterligere redusert ettersom brenselssystemet er utstyrt med DLE.

Enhet 100 og 300 er som tidligere nevnt utstyrt med dual-fuel systemer som gir muligheten for drift på enten naturgass eller diesel, eller en blanding i små perioder. Enhet 200 og 400 kjøres kun på gass. Kontrollsystemer overvåker ulike parameter ved brenselet som for eksempel kvalitet. Dersom det valgte brenselet ikke oppnår en rekke forhåndsbestemte parameter, vil kontrollsystemet veksle til alternativt brensel hvor det er mulig. Dersom ingen av brenselstypene oppnår sine parameter, blir gassturbinenes ytelse redusert eller stanset. Type brenselssystem er DLE for begge typer turbiner.

#### **DLE**

DLE oppnås ved at prosessen kjøres under lavt brensel- og luftforhold. Dette reduserer utslipp av NO<sub>x</sub> og CO uten damp og vanddempende midler.

Fem brenselsringer føder brensel til tre premiksere. Det vil alltid flyte brensel gjennom pilot-ringen som forklart i kapittel 2.1.7. Anlegget kan startes og kjøres opp til et visst nivå ved at kun pilot-ringen er åpen. Ved høyere kraftbehov åpnes dysene i den innerste ringen. Ved ytterligere kraftbehov stenges dysene i den innerste ringen mens dysene i den ytterste ringen åpnes. Dersom kraftbehovet blir enda høyere åpnes dysene i begge ringene.

Kontrollsystemet til motoren vil regulere hvilke brensel-ringer som er i drift, og mengden av uttaksluft (CDP) fra kompressoren til enhver tid. Ved å kontrollere både mengden av brensel og luft vil flammtemperaturen være under kontrollerte forhold, og NO<sub>x</sub>-nivåene i motorens avgasser kunne holdes på et minimum [29].

#### 4.2.8 Kontrollsystem

Under normale driftsforhold vil kontroll og overvåkning av hoved-generatorene være fra OS (operativ stasjon) i CCR (sentralt kontrollrom). Lokal kontroll ved for eksempel vedlikehold av generator er plassert i CER [31]. Kontrollsystemet for hver enhet er også plassert i CER og består av ICS (Integrert Kontrollsystem), en TCP (Turbin kontrollpanel) og en GCP (Generator kontrollpanel).

TCP utfører kontroll av turbinen, koordinerer og beskytter funksjoner, og er grensesnittet til plattformens ICS. Statuser, alarmer og kommandoer blir kommunisert til ICS. I tillegg er også brenselskontroll og en vibrasjonsmonitorering en integrert del av TCP.

GCP utfører kontroll av generatoren og automatisk spenningsregulering. Oppstart, automatisk synkronisering og stopp utføres eksternt fra ICS. GCP har nødvendig utstyr for å tillate lokal drift fra CER [32].

ICS er hovedkontrollsystemet som brukes for prosesskontroll og sikkerhetssystemer. PDCS og PMS er begge applikasjoner innenfor ICS. PDCS inneholder funksjoner for drift, kontroll og overvåkning av det elektriske distribusjonssystemet og inneholder følgende funksjoner:

- Start/stopp av elektriske forbrukere
- Status- og alarmovervåkning av det elektriske fordelingsnett
- Alarm fra alle relevante underfordelingstavler og UPS-er
- Registrering av alle alarmer og statusendringer
- Operasjon/ koplinger i fordelingsnett

PMS er som nevnt en applikasjon innenfor ICS. Den inneholder funksjoner for overvåkning og kontroll av kraftgenerering samt sørger for et system med tilstrekkelig responstid for å opprettholde et stabilt elektrisk system gjennom lastavkastning. PMS

utfører ikke synkroniseringsfunksjoner, men sender signal til GCP dersom det er behov. Det er GCP som utfører selve synkroniseringen av generatorene [31].

Hovedintensjonene med PMS er å:

- Ha et system som hele tiden summerer opp alle laster, kaster/kopler ut laster om deler av genereringen skulle falle ut eller at deler av fordelingsnettets overbelastes
- Kaste last raskt ved utfall av kritiske brytere for å beholde stabiliteten i genereringen
- Hindre at en ikke starter motorer/ kopler til forbrukere når det er for liten roterende reserve tilgjengelig

### 4.3 Driftsmodus

Det er tre ulike driftsmodus på Skarv FPSO; normal-, essensiell- og nød modus. Normal modus innebærer at hoved generatorene er tilgjengelige og leverer kraft til fartøyet. Ettersom det ble prosjektert med et høyere kraftbehov (70-80 MW) enn hva som er tilfellet, innebærer normalproduksjon bruk av tre generatorer, med en i stand-by. Generatorene vil generere kraft til prosess, utstyr og boligområdet. De leverer kraft til to hoved tavler med et spenningsnivå på 11 kV. Utstyr som kompressorene og thrusterenes VSD-er forsynes fra hoved tavlene. Mindre forbrukere forsynes fra 690V-tavler.

Essensiell situasjon innebærer at hovedgeneratorene ikke kjører. 2 essensielle generatorer generer 14 MW til essensielle laster for å holde selve fartøyet operativt og i posisjon, i tillegg til nødlaster. De skal også kunne gi kraft til startsystemet for hovedgeneratorene. De essensielle generatorene vil starte automatisk ved tap av hovedkraft, men kan også startes manuelt ved planlagt nedstengning av hovedkraft.

Nødgeneratorene brukes i tilfeller hvor verken hovedgeneratorene eller de essensielle generatorene kan levere kraft til nød-systemet. Nødtavlene blir da isolert fra resten av distribusjonen, og nødgeneratorene vil da levere kraft til de høyst nødvendige forbrukerne [31].

Videre i oppgaven skal det kun ses på normal drifts-situasjon.

## 4.4 Forbrukere

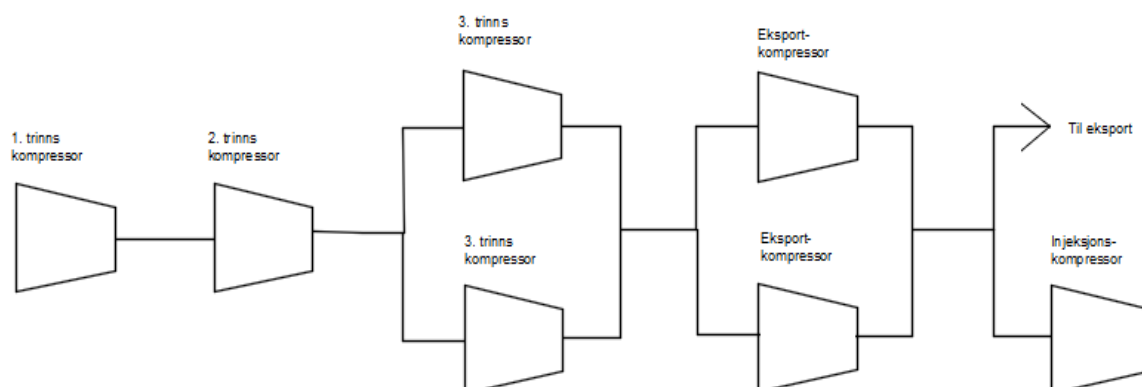
Tabell 4-1 viser en oversikt over alle hovedforbrukerne på Skarv FPSO og tilhørende merkeeffekter.

Tabell 4-1: Hovedforbrukerne på Skarv FPSO

Utstyr	Tag.nr	Rating (MW)
2 Eksport kompressorer	27-KA-101/201	2 x 22,20
2 3. trinns kompressorer	23-KA-103/203	2 x 14,90
1. & 2. trinns kompressorer	23-KA-001	2,70
Injeksjons kompressor	26-KA-001	8,10
2 Glykol Regenereringer	38-ET-001A/B	2 x 1,00
3 Sjøvanns løftepumper	50-PS-100/200/300	3 x 1,40
5 Thrustere	58-XP-510/520/530/540/550	5 x 3,50
10 Cargo Pumpe	65-PB-501A&B/02A&B/03A&B/04A&B/05A&B	10 x 0,69
Direkte elektrisk varming	17-ET-100	2,20
2 Varmemedie	41-ET-501A/B	2 x 1,50
2 Metanolpumper	46-PB-004A/B	2 x 0,61
Lavspenningstavle til prosess	82-ET-400A	0,85
Lavspenningstavle til prosess	82-ET-400B	0,33

Videre blir det presentert en liten forklaring av hver av forbruker-gruppene.

### 4.4.1 Kompressor-tog



Figur 4-6: Kompressor-toget på Skarv FPSO

Kompressor-toget bruker omtrent  $\frac{3}{4}$  av den tilgjengelige kraften på Skarv FPSO. Hovedformålet til kompressorene er å øke trykket av prosessgass for å kunne kjøre det i rør til Åsgard som videre sender gassen til Kårstø. I tillegg brukes de også i selve produksjonen til å løfte opp og re-injisere gass for å opprettholde trykket i reservoaret. Det kreves høye trykk for å kunne utføre disse oppgavene, og for å oppnå det nødvendige trykkforholdet er det behov for flere kompresjonstrinn.

Som vist av Figur 4-6 så består kompressortoget av syv kompressor-enheter. Hver enhet består av blant annet to kjølere (2x50 %), væskeutskiller og kompressor.

#### Generell virkemåte

Kjølerne bruker sjøvann som kjølemedium for nedkjøling av gassen. Gassen kjøles ned for at væske lettere skal kunne skilles ut i væskeutskilleren og for å begrense temperaturen ut av kompressoren. Årsaken til det er ønsket å begrense temperaturen ut av kompressoren er at lavere inntakstemperaturer ved neste kompressor reduserer nødvendig kompressorarbeid. Som vist i Figur 2-9 vil entropien være konstant ved å redusere temperaturen, mens tettheten vil øke. Det vil resultere i inntaksluft med høyere massestrømning som fører til at det trengs mindre kompressorarbeid for å redusere trykket.

Prinsippet for kjøleren er at gassen ledes inn i et stort antall rør som er omgitt av kaldt sjøvann, dvs. sjøvannet sirkulerer på mantelsiden av kjøleren.



Fra kjøleren ledes gassen til væskeutskilleren, slik at kondens kan skilles ut. Hensikten er å unngå væskeslag i kompressoren. Gassen går inn i siden av væskeutskilleren og vil ledes mot toppen. I væskeutskilleren går gassen via vertikale plater med hull som fører til at fuktighet i gassen kondenseres, og videre gjennom et grovfilter før gassen blir ledet inn til kompressoren.

Gassen blir så ledet inn på en sentrifugalkompressor som består av fire trinn. Kompressoren blir drevet av en VSD (Variable Speed Drive). VSD inkluderer komponenter som krafttransformator, frekvensomformer og induksjonsmotor. Hovedforskjellen mellom en motor med fast hastighet og en motor med variabel hastighet er at den variable har et større operasjonsvindu. Mens en konstant hastighets sentrifugal kompressor har en minimum massestrøm på 80 % av kapasiteten, kan den variable hastighets kompressoren gå så lavt som 60 % før det blir behov for å resirkulere gassen.

Kompressor-systemet består av 4 del-systemer.

### **System 1: Gass re-kompresjon**

System 1 består av første, andre og to tredje-trinns kompressorenheter. Hensikten med system 1 er å komprimere gass i tre trinn, der hvert trinn består av kjøling og utskilling av væske før gassen komprimeres i kompressorene.

1.trinns kompressor mottar gass fra lagertankene (cargo), 3. trinns separator og HP fakkelsystem ved et trykk på 2 barg og en temperatur på 108 °C. Som forklart ovenfor blir gassen først ledet inn på kjølerne. 1. trinns kjølerne kjøler ned gassen fra 108 °C til 30 °C. Fra kjøleren ledes gassen til væskeutskilleren slik at kondens kan skilles ut. Videre blir gassen ledet til 1.trinns re-kompressor hvor gasstrykket økes fra 2,0 barg til 7,2 barg gjennom fire trinn.

Gassen ledes deretter til 2.trinns kjølere, væskeutskiller og kompressor. 1. trinns re-kompressor har felles elektrisk motor og aksling med 2.trinns re-kompressor. Den elektriske motoren har turtallsregulering. Gass fra 1. trinns re-kompresjon går til 2. trinns re-kompresjon (kjøler) med et trykk på 7,2 barg og en temperatur på 104 °C. Gassen blir kjølt ned til 30 °C og kompressert til 23,7 barg.

Gass fra 2.trinns separator og gass fra 2. trinns re-kompressor går inn på 3.trinns re-kompressor med et trykk på 23,7 barg. Gassen blir kjølt ned til 30 °C og kompressert til 78 barg. De første årene vil det kun være behov for å bruke en 3.trinns kompressor. Etter omtrent fire år er det behov for en re-bundling (bytte til rotor med mindre kapasitet) av minst en kompressor. Driften vil da gå fra å være 1 x 100% til 2 x 50 %.

Den komprimerte gassen ledes deretter til tørking og videre behandling i gassbehandlingssystemet. [33].

### **System 2: Gassbehandlingssystemet**

Hensikten med dette systemet er å fjerne vann fra gassen fra 1. trinns separator, testseparator og 3. trinns re-kompressor for å imøtekomme spesifikasjonene for gasseksport. Våtgasskjølerne kjøler gassen fra 114 °C til 26 °C med sjøvann som kjølemedium. Dette gjøres for at det skal være lettere å ta ut fuktighet fra gassen i væskeutskilleren og for å unngå høy temperatur inn på glykolkontaktor. Gassen blir deretter varmet opp til 31 °C før den ledes inn på glykolkontaktor. Dette for å unngå hydrattdannelse i kontaktoeren. I kontaktoeren blir gassen tørket ved hjelp av glykol(TEG) før gassen ledes videre til neste system, eksportsystemet [34].

### **System 3: Eksportsystemet**

Eksportsystemet består av to kjølere, væskeutskiller, to eksportkompressorer og etterkjøler. Eksportgasskjølerne bruker sjøvann som kjølemedium for å kjøle gassen ned fra 31 °C til 15 °C. Den avkjølte gassen ledes som forklart under generell virkemåte inn på væskeutskilleren, slik at kondens kan skilles ut. Eksportkompressoren mottar gass fra væskeutskilleren og øker trykket fra ca. 60 barg til 235 barg i fire trinn. Eksportkompressorenes etterkjølere (2 x 50 %) bruker sjøvann som kjølemedium for å kjøle gassen ned fra 137 °C til 50 °C. Fra etterkjøleren ledes gassen til eksport via målepakkene. Gassen kan også ledes til gassinjeksjon oppstrøms.

## **System 4: Injeksjonssystemet**

Hensikten med injeksjonssystemet er å forsyne reservoarene med trykkstøtte for å kunne opprettholde oljeproduksjonen. En kjøler, kjøler ned gassen til 19 °C for samme årsaker som forklart under generell virkemåte. Kjøleren er plassert oppstrøms og bruker sjøvann for å kjøle ned gassen. Gassen ledes så inn på injeksjonskompressoren hvor trykket økes fra 235 barg til 365 barg med en utløpstemperatur på 50 °C [35].

### **Surge**

Kompressorens laveste massestrøm er i det området hvor kompressorene starter å surge. Surge skjer når trykk og gasstrøm kommer i ubalanse og det ikke lenger er laminær strømning over turbinbladene. Når gasstrømmen blir turbulent mister turbinbladene all effekt og gassen begynner å bevege seg i feil retning i kompressoren, fra det høye trykket mot det lave. Når trykket er redusert begynner turbinbladene å fungere igjen og lasten kommer tilbake på kompressor-akslingen. Endringen fra full last til null last skjer på få mikro sekunder og gir så voldsomme påkjenninger på kompressoren at det kan føre til total havari.

For å unngå at det oppstår surge er alle sentrifugalkompressorer utstyrt med en anti-surge ventil som åpnes innen 2-3 sekunder og lar gass fra kompressorenes utløpsside bli resirkulert til kompressorenes innløpsside. Dette gjøres for å sikre at det alltid er en minimum gasstrømning i riktig retning (fra lavtrykk side til høytrykk side).

#### **4.4.2 Glykol regenerering**

For at gassen skal kunne eksporteres i gassrørledning til Åsgard er det et krav at den er helt tørr for å unngå at is og hydratpropper dannes under transporten. Gassen tørkes dermed i glykolkontaktor ved hjelp av glykol(TEG) før den eksporteres.

Hensikten med glykol regenereringssystemet er å gjenvinne våt glykol, fra glykolkontaktor, til konsentrert (tørr) glykol. I regenereringssystemet blir glykolen filtrert og varmet opp stegvis av varmeveksler og til slutt kokt på 204 °C i glykolkoker, slik at vann og hydrokarboner dampes av. Den rene glykolen (konsentrert og tørr glykol) blir kjølt ned til 5 °C over temperaturen på produksjonsgassen, av varmevekslere og en sjøvannskjøler før den blir pumpet tilbake til glykolkontaktor [36].

### 4.4.3 Sjøvanns løftepumper

Hensikten med sjøvannsystemet er å forsyne sjøvann til olje- og gasskjølere, gasskompressorer, pumper og generatorer som bruker sjøvann som kjølemedium [37]. Det er tre enheter med sjøvanns løftepumper på Skarv FPSO. To av dem er i drift til enhver tid mens den siste er i stand-by. Det skiftes på hvilke pumpe som er i stand-by for å oppnå lang levetid.

### 4.4.4 Thrustere

Hensikten med systemet for thrustere er å opprettholde og justere skipets posisjon og retning ved hjelp av azimuth thrustere og PM/DP (dynamisk posisjoneringssystem). Systemet er utstyrt med fem azimuth thrustere (2 forut og 3 akterut) for å opprettholde retningskontroll og posisjon, spesielt ved lossing til shuttle-tanker og ved ekstreme værforhold. Thrusterene drives via et L-driv med vertikalt installert frekvensstyrt elektromotor [38]. L-driv thruster har en vertikal drivaksel og en horisontal utgangsaksel med en rettvinklet gir. Ved normale forhold vil 4 propeller være tilgjengelige, med en i stand-by. Ved «shut-down» fungerer ingen av de 5 propellene, og kurskontrollen av Skarv FPSO blir passiv [39].

