



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Industrial Asset Management	Vår.....semesteret, 20.16. Åpen / Konfidensiell
Forfatter: Marte Walmestad Tofteberg (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Jayantha Prasanna Liyanage Veileder(e): Bjarne Tufte (Sira-Kvina Kraftselskap)	
Tittel på masteroppgaven: Ombygging til reverisbelt pumpekraftverk i Roskrepp kraftverk - et mulighetsstudie Engelsk tittel: Reconstruction of Roskrepp power plant to a reversible pumping pumping plant - a feasibility study	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Vannkraft, ombygging, pumpekraft, magasin, marked, kraftsammensetning, Norge, Norden, Europa, lønnsomhet, mulighetsstudie	Sidetall:91..... + vedlegg/annet: ..18 stk (44 sider) Stavanger, 15.juni 2016.... dato/år

Ombygging til reversibel pumpekraft i Sira-Kvina kraftselskaps
produksjonsanlegg
- Et mulighetsstudie

Av

Marte Walmestad Tofteberg

I samarbeid med

Sira-Kvina Kraftselskap

En masteroppgave levert til teknisk- og naturvitenskaplig fakultet ved Universitetet i
Stavanger



Universitetet
i Stavanger

Sammendrag

Masteroppgaven er et resultat av Sira-Kvina Kraftselskaps ønske om å kartlegge endrede markedsforutsetninger, og muligheter knyttet til økt balansekraft i deres produksjonsanlegg.

De siste årene har økt fokus på klimamål gjort seg gjeldende i kraftbransjen. Dette har ført til endrede markedsforutsetninger for Norske kraftprodusenter som innebærer nye utvekslingskabler med utlandet, omlegging til mer ikke regulerbar kraftproduksjon i Europa, etablering av småkraft og vindkraft i Norge kombinert med en styrking av sentralnettet i Norge og Sverige slik at mer kraft kan transporteres i det norske og svenske kraftmarkedet.

På bakgrunn av økt andel uregulerbar, fornybar produksjon både i Norge, Norden, Europa og globalt forventes det et økende behov for regulerbar effektproduksjon, og det som kalles systemtjenester, altså balansekraft.

Sira-Kvina kraftselskap har et produksjonsanlegg som ligger godt plassert med tanke på driften av kraftsystemet på sør-vest landet, men også med tanke på utveksling med Europa. Et prosjekt for økt balansekraft i deres produksjonsanlegg vil kunne bidra med sårt trengt reguleringsevne.

Analyser av historiske data for tilsig, vannstand og produksjon viser at produksjonssystemet til Sira-Kvina er i stand til å håndtere en implementering av et regulerbart pumpekraftverk og endringene dette medfører for produksjonsmønster. Usikkerheten er i større grad knyttet til lønnsomheten til en slik investering, og dermed fremtidig kraftpris.

Som et resultat av de endrede markedsforutsetningene, og særlig økt andel fornybar energi med lave marginalkostnader har kraftprisen falt drastisk de siste årene. Dette har ført til at investeringer i det norske kraftsystemet har bremsset opp, og at eksisterende produksjon sliter med dårlig lønnsomhet. Det antas at i årene fremover vil det skje store endringer med tanke på kraftpris og markedsstruktur for å sikre opprustning av kraftsystemet og tilstrekkelig leveringssikkerhet.

I denne rapporten er det utarbeidet en prisprognose som baserer seg på stigende kraftpriser i årene mot 2050. På bakgrunn av scenarier for prisnivå og sesongvariasjon kan det konkluderes med at en eventuell investeringsbeslutning hos Sira-Kvina kraftselskap og deres eiere vil kreve utarbeiding av sikrere kraftprisprognoser. Selv om enkelte scenarier har positiv nåverdi for prosjektet, er det snakk om små marginer og relativt lang tilbakebetalingstid med tilhørende stor risiko.

Abstract

This master thesis is a result of Sira-Kvina power company's desire to map the changing market conditions and opportunities related to the balancing power in their production facilities.

In recent years, increased focus on climate change and goals has manifested themselves in the power industry. This has led to changes in market conditions for Norwegian power producers that involves new exchange cables abroad, converting to more non-flexible power I Europe, the establishment of small hydro and wind power plants in Norway combined with a strengthening of the national grid in Norway and Sweden so that more power can be transported in the Norwegian and Swedish electricity market.

An increases proportion of non-flexible power production I Norway, Scandinavia, Europe and globally is expected to increase the demand for flexible power production, and what is commonly known as system services, thus balancing power.

Sira-Kvina power company has a production facility that is well located with regar to operation in the south-west of Norway, but also in terms of exchange with Europe. A project for greater balancing power in their production facility could provide much needed regulatory capacity.

Analysis of historical data for inflow, water level and production suggests that the Sira-Kvina production system is able to handle an implementation of an adjustable pumping power plant and the changes this causes in production pattern. Uncertainty is increasingly tied to the profitability of such an investment and hence the future energy prices.

As a result of the changed market conditions, particularly the increased share of non-flexible renewable energy with low marginal costs, the electricity prices has gone down drastically in recent years. This has led to a slow-down in investments in the Norwegian power system, and existing production units struggling with poor profitability. It is believed that in future years there will be major changes in terms of energy prices and possibly market structure to ensure necessary upgrading of the power system and adequate safety of supply.

In this report a price forecast based on rising energy prices towards 2050 has been established. On the basis of scenarios of price levels and seasonal variations it can be concluded that an investment decision by Sira—Kvina and their owners will require development of more detailed price forecasts. Although some scenarios presented in this report reflects a positive net present value for the project, the margins are small, and the payback time and resulting risk is high.

Forord

Denne masteroppgaven som omhandler mulighetene knyttet til ombygging av Roskrepp kraftverk ble gjennomført som en avslutning på studieprogrammet ”Industrial Asset Management” ved Universitetet i Stavanger våren 2016.

Å gjennomføre et slikt mulighetsstudie/forstudie i samarbeid med Sira-Kvina kraftselskap har tilført arbeidet nytteverdi, og dermed gjort arbeidet givende. Arbeidet med oppgaven har vært både spennende og lærerikt. Etter endt arbeid har jeg opparbeidet meg kunnskap som er nyttig og attraktivt på arbeidsmarkedet.

Det er mange som har bidratt til utformingen av denne masteroppgaven.

Jeg vil gjerne rette en stor takk til Bjarne Tufte hos Sira-Kvina som har vært pådriver for den aktuelle problemstillingen, og kommet med mange gode innspill underveis i arbeidet.

Takk til veileder Jayantha Prasanna Liyanage ved universitetet i Stavanger som har vært tilgjengelig for oppfølging og svar på spørsmål.

Takk til medstudenter som har bidratt med selskap og støtte, og som har gjort mine to år ved Universitetet i Stavanger lærerike og minneverdige.

Takk til familie og venner for tålmodighet, støtte og oppmuntring ikke bare i arbeidet med masteroppgaven, men gjennom hele studietiden.

Til slutt en stor takk til alle hos Sira-Kvina, som har tatt meg godt imot, og brukt av sin tid for å bidra med informasjon og komme med innspill mens jeg har arbeidet med oppgaven. Uten dere hadde det ikke blitt noen oppgave.

Marte Walmestad Tofteberg

Stavanger, 15.juni 2016

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	iv
Abstract	v
Forord	vi
Innholdsfortegnelse	ix
Figuroversikt	1
Tabelloversikt	3
Forkortelser og forklaringer	4
Del 1 – Innledning	5
1 Innledning	5
1.1 Bakgrunn	5
1.2 Formål og problemstilling	5
1.3 Avgrensning	6
1.4 Metode	6
1.5 Struktur	7
Del 2 – Teori	9
2 Kraftproduksjon	9
2.1 Nøkkeltall	9
2.2 Vannkraft - verdikjeden	10
2.3 Pumpekraft	12
3 Kraftmarkedet	12
3.1 Historisk	13
3.2 Systemansvar	13
3.3 Produksjon og forbruk	13
3.4 Distribusjon	14
3.5 Handel	15
4 Sira-Kvina	19
4.1 Bedriften	19
4.2 Produksjonsanlegg og vannvei	20
4.3 Kraftproduksjon og salg	23
Del 3 – Kartlegging, analyser og resultater	24

5	Markeds- og prisutvikling	24
5.1	Det globale kraftmarkedet.....	24
5.2	Det europeiske kraftmarkedet.....	25
5.3	Det Nordiske kraftmarkedet.....	29
5.4	Det norske kraftmarkedet.....	31
5.5	Prisutvikling.....	34
6	Tilpasning av Sira-Kvinas produksjonsanlegg	39
6.1	Roskrepp kraftverk.....	39
6.2	Ombygging til pumpeturbin.....	41
6.3	Tilslig og mulig utnyttbar vannmengde	42
6.4	Kapasitet i produksjonsanlegget	54
6.5	Lønnsomhetsberegninger	62
6.6	Sensitivitet knyttet til lønnsomhet	64
6.7	Beregning av scenario-lønnsomhet.....	66
Del 4 – Diskusjon og konklusjon.....		71
7	Diskusjon.....	71
7.1	Tekniske utfordringer.....	71
7.2	Utnyttbar vannmengde.....	72
7.3	Kapasitet i produksjonsanlegget	73
7.4	Kraftpriser	73
7.5	Lønnsomhet.....	74
7.6	Problemstilling.....	76
7.7	Diskusjon rundt arbeidet.....	76
8	Konklusjon	76
9	Videre arbeid	77
10	Referanser	78
11	Vedlegg.....	81

Figuroversikt

Figur 1: Skissert vannkraftverk med vannmagasin og utløp. Kilde: http://www.hydro.com/no/Hydro-i-Norge/Var-virksomhet/Vannkraft/Fra-vann-til-energi/ (Hydro, 2013)	10
Figur 2: Skissert vannkraftverk med turbin og generator. Kilde: http://www.hydro.com/no/Hydro-i-Norge/Var-virksomhet/Vannkraft/Fra-vann-til-energi/ (Hydro, 2013) Vannkraft blir regnet som en moden teknologi. (fornybar.no, n.d.-b)	11
Figur 3: Budområder Elspot/Elbas. (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015)	16
Figur 4: Eiere og eierandeler i Sira-Kvina Kraftselskap. Kilde: http://www.sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Organisasjonen/Sira-Kvina-eiere/ (Sira-Kvina, n.d.-a)	20
Figur 5: Vannveisystemet hos Sira-Kvina Kraftselskap. HRV- høyeste regulerte vannstand. LRV- laveste regulerte vannstand. Kilde: http://www.sirakvina.no/Prosjekter-og-anlegg/Hovedmagasiner/ (Sira-Kvina, n.d)	21
Figur 6: Historisk utvikling i kraftpris basert på data fra Nord Pool.(Noord Pool, 2016).....	34
Figur 7: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.	36
Figur 8: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris i juli måned basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.	37
Figur 9: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris i januar måned basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.	37
Figur 10: Utvikling av gjennomsnittlig årlig tilsig til Kvinen/Øyarvann i perioden 1930-2011 med stiplet trendlinje. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.....	42
Figur 11: Gjennomsnittlig ukentlig fordeling av tilsiget til Kvinen/Øyarvann i perioden 1930- 2011. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	43
Figur 12: Gjennomsnittlig ukentlig fordeling av tilsiget til Kvinen/Øyarvann i perioden 1990- 2011. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	43
Figur 13: Tilsig per uke til Kvinen/Øyarvann i 1990, det våteste året i perioden 1930-2011, med et totalt tilsig på $367,7 \text{ Mm}^3$. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira- Kvina kraftselskap.	44
Figur 14: Tilsig per uke til Kvinen/Øyarvann i 1996, det tørreste året i perioden 1930-2011, med et totalt tilsig på $125,2 \text{ Mm}^3$. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira- Kvina kraftselskap.	45
Figur 15: Magasinfylling for Øyarvann i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	46
Figur 16: Grafisk fremstilling av data for magasinfylling 1.mai presentert i tabell 4.	48

Figur 17: Utviklingen av gjennomsnittlig årlig tilsig til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 1930-2011 med stiplet trendlinje. Tilsig gitt i Mm^3 , er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	49
Figur 18: Gjennomsnittlig tilsig per uke til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 1930-2011. Tilsig gitt i Mm^3 , er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	49
Figur 19: Gjennomsnittlig tilsig per uke til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 2000-2011. Tilsig gitt i Mm^3 , er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	50
Figur 20: Magasinfylling for Roskreppfjorden i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	51
Figur 21: Gjennomsnittlig magasinfylling i Roskreppfjorden per måned for perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	51
Figur 22: Grafisk fremstilling av data i tabell 6.	53
Figur 23: Gjennomsnittlig produksjon per måned for Roskrepp i perioden 2006-2016. Basert på produksjonsdata fra Sira-Kvina Kraftselskap.	55
Figur 24: Gjennomsnittlig benyttet kapasitet i Roskrepp per måned for perioden 2006-2016. Benyttet kapasitet gitt i MW basert på historiske data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	55
Figur 25: Gjennomsnittlig produksjon i Tonstad kraftverk for perioden 2006-2016. Basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.	59
Figur 26: Nåverdigraf for grov tilnærming. Det antas "sannsynlig" utvikling i kraftpriser som presentert i vedlegg C, og "sannsynlig" sesongvariasjon som presentert i vedlegg C. Pumpet volum antas konstant og lik $92,43 \text{ Mm}^3$	63
Figur 27: Nåverdigraf for sannsynlig tilnærming. Det antas "sannsynlig" utvikling i kraftpris som presentert i vedlegg C og "sannsynlig" sesongvariasjon som presentert i vedlegg C. Pumpet volum antas å følge sannsynlige prognoser presentert i vedlegg J.	64
Figur 28: Nåverdigraf for scenario med høye kraftpriser.	67
Figur 29: Nåverdigraf for scenario med lave kraftpriser.	67
Figur 30: Nåverdigraf for scenario med økt sesongvariasjon.	68
Figur 31: Nåverdigraf for scenario med redusert sesongvariasjon.	69
Figur 32: Nåverdigraf for scenario med lavt pumpet volum de første to år.	69
Figur 33: Nåverdigraf for scenario med høyt pumpet volum de første to år.	70

Tabelloversikt

Tabell 1: Estimerte kostnadsnivåer knyttet til nødvendige tiltak ve ombygging til reversibelt pumpekraftverk i Roskrepp.	41
Tabell 2: Fordeling av tilsiget til Øyarvann i intervaller på 20 Mm ³ for perioden 1990-2011.	45
Tabell 3: Ulike scenarier for tilgjengelig pumpevolum i Øyarvann basert på magasininfylling og tilsig.	47
Tabell 4: Maksimale verdier for magasininfylling 1.mai i Øyarvann for perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	47
Tabell 5: Maksimale verdier av gjennomsnittlig magasininfylling per måned for perioden 2006-2016. Magasininfylling er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	52
Tabell 6: Maksimale verdier for magasininfylling per måned i perioden 2006-2016. Magasininfylling er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina.	52
Tabell 7: Maksimale verdier for magasininfylling per måned og år for Roskreppfjorden i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	53
Tabell 8: Oversikt over maksimale magasininfyllinger per høst-/vintersesong (september-februar) i perioden 2006-2016. Magasinfyllingsnivå er gitt i meter over havet (moh), magasinkapasiteter er gitt i millioner kubikk Mm ³ . Alle tall er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.	54
Tabell 9: Resultat fra analyser av ledig kapasitet i Roskrepp kraftverk.	56
Tabell 10: Tilgjengelig kapasitet i Roskrepp kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.	56
Tabell 11: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Kvinen kraftverk.	57
Tabell 12: Tilgjengelig kapasitet i Kvinen kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.	57
Tabell 13: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Solhom kraftverk.	58
Tabell 14: Tilgjengelig kapasitet i Solhom kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.	58
Tabell 15: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Tonstad kraftverk.	60
Tabell 16: Tilgjengelig kapasitet i Tonstad kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.	60
Tabell 17: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Åna-Sira kraftverk.	61
Tabell 18: Tilgjengelig kapasitet i Åna-Sira kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.	61

Forkortelser og forklaringer

HRV	Høyeste regulerte vannstand
LRV	Laveste regulerte vannstand
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development Organisasjon for økonomisk samarbeid og utvikling, har som oppgave å fremme økonomisk vekst i medlemslandene, å samarbeide om å stabilisere økonomien og å bidra til å utvide verdenshandelen. Har medlemsland over hele verden; USA, Canada, Japan, Australia, New Zealand, Mexico, Sør-Korea, Chile, Colombia, Israel og de fleste europeiske land.
UiS	Universitetet i Stavanger
kWh	Kilowatt timer
MWh	Megawatt timer
GWh	Gigawatt timer
TWh	Terrawatt timer
MW	Megawatt

1 Innledning

Dette er en generell introduksjon til oppgaven og motivasjonen for oppgaven. Her presenteres problemstilling, mål for oppgaven og avgrensinger.

1.1 Bakgrunn

Masteroppgaven er et resultat av Sira-Kvina Kraftselskaps ønske om å kartlegge endrede markedsforutsetninger, og muligheter knyttet til økt balansekraft i deres produksjonsanlegg.

Sira-Kvina har tidligere gjort undersøkelser i forbindelse med lønnsomheten til pumpekraftverk tilknyttet Tonstad kraftverk og økt installert effekt i Tjørhom kraftverk. Men begge disse prosjektene har blitt lagt på is grunnet lønnsomhetsberegninger.

De siste årene har økt fokus på klimamål gjort seg gjeldende i kraftbransjen. Dette har ført til at bransjen gjennomgår en omveltning, og markedsforutsetningene er endret i forhold til da undersøkelsene for Tonstad og Tjørhom ble gjennomført. De endrede markedsforutsetningene innebærer nye utvekslingskabler med utlandet, omlegging til mer ikke regulerbar kraftproduksjon i Europa, etablering av småkraft og vindkraft i Norge kombinert med en styrking av sentralnettet i Norge og Sverige slik at mer kraft kan transporteres i det norske og svenske kraftmarkedet.

I lys av endringer som nå gjør seg gjeldende i kraftmarkeder og kraftsammensetning forventer Sira-Kvina at etterspørselen etter regulerbar effektproduksjon vil øke. På bakgrunn av dette ønsker Sira-Kvina å kartlegge de endrede markedsforutsetningene og samtidig undersøke hvilke muligheter som finnes med tanke på et mindre kostbart og omfattende prosjekt.

Prosjektet det dreier seg om er en ombygging av et tradisjonelt kraftverk til et reversibelt pumpekraftverk. En slik ombygging har ikke tidligere blitt gjort, men Roskrepp kraftverk i Sira-Kvinas produksjonsanlegg er en lovende kandidat.

Ombyggingsprosjektet skal undersøkes i lys av de endrede markedsforutsetningene, men hovedfokus blir å undersøke mulighetene og begrensningene i forhold til å implementere et reversibelt pumpekraftverk i eksisterende anlegg og vannveisystem.

1.2 Formål og problemstilling

Oppgaven handler på mange måter om å kartlegge muligheter knyttet til effektiv utnyttelse av energisystemer og ressurser på tvers av landegrenser for best mulig oppnåelse av leveringssikkerhet.

Oppgaven skal ta for seg ombygging av et tradisjonelt kraftverk til et reversibelt pumpekraftverk. Målet med oppgaven er å kartlegge og analysere dagens driftsituasjon for å undersøke muligheter og begrensinger knyttet til en slik ombygging. På bakgrunn av resultater fra slike analyser skal det beregnes potensiell lønnsomhet i prosjektet. Lønnsomheten vil så være objekt for sensitivitetsanalyser som kan kartlegge usikkerheten knyttet til ulike variabler i beregningene.

Bakgrunnen for prosjektet er endringer i kraftmarkeder og kraftsammensetning. I forbindelse med lønnsomhetsberegninger for prosjektet skal dagens markedssituasjon kartlegges, slik at man på bakgrunn av utviklingstrekk kan begrunne valg av fremtidig kraftpris benyttet i lønnsomhetsberegninger.

Problemstillingene skal besvares er følgende:

Er det tilstrekkelig kapasitet i dagens produksjonsanlegg til å håndtere et endret driftsmønster som inkluderer pumping mellom Øyarvann og Roskreppfjorden?

Kan en ombygging til reversibelt pumpekraftverk være en lønnsom investering med tanke på endringene som skjer i kraftmarked og –sammensetning?

1.3 Avgrensning

Oppgaven begrenses til å regnes som et forstudie for mulig videre utredning. Det er gjort betydelige forenklinger i tolkninger, analyser og beregninger, og tas forbehold om at rapporten kan være mangelfull eller inneholde feil.

Tekniske problemstillinger er utelukket i rapporten, men anbefales undersøkt dersom prosjektet er av interesse. Se del 4 for diskusjon rundt dette og anbefalt videre arbeid.

Rapporten tar ikke for seg hensyn som må/bør belyses med tanke på ulike tiltaks inngripen i miljø og nærområde. Dette er en stor og tidkrevende prosess som krever involvering av parter som kommune, fylkeskommune, regjering og NVE.

1.4 Metode

I arbeidet med oppgaven er det benyttet både en kvalitativ og kvantitativ tilnærming.

Arbeidet med oppgaven er i stor grad basert på studie av relevant litteratur i forbindelse med utvikling i kraftmarked og kraftsammensetning. Kraftmarkedet er kompleks, og bakgrunnen for prognoser er i stadig endring, det har derfor vært viktig å oppsøke troverdige og oppdaterte kilder i arbeidet med oppgaven. Arbeidet med kartleggingen av kraftmarkeder og utvikling vil i stor grad være kvalitativ, men som et resultat av kraftleggingen vil det presenteres en kvantitativ prognose.

Analyser av produksjonssystemet er gjort på bakgrunn av data innhentet fra Sira-Kvina kraftselskap og deres historiske database. Beregninger og forenklinger er gjort på bakgrunn av samtaler med ansatte i Sira-Kvina kraftselskap hvor de har delt av sine erfaringer. Analysene vil i stor grad bestå av kvantitativ arbeid, men tolkningen og diskusjonen vil være kvalitativt.

1.4.1 Mulighetsstudie

Et mulighetsstudie er: ”en utredning som bringer frem nye ideer og belyser potensiale for eiendom (område/areal eller eksisterende bygg)” (Multiconsult, n.d.).

Oppgaven kan klassifiseres som en mulighetsstudie ettersom den omhandler potensialet knyttet til en eventuell ombygging av et tradisjonelt kraftverk til et reversibelt pumpekraftverk. Det utarbeides grove kostnadsestimater og nåverdiberegninger, og kommenteres på tilhørende usikkerhetsmomenter.

1.4.2 Nåverdiberegning

En nåverdiberegning er en kvantitativ metode som forteller om en investering vil lønne seg på bakgrunn av fremtidige inntekter og utgifter over levetiden til investeringen.

Netto nåverdi for kontantstrømmen i levetiden beregnes ved hjelp av en annuitetsfaktor (Sirnes, 2015):

$$NPV = \sum \frac{C}{(1-r)^n}$$

Differansen mellom totale investeringskostnader og nåverdien av årlige nettoinntekter gir netto nåverdi. Jo høyere nåverdi, desto mer lønnsom er investeringen.

1.4.3 Scenarioanalyse

Et scenario skiller seg fra prognoser, antagelser og visjoner ved at det er en beskrivelse av en mulig fremtidig situasjon (Lindgren og Bandhold, 2003). Prognoser er ofte grunnlaget for utforming av scenarioer.

En scenarioanalyse består av analyse av utvalgte scenarioer som dekker ulike usikkerheter knyttet til fremtiden (Lindgren og Bandhold, 2003).

I forbindelse med arbeidet i denne oppgaven er det utarbeidet sannsynlige, øvre og nedre scenarioer for kraftprisutvikling og sesongvariasjon. Det er også utarbeidet sannsynlig, øvre og nedre scenario for tilgjengelig pumpet volum. Disse scenariene danner grunnlaget for diskusjon rundt lønnsomheten til investeringen.

1.5 Struktur

Oppgaven deles inn i 4 deler:

Del 1: Innledning

Del 2: Teori

Del 3: Kartlegging, analyse og resultat

Del 4: Diskusjon og konklusjon

Hver del består av kapitler som igjen er inndelt i to lag underkapitler der det passer seg slik. Innholdsfortegnelsen er begrenset til første underkapittel for å gjøre den mer leservennlig.

Del 1: Innledning

Dette er en generell introduksjon til oppgaven og motivasjonen for oppgaven. Her presenteres problemstilling, mål for oppgaven og avgrensinger.

Del 2: Teori

I denne delen presenteres teorien som ligger til grunn for å forstå oppgaven og arbeidet med oppgaven.

Del to består av kapittel 2 som omhandler kraftproduksjon, kapittel 3 som omhandler kraftmarked og handel med kraft, og kapittel 4 som omhandler Sira-Kvina kraftselskap og deres produksjonsanlegg.

Del 3: Kartlegging, analyse og resultat

Her presenteres forventede endringer i Europas kraftsammensetning og grunnen til de forventede endringene. Samt at det på bakgrunn av trender og perspektiver presenteres et forventet fremtidig markedsdesign med forventede priser. Del 3 inneholder også analysen av Sira-Kvinas produksjonsanlegg, og muligheter/utfordringer knyttet til en ombygging i Roskrepp kraftverk.

Del 3 består av kapittel 5 som omhandler markeds- og prisutvikling, og kapittel 6 som omhandler produksjonsanlegget.

Del 4: Diskusjon og konklusjon

I denne siste delen oppsummerer resultatene fra del 3, og diskuterer feilkilder og usikkerheter knyttet til disse. Konklusjonen presenteres som et svar til problemstillingen, og det foreslås videre arbeid.

Del 4 består av kapittel 7 som er en diskusjon og oppsummering, kapittel 8 som inneholder konklusjonen og kapittel 9 som presenterer videre arbeid.

2 Kraftproduksjon

Kraft kan produseres fra mange ulike kilder. I Norge produserer vi mest vannkraft, men det satses også på bioenergi, vind- og gasskraft (Statnett, 2013, Olje- og energidepartementet, 2016). I resten av verden produseres også kraft fra kilder som kull- og kjernekraft.

2.1 Nøkkeltall

For å se Norges og Sira-Kvina kraftselskaps bidrag til kraftmarkedet, og vannkraftens betydning i en større sammenheng vil dette kapittelet belyse noen nøkkeltall knyttet til kraftproduksjon.

2.1.1 Verden

I 2013 var verdens totale kraftproduksjon på 23 234 TWh (International Energy Agency, 2015a). Av den totale kraftproduksjonen bidro vannkraft med 3 722 TWh (International Energy Agency, 2015a), hvilket tilsvarer en betydelig andel på omtrent 16,5 %. Slik fordelingen av verdens elektrisitetsproduksjon ser ut i dag er vannkraft den største fornybare energikilden (fornybar.no, n.d.-b).

2.1.2 Norge

Den norske kraftforsyningen hadde per 1. Januar 2015 en kapasitet på 33 000 MW, og en normalproduksjon på om lag 138 TWh basert på referanseperioden 1980-2010 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35). Produksjonsevnen har økt jevnt de siste 15 årene, både som følge av økt utbygging og større tilsig til vannkraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35).

Den totale kraftproduksjonen i Norge var 145 TWh i 2015, det er det nest høyeste produksjonsnivået som er registrert hos SSB siden de begynte sine registreringer i 1976 (Statistisk sentralbyrå, 2016). Av de 145 TWh utgjorde vannkraft 95,9%, mens varme- og vindkraft stod for henholdsvis 2,4% og 1,7% (Statistisk sentralbyrå, 2016).

Vannkraft i Norge

Den norske vannkraften har en installert kapasitet på over 31 000 MW, fordelt på om lag 1550 kraftverk (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35). Vannkraften står for 96 % av den norske normalproduksjonen, og har en beregnet normalproduksjon på 132,3 TWh per år (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35). I perioden 1990-2015 er det bygget ut over 4000 MW ny vannkraftkapasitet i om lag 900 kraftverk i Norge. Den største utbyggingen har skjedd de siste 10 årene. Ved utgangen av 2015 var det om lag 2,3 TWh (1000 MW) under utbygging (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35).

Norge innehar om lag halvparten av Europas samlede magasin kapasitet, hvilket tilsvarer om lag 86,5 TWh (Norges Vassdrags- og Energidirektorat, 2016). Det bidrar til at det norske kraftsystemet er i en unik posisjon når det kommer til fleksibilitet i produksjon.

Norge er ett av få land i verden som får praktisk talt all sin elektriske energi fra vannkraft. Dette skyldes i vesentlig grad at vi har mye nedbør i fjellområder høyt over havet, hvor vannet kan samles og utnyttes til kraftproduksjon (Sira-Kvina, 2000).

Vannkraft er, ved siden av olje- og gassteknologi, et av få områder der Norge er blant de teknologisk ledende i Verden (Lien, 2015). Høytrykksturbiner, anlegg i fjell og tidlig liberalisering av kraftmarkedet er noen nøkkelord som beskriver den Norske kompetansen.

2.1.3 Sira-Kvina

Sira-Kvina produserer vel 6 300 kWh (6,3 TWh) årlig, noe som tilsvarer omtrent 5% av den totale årlige kraftproduksjonen i Norge. (Sira-Kvina, n.d.-b)

Kraftselskapet er en av de ledende kraftprodusentene i Norge, og har 7 kraftverk, hvorav Tonstad kraftverk er landets største målt i produksjon (Sira-Kvina, 2000). Kraftselskapet har en viktig rolle i driften av hovedlinjenettet på Sør-Vestlandet, anleggene ligger også sentralt i forhold til kraftutveksling med Europa (Sira-Kvina, 2000).

Mer om Sira-Kvina kraftselskap og deres produksjonsanlegg kan leses i kapittel 4.

2.2 Vannkraft - verdikjeden

Teknologien for å utnytte fallende vann mekanisk er veldig gammel. For over 2000 år siden ble vannhjul brukt av grekerne til å male korn (fornybar.no, n.d.-b). Vannkraft var, sammen med utnyttelsen av kull, svært viktig under den industrielle revolusjon på begynnelsen av 1800-tallet da den ga mekanisk kraft til tekstil- og maskinindustri (fornybar.no, n.d.-b). I 1870 utnyttet man første gang vannkraft til produksjon av elektrisitet, og vannkraft blir i dag regnet som en moden teknologi. (fornybar.no, n.d.-b)

I et vannkraftverk utnytter man den potensielle energien som ligger i vann som befinner seg høyere enn havoverflaten. Den potensielle energien blir omgjort til mekanisk energi i det vannet føres nedover i elver eller i tunneler i fjellet på vei mot havet. Denne mekaniske energien utnyttes i turbiner som tilkobles generatorer for å produsere elektrisk kraft. Et skissert vannkraftverk med høyereliggende magasin og utløp til hav er vist i figur 1.

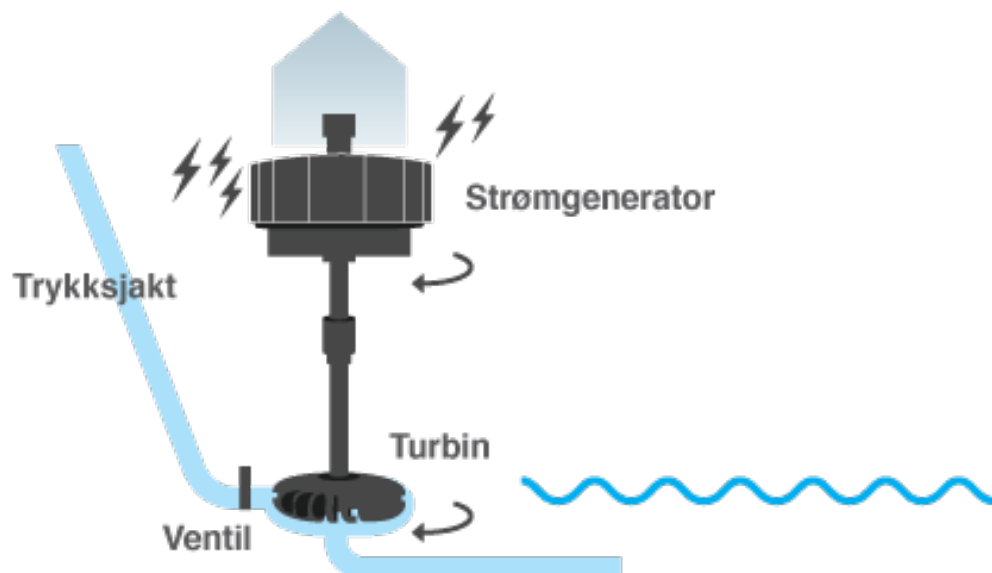


Figur 1: Skissert vannkraftverk med vannmagasin og utløp. Kilde: <http://www.hydro.com/no/Hydro-i-Norge/Var-virksomhet/Vannkraft/Fra-vann-til-energi/> (Hydro, 2013)

For å produsere elektrisk kraft benyttes turbiner og generatorer som illustrert i figur 2. En turbin er en installasjon som omdanner vannets bevegelsesenergi til rotasjonsenergi. Vann i bevegelse treffer turbinens skovler, og driver på den måten turbinhjulet rundt. Turbiner i vannkraftverk har en aksling som går til en generator. Akslingen fører rotasjonsenergien fra turbinen til generatoren, hvor den omdannes til elektrisk energi.

En generator bygger på prinsippet om elektromagnetisk induksjon. Altså produseres elektrisk strøm ved hjelp av et magnetfelt. På akslingen til turbinen ligger det en magnet (Rotor), denne magneten rotere mellom to eller flere elektriske ledere (Stator).

Elektromagnetisk induksjon innebærer at spenning, og dermed strøm, produseres i en en krets ved at den magnetiske fluksen gjennom strømsløyfen endres. I generatoren er statoren (de elektriske lederne) en del av en krets, og strøm produseres ved at rotoren (magnet) roterer. Rotoren lager et magnetfelt som ved rotasjon endrer styrke. Den konstante endringen i styrke (veksling mellom positiv og negativ ladning) gjør at elektronene i kretsen med de elektriske lederne beveger seg, og med det er elektrisitet skapt.



Figur 2: Skissert vannkraftverk med turbin og generator. Kilde: <http://www.hydro.com/no/Hydro-i-Norge/Var-virksomhet/Vannkraft/Fra-vann-til-energi/> (Hydro, 2013) Vannkraft blir regnet som en moden teknologi. (fornybar.no, n.d.-b)

Mengden elektrisk effekt som kan skapes i et vannkraftverk er avhengig av fallhøyden (høydeforskjellen mellom magasinet og inntaket til turbinen), slukeevnen i vannveien mellom magasinet og turbinen, og turbinens spesifikasjoner. Formelen for elektrisk effekt i et vannkraftverk ser slik ut:

$$P = \eta \rho g Q h$$

P = effekt (MW)

η = virkningsgrad i turbin og generator (typisk verdi 0,90-0,95 for turbin og 0,97 for generator)

ρ = tettheten til vann (1000 kg/m³)

g = massens akselerasjon (9,81 m/s²)

Q = slukeevne (m³/s)

h = netto fallhøyde (m) Trykkfallet i turbinrør eller tilløpstunell må subtraheres

2.3 Pumpekraft

Et reversibelt pumpekraftverk er et kraftverk som både kan produsere elektrisitet slik som det er forklart i kapittel 2.2, men som også kan forbruke elektrisk energi til å pumpe vann fra et laverestående magasin til et høyere. Teknologien i et pumpekraftverk er mye det samme som i et vannkraftverk, men funksjonen er litt annerledes. Ved pumpedrift vil generatoren i kraftverket fungere som en motor, og turbinen rotere motsatt vei enn ved produksjon. Vannet pumpes ved hjelp av turbinen opp via samme vannvei som det kommer ned.

Pumpekraft regnes på lik linje som vannkraft som en moden teknologi, og har i løpet av mange år utviklet seg til en teknologi med relativt høy virkningsgrad (fornybar.no, n.d.-a). Litt avhengig av design av turbinhjulet kan et pumpekraftverk ha en virkningsgrad på mer enn 80 % (fornybar.no, n.d.-a).

Pumpeturbiner blir designet som et kompromiss mellom pumper og turbiner. For at en pumpeturbin skal fungere godt i pumpedrift og oppnå nødvendig løftehøyde tar designet ofte utgangspunkt i pumpen (Fougner, 2008). Et slikt design betyr ofte at pumpen kan ha en relativt høy virkningsgrad, men at dette går på bekostning av virkningsgraden i turbindrift. Ved en ombygging er det ekstra begrensninger som må tas hensyn til, noe som kan påvirke virkningsgraden i både pumpe- og turbindrift.

Falltap i vannveien gir redusert energiproduksjon ved turbindrift og økt energibruk ved pumpedrift. Falltappet må trekkes fra fallhøyden ved turbindrift og legges til løftehøyden ved pumpedrift. Det er viktig å unngå for store tap i vannveien for et pumpeturbinanlegg, da dette fører til større forskjell mellom fallhøyden og løftehøyden, og dermed gjøre det vanskelig å oppnå gode virkningsgrader i begge driftstilstander (Fougner, 2008).

I Norge finnes det bare noen få pumpekraftverk i drift. Duge kraftverk i Sira-Kvinas produksjonsanlegg var et av de første store reversible pumpekraftverkene i Norge da det ble satt i drift i 1978/79 (Bøe, Fodstad og Undheim, 2013).

De få pumpekraftverkene eller reversible pumpekraftverkene som er i drift i Norge i dag er alle bygget som pumpekraftverk i utgangspunktet. En ombygging fra tradisjonelt vannkraftverk til pumpekraftverk har ikke blitt gjort tidligere.

3 Kraftmarkedet

Kraftmarkedet handler om balanse. For at kraftsystemet skal fungere må det være balanse mellom hvor mye kraft vi forbruker og hvor mye som blir produsert. Kraftbalansen er basert på handel og transport (Statnett, 2013).

3.1 Historisk

Norge var tidlig ute med innføringen av en markedsbasert omsetning for kraft. I Norge ble det ikke lagt opp til noen trinnvis overgang til markedet, slik det ble i mange europeiske land. I prinsippet ble markedet åpnet for alle kunder fra starten, Norge var dermed det første landet med markedsadgang for husholdningskundene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32). Kraftbørsen Statnett Marked AS (i dag Nord Pool) ble opprettet i 1993, men allerede i 1971 opprettet produsentene i Norge en kraftbørs basert på en forening kalt Samkjøringen som ble etablert allerede i 1931 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32).

I dag er alle de nordiske landene tett integrert i et felles kraftmarked, både fysisk og finansielt. Sentralt i markedet står kraftbørsen Nord Pool, som ble verdens første internasjonale børs for omsetting av elektrisk energi, etter at Sverige, Danmark og Finland kom med fra 1996 og utover (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32). Gjennom overføringsforbindelsene og sammenkobling av børser er Norden også integrert fysisk og finansielt med de europeiske markedene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32).

3.2 Systemansvar

Statnett er i henhold til konsesjon gitt av Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) meddelt ansvaret som systemansvarlig nettselskap (TSO, Transmission System Operator) i Norge (Rosvold, 2010). Statnett har dermed ansvaret for å holde det norske kraftsystemet i balanse, og har den overordnede fysiske styringen og kontrollen av landets kraftsystem.

I praksis betyr dette at frekvensen skal holdes på 50,00 Hz (Rosvold, 2010). For å sikre dette, må systemansvarlig nettselskap kunne øke eller redusere elektrisitetsproduksjon, eller eventuelt redusere forbruket av elektrisitet. Denne typen tjenester handles i et eget marked – Regulerkraftmarkedet (Rosvold, 2010). (Se kapittel 3.5.1 om engrosmarkedet)

I tillegg til å holde kraftsystemet i balanse skal systemansvarlig ivareta systemsikkerheten på kort og lang sikt, samt bidra til at overføringsnettet bygges ut på en samfunnsmessig rasjonell måte. Systemansvarlig skal dessuten legge til rette for et effektivt fungerende kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og dermed føre til en rasjonell utnyttelse av kraftressursene for samfunnet som helhet (Rosvold, 2010).

3.3 Produksjon og forbruk

Den norske kraftforsyningen hadde per 1. Januar 2015 en kapasitet på 33 000 MW, og en normalproduksjon på om lag 138 TWh (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35). I 2015 var den totale kraftproduksjonen i Norge 145 TWh (Statistisk sentralbyrå, 2016).

Strømforbruket i Norge er fordelt mellom industri, næringsliv, offentlig virksomhet og private husholdninger (Statnett, 2013). Det totale bruttostrømforbruket var i 2015 på 130,4 TWh (Statistisk sentralbyrå, 2016). Det totale bruttoforbruket inkluderer forbruk i de overnevnte gruppene samt nettap, pumpekraftforbruk og annet eget forbruk hos kraftstasjonene.

Strøm er ferskvare som må forbrukes i samme øyeblikk som det produseres. Etersom produksjon og forbruk ofte er spred over store geografiske områder er det nødvendig med godt utbygde overføringslinjer både innad i landet, men også mot naboland.

3.4 Distribusjon

Produsert kraft føres via strømmettet til ønsket forbrukspunkt. Etersom det ikke er hensiktsmessig å bygge flere kraftledninger ved siden av hverandre, er strømmettet et såkalt naturlig monopol (Statnett, 2013). Det betyr at hvert område kun har ett nettselskap med ett tilhørende kraftnett, og at du som forbruker derfor ikke kan velge fritt mellom nettselskapene.

Denne monopolvirksomheten er regulert av myndighetene. Strømmettet er et spleiselag, og alle som produserer eller bruker kraft betaler nettleie.

Sentralnettet

Sentralnettet er hovednettet av overføringslinjer for krafttransport i Norge. Dette nettet er strukket ut til alle fylker, og gir alle som handler med elektrisk energi en felles markedsplass (Rauboti og Vinjar, 2014).

Sentralnettet opereres med spenningsnivåene 132 kV, 300 kV og 420 kV (Rauboti og Vinjar, 2014), og regnes derfor som høyspentnett. Statnett er systemansvarlig i Norge, en del av dette ansvaret innebærer at de opererer (og eier mesteparten av) sentralnettet.

Regionalnettet

Regionalnettet fordeler kraften fra sentralnettet utover større områder som regioner eller fylker (Rosvold, 2013). Regionalnettet er bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet.

Nettet har et spenningsnivå som vanligvis ligger på 66 kV eller 132 kV (Rosvold, 2013), og regnes på samme måte som sentralnettet er regionalnettet regnet som et høyspentnett. Regionalnettet styres av regionalnettaktører.

Distribusjonsnettet

Distribusjonsnettet er den delen av kraftnettet som overfører og fordeler elektrisk energi helt ut til sluttbrukerne (Rosvold, 2016).

Distribusjonsnettet består av et høyspent fordelingsnett og et lavspent fordelingsnett. Fra transformatorstasjonene (som er koplet til regionalnettet) og frem til den lokale transformatoren (nettstasjonen) opereres det med en nominell spenning på 11 kV eller 22 kV (Rosvold, 2016), hvilket anses som høyspent fordelingsnett. Fra den lokale transformatoren ut til forbrukere er nettspenningen 230 V eller 420 V (Rosvold, 2016), dette omtales som lavspent fordelingsnett. Distribusjonsnettet styres av distribusjonsnettaktører.