### 4.4.5 Cargo pumpe

Det er 10 Cargo-pumper på Skarv FPSO hvorav hver av dem har en merkeeffekt på 690 kW. Ved bruk av cargo-pumper kjøres alle samtidig, altså ingen er i stand-by. Cargo-pumpene brukes blant annet til offloading, opprette balanse mellom oljetanker og forflytting mellom tanker internt i skipet.

### 4.4.6 Direkte elektrisk oppvarming

Brønnstrømmer er ofte en blanding av olje, naturgass og vann. I rør som frakter slike blandinger kan det dannes hydrat og voks dersom temperaturen blir lav nok. I verste fall kan det føre til plugger som kan gi langvarige driftsavbrudd og kostbare reparasjoner. For å hindre at dette skjer benyttes direkte elektrisk røroppvarming (Direct Electric Heating . DEH) [40].

#### **4.4.7 Varmemedie**

Hensikten med varmemedium systemet er å forsyne utstyr/tanker, varmevekslere og HVAC i skrog med varmemedie. Varmemediet består av 40 % TEG (glykol) og 60 % vann. Varmemediet blir oppvarmet av eksosen fra hovedkraftturbinene [41].

#### **4.4.8 Metanol pumpe**

Hensikten med metanolinjeksjonssystemet er å lagre og levere metanol til prosess og undervannssystem for å forhindre hydratdanning ved normal drift og ved oppstart/nedstengning av produksjon. Metanol virker som en frostvæske [42].

#### **4.4.9 Lavspenningstavle til prosess**

Det er to 690 V lavspenningstavler akterut som forsyner prosessutstyr. De har en belastning på henholdsvis 850 kW og 330 kW.

## 5 Presentasjon av funn

Dette kapitlet vil presentere de funn som er gjort gjennom BPs intranett, erfaringsdata, samt uformelle og formelle samtaler med ansatte i BP Norge. Funnene som presenteres i dette kapitlet vil bli benyttet som grunnlag til drøftingen som kommer i neste kapittel.

### 5.1 Erfaringsdata

Alle målinger som foretas på Skarv FPSO kommer automatisk inn i en historiedatabase som kalles PI. Fra denne databasen er det mulig å hente data fra ulike målinger og tidspunkter. Programmet process-net er et av flere programmer som henter data fra PI-databasen og framstiller dem på en enkel måte. Gjennom programmet process-net er det hentet inn erfaringsdata fra relevante målinger. Dataene er trendet hver dag kl. 06.00 i tidsrommet 15.03.13 – 15.03.14. Ved å ta bakgrunn i erfaringsdata vil det sannsynligvis oppstå noen avvik fra virkeligheten. Antall avvik kunne blitt redusert ved å bruke erfaringsdata fra en lengre periode. Ettersom Skarv FPSO kun har vært i produksjon siden 31.12.12 er dette ikke mulig.

Årsaken til at det ikke ble trendet data før 15.03.13 er fordi det tok noen måneder før systemet var skikkelig i gang. Dersom det hadde blitt tatt med data før denne datoen ville det sannsynligvis ført til ytterligere avvik. Årsaken til at det ikke er trendet etter 15.03.14 er at dataene måtte låses for å kunne jobbe med dem innen rimelig tid før innlevering av oppgaven.

Tabell 5-1 er et utdrag fra trend-dataene og viser verdier for et tilfeldig valgt tidsrom. Kolonne 1 viser tidspunktet der dataene ble hentet ut. De neste fem kolonnene viser generert effekt per generator, samt summen av alle fire. Den siste kolonnen viser hva det totale brenselforbruket (gass) har vært det siste døgnet.

Tabell 5-1: Erfaringsdata over generert kraft og brenselforbruk

Tidspunkt	Generator 1 [MW]	Generator 2 [MW]	Generator 3 [MW]	Generator 4 [MW]	Sum generert kraft [MW]	Brensel [Sm <sup>3</sup> ]
20.12.2013		23,62		24,21	47,83	325 181
21.12.2013		24,44		24,50	48,94	327 193
22.12.2013		25,17		25,67	50,84	325 547
23.12.2013		25,29		25,98	51,27	321 632
24.12.2013		23,57		24,04	47,60	322 320
25.12.2013		23,52		23,81	47,33	351 060
26.12.2013		15,67	15,69	16,22	47,58	358 284
27.12.2013		15,88	16,09	16,22	48,19	360 085
28.12.2013		15,96	15,91	16,19	48,06	349 337
29.12.2013		16,36	16,21	16,48	49,05	362 102
30.12.2013		16,20	16,43	16,80	49,43	372 005
31.12.2013		17,50	17,57	18,06	53,13	376 823

Tabell 5-2 er også et utdrag fra trend-dataene. Kolonne 1 viser tidspunktet der dataene ble hentet ut. De neste 7 kolonnene viser forbrukt kraft for hver kompressor, samt summen av alle 6. De to siste kolonnene viser hvor mye gass som har blitt eksportert og injisert. Dataene av kompressorene er hentet fra process-net mens data over eksportert og injisert gass er hentet fra produksjonsplaner [43].

Tabell 5-2: Erfaringsdata over forbrukt kraft og produksjon

Tidspunkt	1st & 2nd [MW]	3rd [MW]	3rd [MW]	Eksport [MW]	Eksport [MW]	Inje. [MW]	Sum forbrukt kraft kompressor [MW]	Gass eksport [MSm <sup>3</sup> ]	Gass inje. [MSm <sup>3</sup> ]
20.12.13	2,05		2,56	14,74	15,32	3,27	37,94	12,49	2,63
21.12.13	2,02		2,52	14,94	15,44	3,12	38,03	12,25	2,62
22.12.13	2,10		2,57	14,47	15,09	3,20	37,43	12,25	2,22
23.12.13	2,08		2,60	14,26	15,02	7,21	41,17	12,15	2,07
24.12.13	2,07		2,54	14,49	15,15	3,30	37,55	12,52	2,16
25.12.13	1,99		2,55	14,55	15,20	3,32	37,61	12,14	2,16
26.12.13	2,02		2,55	14,62	15,26	3,33	37,77	12,33	2,16
27.12.13	1,99		2,53	14,87	15,38	3,20	37,98	12,42	2,16
28.12.13	2,04		2,56	14,59	15,09	3,39	37,67	11,94	2,29
29.12.13	2,02		2,48	15,25	15,64	3,23	38,62	13,27	2,40
30.12.13	2,02		2,51	15,36	15,70	3,16	38,75	13,57	3,00
31.12.13	2,03		2,50	17,03	17,59	3,75	42,91	12,93	4,56

## 5.2 Kraftforbruk

Tabellen nedenfor viser kraftforbruket basert på data fra prosjekteringsfasen. Dataene viser hvordan det ble antatt at de første 10 årene skulle forløpe.

Tabell 5-3: Antatt kraftforbruk fra prosjekteringsfase for de første 10 årene [44]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Total last [MW]	73,33	74,21	73,66	71,79	81,37	80,37	86,86	80,04	87,04	91,26

Da Skarv-feltet kom i produksjon 31.12.2012 viste det seg at kraftbehovet var vesentlig lavere enn antatt. Verdiene i Tabell 5-4 er hentet fra process-net, og viser 5 tilfeldige valgte driftsscenarioer.



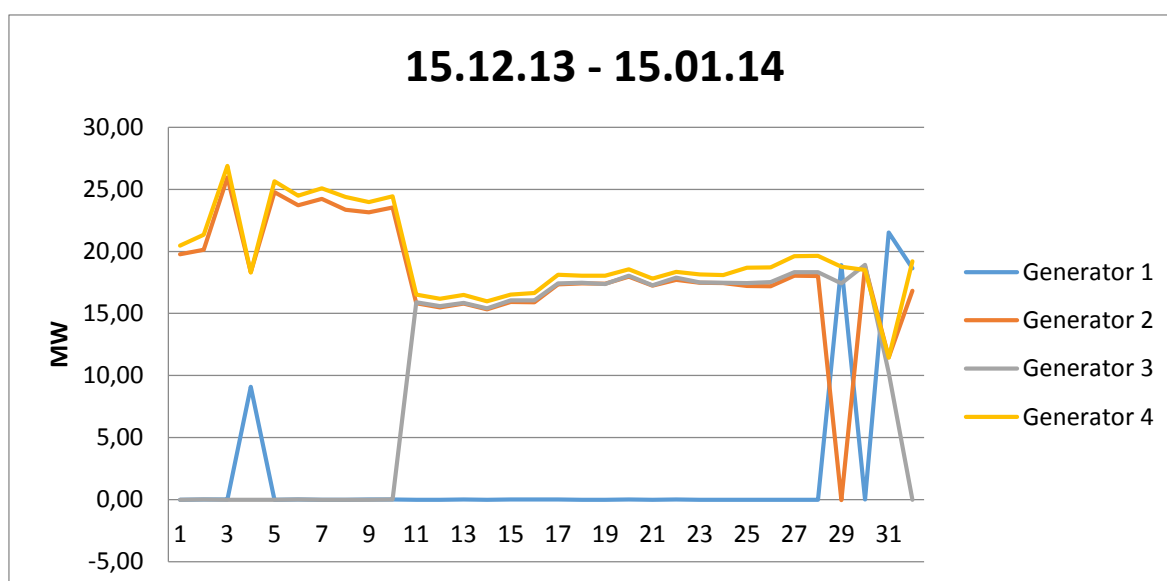
Tabell 5-4: Reelt kraftforbruk for Skarv FPSO ved 5 tilfeldig valgte datoer

	15.07.13	15.08.13	15.01.14	15.02.14	15.03.14
Generator 1 [MW]	0	0	18,50	0	0
Generator 2 [MW]	22,80	25,79	16,99	17,10	14,89
Generator 3 [MW]	0	0	0	16,96	15,33
Generator 4 [MW]	22,72	25,81	18,51	16,78	16,95
Total generert kraft [MW]	45,52	51,60	54,00	50,84	47,17

Målingene som er foretatt i det gitte tidsrommet viser at det genereres mellom 40 og 60 MW under normale forhold. Ved å se bort fra situasjoner der ingen generatorer er i bruk er gjennomsnittlig generert kraft rundt 50 MW.

Det skiftes mellom hvilke generatorer som kjøres til enhver tid. Dette er for å sikre lang levetid på maskinene og for å planlegge vedlikeholdet. Som nevnt tidligere innebærer normal produksjon at tre generatorer kjøres samtidig. Men i praksis, som vist i Tabell 5-4, skiftes det mellom å kjøre to og tre generatorer samtidig.

I Figur 5-1 kan man se forskjellen mellom å kjøre to kontra tre generatorer. De første dagene kjøres kun to generatorer samtidig, mens de andre to er i standby. Hver generator genererer da rundt 25 MW. Rundt dag 10 kjøres det i gang en tredje generator. Den genererte kraften synker da til et sted mellom 15 og 18 MW per generator.



Figur 5-1: Generert kraft fra de 4 generatorene en tilfeldig valgt måned

Det ble også foretatt en studie i prosjekteringsfasen på hva kraftbehovet til de ulike lastene skulle være de første 10 årene. Tabell 5-5 viser antatt kraftforbruk for kompressor-toget og andre laster de første 10 årene.

Tabell 5-5: Antatt kraftbehov de første 10 årene [44]

År	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 & 2 trinn komp [MW]	2,1	2,2	2,0	1,7	1,1	1,1	1,0	0,9	1,3	1,1
3 trinn komp [MW]	1,7	1,7	1,5	1,2	14,2	11,9	16,8	13,9	17,2	25,5
Eksport [MW]	34,6	34,6	34,5	33,3	30,2	31,1	35,1	31,9	36,9	31,9
Inje komp [MW]	3,8	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	1,6	1,6	0,0	0,0
Sum [MW]	42,2	43,1	42,5	40,8	49,9	48,6	54,5	48,3	55,3	58,5
Andre laster [MW]	31,1	31,2	31,2	31,0	31,9	31,8	32,4	31,7	32,4	32,8
Total last [MW]	73,3	74,2	73,7	71,8	81,8	80,4	86,9	80,0	87,5	91,3

Da Skarv-feltet kom i produksjon 31.12.2012 viste det seg at kompressorenes kraftbehov er omtrent som antatt, mens kraftbehovet til de andre forbrukerne (se Tabell 4-1 for oversikt over hovedforbrukerne) var omtrent 1/3 av først antatt. Tabellen nedenfor viser reelt kraftforbruk for kompressorer og andre laster for fem tilfeldig valgte datoer.

Tabell 5-6: Reelt kraftforbruk for kompressorer og andre laster

	15.07.13	15.08.13	15.01.14	15.02.14	15.03.14
1.& 2. trinns komp [MW]	1,83	0,00	1,97	1,91	1,83
3. trinns komp tog 1 [MW]	2,17	0,00	0,00	2,11	0,00
3.trinns komp tog 2 [MW]	0,00	3,01	2,49	0,00	2,73
Eksport Tog 1 [MW]	12,89	15,28	16,72	15,26	15,64
Eksport Tog 2 [MW]	13,45	15,95	17,50	15,46	16,09
Injeksjon [MW]	3,36	7,25	4,05	4,54	0,00
Sum kompressorer [MW]	33,7	41,49	42,73	39,28	36,29
Andre laster [MW]	11,82	10,11	11,27	11,56	10,88
Total last [MW]	45,52	51,60	54,00	50,84	47,17

Den største forbrukergruppen etter kompressorer er thrusterne. Det ble i prosjekteringsfasen antatt at thrusterene under normale forhold ville ha et kraftbehov

på omtrent 9,25 MW. Da produksjonen startet viste det seg at det reelle behovet er lavere. En flammebom bakerst på fartøyet gjør at fartøyet holder seg i riktig retning ved minimal skyvekraft fra thrusterene. Trend-data for den gitte perioden viser at thrusterenes kraftbehov kun er omtrent 200-700 kW under normale forhold. Ved dårlig vær vil thrusterenes kraftbehov være større, gjerne rundt 5-6 MW, men dette er da under spesielle forhold. Selv ved dårlig vær vil som regel ikke kraftbehovet overstige kraftbehovet som først ble antatt. Hvordan værprognosene er de neste 15 årene har ikke blitt sett på i denne oppgaven. Det tas derfor utgangspunkt i at været vil være omtrent likt videre slik at kraftbehovet til thrusterne vil holde seg på samme nivå.

Hvor den resterende forskjellen (ca. 11 MW) kommer fra er vanskelig å si. Det finnes ingen data på hva prosjektingeniørene la til grunn på de ulike forbrukergruppens kraftbehov. Det har heller ikke vært mulig å innhente erfaringsdata som viser hva de resterende forbrukergruppene faktisk har brukt. Forbrukergruppen som går til lys, varme, ventilasjon etc. er tilnærmet konstant og antas å være lik som prosjektert. De resterende forbrukerne er alle hjelpesystemer til prosess-systemet. Prosessingeniører i BP kan ikke si noe om at visse forbrukere bruker vesentlig mye mindre enn antatt slik som for thrusterene [45]. Det antas dermed at det lavere kraftbehovet på ca. 11 MW er jevnt fordelt på de ulike hjelpesystemene til prosess-systemet.

Det ble prosjektert at kraftbehovet til andre laster skulle være tilnærmet konstant på rundt 30 MW, gjennom hele feltets levetid. Alle de største forbrukerne (utenom kompressorene) er hjelpe-systemer til produksjonen og behøves så lenge produksjonen er i gang. Det blir dermed antatt at kraftbehovet til andre lastene vil være konstant framover men på et lavere nivå, altså rundt 11 MW, som vist i Tabell 5-6.

### 5.3 Brenselforbruk

Forbruket av gass og diesel er basert på hvor mye gass som har blitt forbrent i turbinene og i fakkelen, samt hvor mye diesel som har blitt forbrent i turbinene og i motorene til essential og nød generatorene. For denne oppgaven er det kun relevant å se på brenselforbruket i forbindelse hovedkraft. Altså er det kun relevant å se på hvor mye gass og diesel som har blitt forbrent i turbinene.

Av fire hoved turbiner kjøres som sagt to kun på gass, mens de to resterende kan kjøres på både gass og diesel. Diesel blir kun brukt som brensel ved oppstart av anlegget og ved tap av produksjon. Ved normale situasjoner vil kun gass bli brukt som brensel. Det vil dermed si at bruken av diesel som brensel til turbinene er svært liten i forhold til bruken av gass. Det har heller ikke vært mulig å innhente trend-data på hvor mye av diesel-forbruket som går til turbinene. Det vil dermed være en avgrensning i oppgaven videre, altså vil det kun bli sett på gass som brensel.

Gjennom process-net er det funnet frem til hva brenselforbruket har vært hver dag i det gitte tidsrommet. Det er store svingninger i brenselforbruket. Årsaken til dette er mye uforutsette hendelser som er normalt i en oppstartsfasen. Ved normale forhold er gjennomsnittlig brenselforbruk på 311 600 Sm<sup>3</sup> per dag. Figuren nedenfor viser en oversikt over brenselforbruket på månedsbasis i den gitte tidsperioden [46].

Tabell 5-7: Brenselforbruk på månedsbasis

Tidsrom	Brensel [Sm <sup>3</sup> ]
15. mars -14. april 13	5 041 097
15. april - 14. mai	9 210 927
15. mai - 14. juni	6 178 553
15. juni -14. juli	8 346 460
15. juli -14. august	8 667 817
15. august -14. september	6 301 340
15. september - 14. oktober	6 961 495
15. oktober - 14. november	10 934 955
15. november -14. desember	5 525 926
15. desember -14. januar 14	10 858 254
15. januar - 14. februar	10 853 286
15. februar - 14. mars	10 135 675

Mengde brensel varierer fra omtrent 5 000 000 til 11 000 000 Sm<sup>3</sup>. Årsaken til den store variasjonen er at målingene er fra det første året i produksjon. I løpet av dette året har det vært en del nedstengninger og opphold på grunn av ting som ikke har fungert slik det skal. Videre vil produksjonen, og dermed kraftbehovet være mer stabilt slik som de tre siste månedene viser.

Som nevnt i kapittel 5.2 innebærer normal drift at tre generatorer kjøres samtidig mens den siste er i stand-by. I løpet av den gitte tidsperioden har det vært tilfeller hvor det kun har blitt kjørt to generatorer. Ved et kraftbehov på for eksempel 50 MW vil brenselforbruket være annerledes ved bruk av to kontra tre generatorer. Alle normale hendelser (dvs. ved kraftbehov over 45 MW) har blitt analysert i den gitte tidsperioden. Ved å se på om det da har vært i bruk to eller tre generatorer, samt hva brenselforbruket har vært har det vært mulig å finne utav hvor mye brensel som blir brukt per MW produsert. Ved bruk av to generatorer ved normale forhold er gjennomsnittlig brenselforbruk på 5711,23 Sm<sup>3</sup>/MW. Ved bruk av tre generatorer under normale forhold er gjennomsnittlig brenselforbruk på 6599,06 Sm<sup>3</sup>/MW.

## 5.4 Miljø-utslipp

Som nevnt i kapittel 2.1.7 gir en forbrenning i en turbindrevet generator følgende utslipp: røyk, ubrente hydrokarboner (CH<sub>x</sub>) og karbonmonoksid (CO), CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. BP er pliktet til å betale avgifter av mengde utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Det skal dermed i dette kapittelet bli sett nærmere på CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslipp og avgifter.

Avgiftene er basert på hvor mye gass som har blitt forbrent i turbinene og i fakkelen, samt hvor mye diesel som har blitt forbrent i turbinene og i motorene. For denne oppgaven er det kun relevant å se på utslipp relatert til turbinene. På grunn av avgrensningen som ble satt i kapittel 5.3 vil det kun blir sett på hva avgiftene på CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> er i forhold til forbrukt gass [47].

## CO<sub>2</sub>-avgifter

Mengden CO<sub>2</sub>-utslipp kan beregnes etter følgende formel:

$$\text{CO}_2\text{-utslipp} = \text{Volum brenngass (Sm}^3\text{)} * \text{feltspesifikk faktor (0,0021971 tonn CO}_2\text{/Sm}^3\text{)}$$

For å vite hvor mye som skal betales i avgifter benyttes følgende formel:

$$\text{Avg.beløp (NOK)} = \text{Volum brenngass (Sm}^3\text{)} * 0,96 \text{ NOK/Sm}^3$$

BP loggfører hver måned hvor stort volum brenngass (Sm<sup>3</sup>) som har blitt forbrent i turbiner. Ved hjelp av formelen ovenfor regner de ut hvilke beløp de skal betale i avgift. En rapport sendes til oljedirektoratet to ganger i året.

Rapporten som BP sender til oljedirektoratet viser en oversikt for hver måned fra 01. til 01. Tabellen nedenfor inneholder de samme kolonnene som rapporten men er gjort om slik at hvert beløp går fra 15. til 14. Dette er for å passe med det gitte tidsrommet som er brukt i resten av oppgaven. Tabellen viser en oversikt over hvor mye brensel som er forbrent, tax-raten og hvor mye BP må betale i CO<sub>2</sub>-avgifter [48].

Tabell 5-8: CO<sub>2</sub>-avgifter for gass

Tidsrom	Brensel [Sm <sup>3</sup> ]	Tax rate NOK [NOK/Sm <sup>3</sup> ]	NOK
15. mars -14. april 13	5 041 097	0,96	kr 4 839 453,40
15. april - 14. mai	9 210 927	0,96	kr 8 842 489,47
15. mai - 14. juni	6 178 553	0,96	kr 5 931 411,32
15. juni -14. juli	8 346 460	0,96	kr 8 012 601,63
15. juli -14. august	8 667 817	0,96	kr 8 321 104,14
15. august -14. september	6 301 340	0,96	kr 6 049 286,73
15. september - 14. oktober	6 961 495	0,96	kr 6 683 035,08
15. oktober - 14. november	10 934 955	0,96	kr 10 497 556,60
15. november -14. desember	5 525 926	0,96	kr 5 304 889,39
15. desember -14. januar 14	10 858 254	0,96	kr 10 423 923,65
15. januar - 14. februar	10 853 286	0,96	kr 10 419 154,20
15. februar - 14. mars	10 135 675	0,96	kr 9 730 248,31

## NOx-avgifter

Mengden NOx-utslipp kan beregnes etter følgende formel [47]:

$$\text{NOx-utslipp} = \text{Volum brenngass (Sm}^3\text{)} * \text{feltspesifikk faktor (1,4 g NOx/Sm}^3\text{)}$$

For å vite hvor mye som skal betales i avgifter benyttes følgende formel:

$$\text{Avg.beløp (NOK)} = \text{Volum brenngass (Sm}^3\text{)} * 0,0014\text{kg/Sm}^3 * 11 \text{ NOK/kg}$$

Samme mengde volum brenngass (Sm<sup>3</sup>) som har blitt forbrent i turbiner brukes her som ved utregning av CO<sub>2</sub>-avgifter. Ved hjelp av formelen ovenfor regner de ut hvilke beløp de skal betale i avgifter. BP betaler NOx-avgift til NOx-fondet i stedet for å betale statlig avgift. NOx-fondet er et spleiselag hvor bedriftene som er med kan søke om støtte til utslippsreducerende tiltak. Bedriftene som er med må signere en miljøavtale, men slipper i gjengjeld å betale statlig avgift. I stedet betales en avgift som NOx-fondet fastsetter, og som nå er på 11 kr/kg (kontra 17 kr/kg i statlig avgift) [49]. En rapport over forbruket, samt beløpet som skal betales sendes til NOx-fondet hvert kvartal.

Tabellen nedenfor viser et utdrag fra rapporten som BP sender til NOx-fondet (men med endret tidsrom). Tabellen viser en oversikt over hvor mye brensel som er forbrent, feltspesifikk faktor, tax-raten og hvor mye BP må betale i NOx-avgifter [48].

Tabell 5-9: NOx-avgifter for gass

Tidsrom	Brensel [Sm <sup>3</sup> ]	Feltspesifikk faktor [0,0014 kg/Sm <sup>3</sup> ]	Tax rate [NOK/kg]	NOK
15. mars -14. april 13	5 041 097	0,0014	11	kr 77 632,90
15. april - 14. mai	9 210 927	0,0014	11	kr 141 848,27
15. mai - 14. juni	6 178 553	0,0014	11	kr 95 149,72
15. juni -14. juli	8 346 460	0,0014	11	kr 128 535,48
15. juli -14. august	8 667 817	0,0014	11	kr 133 484,38
15. august -14. september	6 301 340	0,0014	11	kr 97 040,64
15. september - 14. oktober	6 961 495	0,0014	11	kr 107 207,02
15. oktober - 14. november	10 934 955	0,0014	11	kr 168 398,30
15. november -14. desember	5 525 926	0,0014	11	kr 85 099,27
15. desember -14. januar 14	10 858 254	0,0014	11	kr 167 217,11
15. januar - 14. februar	10 853 286	0,0014	11	kr 167 140,60
15. februar - 14. mars	10 135 675	0,0014	11	kr 156 089,40

## 5.5 Eksportert gass

BP Norge selger daglig, som andre gasseksportører på norsk sokkel, gassen til kjøpere som opererer i nedstrøms gassmarkedet i Europa. Gass handles på ulike børser på kontinentet (eksempelvis TTF (Nederland) og NBP (Storbritannia)), og her dannes den daglige markedsprisen for gass (spot-pris). I tillegg selges en del gass på langsiktige kontakter til kontraktfestede motparter. De langsiktige kontraktene har tradisjonelt ofte vært lenket til prisen på olje/oljeprodukter

Prisen pr Sm<sup>3</sup> svinger fra dag til dag avhengig av etterspørselen i markedet. Det siste året har gass vært handlet til rundt 2,5 kroner per Sm<sup>3</sup>. [50]

## 5.6 PMS

### 5.6.1 Bakgrunn for PMS-systemet

Ved utfall av en generator kan det bli overbelastning på de resterende generatorene som vil føre til at det må foretas lastavkastning for å unngå at hele krafttilførselen mistes. Frekvensen vil også falle ved utfall av en generator. Størrelsen på frekvensvariasjonen er basert på en rekke parametere som hvor høy last generatoren hadde, hvor stivt nettet er osv. Dersom frekvensvariasjonen blir for stor må også lastavkastning foretas for å unngå at hele krafttilførselen mistes.

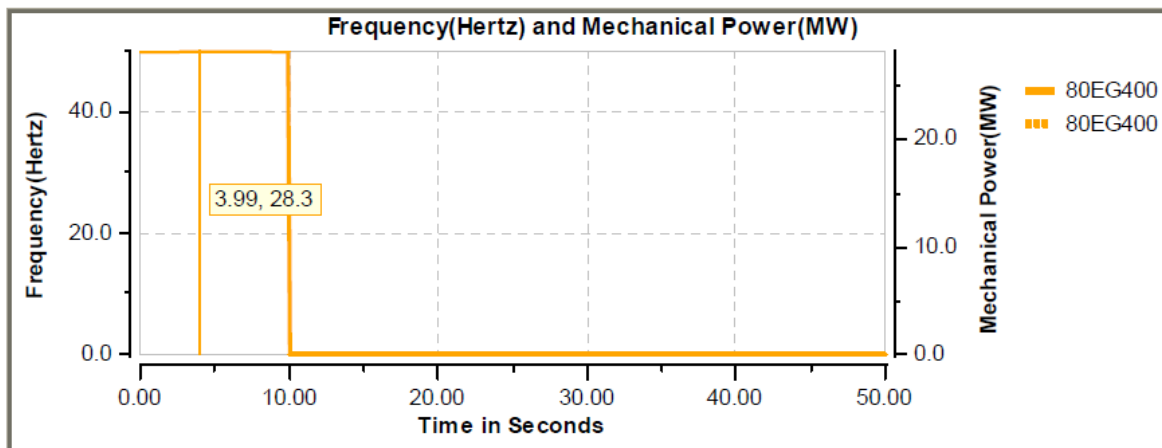
«IEC 61892: Mobile and fixed offshore units – electrical installations» har følgende krav til slike installasjoner som Skarv FPSO (toleransen er gitt i prosent av nominell verdi) [51]:

- |  |                |
|--|----------------|
| • Tolerert frekvens (kontinuerlig)       | +5/-5 %        |
| • Tolerert transiente frekvens           | +5/-5 %        |
| • Transiente frekvens stabiliseringstid: | maksimum 5 s   |
| • Tolerert spenning (kontinuerlig)       | +6/-10 %       |
| • Tolerert transiente spenning           | +20/-20 %      |
| • Transiente spenning stabiliseringstid: | maksimum 1,5 s |

Det er foretatt en del målinger i prosjekteringsfasen som viser eksempler på hva som skjer ved utfall av en generator. Programmet som er brukt for simuleringene kalles «Electrical Transmission and Distribution System Analysis».



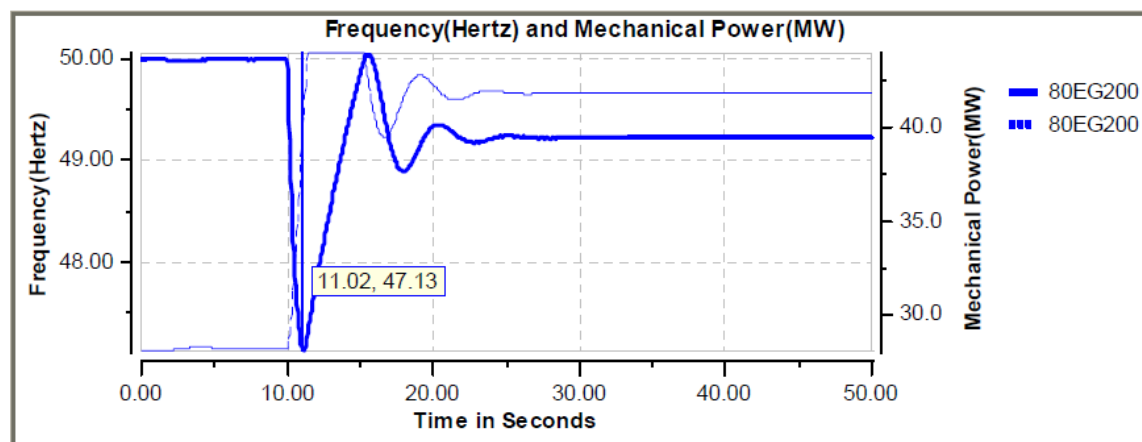
Figurene nedenfor er basert på normale forhold. Ettersom disse testene ble utført i prosjekteringsfasen innebar normale forhold et kraftbehov på 85 MW, som er brukt i simuleringen. Den turbindrevne generatorenes kapasitet er på 31,6 MW ved 14°C. Tre hoved generatører kjører og etter 10 sekunder kobles den ene generatoren ut; 80EG400 [52].



Figur 5-2: Frekvensvariasjon for 80EG400 ved utfall

Generatorene 80EG300 og 80EG200 er gjenstående. Med en kapasitet på 31,6 MW og et kraftbehov på 85 MW må  $85 - 31,6 \times 2 = \text{ca. } 22 \text{ MW}$  last kastes for å unngå overbelastning på de resterende generatorene.

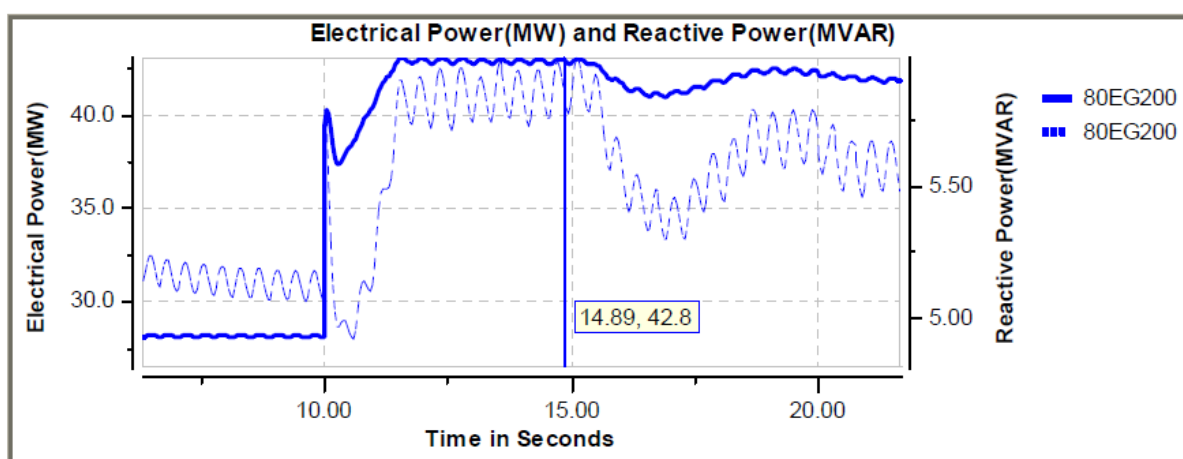
Grafen nedenfor viser hva som skjer med frekvensen for generator 80EG200 idet 80EG400 kobles ut.



Figur 5-3: Frekvensvariasjon for 80EG200 ved utfall av 80EG400

Som vist i figur 5-3 fører utfall av en generator til at frekvensen på nettet synker. I dette tilfelle synker frekvensen til omtrent 47,1 Hz. I følge IEC skal lastavkastning iverksettes dersom det er større variasjon i frekvensen enn 5 %. En dropp i frekvensen til 47,1 Hz er en variasjon på nesten 6 %. Lastavkastning basert på underfrekvens bør dermed iverksettes. Frekvensen stabiliseres igjen på 49,2 Hz etter 15 sekunder. Generatoren 80EG300 vil ha den samme responsen som vist i figur 5-3. Kraften stiger fra 28,2 til 41,8 MW for hver av generatorene.

Figuren nedenfor viser hvordan den aktive og reaktive effekten forandres ved utfall av en generator. Figuren vil være tilsvarende for 80EG300 også.

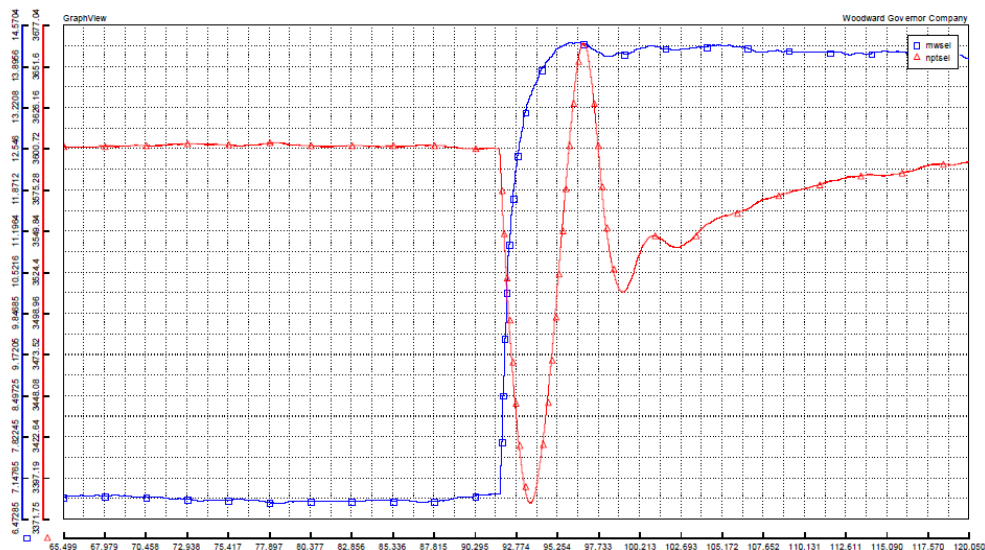


Figur 5-4: Effektvariasjoner for 80EG200 ved utfall av 80EG400

Grafene ovenfor reflekterer et kraftbehov på omtrent 85 MW, og er dermed ikke korrekte i forhold til dagens situasjon. Men de gir et tilsvarende bilde på hvordan de resterende generatorene reagerer på utfall av en generator.