Utlandskabler

Som man kan lese av nivåene for produksjon og forbruk er Norge et stort sett et eksportland. Vi hadde et kraftoverskudd som i 2015 målte 14,6 TWh. Kraftoverskuddet kan selges til land og områder hvor det er kraftunderskudd gjennom utvekslingskapasitet til utlandet.

Norge har per dags dato utvekslingskapasitet på i overkant av 5 500 MW til naboland (Statnett). Av dette er mye linjenett til Sverige, samt noe linjenett til Finland og Russland, men 2 400 MW er gjennom sjøkabel til Danmark og Nederland.

Fordelingen av den eksisterende utvekslingskapasiteten er som følger (Statnett):

Norge – Danmark (Skagerak 1-4) 1700 MW

Norge – Nederland (NorNed) 700 MW

Norge – Sverige 3600 MW

Norge – Finland 100 MW

Russland – Norge 50 MW

I tillegg er det planlagt nye kabler til Tyskland og Storbritannia (Statnett):

Norge – Tyskland (NordLink) 1400 MW

Ferdigstilles 2019, kommersiell drift 2020

Norge – Storbritannia (MSN Link) 1400 MW

Kommersiell drift 2021

3.5 Handel

Strømprisen fastsettes på den nordiske kraftbørsen Nord Pool hver dag (Statnett, 2013). Dette skjer gjennom budrunder hvor kraftleverandørene (de som kjøper kraft på kundenes vegene og selger videre til forbrukerne/kundene) melder inn hvor mye de er villige til å gi for den kraftmengden som trengs det kommende døgnet, mens kraftprodusentene melder inn hvor mye de er villige til å selge sin kraft for. Så bys det frem og tilbake til prisene møtes. Jo høyere/større forbruk, dess dyrere produksjonsformer må fases inn, og dess høyere blir kraftprisen (Statnett, 2013). På den måten fastsettes prisen av samspillet mellom tilbud og etterspørsel.

Handel av kraft i kraftmarkedet har stor betydning for at ressursene utnyttes effektivt og for at forsyningssikkerheten i kraftsystemet opprettholdes (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32-35). Kraftprisene gir signaler om hvor stor knapphet det er på strøm, og bidrar til at det investeres tilstrekkelig i ny kraftproduksjon. Den kortsiktige markedstilpasningen og et tilstrekkelig utbygd overføringsnett sørger for at det er de rimeligste produksjonsressursene som blir tatt i bruk først.

De fysiske egenskapene til strømforsyningen gjør det nødvendig å sikre at produksjon, forbruk og strømmettet til en hver tid er koordinert og at nødvendige sikkerhetsmarginer overholdes (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32-35). Markedslikevekten settes i spotmarkedet en dag i forveien, mens i intradagmarkedet kan produsenter og leverandører handle seg i balanse helt frem til den aktuelle driftstimen. Markedsorganiseringen bidrar på denne måten til balanse i kraftsystemet, slik at frekvensen holdes på 50 Hz.

Kraftmarkedet deles inn i et engrosmarked og et sluttbrukermarked. I engrosmarkedet handles store kraftvolum mellom kraftprodusenter, kraftleverandører, meglere, energiselskaper og store forbrukere (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32-35). I sluttbrukermarkedet er det den enkelte forbruker som handler kraft fra en fritt valgt kraftleverandør (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32-35). For problemstillingen i denne oppgaven er det markedsdesignet i engrosmarkedet som er av størst interesse.

3.5.1 Engrosmarkedet

Engrosmarkedet består av flere organiserte markeder hvor aktørene legger inn bud og hvor priser fastsettes.

Den markedsløsningen som brukes i dag består av to hovedmarkeder og et balansemarked:

- Elspot (Day-ahead market)
- Elbas (Intradagmarked)
- Balansemarked

De to hovedmarkedene; Elspot og Elbas styres av Nord Pool. Mens balansemarkedet styres av det enkelte land eller områdes TSO. I Norge driftes balansemarkedene av Statnett.

Elspot (Day-ahead market)

Elspot er hovedmarkedet for krafthandel blant de nordeuropeiske landene. Handelen i Elspot står for mesteparten av kraftomsetningen i landene og er første instans for balansering av produksjon, forbruk og utveksling. Spotmarkedet består av aktører i Norden (Norge, Sverige, Danmark og Finland) og de baltiske landene (Litauen, Estland og Latvia) (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015). Aktørene i Elspot kjøper og selger kraft for hver enkelt time det kommende døgnet. Markedet stenger kl.12.00 dagen før omsetningen av kraften.

Spotmarkedet er delt inn i ulike budområder, som vist i figur 3. Budområdene i Norge fastsettes av Statnett, områdene reflekterer begrensninger i kraftnettets overføringskapasitet og skal være et verktøy for å hankses med store og langvarige flaskehalser i regional- og sentralnettet (Statnett, 2013). Spotmarkedet styres av Nord Pool, det vil si at når markedet klareres bregner Nord Pool priser for hvert budområde samt flyt mellom lavpris- og høyprisområder. Prisen i spotmarkedet er uniform, og baseres på krysningen mellom høyeste aksepterte tilbud og laveste aksepterte kjøpsbud.



Figur 3: Budområder Elspot/Elbas. (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015)

Elspotmarkedet er koblet med spotmarkedene i store deler av Europa gjennom såkalt implisitt auksjon; at en byr på energi og overføringskapasitet simultant (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32). Det nordiske kraftmarkedet er også priskoblet med store deler av Europa, hvilket

betyr at spotpriser i de ulike områdene kalkuleres med samme prisalgoritme, til samme tid hver dag (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 32).

Elbas (Intraday market)

Elbas er det andre hovedmarkedet i dagens markedsløsning. I Elbas kan produsenter og forbrukere handle seg i balanse, dersom forbruk eller produksjon avviker fra de opprinnelige prognosene. Elbas åpner to timer etter at Elspot stenger, kl. 14.00, og tillater balansehandel frem til en time før aktuell driftstid starter (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015).

I Elbas er det kontinuerlig handel, og handelen foregår ved at aktørene legger inn kjøps- og salgsbud som klareres når det er samsvar mellom dem. I motsetning til Elspot er Elbas et såkalt "Pay as bid"-marked, dette betyr at produsentene får betalt i forhold til sitt faktiske bud, og ikke basert på høyeste aksepterte bud (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015).

Elbas er i likhet med Elspot styrt av Nord Pool, men krafthandel i Elbas er åpen for flere aktører. I dag er Elbas et felles intradagmarked for Norden, Baltikum, Tyskland og Storbritannia (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33).

Balansemarkedet/Reservekraftmarkedene (Balancing market)

Per i dag driftes balansemarkedet av Statnett som er tildelt konsesjon for å utøve systemansvaret. Dersom aktørene fortsatt er i ubalanse etter klarering i Elbas, handler Statnett inn regulerkraft på vegne av aktørene som er i ubalanse. For å sikre den momentane balansen benytter Statnett balansemarkedene for å regulere forbruk/produksjon opp eller ned, avhengig av ubalansen.

Balansemarkedet er et nordisk marked hvor de systemansvarlige i hvert land handler på vegne av sine aktører (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33). De systemansvarlige skal sikre at kraftsystemet har tilstrekkelige reserver og balanseringsressurser gjennom reservemarkedene og regulerkraftmarkedet.

I Norden deles balansemarkedene inn i primærreserver, sekundærreserver og tertiærreserver (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33). Primær- og sekundærreserver aktiveres automatisk som følge av endringer i frekvensen, mens tertiærreservene aktiveres manuelt av de nordiske systemoperatørene.

Primærreserver (FCR – Frequency Containment Reserves)

Ubalanser reguleres først ved hjelp av primærregulering. Statnett som systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver. Primærreserver handles både på uke- og døgnbasis. Ukes primærreserver handles før Elspot mens døgn primærreserver handles etter Elspot. Primærreserver er ment for å håndtere kortvarige ubalanser, dersom ubalansene vedvarer over flere minutter vil sekundærreguleringen ta over og frigjøre primærressursene for regulering av nye ubalanser (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33).

Primærreservene er reserver som aktiveres automatisk dersom effektbalansen i kraftsystemet fører til en frekvensendring. I første omgang håndteres ubalanser i form av endring eller utfall av produksjon eller forbruk av roterende masse i kraftsystemet. Den roterende massen er generatorer som omgjør mekanisk rotasjon til elektrisk energi. Dersom det omdannes mer

elektrisk energi vil rotasjonen gå langsommere, og motsatt om det omdannes mindre elektrisk energi. Som et resultat av økt eller redusert omgjøring til elektrisk energi og endret rotasjonshastighet vil frekvensen i nettet endre seg noe. Dette aktiverer de frekvensstyrte primærreservene (FCR). Det finnes to kategorier primærreserver, som aktiveres ved hvert sitt frekvensområde:

- FNR – Frekvensstyrt Normaldriftsreserve (FCR-N)
50,1Hz - 49,9Hz
Systemkravet for FCR-N i Norden er 600 MW, Norges andel er mellom 205-210 MW (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015).
- FDR – Frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
< 49,9Hz
Systemkravet for FCR-D i Norden er 1200 MW, Norges andel er rundt 350 MW (Tobias Aasprong Brekke et al., 2015).

Sekundærreserver (FRR-A – Frequency Restoration Reserves – Automatic)

Sekundærreservene er automatiske reserver som aktiveres for å frigjøre primærreserver. Systemansvarlig handler sekundærreserver i et eget ukemarked, som ble åpnet i 2013. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33) Sekundærmarkedet er nasjonalt, men det jobbes for et felles nordisk marked.

Tertiærreserver (FRR-M – Frequency Restoration Reserves – Manual)

Ved behov utover sekundærreserver, aktiveres tertiærreserver, oftest omtalt som regulerkraft. Dette er manuelle reserver som har aktiveringstid opp mot 15 minutter (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33). Regulerkraftmarkedet er et felles nordisk balansemarked. I dette markedet kan både produsenter og forbrukere by inn for å endre forbruk eller produksjon.

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) benyttes for å sikre at det er tilstrekkelig oppreguleringsressurser tilgjengelig i den norske delen av regulerkraftmarkedet (RK). RKOM er et opsjonsmarked hvor tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet, uavhengig av om ressursene benyttes eller ikke (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 33).

3.5.2 Sluttbrukermarkedet

Konkurransen i sluttbrukermarkedet sikrer at sluttbrukere får muligheten til å velge forskjellige kontrakter tilpasset den enkelte sluttbrukerens behov. Det er fri konkurranse i kraftmarkedet, og forbrukere kan fritt velge hvilken kraftleverandør de vil kjøpe strøm fra (Statnett, 2013).

Den totale strømregningen for en sluttbruker består av flere komponenter; Nettleie (Kostnad for bruk av overføringsnett), forbruksavgift (elavgift – forbruksavgift på elektrisk kraft), og kraftpris. I tillegg kommer et påslag som er øremerket Energifondet (Enova) og betaling for elsertifikater. Elavgiften og Enovapåslaget er politisk bestemte størrelser, mens kostnaden til elsertifikater varierer med det tilhørende sertifikatmarkedet. Nettleien fastsettes av nettselskapene basert på en inntektsramme og prinsipper for tariffing gitt av NVE. Nettleien reflekterer kostnadene ved å transportere strømmen fram til sluttbrukeren.

Kraftprisens andel av sluttbrukerprisen avhenger av prisnivået i markedet gjennom året. Justert for inflasjon var den gjennomsnittlige sluttbrukerprisen 72 øre/kWh mellom 1993 og 2000. I perioden frem til 2010 økte prisen til nærmere 100 øre/kWh. De siste fem årene har kraftprisen falt, noe som også har gitt lavere priser for sluttbrukerne. Dette til tross for en økning i de resterende komponentene på om lag 8 %. (Olje- og energidepartementet, 2016)

4 Sira-Kvina

Sira-Kvina kraftselskap ble stiftet 4.oktober 1963 med formål å bygge ut kraftkildene i Sira og Kvina-vassdragene (Sira-Kvina, n.d.-b). Utbyggingen i Sira og Kvina-vassdragene har skjedd gjennom 6 byggetrinn i perioden 1963 til 1989. Det er i alt bygget syv kraftverk med tilhørende tunnelsystem og reguleringsmagasin (Sira-Kvina, n.d.-b). Hovedkontor og driftssentral ligger på Tonstad i Sirdal.

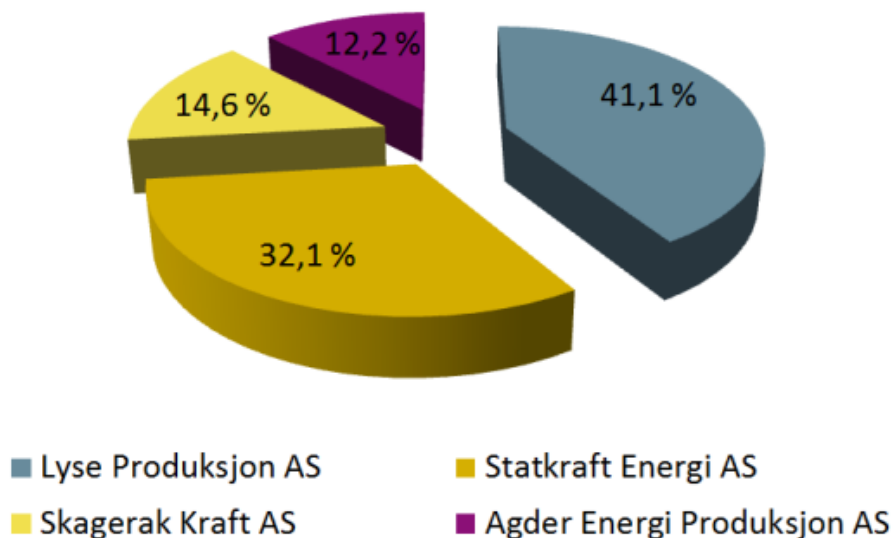
4.1 Bedriften

Sira-Kvina kraftselskap har en visjon om å være en *”ledende produsent av ren og fornybar vannkraft i Norge, og som effektprodusent, være en viktig bidragsyter til en bærekraftig energiproduksjon i Europa”* (Sira-Kvina, 2000).

Selskapets forretningsidé er *”å produsere elektrisk energi og effekt, kostnadseffektivt og med stor fleksibilitet overfor eierne ved et optimalt tilgjengelig produksjonsanlegg”* (Sira-Kvina, 2000). Selskapet baserer sin konkurransekraft på å holde høy standard på anlegg, høyt kompetansenivå på sine ansatte og optimal bruk av tilgjengelig teknologi.

Sira-Kvina kraftselskap har fire eiere som har rettigheter og forpliktelser i forhold til sine eiendeler som illustrert i figur 4 (Sira-Kvina, n.d.-b):

- Lyse Produksjon AS (41,1%)
- Statkraft Energi AS (32,1%)
- Skagerak Kraft AS (14,6%)
- Agder Energi Produksjon AS (12,2%)



Figur 4: Eiere og eierandeler i Sira-Kvina Kraftselskap. Kilde: <http://www.sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Organisasjonen/Sira-Kvinas-eiere/> (Sira-Kvina, n.d.-a)

4.1.1 Nøkkeldata

Hentet fra Sira-Kvinas informasjonshefte (Sira-Kvina, 2000):

Investeringer i løpende kroner 1963-90: ca 3,5 mrd kroner.

Midlere årsproduksjon: 6,3 TWh

Installert effekt: 1 760 MW

Magasinkapasitet: 5 600 GWh

Kraftstasjoner: 7

Antall aggregater: 16

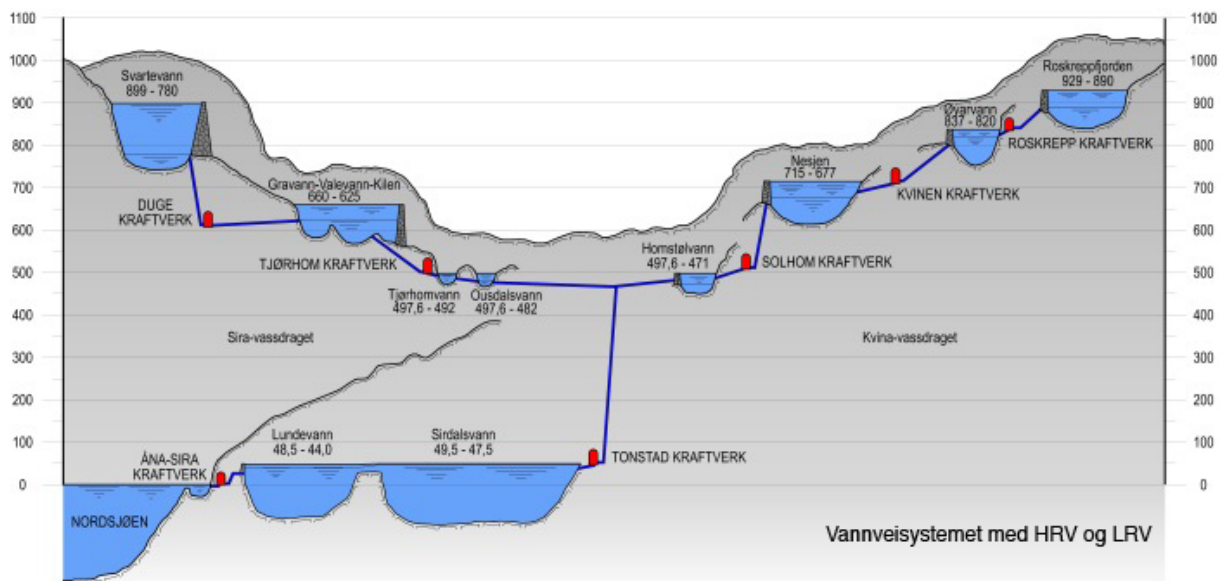
Ansatte: ca 100

4.2 Produksjonsanlegg og vannvei

Sira-Kvina kraftselskap produserer fornybar energi i syv vannkraftverk der vannet som benyttes stammer fra de tre fylkene Rogaland, Vest- og Aust-Agder. Årsproduksjonen er på om lag 6 300 GWh, noe som tilsvarer omtrent 5% av Norges totale årlige kraftproduksjon (Sira-Kvina, n.d.-b).

Sira-Kvina kraftselskap har i dag 7 kraftstasjoner og en pumpestasjon med til sammen 1 760 MW generatorytelse og 2 MW motorytelse (Sira-Kvina, 2000). Den midlere årsproduksjonen på rundt 6 300 GWh produseres av vannet fra 9 hovedmagasiner.

Produksjonsanlegget og vannveisystemet er illustrert i figur 5. Figuren viser de to elvene Sira og Kvina med magasiner og produksjonsanlegg, og hvordan de to elvene møtes og renner samlet siste del av ferden mot havet. Magasinene er på figuren illustrert ved blå "basseng", mens kraftverkene er illustrert med rød markering. Figuren illustrerer godt hvordan kraftverkene er "seriekoblet" og dermed kompleksiteten og avhengigheten i produksjonen.



Figur 5: Vannveisystemet hos Sira-Kvina Kraftselskap. HRV- høyeste regulerte vannstand. LRV- laveste regulerte vannstand. Kilde: <http://www.sirakvina.no/Prosjekter-og-anlegg/Hovedmagasiner/> (Sira-Kvina, n.d)

I figur 5 renner Sira-elven fra venstre side. I vannveisystemet til Sira-Kvina kraftselskap er Svartevann første magasin i Sira-grenen. Svartevann er det største magasinet i anlegget med sine 1 398 Mm³. Fra Svartevann føres vannet gjennom Duge kraftverk til Gravann. Duge er anleggets eneste reversible pumpekraftverk. Anlegget består av to aggregater på 100 MW hver, og midlere årsproduksjon er 258 GWh. Gravann med sine 312 Mm³ tar i mot vannet som produseres i Duge kraftverk, og er inntaksmagasin for Tjørhom kraftverk. Tjørhom kraftverk består av to aggregater på 60 MW hver, og produserer i et normalår om lag 518 GWh. Fra Tjørhom føres vannet videre gjennom Tjørhomvann og Ousdalsvann, to små magasin med total kapasitet på om lag 15 Mm³. Dette er siste stopp før Sira-elven møter Kvinen og de samlet føres videre mot havnivå.

Fra høyre side i figur 5 renner Kvinen. Her er Roskreppfjorden første stopp, et magasin som rommer om lag 684 Mm³. Fra Roskreppfjorden føres vannet gjennom Roskrepp kraftverk til Øyarvann. Roskrepp kraftverk består av et aggregat på 50 MW, og midlere årsproduksjon er om lag 105 GWh. Øyarvann med sine 104 Mm³ tar i mot vannet som produseres i Roskrepp kraftverk, og er inntaksmagasin for Kvinen kraftverk. Kvinen kraftverk består av et aggregat på 80 MW, og produserer om lag 215 GWh per år. Fra Kvinen kraftverk føres vannet ut i magasinet Nesjen. Nesjen har en kapasitet på 274 Mm³, og er inntaksmagasin til Solhom kraftverk. Solhom kraftverk består av to aggregater på 100 MW hver, og har en årlig produksjon på om lag 695 GWh. Fra Solhom kraftverk føres vannet ut i Homstølvann. Homstølvann med sine 55 Mm³, er vannets siste stopp før Sira og Kvinen møtes.

Elvene møtes, og vannet føres samlet gjennom Tonstad kraftverk, det største kraftverket i produksjonsanlegget. I Tonstad produseres om lag 3 800 GWh ved hjelp av fem aggregater med samlet installert effekt på 960 MW. Produksjonen fra Tonstad føres ut i Sirdalsvann og Lundevann som er inntaksmagasin for kraftverket Åna-Sira. Åna-Sira med sine 3 aggregater på 50 MW hver, produserer om lag 602 GWh i året, og er siste kraftverk vannet må passere på vei til havet.

Med tanke på det videre arbeidet og analysene i denne rapporten er det Kvina-elven med tilhørende produksjonsanlegg, og den siste samlede produksjonsgrenen mot havet som er av størst interesse. I de kommende delkapitlene presenteres nøkkeltall for aktuelle kraftverkene kort (Sira-Kvina, n.d.-c, Sira-Kvina, 2000).

4.2.1 Roskrepp kraftverk

Roskrepp det minste kraftverket i Sira-Kvina kraftselskap. Kraftverket ble bygget i 5. Byggetrinn, og satt i drift i 1979.

Årsproduksjon	105 GWh
Effekt (turbin)	1 x 50 MW
Slukeevne (turbin)	70 m ³ /s
Fallhøyde (brutto)	83 m
Produksjonsfaktor	0,211 kWh/Mm ³

4.2.2 Kvinen kraftverk

Kvinen kraftverk ble bygget samtidig som Roskrepp kraftverk som en del av byggetrinn fem. Kraftverket er i dag tett knyttet sammen med Roskrepp, og produksjonsmønsteret i disse kraftverkene er i dag relativt sammenfallende.

Årsproduksjon	215 GWh
Effekt (turbin)	1 x 80 MW
Slukeevne (turbin)	77 m ³ /s
Fallhøyde (brutto)	116 m
Produksjonsfaktor	0,296 kWh/Mm ³

4.2.3 Solhom kraftverk

Solhom kraftverk var en del av 3.byggetrinn, og stod ferdig i 1974. Med årsproduksjon på 695 GWh er Solhom det nest største kraftverket i Sira-Kvina kraftselskap.

Årsproduksjon	695 GWh
Effekt (turbin)	2 x 100 MW
Slukeevne (turbin)	2 x 55 m ³ /s
Fallhøyde (brutto)	210 m
Produksjonsfaktor	0,526 kWh/Mm ³

4.2.4 Tonstad kraftverk

Tonstad kraftverk er Norges største målt i årlig produksjon, og dermed det sentrale kraftverket i Sira-Kvina kraftselskap. De to første aggregatene på 160 MW hver stod ferdige i 1968, og utnyttet vannet fra Kvina-vassdraget. Dette var første utbyggingstrinn i Sira-Kvinas produksjonsanlegg. I 1971 ble ytterligere to aggregater satt i drift, og anlegget utnyttet da også vannet fra Sira-vassdraget. I 1998 ble det femte og foreløpig siste aggregatet satt i drift i en ny maskinsal.

Årsproduksjon	3 800 GWh
Effekt (turbin)	4 x 160 MW
	1 x 320 MW
Slukeevne (turbin)	4 x 42,5 m ³ /s

Fallhøyde (brutto)	1 x 80 m ³ /s
Produksjonsfaktor	450 m
	1,05 kWh/Mm ³

4.2.5 Åna-Sira kraftverk

Åna-Sira var en del av andre utbyggingstrinn. De to første aggregatene her ble satt i drift samtidig som de nummer tre og fire i Tonstad. Åna-Sira kraftverk er siste kraftverk i produksjonsanlegget før vannet når havet. Kraftverket har det minste fallet av alle anleggene, men takket være høy slukeevne har kraftverket likevel høy årligproduksjon.

Årsproduksjon	602 GWh
Effekt (turbin)	3 x 50 MW
Slukeevne (turbin)	3 x 125 m ³ /s
Fallhøyde (brutto)	46 m
Produksjonsfaktor	0,115 kWh/Mm ³

4.3 Kraftproduksjon og salg

Sira-Kvina kraftselskap er en kraftprodusent, men selger ikke selv kraften som produseres. Som nevnt eies Sira-Kvina av Lyse Produksjon AS, Statkraft Energi AS, Skagerak Kraft AS og Agder Energi Produksjon AS, som med det har rettigheter og forpliktelser i forhold til sine eiendeler.

I praksis er det slik at hver av eierne til Sira-Kvina kraftselskap eier sin del av vannet i anlegget. Sira-Kvina har til enhver tid oversikt over hvilken mengde vann hver av eierne har til disposisjon, og melder dette samt hvilken produksjonskapasitet de har til rådighet til hver av sine eiere. Eierselskapene er selv ansvarlig for å bestemme ønsket mengde produksjon, og selger sin andel produksjon i kraftmarkedet. Hvert eierselskap melder tilbake til Sira-Kvina sin produksjon for hver time det kommende døgnet, så er det opp til Sira-Kvina å planlegge produksjon og drift av anleggene for å møte eiernes bestillinger.

5 Markeds- og prisutvikling

Den norske energiforsyningen påvirkes direkte og indirekte av utviklingstrekkene i andre deler av verden. Utviklingen i globale kraftmarkeder får betydning gjennom internasjonale energipriser, priser på råvarer, teknologiutvikling, handelsforhold og gjennom virkningene på økonomisk vekst (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 103). Utviklingen i Europa påvirker Norge gjennom politikk og tilknyttede markeder (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 103). Utviklingen i Norden har særlig betydning for den norske energiforsyningen etter som de nordiske landene er tett integrert gjennom et felles kraftmarked (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 103).

5.1 Det globale kraftmarkedet

Utviklingen i økonomien og energimarkedene globalt er viktig for perspektivene til det norske energimarkedet, men det er mange ulike og store usikkerhetsmomenter knyttet til perspektivene for den globale utviklingen. Enkeltlands valg, tatt på grunnlag av lokale forhold, kan ha stor effekt på det globale energisystemet, og dermed gi store ringvirkninger (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 106).

Selv om det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i global økonomi og energimarkeder kan man med stor sannsynlighet regne med at mange av trendene man ser i dag vil fortsette å gjøre seg gjeldende og prege utviklingen i stor grad frem mot 2030 og 2050 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 106):

- Økende energibruk, men også effektivisering av energibruken
- Økende investering i fornybar produksjon
- Mål om reduserte klimagassutslipp
- Teknologisk utvikling

Den videre utviklingen og sammensetningen av den økonomiske veksten globalt har stor betydning for den fremtidige energietterspørselen, sammensetningen av energibærere og prisutviklingen for energi i internasjonale markeder (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 106).

Befolkningsøkning og økonomisk vekst på verdensbasis har så langt bidratt til stadig økende energibruk. Dette har ført til at til tross for raskt økende investering i fornybar produksjon har behovet for fossil energiproduksjon også vært økende, og sammensetningen i den globale energimiksen har dermed ikke endret seg nevneverdig siden 1990 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 105).

I årene som kommer vil verdens befolkning fortsette å øke, og det skjer samtidig en geografisk forskyvning i energibruk og –produksjon. Det sannsynlig at den økonomiske veksten vil variere, men det er grunn til å tro at fremvoksende økonomier fortsatt vil ha en gradvis velstandsutvikling. Endringer i velferdsnivå og næringsstruktur kan endre sammenhengen mellom energibruk og økonomisk vekst, og sammensetningen av energibærere.

Det er naturlig å se på utviklingen som historisk har funnet sted i OECD-landene (Organisation for Economic Co-operation and Development) og forvente liknende utvikling i de fremvoksende økonomiene. Dette innebærer endringer som vil kunne medføre nedgang i bruken av fossile energikilder, og lavere etterspørsel av energi som et resultat av energieffektivisering og en vridning mot mindre energiintensiv næring (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 106). På den andre siden vil økonomisk vekst i utviklingsland øke det globale energibehovet betydelig. Om lag 17 % av verdens befolkning er fremdeles helt uten tilgang på elektrisitet, mens om lag 38 % lever med særdeles begrenset tilgang (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 104). En økt elektrifisering for denne delen av befolkningen vil ha stor innvirkning på det globale energibehovet.

I dag har investeringene i fornybar kraftproduksjon nådd samme nivå som investeringene i fossil kraftproduksjon på global basis (International Energy Agency, 2015b, Olje- og energidepartementet, 2016). Veksten i fornybar energi skjer både i OECD-land, fremvoksende økonomier og utviklingsland. Mye av grunnlaget for den økende investeringen i fornybar produksjon bunner i økt oppmerksomhet rundt klimagassutslipp, men den teknologiske utviklingen og medfølgende kostnadsreduksjonen i fornybar teknologi er vel så viktig for det økte investeringsnivået.

Målet om å redusere klimagassutslipp får stadig bredere støtte, og mange land har satt seg ambisiøse klimamål for de kommende tiårene. Klimaavtalen fra Paris, der 186 av verdens land ble enige om en historisk avtale som skal gjelde fra 2020, er et stort steg i retning for å nå målet i FNs klimakonvensjon .

Tilgang på ny teknologi vil åpne for muligheter som ikke tidligere har vært til stede. Det er i midlertid stor usikkerhet knyttet til om den økte fornybare produksjonen vil komme i tillegg til eller erstatte fossil produksjon (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 106). Dette vil avhenge av utviklingen i både forbruk og produksjon i årene som kommer.

5.2 Det europeiske kraftmarkedet

Den globale utviklingen gir et overordnet bilde av hva man kan forvente i årene som kommer. Ser man til det europeiske kraftmarkedet er det mulig å peke på noen mer spesifikke utviklingstrekk og hvordan disse vil påvirke den Norske energiforsyningen. Det er likevel store usikkerheter knyttet til utviklingen i det europeiske kraftmarkedet i årene fremover, og mye avhenger av den økonomiske utviklingen, det videre arbeidet med energiunionen og utviklingen av et felles europeisk marked (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 115). Hvordan politikken gjennomføres og hvordan de ulike målene vektlegges i energipolitikken mot 2030 vil i stor grad avgjøre virkningen av de klima- og energipolitiske målene.

Utviklingen i det europeiske kraftmarkedet frem mot 2030 kan oppsummeres med noen hoved utviklingstrekk (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 109):

- Avkarbonisering
- Økt uregulerbar kraftproduksjon og større prisvolatilitet
- Mer desentralisert produksjon
- Utfordringer for forsyningssikkerhet og markedsstruktur

Virkningene i kraftmarkedet av en rask innfasing av fornybar energi er allerede synlige, til tross for at fornybarandelen fortsatt er relativt lav. Store svingninger i produksjonen har gitt volatile priser, utfordringer i nettet og krevende markeds forhold. Dette har sammen med andre utviklingstrekk lagt stort press på lønnsomheten i Europeiske energiselskaper de siste årene, og bransjen er inne i en omstillingsprosess. Basert på dagens markedspriser er det ikke lønnsomt å investere i ny kapasitet, uavhengig av teknologi. En energipolitikk som legger til rette for økte kvotepriser er derfor viktig for at man skal nå klimamålene uten utstrakt bruk av støtteordninger. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 109)

5.2.1 Avkarbonisering

I 2009 vedtok EU en pakke med mål og virkemidler for klima- og energipolitikk (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 88). Denne pakken var et viktig politisk vedtak og begynnelsen på en tilnærming hvor flere hensyn og politikkområder sees i sammenheng med energisektoren. Hovedutfordringen blir beskrevet ved at Europa trenger bærekraftig og sikker tilgang på energi til konkurransedyktige priser. Målet med virkemiddelpakken er å redusere klimagassutslippene, begrense energibruken og å fremme fornybar energi.

De konkrete målene satt for 2020 er følgende (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 88-89):

- 20 % reduksjon av totale klimagassutslippene i EU innen 2020 sammenliknet med 1990
- 20 % av energibruken i EU skal være basert på fornybar energi, hvorav 10 % av sluttforbruk av energi i transportsektoren skal være fra fornybare kilder
- 20 % energieffektivisering

Som en oppfølging og videreføring av pakken vedtatt i 2009, vedtok det europeiske råd i oktober 2014 et rammeverk for energi- og klimapolitikk som skal gjelde for perioden 2020-2030 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 89). 2030-rammeverket omhandler i likhet med 2020-målene reduksjon av klimagassutslipp, mål for fornybar energi og energieffektivisering. Det er satt mål som skal indikere nivået i 2030, men målene skal evalueres og bestemmes først i 2020. Målene for 2030 lyder som følger (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 89-90):

- 40 % reduksjon av totale klimagassutslipp sammenliknet med 1990.
- Minst 27 % fornybar energi
- 27 % energieffektivisering

60 % av alle menneskeskapte klimagassutslipp kommer fra forbrenning av fossilt energi (Linnerud, n.d.). For å redusere utslippet av klimagasser i energisektoren ser mange land på utfasing av kull- og andre fossile brensler. Flere av Storbritannias kullkraftverk skal fases ut på grunn av alder og manglende evne til å møte nye utslippskrav. Men som erstatning ønsker britiske myndigheter å legge til rette for økte investeringer innen gass- og kjernekraft, i tillegg til fornybar energi (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 116). Fremtiden til den Tyske kullkraften er usikker, og landet har vedtatt å fase ut all kjernekraftproduksjon innen 2022 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 116). Franske myndigheter har som mål å redusere kjernekraftens andel av produksjonen med 25 % innen 2025 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 116).

Også i andre land diskuteres fremtiden til kull- og kjernekraft. En storstilt utfasing av slike energikilder krever betydelige investeringer i fornybar produksjonskapasitet for å opprettholde nødvendig produksjonsnivå i årene fremover (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 116). Men det er også nødvendig med økt fokus på energi effektivisering og tilhørende redusert energi forbruk.

5.2.2 Økt uregulerbar kraftproduksjon

På bakgrunn av 2020- og 2030-målsetningene etableres det stadig ny fornybar energiproduksjon. Spesielt har satsningen på vind- og solkraft vært betydelig i mange land. Tilveksten i fornybar kraftproduksjon har vært særlig stor de siste 6 årene, hvor den fornybare kapasiteten har økt med nesten 150 000 MW eller 68 % (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 109).

Totalt stod vind- og solkraft for over 2/3 av tilskuddet til ny produksjonskapasitet i EU i 2014. Fortsatt settes nye termiske kraftverk i drift, men det fases også ut produksjonskapasitet. Det er kun fornybare teknologier som samlet sett har hatt en økning i produksjonskapasitet i perioden 2012-2014 (Eurelectric, 2015, s. 3-6).

Parallelt med at investeringene i vind- og solkraft har økt, har investeringskostnadene for disse teknologiene falt. I følge det internasjonale energibyrådet (IEA) har investeringskostnadene for vindkraft falt med om lag 30 % siden 2010, mens investeringskostnadene for solkraft har falt med om lag 2/3 i samme periode (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 110-111). Til tross for kostnadsreduksjoner for sol- og vindkraft har kapasitetsøkningen vært drevet frem av nasjonale fornybarmål og støtteordninger av ulik innretning. Det er derfor store regionale og nasjonale forskjeller i utbyggingshastigheten i de europeiske landene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 111).

Tyskland skiller seg ut som ledende innen fornybar energi i Europa. Utbyggingen i Tyskland har hovedsakelig vært konsentrert til sol- og vindkraft, hvor landet per 1. Januar 2015 hadde henholdsvis 43 % og 30 % av Europas samlede produksjonskapasitet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 111). Storbritannia har hatt en betydelig satsning innen havvind, og har i dag mer installert kapasitet enn resten av verden til sammen (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 111).

Både vind- og solkraft som er de to mest utbredte fornybare energikildene (sett bort ifra vannkraft) er uregulerbare, og avhengige av vær- og vindforhold for å produsere. De uregulerbare produksjons teknologiene byr på utfordringer for kraftsystemet, og øker behovet for fleksibilitet i øvrige teknologier.

5.2.3 Mer desentralisert produksjon

Den økte fornybare utbyggingen, både i mindre og større skala, har ført til en spredning av kraftproduksjonen sammenliknet med tidligere.

I den europeiske kraftforsyningen har de konvensjonelle termiske kraftverkene blitt bygget i nærheten av forbrukere og behovet for kraft, og brensel har blitt fraktet til kraftverkene dersom de ikke er tilgjengelige lokalt (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113). Fornybar kraftproduksjon må plasseres der ressurstilgangen er. Kraften må dermed transporteres i større

grad enn tidligere, både nasjonalt og mellom land, ettersom utbygningen er ujevnt fordelt på kontinentet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113).

En større spredning av produksjonen krever større utbygging av nett og medfører økte kostnader ved driften av kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113). Uten tilstrekkelig utbygd overføringskapasitet vil ikke den fornybare kraftutbyggingen kunne utnyttes effektivt.

Et annet aspekt ved dette er at teknologier som vind- og solkraft har relativt lav brukstid. Det betyr at det kreves høyere produksjonskapasitet for å produsere en gitt mengde sammenliknet med termiske kraftverk. Utfordringen ved dette er at de uregulerbare teknologiene produserer sjeldnere, men har et større produksjonspotensial per time, og dermed krever mer tilgjengelig overføringskapasitet når de produserer for fullt. Samtidig kan produksjonen endre seg betydelig på kort tid. Dett øker behovet for fleksibilitet i det øvrige kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113).

Vind- og solforholdene er gjerne tilnærmet like i områder med nærhet til hverandre, dette forsterker konsekvensene av svingninger i produksjon (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113). En stor andel uregulert produksjon konsentrert innenfor enkelte områder får konsekvenser for de omliggende markedene. Kostnadene ved å tilpasse den øvrige produksjonen og kraftsystemet til variasjonene i vind og solkraft kan bli store, spesielt når kraftflyten endres betydelig uten av markedet har planlagt for det. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113)

5.2.4 Større prisvolatilitet

Med dagens markedsdesign bestemmes kraftprisene av de marginale kostnadene ved kraftproduksjon. Det betyr at prisene for brensel som kull og gass, sammen med kvoteprisene for utslipp er viktige for prisutviklingen (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 113). De siste årene har både kvote- og brenselpriser sunket, og dette kombinert med en økning i den fornybare produksjonen med lave marginalkostnader har bidratt til svært synkende kraftpriser de siste fem årene. En fortsatt økende andel fornybarproduksjon innebærer at prisene i stadig større grad presses nedover på bekostning av dyrere produksjon.

Økt uregulerbar produksjon har også påvirket den tradisjonelle strukturen for kraftprisen over døgnet. Tidligere har prisene fulgt forbruket, og prisene har vært høyest på dagtid når forbrukstopper gjør at dyrere produksjonsteknologier må tas i bruk. Om natten har forbruket vært lavt, og dermed har prisene vanligvis vært lave i det europeiske kraftsystemet.

Solkraft har en konsentrert produksjonsprofil der produksjonen er høyest noen timer midt på dagen. Dette bidrar til å dempe prisen i timene som tradisjonelt har hatt de høyeste prisene. Samtidig er solkraft avhengig av sol, og dermed relativt uforutsigbart. Det kan gi store prishopp, ettersom det kan bli nødvendig å regulere opp annen kraftproduksjon til høye kostnader (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 114).

Det er ikke bare døgnvariasjonene som påvirkes av den økte andelen uregulerbar kraftproduksjon. Produksjonen fra vind- og solkraft varierer i stor grad mellom sesonger, uker og døgn, noe som bidrar til økt prisvariasjon også i lengre tidsintervaller (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 114). Tidligere var det størst fokus på endringene disse

teknologiene ville medføre på døgnbasis, men etter hvert som fornybarandelen har økt ser man tydelig at prisvariasjonene over lengre perioder har blitt større enn tidligere antatt.

Store mengder uregulerbar produksjon kan og har i perioder med høy produksjon og lavt forbruk ført til negative kraftpriser. Dette er situasjoner som oppstår i korte perioder, men etter hvert som den installerte fornybare effekten øker vil perioder med negative kraftpriser eller nullpriser kunne øke i både hyppighet og lengde.

5.2.5 Utfordringer for forsyningssikkerhet og markedsstruktur

En sentral utfordring i omstillingen av det europeiske kraftmarkedet vil være å integrere mer fornybar kraftproduksjon på en måte som verken svekker forsyningssikkerheten eller verdiskapningen, og som ikke gir for store kostnader for forbrukerne. Dette vil stille store krav til både markedsdesign, støttesystemer og integrasjon av de europeiske markedene, endringer som også vil påvirke Norge og Norden. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 109)

Det er allerede pekt på utfordringer knyttet til overføringskapasitet ved stor produksjon. Men problemet med overføringskapasitet er vel så stort ved lav eller ingen produksjon. Store, hyppige og raske endringer i den fornybare produksjonen krever et fleksibelt kraftsystem med god overføringskapasitet. Det må legges til rette for økt utveksling og utnyttelse av ressurser på tvers av landegrensler slik at kraftsystemer i ulike områder og med ulike egenskaper kan komplementere hverandre.

Markedsstrukturen må sikre at det til enhver tide er tilstrekkelig med tilgjengelig produksjonskapasitet, og utbygging av overføringsnett og –kabler må sikre at kraften kan transporteres fra produksjon til forbruk.

Utfasing av fossile kraftverk har vært en utfordring for forsyningssikkerheten i enkelte lands kraftsystemer (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 114-115). Som følge av denne utviklingen har flere EU-land innført, eller vurdere å innføre, ordningen som forhindrer ytterligere nedleggelse. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 114-115)

5.3 Det Nordiske kraftmarkedet

Det norske kraftmarkedet er en integrert del av det nordiske markedet, og utviklingen i Norden har derfor stor betydning for det norske kraftsystemet. Det Nordiske kraftmarkedet påvirkes i stor grad av det europeiske, og de to markedene deler derfor mange av de samme utviklingstrekkene. Men det nordiske kraftmarkedet preges også av noen mer særegne utviklingstrekk knyttet til den nordiske energisituasjonen (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 128).