Det ble også foretatt en del målinger under FAT (Factory Acceptance Test) i Drammen i prosjekteringsfasen. Maskinene ble da testet og analysert. Figur 5-5 viser hvordan maskin 80EG200 reagerer når påkoblet last går fra 25 til 75 %.

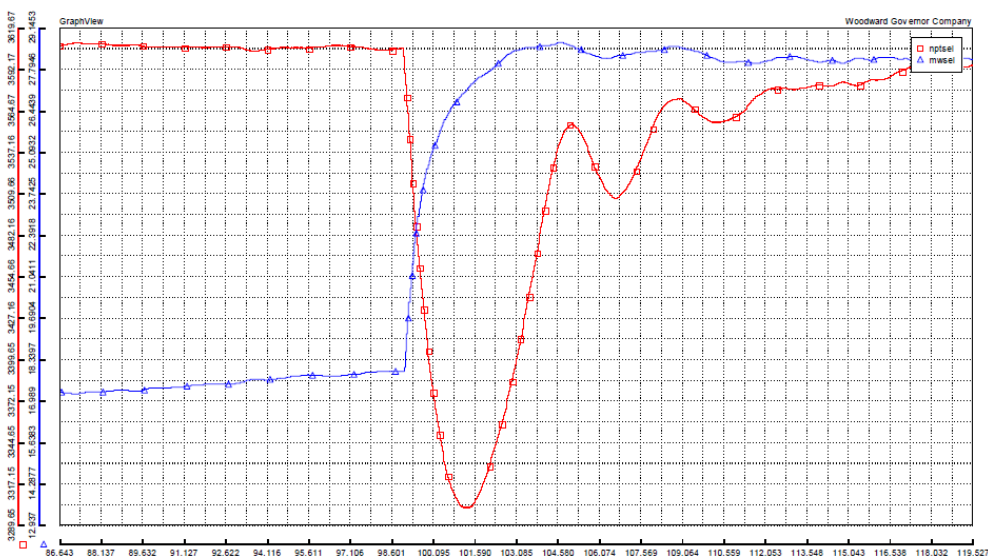
Under FAT ble maskinene kjørt på 60 Hz (3600 RPM) i stedet for 50 Hz. Turbinene som står på Skarv FPSO er designet for optimal ytelse på 3600 RPM. Gir mellom turbin og generator reduserer generatorens hastighet til 50 Hz.



Figur 5-5: Frekvensvariasjon ved lastøkning fra 25 til 75 %

Ved normale forhold er rotasjonshastigheten på 3600 RPM. En økning i last fra 25 til 75 % fører til at farten faller til 3368 RPM. Dette er en variasjon på 6,2 %. Farten kommer opp til et akseptabelt nivå igjen (innen 1 %) etter 5,6 sekunder.

Grafen nedenfor viser hvordan maskin 80EG200 reagerer når påkoblet last går fra 50 til 100 %. Under testing viste det seg at det var denne situasjonen som gav det største frekvensfallet. Alle andre tenkelige situasjoner vil gi en frekvensvariasjon mindre enn tilfellet nedenfor.



Figur 5-6: frekvensvariasjon ved lastøkning fra 50 til 100 %

En økning i last fra 50 til 100 % fører til at farten faller til 3287 RPM. Dette er en variasjon i frekvens på 9,0 %. Turtallet kommer opp til et akseptabelt nivå igjen (innen 1 %) etter 9 sekunder.

Som vist av figurene presentert i dette kapitlet så vil frekvensen falle under grensen på 5 % ved begge situasjoner. Det betyr at det må foretas lastavkastning uavhengig av situasjon. Hvilket utstyr og hvor mange som kastes er avhengig av faktorer som: hvor mye kraft som er tilgjengelig i de resterende generatorene kontra kraftbehovet, hvor mye frekvensen faller og hvor lang tid det tar før den stabiliseres igjen [51].

### 5.6.2 PMS-systemet på Skarv FPSO

Som nevnt i kapittel 4.2.8 er PMS en applikasjon innenfor ICS og utfører ulike operasjoner. En av disse er lastavkastning som det skal ses nærmere på.

Lastavkastning på Skarv FPSO er utført på forbrukere tilknyttet 11kV-spenningsnivå. Logikken bak lastavkastningen er en del av PMS-systemet. Systemet overvåker den tilgjengelige kraften på fartøyet og sammenligner den med kraftbehovet. Ved en hendelse som fører til at kraftbehovet blir høyere enn den tilgjengelige kraften, vil PMS kaste last. Forbrukerne vil da bli kastet i en prioritert rekkefølge avhengig av situasjonen for å opprettholde kraftforsyning til fartøyet. Dette kan bety tap av driftsforbrukere og tap av produksjon, men det primære formålet med lastavkastning er å unngå en situasjon der et fullstendig tap av hovedkraften forekommer.

For alle mulige hendelser i hvert operative tilfelle må lastavkastningssystemet redusere tilkoblet effekt innenfor en tidsramme for å opprettholde et stabilt kraftsystem. Lastavkastningssystemet er designet som et sett av noder som opererer på en 10 Hz-syklus, slik at systemet kan oppdage et problem innen 100ms. Den påkrevde totale responstiden er 200ms. Innen denne tiden skal bryterne bli åpnet [53].

Ved utfall av generator vil forbrukerne bli kastet i henhold til en prioriteringsmatrise, som igjen er avhengig av den operasjonelle situasjonen på den tiden hendelsen oppstår.

Lastutkobling ved underfrekvens/ overbelastning vil operere annerledes enn ved utfall av generator. Ved dette tilfelle vil systemet initiere en lastreduksjon i et forsøk

på å prøve å få systemet til å gjenopprettes. Dette tilfellet er som regel på grunn av overbelastning, men kan også være knyttet til svikt i kontrollsystemet til generatoren [54].

PMS-systemet som ble installert og har vært gjeldende det første året har blitt laget basert på «worse case scenario»; en omgivelsestemperatur på 23 °C, og dermed minimum kapasitet. I praksis ligger den gjennomsnittlige omgivelsestemperaturen rundt 3 °C om vinteren og 13 °C om sommeren. Ved lavere omgivelsestemperaturer har turbinene kapasitet til å generere mer kraft som vist i Figur 2-10.

Nytt prosjektert PMS-system tar hensyn til temperaturforandringer i omgivelsene, og utnytter dermed fordelene ved at det genereres mer kraft ved lave omgivelsestemperaturer. Det skal dermed mer til før lastavkastningsprosessen settes i gang. Dette vil sørge for at den tilgjengelige kraften utnyttes til enhver tid for å opprettholde høyest mulig produksjon etter lastavkastning.

### 5.6.3 Prioriteringsliste

I tillegg til at det nye PMS-systemet nå er basert på omgivelsestemperatur, er det også en annen ting som skiller det nye med det gamle. Ved det gamle PMS-systemet var planen å redusere alle kompressorene til 70 % av effekten ved en lastavkastnings-event. Kompressorene ville da kunne fortsette arbeidet, men ved en lavere ytelse og derved lavere elektrisk forbruk. Dette er ikke mulig å gjøre med kompressorene som er installert på Skarv FPSO. Slik situasjonen er, kan ikke kompressorene begrenses, de må kastes. Dette gjør at annet utstyr kommer før kompressorene i de nye prioriteringsmatrisene [54].

## Lastavkastning ved utfall av generator

Dersom en eller flere generatorer faller ut, skal lasten reduseres til et nivå som er mindre enn den tilgjengelige genererte kraften. PMS skal kaste så mye last som nødvendig i den gjeldende fasen. Lastene skal kastes i følgende rekkefølge:

Tabell 5-10: Lastavkastningsmatrise ved utfall av generator [55]

Utstyr som kastes:	Merkeeffekt [MW]	Ekstra tiltak/forklaring
Thrusterne	17,50	Kast midlertidig, restart etter 6 sekunder med en 6 MW begrensning.
17-ET-100, direkte elektrisk varming	2,20	Kast midlertidig for 15 min.
65-CT-510 & 520, Hydraulikkpakke	3,45	
26-KA-001 Injeksjonskompressor	8,10	
23-KA-103 3.trinns kompressor tog 1	14,90	Sett 23-KA-203 3.trinns kompressor tog 2 til fast last.
23-KA-001 1. & 2. trinns kompressor	2,70	
23-KA-203 3. trinns kompressor	14,90	
27-KA-101, Eksport kompressor tog 1	22,20	Sett 27-KA-2012 eksport kompressor tog 2 til fast last
27-KA-201, Eksport compressor tog 2	22,20	

Bakgrunnen til lastavkastningsmatrisene gitt i dette kapittelet er å sørge for at produksjonen holdes i gang lengst mulig. Det absolutte minimum for å holde produksjonen/systemene i gang er at det er tilgjengelig kraft til å kjøre en eksportkompressor. Dersom det ikke er nok kraft tilgjengelig til det blir neste steg å stenge ned brønner som er en uønsket situasjon ettersom det fører til stort tap i inntekter. Eksportkompressorer kan fungere uten første, andre og tredje trinns kompressor, men vil da operere på et lavere trykk, og dermed føre til lavere produksjon.

Det er ikke problem å stenge ned injeksjonskompressoren for en tidsperiode på opptil noen dager ettersom trykkstøtten til oljebrønnene ikke vil synke så raskt. Ved å stenge ned hydraulikksystemet vil en ikke kunne bruke cargopumper mellom tanker og offloading, eller til balansen mellom oljetankene. Men dette er ikke kritisk for selve produksjonen når det er snakk om en mindre periode. Thrusterne og direkte elektrisk

varme skal kun kuttes for en viss tid. Ved å sette tilbake thrusterne etter 6 sekunder vil det ikke gi en vesentlig påvirkning på posisjonen av båten. Ved å la direkte elektrisk varmesystem være ute i 15 min vil heller ikke være et problem ettersom temperaturen i rørledningene ikke vil falle på så kort tid. Når de resterende forbrukerne skal legges inn igjen er et operativt ansvar og valg. Forbrukerne vil legges inn når frekvensen er gjenopprettet og stabil.

### **Lastavkastning ved lav frekvens**

Dersom generatorene blir overbelastet og dermed frekvensen blir redusert, vil det bli utført lastavkastning. Lastavkastningen skal sørge for at frekvensen ikke faller under 48 Hz lengre enn 5 sekunder. Dersom dette skjer vil underfrekvensvernet sørge for at generatorbryterne kobler ut. Dette er en uønsket situasjon fordi det fører til nedstengning av hele produksjonen.

Ved normale forhold skal ikke frekvensen avvike mer enn +/- 1 Hz. Alle vesentlige laster har frekvensovervåkning og alle store transformatorer er pre-magnetisert før de blir koblet til 11 kV nettverk. Ved scenarioer hvor frekvensen faller under 49 Hz, er dette et resultat av unormale lastforhold. Dette vil trigge lastavkastning av ikke-kritiske laster. Følgende laster vil bli kastet dersom frekvensen går under 49 Hz.

*Tabell 5-11: Lastavkastningsmatrise ved frekvens under 49 Hz [55]*

Utstyr som kastes:	Merkeeffekt [MW]	Ekstra tiltak/forklaring
Thrusterne	17,50	Satt til 0 % utnyttelse
13-PA-001, Crude oil flushing pump	1,23	
17-ET-100, DEH	2,20	
65-CT-510 & 520, hydraulikkpakke	3,45	
23-KA-001, 1. & 2. kompressorer	2,70	
26-KA-001, Injeksjonskompressor	8,10	

Det største beregnede frekvensfallet, utenom tilstander der frekvensen er forventet å komme over 48 Hz igjen innen 5 sekunder er 45,7 Hz. Denne lave frekvensen er et resultat av to generatorer som kjører i parallell på 50 % last, og den ene faller ut. Den andre generatoren vil da ha en økning i last fra 50 til 100 %. Situasjoner som fører til

at nettverksfrekvensen faller under 47 Hz må anses som en trussel til å kjøre systemet videre. Denne situasjonen vil sette i gang følgende lastavkastninger.

Tabell 5-12: Lastavkastningsmatrise ved frekvens under 47 Hz [55]

Frekvens	Tid	Utstyr som kastes	Merkeeffekt [MW]	Ekstra tiltak/forklaring
<46 Hz	>0,1	Trip 23-KA-103 & 203, 3. trinns kompressorer	14,90/29,80	
<45,5 Hz	> 0,2s	Trip 27-KA-101, eksport kompressor tog 1	22,20	Sett 27-KA-201, eksport kompressor tog 2 til fast last
<45 Hz	>0,3 s	Trip 27-KA-201, eksport kompressor tog 2	22,20	

Generatorens underfrekvensvern skal aktiveres dersom frekvensen er under 48 Hz for lengre enn 5 sekunder. PMS-ens lastavkastningssystem skal aktivere alle lastreduserende tiltak i tide slik at generatoren kan oppnå normal frekvens igjen innen 5 sekunder har passert. Dersom frekvensen allikevel ikke gjenopprettes innen 5 sekunder vil følgende lastavkastninger bli foretatt

Tabell 5-13: Lastavkastningsmatrise ved frekvens < 48 Hz, for mer enn 5 sek [55]

Frekvens	Tid	Utstyr som skal kastes	Merkeeffekt [MW]	Ekstra tiltak/forklaring
<48 Hz	> 3,5 s	Trip 27-KA-101, eksport kompressor tog 1		Sett 27-KA-201, eksport kompressor tog 2 til fast last
< 48 Hz	> 4,2 s	Trip 27-KA-201, eksport kompressor tog 2		



Dersom frekvensen faller under 48 Hz, og fortsetter å falle etter 5 sekunder, skal følgende lastavkastninger bli foretatt

Tabell 5-14: Lastavkastningsmatrise ved frekvens < 48 Hz og fortsetter å falle [55]

Frekvens	Tid	Utstyr som skal kastes	Merkeeffekt [MW]	Ekstra tiltak/forklaring
<48 Hz	>1s	Trip 23-KA-103 & 203, 3. trinns kompressorer	14,90/29,80	
<48Hz	>2s	Trip 27-KA-101, eksport kompressor tog 1	22,20	
<48Hz	>3s	Trip 27-KA-201, eksport kompressor tog 2	22,20	

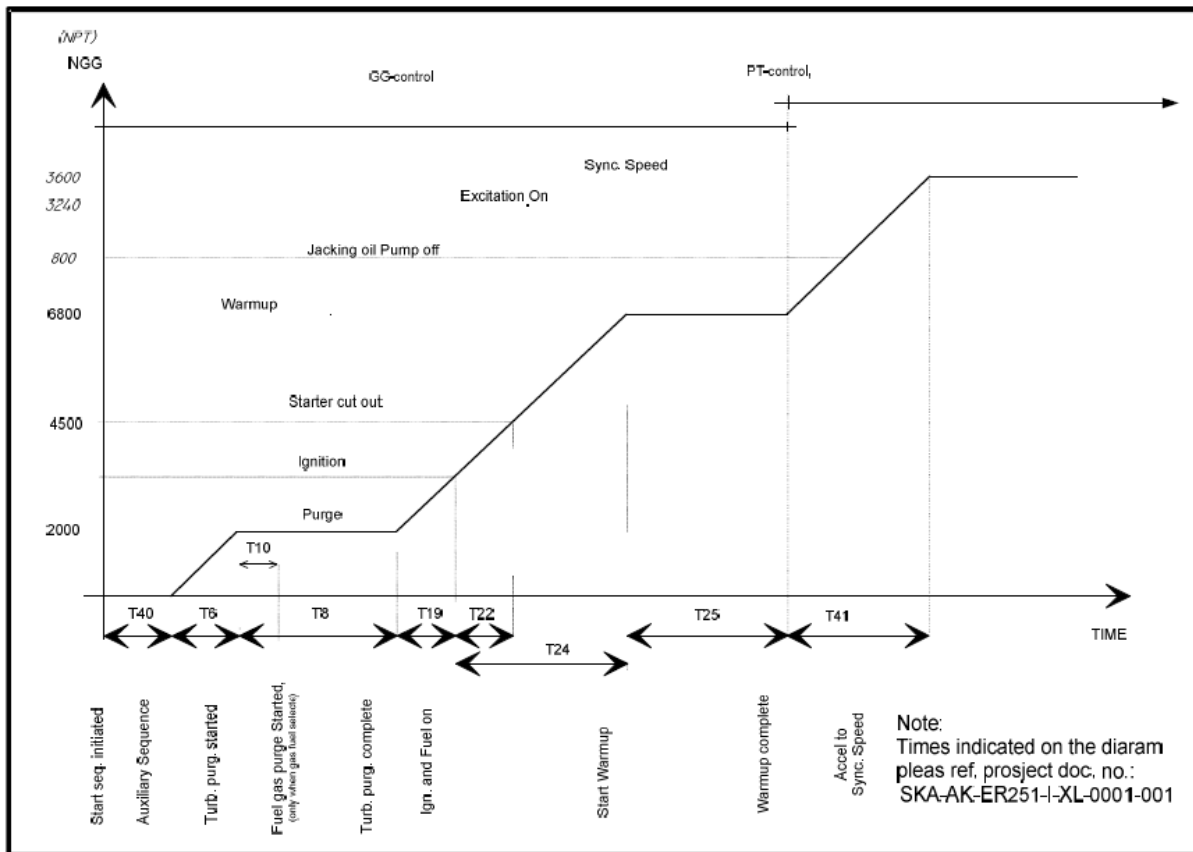
#### 5.6.4 PMS – generelt

Det forrige PMS-systemet stengte ned hele produksjonen ved utfall av en generator. Bakgrunnen for nytt PMS-system var som tidligere forklart å minimum opprettholde redusert produksjon ved utfall av en generator. Ettersom det nye PMS-systemet kun har vært i bruk en kort periode er det foreløpig ikke mulig å si eksakt hva som vil skje ved utfall av en generator. Det er først når systemet har vært i bruk en stund, og det har vært tilfeller av utfall av generatorer at man kan si noe om hvordan dette nye PMS-systemet fungerer. Videre i denne oppgaven tas det dermed utgangspunkt i at redusert produksjonen opprettholdes ved utfall av både en av tre og en av to generatorer, ettersom dette var målet med det nye PMS-systemet.