De sentrale utviklingstrekkene for det nordiske kraftmarkedet kan oppsummeres som (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 128):

- Større integrasjon med Europa
- Økt utveksling av kraft og endret kraftfylt
- Usikkerhet rundt kjernekraften, men fortsatt nordisk kraftoverskudd
- Større andel uregulerbar produksjon

- Mindre prisvariasjon over sesong, og mer variasjon over døgnet
- Nye utfordringer for forsyningssikkerheten

Den nordiske produksjonen er i dag sammensatt av et bredt spekter av kraftteknologier. Dette gir god forsyningssikkerhet og høy fleksibilitet. Den samlede magasinkapasiteten i vannkraften er over 123 TWh (84 TWh i Norge, 34 TWh i Sverige og 5 TWh i Finland). Deler av den termiske produksjonen kan også reguleres ved behov. Den regulerbare termiske produksjonen er imidlertid nedadgående, samtidig som andelen uregulerbar produksjon øker. Kjernekraften og de termiske kraftverkene er en viktig del av grunnlasten i det nordiske kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 39).

5.3.1 Økt uregulerbar produksjon og nordisk kraftoverskudd

De nordiske landene har i dag energisystemer med en høyere andel fornybar energi enn de fleste landene i Europa takket være store mengder vannkraft. Vannkraften utgjør i dag over halvparten av kraftproduksjonen i Norden (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 130).

I Norden som i Europa fører klimamål med seg økte investeringer i fornybar energiteknologi. Danmark har som mål at innen 2020 skal 50 % av kraftbruken komme fra fornybar energi, og innen 2050 skal hele kraftforsyningen være fornybar (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 129). De skal satse på vind, havvind og omlegging fra kull til biomasse for å nå målene. Sverige skal ved hjelp av vind- solkraft og energieffektivisering være et klimanøytralt lavutslippssamfunn innen 2050 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 129). Og Finland skal satse på bioenergi, energieffektivisering og teknologiutvikling for å nå et langsiktig mål om å være et karbonnøytralt samfunn i 2050 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 129).

Andelen fossile energikilder i den nordiske energimiksen har sunket betydelig de siste 10 årene og forventes å gå ytterligere ned frem mot 2030 som følge av markedsutvikling, reguleringer og overgang til fornybar energi (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 130). Det knyttes imidlertid stor usikkerhet til den Svenske kjernekraften, og hvilken rolle denne vil spille i årene fremover.

Som man forstår av målsetningene vil det i årene fremover realiseres mye fornybar og uregulerbar produksjonskapasitet i de nordiske landene. Det norsk-svenske elsertifikatsystemet vil sammen med klimamålene bidra til økt fornybar produksjonskapasitet. Med gjeldende planer for utbygging og perspektiver for etterspørselen forventes det at Norden vil ha et betydelig kraftoverskudd i årene fremover (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 129).

Selv om det nordiske kraftsystemet er solid med tanke på andelen regulerbar vannkraft forventes det at regulerbarheten vil bli svekket frem mot 2030 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 129). Det er derfor satt i gang flere store prosjekter på forbrukssiden for å kunne bidra med effektregulering på den måten.

5.3.2 Integrasjon med Europa

Det nordiske kraftmarkedet er i en unik situasjon med kraftoverskudd. Kraftutveksling med øvrige deler av Europa gir god samlet ressursutnyttelse og økt verdiskapning. Det forventes at

flere Nordiske land vil øke sin utvekslings kapasitet mot Europa (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 132).

5.3.3 Økt utveksling av kraft og endret kraftfylt

Også innad i Norden er det behov for økt utveksling av kraft. Økt andel uregulerbar kraft vil i Norden på samme måte som i Europa stille større krav til utbygging av kraftnett og overføring av kraft. Det vil være behov for å styrke nettet for å forberede det på endret forbruks- og produksjonsmønster.

5.4 Det norske kraftmarkedet

Dagens situasjon i det norske kraftsystemet kan oppsummeres med følgende egenskaper:

- Fornybar
- Fleksibel
- Markedsbasert
- Integrert
- Sikker

Den norske kraftforsyningen har en normalårsproduksjon på 138 TWh. Av dette står fornybar kraft for om lag 98 %. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29) Den norske kraftsektoren har dermed den høyeste fornybarandelen og de laveste utslippene i Europa (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29). Tilknytningen til andre lands kraftsystemer, et velutbygd overføringsnett og vannkraftens produksjonsegenskaper gir samlet sett den norske kraftforsyningen stor fleksibilitet og reduserer sårbarheten for vekslende produksjon over sesonger og år.

5.4.1 Fornybar

Norge er ett av de få landene i verden som får praktisk talt all sin elektriske energi fra vannkraft. Den norske vannkraften har en installert kapasitet på over 31 000 MW, fordelt på om lag 1550 kraftverk (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35). Vannkraften står for 96 % av den norske normalproduksjonen, og har en beregnet normalproduksjon på 132,3 TWh per år (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35).

Ettersom vannkraft utgjør hoveddelen av den norske kraftforsyningen er ressursgrunnlaget avhengig av nedbørsmengden.

5.4.2 Fleksibel

Et særtrekk ved Norges fornybare kraftforsyning er muligheten til å lagre energi. Norge har om lag halvparten av Europas magasinkapasitet, og over 75 % av den Norske produksjonskapasiteten er regulerbar (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29-49).

I kraftsystemet som helhet er det behov for å balansere forbruk og produksjon gjennom døgnet og innenfor den enkelte timen. Et stort innslag av uregulerbar produksjon stiller større krav til fleksibilitet i det resterende kraftsystemet.

Norges unike lagringskapasitet gjør at flere land i Europa ser til Norge og ønsker å benytte seg av regulerkraften vi innehar. For samfunnet som helhet er målet å fordele produksjonen i

tid slik at tilsiget av vann utnyttes best mulig over året og eventuelt mellom år. En grunnleggende forutsetning for dette er at produsentene står overfor økonomiske insentiver som reflekterer de fysiske forholdene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 37-38). Markedet har derfor en viktig rolle i å sikre en effektiv disponering av vann.

Uregulerbar kraftproduksjon kan reguleres ned om det er overskudd, men kan ikke reguleres opp i perioder med lite vann, vind eller sol. Ved utgangen av 2015 var det 25 vindkraftverk i Norge med en samlet installert kapasitet på 873 MW (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35).

Det er flere vindkraftverk underplanlegging. I februar 2016 besluttet statkraft, TrønderEnergi og det europeiske investorselskapet Nordic Wind Power DA utbygging av seks vindparker på Fosen og i Snillfjord. Prosjektet vil ha en kapasitet på 1000 MW, og bli det største vindkraftprosjektet i Europa, med antatt årsproduksjon på om lag 3,4 TWh (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 35).

Økt andel uregulerbar kraft også i Norge vil perioder med lavere produksjon i vannkraften, men også større behov for fleksibel og regulerbar kraft.

5.4.3 Markedsbasert

Kraftmarkedet i Norge ble deregulert i 1991 (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29). Få land hadde på det tidspunktet et markedsbasert kraftsystem. Markedet er i dag en grunnleggende del av den norske kraftforsyningen. Kraftprisene gir signaler om den underliggende ressursbalansen, samtidig som markedet bidrar til å balansere produksjon, forbruk og overføring på kort sikt.

En vannkraftprodusent har lave variable kostnader siden innsatsfaktoren, vann, er gratis. Eieren av et elvekraftverk vil derfor være villig til å produsere til priser rett over null. Det samme prinsippet gjelder uregulerbar produksjon som vind- og solkraft. Uregulerbar produksjon skjer generelt uavhengig av pris, men varierer med værforholdene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38).

For en vannkraftprodusent med magasiner og mulighet til å lagre vann vil vurderingen være annerledes. Slike produsenter må til enhver tid vurdere om det skal produseres i dag, eller om vannet skal holdes tilbake for å kunne få en høyere pris på et senere tidspunkt. Det er forskjellen mellom den faktiske og den forventede kraftprisen som eventuelt gjør det lønnsomt å lagre vannet for kortere eller lengre perioder (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38).

Den grunnleggende utfordringen ved disponeringen av vannkraftmagasinene er at ingen vet sikkert hvor mye tilsig kraftverkene får fremover, eller hvordan markedsforholdene vil utvikle seg. Magasindisponeringen krever derfor betydelig lokalkunnskap og evne til å tolke stadig ny, kompleks og usikker informasjon om tilsig, forbruk og markedsutvikling (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38).

De norske magasinkraftverkene regulerer også produksjonen etter den kortsiktige prisutviklingen, som i stor grad henger sammen med produksjonsmengden fra den uregulerbare kraftproduksjonen i Norden og Europa. Et velfungerende kraftmarked bidrar til

at magasinkraftverkene tilpasser produksjonen i forhold til kraftbehovet, de øvrige nordiske produksjonsressursene og krafthandelen med kontinentet. (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38)

5.4.4 Integrert

Norge er tett integrert med de nordiske kraftsystemene både markedsmessig og fysisk (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29-49). Utviklingen i naboland er derfor av stor betydning for det norske kraftsystemet.

Sammenkoblingen av de nordiske markedene har styrket forsyningssikkerheten, redusert de samlede kostnadene i kraftforsyningen og lagt til rette for en økende andel fornybar produksjon. Det norske og svenske kraftsystemet er sårbart for de samme værmessige variasjonene på grunn av vannkraftens rolle i begge landene. Tilknytningen til væruavhengig produksjon har derfor stor betydning for forsyningssikkerheten. Samtidig kan norske magasinkraftverk levere kortsiktig fleksibilitet i markeder som er basert på termiske produksjonsteknologier. Dette har blant annet vært viktig for den danske vindkraftutbyggingen, og i senere år også for den svenske (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 39).

Det nordiske markedet er integrert med Europa gjennom overføringskabler for kraft til Nederland, Tyskland, Baltikum, Polen og Russland. Dette gjør at prisutviklingen i Norge er nært knyttet til utviklingen i de europeiske energimarkedene (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 29-49).

5.4.5 Sikker

Selv med en god kraftbalanse kan svikt i tilsiget og hendelser utenfor Norge gi utfordringer for kraftforsyningen. Vinteren 2009/2010 bidro en kombinasjon av kaldt vær, tilsigssvikt og redusert tilgjengelighet i den svenske kjernekraften til at forsyningssikkerhet kom i fokus (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38).

Forsyningssikkerheten for strøm i Norge er god, men en stadig økende uregulerbar andel produksjon byr på nye utfordringer. Markedet har en sentral rolle i å skape balanse mellom produksjon og forbruk. Og Statnett som systemansvarlig for det norske kraftsystemet, samarbeider med de nordiske landene om driften.

5.4.6 Investeringsbehov

Kraftbalansen uttrykker forholdet mellom produksjon og forbruk, og hvorvidt det enkelte år er eksport eller import fra det norske kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38). Det er store variasjoner i kraftbalansen fra år til år. Bare de siste 5 årene har utfallsrommet vært på om lag 25 TWh (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38).

Ved inngangen til 90-tallet var det et betydelig overskudd i det norske kraftsystemet. Etter en periode med fallende investeringer i ny kraftproduksjon og en relativt høy vekst i forbruket, ble kraftoverskuddet redusert utover 2000-tallet. Etter finanskrisen i 2008-2009 har svakere forbruksutvikling og økt kraftproduksjon igjen bidratt til et voksende kraftoverskudd. De siste årene har vært preget av synkende kraftpriser og nye investeringer har hovedsakelig vært drevet frem av elsertifikatordningen (Olje- og energidepartementet, 2016, s. 38)

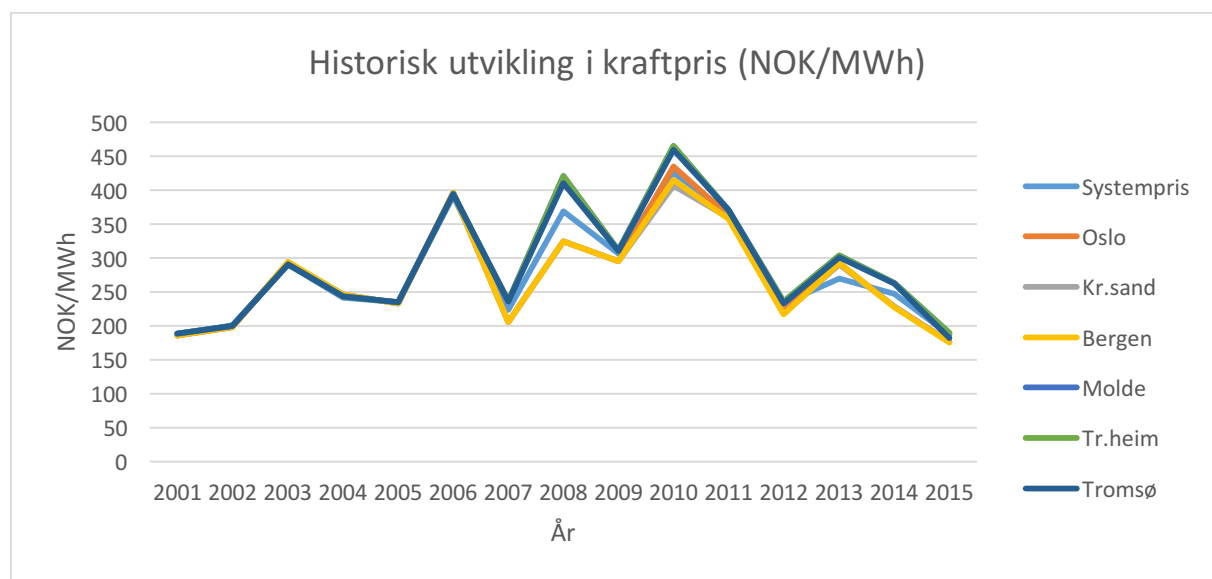
I Norge går vi nå inn i en periode hvor det er nødvendig med store investeringer. Mye av vannkraftsystemene nærmer seg slutten på sin levetid, og trenger en oppgradering. Det norske kraftnettet må bygges ut og forsterkes for å være i stand til å håndtere endrede bruks- og produksjonsmønstre. For å sikre tilstrekkelig utbygging er det nødt til å skje en endring i prisutvikling eller markredstutforming.

5.5 Prisutvikling

De foregående kapitlene danner grunnlaget for å forstå den historiske utviklingen i nordiske kraftpriser, men også for å begynne fremtidig utvikling av den nordiske kraftprisen.

Kraftprisene i Norden har falt dramatisk de siste årene blant annet på grunn av fallende kullpris, lav kvotepris og et økende nordisk kraftoverskudd (Eriksrud, Rennesund og Thema Consulting, 2016). Fra toppen i 2010 med gjennomsnittlig systempris på 425,25 NOK/MWh har prisene sunket til en gjennomsnittlig systempris på 187,11 NOK/MWh i 2015 (Noord Pool, 2016). Per 5.juni 2016 ligger systemprisen for 2016 på 207,14 NOK/MWh (Noord Pool, 2016), og du kan få kjøpt for de kommende årene for priser mellom 206,13 og 268,81 MWh (Nasdaq, 2016).

Systemprisen hos Nord Pool omfatter kraftprisen i landene Norge, Sverige, Danmark, Finland, Estland, Latvia og Litauen. Dette er land som er tett knyttet sammen med felles kraftbørs, og som det kommer frem i figur 6 er gjennomsnittlig systempris relativt lik som den gjennomsnittlige prisen i de store norske byene (Budområdene).



Figur 6: Historisk utvikling i kraftpris basert på data fra Nord Pool.(Noord Pool, 2016)

Dagens lave prisnivå har utløst en diskusjon der noen hevder at markedet for elektrisk energi er dødt, og at kraft vil prises gjennom helt nye mekanismer i fremtiden. Flere har nylig uttalt at det såkalte energy-only markedet (elspot), der kraftprodusentene får sin inntekt fra produksjon av kWh, vil forsvinne om få år, og at energi vil forsvinne som salgsvare.

Bakgrunnen for slike påstander er at økt utbredelse av vind- og solkraft, i kombinasjon med smart-grid løsninger og lagringsteknologi, skal bidra til at det normalt sett er mer enn nok energi tilgjengelig i kraftsystemet. Energi fra vind- og solkraft er dessuten gratis, og vil

fortsette å produsere selv om kraftprisen er null. Et slikt scenario innebærer at det ved normal drift ikke er behov for produksjon hos dagens kraftprodusenter, og at vannkraftverkene dermed kun vil benyttes som balansekraft i perioder hvor forbruket overskrider kapasiteten i vind- og solproduksjonen. Ettersom vind- og solkraft er uregulerbare og væravhengige energiprodusenter vil et kraftmarked med overvekt av slike teknologier være utsatt for ubalanse som kan by på store utfordringer for forsyningssikkerheten. På sikt vil det medføre at markedsløsningen i et slikt scenario vil måtte endres til et kapasitetssystem hvor vannkraftseiere får betalt for å la vannmagasinene stå i beredskap slik at disse kan brukes til å gjenopprette balanse og opprettholde forsyningssikkerheten.

Thema Consulting har gjennomført beregningseksperimenter på et scenario med økt utbygning av vind- og solkraft. Resultatene fra disse viser at økt utbredelse av vind- og solkraft, til den grad at det kan erstatte vannkraft, er avhengig av en teknologisk revolusjon i lagringsteknologi (Eriksrud, Rennesund og Thema Consulting, 2016). Rapporten som ble produsert som et resultat av studiet konkluderer med at kraftsystemet står ovenfor store endringer, men at økt utbredelse av vind- og solkraft ikke betyr slutten på Elspot. Utviklingen i markedssammensetning først og fremst vil skape større sesongvariasjoner i kraftprisene (Eriksrud, Rennesund og Thema Consulting, 2016).

Enkelte mener at markedet for kWh er dødt, mens andre vil i stikk motsatt retning og sier at kraftprisene både må og vil stige i årene som kommer.

Det internasjonale energibyrået (IEA) og Nordisk Energiforskning publiserte i slutten av mai 2016 en rapport som peker på store endringer som er nødvendig for at de nordiske landene skal nå sine klimamål. Endringene innebærer blant annet (Trumpy og Ånestad, 2016):

- Dobling av de norske strømprisene frem til 2030
- Norge vil bli stor eksportør av strøm til Europa
- Fortsatt satsning på vindkraftutbygging
- Bruk av store summer (1700 milliarder kroner) på energieffektivisering av bygg

Det spås at kraftprisene i Europa vil bli høyere enn i Norden, og rapporten peker på at det må bygges flere nye strømkabler til Storbritannia og Tyskland fra Norge slik at differansen i pris kan utnyttes (Trumpy og Ånestad, 2016). Flere nye kabler med utvekslingskapasitet vil bidra med store eksportmuligheter for norsk vannkraft som kan utnyttes til å balansere den europeiske vindkraft- og solenergiutbyggingen.

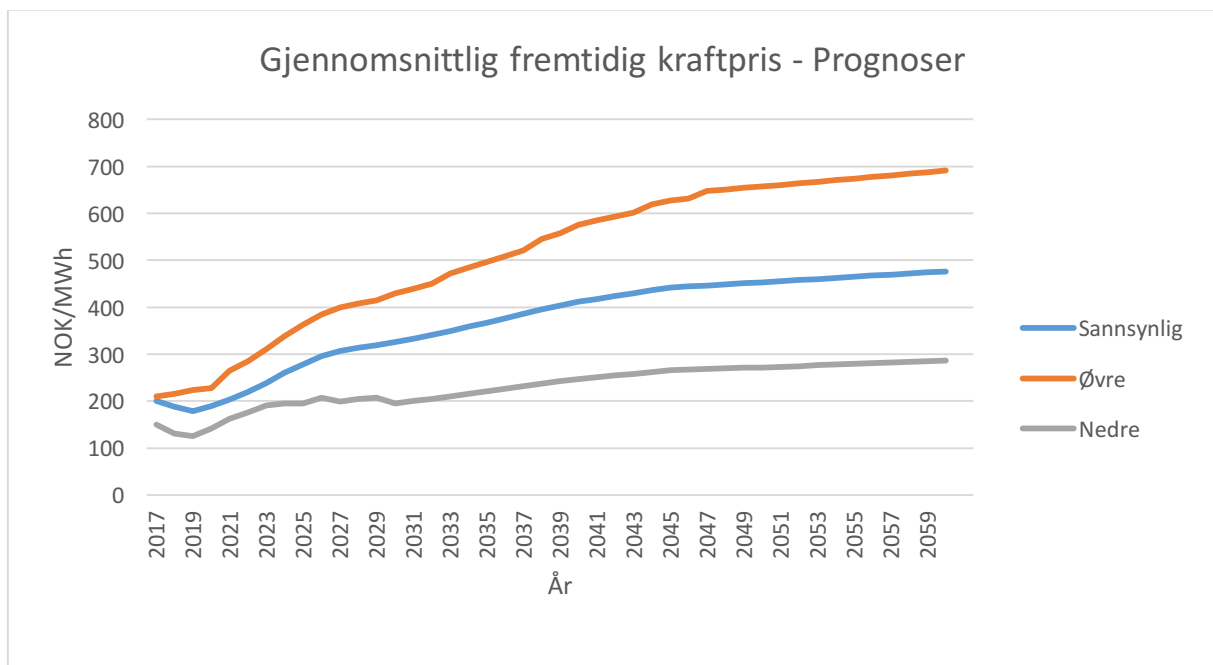
En dobling av norske strømpriser fra dagens nivå tar oss tilbake til pristoppen fra 2010, og flere er uenige i at dette er en realistisk utvikling. Lederen i Norsk industri peker på at pris- og markedsutvikling er kompliserte fagfelt. Og uttrykker at hvordan prisnivået i Norge og resten av Europa følger hverandre i fremtiden avhenger av erfaringer som høstes fra de nye kablene til Tyskland og Storbritannia, politiske vedtak om nye kabler og rammer som legges til grunn for kraftkrevende industri i Norden. Norsk Industri regner med uendrede eller svakt økte priser frem mot 2030.

5.5.1 Prognoser

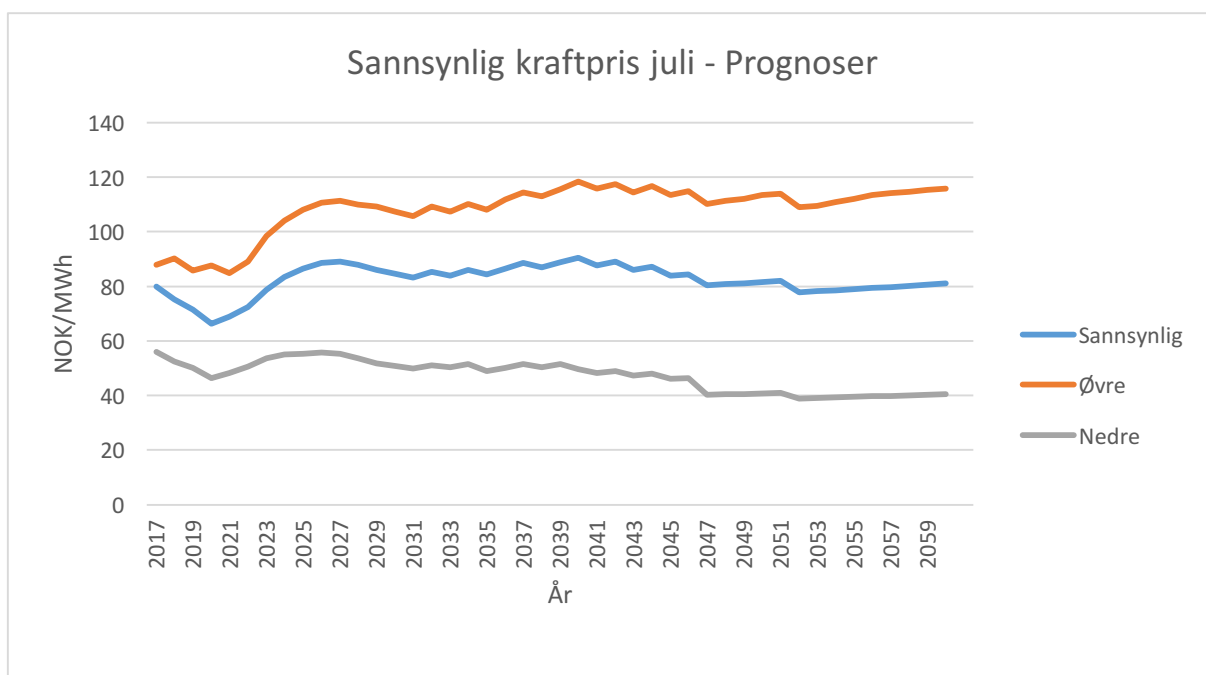
Basert på utviklingen i Europa og Norden, samtaler med Sintef, og rapporter fra Statnett og Thema Consulting vil det antas følgende utvikling i de norske/Nordiske kraftprisene:

- Fortsatt synkende kraftpriser frem mot 2020 som følge av idriftsettelse av produksjon som er berettiget grønne sertifikater. Økende fornybar og uregulerbar andel produksjon vil kunne føre til perioder med veldig lave priser, spesielt i sommerhalvåret når forbruket er lavt. Fortsatt høye kraftpriser i vintermånedene.
- Økende kraftpriser fra 2020 frem mot 2030 som et resultat av økt utvekslingskapasitet (idriftsettelse av kabler til Storbritannia og Tyskland). Prisøkningen i Norden og Norge forventes på bakgrunn av at det forventes høyere priser i Europa enn i Norden. Mer overføringskapasitet vil gjøre at markedet i Norden knyttes tettere sammen med Europeiske kraftmarkeder, dermed vil prisene i større grad nærme seg hverandre. Sammenhengen mellom prisene er og vil fortsette å være komplisert, men det antas vi kan forvente økende differanse mellom sommer- og vinterpris på bakgrunn av økende investering i fornybar og uregulerbar kraftproduksjon.
- Fortsatt økende kraftpriser fra 2030 frem mot 2050, med fortsatt økende differanse mellom sommer og vinterpriser. Det vil bli flere og lengre perioder med nullpriser i perioder med høy produksjon og lavt forbruk.
- Økningen vil på sikt flate ut ettersom teknologisk utvikling og fortsatte investeringer i fornybar energi sørger for at det i større grad er tilstrekkelig med produksjons- og lagringskapasitet i kraftsystemet. Prisdifferansen mellom sommer og vinter vil fortsatt være gjeldende.

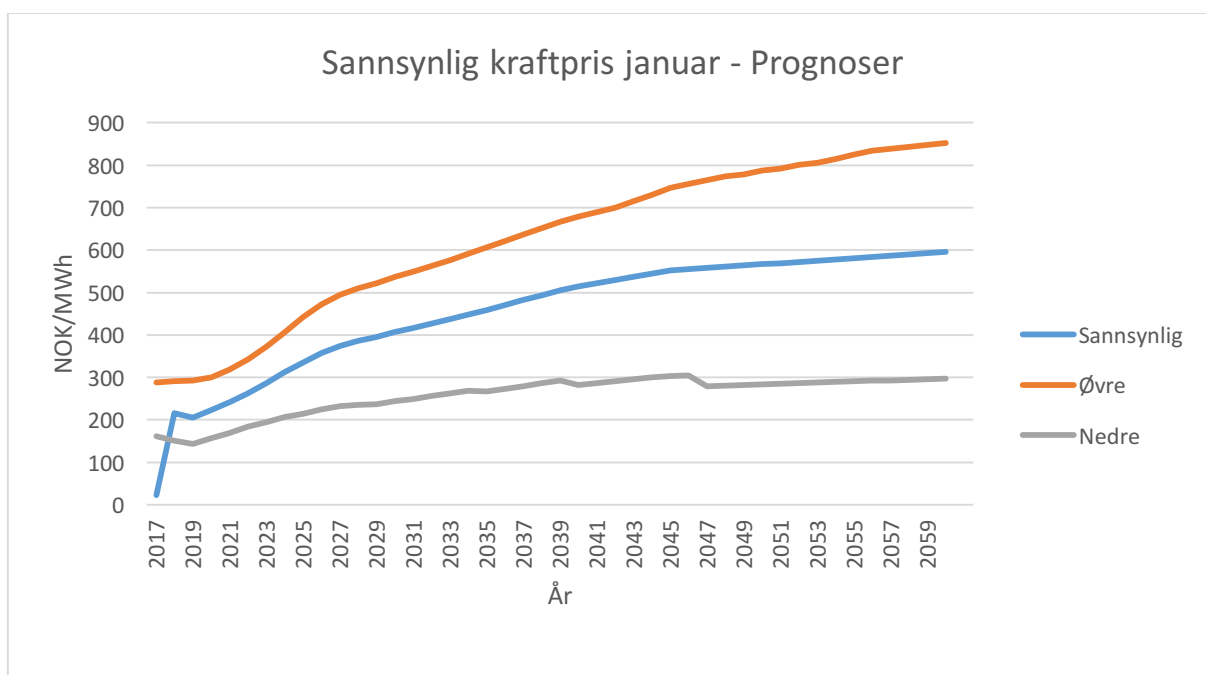
Prognoser for fremtidig kraftpris finnes i **vedlegg X**, og er grafisk fremstilt i **figur 7**. Det er stor grunn til å tro at årlige variasjonene vil være større enn hva som fremkommer i prognosene og den grafiske fremstillingen, men det gis



Figur 7: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.



Figur 8: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris i juli måned basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.



Figur 9: Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris i januar måned basert på utviklingstrekk i Europa, Norden og Norge.

Økende fornybar andel i kraftsammensetningen gir økt behov for balansekraft. Slik teknologien ser ut nå vil batterier kunne bidra med effekt i korte perioder, men tapet er stort ved lagring over lengre tid, og det kreves stor kapasitet for å dekke opp for lengre perioder uten sol og vind. For å sikre at det er tilstrekkelig med regulerbar produksjonskapasitet tilgjengelig i kraftsystemet kan det på sikt bli aktuelt med en omlegging til en markedsmodell der produsenter med regulerbar kraft kan få betalt for å ha kapasitet i beredskap. Dette vil i så fall være et resultat av at økende mengder uregulerbar kraft medfører problemer for

leveringskvalitet og –stabilitet. Men et slikt scenario avhenger av inverteringene i årene som kommer.

6 Tilpasning av Sira-Kvinas produksjonsanlegg

På bakgrunn av markedsutvikling og endring i kraftsammensetning forventes det et økende behov for balansekraft i det norske kraftsystemet. Dette er nødvendig for at man også i årene som kommer skal klare å opprettholde systembalansen, altså balansen i nettet slik at frekvensen holdes på 50 Hz.

Balansekraftkapasiteten til vannkraftverk avhenger av hvor mye effekt som kan leveres når det er underskudd på effekt og hvor mye effekt som kan absorberes når det er overskudd på effekt (Solvang, Harby og Killingtveit, 2011, s. 5). Balansekraftkapasiteten i norske vannkraftverk kan økes ved å øke slukeevnen og turbin-/generator ytelsen i en del kraftverk, samt ved å installere (reversible) pumpeturbiner i kraftverk som kan pumpe mellom to magasiner (Solvang, Harby og Killingtveit, 2011, s. 5).

Sira-Kvina kraftselskap har tidligere gjort undersøkelser og beregninger i forhold til utvidelse av balansekraftkapasiteten i sitt produksjonsanlegg. Blant annet har det vært undersøkt muligheten for økt kapasitet på Tjørhom kraftstasjon, da i form av økt installert turbin/generator ytelse. Tonstad kraftstasjon har også blitt utredet, her med økt kapasitet i form av reversible pumpeturbiner. Begge prosjekter ble skrinlagt på grunnlag av lav kraftpris og tilhørende dårlig lønnsomhet i prosjektene, men kunne vise til gode muligheter for økt balansekraft.

I denne oppgaven vil jeg trekke frem et nytt prosjekt som kan bidra til reguleringsevne: Frekvensstyrt reversibel pumpekraft i Roskrepp kraftstasjon.

En frekvensstyrt reversibel pumpe vil kunne absorbere/forbruke effekt ved pumpedrift og produsere effekt ved turbindrift. Pumping av vann på tider av året og døgnet med lavt effektbehov og lave kraftpriser vil kunne generere ekstra inntekter dersom vannet kan produseres til tider av året og døgnet hvor effektbehovet er stort og kraftprisene høye.

6.1 Roskrepp kraftverk

Roskrepp kraftverk ligger øverst i Kvina-vassdraget, og er med det det første kraftverket vannet må passere på sin vei gjennom Sira-Kvinas produksjonsanlegg mot havet. Kraftverket har i dag en installert effekt på 50 MW, og en gjennomsnittlig årsproduksjon på 115 GWh. Brukstiden på anlegget er relativt lav, 2300 timer basert på gjennomsnittlig produksjon i perioden 2006-2016. Produksjon ved Roskrepp tappes fra Roskreppfjorden og løper ut i Øyarvann.

Roskreppfjorden er Sira-Kvina Kraftselskaps høyesteliggende magasin, og det nest største når det kommer til volum. Volumet på 684,1 Mm³, tilsvarer 144,35 GWh ved en produksjonsfaktor på 0,211. Basert på historiske tilsigsdata for perioden 1930-2011 har magasinet en reguleringsgrad på om lag 135 % (126% for perioden 2000-2011), hvilket innebærer at det er nødvendig med 135 % av det gjennomsnittlige årlige tilsiget for å fylle magasinet.

Øyarvann er ett av de mindre magasinene i Sira-Kvinas vannveisystem. Magasinet har et volum på 104,1 mill m³. Basert på historiske tilsigsdata for perioden 1930-2011 har magasinet en reguleringsgrad på om lag 44,5 % (41,5 % for perioden 2000-2011).

6.1.1 Hvorfor reversibel pumpekraft i Roskrepp?

Som nevnt har det tidligere vært gjort utredninger for andre og større prosjekter i Sira-Kinas produksjonsanlegg. Om fremtidig kraftpris tillater det er dette prosjekter som med stor sannsynlighet har større potensiale for økte inntekter enn en mindre ombygging til reversibel pumpekraft i Roskrepp vil kunne ha. Grunnen til at det er en ombygging av Roskrepp kraftverk som diskuteres i denne oppgaven er at det krever minimale inngrep i nærmiljøet, og dermed er en investering det er lettere å få gjennomslag for. Samt at det er en mindre investering, og dermed en lavere risiko å ta.

Det er flere faktorer som gjør at Roskrepp peker seg ut som et godt alternativ for ombygging til reversibel pumpeturbin. Blant annet:

- Lav brukstid
- God lagringskapasitet overstrøms
- Lav lagringskapasitet nedstrøms (tvinger frem produksjon til lav pris nedover i anlegget)
- Lav fallhøyde (mindre tap ved pumping)

Den lave brukstiden i Roskrepp kraftverk betyr at det ikke vil være problematisk å få plass til pumpedrift i kjøreplanen. Lav brukstid er også positivt med tanke på vedlikehold. Selv om anlegget med pumpedrift og medfølgende økt turbindrift vil få en høyere brukstid, er det rimelig å anta at den totale brukstiden fortsatt vil være lavere enn den er for andre deler av anlegget.

Den gode lagringskapasiteten i Roskreppfjorden gjør at det sannsynligvis er mulig å pumpe vann fra Øyarvann til lav pris i sommermånedene for lagring i Roskreppfjorden frem til det kan produseres til en høyere pris i vintermånedene.

Lav reguleringsgrad i Øyarvann gjør at man i dag produserer for fullt i Kvinen kraftstasjon gjennom vinteren og våren for å tappe magasinet i Øyarvann slik at det er best mulig rustet å ta imot smeltevann og nedbør i sommermånedene. Situasjonen i Øyarvann utdypes i kapittel 6.3.1. Selv med dagens produksjonsmønster fylles Øyarvann opp i løpet av smelteperioden, og noe produksjon ved lav kraftpris i sommermånedene må påberegnes i Kvinen kraftstasjon. Et reversibelt pumpekraftverk i Roskrepp vil kunne pumpe fra Øyarvann og på den måten hindre produksjon i Kvinen i sommermånedene.

Produksjonen i Kvinen løper ut i Nesjen, et magasin på 274,3 Mm³. Nesjen er med andre ord et større magasin enn Øyarvann, og bør dermed ha kapasitet til å lagre store deler av vannet fra sommerproduksjonen i Kvinen for å forhindre videre produksjon ved lave priser.

Utfordringen her ligger i at Nesjen har et stort tilsig, og at mye av dette tilsiget kommer i sommermånedene. Å kartlegge kapasiteten i magasin Nesjen vil være viktig for beregninger av lønnsomheten til et pumpeanlegg ettersom Nesjen er eneste magasin nedstrøms for Øyarvann som kan ha mulighet til å lagre vannet før det må produseres i Tonstad kraftstasjon. Tonstad er den største kraftstasjonen, og har den høyeste energiekvivalenten. Om vannet

ikke kan lagres før Tonstad kraftverk i dagens anlegg, men må produseres helt til havet ved lav kraftpris, vil det være betydelige muligheter for lønnsomhet i en investering i reversibel pumpekraft i Roskrepp.

Den relativt lave fallhøyden ved Roskrepp kraftstasjon gjør at det kreves mindre arbeid for pumping av vann, og at falltapet dermed blir mindre. Det betyr at driftskostnadene for pumping er overkommelige. Lave kostnader for pumping i sommermånedene kombinert med gode muligheter for økte produksjonsinntekter har potensiale til å gjøre reversibel pumpekraft ved Roskrepp til et attraktivt prosjekt.

6.2 Ombygging til pumpeturbin

Roskrepp er i dag et tradisjonelt vannkraftanlegg som kjøres med kun turbindrift. I samtaler med Geir Vårland hos Sira-Kvina kraftselskap er det diskutert nødvendige tiltak i forbindelse med ombygging til reversibel pumpekraft. En slik ombygging i Roskrepp kraftverk vil kreve omfattende ombygging av elektronikk og mekanikk, men eksisterende vannveisystem og turbinhall vil sannsynligvis kunne benyttes.

Vedlegg D viser dagens plantegninger for turbinhall ved Roskrepp kraftverk med tenkt plassering for ekstra og nytt apparat- og kontrollanlegg.

Etter samtale med Geir Vårdal hos Sira-Kvina er ombyggingen kartlagt til å omfatte:

- Startutrustning
- Turbin
- Generator
- Apparatanlegg
- Kontrollanlegg
- (Ventilsystem)

En punktliste med de nødvendige tiltakene innen hvert område kan finnes i vedlegg E.

6.2.1 Investeringsbehov

Ettersom det antas at eksisterende vannveisystem og turbinhall kan benyttes ved drift av et reversibelt pumpekraftverk i Roskrepp betyr dette at ombygging er en langt mindre investering enn hva et nytt og parallelt pumpekraftverk vil være.

Etter samtaler med Per Roald Haugom hos Sira-Kvina kraftselskap er investeringskostnadene knyttet til hvert av områdene som omfattes av ombyggingen kartlagt:

Tabell 1: Estimerte kostnadsnivåer knyttet til nødvendige tiltak ved ombygging til reversibelt pumpekraftverk i Roskrepp.

Område	Estimert kostnadsnivå (millioner NOK)
Startutrustning	20 mill NOK
Turbin	20 mill NOK
Generator	7 mill NOK
Apparatanlegg	10 mill NOK
Kontrollanlegg	18 mill NOK
TOTALT	75 mill NOK

Kostnadene er basert på erfaring, og benyttes i denne oppgaven for å gi et innblikk i hvilket kostnadsnivå som kan forventes i forbindelse med et slikt ombyggings prosjekt. Et mer nøyaktig kostnadsestimat vil være nødvendig dersom man ønsker å se nærmere på prosjektet.

6.3 Tilsig og mulig utnyttbar vannmengde

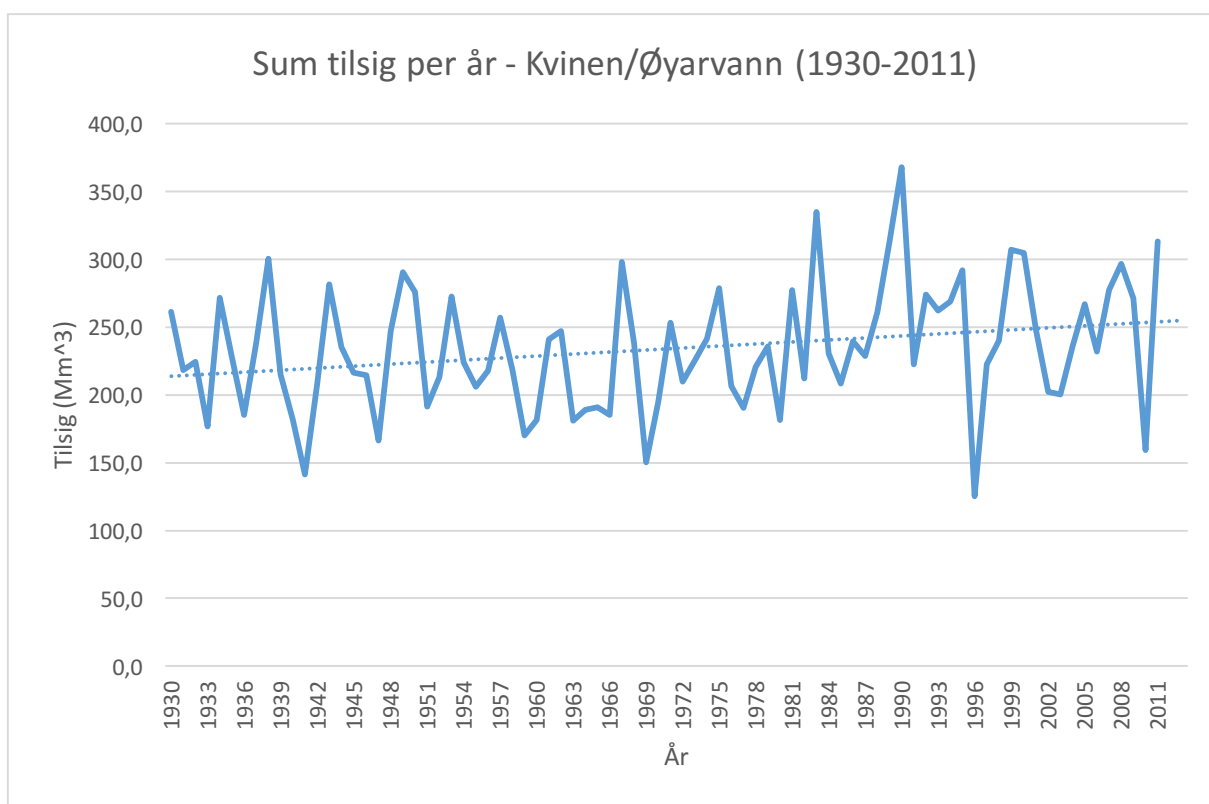
Med hensyn til ombygging av Roskrepp kraftverk vil tilsiget og magasinutfyllingen til Øyarvann være begrensende i forhold til den tilgjengelige vannmengden for pumping. Tilsiget og magasinutfyllingen til Roskreppfjorden vil være begrensende i forhold til lagringskapasiteten.

Alle analyser som følger i dette kapittelet er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

6.3.1 Øyarvann – mulig utnyttbar vannmengde

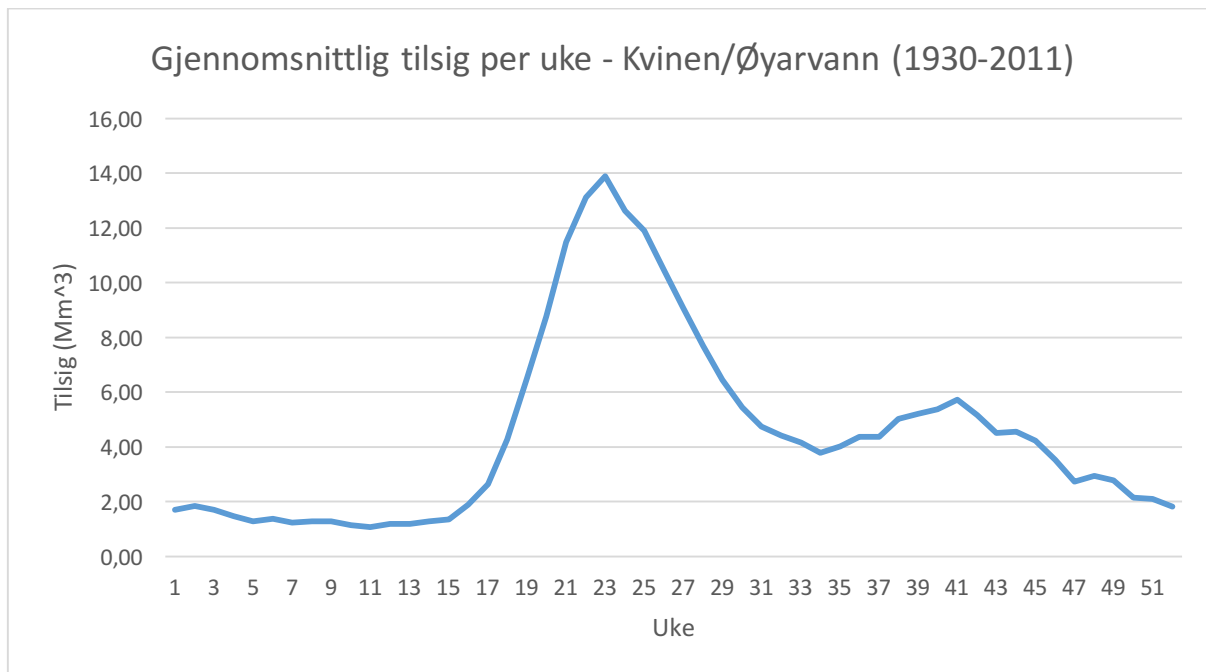
Utviklingen i tilsiget til Øyarvann i perioden fra 1930 til 2011 kan sees i figur 10. Som trendlinjen viser har det vært en gradvis økning i tilsigsmengden, men det er likevel store årlige variasjoner som gjør det vanskelig å forutsi noen eksakt tilsigsmengde for årene som kommer.

Basert på tilsigsdata registrert i hele perioden 1930-2011 kan det fastslås at det gjennomsnittlige tilsiget per år har vært $233,92 \text{ Mm}^3$. Ser man derimot på gjennomsnittet for perioden 1990-2011 har det gjennomsnittlige tilsiget vært $253,75 \text{ Mm}^3$. Økningen i gjennomsnittet bekreftes av den stigende trendlinjen.

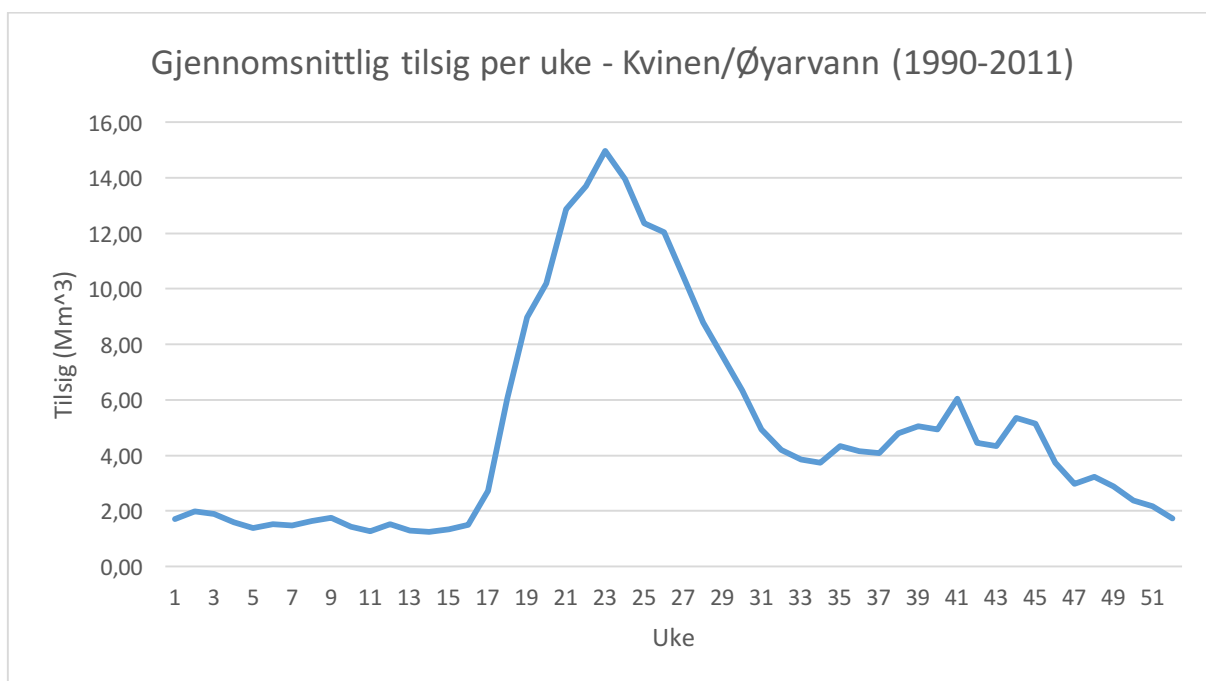


Figur 10: Utvikling av gjennomsnittlig årlig tilsig til Kvina/Øyarvann i perioden 1930-2011 med stiptet trendlinje. Tilsiget er gitt i Mm^3 , og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Så langt er det kun det gjennomsnittlige årlige tilsiget som har blitt presentert, men i forbindelse med pumpekraft og flytting av produksjon er det interessant å se på fordelingen av tilsiget gjennom året. Med tanke på mulig utnyttbar vannmengde er det mest interessant med tilsiget i sommermånedene, da det er denne produksjonen som kan flyttes fra sommermånedene med lav kraftpris til vintermånedene med høyere kraftpris.



Figur 11: Gjennomsnittlig ukentlig fordeling av tilsiget til Kvinen/Øyarvann i perioden 1930-2011. Tilsiget er gitt i Mm³, og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.



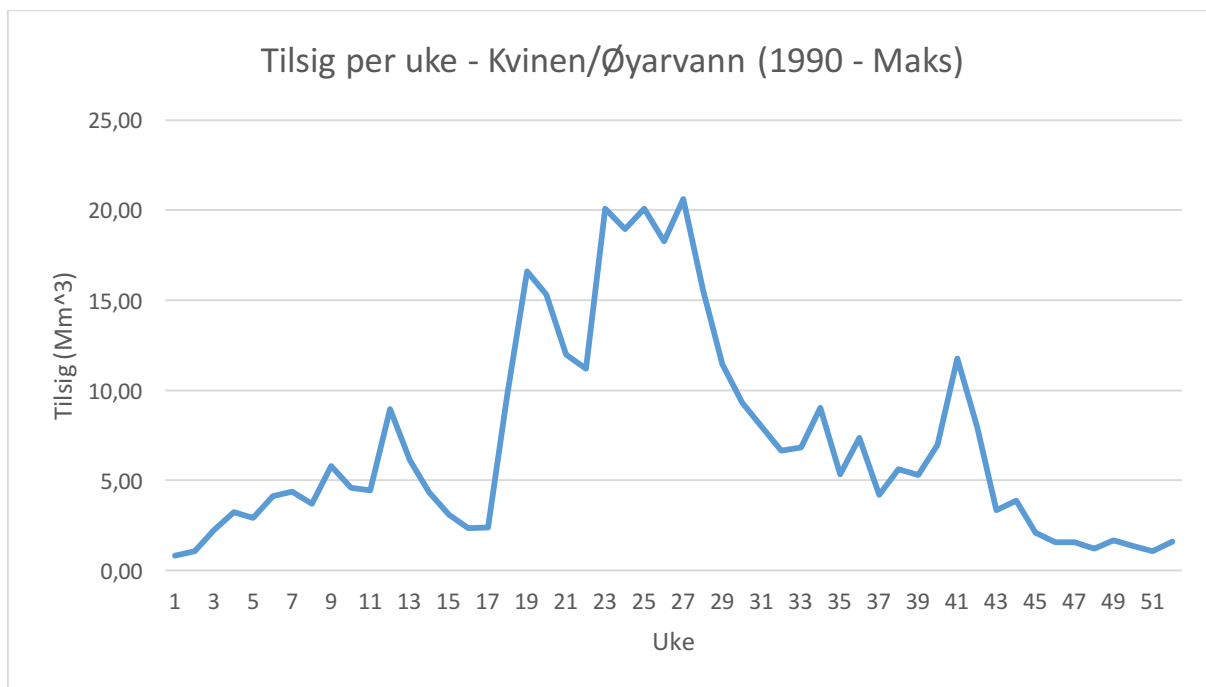
Figur 12: Gjennomsnittlig ukentlig fordeling av tilsiget til Kvinen/Øyarvann i perioden 1990-2011. Tilsiget er gitt i Mm³, og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Figur 11 viser det gjennomsnittlige tilsiget per uke til Kvinen/Øyarvann for perioden 1930-2011 og figur 12 for perioden 1990-2011. Som vi ser av figurene er tilsiget relativt lavt og jevnt de første 15 ukene av året før det når en solid topp i uke 23. Fra uke 23 synker tilsiget frem til uke 34 før det igjen har en liten topp i uke 41. Fra uke 41/44 synker tilsiget gradvis resten av året til det når de lave nivåene fra årets første uker. Fasongen på de to grafene er relativt lik, den største forskjellen er volumet av tilsiget som er 233,92 Mm³ for 1930-2011 og 253,75 Mm³ for 1990-2011.

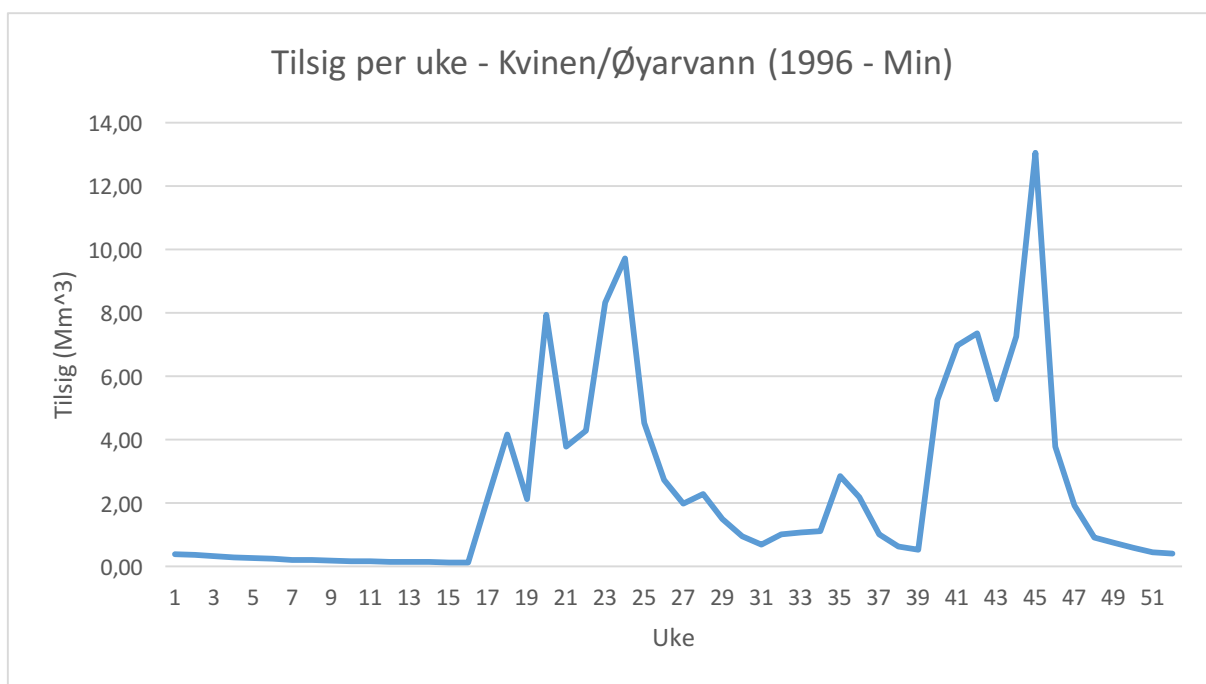
Med tanke på tilgjengelig volum for pumping er det tilsiget i månedene mai-september som er mest interessant. Dette henger sammen med at det er i sommerhalvåret man kan forvente de laveste kraftprisene (se kapittel 5.5), men også en spesiell begrensning i LRV for Øyarvann som gjelder i perioden 1.mai til 15.sept. Mer om denne begrensinger kommer senere i kapittelet.

For perioden 1930-2011 er fordelingen gjennom året slik at om lag 65,84 % av tilsiget skjer i månedene mai-september. For perioden 1990-2011 er tilsvarende fordeling 67,11 % (Vedlegg F). Den gjennomsnittlige fordelingen for perioden 1990-2011 vil benyttes i forbindelse med lønnsomhets beregninger for prosjektet.

Grafen i figur 10 viser at variasjonen i tilsig er stor fra år til år. Det våteste året i perioden 1930-2011 er 1990 med 367,7 Mm³, mens det tørreste året i samme periode er 1996 med 125,2 Mm³. Tilsig per uke for disse årene er fremstilt i figur 13 og 14. Av figurene og tilhørende data (se vedlegg F) kan det leses at opp mot 68 % av tilsiget i 1990, tilsvarende 248,77 Mm³, kom i perioden 1.mai til 15.september. For tørråret 1996 er tallene for samme periode 53 % og 66,52 Mm³.



Figur 13: Tilsig per uke til Kvinen/Øyarvann i 1990, det våteste året i perioden 1930-2011, med et totalt tilsig på 367,7 Mm³. Tilsiget er gitt i Mm³, og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.



Figur 14: Tilsig per uke til Kvinen/Øyarvann i 1996, det tørreste året i perioden 1930-2011, med et totalt tilsig på 125,2 Mm³. Tilsiget er gitt i Mm³, og er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Tilsiget til Øyarvann er en av de viktigste faktorene å vurdere med tanke på vannmengden som er tilgjengelig for pumping fra Øyarvann til Roskrepp.

Det gjennomsnittlige tilsiget for perioden 1990-2011 vil benyttes for å gjøre forenklete lønnsomhetsberegninger, men for å se på sensitiviteten i beregningene med hensyn på tilsig er det nødvendig å se på variasjonen i tilsiget, og frekvensen/hyppigheten på de ulike tilsigsmengdene.

For perioden 1990-2011 er tilsigsmengde delt opp i ulike intervaller som spenner over 20 Mm³. Fordelingen av antall år mellom de ulike intervallene kan sees i tabell 2.

Tabell 2: Fordeling av tilsiget til Øyarvann i intervaller på 20 Mm³ for perioden 1990-2011.

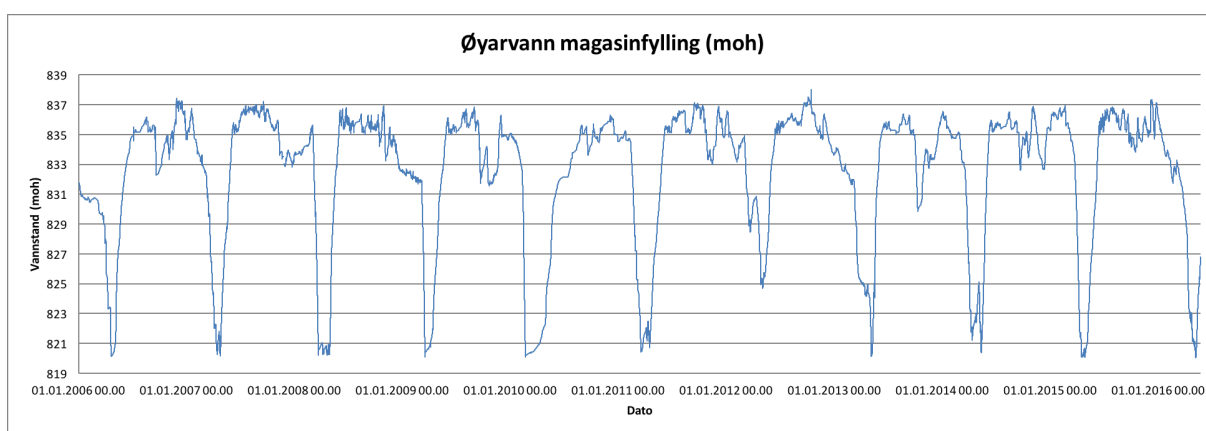
Intervall	Antall år i perioden 1990-2011	%
>300 Mm ³	4	18,18
280-300 Mm ³	2	9,09
260-280 Mm ³	6	27,28
240-260 Mm ³	2	9,09
220-240 Mm ³	4	18,18
200-220 Mm ³	2	9,09
<200 Mm ³	2	9,09
Totalt	22	100

Utnyttbart tilsig

Øyarvann er et relativt lite magasin, og har i tillegg en ekstra begrensning i sommerhalvåret som sier at LRV ikke kan være lavere enn 835 moh dersom det skal foregå produksjon i kraftverket (pumping regnes som produksjon, og er dermed omfattet av denne begrensningen). LRV er resten av året fastsatt til 820 moh. Begrensningen gjør at det regulerbare magasinvolumet synker med om lag 87 Mm³, til 17,1 Mm³. Begrensningen med LRV 820

moh er ikke datofestet, men avhenger av tilsig fra smeltevann. Etter samtaler med Sigurd Netlandsnes hos Sira-Kvina Kraftselskap er begrensningen, som en forenkling, likevel datofestet til å gjelde i perioden 1.mai til 15.september.

LRV begrensningen på 820 moh har stor innvirkning på produksjonsmønsteret i Kvinen kraftverk. Med regulerbart magasinivolum på 17,1 Mm³ har Sira-Kvina Kraftselskap lite spillerom i månedene mai – september. Ettersom det i denne perioden også er stort tilsig (gjennomsnittlig 163,43 Mm³) til Øyarvann ville Sira-Kvina med ”normalt produksjonsmønster” vært nødt til å produsere store mengder kraft til lav pris. For å unngå dette har Sira-Kvina et produksjonsmønster som tilsier at magasinet i Øyarvann nærmest tømmes i løpet av vinter- og vårmånedene før 1.mai, slik at magasinet er klart for å ta i mot tilsig uten å måtte produsere store mengder kraft. Produksjonsmønsteret med ”tømming” av Øyarvann kommer tydelig frem i grafen for magasinifylling i Øyarvann i figur 15.



Figur 15: Magasinifylling for Øyarvann i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

På bakgrunn av dataene som ligger til grunn for grafen i figur 10 kan man si noe om magasinivået 1.mai i ulike år. Disse dataene danner grunnlaget for undersøkelser av hvor mye av tilsiget i perioden mai-september som går med til å fylle Øyarvann til nødvendig nivå for å tillate pumping (LRV 835 moh), og hvor mye av tilsiget som er tilgjengelig for pumping. Disse undersøkelsene baserer seg på data for volum ved ulike magasinivå som er presentert i tabell 4.

Den gjennomsnittlige magasinifyllingen 1.mai er på 823,92 moh. Det betyr at om lag 16 Mm³ av de nødvendige 87 Mm³ er fylt opp, og den nødvendige fyllingen fra tilsiget er 71 Mm³.

Den maksimale magasinifyllingen 1.mai er på 829,76 moh, og finner sted i 2009. Det betyr at 50 Mm³ av de nødvendige 87 Mm³ er fylt opp, og den nødvendige fyllingen fra tilsiget er 37 Mm³.

Den minimale magasinifyllingen 1.mai er på 820,72 moh, og finner sted i 2006. I dette tilfellet kan vi regne magasinet som tomt, hvilket betyr at 0 Mm³ av de nødvendige 87 Mm³ er fylt opp, og den nødvendige fyllingen fra tilsiget er 87 Mm³.

På bakgrunn av dette kan det utformes ulike scenarioer for tilgjengelig pumpevolum i Øyarvann:

1. Gjennomsnittlig magasinifylling, gjennomsnittlig tilsig

2. Gjennomsnittlig magasinfylling, maksimalt tilsig
3. Gjennomsnittlig magasinfylling, minimalt tilsig
4. Maksimal magasinfylling, gjennomsnittlig tilsig
5. Maksimal magasinfylling, maksimalt tilsig
6. Maksimal magasinfylling, minimalt tilsig
7. Minimal magasinfylling, gjennomsnittlig tilsig
8. Minimal magasinfylling, maksimalt tilsig
9. Minimal magasinfylling, minimalt tilsig

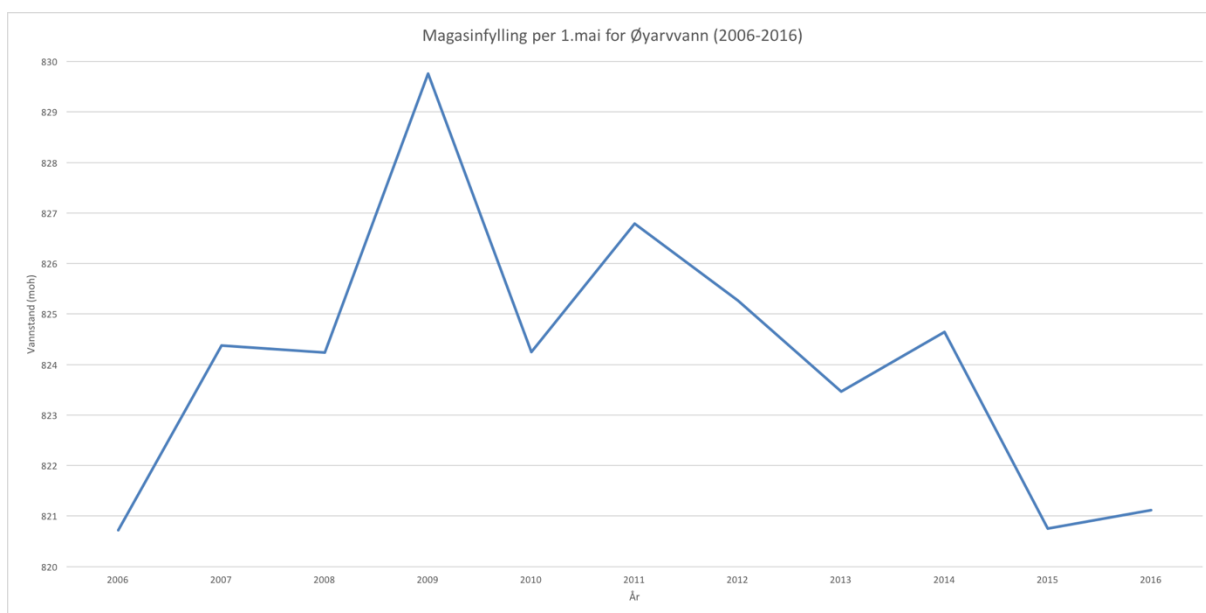
Tabell 3: Ulike scenarier for tilgjengelig pumpevolum i Øyarvann basert på magasinfylling og tilsig.

Scenario	Magasinfylling (moh)	Nødvendig tilsig (Mm ³)	Tilgjengelig tilsig (Mm ³)	Tilgjengelig pumpevolum (Mm ³)
1	823,92	71	163,43	92,43
2			248,77	177,77
3			66,52	-4,48
4	829,76	37	163,43	126,43
5			248,77	211,77
6			66,52	161,77
7	820,72	87	163,43	76,43
8			248,77	29,52
9			66,52	-20,48

Scenario 1 er det gjennomsnittlige scenarioet, og dette volumet vil bli brukt i forenklede lønnsomhetsberegninger for prosjektet. Scenario 5 og 9 utmerker seg som henholdsvis beste og verste tilfelle med tanke på tilgjengelig pumpekraft. Disse scenarioene vil benyttes i lønnsomhets- og sensitivitetsberegninger.

Tabell 4: Maksimale verdier for magasinfylling 1.mai i Øyarvann for perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

År	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Magasinfylling 1.mai (moh)	820,7 2	824,3 8	824,2 4	829,7 6	824,2 5	826,7 9	825,2 7	823,4 6	824,6 5	820,7 5	821,1 2
Tilnærmet magasinfylling (moh)	821	824	824	830	824	827	825	823	825	821	821
Benyttet kapasitet (Mm ³)	3,86	16,40	16,40	50,76	16,40	32,02	21,36	12,06	21,36	3,86	3,86
Nødvendig kapasitet til 835 moh (Mm ³)	83,14	70,6	70,6	36,24	70,6	54,98	65,64	74,94	65,64	83,14	83,14



Figur 16: Grafisk fremstilling av data for magasinfylling 1.mai presentert i tabell 4.

I forbindelse med tilgjengelig volum for pumping er det som sagt magasinfyllingen per 1.mai som er av størst interesse. Tabell 4 og figur 16 er grunnlaget for å si noe om frekvensen/hyppigheten på ulike magasinfyllinger i Øyarvann.

I løpet av elleveårs-perioden 2006-2016 er det tre år hvor Øyarvann har vært å regne som nesten tomt 1.mai, med nødvendig kapasitet for å fylle magasinet til sommer-LRV lik 83,14 , ett år med nødvendig kapasitet 74,9 Mm³, tre år med 70,6 Mm³, to år med 65,64 Mm³, ett år med 54,98 Mm³, og ett år med 36,24 Mm³.

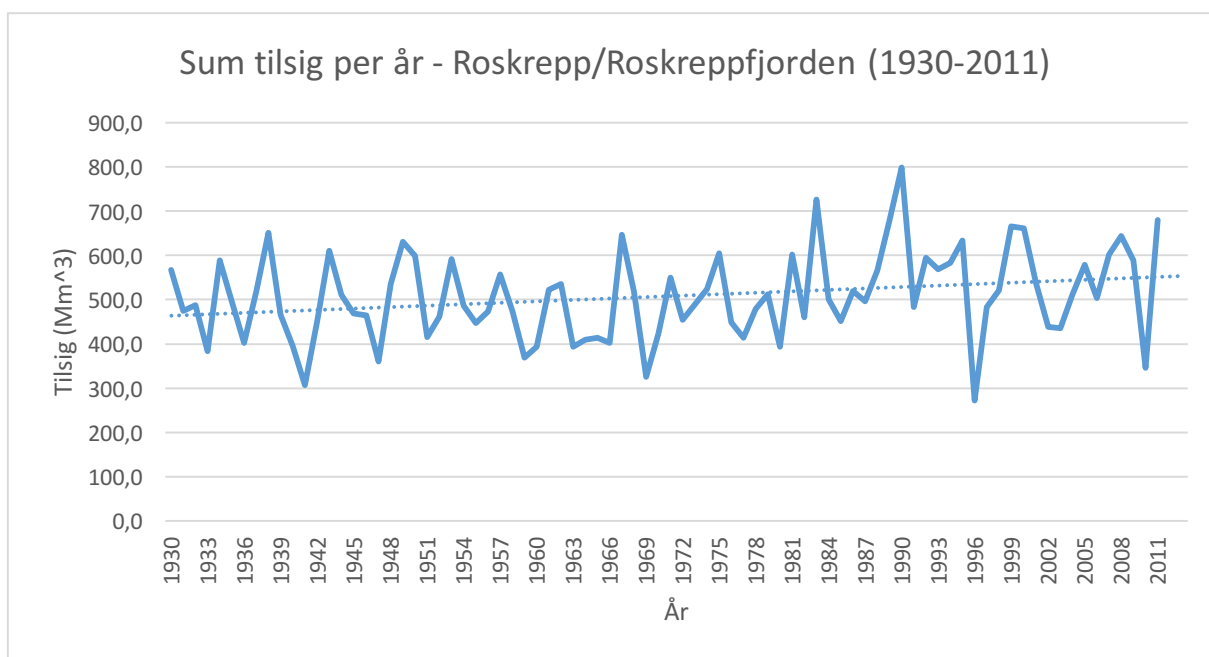
Hyppigheten for de ulike vannstandene og de tilhørende volumene er et viktig bidrag i totalvurderingen av utnyttbar vannmengde.

6.3.2 Roskreppfjorden – begrensnig for lagringskapasitet

Roskreppfjorden er magasinet som ligger ovenfor Roskrepp kraftverk. Dette magasinet må undersøkes med tanke på om det er tilgjengelig lagringskapasitet for vannet som potensielt pumpes fra Øyarvann.

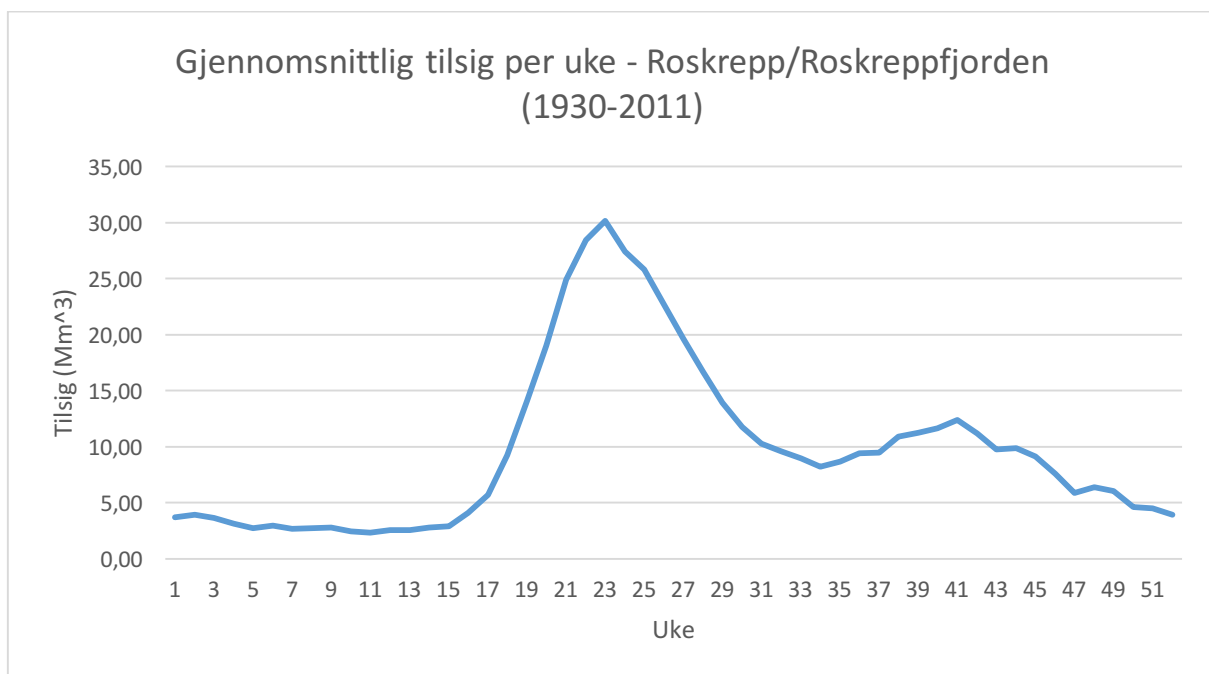
Basert på tilsigsdata registrert i perioden 1930-2011 kan det fastslås at det gjennomsnittlige tilsiget per år har vært 507,65 Mm³. Ser man derimot på gjennomsnittet for perioden 2000-2011 har det gjennomsnittlige tilsiget vært 543,76 Mm³. Tilsigsdata for hele perioden 1930-2011 er fremstilt i figur 17. Figuren inneholder en stiplet trendlinje som viser utviklingen av det gjennomsnittlige tilsiget til Roskreppfjorden. Trendlinjen tilsier at tilsiget er økende.

Grafen i figur 17 viser at variasjonen i tilsig er stor fra år til år, og at det er vanskelig å forutsi eksakt tilsig i årene som kommer. Det våteste året i perioden 1930-2011 er 1990 med 798 Mm³, mens det tørreste året i samme periode er 1996 med 271,8 Mm³.

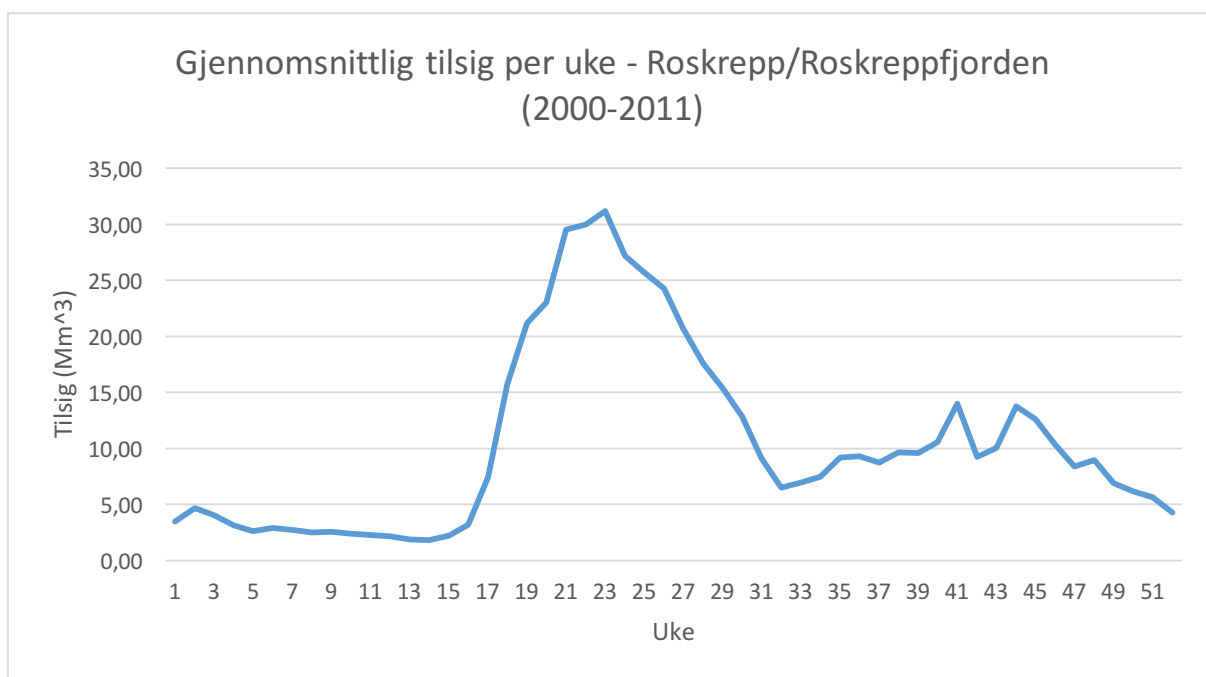


Figur 17: Utviklingen av gjennomsnittlig årlig tilsig til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 1930-2011 med stiple trendlinje. Tilsig gitt i Mm³, er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Så langt er det kun det gjennomsnittlige årlige tilsiget som har blitt presentert, men i forbindelse med pumpekraft og flytting av produksjon er det interessant å se på fordelingen av tilsiget gjennom året. For Roskreppfjorden er det mest interessant med tilsiget i sommer- og høstmånedene, da dette begrenser magasinet kapasitet til å ta imot pumpet vann fra Øyarvann.



Figur 18: Gjennomsnittlig tilsig per uke til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 1930-2011. Tilsig gitt i Mm³, er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.



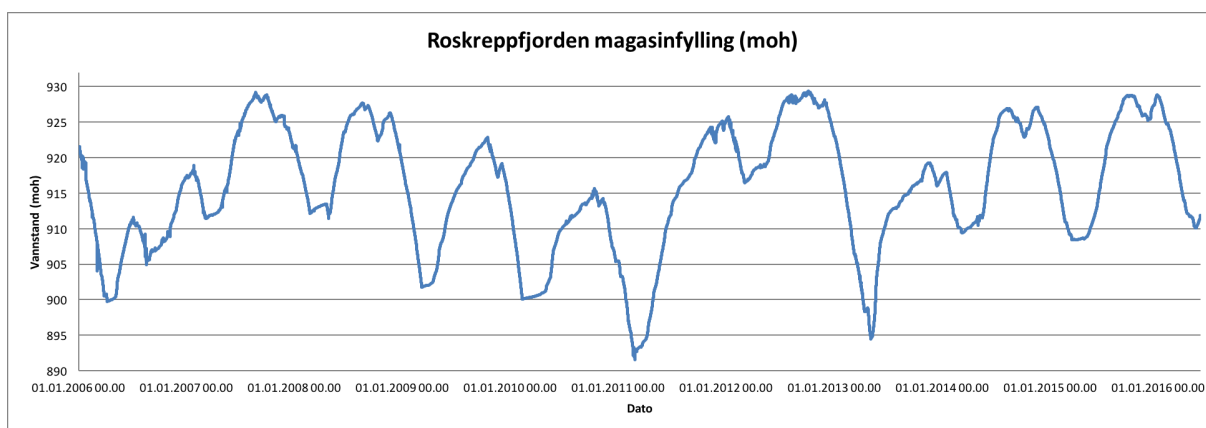
Figur 19: Gjennomsnittlig tilsig per uke til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 2000-2011. Tilsig gitt i Mm^3 , er basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Figur 18 viser det gjennomsnittlige tilsiget per uke til Roskrepp/Roskreppfjorden for perioden 1930-2011, og figur 19 det samme for perioden 2000-2011. Som vi ser av figurene er tilsiget relativt lavt og jevnt de første 15 ukene av året før det når en solid topp i uke 23. Fra uke 23 synker tilsiget frem til uke 32/34 før det igjen har en liten topp i uke 41. Fra uke 41/44 synker tilsiget gradvis resten av året til det når de lave nivåene fra årets første uker. Fasongen på de to grafene er relativt lik, den største forskjellen er volumet av tilsiget som er $507,65 Mm^3$ for 1930-2011 og $543,76 Mm^3$ for 2000-2011.

Grafen i figur 17 viser at variasjonen i tilsig er stor fra år til år. Det våteste året i perioden 1930-2011 er 1990 med $798 Mm^3$, mens det tørreste året i samme periode er 1996 med $271,8 Mm^3$. Tilsig per uke for disse årene er fremstilt i figur 18 og 19. Av figurene og tilhørende data (se vedlegg G) kan det leses at opp mot 68 % av tilsiget i 1990, tilsvarende $539,89 Mm^3$, kom i perioden 1.mai til 15.september. For tørråret 1996 er tallene for samme periode 53 % og $144,35 Mm^3$.

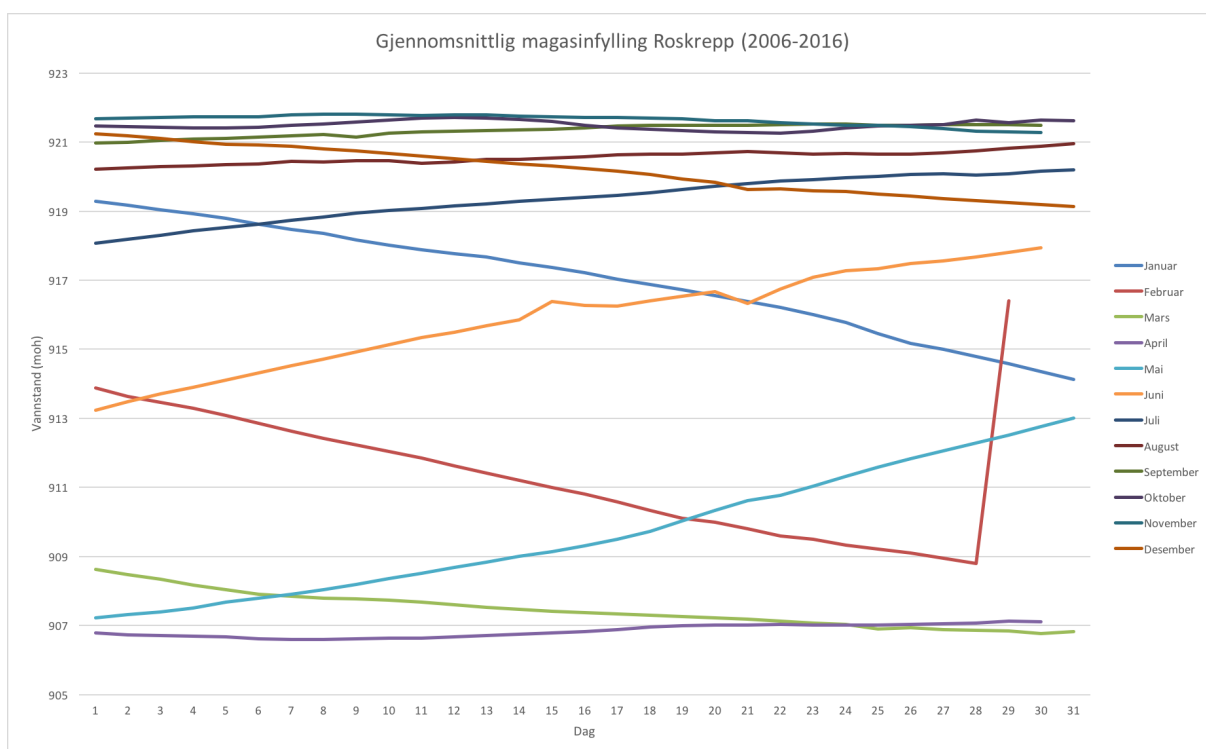
Dersom man sammenlikner tilsiget til Øyarvann og Roskreppfjorden ser man at utviklingen er ganske lik. Det gjelder både med tanke på fordelingen mellom år (figur 10 og figur 17), men også tilsiget fra uke til uke (figur 12 og 19). Denne likheten kan by på utfordringer for lagringskapasiteten i våte år.

Tilsiget til Roskreppfjorden kombinert med produksjonen som finner sted i Roskrepp kraftverk bestemmer vannstanden i Roskreppfjorden. Vannstanden til Roskreppfjorden er en av de viktigste faktorene å vurdere med tanke på vannmengden det er kapasitet til å motta ekstra i magasinet.