#### 5.7 Oppstart av gassturbin

Ved utfall av en gassturbin settes lastavkastning i gang som nevnt i forrige kapittel. Det er ønskelig å starte en gassturbin så raskt som mulig for å kunne sette i gang normal produksjon igjen. Det er to mulige tiltak ved utfall av en turbin; starte turbinen som falt ut eller starte en turbin som er i stand-by. Turbinen som falt ut kan startes igjen dersom årsaken er funnet, og det er fikset innen 10 minutter. Dette er ønskelig ettersom den allerede er varm, og kan startes raskt. Men dersom det går mer enn 10 minutter må turbinen gjennom en sekvens hvor den kjøles helt ned før den kan startes igjen. Dette tar fire timer [56].

Som regel er det vanskelig å finne årsak og fikse problemet innen 10 minutter. I stedet for å vente i flere timer med å sette i gang turbinen igjen så startes heller en av turbinene som er i stand-by. Ved oppstart av en turbin i stand-by må den igjennom en sekvens som vist i figuren nedenfor [57]:



Figur 5-7: Oppstarts sekvens for turbin

Denne sekvensen blir initiert av ICS OS. Sekvensen vil kjøres automatisk til turbinen er klar til å drive generatoren. Hvert trinn tar følgende tid:

- T40 = 31 min
- T6 = 30 sek
- T8 = 3 min
- T19 = 2 sek
- T24 = 20 sek
- T25 = 5 min
- T41 = 60 sek

Det vil si at det tar totalt ca. 40 minutter å starte en turbin som står i stand-by [58] [59].

## 5.8 Produksjonsprofil

Produksjonsprofilen ble hentet inn den 03.04.14. Den viser planlagt produsert og injisert gass de neste 15 årene. Produksjonsprofiler er stadig under endring, men for å kunne gi en anbefaling har produksjonsprofilen i Tabell 5-15: Utdrag av produksjonsprofil, datert 03.04.14 Tabell 5-15 blitt låst. Det vil si at endringer som blir foretatt etter 03.04.14 ikke blir tatt hensyn til i oppgaven. Det antas at eventuelle endringer vil være så små at det ikke har stor betydning for endelig konklusjon. Tabellen nedenfor viser produksjonsprofil fram til år 2021. For fullstendig produksjonsprofil se vedlegg A

Tabell 5-15: Utdrag av produksjonsprofil, datert 03.04.14 [60]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gass produksjon [billion Sm <sup>3</sup> ]	6,01	6,25	5,81	6,25	6,25	5,89	6,25	5,51
Gass injisert [billion Sm <sup>3</sup> ]	1,66	1,97	1,89	2,05	1,72	0,96	0,37	0,00
Gass eksport [billion Sm <sup>3</sup> ]	4,35	4,28	3,92	4,20	4,53	4,94	5,88	5,51
Gass produksjon [MSm <sup>3</sup> /d]	16,47	17,12	15,92	17,12	17,12	16,15	17,13	15,11
Gass injisert [MSm <sup>3</sup> /d]	4,54	5,40	5,18	5,62	4,72	2,62	1,02	0,00
Gass eksport [MSm <sup>3</sup> /d]	11,92	11,72	10,74	11,50	12,40	13,53	16,12	15,11

Det ble også innhentet informasjon om planlagt produsert olje de neste årene. Injeksjonskompressor blir brukt til å hente opp olje, mens et separasjons- og stabiliseringssystem blir brukt til å sørge for at oljen tilfredsstillere kravene før den blir losset ved hjelp av Cargo-pumper.

Produksjonsprofilen inneholder tall over hvor mye gass som skal injiseres. Hvor mye kraft injeksjonskompressoren behøver er dermed basert på mengden gass som skal injiseres.

De resterende forbrukerne (oljevermer, varmeveksler, oljekjøler og cargo-pumper) som er relatert til oljeproduksjon er lite energikrevende i forhold til forbrukerne som er relatert til gassproduksjon. Ettersom kraftbehovet til injeksjonskompressoren kan finnes basert på mengde gass som injiseres, og de resterende forbrukerne er lite energikrevende vil det ikke gi et vesentlig avvik for resultatet ved å se bort fra oljeproduksjonen.

Den produserte gassen brukes i hovedsak til eksport og injeksjon. Men det er også en liten del av den produserte gassen som går til brensel til generatorene og til fakkelen eller flare. Ved en tilfeldig valgt dag (01.03.2014) produserte Skarv FPSO 18,99 MSm<sup>3</sup>/d gass. 13,55 MSm<sup>3</sup>/d av denne gikk til eksport, 5,03 MSm<sup>3</sup>/d gikk til injeksjon, mens flare og brensel brukte henholdsvis 0,017 MSm<sup>3</sup>/d og 0,039 MSm<sup>3</sup>/d [43]. Dette er igjen en så liten del av den totale mengden av produsert gass at det ikke vil gi et vesentlig avvik i resultatet ved å ikke ta de med i videre beregning. Altså vil kraftprofilen være basert på at gass produsert er lik gass eksportert pluss gass injisert. Dette gjør det også enklere for videre bruk av kraftprofilen ettersom det kun blir to variable: gass produsert og gass injisert.

## 5.9 Kraftprofil

Definisjonen av en kraftprofil er en profil som viser prosjektert eller forventet kraftbehov de neste årene. Største del av kraftbehovet offshore er relatert til produksjon av olje/gass. Det vil dermed være naturlig å la kraftprofilen være basert på produksjonsprofilen.

Som en del av masteroppgaven har jeg utarbeidet en kraftprofil over Skarv-feltet i programmet Excel. Hensikten med kraftprofilen er at den skal være et enkelt verktøy som kan brukes for å se hvordan kraftbehovet vil utvikle seg i årene framover. Produksjonsprofilen som kraftprofilen er basert på, er stadig i endring. Det har dermed vært viktig å lage en kraftprofil hvor det enkelt kan legges inn oppdaterte versjoner av

produksjonsprofilen. Ved å legge inn nye data, vil en ny kraftprofil utregnes og tilhørende grafer komme opp. Etersom Skarv er et komplisert felt og det er begrensninger på tilgjengelig data, er det foretatt noen nødvendige antakelser og avgrensninger som forklart under kapitlene 5.1 og 5.8.

Et utsnitt over erfaringsdataene som er hentet fra process-net er vist i Tabell 5-2 og viser kraftforbruket for hver enkelt kompressor. Summen av kompressorene (for hele tidsperioden) er regnet ut for hver dato og viser at gjennomsnittlig kompressorforbruk har vært på rundt 39 MW. Et utsnitt over erfaringsdata er vist i Tabell 5-1 og viser hvor mye kraft hver generator har generert. Ved å trekke denne summen fra kompressorforbruket fås et gjennomsnittlig forbruk for andre laster på rundt 11 MW.

I Tabell 5-2 vises et utdrag fra erfaringsdataene på hvor mye som har blitt eksportert og injisert i det gitte tidsrommet. Ved hjelp av disse dataene er det funnet hvor mye kraft som trengs pr. Sm<sup>3</sup> gass som blir eksportert og injisert. Tallene er delt inn i 4 kategorier med ulike mengder produsert gass (dette kan ses i Excel-filen «kraftprofil»). Årsaken til dette er at ved lave produksjonsrater vil kW/Sm<sup>3</sup> bli høyere enn ved høye produksjonsrater. Dette er fordi det vil gå med en viss mengde til kompressortoget selv om produksjonsraten er lav. Utregningene danner grunnlaget for den endelige kraftprofilen.

Tabell 5-16: Kraftbehov per Sm<sup>3</sup> produsert gass (ref. erfaringsdata)

Produsert gass [MSm <sup>3</sup> /d]	Over 16	Mellom 15 & 16	Mellom 10 & 15	Mellom 5 & 10
Eksportkompressor [kW/Sm <sup>3</sup> ]	0,001924	0,002027	0,002606	0,003116
1st, 2nd og 3rd kompressor [kW/Sm <sup>3</sup> ]	0,000225	0,00026	0,00031	0,000343

Tabell 5-17: Kraftbehov per Sm<sup>3</sup> injisert gass (ref. erfaringsdata)

Injisert gass [MSm <sup>3</sup> /d]	Over 5	Mellom 4 & 5	Mellom 3 & 4	Mellom 0 & 3
Injeksjonskompressor [kW/Sm <sup>3</sup> ]	0,000836	0,000907	0,00094	0,002597

Det er fire produsenter på Skarv-feltet; Skarv A, Skarv BC, Idun og Tilje. Etter hvert som produksjonen pågår vil produsenter gå fra produksjon ved høyt trykk over til produksjon ved lavt trykk. Dette vil føre til at rekompresjonsbehovet øker. Det er i hovedsak tredje trinns kompressorene som påvirkes av forandringene. Tredje trinns

kompressorene består av 2 x 50 % enheter som blir drevet av separate elektriske motorer.

Produksjonen vil foregå ved høyt trykk de første tre årene (2013-2015). Det vil da kun være behov for å bruke en tredje trinns kompressor (1x 100 %). En liten rebundling (som forklart i kapittel 4.4.1) vil bli installert tredje trinns kompressoren for å unngå at gass må resirkuleres da dette vil føre til unødvendig bruk av effekt.

I 2016 vil Skarv A gå over til produksjon ved lavt trykk. Det vil da være behov for å benytte begge tredje trinns kompressorene (2x50 %). Den lille bundlingen i tredje trinns kompressoren tog 1 må da bli gjort om til en større bundling, liknende den som allerede er installert i tredje trinns kompressor tog 2. Det er ikke nødvendig å foreta noen endringer når Idun går over til produksjon ved lavt trykk i 2017.

I 2020 går Skarv BC og Tilje over til lavt trykk. Det vil da være behov for å re-bundle begge tredje trinns kompressorene igjen. Årsaken til at dette ikke gjøres før er for å unngå resirkulerende drift i perioden 2016-2020 [61] [62].

Gjennom simuleringer i HYSYS som ble foretatt ved prosjekteringen av fartøyet ble det klart at overgangene fra høyt trykk til lavt trykk ved de ulike produsentene vil ha følgende økning i kraftbehov [63] [64]:

- År 2016      Skarv A                                      +9,1 MW
- År 2017      Idun    +15,3 MW (inkl. 9,1 MW)
- År 2020      Skarv BC og Tilje                                      +25,5 MW (Inkl. 15,3 MW)

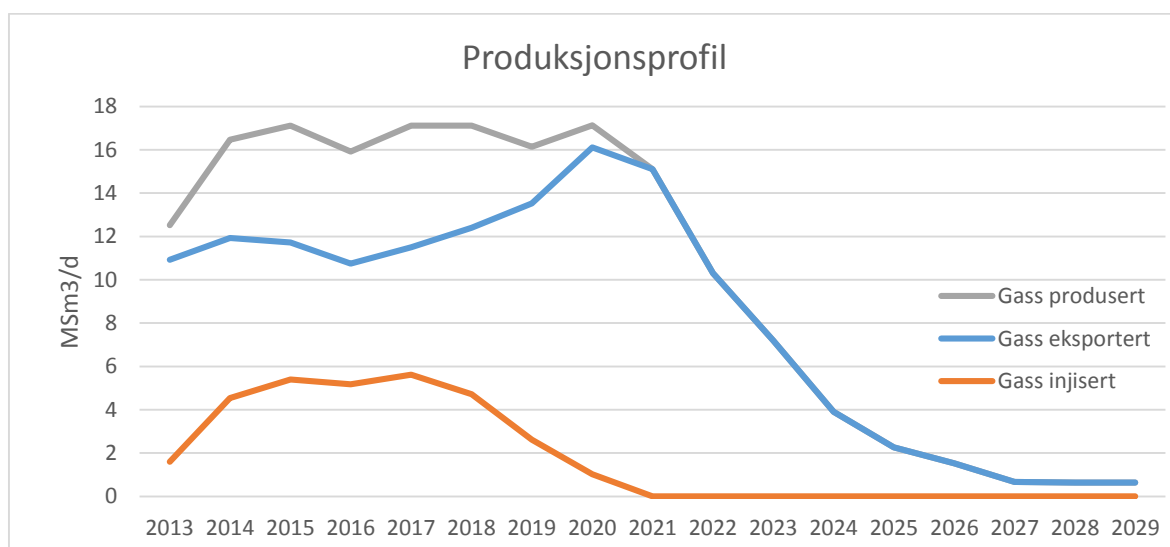
Tabellen nedenfor viser dagens kraftprofil. Ved å legge inn ny produksjonsprofil vil ny kraftprofil bli utregnet. Tabellen viser kraftprofil fram til 2021. Fullstendig kraftprofil er lagt ved i vedlegg B.

Tabell 5-18: Utdrag av kraftprofilen

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Produksjonsprofil</b>									
Gass eksportert [MSm <sup>3</sup> /d]	10,93	11,92	11,72	10,74	11,50	12,40	13,53	16,12	15,11
Gass injisert [MSm <sup>3</sup> /d]	1,59	4,54	5,40	5,18	5,62	4,72	2,62	1,02	0,00
<b>Kraftforbruk</b>									
Kompressorer	33,68	40,30	40,37	46,35	55,27	57,20	55,56	60,36	60,06
Andre laster	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
<b>SUM</b>	<b>44,68</b>	<b>51,30</b>	<b>51,37</b>	<b>57,35</b>	<b>66,27</b>	<b>68,20</b>	<b>66,56</b>	<b>71,36</b>	<b>71,06</b>

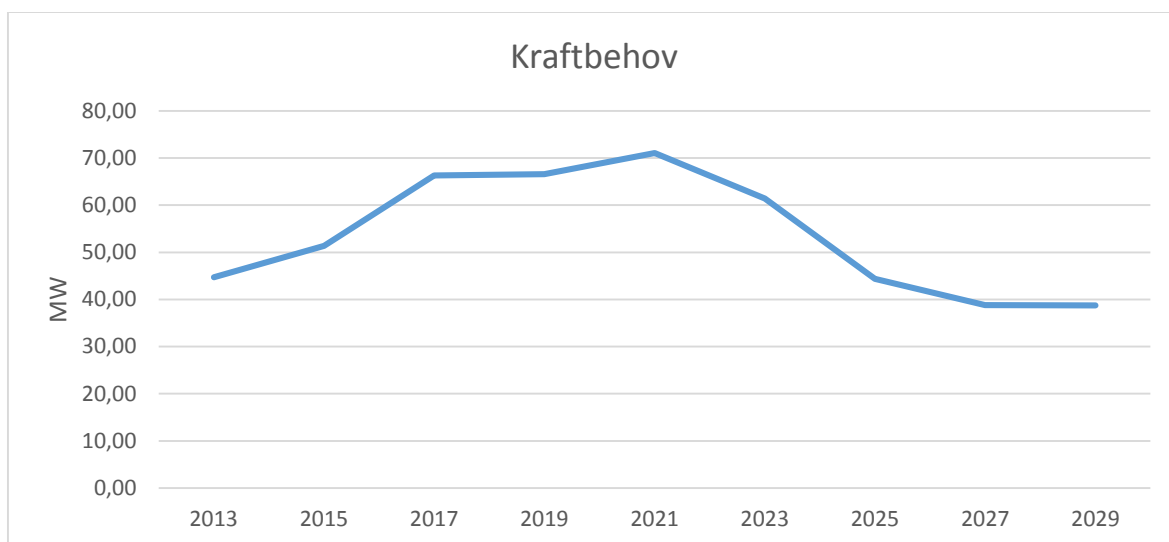
Kraftforbruket til kompressorene er regnet ut med bakgrunn i erfaringsdata og produksjonsprofil. Mye kan endres i løpet av de neste årene som vil kunne gi avvik på kraftprofilen. Men kraftprofilen er ikke ment å vise eksakt hva som skal brukes de neste årene. Den er heller ment som et enkelt verktøy som kan brukes for å se trenden og for å komme med konklusjoner i forbindelse med hvordan anlegget bør driftes.

Som forklart tidligere så øker kraftbehovet til kompressorene etter hvert som feltene blir satt på lavt trykk. Andre laster er forventet stabile og på et lignende nivå som det første året i bruk. Med utgangspunkt i kraftprofilen får vi følgende grafer.



Figur 5-8: Produksjonsprofil for feltets levetid

Grafene i figur 5-8 viser produsert, eksportert og injisert gass de neste 15 årene. Ved unntak av 2013 vil produksjonen ligge på omtrent 16-17 MSm<sup>3</sup>/dag fram til år 2021. Rundt år 2022 vil mengden produsert gass starte å synke. Behovet for å injisere gass går som vist i Figur 5-8 ned rundt 2021. Årsaken er at oljeproduksjonen går ned og at det dermed ikke lenger er behov for injeksjon.



Figur 5-9: Kraftprofil for feltets levetid

Kraftbehovet vil ha en økning for hver gang et nytt felt går over til lavt trykk, først sett i år 2016. Det største kraftbehovet ser man i år 2021. I dette året har alle feltene gått over til lavt trykk samtidig som den høye produksjonen opprettholdes. Etter 2021 vil produksjonen gå ned, og følgende vil kraftbehovet synke.



## 6 Drøfting:

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å analysere dagens driftssituasjon på Skarv FPSO og komme med mulige tiltak for forbedring. Det vil si å komme med en anbefaling for hvordan anlegget bør kjøres framover for å gi en mest mulig stabil, sikker, miljømessig gunstig og økonomisk gunstig krafttilførsel. Det som har blitt presentert i kapittelet 5 vil i dette kapittelet bli drøftet. Det vil bli presentert små konklusjoner under hvert del-kapittel mens den overordnede konklusjonen vil bli presentert i neste kapittel.

De første del-kapitelene er basert på dagens driftssituasjon, altså hvor kraftbehovet er 50 MW. Det siste del-kapitelet tar for seg hele feltets levetid.

### 6.1 Kraftforbruk

Under prosjektering av Skarv FPSO ble det foretatt analyser og simuleringer av kraftbehovet. Det resulterte i en oversikt over prosjektert kraftforbruk som vist i Tabell 5-3. Basert på resultatene ble det bestemt at tilgjengelig hovedkraft skulle være på 120 MW. For å sikre stabil drift ble det da prosjektert 4 turbindrevne generatorer med en turbinkapasitet på omtrent 30 MW hver, ved en omgivelsestemperatur på 25 °C. Med et kraftbehov på mellom 70-90MW ville det være behov for å kjøre tre, og noen ganger fire generatorer. Dette ble da utgangspunktet for driftsstrategien til Skarv FPSO.

Med å ta utgangspunkt i det første året hvor det var prosjektert et kraftbehovet på 73,33 MW vil hver generator generere gjennomsnittlig 24,44 MW ved bruk av tre generatorer. Dette er omtrent 83 % av generatorens totale kapasitet på 29,57 MW.

Da produksjonen kom i gang den 31.12.12 viste det seg at kraftforbruket var vesentlig lavere, se Tabell 5-4. Gjennomsnittlig forbruk under normale forhold var i løpet av det første året på rundt 50 MW. Til tross for lavere kraftforbruk ble den prosjekterte driftsstrategien benyttet (tre generatorer og en i stand-by). Ved å la tre generatorer levere 50 MW, vil hver generator generere rundt 16,67 MW. 16,67 MW er omtrent 56 % av generatorens totale kapasitet på 29,57 MW.

Ved å se i Figur 2-11 i teorien vil en last på 83 % gi en virkningsgrad på 36 %, mens en last på 56 % vil gi en virkningsgrad på 30 %. Hva virkningsgraden har å si for brenselforbruk, miljø-utslipp og slitasje forklares i de neste kapitlene.

Kraftbehovet har i korte perioder blitt levert av to generatorer. Figur 5-1 viser en graf over en situasjon hvor kraften først levers av to generatorer, før det går over til tre. Når det kjøres med to generatorer genereres det rundt 25 MW per generator. 25 MW av 29,57 MW er omtrent 85 % som tilsvarer en virkningsgrad på 37 %.

*Basert på Figur 2-11 vil høyere last i forhold til generatorens kapasitet gi høyere virkningsgrad. Da Skarv FPSO ble prosjektert ble det laget en driftssituasjon som sørget for en last som tilsvarte en virkningsgrad på 36 %. Ved å bruke den prosjekterte driftsstrategien ved dagens situasjon tilsvarer det en virkningsgrad på kun 30 %. Ved å gjøre om på driftsstrategien og heller kjøre to generatorer, vil virkningsgraden bli omtrent som først tiltenkt, altså 37 %. Basert på ovenfor informasjon anbefales det dermed å benytte to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW.*

## 6.2 Brenselforbruk

Som forklart i kapittel 6.1 vil lavere last føre til lavere virkningsgrad. Lavere virkningsgrad fører igjen til et høyere brenselforbruk per MW. Det ble presentert i kapittel 5.3 at det er forskjellig gjennomsnittlig brenselforbruk ved bruk av to kontra tre generatorer. Basert på erfaringsdata fra den gitte tidsperioden var gjennomsnittlig brenselforbruk for to generatorer på 5711,23 Sm<sup>3</sup>/MW, mens gjennomsnittlig brenselforbruk for tre var 6599,06 Sm<sup>3</sup>/MW. Det gjennomsnittlige kraftforbruket har som nevnt tidligere vært på rundt 50 MW for den gitte tidsperioden. Ved bruk av to generatorer gir dette et brenselforbruk per dag på:

$$5711,23 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} = 285\,561,5 \text{ Sm}^3$$

Ved bruk av tre generatorer gir dette et brenselforbruk per dag på:

$$6599,06 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} = 329\,953 \text{ Sm}^3$$

Bruk av tre generatorer gir en økning i brenselforbruket på 13,5 % i forhold til bruk av to generatorer.

Som forklart i kapittel 5.5 varierer prisen pr Sm<sup>3</sup> gass fra dag til dag avhengig av etterspørselen i markedet. Ved å ta utgangspunkt i en pris på 2,5 kroner per Sm<sup>3</sup> vil tapt inntekt på grunn av brenselforbruk per dag ved bruk av to generatorer være gjennomsnittlig:

$$285\,561,5 \text{ Sm}^3 \times 2,5 \text{ kr/Sm}^3 = 713\,903,75 \text{ kr}$$

Ved bruk av tre generatorer blir tapt inntekt per dag:

$$329\,953 \text{ Sm}^3 \times 2,5 \text{ kr/Sm}^3 = 824\,882,5 \text{ kr}$$

Det vil si at BP taper  $824\,882,5 - 713\,903,75 = 110\,978,75$  kroner per dag på å kjøre tre generatorer kontra to. Dette tilsvarer et tap på omtrent 40,51 millioner kroner per år.

*Brenselforbruket er avhengig av virkningsgraden til både turbin og generator. Ettersom generatorens virkningsgrad er omtrent 100 % (se kapittel 2.2) neglisjeres denne. Brenselforbruket blir dermed påvirket av turbinens virkningsgrad. Som forklart vil høyere last føre til høyere virkningsgrad. Høyere virkningsgrad fører igjen til mindre brenselforbruk per MW. Basert på ovenfor informasjon anbefales det dermed å benytte to generatorer for lavere brenselforbruk. Tapt inntekt på grunn av høyere brenselforbruk ved bruk av tre generatorer er omtrent 40,51 millioner kroner per år.*

## 6.3 Miljø

### 6.3.1 CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub> er som forklart i kapittel 2.1.7 et direkte utslipp fra forbrent brensel. Den eneste måten å minske CO<sub>2</sub>-utslippet på er å øke virkningsgraden slik at forbrenningen kan skje ved bruk av mindre brensel. En ting som virker inn på virkningsgraden er hvor høy lastutnyttelse generatorene har av sin totale kapasitet, som vist i Figur 2-11. Jo høyere last, dess høyere virkningsgrad.

Ved å ta utgangspunkt i data som ble presentert i kapittel 5.3 er gjennomsnittlig brenselforbruk per dag ved normale forhold hvor kraftbehovet er 50 MW, 5711,23 Sm<sup>3</sup>/MW for bruk av to generatorer og 6599,06 Sm<sup>3</sup>/MW for bruk av tre generatorer.

Gjennomsnittlig CO<sub>2</sub>-avgift per dag ved et kraftbehov på 50 MW og bruk av to generatorer:

$$5711,23 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} \times 0,96 \text{ NOK}/\text{Sm}^3 = 274\,139,04 \text{ kr}$$

Gjennomsnittlig CO<sub>2</sub>-avgift per dag ved et kraftbehov på 50 MW og bruk av tre generatorer:

$$6599,06 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} \times 0,96 \text{ NOK}/\text{Sm}^3 = 316\,754,88 \text{ kr}$$

Det vil si at BP må betale  $316\,754,88 - 274\,139,04 = 42\,615,84$  kroner per dag ekstra i CO<sub>2</sub>-avgifter ved å kjøre tre kontra to generatorer. Dette tilsvarer et tap på omtrent 15,55 millioner kroner per år.

### 6.3.2 NO<sub>x</sub>

De viktigste årsakene til NO<sub>x</sub>-utslipp er flammtemperatur og oppholdstid som forklart i kapittel 2.1.7. Alle turbinene har et DLE-brennkammer for å minske utslippet av NO<sub>x</sub>. Utenom dette er utslippet av NO<sub>x</sub> også avhengig av brenselforbruket.

Gjennomsnittlig NO<sub>x</sub>-avgift per dag ved et kraftbehov på 50 MW og bruk av to generatorer:

$$5711,23 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} \times 0,0014 \text{ kg}/\text{Sm}^3 \times 11 \text{ NOK}/\text{kg} = 4397,65 \text{ kr}$$

Gjennomsnittlig NO<sub>x</sub>-avgift per dag ved et kraftbehov på 50 MW og bruk av tre generatorer

$$6599,06 \text{ Sm}^3/\text{MW} \times 50 \text{ MW} \times 0,0014 \text{ kg}/\text{Sm}^3 \times 11 \text{ NOK}/\text{kg} = 5081,28 \text{ kr}$$

Det vil si at BP må betale  $5081,28 - 4397,65 = 683,63$  kroner per dag ekstra i NO<sub>x</sub>-avgifter på å kjøre tre kontra to generatorer. Dette tilsvarer et tap på omtrent 250 000 kroner per år.

### 6.3.3 Generelt

I tillegg til at økt utslipp fører til økte kostnader for BP er det også et annet viktig aspekt her. BP ønsker å være en grønn bedrift. Det vil si at de til enhver tid skal gjøre tiltak som fører til reduserte utslipp. Bruk av to generatorer vil føre til lavere utslipp og dermed være mer miljøvennlig.

*Som vist under punktet CO<sub>2</sub> vil BP spare omtrent 15,55 millioner kroner per år på å bruke to generatorer kontra tre dersom det gjennomsnittlige kraftbehovet er på 50 MW. Det er mindre summer å spare innenfor NO<sub>x</sub> ettersom mest av NO<sub>x</sub>-avgiftene kommer fra diesel som blir forbrent i motorer. Men det er allikevel også mindre avgifter her ved å gå over til bruk av to generatorer. Bruk av to generatorer er også en fordel med tanke på hvordan BP framstår som en grønn bedrift. Basert på informasjonen ovenfor anbefales det dermed å benytte to generatorer.*

## 6.4 Slitasje og vedlikehold

Av de fire turbindrevne generatorene offshore skiftes det på hvilke som skal kjøre til enhver tid. Dette er for å sikre lengst mulig levetid på maskinene. Vedlikehold på maskinene gjøres avhengig av timer maskinene har vært i drift. Det har ikke vært mulig å innhente informasjon om hvor mye mer BP må betale i vedlikeholdskostnader ved bruk av tre kontra to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW.

*Å kjøre flere generatorer enn nødvendig gir unødvendig mye slitasje på maskinene. Det fører også til høyere vedlikeholdskostnader ettersom det gir flere driftstimer for hver maskin enn nødvendig. Basert på ovenfor informasjon anbefales det dermed å benytte to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW.*

## 6.5 PMS

### 6.5.1 PMS – tilgjengelig kraft

Ved en driftssituasjon hvor kraftbehovet er 50 MW og det brukes to turbindrevne generatorer, vil hver av dem generere gjennomsnittlig 25 MW. Hver turbin har en kapasitet mellom 29,5 og 35 MW, avhengig av omgivelsestemperaturen. Dersom en generator faller ut, vil ikke den resterende ha kapasitet til å levere til hele kraftbehovet. PMS vil da kaste forbrukere i en prioritert rekkefølge for å opprettholde kraftforsyningen til fartøyet. Dette kan bety tap av driftsforbrukere og tap av produksjon. Men hovedmålet er å sørge for at det ikke forekommer et fullstendig tap av hovedkraften.

Ved en driftssituasjon hvor kraftbehovet er 50 MW og det brukes tre generatorer, vil hver av dem generere gjennomsnittlig 16,67 MW. Dersom en generator faller ut vil de to resterende fortsatt ha stor nok kapasitet til å kunne levere til hele kraftbehovet.

*Basert på ovenfor informasjon og ved å se bort fra de dynamiske egenskapene, som for eksempel frekvens, vil bruken av tre generatorer føre til en mer sikker og stabil drift. Årsaken til dette er at ved utfall av en av tre generatorer vil de resterende to fortsatt kunne levere nok kraft til å dekke hele behovet.*

### 6.5.2 PMS - frekvens

Det har ikke vært mulig å innhente tilstrekkelig med erfaringsdata som viser frekvensvariasjon ved utfall av en generator. Drøftingen er dermed basert på simuleringsdata som ble presentert i kapittel 5.6.1.

Ved utfall av en generator vil frekvensen synke. Hvor mye er avhengig av en rekke parametere som hvor høy last generatoren hadde, hvor høyt det totale kraftbehovet er, hvor stivt nettet er osv. Som vist i Figur 5-3 vil utfall av en generator (ved et kraftbehov på 85 MW) føre til at frekvensen går fra 50 Hz til 47,1 Hz. Det tilsvarer en dropp på ca. 6 %. I følge IEC må dermed lastavkastning foretas.

I Figur 5-5 vises en økning i last fra 25% til 75 %. Også her kom de fram til at frekvensen vil synke med 6,2 % og at det vil ta 5,6 sekunder å komme opp til et akseptabelt nivå igjen (innen 1 %). Figur 5-6 viser en økning i last fra 50 % til 100 %. Testen som er gjennomført viser et frekvensfall på 9 % og at det vil ta 9 sekunder for å komme opp til en akseptabelt nivå igjen (innen 1 %)

Resultater fra testene viser at både utfall av en av tre generatorer og utfall av en av to generatorer vil føre til en frekvensvariasjon på mer enn 5 %. Det må dermed i begge tilfeller foretas lastavkastning for å gjenopprette frekvensen. Ved bruk av tre generatorer vil frekvensvariasjonen være lavere og det vil ta mindre tid å gjenopprette frekvensen. Det gjør at det sannsynligvis ikke er nødvendig å kaste like mange forbrukere som dersom variasjonen hadde vært større. Dette taler for å kjøre tre generatorer ved et kraftbehov på 50 MW. På den andre siden er det større sannsynlighet for utfall av en generator ved bruk av tre kontra to, på grunn av at jo flere generatorer som er i bruk dess større er sannsynligheten for utfall av en av dem. Situasjoner som fører til lastavkastning er ønskelig å unngå ettersom det påvirker produksjonen.

*Utfall av en av to generatorer fører til større frekvensvariasjon og stabiliseringstid enn ved utfall av en av tre. Men ettersom utfall av en av tre også fører til at PMS vil initiere lastavkastning, vil det være fordel å benytte to generatorer. Bruk av to generatorer vil føre til færre utfall enn bruk av tre [52].*

### 6.5.3 PMS-lastavkastning

Som vist i Figur 2-10 varierer den genererte kraften mellom 35 MW til 29 MW ved temperaturer som går fra -3 til 23°C. Det nye PMS-systemet vil ta hensyn til at det genereres mer kraft ved lave temperaturer. Det vil resultere i at det skal mer til før PMS initierer lastavkastning. Hvor viktig det er at lastavkastningen ikke starter, er basert på hva følgene er, som forklart i kapittel 5.6.3.

PMS har ulike prioriteringsmatriser ved ulike hendelser som er presentert i kapittel 5.6.3. Det viktigste med lastavkastningen er å sørge for at det ikke oppstår situasjoner hvor all tilførsel av kraft blir borte på grunn av overbelastning. Det viktigste med selve prioriteringsmatrisene er sørge for at nok last kastes, slik at produksjonen holdes i gang lengst mulig. Det vil si at de forbrukerne som er minst kritiske kastes først. For å kunne holde produksjonen i gang, er minimumet at det er nok kraft tilgjengelig til å kjøre en eksportkompressor. Dersom det ikke er mulig, må produksjonen stenges ned, noe som ikke er ønskelig. Eksportkompressor vil være det siste som kastes. I Tabell 5-10 er det presentert hvilke laster som skal kastes og hva deres merkeeffekt er. Det som er relevant er å se på hvor mye kraft utstyret faktisk trekker fra nettet for å kunne se på hvor mye kraft som må kastes. For å finne ut av dette, tas det utgangspunkt i erfaringsdata.

Tabell 6-1: Lastavkastningsmatrise med reelt kraftforbruk

Utstyrt	Effekt [MW] (basert på første året)
Thrusterne	0,50
Direkte elektrisk varming	2,20
Hydraulikkpakke	3,45
Injeksjonskompressor	5,00
3. trinns kompressor tog 1	0
1&2. trinns kompressor	1,90
3. trinns kompressor tog 2	2,80
Eksport kompressor tog 1	15,00
Eksport kompressor tog 2	15,00



Det har ikke vært mulig å innhente trend-data på hvor mye kraft forbrukerne DEH og HPU har forbruket i gjennomsnitt det første året så det tas utgangspunkt i merkeeffekten for disse to. I realiteten ligger nok effekten de trekker noe under merkeeffekten.

Ved å legge i sammen alle effektene uten eksport kompressor tog 2 oppnås et kraftforbruk på 30,85 MW. Det vil si at det kan kastes 30,85 MW før den siste forbrukeren må kastes og produksjonen stanses. Ved å kaste alt utstyr som er listet ovenfor, utenom eksport kompressor tog 2, gjenstår det et kraftbehov på omtrent 19,15 MW. Dette kraftbehovet kan fint leveres av en generator. I teorien kan altså en generator levere nok kraft til å holde redusert produksjon i gang, samt andre nødvendige laster. Spørsmålet er om frekvensen vil gjenopprettes tidsnok til at eksport kompressor tog 2 ikke blir kastet.

Det nye PMS-systemet har kun vært i bruk i kort tid så det finnes foreløpig ikke erfaringsdata som viser utfall av en generator. Det er dermed umulig å si noe om hvordan PMS-systemet vil reagere på ulike frekvensvariasjoner. Målet er som nevnt tidligere å opprettholde redusert produksjon ved utfall av både en av tre og en av to generatorer. Ettersom 19 MW bare er omtrent halvparten av den gjenværende generatorens kapasitet, antas det at frekvensen vil gjenopprettes før eksportkompressor tog 2 kastes.

*Ved utfall av en av to generatorer vil det under normale forhold ikke være nødvendig å kaste den siste eksportkompressoren. Redusert produksjon vil da kunne holdes i gang. Bruk av to generatorer er dermed ikke noen hindring for forsvarlig produksjon.*

## 6.6 Oppstart av turbindreven generator

Ved utfall av en generator må som oftest en i stand-by startes. Som vist i kapittel 5.7 tar dette omtrent 40 minutter. Ved utfall av en generator vil lastavkastning settes i gang på grunn av frekvensfallet. Det vil føre til at produksjonen blir redusert. Hvor mye utstyr som kastes er avhengig av faktorer som: hvor mye kraft som er tilgjengelig i de resterende generatorene kontra kraftbehovet, hvor mye frekvensen faller og hvor lang tid det tar før den stabiliseres. Jo mer av utstyret som må kastes for å oppnå riktig frekvens, jo mer reduseres produksjonen.