Figur 20: Magasinfylling for Roskreppfjorden i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

På bakgrunn av dataene som ligger til grunn for grafen i figur 20 kan man si noe om magasinnivået i ulike år. Med tanke på lagringskapasitet er det høst- og vintermånedene hvor det kan være stort tilsig og liten produksjon som kan by på problemer. Dette kommer frem i figur 21 der grafen for månedene April og Mai holder de laveste verdiene. Januar, februar og mars viser en tydelig trend på nedgang i fyllingsgrad, mens deler av mai og hele juni viser til stigende fyllingsgrad i magasinet.



Figur 21: Gjennomsnittlig magasinfylling i Roskreppfjorden per måned for perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

Data for magasinfylling i Roskreppfjorden viser at det høyeste nivået som noen sinne har blitt målt var 929,36 moh, det skjedde 4.oktober 2012. Ved så høy magasinfylling er det ikke plass til mer vann ettersom HRV for Roskreppfjorden er satt til 929 moh.

Dersom det skal være plass til det gjennomsnittlige tilgjengelige pumpevolumet på 92,43 Mm³ fra Øyarvann, kan ikke magasin Roskreppfjordne ha en magasinifylling uten pumpe som overstiger 925,75 moh. Skal det være plass til volumet som teoretisk kan pumpes fra Øyarvann ved maks tilsig og maks magasinifylling, 211,77 Mm³, kan ikke magasin Roskrepp ha en magasinifylling uten pumpe som overstiger 921 moh.

Ser man på gjennomsnittlige verdier for magasinifylling per måned er dette de maksimale verdiene funnet for perioden 2000-2016:

Tabell 5: Maksimale verdier av gjennomsnittlig magasinifylling per måned for perioden 2006-2016. Magasinifylling er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

Måned	Maks av gjennomsnittlig (moh)
Januar	919,284
Februar	916,405
Mars	908,618
April	907,127
Mai	913,003
Juni	917,947
Juli	920,199
August	920,947
September	921,518
Oktober	921,720
November	921,813
Desember	921,246

De gjennomsnittlige verdiene for vannstanden i Roskreppfjorden, vist i tabell 5, forteller oss at November i snitt for perioden 2006-2016 er måneden med mest vann i magasinet. Snittet for november ligger på 921,813 moh. Av magasinkurver (vedlegg H) kan det da leses av at magasinet i snitt inneholder om lag 500 Mm³ (922 moh), og dermed kan motta 184,1 Mm³ før magasinet regnes som fullt. Med andre ord ser det altså ut til at det ved gjennomsnittlig magasinifylling i Roskreppfjorden vil være plass til gjennomsnittlig pumpevolum fra Øyarvann på 92,43 Mm³ og vel så det, men ikke fullt så mye som 211,77 Mm³.

Ser man heller på høyeste magasinifylling målt for hver enkelt måned i løpet av perioden 2006-2016 er ikke resultatet det samme. Tabell 6 viser at alle måneder bortsett fra februar-mai har målinger som overstiger 925,75 moh, og derfor ikke er i stand til å ta imot gjennomsnittlig pumpevolum på 92,43 Mm³. Faktisk har magasinet i løpet av perioden 2006-2016 vært overfylt (overstiger HRV 829 moh) en eller flere ganger i løpet av månedene August, September og Oktober. Se tabell 7 og figur 22 eller vedlegg I for numerisk og grafisk fremstilling av data per måned for alle år i perioden 2006-2016.

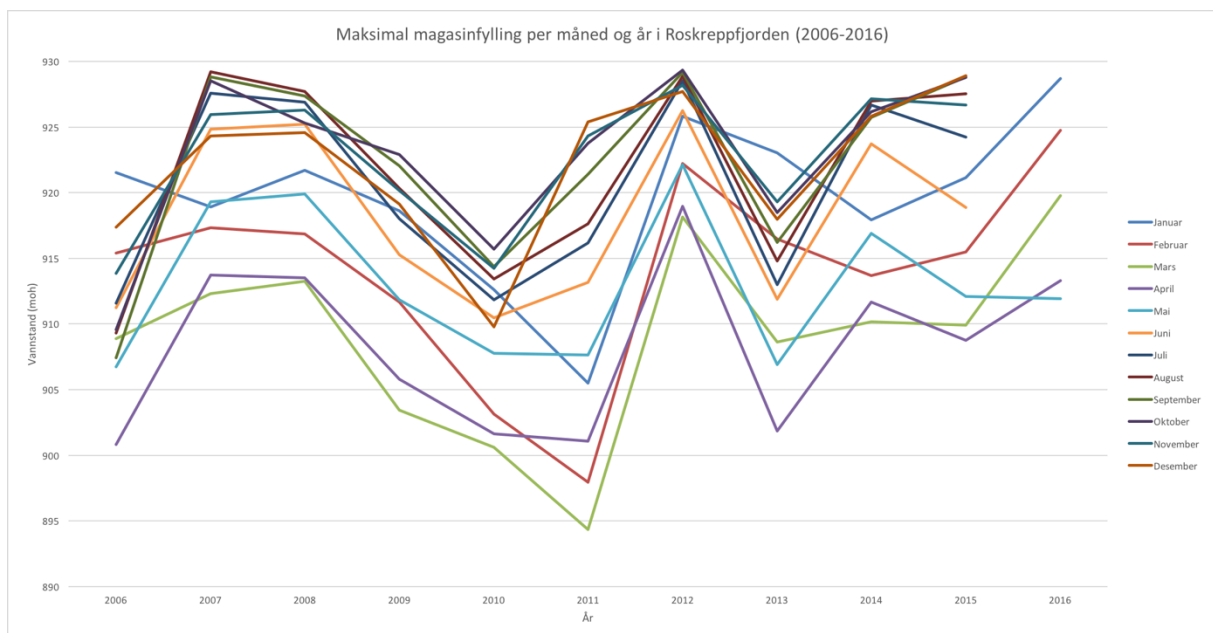
Tabell 6: Maksimale verdier for magasinifylling per måned i perioden 2006-2016. Magasinifylling er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina.

Måned	Maks (moh)
Januar	928,680
Februar	924,750
Mars	919,770

April	918,950
Mai	922,150
Juni	926,260
Juli	928,540
August	929,230
September	929,180
Oktober	929,360
November	928,170
Desember	928,900

Tabell 7: Maksimale verdier for magasinifylling per måned og år for Roskreppfjorden i perioden 2006-2016. Vannstanden er gitt i meter over havet (moh) og er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

Måned/År	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	921,53	918,91	921,69	918,61	912,61	905,51	925,81	923,02	917,93	921,16	928,68
2	915,41	917,32	916,84	911,65	903,13	897,92	922,22	916,46	913,67	915,5	924,75
3	908,87	912,3	913,24	903,43	900,59	894,33	918,15	908,63	910,16	909,93	919,77
4	900,81	913,74	913,5	905,78	901,61	901,09	918,95	901,84	911,67	908,76	913,28
5	906,75	919,29	919,92	911,84	907,75	907,62	922,15	906,9	916,9	912,09	911,91
6	911,25	924,82	925,21	915,29	910,47	913,17	926,26	911,9	923,73	918,88	
7	911,57	927,57	926,89	918	911,83	916,16	928,54	913,02	926,69	924,22	
8	909,29	929,23	927,73	920,32	913,42	917,64	928,88	914,8	926,97	927,55	
9	907,43	928,84	927,38	922,04	914,38	921,4	929,18	916,22	925,76	928,83	
10	909,55	928,54	925,3	922,89	915,68	923,76	929,36	918,48	926,15	928,77	
11	913,85	925,95	926,31	920,18	914,24	924,31	928,17	919,3	927,15	926,67	
12	917,37	924,33	924,59	919,15	909,79	925,38	927,73	917,99	925,83	928,9	



Figur 22: Grafisk fremstilling av data i tabell 6.

Tabell 4 og figur 16 som også er presentert i vedlegg I er grunnlaget for å si noe om frekvensen/hyppigheten på ulike magasinfullinger. Dersom en høst-/vintersesong defineres som perioden september-februar vil frekvensen bli slik:

Tabell 8: Oversikt over maksimale magasinfullinger per høst-/vintersesong (september-februar) i perioden 2006-2016. Magasinfullingsnivå er gitt i meter over havet (moh), magasinkapasiteter er gitt i millioner kubikk Mm³. Alle tall er basert på data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

År	2006/ 2007	2007/ 2008	2008/ 2009	2009/ 2010	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013	2013/ 2014	2014/ 2015	2015/ 2016
Maks magasinfulling (moh)	921,53	929,23	927,73	922,89	915,68	925,81	929,36	923,02	927,15	928,9
Tilnærmet magasinfulling (moh)	922	929	928	923	916	926	929	923	927	929
Benyttet kapasitet (Mm ³)	500	684,1	654,89	524,94	361,82	600	684,1	524,94	627,68	684,1
Tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	184,1	0	29,21	159,16	322,28	84,1	0	159,16	56,42	0

I løpet av tiårs-perioden 2006-2016 er det altså 3 år hvor Roskreppfjorden har vært å regne som full (HRV 929 moh), ett år hvor den har kunnet ta imot om lag 29,21 Mm³, ett år med 56,42 Mm³, ett år med 84,1 Mm³, to år med 159,16 Mm³, og ett år med 322,28 Mm³.

Hyppigheten for de ulike vannstandene og de tilhørende volumene er et viktig bidrag i totalvurderingen av utnyttbar vannmengde.

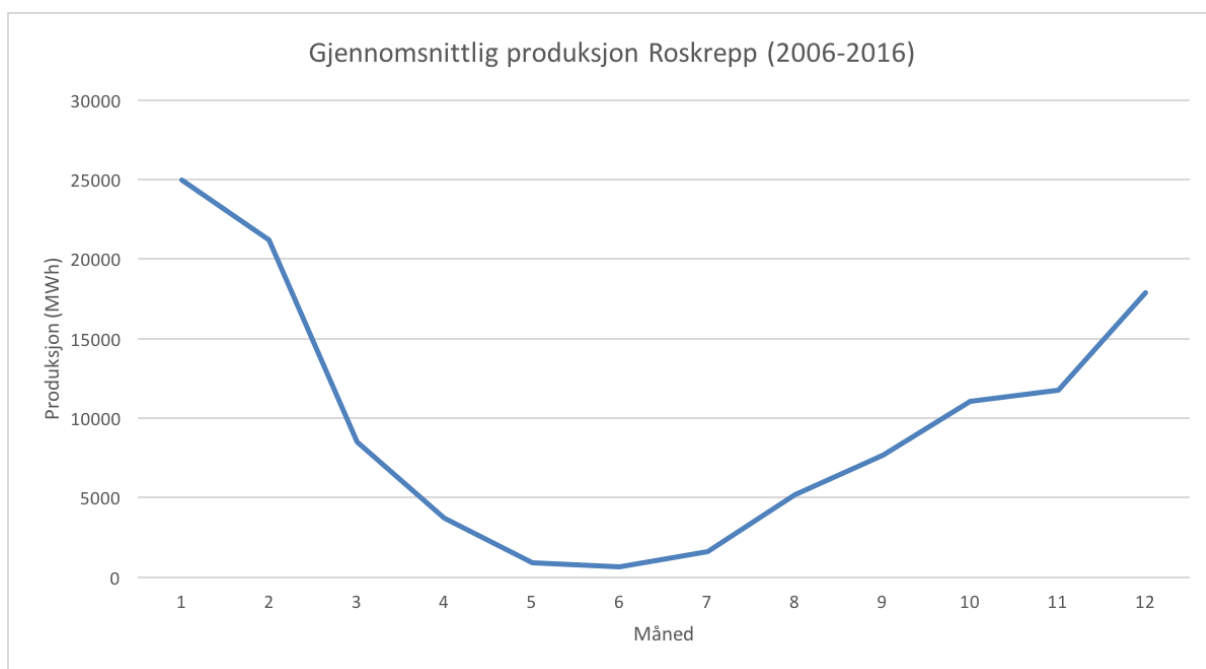
6.4 Kapasitet i produksjonsanlegget

I forbindelse med utredningen av muligheten knyttet til ombygging av Roskrepp kraftverk til reversibelt pumpekraftverk er det nødvendig å analysere dagens produksjonsmønster i alle kraftverkene vannet må passere på vei fra Roskreppfjorden til havet. Produksjonsmønsteret forteller oss om det er plass til flytting av produksjon fra sommer- til vinterhalvåret.

6.4.1 Roskrepp

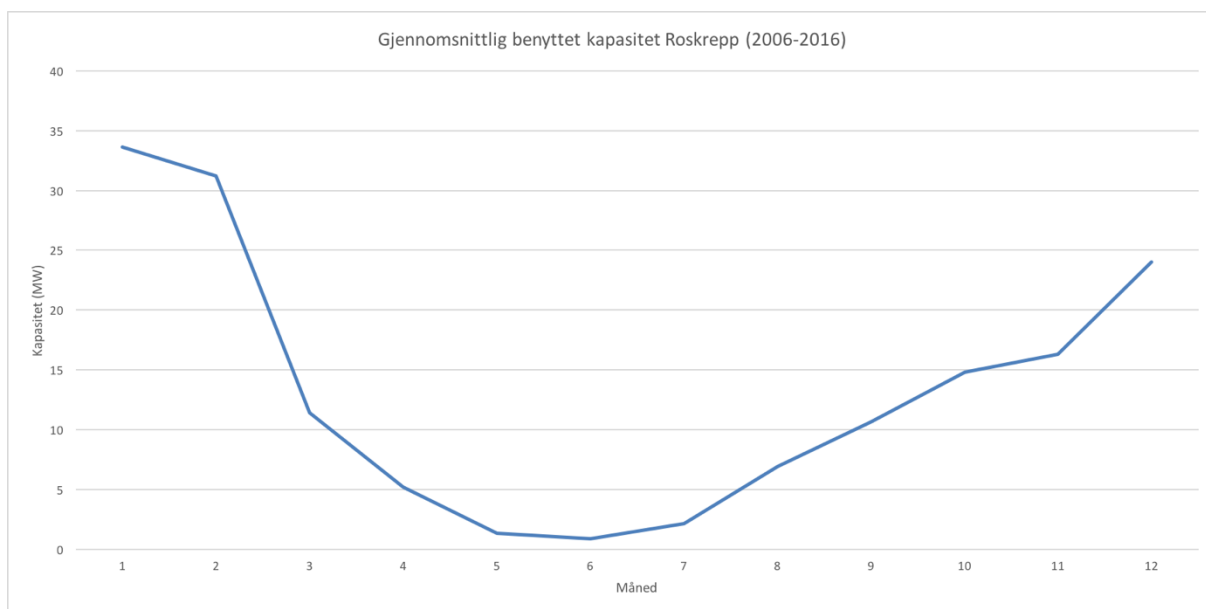
Roskrepp kraftverk er anlegget som undersøkes i forbindelse med ombygging til reversibel pumpekraft. Det eksisterende anlegget har en brutto fallhøyde på 83 meter og en turbin med installert effekt på 50 MW. Roskrepp kraftstasjon tapper vann fra Roskreppfjorden når det produserer, og har sitt utløp til Øyarvann. Etttersom teknisk utredning ikke er en del av oppgaven antas det at en reversibel pumpeturbin i Roskrepp kraftverk kan designes slik at installert effekt på 50 MW opprettholdes.

Roskrepp kraftverk har med dagens produksjonsmønster relativt lav brukstid, og unngår så godt det lar seg gjøre å produsere om sommeren når kraftprisen historisk sett har vært lav. Basert på data for produksjon i perioden 2006-2016 har Roskrepp kraftverk hatt en gjennomsnittlig årsproduksjon på 115 GWh. Med installert effekt på 50 MW tilsvarer årsproduksjonen en brukstid på 2300 timer per år.



Figur 23: Gjennomsnittlig produksjon per måned for Roskrepp i perioden 2006-2016. Basert på produksjonsdata fra Sira-Kvina Kraftselskap.

Figur 23 viser den gjennomsnittlige produksjonen per måned for perioden 2006-2016. Av grafen fremgår det tydelig at produksjonen i Roskrepp pågår i vintermånedene. Ettersom formålet med pumping av vann fra Øyarvann til Roskreppfjorden er å øke produksjonen i vintermånedene er det viktig å undersøke om det er ledig produksjonskapasitet i disse månedene, og hvor stor denne kapasiteten er.



Figur 24: Gjennomsnittlig benyttet kapasitet i Roskrepp per måned for perioden 2006-2016. Benyttet kapasitet gitt i MW basert på historiske data fra Sira-Kvina Kraftselskap.

Roskrepp har en installert effekt på 50 MW, altså en kapasitet på 50 MW. Basert på de gjennomsnittlige tallene for benyttet kapasitet fremstilt grafisk i figur 24 kan det sammenliknet med installert effekt på 50 MW se ut til at det på tross av høy produksjon i vintermånedene er noe ledig kapasitet i kraftverket.

Resultat fra analyser av produksjonsdata fra Roskrepp kraftverk for perioden 2006-2016 kan sees i tabell 9. Resultatene viser at januar er måneden med minst ledig kapasitet, etterfulgt av henholdsvis februar, desember, november og mars i stigende rekkefølge.

Det viser seg at kapasiteten i de analyserte månedene er tett sammenkoblet, og at år med lav kapasitet i januar gjerne har lav kapasitet i de nærliggende månedene også. Se for eksempel vinter 2008/2009 i tabell 10, hvor desember, januar og februar alle har lav tilgjengelig kapasitet. Det samme gjelder for høy kapasitet, som vinteren 2010/2011 i tabell 10. Vi kan derfor regne med at det i enkelte år kan være kapasitet til å ta unna all ekstra produksjon i januar, mens det i verste fall kan måtte fordeles utover hele perioden November-mars, eller lengre.

Tabell 9: Resultat fra analyser av ledig kapasitet i Roskrepp kraftverk.

Måned	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (%)	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Maks tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Min tilgjengelig kapasitet (Mm ³)
November	67,39 %	114,97	164,81	86,11
Desember	51,95 %	91,59	176,30	10,97
Januar	32,79 %	57,81	140,81	20,86
Februar	37,61 %	66,31	142,45	20,54
Mars	77,22 %	136,15	176,30	31,36
Totalt		466,83	800,67	169,84

Tabell 10: Tilgjengelig kapasitet i Roskrepp kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.

	November (Mm ³)	Desember (Mm ³)	Januar (Mm ³)	Februar (Mm ³)	Mars (Mm ³)	Sum (Mm ³)
2006/2007	164,81	176,30	140,81	57,04	65,94	604,90
2007/2008	126,05	75,68	47,48	69,71	160,76	479,69
2008/2009	110,72	10,97	27,07	39,54	175,87	364,17
2009/2010	89,36	35,76	41,66	142,45	156,55	465,77
2010/2011	86,11	113,41	99,55	141,89	176,30	617,26
2011/2012	122,83	158,53	68,82	34,17	176,30	560,66
2012/2013	122,54	30,15	20,86	20,54	167,06	361,15
2013/2014	122,97	123,43	86,26	96,53	81,45	510,63
2014/2015	117,84	34,47	33,60	64,06	161,58	411,56
2015/2016	86,51	157,17	41,10	25,55	144,46	454,79
Min						361,15

Maks						617,26
------	--	--	--	--	--	---------------

6.4.2 Kvinen

Resultat fra analyser av produksjonsdata fra Kvinen kraftverk for perioden 2006-2016 kan sees i tabell 11. Resultatene viser at februar er måneden med gjennomsnittlig minst ledig kapasitet, etterfulgt av henholdsvis januar, desember, mars og november i stigende rekkefølge.

På samme måte som i Roskreppfjorden viser det seg at kapasiteten i de analyserte månedene er tett sammenkoblet, og at år med lav kapasitet i januar gjerne har lav kapasitet i de nærliggende månedene også. Det samme gjelder for høy kapasitet. Vi kan derfor regne med at det i enkelte år kan være kapasitet til å ta unna all ekstra produksjon i januar, mens det i verste fall kan måtte fordeles utover hele perioden November-mars, eller lengre.

Tabell 11: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Kvinen kraftverk.

Måned	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (%)	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Maks tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Min tilgjengelig kapasitet (Mm ³)
November	59,90 %	116,56	158,62	84,02
Desember	46,66 %	93,82	159,96	14,67
Januar	28,54 %	57,40	137,24	12,04
Februar	28,24 %	56,79	97,27	16,47
Mars	55,25 %	111,10	201,08	28,83
Totalt		435,66	754,17	156,03

Tabell 12: Tilgjengelig kapasitet i Kvinen kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.

	November (Mm ³)	Desember (Mm ³)	Januar (Mm ³)	Februar (Mm ³)	Mars (Mm ³)	Sum (Mm ³)
2006/2007	158,62	150,60	137,24	49,08	51,49	547,03
2007/2008	121,71	94,50	60,57	79,15	127,83	483,76
2008/2009	113,04	14,67	26,04	29,93	113,27	296,95
2009/2010	104,22	35,13	12,04	75,78	115,84	343,02
2010/2011	84,02	103,66	84,17	81,64	201,08	554,58
2011/2012	145,55	159,96	68,06	57,56	172,61	603,73
2012/2013	121,17	39,63	28,56	16,47	135,17	341,00
2013/2014	122,94	138,75	79,32	97,27	49,93	488,20
2014/2015	102,19	62,36	41,47	48,62	118,71	373,35

2015/2016	92,11	138,91	51,06	41,25	107,38	430,72
Min						296,95
Maks						603,73

6.4.3 Solhom

Resultat fra analyser av produksjonsdata fra Solhom kraftverk for perioden 2006-2016 kan sees i tabell 13. Resultatene viser at januar er måneden med gjennomsnittlig minst ledig kapasitet, etterfulgt av henholdsvis februar, desember, mars og november i stigende rekkefølge.

På samme måte som i Roskreppfjorden og Øyarvann visser det seg at kapasiteten i de analyserte månedene er tett sammenkoblet, og at år med lav kapasitet i januar gjerne har lav kapasitet i de nærliggende månedene også. Det samme gjelder for høy kapasitet. Vi kan derfor regne med at det i enkelte år kan være kapasitet til å ta unna all ekstra produksjon i januar, mens det i verste fall kan måtte fordeles utover hele perioden November-mars, eller lengre.

Tabell 13: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Solhom kraftverk.

Måned	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (%)	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Maks tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Min tilgjengelig kapasitet (Mm ³)
November	47,95 %	131,28	224,37	71,97
Desember	33,36 %	94,38	210,31	7,81
Januar	26,83 %	75,91	158,72	20,57
Februar	27,68 %	78,31	143,43	19,63
Mars	35,84 %	101,37	195,02	40,96
Totalt		481,26	931,85	160,94

Tabell 14: Tilgjengelig kapasitet i Solhom kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.

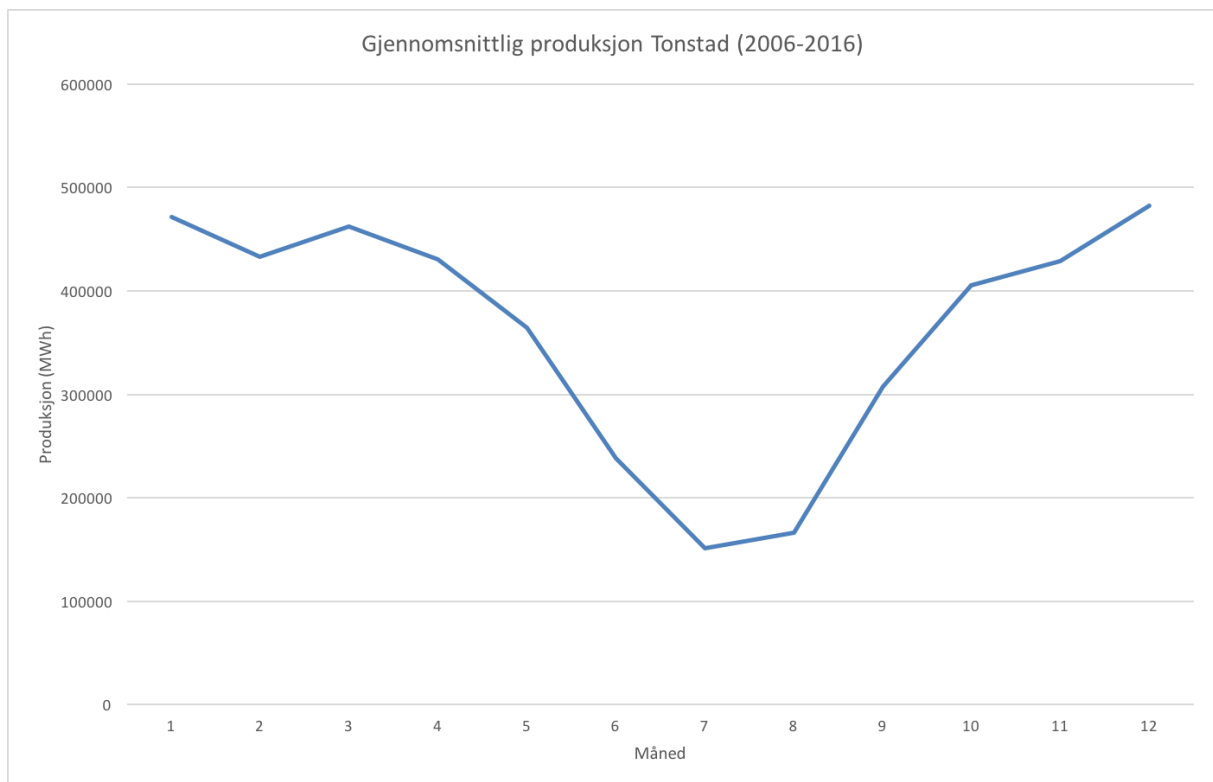
	November (Mm ³)	Desember (Mm ³)	Januar (Mm ³)	Februar (Mm ³)	Mars (Mm ³)	Sum (Mm ³)
2006/2007	224,37	35,94	93,89	33,95	62,30	450,45
2007/2008	112,44	132,90	81,62	89,16	75,75	491,86
2008/2009	83,01	7,81	20,57	19,63	42,86	173,87
2009/2010	123,41	22,55	21,92	109,73	143,29	420,89
2010/2011	132,39	149,39	158,72	143,43	195,02	778,96
2011/2012	157,60	152,70	81,07	63,02	176,30	630,70
2012/2013	97,62	58,76	48,62	30,23	124,56	359,79

2013/2014	165,02	210,31	108,63	132,72	40,96	657,63
2014/2015	71,97	83,48	100,23	91,48	86,22	433,39
2015/2016	145,01	89,93	52,01	60,99	126,77	474,71
Min						173,87
Maks						778,96

6.4.4 Tonstad

Med tanke på kapasitet i produksjonsanlegget har Tonstad potensiale til å bli en flaskehals ettersom dette kraftverket produserer med vann fra både Sira og Kvinavassdraget. Analyse av brukstid og driftsmønster for Tonstad kraftstasjon er derfor avgjørende i spørsmålet om det er kapasitet til flytting av produksjon fra sommer til vinter.

Tonstad kraftverk har basert på data for produksjon i perioden 2006-2016 hatt en gjennomsnittlig årsproduksjon på 4 341,28 GWh. Med totalt installert effekt på 960 MW tilsvarer årsproduksjonen en brukstid på om lag 4 522 timer per år.



Figur 25: Gjennomsnittlig produksjon i Tonstad kraftverk for perioden 2006-2016. Basert på data fra Sira-Kvina kraftselskap.

Figur 27 viser den gjennomsnittlige produksjonen i Tonstad kraftverk per måned for perioden 2006-2016. Av grafen fremgår det tydelig at produksjonen i Tonstad er høyest i vintermånedene. Ettersom formålet med pumping av vann fra Øyarvann til Roskreppfjorden er å øke produksjonen i vintermånedene er det viktig å undersøke om det er ledig produksjonskapasitet i disse månedene, og hvor stor denne kapasiteten er.

Resultat fra analyser av produksjonsdata fra Tonstad kraftverk for perioden 2006-2016 kan sees i tabell 15. Resultatene viser at desember er måneden med gjennomsnittlig minst ledig kapasitet, etterfulgt av henholdsvis februar, januar, mars og november i stigende rekkefølge.

Det viser seg at kapasiteten i Tonstad kraftverk ikke byr på problemer med tanke på økt produksjon i vintermånedene. Vi kan derfor regne med at det i de fleste år kan være kapasitet til å ta unna all ekstra produksjon i januar, men at en vurdering av pris må til for å bestemme når det er mest gunstig å produsere ekstra i Tonstad kraftverk.

Tabell 15: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Tonstad kraftverk.

Måned	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (%)	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Maks tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Min tilgjengelig kapasitet (Mm ³)
November	37,98 %	250,00	334,27	150,92
Desember	32,49 %	220,99	324,50	99,23
Januar	34,03 %	231,51	359,32	174,23
Februar	33,58 %	228,40	331,30	170,66
Mars	35,24 %	239,70	379,13	147,06
Totalt		1170,59	1728,51	742,10

Tabell 16: Tilgjengelig kapasitet i Tonstad kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.

	November (Mm ³)	Desember (Mm ³)	Januar (Mm ³)	Februar (Mm ³)	Mars (Mm ³)	Sum (Mm ³)
2006/2007	238,17	114,59	198,74	170,66	206,42	928,58
2007/2008	262,15	254,65	230,79	182,16	280,42	1210,17
2008/2009	210,00	220,39	247,76	248,34	168,47	1094,96
2009/2010	172,49	180,49	174,23	266,90	271,80	1065,91
2010/2011	323,69	324,41	359,32	331,30	317,93	1656,64
2011/2012	334,27	324,50	266,93	221,20	379,13	1526,03
2012/2013	150,92	205,16	192,80	193,44	253,92	996,24
2013/2014	319,46	294,69	246,17	234,30	200,82	1295,44
2014/2015	220,35	191,76	224,24	233,17	147,06	1016,58
2015/2016	268,53	99,23	181,54	184,95	256,83	991,08
Min						928,58
Maks						1656,64

6.4.5 Åna-Sira

Resultat fra analyser av produksjonsdata fra Åna-Sira kraftverk for perioden 2006-2016 kan sees i tabell 17. Resultatene viser at desember er måneden med gjennomsnittlig minst ledig kapasitet, etterfulgt av henholdsvis januar, november, mars og februar i stigende rekkefølge.

Åna-Siras store slukeevne gjør at kraftverket ikke har noen problemer med å håndtere økt produksjon i vintermånedene. Vi kan derfor på samme måte som i Tonstad regne med at det i de fleste år kan være kapasitet til å ta unna all ekstra produksjon i januar, men at en vurdering av pris må til for å bestemme når det er mest gunstig å produsere ekstra.

Tabell 17: Resultat fra analyser av tilgjengelig kapasitet i Åna-Sira kraftverk.

Måned	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (%)	Gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Maks tilgjengelig kapasitet (Mm ³)	Min tilgjengelig kapasitet (Mm ³)
November	35,45 %	332,88	475,49	128,03
Desember	31,38 %	304,52	600,17	73,80
Januar	34,40 %	333,87	565,84	165,63
Februar	41,73 %	405,01	533,03	223,63
Mars	40,74 %	395,38	557,30	164,27
Totalt		1771,66	2731,83	755,37

Tabell 18: Tilgjengelig kapasitet i Åna-Sira kraftverk per vinter (november - mars) i perioden 2006-2016.

	November (Mm ³)	Desember (Mm ³)	Januar (Mm ³)	Februar (Mm ³)	Mars (Mm ³)	Sum (Mm ³)
2006/2007	173,70	169,33	165,63	387,10	367,26	1263,03
2007/2008	399,53	311,60	229,42	223,63	239,88	1404,06
2008/2009	283,97	369,87	374,44	482,49	436,77	1947,54
2009/2010	291,42	382,34	439,96	533,03	526,17	2172,91
2010/2011	475,49	600,17	565,84	514,89	557,30	2713,69
2011/2012	464,42	233,69	337,25	384,12	379,92	1799,41
2012/2013	128,03	409,36	331,47	451,21	487,89	1807,97
2013/2014	424,87	226,75	289,89	273,55	164,27	1379,33
2014/2015	344,31	268,29	230,22	390,74	359,95	1593,51
2015/2016	343,09	73,80	304,79	337,68	365,04	1424,40
Min						1263,03
Maks						2713,69

6.4.6 Kapasitet i anlegget

Som det fremgår i de forgående kapitlene har alle kraftverkene en gjennomsnittlig tilgjengelig kapasitet som tilsier at det vil være uproblematisk med ekstra produksjon i vintermånedene. Størrelsen på den ekstra produksjonen avgjør hvor lang periode den må fordeles utover. Noe som igjen påvirker prisen som mottas for produksjonen.

På bakgrunn av analyser gjort for kraftverkene Roskrepp, Kvinen, Solhom, Tonstad og Åna-Sira kan det konkluderes med at det i løpet av månedene november – mars vil være tilgjengelig kapasitet til økt produksjon så lenge denne ikke overstiger 173,87 Mm³ som er den laveste tilgjengelige kapasiteten registrert i Solhom.

Ettersom gjennomsnittlig utnyttbar vannmengde til pumping er 92,43 Mm³ ser resten av produksjonsanlegget ut til å være i stand til å håndtere dette.

6.5 Lønnsomhetsberegninger

Dette kapitlet vil presentere lønnsomhetsberegninger for ombyggingsprosjektet i Roskrepp kraftverk basert på analyser i de forgående kapitlene.

6.5.1 Beste år

Med utgangspunkt i maksimalt tilgjengelig pumpevolum på 211,77 Mm³ og kraftpriser fra 2015 som er 269,06 NOK/MWh i januar og 85,17 NOK/MWh i juli, vil et år med maksimalt pumpevolum teoretisk kunne bidra med en netto inntekt på i overkant av 37 MNOK.

Analyser av tilgjengelig kapasitet i produksjonsanlegget viser at det ved et pumpevolum på 211,77 Mm³ blir nødvendig å fordele produksjonen utover månedene desember-februar. Dette betyr at kraftprisen på den økte produksjonen vil variere gjennom perioden. Vi kan derfor ikke regne med å få januar-pris for all produksjonen. I tillegg er det slik at den økte produksjonen kommer i tillegg til produksjonen som allerede finner sted. Vi må derfor anta at produksjonen skjer til en lavere enn gjennomsnittlig kraftpris, ettersom ”beste produksjonsperiode” vil være opptatt.

Når det gjelder pumping vil 211,77 Mm³, ved antatt pumpestørrelse 50 MW og tap på 15 %, kreve 1 051 timer eller omtrent 44 døgn med full pumpedrift. Det betyr at julis 31 dager vil overskrides, og noe pumping må skje i juni og/eller august. Dersom vi i tillegg antar at pumping ikke vil foregå hele døgnet men stort sett på nattestid til lavest mulig pris, vil det være nødvendig å pumpe vann hver natt i i 88 døgn eller fra tidlig juni til sent i august. Vi kan likevel anta at å benytte den gjennomsnittlig kraftprisen i juli måned vil gi et godt nok estimat av de gjennomsnittlige kraftprisene på nattestid i perioden juni-august.

Med gjennomsnittlig salgspris for perioden desember-februar anslått til 190 NOK/MWh og prisen for pumping beholdt som 85,17 NOK/MWh vil et pumpevolum på 211,77 i løpet av ett år kunne bidra med en netto inntekt på om lag 21 MNOK.

Et slikt scenario krever at ett år med høyt tilsig kommer samtidig som Roskreppfjorden er tappet voldsomt ned, og Øyarvann er relativt fullt når begrensningen på 835 moh inntreffer

1.mai. Dette representerer et ekstremt ytterpunkt av hva man kan forvente av inntekt i løpet av ett år, og sannsynligvis vil forholdene ytterst sjeldent tillate et slikt pumpescenario.

6.5.2 Verste år

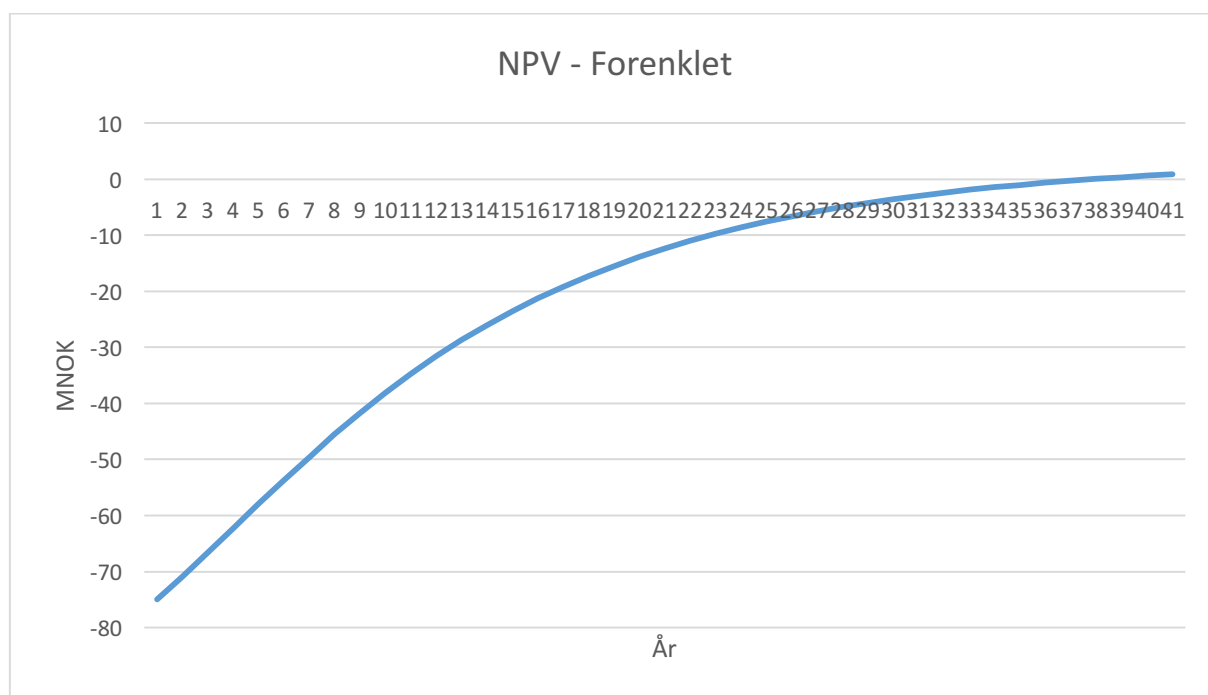
Med utgangspunkt i minimalt tilgjengelig pumpevolum på 0 Mm³, vil prosjektet aldri kunne bidra til økte inntekter.

6.5.3 Forenklede beregninger

I det forenklede scenarioet antas det at all produksjon ved Kvinen som skjer i sommermånedene skjer helt til havet, og at man dermed kan tjene differansen mellom sommer og vinterpris på all produksjon som kan flyttes til vintermåned.

Et pumpet volum på 92,43 Mm³ krever 22,94 GWh dersom det pumpes i et anlegg som baseres seg på Roskrepp kraftverks eksisterende spesifikasjoner og et ekstra tap på 15 %. Det betyr at pumpingen vil ta i overkant av 19 døgn dersom pumping skjer ved maks effekt. Skal pumping kun skje i perioder med antatt laveste pris (natt) er det snakk om 38 døgn, og dermed strekker det seg utover juli måned. Beregning av nåverdi vil basere seg på at pumpingen skjer til gjennomsnittlig kraftpris i juli ettersom dette anses som en rimelig forenkling.

Med utgangspunkt i gjennomsnittlig tilgjengelig pumpevolum på 92,43 Mm³, sannsynlige kraftprisprognoser som vist i vedlegg C, levetid på 40 år og et avkastningskrav på 10 % vil prosjektet ha en positiv nåverdi på 0,89 MNOK. Tilbakebetalingstiden vil være mellom 36 og 37 år som det fremkommer i figur 24.



Figur 26: Nåverdigraf for grov tilnærming. Det antas "sannsynlig" utvikling i kraftpriser som presentert i vedlegg C, og "sannsynlig" sesongvariasjon som presentert i vedlegg C. Pumpet volum antas konstant og lik 92,43 Mm³.

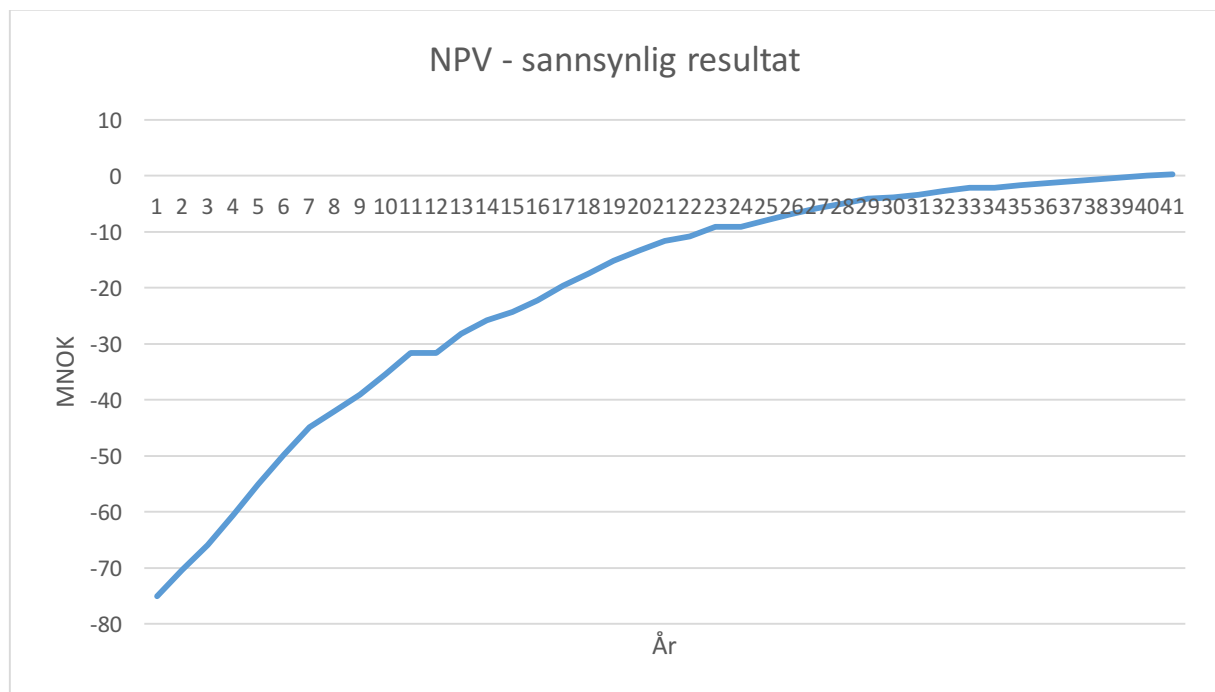
Figur 28 viser tydelig at grafens stigningstall er synkende, og at kurven dermed flater ut. Det kommer av den grunn tydelig frem at resultatet i størst grad påvirkes av endringer som skjer de første årene etter at investeringen er gjort og anlegget satt i drift.

6.5.4 Sannsynlige beregninger

Det er umulig å skulle forutsi eksakt hva tilsiget til og vannstanden i de ulike magasinene vil være i årene som kommer. Men basert på historiske data og sammenhenger mellom ulike variabler blir det i vedlegg J presentert et sannsynlig scenario for pumpet volum for en periode på 40 år.

Ved å sammenlikne verdiene for gjennomsnitt, maks og min tilsig og pumpevolum (fra kapittel 6.3) med historiske verdier kan man si at resultatet presentert i vedlegg J er sannsynlig. Ser man på det pumpede volumet for hvert år i perioden er variasjonen stor; helt fra 0 Mm³ opp til i overkant av 125 Mm³.

Det sannsynlige scenariet tar utgangspunkt i tilgjengelig pumpevolum som vist i vedlegg J. Kraftprisen antas å følge sannsynlige prognoser som vist i vedlegg C. Prosjektets levetid er på 40 år, og avkastningskravet er satt til 10 %. Med disse forutsetningene vil prosjektet ha en positiv nåverdi på om lag 0,26 MNOK, med en tilbakebetalingstid på mellom 39 og 40 år.



Figur 27: Nåverdigraf for sannsynlig tilnærming. Det antas "sannsynlig" utvikling i kraftpris som presentert i vedlegg C og "sannsynlig" sesongvariasjon som presentert i vedlegg C. Pumpet volum antas å følge sannsynlige prognoser presentert i vedlegg J.

Selv om dette er et sannsynlig (eller troverdig) scenario er det usikre faktorer med i bildet som kunne gitt et veldig annet resultat. Noen av disse usikkerheten presenteres i det etterfølgende kapittelet 6.7 – Sensitivitet i lønnsomhet.

6.6 Sensitivitet knyttet til lønnsomhet

I beregning av nåverdi for et prosjekt som omhandler ombygging av et kraftverk i et komplisert produksjonssystem som Sira-Kvinas er det mange faktorer og variabler som kan påvirke resultatet. Noen variabler er mer forutsigbare enn andre, og noen er lettere å modellere enn andre.

For beregningene gjort i denne rapporten kan blant annet disse faktorene/variablene ha stor innvirkning:

- Avkastningskrav
- Levetid
- Utvikling av kraftpris
- Utvikling i sesongvariasjoner knyttet til kraftpris
- Utvikling i døgnvariasjoner knyttet til kraftpris
- Tilsig/nedbør
- Magasin vannstand
- Produksjon/Kraftbehov
- Investeringsbehov/Kostnader

Avkastningskrav

Avkastningskravet som benyttes i beregning av nåverdi reflekterer risikoen man er villig til å ta i et prosjekt. Jo høyere avkastningskrav, desto mindre risiko, og dermed vektlegges resultater i tidlige år høyere enn resultater i sene år. Avkastningskravet har dermed stort potensiale til å påvirke nåverdien i et prosjekt.

Levetid

Levetiden som benyttes i beregning av nåverdi kan ha stor innvirkning på et prosjekts totale nåverdi.

Utvikling av kraftpris

Kraftprisen er svært volatil. Både spot- og forwardpriser på Nord Pool og NASDAQ svinger betydelig, noe som i stor grad skyldes at det vannkraft dominerte nordiske systemet gjør at prisen på kort sikt er avhengig av værforhold.

Å skulle utarbeide prognoser for fremtidige kraftpriser er svært krevende, og mange vegrer seg for å ta fatt på en slik kompleks oppgave. Summen av mange usikkerheter gjør at det er vanskelig å estimere kraftpriser for fremtidige år, noe som igjen betyr at det er vanskelig å beregne nåverdi og vurdere verdien i en investering. Ettersom utvekslingskapasiteten øker og markedene i Europa og Norden integreres tettere, vil det knyttes enda større usikkerhet til utviklingen i kraftpriser.

Forward priser for kraft eksisterer kun for en veldig begrenset periode, og kun med oppløsning per år (Noord Pool, 2016). Oppløsning per kvartal er tilgjengelig, men da kun for en periode på to år fremover i tid.

Fordi det er stor usikkerhet knyttet til nivået på kraftprisen i fremtiden kan dette være en stor feilkilde i nåverdiregninger.

Sesongvariasjoner/Døgnvariasjoner i kraftpris

Variasjonen i kraftprisen i løpet av et år har mye å si for lønnsomheten i en ombygging. For få år siden var det bred enighet om at døgnvariasjonene i kraftpris ville øke, og at pumpekraft ville være en god investering på bakgrunn av dette. De aller største døgnvariasjonene har imidlertid latt vente på seg, og pumpeprosjekter er dermed lagt på is.

I denne oppgaven er det størst fokus på sesongvariasjoner. Store sesongvariasjoner vil være lønnsomt i anlegg med store magasiner og mulighet til å lagre vann over lengre perioder.

Tilslig/Magasinvannstand/Produksjon

Pumpet vannvolum avhenger av tilslig, magasin vannstander og produksjon, ikke bare i det aktuelle året, men også for foregående år. Kompleksiteten i estimater for pumpet volum og usikkerheten knyttet til variablene gjør at pumpet vannvolum er uforutsigbart. Mer ekstremvær gjør også at variasjonene fra år til år eller sesong til sesong kan bli større og vanskeligere å forutse.

Investeringsbehov og kostnader

Investeringsbehovet er grunnlaget for lønnsomhetsberegningene. I denne oppgaven er investeringsbehovet grovt estimert, og representerer en stor potensiell feilkilde. Arbeidet som kreves i forbindelse med ombyggingen kan bli mer eller mindre kostnadskrevenne enn antatt, og det kan dukke opp kostnader som ikke er tatt med i beregningene. En kostnad det kan være nyttig å vurdere er kostnaden i forbindelse med nedetid under ombyggingen. En slik kostnad kan være med på gjøre ombygging til en lite gunstig løsning sammenliknet med nybygging.

6.7 Beregning av scenario-lønnsomhet

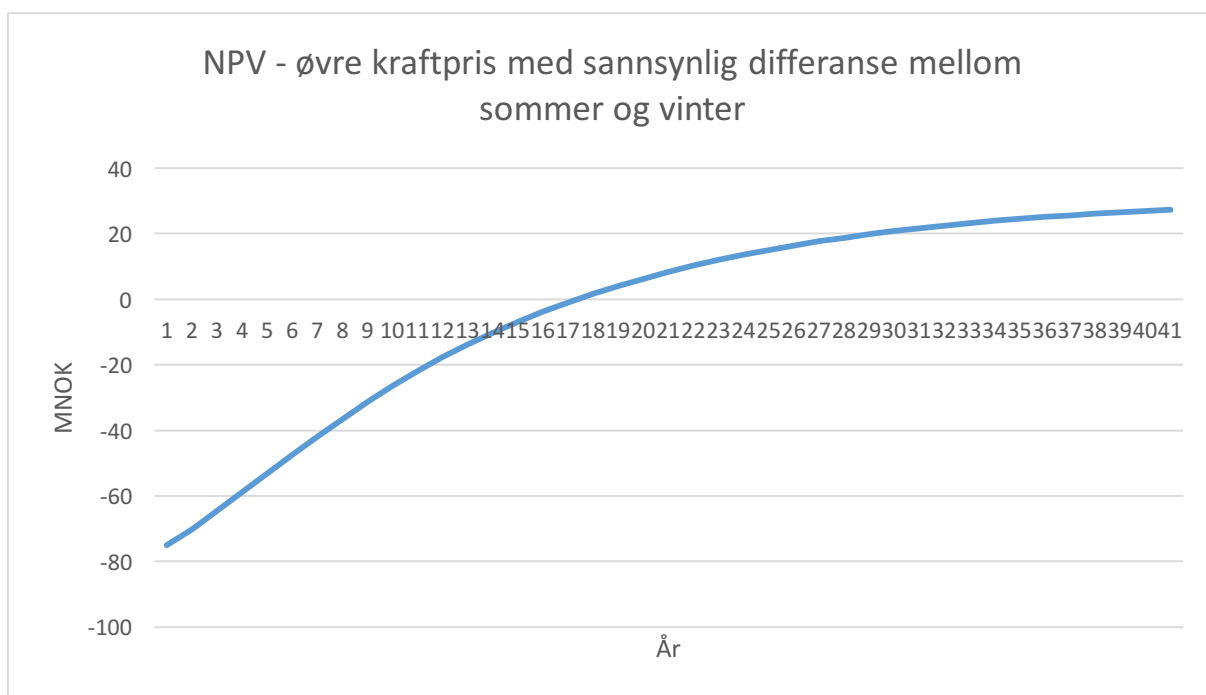
På bakgrunn av noen av variablene med størst innvirkning på nåverdiberegningene, og minst forutsigbarhet, vil det i de følgende kapitlene presenteres nåverdigraver og resultater for utvalgte scenarioer.

Ettersom differansen mellom forenklet og sannsynlig nåverdi var såpass liten vil scenarioene som omhandler kraftprisen baseres på det forenklete utgangspunktet med gjennomsnittlig pumpet volum per år lik 92,43 Mm³.

For scenarioene som omhandler endringer i tilgjengelig volum til pumping vil det sannsynlige scenarioet for kraftprisens utvikling per år og sesongvariasjoner benyttes.

6.7.1 Høyere kraftpriser

Dette scenarioet omhandler økt gjennomsnittlig kraftpris. Kraftprisen som benyttes er den øvre presenterte prognosen i vedlegg C og figur 7 i kapittel 5.5. Det antas at differansen mellom sommer og vinter vil følge de sannsynlige prognosene presentert i vedlegg C.

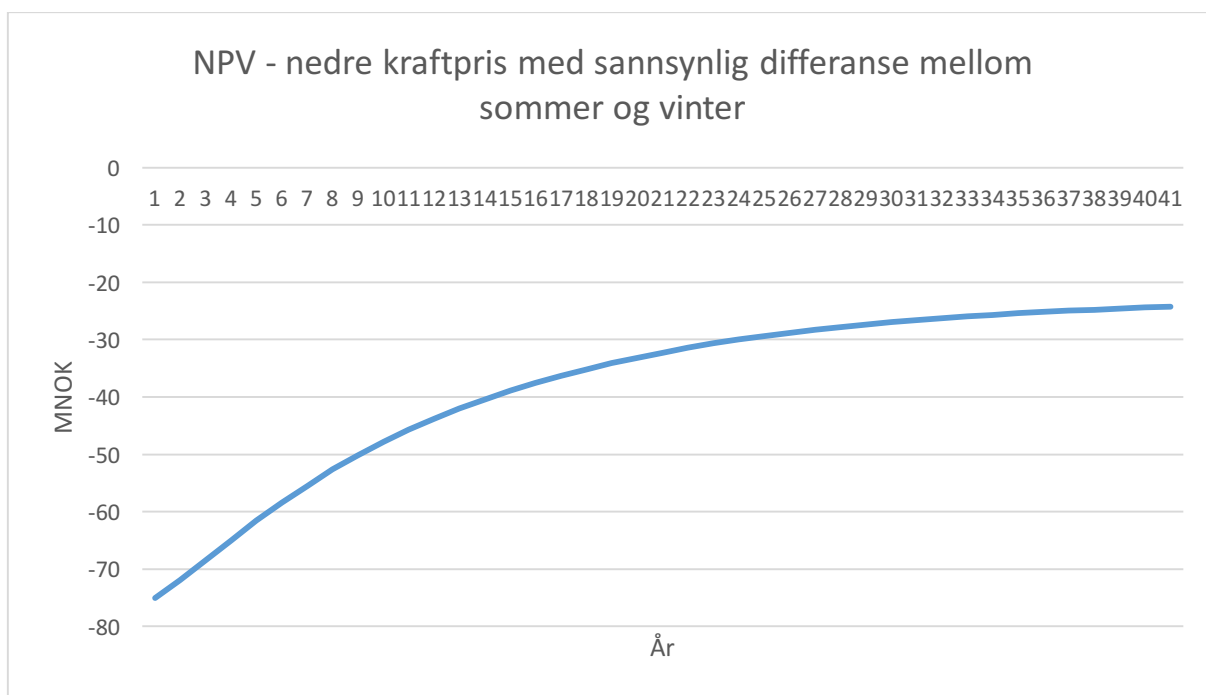


Figur 28: Nåverdigraf for scenario med høye kraftpriser.

I et scenario med høye kraftpriser, sannsynlig sesongvariasjon og gjennomsnittlig pumpet volum vil prosjektet ha en nåverdi på 27,28 MNOK, og en tilbakebetalingstid på mellom 16 og 17 år. Resultatet er presentert i vedlegg L.

6.7.2 Lavere kraftpriser

Dette scenarioet omhandler redusert gjennomsnittlig kraftpris. Kraftprisen som benyttes er den nedre presenterte prognosen i vedlegg C og figur 7 i kapittel 5.5. Det antas at differansen mellom sommer og vinter vil følge de sannsynlige prognosene presentert i vedlegg C.

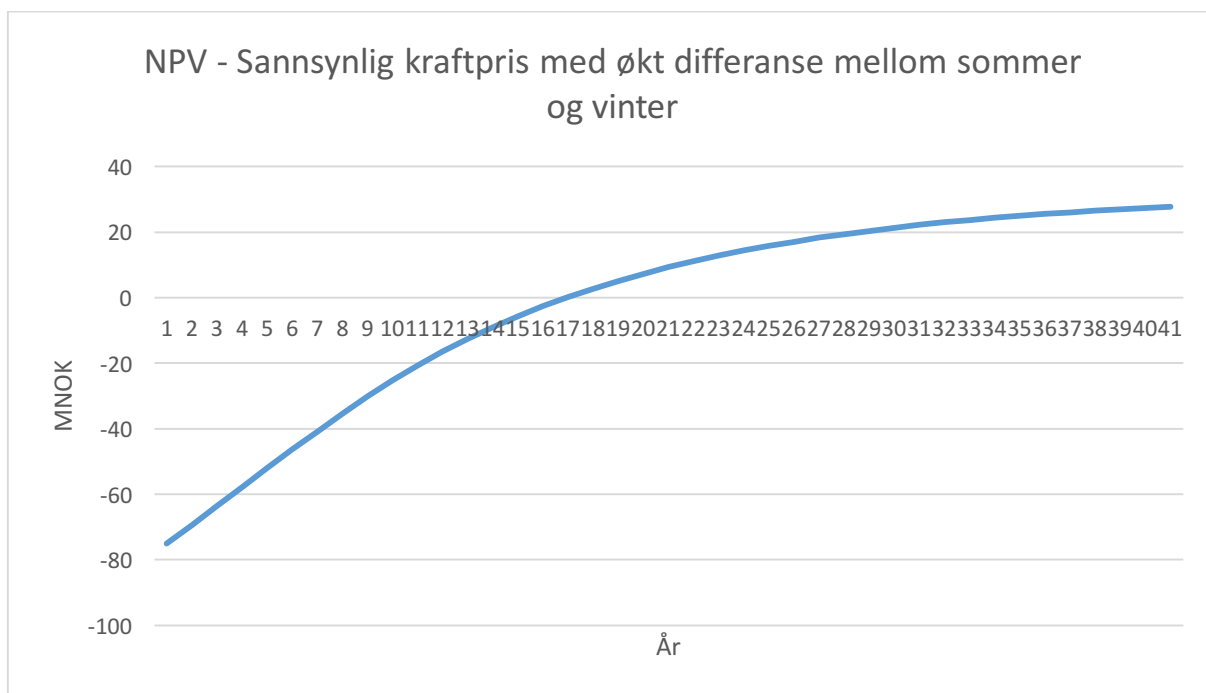


Figur 29: Nåverdigraf for scenario med lave kraftpriser.

I et scenario med lave gjennomsnittlige kraftpriser, sannsynlig sesongvariasjon og gjennomsnittlig pumpet volum vil prosjektet ha en negativ nåverdi på 24, 27 MNOK, og vil dermed ikke tilbakebetales i løpet av prosjektets levetid på 40 år. Resultatet er presentert i vedlegg M.

6.7.3 Større sesongvariasjon

Dette scenarioet omhandler økt sesongvariasjon, altså større differanse mellom sommer- og vinterpris på kraft. Det benyttes sannsynlig utvikling for gjennomsnittlig kraftpris (vedlegg C), nedre utvikling for juli-pris (vedlegg C) og øvre utvikling for januar-pris (vedlegg C).

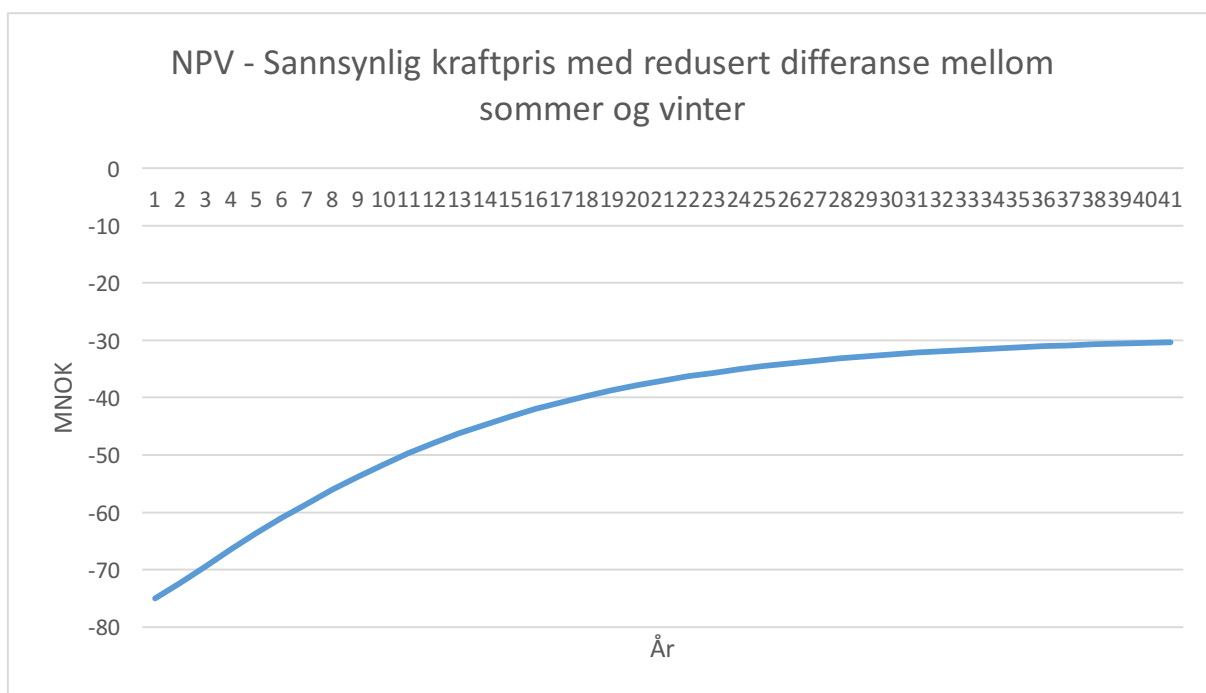


Figur 30: Nåverdigraf for scenario med økt sesongvariasjon.

I et scenario med sannsynlig kraftprisnivå, stor sesongvariasjon og gjennomsnittlig pumpet volum, vil prosjektet ha nåverdi på 27,68 MNOK og en tilbakebetalingstid på mellom 15 og 16 år. Resultatet er presentert i vedlegg N.

6.7.4 Mindre sesongvariasjon

Dette scenarioet omhandler redusert sesongvariasjon, altså mindre differanse mellom sommer- og vinterpris på kraft. Det benyttes sannsynlig utvikling for gjennomsnittlig kraftpris (vedlegg C), øvre utvikling for juli-pris (vedlegg C) og nedre utvikling for januar-pris (vedlegg C).

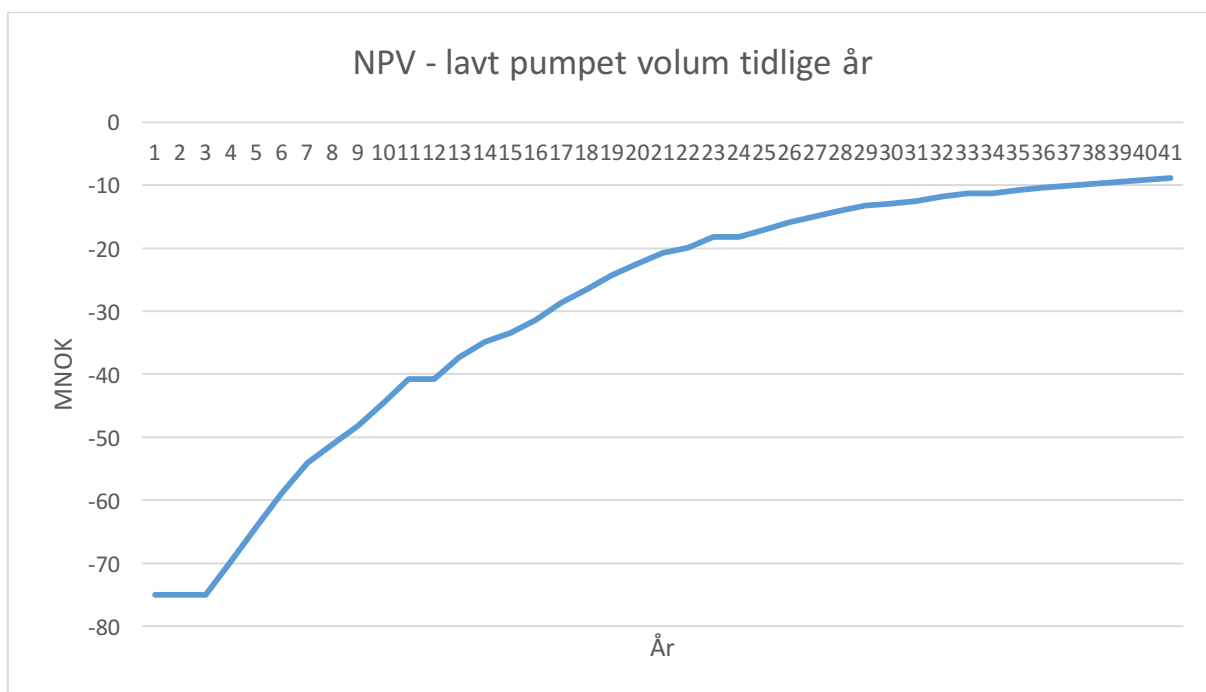


Figur 31: Nåverdigraf for scenario med redusert sesongvariasjon.

I et scenario med sannsynlig kraftprisnivå, liten sesongvariasjon og gjennomsnittlig pumpet volum, vil prosjektet ha en negativ nåverdi på 30,33 MNOK og vil dermed ikke tilbakebetales i løpet av prosjektets levetid på 40 år. Resultatet er presentert i vedlegg O.

6.7.5 Lavt tilsig/pumpevolum i tidlige år

Dette scenarioet omhandler redusert pumpevolum i tidlige år. Kraftprisen som benyttes er basert på den sannsynlige utviklingen både for prisnivå (vedlegg C) og sesongvariasjon (vedlegg C).

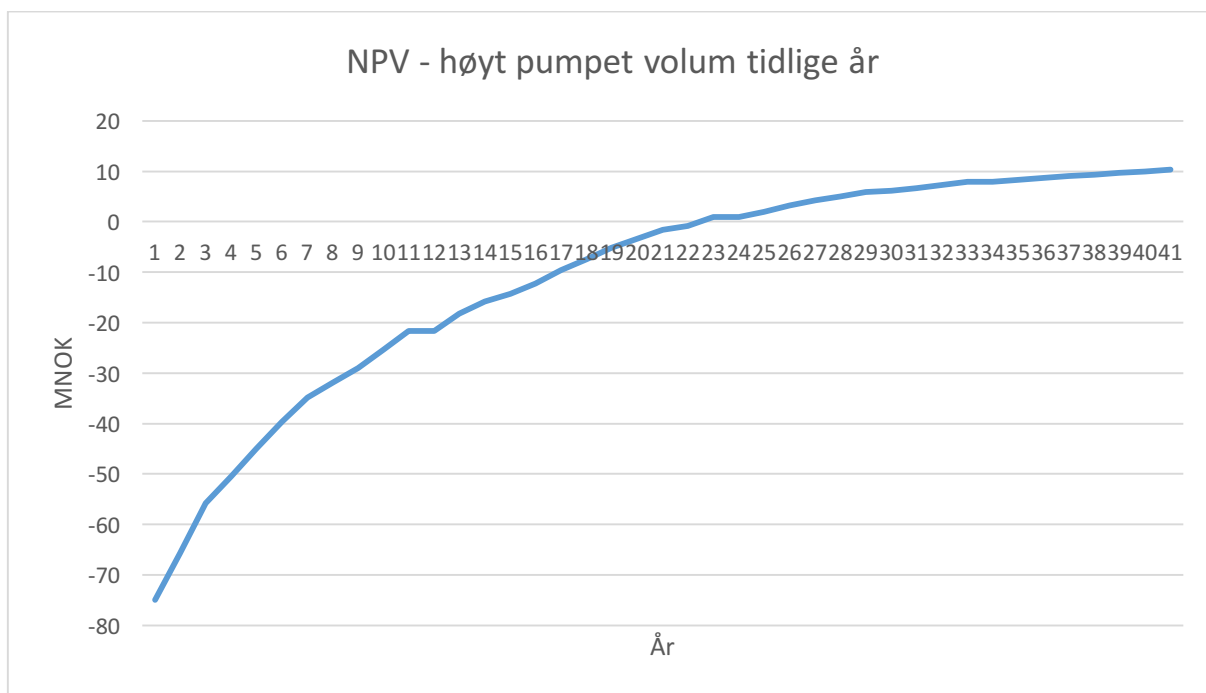


Figur 32: Nåverdigraf for scenario med lavt pumpet volum de første to år.

Pumpet volum for et scenario hvor de to første årene etter idriftsettelse blir år hvor verste scenario inntreffer, altså 0 Mm³ pumpet volum, er vist i vedlegg J. På bakgrunn av sannsynlig utvikling i kraftpris og sesongvariasjoner som vist i vedlegg x, vil prosjektet ha en negativ nåverdi på 8,84 MNOK og vil dermed ikke bli tilbakebetalt i løpet av prosjektets levetid på 40 år. Resultatet er presentert i vedlegg P.

6.7.6 Høyt tilsig/pumpevolum i tidlige år

Dette scenarioet omhandler økt pumpevolum i tidlige år. Kraftprisen som benyttes er basert på den sannsynlige utviklingen både for prisnivå (vedlegg C) og sesongvariasjon (vedlegg C).



Figur 33: Nåverdigraf for scenario med høyt pumpet volum de første to år.

Pumpet volum for et scenario hvor de to første årene etter idriftsettelse blir ekstrem-år hvor beste scenario inntreffer, altså 211,77 Mm³ pumpet volum er vist i vedlegg x. På bakgrunn av sannsynlig utvikling i både prisnivå (vedlegg x) og sesongvariasjon (vedlegg x) for kraftprisen, vil prosjektet ha en nåverdi på 10,31 MNOK og en tilbakebetalingstid på mellom 21 og 22 år. Resultatet er presentert i vedlegg Q.

7 Diskusjon

I dette kapittelet diskuteres analyser og resultater presentert i del 3, samt arbeidet med oppgaven og i hvilken grad rapporten evner å å besvare problemstillinger presentert i del 1.

7.1 Tekniske utfordringer

En ombygging fra tradisjonelt kraftverk til pumpekraftverk har ikke tidligere blitt gjort. Mye av grunnen til det er at i de tilfeller hvor pumping har vært et tema har kraftverkene i utgangspunktet blitt designet og bygget som reversible pumpekraftverk eller som parallelle pumpekraftverk i første omgang. Det er først de senere årene at man har opplevd perioder med nullpriser (i Tyskland og Europa), og ser at med økt overføringskapasitet kan det være interessant å utnytte de rekordlave kraftprisene til pumping og lagring av vann i det norske kraftsystemet.

Roskrepp er godt egnet med tanke på en ombygging på bakgrunn av driftsmønster og dagens utforming av kraftverket. Den lave brukstiden gjør at det er godt med tilgjengelig kapasitet og ”produksjonstid” som kan benyttes til pumping. Den lave fallhøyden gjør at det kreves mindre energi for å løfte vannet, og det er dermed sannsynlig at det vil være mulig å drifte anlegget med relativt god virkningsgrad. Som nevnt i kapittel 2.3 er det uheldig med høyt falltap etter som det øker differansen mellom pumping og turbindrif, og vanskeliggjør en lønnsom drift av anlegget.

De tekniske spesifikasjonene knyttet til en ombygging er ikke en del av denne rapporten, men det er likevel verdt å nevne at dette er noe som kan sette en stopper for et ombyggingsprosjekt. Ved ombygging er man nødt til å designe turbin i forhold til de målene anlegget allerede har. I mange tilfeller betyr det at virkningsgraden vil bli for lav til at anlegget kan driftes på en god og lønnsom måte. Ekstra behov for vedlikehold og andre utfordringer reversibel drift fører med seg kan gjøre at en LCC-analyse viser at det svarer seg å bygge nytt fremfor å bygge om.

Ettersom denne oppgaven ikke omhandler det tekniske aspektet ved ombyggingen, baserer beregninger og analyser seg på at det er mulig å designe et nytt turbinhjul som opprettholder den installerte effekten på 50 MW i turbindrif og har et tap på 15 % i pumpedrift. Om dette er mulig å oppnå i praksis er uvisst, og det er absolutt noe som bør undersøkes nærmere ettersom det kan ha stor innvirkning på produksjonen og dermed lønnsomheten i investeringen.

En annen teknisk begrensning som kan gjøre prosjektet større og mer utfordrende er kravet til dykking av et pumpekraftverk. For at et pumpekraftverk skal unngå kavitasjon i pumpedrift må anlegget dykkes tilstrekkelig. Hva som er tilstrekkelig dykking varierer fra anlegg til anlegg, og må beregnes med hensyn på spesifikasjoner i anlegget og fallhøyden. Roskrepp er dykket omtrent 16 meter, mens Duge som er det eneste pumpekraftverket i Sira-Kvinas anlegg er dykket om lag 60 m. Forskjellen her kan tyde på at dykkingen ikke er tilstrekkelig, men det er viktig å påpeke at fallhøyden i Duge er mer enn to ganger fallhøyden i Roskrepp.

7.2 Utnyttbar vannmengde

Kapittel 6.3 omhandler tilsig og vannstand for magasinene Øyarvann og Roskreppfjorden. Disse to magasinene er de viktigst med tanke på pumpekraftverket ettersom Øyarvann er magasinet det skal pumpes vann fra, og Roskreppfjorden er mottaker av det pumpede vannet.

I kapitlet analyseres tilsiget og vannstanden basert på historiske data innhentet fra Sira-Kvina kraftselskap. Tilsiget til de to magasinene viser seg å være sammenfallende, noe som i og for seg er logisk ettersom magasinene ligger i samme geografiske område og dermed er utsatt for samme vær-situasjon.

For Øyarvann sees det tilgjengelige volumet for pumping i sammenheng med vannstanden 1.mai og det tilhørende sommerkravet til LRV på 835 moh. Dette er en forenkling ettersom kravet til LRV ikke er datofestet, men følger tilsiget og da spesielt perioden for smeltevann. Forenklingen gjør at sammenhengen mellom kravet til LRV og tilsig forsvinner, og i realiteten kan den faktiske vannstanden når kravet inntreffer dermed være både høyere og lavere enn det er 1.mai. Forenklingen er likevel realistisk, og gjør det mulig å tallfeste vannstanden og dermed den nødvendige vannmengden for å oppfylle kravet.

Scenarioene som utarbeides på bakgrunn av magasin-fylling, nødvendig vannmengde og tilsig er i varierende grad realistiske. Maksimal magasin-fylling er avhengig et stort tilsig året før, og lav produksjon i løpet av vinter/vår. Minimal magasin-fylling avhenger av full produksjon i løpet av vinter/vår og gjerne lavt tilsig året før. Det verste scenarioet med tanke på pumpet volum, scenario 9, vil kreve et år med lavt tilsig etterfulgt av høy produksjon i løpet av vinter/vår og så nok et år med lavt tilsig. Det beste scenarioet med tanke på pumpet volum, scenario 5, krever høyt tilsig etterfulgt av lav produksjon i løpet av vinter/vår og så nok et år med høyt tilsig. Naturlig nok vil den tilgjengelige vannmengden for pumping være nærmere gjennomsnittet fra scenario 1 enn de to ”ekstreme” scenariene.

For Roskrepp sees det tilgjengelige volumet for lagring i sammenheng med den høyeste vannstanden målt i løpet av høst og vintermånedene. Dette gir et godt bilde av begrensingene knyttet til lagringskapasitet.

Det man kan si med sikkerhet basert på historiske data er at Øyarvann og Roskreppfjorden har tilnærmet like forhold for nedbør og tilsig. Det betyr at magasinene vil ha stort tilsig de samme periodene, og lavt tilsig i de samme periodene. Basert på det er det lite sannsynlig at et ekstremtilfelle med mye volum til pumping tilgjengelig og mye kapasitet i magasin Roskreppfjorden. Dette vil i så fall være et resultat av at produksjonen i Roskrepp har vært høy slik at magasinet tappes unormalt lavt, og at produksjonen Kvina er holdt igjen slik at vannstanden her er høy. Det er med andre ord mulig for Sira-Kvina å skape kunstige ekstremtilfeller. Men om det er lønnsomt avhenger av kraftprisen og variasjonen i denne fra år til år.

Det vil være nødvendig å foreta enda mer nøyaktige analyser av Øyarvann og Roskreppfjorden for å presentere mer nøyaktige prognoser for tilgjengelig utnyttbar vannmengde. Slike prognoser bør baseres på værmeldinger og langtidsforventinger knyttet til fremtidig temperatur og nedbør fremfor historiske data. Utfordringen knyttet til den teoretiske utnyttbare vannmengden er å på en god måte inkludere alle variabler og sammenhenger.

Tilsig, vannstand, produksjon, temperatur, nedbør må sees i sammenheng, og tilstanden i begge magasinene må tas med i vurderingen.

7.3 Kapasitet i produksjonsanlegget

Når prognosene for utnyttbar vannmengde er presentert er det store spørsmålet om resten av anleggene i Sira-Kvinas produksjonsanlegg er i stand til å håndtere de nødvendige endringene i produksjonsmønster.

Som omtalt i kapittel 6 ser det ut til at anlegget med dagens driftsmønster kan håndtere pumping og økt produksjon i vintermånedene. Men mengden vann som pumpes og skal produseres avgjør hvor lang periode produksjonen må fordeles utover. Bli vannmengdene for store og produksjonen ikke mulig å ta unna i måneder med høy kraftpris vil ikke pumpingen av de overflødig vannmengdene gi økt inntjening.

På bakgrunn av historiske data ser det ut til at anlegget kan håndtere om lag to ganger det gjennomsnittlige tilgjengelige volumet for pumping. Men dette er historiske data, og gjennomsnittlig verdi, og forutsetter at Sira-Kvina fortsetter å produsere store mengder i vinter- og tidlig vårmåneder slik at magasinene har kapasitet til å ta imot smeltevann og nedbør i løpet av sommeren og høsten.

Analysene av de historiske dataene er enkle og gir realistiske resultater. Skal man peke på feilkilder og usikkerheter knyttet til kapasiteten i anleggene må det være at analysene baserer seg på historiske data, og at et endret værbilde og ikke minst endret driftsmønster i forbindelse med pumping kan endre forutsetningene. Tilgjengelig kapasitet er likevel så stor at det antageligvis vil være uproblematisk med økt produksjon i vintermånedene.

Det som kan variere fra år til år er når kapasiteten er tilgjengelig, og dermed hvilken pris man kan få for produksjonen.

7.4 Kraftpriser

I kapittel 5 kartlegges markedsutviklingen globalt, i Europa, i Norden og i Norge. Kartleggingen viser at det skjer store endringer med tanke på kraftsammensetning som et resultat av klimamålsettinger. Kraftprisprognosene som presenteres i kapittel 5.5 er basert på en rekke antagelser i forhold til fremtidig markedsutvikling og kraftsammensetning.

Det er stor usikkerheter knyttet til hvilken utvikling vil vi se fremover med tanke på kraftpris. På en side vil den økende andelen fornybar kraftproduksjon drive kraftprisene nedover på bakgrunn av lave marginalkostnader. På den andre siden fører den økte bruken av ny teknologi til at kraftnettet må forsterkes, noe som gir økte driftskostnader og dermed økende kraftpriser.

Det mange aktører i markedet også peker på er at økt kraftpris kan være et virkemiddel for å begrense forbruk. Dersom forbruket begrenses vil behovet for produksjon synke og på sikt kan produksjonsformer som ikke bidrar positivt i forhold til klimamål fases ut. Hvordan markedet skal utformes for at dette skal bli en realitet er det delte meninger om.

Det er også viktig å tenke på at de nye teknologiene bringer med seg en del utfordringer med tanke på forsyningssikkerhet. Uregulerbar kraft kan gi både overskudd og underskudd på kraft

over kortere eller lengre perioder. Da er det nødvendig med et markedsdesign som kan sikre at det i tider med lav produksjon er tilstrekkelig med tilgjengelig alternativ produksjonskapasitet i kraftsystemet.

En løsning som er foreslått for å sikre tilstrekkelig kapasitet er å innføre egne kapasitetsmarkeder. Dette skal være markeder hvor produsenter med regulerbar produksjonskapasitet kan få betalt for å holde kapasiteten i beredskap, uavhengig av om kapasiteten aktiveres eller ikke.

Skulle man få et markedsdesign med kapasitetsmarkeder vil det være lønnsomt for produsenter å sitte på stor kapasitet/installert effekt for å kunne få betalt mest mulig. I et slikt tilfelle vil en investering i utvidelse av installert effekt, slik som det er utredet i forbindelse med Tjørhom, sannsynligvis være en bedre investering enn et pumpekraftverk. På den andre siden vil et pumpekraftverk tilby fleksibilitet i frem av at det også kan forbruke effekt. Det har også en verdi at et pumpekraftverk kan pumpe og lagre vann slik at det ved lengre perioder med høyt behov er bedre rustet for å opprettholde produksjonen.

7.5 Lønnsomhet

Som omtalt i kapittel 6.6 er det mange variabler som har stor mulighet til å påvirke resultatet i lønnsomhetsberegningene:

- Avkastningskrav
- Levetid
- Utvikling av kraftpris
- Utvikling i sesongvariasjoner knyttet til kraftpris
- Utvikling i døgnvariasjoner knyttet til kraftpris
- Tilsig/nedbør
- Magasin vannstand
- Produksjon/Kraftbehov
- Investeringsbehov/Kostnader

Avkastningskravet som benyttes i denne rapporten er basert på antagelser. Et avkastningskrav benyttet i mer realistiske nåverdiberegninger for et slikt prosjekt må baseres på avkastningskravene til hver av Sira-Kvinas eiere. Dette er tall de fleste selskaper ønsker å holde for seg selv, de er dermed ikke presentert i arbeidet med rapporten.

Levetiden til prosjektet påvirker den totale nåverdien, og en forlenget levetid vil i noen tilfeller kunne snu en negativ nåverdi til en positiv. Det er likevel ikke slik at positiv nåverdi betyr investering. For de fleste scenarioene knyttet til dette prosjektet er tilbakebetalingstiden lang, og representerer en høy risiko. Kort tilbakebetaling med tilhørende lav risiko er ønskelig med tanke på investering. Avkastningskravet vil ha stor innvirkning på nåverdi og tilbakebetalingstid for prosjektet.

Det at det er så store usikkerheter knyttet til markedsutvikling og kraftpris gjør det krevende å skulle beregne lønnsomhet i prosjekter relatert til energiproduksjon. Kapittel 6.7.1 til 6.7.4 viser at kraftprisen har stor innvirkning på prosjektets lønnsomhet. Usikkerheten blir større jo

lengre levetid lønnsomheten beregnes for, og i forbindelse med vannkraft er det vanlig med relativt lang levetid.

Når det gjelder utnyttbar vannmengde har dette også stor innvirkning på lønnsomhet. Scenarier for høyt og lavt pumpet volum i kapittel 6.8 viser effekten av gode og dårlige år tidlig i prosjektets levetid. På bakgrunn av den store effekten endret pumpet volum har på lønnsomheten har volumet potensiale til å være en stor feilkilde i beregningene. Som nevnt i kapittel 7.2 bør prognosene for pumpet volum utbedres slik at de ikke i så stor grad er basert på historiske data. Prognoser bør utarbeides på bakgrunn av historiske data, sammenhenger mellom variabler og fremtidige prognoser for vær.

Endring i tilsig, forbruk og produksjonsmønster er tett knyttet sammen med vær og vind. Det er uvisst hvordan den økende tendensen til ekstremvær og høststormer vil påvirke kapasiteten i magasiner og produksjonsanlegg. Dersom man antar at en større del nedbør kommer om høsten vil dette være et viktig element i en vurdering a magasinkapasiteten i Roskreppfjorden. Som potensielt kan minske volumet det er mulig å pumpe i sommermånedene.

Et annet moment som kan være vanskelig å bestemme er pumpens innvirkning på driftsmønsteret. Vil pumpen føre til et endret driftsmønster der magasinet i Øyarvann ikke tappes i løpet av våren slik det gjøres nå? Igjen er svaret komplekst og avhenger av både tilsig, forbruk og kraftpris.

Lønnsomhets beregningene er forenklet, og antar at produksjonen som skjer i sommermånedene i Kvinen skjer på grunn av kapasitetsmangel i Øyarvann. Det antas også at magasinene nedenfor Kvinen ikke har kapasitet til å bremse produksjonen, og at produksjonen dermed går helt til havet. Det betyr at beregningene baserer seg på at hele denne produksjonen skjer til lav sommerpris, og at det er potensiale for en merverdi i inntjening som tilsvarer differansen mellom sommer og vinterpris. Enkle analyser av vannstanden i Nesjen (utløps magasinet til Kvinen kraftverk) som vist i vedlegg R, viser imidlertid at dette magasinet i gjennomsnitt har kapasitet til å ta imot om lag 90 Mm^3 i løpet av sommermånedene for lagring til vintermånedene og at forenklingen dermed gir en falsk høy lønnsomhet.

Det pumpede volumet benyttet i lønnsomhetsberegningene er også basert på en rekke forenklinger og antagelser. Dersom beregningen skal bli mer nøyaktige er det nødvendig å utarbeide prognoser for pumpet volum som tar hensyn til variabler som tilsig, vannstand, produksjon, temperatur- og værprognoser, og ikke minst den komplekse sammenhengen mellom disse. Det er også nødvendig å se på hvordan endringer i et kraftverk påvirker tilstanden i de andre.

Ulike scenarier for pumpet volum bør simuleres, slik at det lettere kan kartlegges hvilken betydning det har produksjonsmønsteret i hele Sira-Kvins produksjonsanlegg.