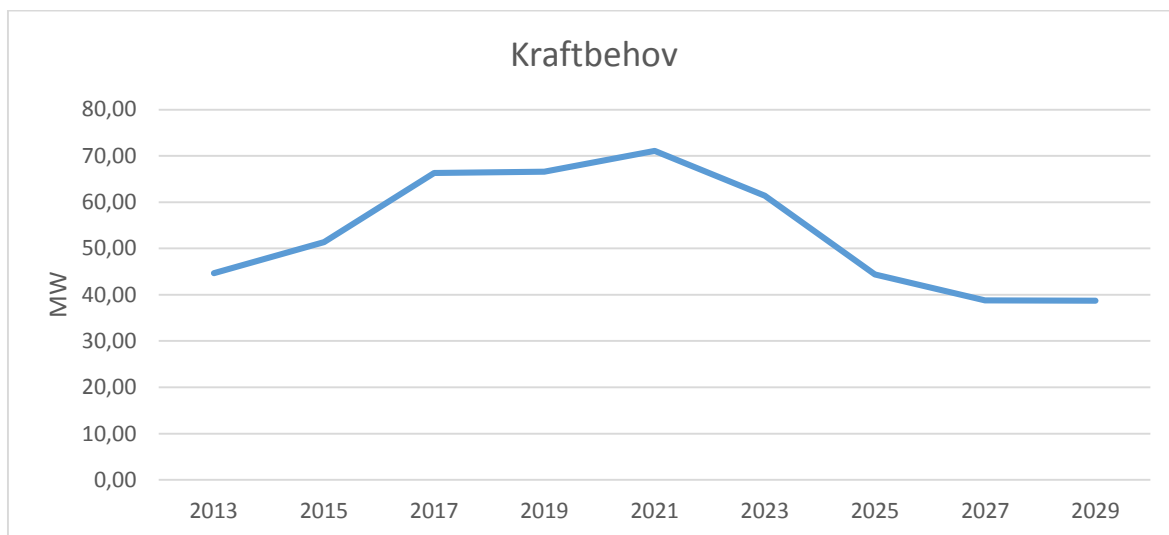
Utfall av en av tre generatorer vil ha en mindre frekvensvariasjon enn ved utfall av en av to. Det gjør at frekvensen stabiliseres raskere og at det dermed ikke er behov for å kaste like mange forbrukere. Ved utfall av en av tre generatorer vil de to resterende ha nok kapasitet til å dekke hele kraftbehovet. Det er dermed mulig at full produksjon settes i gang innen tiden det tar (40 min) å starte en ny maskin. Dette er ikke mulig ved utfall av en av to generatorer ettersom en generator ikke har nok kapasitet til å dekke hele kraftbehovet.

Hvert tilfelle av utfall er unikt og ettersom det nye PMS-systemet kun har vært i bruk i kort tid, og det dermed ikke finnes erfaringsdata på utfall er det vanskelig å si noe om forskjellen økonomisk ved bruk av tre kontra to generatorer. Det som er sikkert er at begge situasjoner krever at lastavkastning settes i gang, noe som antakeligvis fører til redusert produksjon. Det viktigste da er å unngå situasjoner hvor dette skjer.

*Utfall av en generator kan som vist føre til redusert produksjon, som igjen fører til tap i inntekter. Det er dermed viktig å unngå at en generator faller ut. Bruk av tre generatorer vil føre til hyppigere utfall enn ved bruk av to på grunn av flere maskiner er i bruk.*

## 6.7 Kraftprofil

Alle del-konklusjoner som tidligere er presentert i denne drøftingen er basert på et kraftbehov på 50 MW slik som situasjonen er i dag. Som vist figuren nedenfor vil kraftbehovet forandre seg igjennom hele feltets levetid. Videre drøfting vil dermed inkludere ulike kraftbehov.



Det totale kraftbehovet ligger på rundt 50 MW fram til 2016. I 2016 settes den første produsenten over til lavt trykk. Fra dette året vil kraftbehovet øke opp til 70 MW i 2021. Etter 2021 vil produksjonen gå ned, og dermed også kraftbehovet. I 2024 vil kraftbehovet være 50 MW igjen.

For å kunne ha en sikker, stabil, økonomisk fordelaktig og miljømessig fordelaktig drift innebærer det ulike driftsstrategier for ulike kraftbehov. For å kunne anbefale en slik driftsstrategi må alle punktene som er gjennomgått tidligere i dette kapittelet bli sett på under ett. En driftssituasjon med et kraftbehov på 50 MW vil ha andre driftsstrategier enn en med et kraftbehov på 70 MW. To ulike driftsstrategier vil dermed bli drøftet.

### 6.7.1 40 – 55 MW

Første driftssituasjon innebærer et kraftbehov mellom 40 – 55 MW. I følge kraftprofilen vil dette gjelde fram til 2016, og så fra 2024 og utover. Fra 2024 vil kraftbehovet synke fra 50 MW til omtrent 40 MW. Ettersom en generator ikke har kapasitet til å levere 40 MW vil det som står skrevet videre også gjelde for slutten av feltets levetid.

Å kjøre to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW tilsvarer en virkningsgrad på 37 % kontra 30 % ved bruk av tre generatorer. Lavere virkningsgrad fører blant annet til høyere brenselforbruk. Ved å bruke tre generatorer tilsvarer dette er høyere brenselforbruk på 13,5 % i forhold til bruk av to. Dette tilsvarer et tap i inntekter relatert til salg av gass på 40,5 millioner kroner per år.

Høyere brenselforbruk fører også til høyere utslipp av forurensende gasser som CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Ved å kjøre tre kontra to generatorer må BP betale omtrent 15,55 millioner kroner per år mer i CO<sub>2</sub>-avgifter. NO<sub>x</sub>-utslippet påvirkes ikke av brenselforbruket i like stor grad som CO<sub>2</sub>-utslippet. Ved bruk av tre generatorer vil NO<sub>x</sub>-avgiftene være omtrent 250 000 kroner per år høyere enn ved bruk av to. I tillegg til at BP må betale mer i miljø-avgifter ved bruk av tre generatorer er det også mer forurensende. Bruk av tre generatorer vil også føre til mer slitasje på maskinene enn bruk av to. At en generator står i stand-by kontra to fører til høyere driftstid per maskin. Dette fører igjen til høyere vedlikeholdskostnader.

Fordelen med å bruke tre generatorer er at to generatorer kan levere kraftbehovet ved utfall av en. PMS vil initiere lastavkastning ved utfall av både en av tre og en av to generatorer ettersom frekvensvariasjonen blir større enn 5 % ved begge tilfeller. En generator er sannsynligvis i stand til å levere nok kraft til det mest nødvendige for å holde produksjonen i gang. Det er dermed ikke kritisk dersom en av to generatorer faller ut. Utfall av en av to generatorer vil føre til større frekvensvariasjon og stabiliseringstid enn ved utfall av en av tre. På den andre siden vil bruken av tre generatorer føre til flere utfall enn ved bruk av to.

Tabell 6-2: Fordeler med bruk av to og tre generatorer

To generatorer	Tre generatorer
40,5 millioner kroner per år mer i inntekt pga. mindre brenselforbruk	Nok kapasitet ved utfall av generator
15,6 million kroner per år spart på grunn av mindre CO <sub>2</sub> -avgifter	Mindre frekvensvariasjon og stabiliseringstid ved utfall av generator
Mer miljøvennlig	
Mindre slitasje	
Mindre vedlikeholdskostnader	
Sjeldnere utfall av generator	

### 6.7.2 55 - 75 MW

I 2016 vil den første produsenten settes over til lavt trykk. Fra dette året vil dermed kraftbehovet øke helt fram til 2021. I 2021 er kraftbehovet på omtrent 70 MW før det avtar igjen.

To generatorer vil ikke ha nok kapasitet til å levere 70 MW ettersom turbinenes kapasitet varierer mellom 29 og 35 MW avhengig av omgivelsestemperatur. Det hadde vært mulig å kjøre to generatorer opp til 60 MW, men det er så nærme grensen til hva hver generator kan levere at det vil være mer hensiktsmessig og da gå over til tre generatorer for å hindre situasjoner hvor det ikke er nok tilgjengelig kraft.

Ved bruk av tre generatorer ved et kraftbehov på 70 MW vil hver generator generere 23,33 MW hver. Dette tilsvarer 79 % av generatorens totale kapasitet på 29,57 MW. En last på 79 % vil gi en virkningsgrad på omtrent 35 %. Ved bruk av fire generatorer vil hver generator generere 17,5 MW. Det tilsvarer 59,2 % av generatorens totale kapasitet og en virkningsgrad på 31 %. Dårligere virkningsgrad vil føre til høyere brenselforbruk, høyere utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, og mer slitasje på maskinene som forklart ovenfor.

Ved utfall av en generator må det foretas lastavkastning uavhengig av om det er tre eller fire generatorer som kjører. Utfall av generator vil skje hyppigere ved bruk av fire. Ettersom økningen i kraftbehovet er på grunn av re-bundling vil to generatorer enkelt kunne levere nok kraft til en eksportkompressor som er minimumet for å holde redusert produksjon i gang.

## 7 Konklusjon

Målet med denne oppgaven var å analysere dagens driftssituasjon på Skarv FPSO og komme med mulige tiltak for forbedring. Gjennom teori-bøker, dokumenter fra BPs interne database, erfaringsdata fra BPs programmer, samt uformelle og formelle møter med ansatte i BP er det kommet fram til at dagens driftssituasjon på Skarv FPSO ikke er optimal. Det er gitt en anbefaling til en mer gunstig driftsstrategi for dagens situasjon, samt kommet med en anbefaling om hvordan installasjonen bør driftes resten av feltets levetid.

Det har blitt laget en kraftprofil basert på dagens produksjonsprofil for feltet. Kraftprofilen har vært grunnlaget for anbefalt driftsstrategi. Kraftprofilen er også ment til å være et enkelt verktøy som kan benyttes videre. Ved å legge inn nye produksjonsdata i Excel-filen som er laget vil den automatisk vise tilhørende kraftprofil.

Kraftbehovet på Skarv FPSO varierer med 30 MW gjennom feltets levetid. På grunn av denne store variasjonen har det blitt anbefalt to ulike driftsstrategier avhengig av kraftbehovet. Den anbefalte driftsstrategien er basert på tre hoved karakteristikk innenfor de turbindrevne generatorene; virkningsgrad basert på mengde last, turbinkapasitet basert på omgivelsestemperatur og frekvensvariasjon.

Da Skarv FPSO ble prosjektert antok de et kraftbehov på 70 MW de første årene og anbefalte da en driftsstrategi som innebar bruken av tre generatorer og en i stand-by. Da feltet kom i produksjon viste det seg at kraftbehovet kun var på 50 MW. Til tross for dette har de, med noen unntak, benyttet seg av den prosjekterte driftsstrategien. Å benytte tre turbindrevne generatorer hvor hver turbin har en kapasitet på mellom 29 og 35 MW avhengig av omgivelsestemperatur for å generere 50 MW har en del ulemper.

For det første fører lav last til dårligere virkningsgrad. Dårligere virkningsgrad fører til høyere brenselforbruk som igjen fører til tap i inntekter. BP taper omtrent 40,5 millioner kroner per år ved et kraftbehov på 50 MW ved bruk av tre kontra to generatorer. Høyere brenselforbruk fører også til høyere utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> som igjen gir høyere avgifter og mer forurensning. BP må betale omtrent 15,6 millioner

kroner per år ekstra i miljøavgifter ved å bruke tre generatorer. I tillegg vil BP måtte betale mer i vedlikeholdskostnader og slitasje ved å bruke en generator mer enn nødvendig.

PMS vil initiere lastavkastning ved utfall av både en av tre og en av to generatorer ettersom frekvensvariasjonen blir større enn 5 % ved begge tilfeller. Utfall av en av to generatorer vil føre til større frekvensvariasjon og stabiliseringstid enn utfall av en av tre. Det vil være større tap relatert til utfall av en av to generatorer. Men ettersom det foreløpig ikke finnes erfaringsdata for det nye PMS-systemet antas det at denne forskjellen uansett er mindre enn besparelsen relatert til brenselforbruk, miljøavgifter, slitasje og vedlikeholdskostnader.

Basert på tilgjengelig informasjon er dermed anbefalt driftsstrategi for et kraftbehov mellom 40 – 55 MW å bruke to generatorer og la to stå i stand-by. Hvilke generatorer som er i bruk kan skiftes på for å sikre lang levetid på maskinene og kunne planlegge vedlikehold.

Ved et kraftbehov mellom 55 – 75 MW har ikke to generatorer nok kapasitet til å levere til hele kraftbehovet. Det er dermed nødvendig med tre eller fire generatorer i drift. Av de samme årsakene som er nevnt ovenfor er det i dette tilfellet mest optimalt å drifte Skarv FPSO med tre generatorer.

Tabellen viser anbefalt driftsstrategi for Skarv FPSO fram til 2021. For fullstendig driftsstrategi se vedlegg C.

Tabell 7-1: Driftsstrategi for Skarv FPSO

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kraftbehov [MW]	44,68	51,30	51,37	57,35	66,27	68,20	66,56	71,36	71,06
Antall generatorer	2	2	2	3	3	3	3	3	3

## 8 Videre arbeid

Det har allerede vært flere diskusjoner i BP rundt problemstillingen om Skarv FPSO skal driftes med tre eller to generatorer. Forhåpentligvis vil det ved hjelp av denne oppgaven blir en større enighet om hvordan driftsstrategien bør være framover.

Bakgrunnen for nytt PMS-system var å unngå produksjonsstopp ved utfall av en generator. Anbefalt driftsstrategi er basert på at det nye PMS-systemet fungerer slik ved både utfall av en av to og en av tre generatorer.

Det finnes foreløpig ikke erfaringsdata på hvordan det nye PMS-systemet vil reagere på utfall av en av to generatorer. Videre arbeid blir dermed å gjennomføre en testperiode på tre måneder hvor det kjøres kun to generatorer. I løpet av denne prøveperioden kan det være nødvendig å foreta noen finjusteringer på PMS-systemet for å sørge for ønsket respons. Etter testperioden bør erfaringsdata ses på i sammenheng med funnene som er gjort i oppgaven for å avgjøre om den presenterte driftsstrategien skal gjelde for resten av feltets levetid.

I vedlegg D er det lagt ved et skriv hvor det er presentert noen enkle retningslinjer basert på tilgjengelig informasjon, videre arbeid samt en kort dokumentasjon. Dette skrevet bør formidles til relevant personell i BP Norge.



## 9 Referanser

- [1] «BP Norge,» 10 Mars 2014. [Internett]. Available: <http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=9003512&contentId=7007214>.
- [2] N. Oljemuseum, «Norske Oljemuseum - Skarv,» [Internett]. Available: [http://www.norskolje.museum.no/modules/module\\_123/proxy.asp?I=2983&C=230&D=2](http://www.norskolje.museum.no/modules/module_123/proxy.asp?I=2983&C=230&D=2). [Funnet 29 April 2014].
- [3] J. Ø. Hansen, «Fakta 2012, Norsk Petroleumsvirksomhet,» Olje- og energidepartementet og oljedirektoratet, Oslo, 2012.
- [4] «BP Norge,» 10 Mars 2014. [Internett]. Available: <http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9003526&contentId=7084825>.
- [5] B. Norge, «BP Norge,» 10 Mars 2014. [Internett]. Available: <http://www.bp.com/subsection.do?categoryId=9003512&contentId=7007214>.
- [6] M. P. Boyce, «Gas Turbine Engineering Handbook Fourth Edition,» Elsevier, Oxford, 2012.
- [7] M. Wall, R. Lee og S. Frost, «Offshore gas turbines (and major equipment) integrity and inspection guidance notes,» HSE books, Norwich, 2006.
- [8] O. Bolland, «Energi i Norge - Ressurser, teknologi og miljø,» SINTEF, 2000.
- [9] A.E.Nisenfeld, Centrifugal compressors: principles of operation and control, Instrument Society of America (ISA), 1982.
- [10] M. I. o. Technology, «MIT Open Courseware: IX Energi Exchang with Moving Blades,» [Internett]. Available: <http://ocw.mit.edu/ans7870/16/16.unified/propulsionS04/UnifiedPropulsion9/UnifiedPropulsion9.htm>. [Funnet 24 May 2014].

- [11] J. Lewis og B. Stark, «Machinery and rotating equipment integrity inspection guidance notes,» Health and Safety Executive 2003, 2003.
- [12] P. Hill og C. Peterson, Mechanics and Thermodynamics of Propulsion, 2nd red., Addison-Wesley Publishing Company, 1992.
- [13] N. Nesse, «Sentrifugalkompressor, Store Norske Leksikon,» 2009. [Internett]. Available: [www.snl.no/sentrifugalkompressor](http://www.snl.no/sentrifugalkompressor). [Funnet 25 April 2014].
- [14] H. Saravanamutto, G. Rogers , H. Cohen og P. Straznicky, Gas Turbine Theory, 6th red., Pearson Education Canada, 2008.
- [15] Ø. Langørgen og B. Malvik, «Utredning av mulige utslipp til luft av PCB, HCB og dioksiner fra termiske prosesser offshore,» SINTEF, 2010.
- [16] S. Singh og R. Kumar, «Ambient air temperature effect on power plant performance,» International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST), 2012.
- [17] A. Geete og A. I. Khandwawala, «Generate correction curves for 120 MW thermal power plant for extraction lone pressure drop (heater no. 6) with the help of designed computer aided software,» Technical Journals, 2013.
- [18] A. Kværner, «SKA-AK-ER251-R-VA-0002: Performance data generator package 100/200/300/400,» BP, 2009.
- [19] T. Fadnes, «Utslipp av NO<sub>x</sub> fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel,» Oljedirektoratet, 2013.
- [20] I. Nastad, «NO<sub>x</sub>-reduksjon ved bruk av teknologi og effektive virkemidler,» Norges teknisk-naturvitenskapelige Universitet, 2006.
- [21] O. Bolland, «Tilgjengelighet og pålitelighet for gassturbinbaserte kraftverk,» Institutt for Termisk energi og vannkraft - NTNU, 1996.
- [22] K. Saugstad og I. Gunvaldsen, «Store Norske Leksikon,» [Internett]. Available: [http://snl.no/elektrisk\\_maskin](http://snl.no/elektrisk_maskin). [Funnet 05 02 2014].

- [23] M. Dalva og O. V. Throsen, Elektriske maskiner og omformere, Gyldendal, 2001.
- [24] S. J. Chapman, Electric Machinery and Power System Fundamentals, New York: McGraw-Hill, 2002.
- [25] K. S. Alne, «Reduction of NO<sub>x</sub> Emissions from the Gas Turbines for Skarv Idun,» Norwegian University of Science and Technology, NTNU, 2007.
- [26] G. R. Lalor, «Frequency Control on an Island Power System with Evolving Plant Mix,» School of Electrical, Electronic and Mechanical Engineering University College Dublin, Dublin, 2005.
- [27] J. J. May og H. Foss, «Power Management System for the "Deepwater Horizon" a Dynamically Positioned All Weather Semisubmersible,» Dynamic Positioning Committee, 2000.
- [28] A. Johannessen, P. A. Tufte og L. Christoffersen, Introduksjon til samfunnsvitenskaplig metode, Oslo: Abstrakt Forlag, 2006.
- [29] Dresser-rand, «SKA-AK-ER251-R-MA-0002 User Manual,» BP, 2012.
- [30] M. A. Rosa do Nascimento og L. d. Oliv, Progress in Gas Turbine Performance, CC BY, 2013.
- [31] AkerSolutions, «SKA-AK-E-FD-1004: Functional description and operational philosophy,» BP, 2010.
- [32] A. Kværner, «SKA-AK-ER251-R-MB-0003 functional description turbine control panel generator package 200/400,» BP, 2011.
- [33] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 23 - Gass re-kompresjon,» 2009.
- [34] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 24 - Gassbehandling,» BP, 2009.
- [35] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 26 - gassinjeksjon,» 2009.
- [36] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 38 - Glykol Regenerering,» 2009.

- [37] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 50 - Sjøvann,» 2009.
- [38] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 58 - Thrustere,» 2010.
- [39] M. Naciri, C. Jamet , R. Daran, S. Vedeld, P. Drijver og V. Visser, «The Skarv FPSO turret mooring system: A 5,000-ton challenge,» 2011. [Internett]. Available: [http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-71/issue-1/drilling-\\_completion/the-skarv-fpso-turret-mooring-system-a-5000-ton-challenge.html](http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-71/issue-1/drilling-_completion/the-skarv-fpso-turret-mooring-system-a-5000-ton-challenge.html). [Funnet 09 April 2014].
- [40] H. Kulbotten og J. K. Lervik, «Direkte elektrisk oppvarming av undervannsrørledninger (DEH),» [Internett]. Available: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Elkraftteknologi/Direkte-elektrisk-oppvarming-av-undervannsrørledninger/> . [Funnet 09 April 2014].
- [41] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 41 - Varmemedium,» 2009.
- [42] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 46 - Metanolinjeksjon,» 2009.
- [43] T. T. Thingvoll, Interviewee, *Produksjonplan*. [Intervju]. 26 Mars 2014.
- [44] BP, «SKA-AK-E-LA-1001: Load list,» 2011.
- [45] O. H. Some, Interviewee, *Kraftbehov*. [Intervju]. April 2014.
- [46] A. Gjengedal, Interviewee, *Drivstofforbruk*. [Intervju]. 04 April 2014.
- [47] K. Ravnaas, Interviewee, *Miljø-utslipp*. [Intervju]. 04 April 2014.
- [48] S. E. Corneliussen, Interviewee, *Miljø-avgifter*. [Intervju]. 02 Mai 2014.
- [49] NHO, «NOx-fondet,» [Internett]. Available: <https://www.nho.no/nox>. [Funnet 26 May 2014].
- [50] B.-M. Larsen, Interviewee, *Eksportert gass*. [Intervju]. 05 Mai 2014.
- [51] A. Kværner, «SKA-AK-E-RA-1006\_01: Power system dynamic calculation report,» BP, 2008.

- [52] Ø. Borvik, Interviewee, *PMS*. [Intervju]. 19 Mars 2014.
- [53] AkerSolutions, «SKA-AK-E-SA-1022: Load Shedding Report,» BP, 2011.
- [54] AkerSolutions, «SKA-AK-E-SA-1029: Power management system functional specification,» BP, 2009.
- [55] BP, «PMS - load shedding and heavy load start inhibit specification,» BP, 2014.
- [56] O. J. Narvestad, Interviewee, *Oppstart av turbin*. [Intervju]. 13 Mai 2014.
- [57] A. Kværner, «Functional Description Turbine Control Panel Generator Package 200/400,» BP, 2011.
- [58] A. Solutions, «Logic diagram turbine control panel, generator package 100/300, LM2500+G4 DF DLE,» BP, 2011.
- [59] A. Hansen, Interviewee, *Oppstartssekvens - turbin*. [Intervju]. 15 Mai 2014.
- [60] S. M. Hetland, Interviewee, *Produksjonsprofil*. [Intervju]. 03 April 2014.
- [61] M. Andresen, Interviewee, *HP/LP produksjon*. [Intervju]. 08 April 2014.
- [62] C. Ross, Interviewee, *Trykkprofil*. [Intervju]. 08 april 2014.
- [63] A. Kværner, «SKA-AK-P-RA-1016: Technical note - compressor variable speed driver evaluation,» BP, 2006.
- [64] A. Kværner, «SKA-AK-P-RA-1001: Steady state process simulation report,» BP, 2006.
- [65] BP, «SKA-AK-E-FD-1004 functional description and operational philosophy,» 2010.
- [66] B. Aker Solutions, «SKA-AK-ER252-Z-MA-0188,» 2011.
- [67] BP, «Driftshåndbok for Skarv: System 27 - Gasseksport og måling,» 2009.

# 10 Vedlegg

## Vedlegg A: Produksjonsprofil

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Gass produksjon [billion Sm <sup>3</sup> ]	6,01	6,25	5,81	6,25	6,25	5,89	6,25	5,51	3,76	2,63	1,43	0,83	0,56	0,24	0,23	0,23
Gass injisert [billion Sm <sup>3</sup> ]	1,66	1,97	1,89	2,05	1,72	0,96	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gass eksport [billion Sm <sup>3</sup> ]	4,35	4,28	3,92	4,20	4,53	4,94	5,88	5,51	3,76	2,63	1,43	0,83	0,56	0,24	0,23	0,23
Gass produksjon [MSm <sup>3</sup> /d]	16,47	17,12	15,92	17,12	17,12	16,15	17,13	15,11	10,31	7,20	3,91	2,27	1,52	0,67	0,64	0,64
Gass injisert [MSm <sup>3</sup> /d]	4,54	5,40	5,18	5,62	4,72	2,62	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gass eksport [MSm <sup>3</sup> /d]	11,92	11,72	10,74	11,50	12,40	13,53	16,12	15,11	10,31	7,20	3,91	2,27	1,52	0,67	0,64	0,64

## Vedlegg B: Kraftprofil

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Produksjons plan</b>																	
Gass eksportert [MSm <sup>3</sup> /d]	10,93	11,92	11,72	10,74	11,50	12,40	13,53	16,12	15,11	10,31	7,20	3,91	2,27	1,52	0,67	0,64	0,64
Gass injesert [MSm <sup>3</sup> /d]	1,59	4,54	5,40	5,18	5,62	4,72	2,62	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Kraftforbruk</b>																	
Kompressorer	33,68	40,30	40,37	46,35	55,27	57,20	55,56	60,36	60,06	55,55	50,41	39,02	33,36	30,77	27,81	27,72	27,70
Andre laster	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
<b>SUM</b>	<b>44,68</b>	<b>51,30</b>	<b>51,37</b>	<b>57,35</b>	<b>66,27</b>	<b>68,20</b>	<b>66,56</b>	<b>71,36</b>	<b>71,06</b>	<b>66,55</b>	<b>61,41</b>	<b>50,02</b>	<b>44,36</b>	<b>41,77</b>	<b>38,81</b>	<b>38,72</b>	<b>38,70</b>

## Vedlegg C: Driftsstrategi

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Kraftbehov [MW]	44,68	51,30	51,37	57,35	66,27	68,20	66,56	71,36	71,06	66,55	61,41	50,02	44,36	41,77	38,81	38,72	38,70
Antall generatorer	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2



## Vedlegg D: Skriv til offshore-personell

### Driftsstrategi for Skarv FPSO

Ved prosjektering av Skarv FPSO ble det laget en kraftprofil hvor det ble antatt et kraftbehov mellom 70-80 MW. Det ble da laget en driftsstrategi som innebærer bruken av tre generatorer med en i stand-by. Etter et år i drift viste det seg at kraftbehovet ligger vesentlig lavere, ca. 50 MW. Til tross for lavere kraftbehov benyttes den samme driftsstrategien som prosjektert. Etter å ha gjennomgått erfaringsdata og generell teori viser det seg at dagens driftssituasjon ikke er optimal.

Ny foreslått driftsstrategi er følgende:

- **Ved et kraftbehov mellom 40-55 MW**
  - To generatorer kjører, to generatorer i stand-by
- **Kraftbehov mellom 55-75 MW**
  - Tre generatorer kjører, en generator i stand-by

Videre arbeid:

Bakgrunnen for nytt PMS-system var å unngå produksjonsstopp ved utfall av en generator. Anbefalt driftsstrategi er basert på at det nye PMS-systemet fungerer slik ved både utfall av en av to og en av tre generatorer.

Det finnes foreløpig ikke erfaringsdata på hvordan det nye PMS-systemet vil reagere på utfall av en av to generatorer. Det skal dermed gjennomføres en testperiode på tre måneder hvor det kjøres kun to generatorer. Etter disse tre månedene skal erfaringsdata ses på i sammenheng med funn i denne oppgaven for å avgjøre om retningslinjene som er presentert ovenfor skal gjelde resten av feltets levetid.

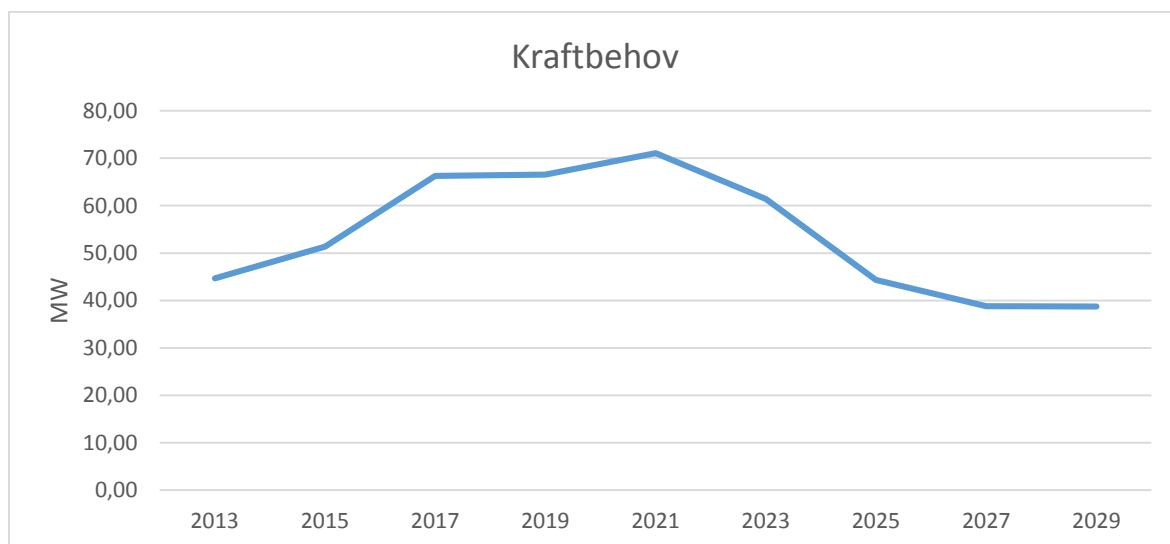
I løpet av denne prøveperioden kan det være nødvendig å foreta noen finjusteringer på PMS-systemet for å sørge for en ønsket respons.

## Bakgrunn for ny driftsstrategi

Det har blitt laget en kraftprofil basert på dagens produksjonsprofil for feltet. Kraftprofilen har vært grunnlaget for anbefalt driftsstrategi. Kraftprofilen er også ment til å være et enkelt verktøy som kan benyttes videre. Ved å legge inn nye produksjonsdata i Excel-filen som er laget vil den automatisk vise tilhørende kraftprofil.

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Produksjons plan</b>																	
Gass eksportert [MSm <sup>3</sup> /d]	10,93	11,92	11,72	10,74	11,50	12,40	13,53	16,12	15,11	10,31	7,20	3,91	2,27	1,52	0,67	0,64	0,64
Gass injisert [MSm <sup>3</sup> /d]	1,59	4,54	5,40	5,18	5,62	4,72	2,62	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Kraftforbruk</b>																	
Kompressorer	33,68	40,30	40,37	46,35	55,27	57,20	55,56	60,36	60,06	55,55	50,41	39,02	33,36	30,77	27,81	27,72	27,70
Andre laster	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
<b>SUM</b>	<b>44,68</b>	<b>51,30</b>	<b>51,37</b>	<b>57,35</b>	<b>66,27</b>	<b>68,20</b>	<b>66,56</b>	<b>71,36</b>	<b>71,06</b>	<b>66,55</b>	<b>61,41</b>	<b>50,02</b>	<b>44,36</b>	<b>41,77</b>	<b>38,81</b>	<b>38,72</b>	<b>38,70</b>

Første felt går over til lavt trykk i 2016. Dette fører til et hopp i kraftbehov. Grafen nedenfor er et resultat av kraftprofilen og viser hva kraftbehovet vil være de neste årene.



Som vist i kraftprofilen så varierer kraftbehovet på Skarv FPSO med 30 MW gjennom feltets levetid. For å sikre en sikker, stabil, økonomisk gunstig og miljømessig gunstig

drift av Skarv FPSO har det blitt anbefalt to ulike driftsstrategier, avhengig av kraftbehovet.

### **Ved et kraftbehov mellom 40-55 MW**

Første driftssituasjon er når kraftbehovet er mellom 40-55 MW. I følge kraftprofilen vil dette gjelde fram til 2016, også igjen i 2024 og utover.

Å kjøre to generatorer ved et kraftbehov på 50 MW tilsvarer en virkningsgrad på 37 % kontra 30 % ved bruk av tre generatorer. Lavere virkningsgrad fører blant annet til høyere brenselforbruk. Ved å bruke tre generatorer gir dette er høyere brenselforbruk på 13,5 % i forhold til bruk av to. Dette tilsvarer et tap i inntekter relatert til salg av gass på 40,5 millioner kroner per år.

Høyere brenselforbruk fører også til høyere utslipp av forurensende gasser som CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> som gir høyere avgifter og mer forurensning. Ved å kjøre tre generatorer må BP betale omtrent 15,6 millioner kroner per år mer i CO<sub>2</sub>-avgifter kontra bruk av to. I tillegg til at BP må betale mer i miljø-avgifter ved bruk av tre er det også mer forurensende.

Bruk av tre generatorer vil også føre til mer slitasje på maskinene enn bruk av to, samt høyere vedlikeholdskostnader.

Fordelen med å bruke tre generatorer er at to generatorer kan levere kraftbehovet ved utfall av en. PMS vil initiere lastavkastning ved utfall av både en av tre og en av to generatorer ettersom frekvensvariasjonen blir større enn 5 % ved begge tilfeller. Ettersom en generator sannsynligvis er i stand til å levere nok kraft til det mest nødvendige for å holde produksjonen i gang er det ikke kritisk ved utfall av en av to. Utfall av en av to generatorer vil føre til større frekvensvariasjoner og stabiliseringstid enn ved utfall av en av tre. På den andre siden vil bruken av tre generatorer føre til flere utfall enn ved bruk av to.

Fordeler ved begge driftssituasjonen:

<b>To generatorer</b>	<b>Tre generatorer</b>
40,5 millioner kroner per år i høyere inntekter pga. mindre brenselforbruk	Nok kapasitet ved utfall av generator
15,6 million kroner per år spart på grunn av mindre CO <sub>2</sub> -avgifter	Mindre frekvensvariasjon og stabiliseringstid ved utfall av generator
Mer miljøvennlig	
Mindre slitasje	
Mindre vedlikeholdskostnader	
Sjeldnere utfall av generator	

Til tross for at det sannsynligvis vil føre til høyere tap i tapte inntekter ved utfall av en av to vil anbefalt driftsstrategi være å bruke to generatorer. Årsaken til dette er at BP sparer omtrent 56 millioner kroner per år bare på grunn av lavere brenselforbruk og miljø-avgifter. I tillegg vil det også være besparelser relatert til mindre slitasje, mindre vedlikeholdskostnader og færre utfall av generatorer.

Anbefalt driftsstrategi for et kraftbehov mellom 40 – 55 MW er dermed å bruke to generatorer og la to stå i stand-by. Hvilke generatorer som er i bruk skal skiftes på for å sikre lang levetid på maskinene.

### **Ved et kraftbehov mellom 55-75 MW**

I 2016 vil den første produsenten settes over til lav trykk. Fra dette året vil dermed kraftbehovet øke helt fram til 2021. I 2021 er kraftbehovet på omtrent 70 MW før det begynner å synke igjen.

Årsaken til at det her ikke bør benytte to generatorer er at to ikke vil ha nok kapasitet til å levere 70 MW. Det er dermed nødvendig med tre eller fire generatorer i drift. Av de samme årsakene som er nevnt ovenfor er det i dette tilfellet mest optimalt å drifte Skarv FPSO med tre generatorer.

## Driftsstrategi for Skarv FPSO`s levetid

Basert på produksjonsprofilen som er lagt inn i tabellen ovenfor (datert 03.04.14) er det kommet fram til følgende driftsstrategi:

År	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Kraftbehov [MW]	44,68	51,30	51,37	57,35	66,27	68,20	66,56	71,36	71,06	66,55	61,41	50,02	44,36	41,77	38,81	38,72	38,70
Antall generatorer	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2