7.6 Problemstilling

Selv om problemstillingen i rapporten virker enkel er det mange usikkerhetsmomenter inne i bildet. Som det fremkommer tidligere i kapittelet har variabler og sammenhengen mellom disse gjort arbeidet komplekst, og behovet for forenklinger og antagelser stort.

Med utgangspunkt i prognoser som fremlegges i rapporten er problemstillingen besvart etter beste evne.

7.7 Diskusjon rundt arbeidet

Arbeidet med denne oppgaven har vært krevende, spesielt det å skulle kartlegge forutsetninger og markedsutvikling. Det finnes et mange aktører som mener sitt om utviklingen og utfordringene vi står ovenfor i årene som kommer. Uttalelsene er sprikende, og prognoser basert på samme data motsier hverandre.

Arbeidet har vært utrolig lærerikt, og jeg sitter igjen med en god forståelse for kraftmarkedet og hvordan dette er et verktøy i arbeidet med sikker strømforsyning. Jeg har også opparbeidet en bedre forståelse for produksjonsplanlegging og drift av produksjonsanlegg. Selv om rapporten ikke omhandler tekniske problemstillinger og spesifikasjoner har ansatte hos Sira-Kvina kraftselskap utfordret meg på dette området, og blant annet tatt meg med på befaringer i både Tonstad og Duge kraftverk. Befaringen i Duge kraftverk var utrolig spennende ettersom det i samme periode som denne rapporten er utarbeidet har pågått omfattende vedlikehold av kraftstasjonen. I forbindelse med vedlikeholdet er hele kraftverket tatt fra hverandre og deler av produksjonsanlegget som aldri ser dagens lys vær det derfor mulig å inspisere.

Kunnskapen jeg har tilegnet meg underveis i prosessen vil komme godt med i fremtidig arbeidshverdag i kraftbransjen.

8 Konklusjon

Under arbeidet med denne oppgaven har det vært to store spørsmål som skulle forsøke å besvares:

- Er det tilstrekkelig kapasitet i dagens produksjonsanlegg til å håndtere et endret driftsmønster som inkluderer pumping mellom Øyarvann og Roskrepp fjorden?
- Kan en ombygging være en lønnsom investering med tanke på endringene som skjer i kraftmarked og –sammensetning?

Spørsmålet om kapasiteten i produksjonsanlegget er forsøkt besvart basert på store mengder historiske data om tilsig, vannstander, utnyttet kapasitet og produksjon.

Basert på en rekke antagelser og forenklinger viser analyser og beregninger at det eksisterende produksjonsanlegget er i stand til å håndtere et endret driftsmønster som et resultat av ombygging til reversibelt pumpekraftverk i Roskrepp kraftverk.

Spørsmålet om lønnsomhet er forsøkt besvart på bakgrunn av meninger ytret fra store aktører i det norske kraftmarkedet slik som Statnett, Statkraft og Lyse (en av Sira-Kvinas eiere),

ledende forsknings- og konsultentselskap som Sintef og Thema Consulting, og anbefalinger fra veileder og andre kloke hoder hos Sira-Kvina kraftselskap.

Basert på prisprognoser presentert i vedlegg C, beregninger for lønnsomhet og ulike scenarier presentert i kapittel 6.5 til 6.7 ser det ikke lovende ut for lønnsomheten til en ombygging av Roskrepp kraftverk. Selv om enkelte scenarier viser at nåverdien i prosjektet er positiv, er tilbakebetalingstiden for lang og risikoen i investeringen for stor. En lønnsomhet vil avhenge av større sesongvariasjon i kraftprisene.

9 Videre arbeid

Det vil være naturlig å følge utviklingen i kraftmarkedene nøye i årene som kommer. På bakgrunn av dette vil jeg anbefale å utbedre prisprognoser. Sintef har et stort prosjekt gående som omhandler nettopp markedsutviklingen, resultatet av dette kan muligens kaste noe mer lys over fremtidens markedsutforming og priser.

Med tanke på kapasiteten i det eksisterende produksjonsanlegget vil det være naturlig å foreta nøyaktige beregninger av dette basert på enda flere variabler og analyser av data. En simulering av anlegget vil lettere kunne peke på sensitiviteten i forhold til ulike variabler og ulike variabelers avhengighet.

Om en ombygging av Roskrepp er et prosjekt som står høyt i kurs hos Sira-Kvina vil jeg anbefale å utarbeide en teknisk løsning eller i det minste utrede noen av de påpekte potensielle problemene; dykking og design av turbinhjul. På den måten vil man få kartlagt om prosjektet er teknisk utførbart og dermed er levedyktig ved endrede markedsforutsetninger eller om investeringsbehovet vil bli større en først antatt og dermed ødelegge for all potensiell lønnsomhet.

Skulle det vise seg at en ombygging i Roskrepp ikke kan forsvares har Sira-kvina kraftselskap flere andre prosjekter som kan realiseres dersom kraftpriser og marked tillater det. Dette gjelder spesielt pumpekraftverk i Tonstad og økt effektinstallasjon i Tjørhom.

10 Referanser

Bøe, A. E., Fodstad, L. A. & Undheim, M. (2013) *Diamantar varer evig - Sira-Kvina Kraftselskap 50 år*.

Eriksrud, A. L., Rennesund, M. H. & Thema Consulting. (2016) Solkraft tar ikke knekken på kWh som handelsvare. *Energi*, (04/2016).

Eurelectric. (Desember 2015) *Power statistics and trends: The five dimensions of the energy union*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.eurelectric.org/media/249736/power-statistics-and-trends-the-five-dimensions-of-the-energy-union-lr-2015-030-0641-01-e.pdf>>.

fornybar.no. (n.d.-a) *Pumpekraftverk*. [Internett]. fornybar.no, Multiconsult. Tilgjengelig fra: <<http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetstlagring/pumpekraftverk>> [Lest 5. mai].

fornybar.no. (n.d.-b) *Vannkraft*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.fornybar.no/vannkraft>> [Lest 1. mars].

Fougner, H. S. (2008) *Utrede etablering av et pumpekraftverk i et eksisterende vannkraftsystem*. Master i energi og miljø, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Tilgjengelig fra: <<http://docplayer.no/12807460-Utrede-etablering-av-et-pumpekraftverk-i-et-eksisterende-vannkraftsystem.html>> [Lest 8. april 2016].

Hydro. (2013) *Vannkraft - fra regn og snø til lys og varme*. [Internett]. hydro.com. Tilgjengelig fra: <<http://www.hydro.com/no/Hydro-i-Norge/Var-virksomhet/Vannkraft/Fra-vann-til-energi/>> [Lest 28. april].

International Energy Agency. (2015a) *Energy and Climate change - World Energy Outlook Special Report 2015*. [Internett]. iea.org. Tilgjengelig fra: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>>.

International Energy Agency. (2015b) *Energy technology Perspectives 2015 (Executive summary)*. [Internett]. iea.org, International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2015ExecutiveSummaryEnglishversion.pdf>>.

Lien, T. (2015) *Åpning av norsk vannkraftsenter*. Tilgjengelig fra: <<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/apningen-av-norsk-vannkraftsenter-/id751776/>>.

Lindgren, M. & Bandhold, H. (2003) *Scenario planning*. New York, Palgrave MacMillan.

Linnerud, K. (n.d.) *Energi*. [Internett]. Tilgjengelig fra:
<<http://www.cicero.uio.no/no/posts/platformer/energi>> [Lest 1. juni].

Multiconsult. (n.d.) *Mulighetsstudie*. [Internett]. multiconsult.no. Tilgjengelig fra:
<<http://www.multiconsult.no/tjenester/mulighetsstudie/>> [Lest 4. mai].

Nasdaq. (5.juni 2016) *Market prices*. [Internett]. Nasdaqomx.com. Tilgjengelig fra:
<<http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices>> [Lest 5. juni].

Noord Pool. (2016) *System price*. [Internett]. Tilgjengelig fra:
<<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/SYS1/Daily/?view=table>>
[Lest 5.juni].

Norges Vassdrags- og Energidirektorat. (2016) *Rapporter - vassmagasinstatistikk*. [Internett]. NVE.no. Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/nytt-fra-nve/rapporter-vassmagasinstatistikk/>> [Lest 4.mai].

Olje- og energidepartementet. (2016) Meld. St. 25 (2015-2016) Kraft til endring - energipolitikken mot 2030.

Rauboti, J. & Vinjar, A. (6. november2014) *Sentralnettet*. [Internett]. snl.no. Tilgjengelig fra:
<<https://snl.no/Sentralnettet>> [Lest 5. februar].

Rosvold, K. A. (19. februar 2010) *Systemansvaret i Kraftsystemet*. [Internett]. Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/systemansvaret_i_kraftsystemet> [Lest 10. februar].

Rosvold, K. A. (26. november2013) *Regionalnettet*. [Internett]. snl.no. Tilgjengelig fra:
<<https://snl.no/regionalnett>> [Lest 5. februar].

Rosvold, K. A. (5. januar2016) *Distribusjonsnett*. [Internett]. snl.no. Tilgjengelig fra:
<<https://snl.no/distribusjonsnett>> [Lest 5. februar].

Sira-Kvina. (2000) Sira-Kvina Kraftselskap - Forvalter av naturens krefter. Gunnarshaug trykkeri.

Sira-Kvina. (n.d) *Hovedmagasiner*. [Internett]. Tilgjengelig fra:
<<http://www.sirakvina.no/Prosjekter-og-anlegg/Hovedmagasiner/>> [Lest 4. april].

Sira-Kvina. (n.d.-a) *Eiere*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Organisasjonen/Sira-Kvina-eiere/>> [Lest 2. februar].

Sira-Kvina. (n.d.-b) *Kort om Sira-Kvina*. [Internett]. Sirakvina.no. Tilgjengelig fra: <<http://www.sirakvina.no/Om-Sira-Kvina/Kort-om-Sira-Kvina/>> [Lest 2. februar].

Sira-Kvina. (n.d.-c) *Kraftstasjoner*. [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.sirakvina.no/Prosjekter-og-anlegg/Kraftstasjoner/>> [Lest 6. mars].

Sirnes, E. (2015) *Diskontere*. [Internett]. snl.no. Tilgjengelig fra: <<https://snl.no/diskontere>> [Lest 4. mai].

Solvang, E., Harby, A. & Killingtveit, Å. (2011) *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk*.

Statistisk sentralbyrå. (4. februar 2016) *Elektrisitet, desember 2015*. [Internett]. ssb.no. Tilgjengelig fra: <<https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/maaned>> [Lest 20. februar].

Statnett. (*Nettutviklingsplan 2015*). [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.statnett.no/Nettutvikling/Last-ned-Nettutviklingsplan-2015/>>.

Statnett. (19. september 2013) *Hvordan fungerer kraftmarkedet*. [Internett]. Statnett.no. Tilgjengelig fra: <<http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Nettdrift-er-en-balansekunst/Hvordan-fungerer-Kraftmarkedet/>> [Lest 2. Februar].

Tobias Aasprong Brekke et al. (2015) *Kube 2015 - Markedsløsninger for neste generasjon kraftnett*. Statnett.no.

Trumpy, J. & Ånestad, M. (2016) Varsler kraftig økning i strømprisen. *Dagens næringsliv*, [Internett]. Tilgjengelig fra: <<http://www.dn.no/nyheter/energi/2016/05/22/2050/Strmpris/varsler-kraftig-kning-i-strmprisen?v=55031>>

[Lest 23.mai 2016].

11 Vedlegg

A – Historisk kraftpris

B – Fremtidig kraftpris Nasdaq

C – Fremtidig kraftpris prognoser

D – Plantegning generatoretasje Roskrepp

E – Ombygging til pumpekraftverk

F – Tilsig Øyarvann

G – Tilsig Roskrepp

H – Magasinkurver

I – Magasinfylling Roskrepp

J – Pumpet volum

K – Nåverdi forenklet

L – Nåverdi høy kraftpris

M – Nåverdi lav kraftpris

N – Nåverdi høy sesongvariasjon

O – Nåverdi lav sesongvariasjon

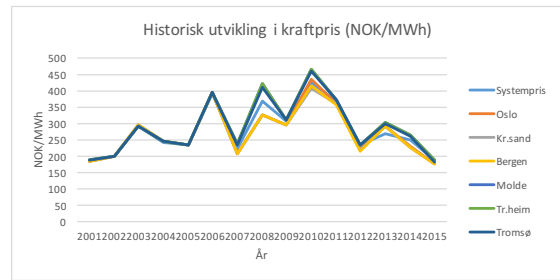
P – Nåverdi lavt pumpet volum

Q – Nåverdi høyt pumpet volum

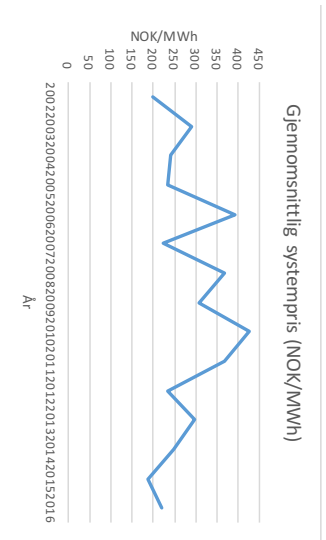
R – Vannstand Nesjen

Vedlegg A

Prisutvikling År	Systempris NOK/MWh	Oslo NOK/MWh	Kr.sand NOK/MWh	Bergen NOK/MWh	Molde NOK/MWh	Tr.heim NOK/MWh	Tromsø NOK/MWh
2001	186,49	185,95	185,95	185,95	188,97	188,97	188,55
2002	201,03	198,49	198,49	198,5	200,17	200,17	200,17
2003	290,61	293,93	293,93	293,98	290,87	290,46	290,46
2004	242,04	246,06	246,06	246,06	243,87	243,75	243,75
2005	234,81	233,12	233,12	233,12	235,3	235,3	235,3
2006	391,44	396,56	396,56	396,56	394,64	394,64	394,67
2007	223,56	206,18	206,18	206,18	236,79	236,79	235,59
2008	369,38	324,48	324,48	324,48	421,26	421,26	410,17
2009	306,47	295,47	295,47	295,47	310,97	310,97	310,9
2010	425,25	434,75	407,14	414,86	465,46	465,46	459,78
2011	367,19	362,33	359,78	357,95	370,63	370,63	370,56
2012	233,58	221,35	218,32	216,76	235,66	235,66	233,32
2013	269,63	292,2	290,44	292,43	303,43	303,43	300,69
2014	247,7	228,86	228,03	227,26	263,57	263,57	262,77
2015	187,11	176,9	176,63	175,99	189,8	189,8	182,09



Systempris	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	Gj.snitt mnd	Max	Min
Jan	287,16	269,06	282,05	305,74	285,54	544,33	437,58	384,96	364,38	228,15	324,05	189,07	249,02	523,72	194,74	324,636667	544,33	189,07
Feb	190,5	250,85	253,25	294,64	372,03	505,18	558,32	336,04	306,64	233,21	349,63	208,67	241,31	363,63	158,34	308,196	558,32	158,34
Mar	206,7	219,02	221,87	335,62	219,51	503,18	458,74	309,63	236,55	193,67	418,05	241,22	249,34	310,19	143,67	284,464	503,18	143,67
Apr	206,5	216,22	210,68	345,61	240,11	420,52	372,93	299,53	301,55	182,16	406,54	251,37	239,33	247,39	132,75	271,546	420,52	132,75
May	215,96	188,03	214,77	278,88	215,91	427,46	336,74	287,39	203,16	174	293,38	230,02	228,63	232,89	114,98	244,273333	427,46	114,98
Jun	-	126,33	206,93	258,25	189,05	379,13	354,07	316,65	323,26	190,95	345,76	207,3	265,21	202,49	121,9	249,091429	379,13	121,9
Juli	-	85,17	239,36	266,64	102,51	301,85	340,2	294,9	367,58	140,11	393,1	228,35	238,58	229,61	116,09	239,92143	393,1	85,17
Aug	-	120,25	264,91	280,82	172,54	313,25	340,2	280,87	435,59	131,86	531,41	245,6	271,85	272,49	150,72	272,311429	531,41	120,25
Sep	-	162,28	285,73	306,54	187,56	223,05	390,88	246,53	549,44	197,62	523,22	229,31	242,13	265,07	181,67	285,202143	549,44	162,28
Oct	-	205,32	253,67	301,16	257,46	216,2	402,4	282,5	483,85	281,49	450,36	291,81	228,57	289,14	230,39	296,037143	483,85	205,32
Nov	-	230,61	253,67	274,9	251,23	320,42	446,29	305,23	451,08	362,71	385,58	238,67	237,68	297,48	316,92	314,266429	451,08	230,61
Dec	-	177,96	284,91	274,9	316,27	261,45	646,52	333,52	419,62	368,95	273,07	273,18	213,17	255,8	544,34	331,69	646,52	177,96
Gj.snitt år	221,364	187,591667	247,65	296,68	234,143333	368,001667	425,960833	306,5625	369,416667	223,74	391,3625	242,085	242,085	290,8	200,5425	285,136393		
Endring	1,1800311	0,75748704	0,83473776	1,26708711	0,63625618	0,86393311	1,38947469	0,82985563	1,651098	0,57169504	1,6684667	0,96893309	0,83247937	1,45006689				



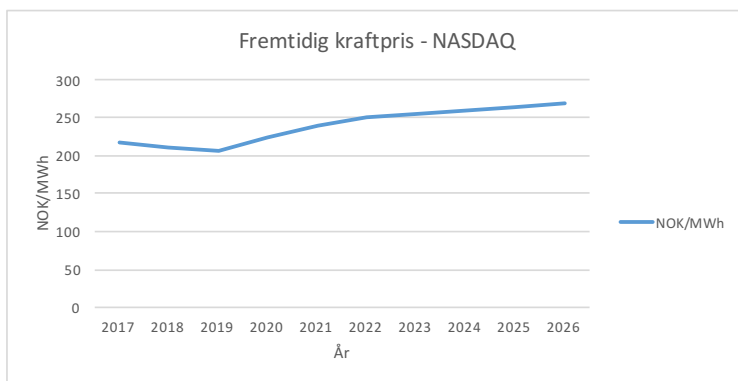
Vedlegg B

Kurs 9,2853 NOK/EUR per 3.juni 2016

Electricity Nordic Nasdaq Commodities - Market prices

Fremtidig

År	EUR/MWh	NOK/MWh	Endring
2017	23,35	216,811755	
2018	22,6	209,84778	0,96788009
2019	22,2	206,13366	0,98230088
2020	24,02	223,032906	1,08198198
2021	25,7	238,63221	1,06994172
2022	26,88	249,588864	1,0459144
2023	27,5	255,34575	1,02306548
2024	28	259,9884	1,01818182
2025	28,4	263,70252	1,01428571
2026	28,95	268,809435	1,0193662

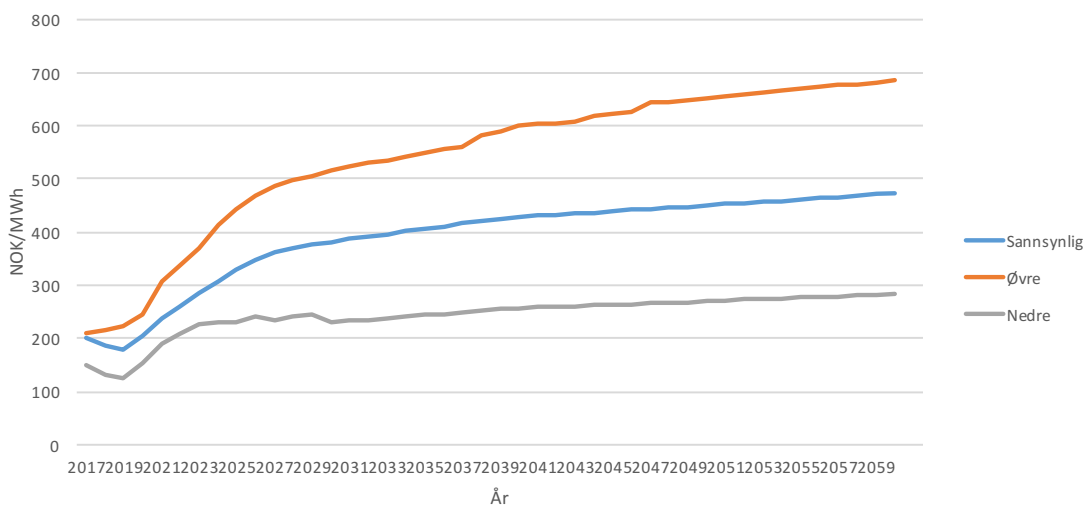


Vedlegg C

Mine prognoser

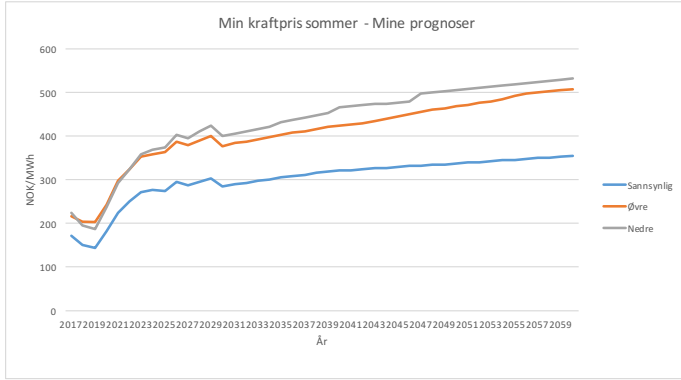
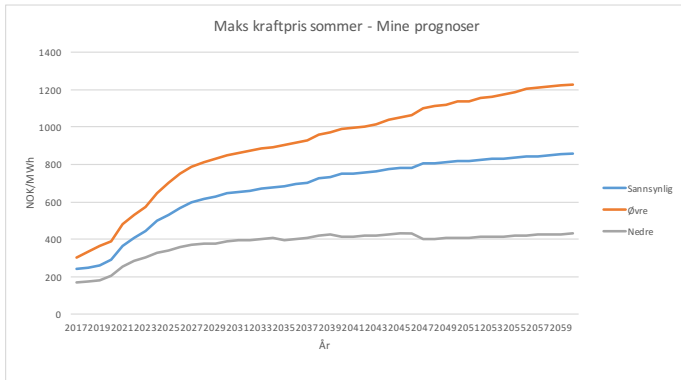
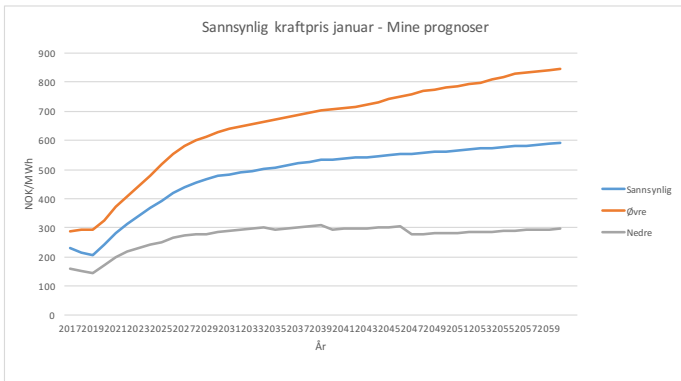
År	Sannsynlig			Øvre		Nedre	
	NOK/MWh	Endring	Avvik +	NOK/MWh	Avvik -	NOK/MWh	
2017	200		5 %	210		25 %	150
2018	187,768737	0,939	15 %	215,934047	30 %	30 %	131,438116
2019	178,912034	0,953	25 %	223,640043	30 %	25 %	125,238424
2020	205,748839	1,150	20 %	246,898607	25 %	25 %	154,31163
2021	236,611165	1,150	30 %	307,594515	20 %	20 %	189,288932
2022	260,272282	1,100	30 %	338,353966	20 %	20 %	208,217825
2023	283,696787	1,090	30 %	368,805823	20 %	20 %	226,95743
2024	306,39253	1,080	35 %	413,629916	25 %	25 %	229,794398
2025	327,840007	1,070	35 %	442,58401	30 %	30 %	229,488005
2026	347,510408	1,060	35 %	469,13905	30 %	30 %	243,257285
2027	361,410824	1,040	35 %	487,904612	35 %	35 %	234,917036
2028	369,361862	1,022	35 %	498,638514	35 %	35 %	240,08521
2029	375,271652	1,016	35 %	506,61673	35 %	35 %	243,926574
2030	381,275998	1,016	35 %	514,722598	40 %	40 %	228,765599
2031	387,376414	1,016	35 %	522,958159	40 %	40 %	232,425849
2032	392,024931	1,012	35 %	529,233657	40 %	40 %	235,214959
2033	396,729231	1,012	35 %	535,584461	40 %	40 %	238,037538
2034	401,489981	1,012	35 %	542,011475	40 %	40 %	240,893989
2035	406,307861	1,012	35 %	548,515612	40 %	40 %	243,784717
2036	411,183555	1,012	35 %	555,0978	40 %	40 %	246,710133
2037	416,117758	1,012	35 %	561,758973	40 %	40 %	249,670655
2038	421,111171	1,012	38 %	581,133416	40 %	40 %	252,666703
2039	426,164505	1,012	38 %	588,107017	40 %	40 %	255,698703
2040	428,295328	1,005	40 %	599,613459	40 %	40 %	256,977197
2041	430,436804	1,005	40 %	602,611526	40 %	40 %	258,262083
2042	432,588988	1,005	40 %	605,624584	40 %	40 %	259,553393
2043	434,751933	1,005	40 %	608,652707	40 %	40 %	260,85116
2044	436,925693	1,005	42 %	620,434484	40 %	40 %	262,155416
2045	439,110321	1,005	42 %	623,536656	40 %	40 %	263,466193
2046	441,305873	1,005	42 %	626,65434	40 %	40 %	264,783524
2047	443,512402	1,005	45 %	643,092984	40 %	40 %	266,107441
2048	445,729964	1,005	45 %	646,308448	40 %	40 %	267,437979
2049	447,958614	1,005	45 %	649,539991	40 %	40 %	268,775169
2050	450,198407	1,005	45 %	652,787691	40 %	40 %	270,119044
2051	452,449399	1,005	45 %	656,051629	40 %	40 %	271,46964
2052	454,711646	1,005	45 %	659,331887	40 %	40 %	272,826988
2053	456,985205	1,005	45 %	662,628547	40 %	40 %	274,191123
2054	459,270131	1,005	45 %	665,941689	40 %	40 %	275,562078
2055	461,566481	1,005	45 %	669,271398	40 %	40 %	276,939889
2056	463,874314	1,005	45 %	672,617755	40 %	40 %	278,324588
2057	466,193685	1,005	45 %	675,980844	40 %	40 %	279,716211
2058	468,524654	1,005	45 %	679,360748	40 %	40 %	281,114792
2059	470,867277	1,005	45 %	682,757552	40 %	40 %	282,520366
2060	473,221613	1,005	45 %	686,171339	40 %	40 %	283,932968

Gjennomsnittlig fremtidig kraftpris - Mine prognoser



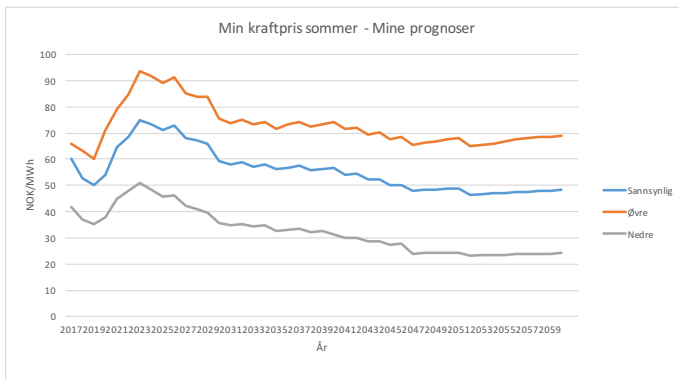
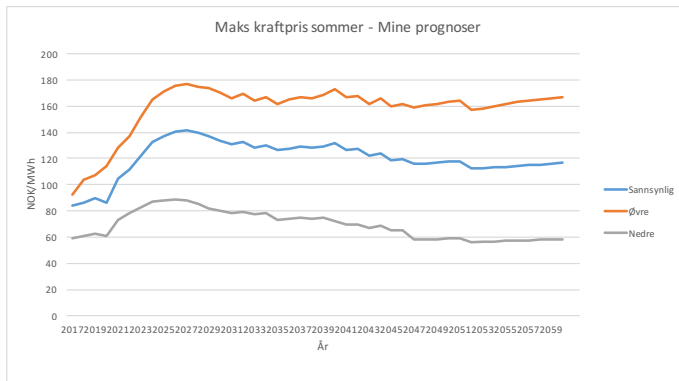
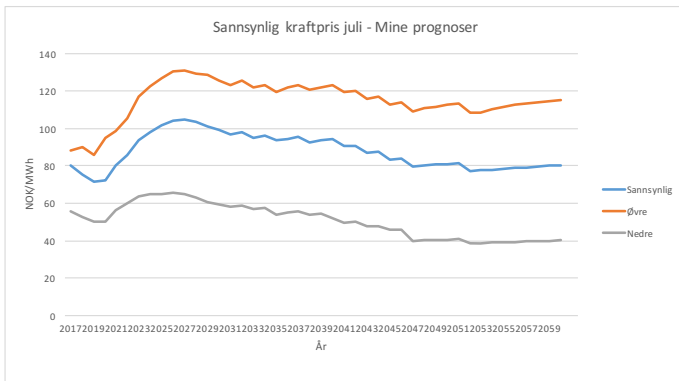
Vinter - Januar

Differanse	Avvik +	Kraftpris		Sannsynlig		Øvre		Nedre		Sannsynlig		Øvre		Nedre	
		Vinter	Avvik -	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh
1,15	0,25	0,3	230	287,5	161	241,5	301,875	169,05	172,5	215,625	224,25				
1,15	0,35	0,3	215,934047	291,510964	151,153833	248,324154	335,237608	173,826908	151,153833	204,057675	196,499983				
1,15	0,42	0,3	205,748839	292,163352	144,024188	257,186049	365,20419	180,030234	144,024188	204,514346	187,231444				
1,18	0,34	0,3	242,78363	325,330065	169,948541	291,340357	390,396078	203,93825	182,087723	243,997549	236,71404				
1,19	0,32	0,3	281,567287	371,688818	197,097101	366,037473	483,169464	256,226321	225,253829	297,335055	292,829978				
1,2	0,3	0,3	312,326738	406,02476	218,628717	406,02476	527,832188	284,217332	249,861391	324,819808	324,819808				
1,2	0,3	0,32	340,436145	442,566988	231,496578	442,566988	575,337084	300,945552	272,348916	354,05359	359,500569				
1,2	0,3	0,34	367,671036	477,972347	242,662884	496,355899	645,262669	327,594893	275,753277	358,47926	369,509391				
1,2	0,32	0,36	393,408009	519,298572	251,781126	531,100812	701,053072	339,90452	275,385606	363,509	374,524424				
1,21	0,32	0,37	420,487593	555,043623	264,907184	567,658251	749,308891	357,624698	294,341315	388,530536	403,247602				
1,22	0,32	0,38	440,921205	582,015991	273,371147	595,243627	785,721588	369,051049	286,598783	378,310394	395,506321				
1,23	0,32	0,39	454,31509	599,695919	277,132205	613,325372	809,589491	374,128477	295,304809	389,802348	410,473684				
1,24	0,32	0,4	465,336848	614,24464	279,202109	628,204745	829,230264	376,922847	302,468951	399,259016	423,456532				
1,25	0,32	0,4	476,594998	629,105397	285,956999	643,403247	849,292286	386,041948	285,956999	377,463238	400,339798				
1,25	0,32	0,4	484,220518	639,171084	290,532311	653,897699	862,880963	392,21862	290,532311	383,50265	406,745235				
1,25	0,32	0,4	490,031164	646,841137	294,018699	661,542072	873,235525	396,925243	294,018699	385,104682	411,626178				
1,25	0,32	0,4	495,911538	654,80323	297,546923	669,480577	883,714361	401,688346	297,546923	392,761938	416,565692				
1,25	0,32	0,4	501,862477	662,458499	301,117486	677,514343	894,318933	406,508606	301,117486	397,475081	421,56448				
1,25	0,32	0,42	507,884826	670,407971	294,573199	685,644516	905,050761	397,673819	304,730896	402,244782	432,717872				
1,25	0,32	0,42	513,979444	678,452866	298,108078	693,87225	915,91137	402,445905	308,387667	407,07172	437,910486				
1,25	0,32	0,42	519,147198	686,594301	301,685375	702,198717	926,902306	407,275256	312,088319	411,95658	443,165412				
1,25	0,32	0,42	526,388964	694,83432	305,305599	726,41677	958,870137	421,321727	315,833378	416,900059	448,483397				
1,25	0,32	0,42	532,705632	703,171434	308,969266	735,133771	970,376578	426,377587	319,623379	421,90286	453,865198				
1,25	0,32	0,45	535,36916	706,687291	294,453038	749,516824	989,362207	412,234253	321,221496	424,012374	465,771169				
1,25	0,32	0,45	538,046005	710,220727	295,925303	753,264408	994,309018	414,295424	322,827603	426,132436	468,100025				
1,25	0,32	0,45	540,736235	713,771831	297,40493	757,03073	999,280563	416,366901	324,441741	428,263099	470,440525				
1,25	0,33	0,45	543,439917	722,775089	298,891954	760,815883	1011,88512	418,448736	326,06395	433,665054	472,792728				
1,25	0,34	0,45	546,157116	731,850536	300,386414	775,543105	1039,22776	426,548708	327,69427	439,110321	475,156691				
1,25	0,35	0,45	548,887902	740,998667	301,885346	779,420621	1052,21811	428,681451	329,332741	444,5992	477,532475				
1,25	0,36	0,45	551,632341	750,219884	303,397788	783,317925	1065,31238	430,824859	330,979405	450,131991	479,920137				
1,25	0,37	0,5	554,390503	759,514989	277,195252	803,866229	1101,29673	401,933115	332,634302	455,708994	498,951453				
1,25	0,38	0,5	557,162456	768,894189	278,581228	807,885561	1114,88207	403,94278	334,297473	461,330513	501,44621				
1,25	0,38	0,5	559,948268	772,72861	279,974134	811,924988	1120,45648	405,962494	335,968961	463,671166	503,953441				
1,25	0,39	0,5	562,748009	782,219733	281,374005	815,984613	1134,21861	407,992307	337,648806	469,33184	506,473208				
1,25	0,39	0,5	565,561749	786,130831	282,780875	820,064536	1139,88971	410,032268	339,33705	471,678499	509,005574				
1,25	0,4	0,5	568,389558	795,745381	284,194779	824,164859	1153,8308	412,08243	341,033735	477,447229	511,550602				
1,25	0,4	0,5	571,231506	799,724108	285,615753	828,285683	1159,59996	414,142842	342,738903	479,834465	514,108355				
1,25	0,41	0,5	574,087663	809,463605	287,043832	832,427112	1173,72223	416,213556	344,452598	485,678163	516,678897				
1,25	0,42	0,5	576,958102	819,280504	288,479051	836,589247	1187,95673	418,294624	346,174861	491,568303	519,262291				
1,25	0,43	0,5	579,842892	829,175336	289,921446	840,772194	1202,30424	420,386097	347,905735	497,505201	521,858603				
1,25	0,43	0,5	582,742107	833,321212	291,371053	844,976055	1208,31576	422,488027	349,645264	499,992727	524,467896				
1,25	0,43	0,5	585,655817	837,467818	292,827909	849,200935	1214,35734	424,600467	351,39349	502,492691	527,090235				
1,25	0,43	0,5	588,584096	841,675258	294,292048	853,446939	1220,42912	426,72347	353,150458	505,005155	529,725687				
1,25	0,43	0,5	591,527017	845,883634	295,763508	857,714174	1226,53127	428,857087	354,91621	507,53018	532,374315				

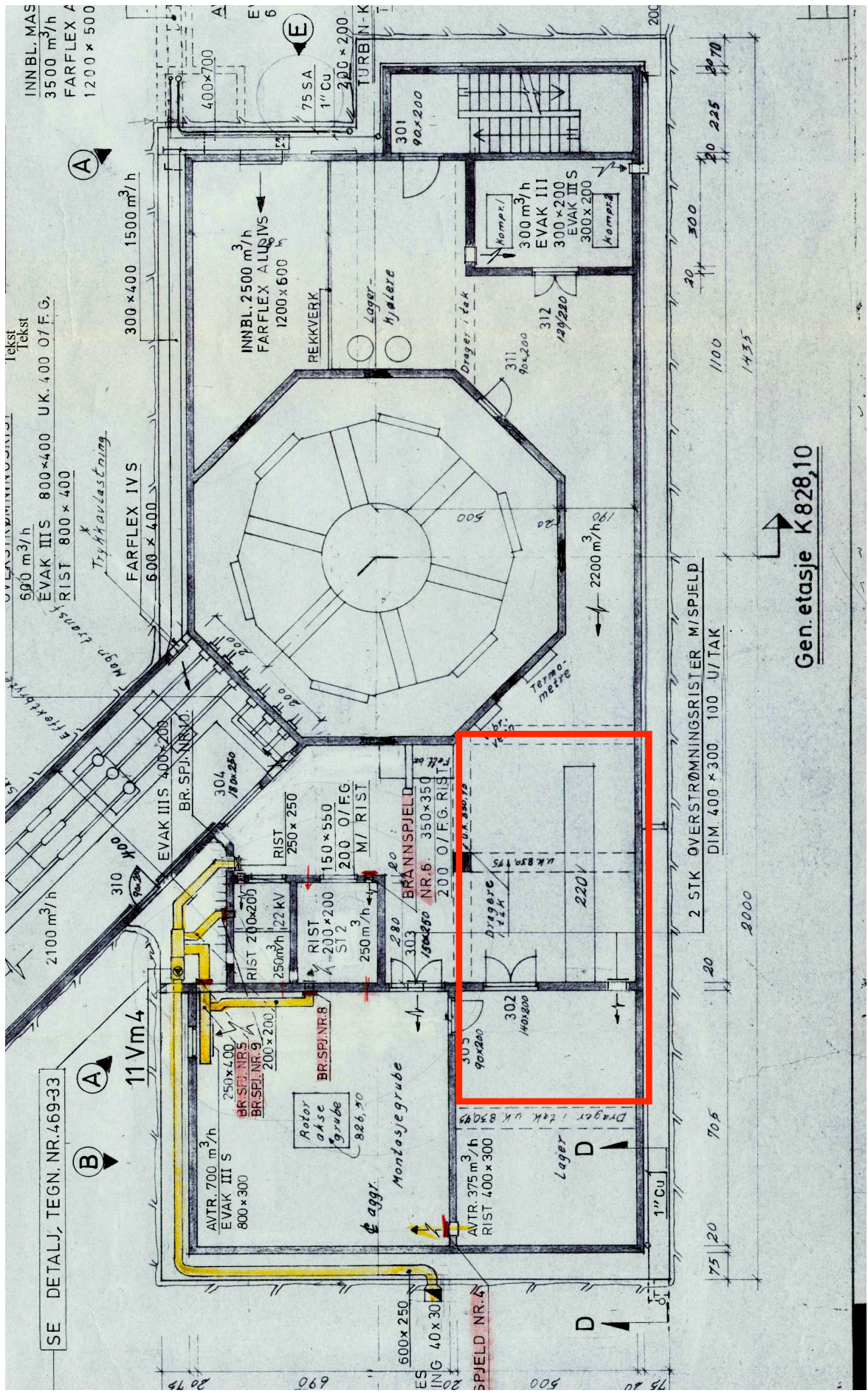


Sommer - Juli

Differanse	Avvik +	Kraftpris Sommer			Sannsynlig			Øvre			Nedre			Sannsynlig			Øvre			Nedre		
		Avvik -	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	NOK/MWh	
0.4	0.1	0.3	80	88	56	84	92.4	58.8	60	66	42											
0.4	0.2	0.3	75,1074946	90,1289936	52,5752463	86,3736188	103,648343	60,4615332	52,5752463	63,0902965	36,8026724											
0.4	0.2	0.3	71,5648137	85,8777764	50,0953696	89,4560171	107,347221	62,619212	50,0953696	60,1144435	35,0667587											
0.35	0.32	0.3	72,0120938	95,0559638	50,4084657	86,4145125	114,067157	60,4901588	54,0090703	71,2919729	37,8063492											
0.34	0.23	0.3	80,4477962	98,9507983	56,3134573	104,582135	128,636026	73,2074945	64,358237	79,1606315	45,0507659											
0.33	0.23	0.3	85,889853	105,644519	60,1228971	111,656809	137,337875	78,1597662	68,7118824	84,5156154	48,0983177											
0.33	0.25	0.32	93,6199398	117,024925	63,661559	121,705922	152,132402	82,7600268	74,8959518	93,6199398	50,9292472											
0.32	0.25	0.34	98,0456097	122,557012	64,7101024	132,361573	165,451966	87,3586382	73,5342072	91,9177591	48,5325768											
0.31	0.25	0.36	101,630402	127,038003	65,0434574	137,201043	171,501304	87,8086676	71,1412816	88,926602	45,5304202											
0.3	0.25	0.37	104,253122	130,316403	65,6794671	140,741715	175,927144	88,6672805	72,9771856	91,221482	45,9756269											
0.29	0.25	0.38	104,809139	131,011424	64,9816662	141,492338	176,865422	87,7252493	68,1259403	85,1574254	42,238083											
0.28	0.25	0.39	103,421321	129,276652	63,0870061	139,618784	174,52348	85,1674582	67,2238589	84,0298236	41,0065539											
0.27	0.27	0.4	101,323346	128,680649	60,7940076	136,786517	173,718877	82,0719103	65,8601749	83,6424221	39,516105											
0.26	0.27	0.4	99,1317596	125,897335	59,4790558	133,827875	169,961402	80,2967253	59,4790558	75,5384008	35,6874335											
0.25	0.27	0.4	96,8441036	122,992012	58,1064622	130,73054	166,039216	78,4437239	58,1064622	73,7952069	34,8638773											
0.25	0.28	0.4	98,062328	125,447978	58,8037397	132,308414	169,35477	79,3850486	58,8037397	75,2687968	35,2822438											
0.24	0.28	0.4	95,2150153	121,87522	57,1290092	128,540271	164,531546	77,1241624	57,1290092	73,1251318	34,2774055											
0.24	0.28	0.4	96,3579555	123,337722	57,8145573	130,082754	166,505925	78,0496524	57,8145573	74,0026334	34,6887344											
0.23	0.28	0.42	93,4580808	119,617034	54,2014687	126,158591	161,482996	73,1719827	56,0704848	71,7702206	32,5208812											
0.23	0.29	0.42	94,5722177	121,998161	54,8518863	127,672494	164,697517	74,0500465	56,7433306	73,1988965	32,9111318											
0.23	0.29	0.42	95,7070844	123,462139	55,5101089	129,204564	166,673887	74,938647	57,4242506	74,0772833	33,3060654											
0.22	0.3	0.42	92,6444577	120,437795	53,7337854	127,849352	166,204157	74,1526239	55,5866746	72,262677	32,2402713											
0.22	0.3	0.42	93,7561911	121,883048	54,3785909	129,383544	168,198607	75,0424554	56,2537147	73,1298291	32,6271545											
0.22	0.31	0.45	94,2249721	123,434713	51,8237347	131,914961	172,808599	72,5532285	56,5349833	74,0608281	31,0942408											
0.21	0.32	0.45	90,3917289	119,316668	49,7154509	126,54842	167,043915	69,6016313	54,2350374	71,5902493	29,8292705											
0.21	0.32	0.45	90,8436876	119,913668	49,9640282	127,181163	167,879135	69,9496394	54,5062125	71,9482006	29,9784169											
0.2	0.33	0.45	86,9503867	115,644014	47,8227127	121,730541	161,90162	66,9517977	52,170232	69,3864086	28,6936276											
0.19	0.34	0.45	87,3851386	117,096086	48,0618262	124,086897	166,276442	68,2477932	52,4310832	70,2576514	28,8370957											
0.19	0.35	0.45	83,4309611	112,631797	45,8870286	118,471965	159,937152	65,1595806	50,0595766	67,5790785	27,5322172											
0.18	0.36	0.45	83,8481159	114,033438	46,1164637	119,064325	161,927481	65,4853785	50,3088695	68,4200626	27,6698782											
0.18	0.37	0.5	79,8322324	109,370158	39,9161162	115,756737	158,58673	57,8783685	47,8993395	65,6220951	23,9466697											
0.18	0.38	0.5	80,2313936	110,719323	40,1156968	116,335521	160,543019	58,1677604	48,1388362	66,4315939	24,0694181											
0.18	0.38	0.5	80,6325506	111,27292	40,3162753	116,917198	161,345734	58,4585992	48,3795303	66,7637519	24,1897652											
0.18	0.39	0.5	81,0357133	112,639642	40,5178567	117,501784	163,32748	58,7508922	48,621428	67,5837849	24,310714											
0.18	0.39	0.5	81,4408919	113,20284	40,7204459	118,089293	164,144118	59,0446466	48,8645351	67,9217038	24,4322676											
0.17	0.4	0.5	77,3009799	108,221372	38,6504899	112,086421	156,920989	56,0432104	46,3805879	64,9328231	23,190294											
0.17	0.4	0.5	77,6874848	108,762479	38,8437424	112,646853	157,705594	56,3234265	46,6124909	65,2574872	23,3062454											
0.17	0.41	0.5	78,0759222	110,087025	39,0379611	113,210087	159,626223	56,6050436	46,8455533	66,0522302	23,4227767											
0.17	0.42	0.5	78,4663018	111,422149	39,2331509	113,776138	161,562115	56,880688	47,0797811	66,8532892	23,5398905											
0.17	0.43	0.5	78,8586333	112,767846	39,4293167	114,345018	163,513376	57,1725092	47,31518	67,6607074	23,65759											
0.17	0.43	0.5	79,2529265	113,331685	39,6264632	114,916743	164,330943	57,4583717	47,5517559	67,9991019	23,7758779											
0.17	0.43	0.5	79,6491911	113,898343	39,8245956	115,491327	165,152598	57,7456636	47,7895147	68,339006	23,8947573											
0.17	0.43	0.5	80,0474371	114,467835	40,0237165	116,068784	165,978361	58,0343919	48,0284623	68,680701	24,0142311											
0.17	0.43	0.5	80,4476743	115,040174	40,2238371	116,649128	166,808253	58,3245638	48,2686046	69,0241045	24,1343023											



Vedlegg D



INNBL. MAS
3500 m³/h
FARFLEX A
1200 x 500

Tekst
590 m³/h
EVAK III S 800x400 UK. 400 O/F.G.
RIST 800 x 400

SE DETALJ, TEGN. NR. 469-33

A

B

300 x 400 1500 m³/h

11Vm⁴

INNBL. 2500 m³/h
FARFLEX ALLSIVS
1200 x 600

EVAK III S 400x200
BR.SPJ.NR.10

AVTR. 700 m³/h
EVAK III S
800 x 300

AVTR. 375 m³/h
RIST 400 x 300

REKKVERK

Lager-
hyalere

RIST 250 x 250

RIST 200x200
22 KV

RIST 200x200
250 m³/h

RIST 250 x 250

Lager-
hyalere

MI RIST

BRÄNNSPJELD
NR.6. 350x350

BR.SPJ.NR.8

BR.SPJ.NR.9

BR.SPJ.NR.8

DRAGER I TAK

220V

DRAGER I TAK

DRAGER I TAK

DRAGER I TAK

DRAGER I TAK

301
90x200

302
140x200

303
150x200

304
180x250

305
90x200

306
140x200

311
90x200

312
120x200

313
120x200

314
120x200

315
120x200

316
120x200

317
120x200

318
120x200

319
120x200

320
120x200

321
120x200

322
120x200

323
120x200

324
120x200

325
120x200

326
120x200

327
120x200

328
120x200

329
120x200

330
120x200

331
120x200

332
120x200

333
120x200

334
120x200

335
120x200

336
120x200

337
120x200

338
120x200

339
120x200

340
120x200

341
120x200

342
120x200

343
120x200

344
120x200

345
120x200

346
120x200

347
120x200

348
120x200

349
120x200

350
120x200

351
120x200

352
120x200

353
120x200

354
120x200

355
120x200

356
120x200

357
120x200

358
120x200

359
120x200

360
120x200

361
120x200

362
120x200

363
120x200

364
120x200

Gen. etasje K828,10

2 STK OVERSTRØMINGSRISTER MISPJELD
DIM. 400 x 300 100 U/TAK

8000

20

706

75

20

20

20

1100

1435

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

20

Vedlegg E

Ombygging av vannkraftaggregat fra kun turbindrift til kombinert turbin- og pumpedrift.

Startutrustning:

- Ny frekvensregulering for start.
- Kompressoranlegg for å trykke ned undervannet. Automatventiler og røropplegg til sugerøret.
- Nivåbrytere på sugerøret.

Turbin:

- Antatt nytt løpehjul
- Montere smørevanntilførsel for spaltene. Bore hull i øvre og nedre lokk, legge rør fra trykksjakt via filter.
- Montere temp. overvåking på spaltene.
- Lage avlastning fra tromme til bruk i startsekvensen. Ca. 3 toms rør fra tromme til undervann med automatventil.
- Arrangere sperrevann til aksel-tetningsboks, legge rør fra trykksjakt via filter.
- Montere ekstra skrape i turbinlager. Evt. skifte lagersegmenter.

Generator:

- Bygge om bærelager og antakelig også styrelagrene. Nye lagersegmenter.
- Demontere viftering og montere egne kjølevifter oppe og nede.

Apparatanlegg:

- Ny skillebryter for å bytte fasene, med nødvendig skinneanlegg.

Kontrollanlegg:

- Omfattende endring i kontrollanlegget. Egen start- og stoppsekvens, eget diff-vern for generator, egen driftsmodus for regulatorer mm.
- Antakelig hensiktsmessig å bygge om start- og stoppsekvensen for både turbin- og pumpedrift til PLS-styring.
- Nytt MWh-måleutstyr for pumperetning.

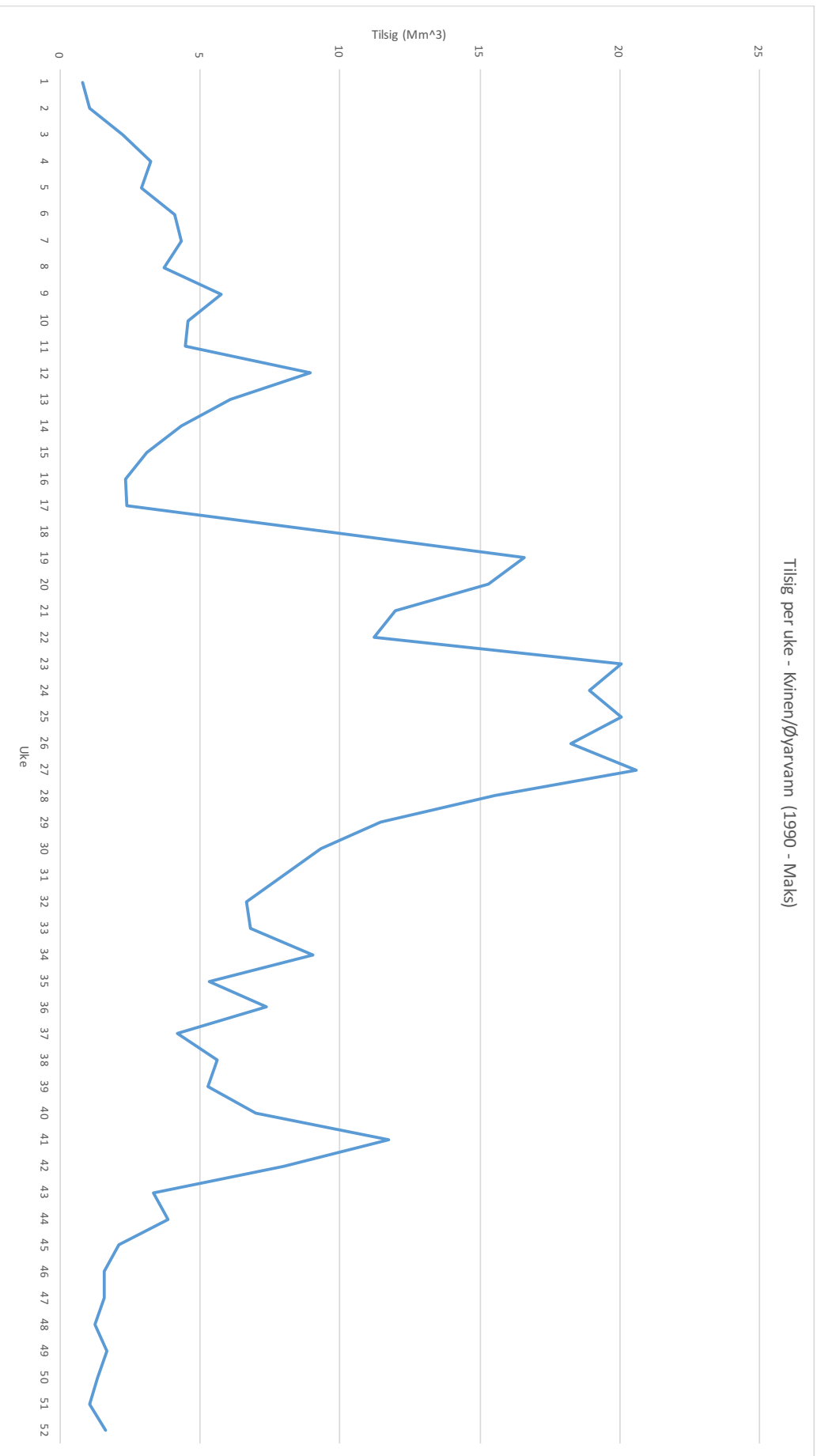
Ventilsystem:

- Må avklares at spjeldventilen kan brukes med motsatt strømningsretning. Antakelig OK.

Vedlegg F

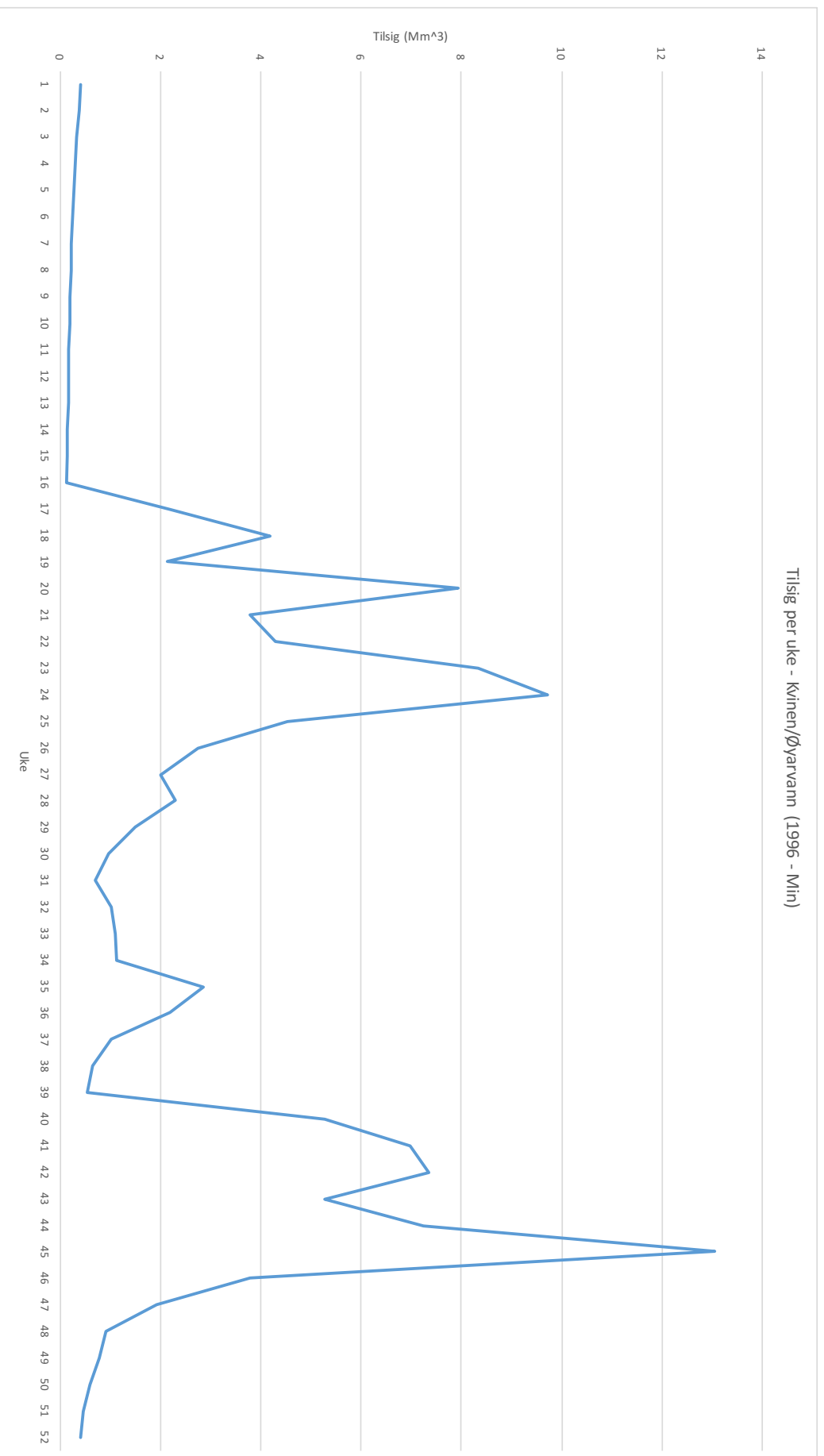
Uke	Gj.snitt (1990-2011)			Uke	Gj.snitt (2000-2011)			Gj.snitt (siden 1990)		
1	1,70	17,67	65,18	1	1,61	17,21	72,92	1,71	20,47	69,82
2	1,83			2	2,15			1,99		
3	1,69			3	1,87			1,90		
4	1,45			4	1,43			1,60		
5	1,27			5	1,20			1,38		
6	1,37			6	1,34			1,53		
7	1,23			7	1,25			1,48		
8	1,27			8	1,16			1,64		
9	1,28			9	1,18			1,74		
10	1,14			10	1,10			1,42		
11	1,08			11	1,05			1,27		
12	1,18			12	0,99			1,52		
13	1,19			13	0,87			1,30		
14	1,28	100,11	sommer (2+3) 168,74	14	0,84	111,72	sommer (2+3) 177,64	1,23	111,93	sommer (2+3) 184,21
15	1,34			15	1,03			1,34		
16	1,89			16	1,48			1,49		
17	2,62			17	3,41			2,72		
18	4,27			18	7,23			6,05		
19	6,51			19	9,77			8,97		
20	8,75			20	10,59			10,21		
21	11,48			21	13,61			12,87		
22	13,11			22	13,83			13,71		
23	13,89			23	14,37			14,98		
24	12,53			24	12,54			13,96		
25	11,89			25	11,85			12,37		
26	10,44			26	11,19			12,04		
27	9,06	68,62		27	9,53	65,92		10,44	72,28	
28	7,58			28	8,10			8,79		
29	6,43			29	7,10			7,59		
30	5,43			30	5,91			6,35		
31	4,74			31	4,21			4,93		
32	4,42			32	3,00			4,20		
33	4,14			33	3,21			3,85		
34	3,78			34	3,44			3,74		
35	4,01			35	4,24			4,33		
36	4,35			36	4,29			4,14		
37	4,36			37	4,03			4,08		
38	5,02			38	4,45			4,80		
39	5,20			39	4,41			5,05		
40	5,37	47,50		40	4,87	55,71		4,94	49,35	
41	5,72			41	6,46			6,05		
42	5,16			42	4,26			4,44		
43	4,50			43	4,62			4,33		
44	4,55			44	6,33			5,34		
45	4,21			45	5,83			5,15		
46	3,51			46	4,76			3,74		
47	2,71			47	3,87			2,97		
48	2,94			48	4,12			3,23		
49	2,78			49	3,19			2,88		
50	2,14			50	2,85			2,38		
51	2,09			51	2,60			2,18		
52	1,82			52	1,96			1,73		
Gj.snitt	4,50	233,92		Gj.snitt	4,82	250,56		4,89	254,03	

Tilslig per uke - Kivnen/Øyarvann (1990 - Maks)



1990		%	
Sommer	269,43	73,27705	
Mar-sept	248,77	67,6584182	
Tot	367,7	100	

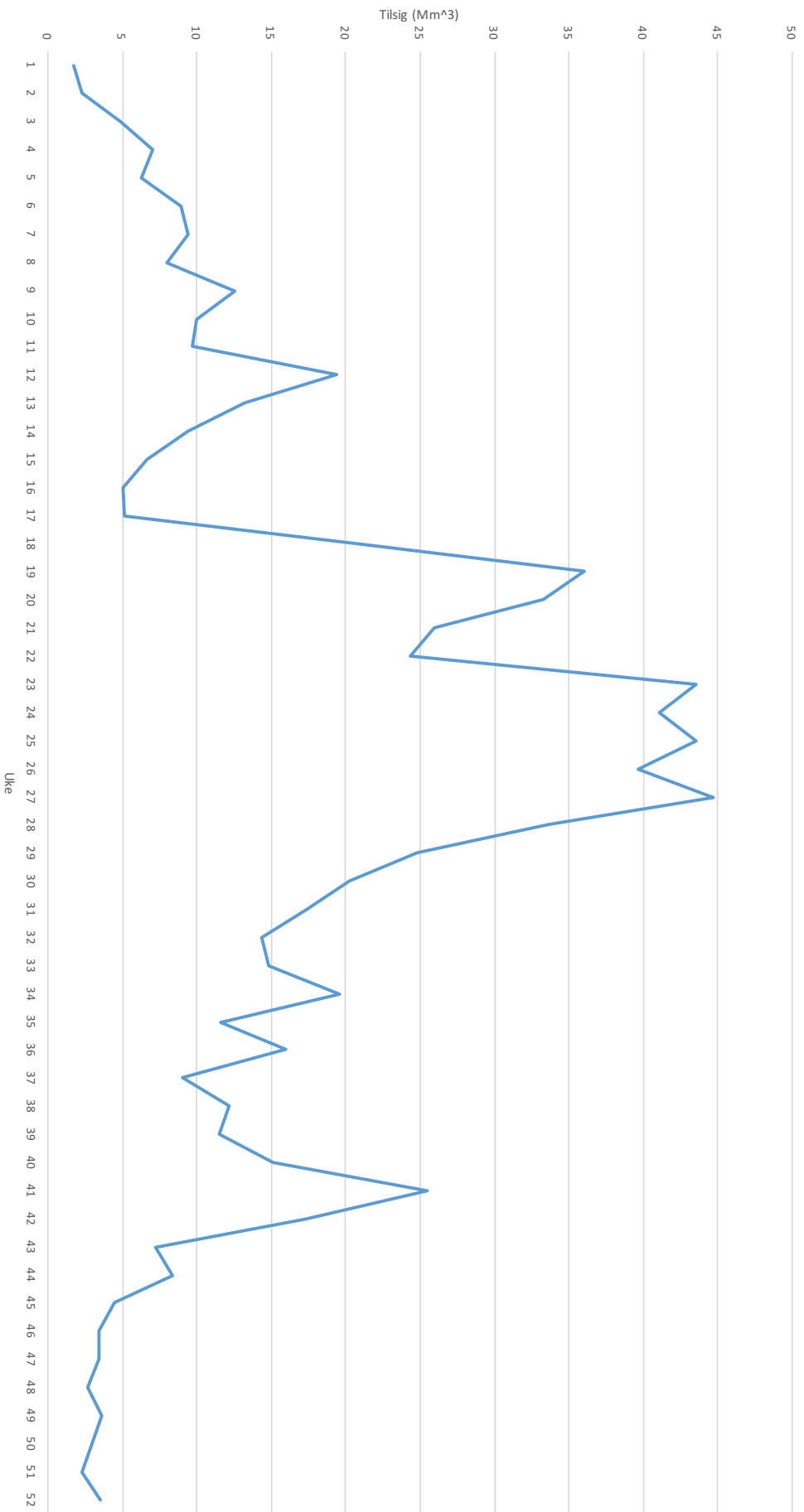
Tilslig per uke - Kvinnen/Øyarvann (1996 - Min)



1996		%	
Sommer	68,08	54,35	87,72
Mai-sept	66,52	53,10	80,85
tot	125,2	100	

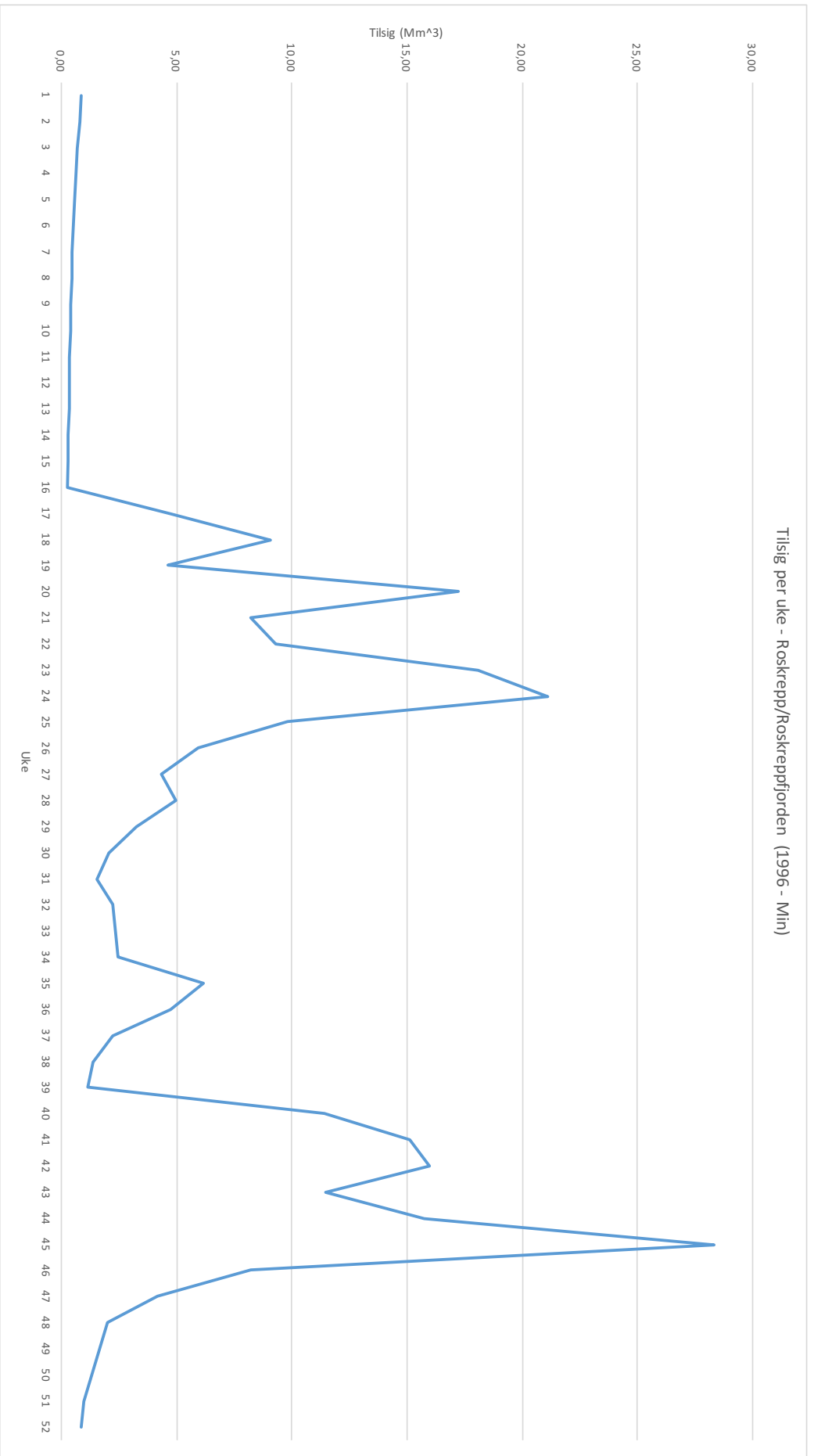
Vedlegg G

Tilsig per uke - Roskrepp/Roskreppfjorden (1990 - Maks)



1990		%	
Sommer	584,73	73,27705	
Mai-Sept	539,89	67,6584182	
Tot	798,0	100	

Tilsig per uke - Roskrepp/Roskreppfjorden (1996 - Min)



	1996	%
Sommer	147,75	54,3558772
Mai-Sept	144,35	53,108085
Tot	271,8	100

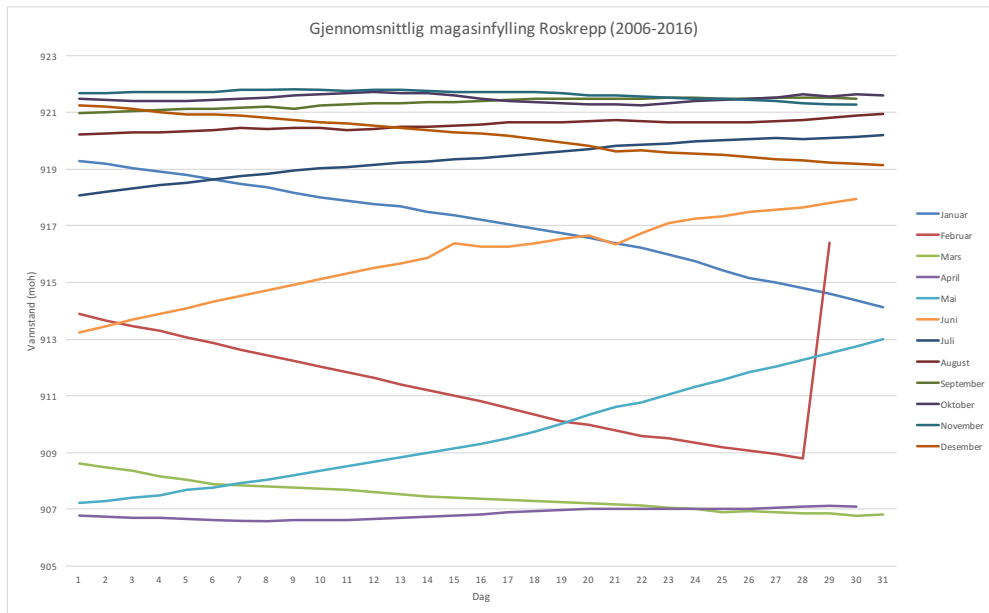
Vedlegg H

	ROSKREPPFJORDEN		ØYARVANN		NESJEN		HONSTØLVANN		SIRDALSVANN		LUNDEVANN					
Magasin	LRV [m]	HRV [m]	Energiekv. lokalt [KWh/m3]	Energiekv. til havet [KWh/m3]	Vannst	Volum	Vannst	Volum	Vannst	Volum	Vannst	Volum				
	890,00	929,00	0,211	2,198	890,00	0,0000	820,00	0,0000	674,00	0,0000	470,00	-0,8613	47,50	0,00	44	0,00
	892,00				892,00	4,0000	822,00	7,7210	676,000	0,0067	472,00	0,8613	48,5	19,00	46	54,66
	894,00				894,00	16,3000	824,00	16,3988	678,00	0,3186	474,00	2,6729	49,50	38,00	48	109,32
	896,00				896,00	34,7700	826,00	26,2858	680,000	1,3238	476,00	5,3488	50,5	57,00	50	163,98
	898,00				898,00	55,9500	828,00	37,7365	682,00	2,9317	478,00	8,9440	51,50	76,00	52	218,00
	900,00				900,00	79,0700	830,00	50,7632	684,000	5,0685	480,00	12,7364	52,5	95,00		
	902,00				902,00	105,0100	832,00	64,7125	686,00	7,7661	482,00	16,7116	53,50	114,00		
	904,00				904,00	134,4100	834,00	79,6538	688,000	11,1245	484,00	20,8620				
	906,00				906,00	166,8900	836,00	95,5003	690,00	15,2709	486,00	25,2237				
	908,00				908,00	201,9000	838,00	112,6898	692,000	20,0276	488,00	29,8409				
	910,00				910,00	239,1100			694,00	30,0847	490,00	34,7100				
	912,00				912,00	278,2200			696,000	45,9077	492,00	39,7909				
	914,00				914,00	319,1000			698,00	63,2580	494,00	45,2123				
	916,00				916,00	361,8200			700,000	82,2362	496,00	51,0149				
	918,00				918,00	406,3300			702,00	102,6879	498,00	57,0797				
	920,00				920,00	452,5000			704,000	124,4148						
	922,00				922,00	500,2800			706,00	148,0620						
	924,00				924,00	549,6000			708,000	173,7815						
	926,00				926,00	600,3700			710,00	200,9086						
	928,00				928,00	654,8900			712,000	229,2577						
	930,00				930,00	713,3800			714,00	258,8555						
									716,000	289,6677						

MAGASINTABELL

Vedlegg I

Gjennomsnitt av Roskrepp Kolonneetiketter													
Radetetiketter	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12 Totalt	
1	919,2837879	913,888447	908,6182955	906,7839924	907,2282955	913,2375833	918,071625	920,220375	920,9757083	921,465	921,6825417	921,246125	915,8655919
2	919,1713636	913,6393182	908,4823864	906,7380303	907,3103409	913,4782083	918,1847083	920,2487917	921,0003333	921,4375417	921,6925833	921,1899167	915,8486133
3	919,0390909	913,4637879	908,3473485	906,7135227	907,3951515	913,7027083	918,3020417	920,28525	921,0454167	921,4194583	921,71275	921,1085	915,8424733
4	918,9292424	913,2945076	908,1799242	906,6901894	907,5096211	913,901125	918,4229583	920,3136667	921,0850417	921,408	921,7230417	921,016	915,8347233
5	918,7853409	913,0759091	908,0288258	906,6675	907,6782129	914,1079167	918,5256667	920,3472917	921,114125	921,4155833	921,7336667	920,93025	915,8294265
6	918,6211742	912,8517803	907,9067424	906,6204924	907,7845076	914,31525	918,628375	920,3622917	921,14175	921,4326667	921,7346444	920,9172917	915,8136612
7	918,4766667	912,6297727	907,8397727	906,5948106	907,9127273	914,5175417	918,7410833	920,4472917	921,1774583	921,48225	921,7390375	920,8781667	915,8266633
8	918,3478788	912,42	907,7940152	906,6023485	908,04625	914,7171667	918,8347917	920,4293333	921,2143333	921,5227917	921,79825	920,8110417	915,82874
9	918,1648864	912,2310227	907,7687879	906,6077652	908,1993182	914,927875	918,9392917	920,45525	921,1382278	921,5820417	921,813125	920,736125	915,8235569
10	918,0606227	912,0438258	907,7358712	906,6293939	908,3621212	915,13075	919,0197917	920,4576667	921,2597917	921,6352917	921,7859583	920,6603333	915,8403633
11	917,867424	911,8418182	907,681553	906,6335606	908,5133333	915,331	919,0855	920,3929583	921,293125	921,6930417	921,7695	920,5940417	915,83775
12	917,7748485	911,6305682	907,6004924	906,6680303	908,6784848	915,4964167	919,144125	920,4153333	921,3182917	921,7203333	921,7962917	920,5218333	915,8400233
13	917,6705682	911,4124621	907,5255303	906,7173106	908,8342424	915,6779583	919,2090833	920,506125	921,327	921,6945417	921,7971667	920,4446667	915,8426133
14	917,5062879	911,1970076	907,465303	906,7512121	908,9978788	915,8525417	919,2766667	920,5079167	921,3435	921,6602083	921,7505417	920,3700833	915,8296733
15	917,3685606	911,004697	907,4154167	906,7795455	909,1357576	916,3805357	919,3355417	920,5360833	921,3758333	921,5977917	921,730625	920,305125	915,8480328
16	917,2097348	910,8131818	907,3794318	906,8283333	909,3074242	916,2697863	919,39325	920,567875	921,4181172	921,4925833	921,7076667	920,23875	915,8196291
17	917,0364773	910,5845455	907,344697	906,8888258	909,4999242	916,2597083	919,4523333	920,63425	921,4581667	921,4152917	921,7072083	920,1643333	915,8064967
18	916,878447	910,3423864	907,2945455	906,951215	909,7354924	916,3980417	919,52525	920,6415417	921,4792917	921,374875	921,6994142	920,06225	915,7982728
19	916,726553	910,1105303	907,2617045	906,9915909	910,0227652	916,5325417	919,63075	920,6505833	921,4904583	921,3392083	921,6729583	919,926375	915,7973867
20	916,5619318	909,9840152	907,2285606	907,0091667	910,3351515	916,6752083	919,72175	920,6935417	921,4871667	921,302	921,6172083	919,825875	915,8042767
21	916,3857576	909,7944697	907,1758333	907,0130682	910,6142424	916,324469	919,802	920,722125	921,4902083	921,2792917	921,6099583	919,6320513	915,7448658
22	916,217803	909,6018939	907,1273106	907,0278409	910,7675417	916,7525641	919,865125	920,6830833	921,4982917	921,2489167	921,5572917	919,6495833	915,8041145
23	915,9957955	909,5074242	907,0737121	907,0191667	911,0442083	917,0915417	919,9068333	920,648125	921,51375	921,3102917	921,5140417	919,5966667	915,8210618
24	915,7672727	909,3328409	907,024697	907,0132576	911,3185833	917,2682427	919,969625	920,661	921,51775	921,4162917	921,48325	919,5599583	915,8258521
25	915,447197	909,2094697	906,9051908	907,0093561	911,5785417	917,33675	920,0135417	920,6428333	921,4933333	921,46	921,481	919,4882917	915,8099933
26	915,1697348	909,0925379	906,9308365	907,0313258	911,825	917,4749583	920,006667	920,6539167	921,4839583	921,4833471	921,4517083	919,427375	915,8058146
27	914,9897348	908,9469697	906,8840076	907,0514773	912,0557917	917,5654583	920,08725	920,6824583	921,5078333	921,5009129	921,3948333	919,3654583	915,799795
28	914,7919697	908,7946591	906,8637262	907,08	912,2777083	917,66425	920,0430833	920,7375417	921,5056667	921,6437083	921,32275	919,302375	915,7917479
29	914,5885606	916,405	906,8491985	907,1267045	912,509125	917,801	920,090125	920,8129167	921,507	921,5537759	921,290625	919,24125	916,4870392
30	914,3489394	906,7735878	907,1173106	912,756125	917,9470417	920,1502917	920,8811667	921,4784583	921,6376763	921,2742083	921,2742083	919,1910417	916,5028587
31	914,1283333	906,8282061	906,8282061	913,0033333	913,0033333	920,1993333	920,1993333	920,9465833	921,6139419	921,6139419	921,6139419	919,1387917	916,3966184
Totalt	917,008926	911,2197856	907,463326	906,8452204	909,6179995	915,8679111	919,3429825	920,5543602	921,3380517	921,4916045	921,6364837	920,1791485	915,8724222
	919,2837879	916,405	908,6182955	907,1267045	913,0033333	917,9470417	920,1993333	920,9465833	921,51775	921,7203333	921,813125	921,246125	916,5028587



Vedlegg J

År	Tilsig Øyarvan % av gj.snitt	Tilsig mai-sept	Nødv.volum (M	Tilsig Roskrep % av gj.snitt	Tilgjengelig Kε	Pumpe (Mm^3		
1	296,34	1,10	198,87	55,41	643,12	1,10	104,86	104,86
2	225,28	0,84	151,19	55,41	488,92	0,84	120,31	95,78
3	277,59	1,03	186,29	71,74	602,44	1,03	124,39	114,55
4	266,26	0,99	178,69	59,72	577,84	0,99	115,48	115,48
5	273,60	1,02	183,61	62,32	593,78	1,02	116,35	116,35
6	304,08	1,13	204,07	60,64	659,91	1,13	108,12	108,12
7	179,82	0,67	120,67	53,63	390,24	0,67	128,52	67,04
8	228,47	0,85	153,33	82,19	495,83	0,85	144,96	71,14
9	246,42	0,92	165,37	71,01	534,79	0,92	130,47	94,37
10	361,46	1,35	242,57	66,88	784,44	1,35	101,56	101,56
11	312,66	1,16	209,83	40,45	678,54	1,16	87,16	0,00
12	255,70	0,95	171,60	51,66	554,93	0,95	110,15	110,15
13	220,39	0,82	147,90	64,75	478,28	0,82	130,21	83,15
14	189,32	0,70	127,06	72,87	410,87	0,70	144,65	54,19
15	245,32	0,91	164,64	80,00	532,40	0,91	139,23	84,63
16	277,84	1,03	186,46	67,13	602,97	1,03	119,98	119,32
17	242,65	0,90	162,84	59,66	526,59	0,90	120,56	103,18
18	288,68	1,07	193,73	67,75	626,50	1,07	118,20	118,20
19	308,62	1,15	207,12	57,17	669,78	1,15	103,86	103,86
20	283,46	1,05	190,23	52,59	615,17	1,05	104,99	104,99
21	171,30	0,64	114,96	58,37	371,75	0,64	134,85	56,58
22	326,86	1,22	219,35	84,15	709,35	1,22	125,42	125,42
23	382,38	1,42	256,62	48,40	829,85	1,42	79,52	0,00
24	236,72	0,88	158,87	35,64	513,74	0,88	99,12	99,12
25	289,03	1,08	193,97	69,11	627,27	1,08	119,41	119,41
26	327,70	1,22	219,92	57,09	711,18	1,22	99,63	99,63
27	285,04	1,06	191,29	48,21	618,60	1,06	100,50	100,50
28	298,52	1,11	200,33	58,01	647,85	1,11	106,85	106,85
29	141,26	0,53	94,80	54,91	306,56	0,53	138,11	39,89
30	239,91	0,89	161,00	91,05	520,65	0,89	150,85	69,95
31	257,86	0,96	173,05	68,38	559,62	0,96	125,50	104,67
32	325,75	1,21	218,61	64,25	706,95	1,21	106,83	106,83
33	324,10	1,21	217,50	48,65	703,37	1,21	92,43	0,00
34	267,14	0,99	179,28	49,03	579,76	0,99	105,18	105,18
35	221,83	0,83	148,87	62,12	481,41	0,83	127,41	86,75
36	220,76	0,82	148,15	72,53	479,11	0,82	137,50	75,62
37	256,76	0,96	172,31	72,78	557,23	0,96	129,90	99,53
38	338,45	1,26	227,13	64,51	734,50	1,26	104,31	104,31
39	254,09	0,95	170,52	45,74	551,42	0,95	104,90	104,90
40	300,12	1,12	201,41	65,12	651,33	1,12	113,23	113,23
Gjennomsnitt	268,74	1,00	180,35	61,78	583,22	1,00	116,89	89,73
Maks	382,38	1,42	256,62	91,05	829,85	1,42	150,85	125,42
Min	141,26	0,53	94,80	35,64	306,56	0,53	79,52	0,00

År	Tilsig Øyarvan % av gj.snitt	Tilsig mai-sept	Nødv.volum (M	Tilsig Roskrep % av gj.snitt	Tilgjengelig Kε	Pumpe (Mm^3		
1	296,34	1,10	198,87	55,41	643,12	1,10	104,86	211,00
2	225,28	0,84	151,19	55,41	488,92	0,84	120,31	211,00
3	277,59	1,03	186,29	71,74	602,44	1,03	124,39	114,55
4	266,26	0,99	178,69	59,72	577,84	0,99	115,48	115,48
5	273,60	1,02	183,61	62,32	593,78	1,02	116,35	116,35
6	304,08	1,13	204,07	60,64	659,91	1,13	108,12	108,12
7	179,82	0,67	120,67	53,63	390,24	0,67	128,52	67,04
8	228,47	0,85	153,33	82,19	495,83	0,85	144,96	71,14
9	246,42	0,92	165,37	71,01	534,79	0,92	130,47	94,37
10	361,46	1,35	242,57	66,88	784,44	1,35	101,56	101,56
11	312,66	1,16	209,83	40,45	678,54	1,16	87,16	0,00
12	255,70	0,95	171,60	51,66	554,93	0,95	110,15	110,15
13	220,39	0,82	147,90	64,75	478,28	0,82	130,21	83,15
14	189,32	0,70	127,06	72,87	410,87	0,70	144,65	54,19
15	245,32	0,91	164,64	80,00	532,40	0,91	139,23	84,63
16	277,84	1,03	186,46	67,13	602,97	1,03	119,98	119,32
17	242,65	0,90	162,84	59,66	526,59	0,90	120,56	103,18
18	288,68	1,07	193,73	67,75	626,50	1,07	118,20	118,20
19	308,62	1,15	207,12	57,17	669,78	1,15	103,86	103,86
20	283,46	1,05	190,23	52,59	615,17	1,05	104,99	104,99
21	171,30	0,64	114,96	58,37	371,75	0,64	134,85	56,58
22	326,86	1,22	219,35	84,15	709,35	1,22	125,42	125,42
23	382,38	1,42	256,62	48,40	829,85	1,42	79,52	0,00
24	236,72	0,88	158,87	35,64	513,74	0,88	99,12	99,12
25	289,03	1,08	193,97	69,11	627,27	1,08	119,41	119,41
26	327,70	1,22	219,92	57,09	711,18	1,22	99,63	99,63
27	285,04	1,06	191,29	48,21	618,60	1,06	100,50	100,50
28	298,52	1,11	200,33	58,01	647,85	1,11	106,85	106,85
29	141,26	0,53	94,80	54,91	306,56	0,53	138,11	39,89
30	239,91	0,89	161,00	91,05	520,65	0,89	150,85	69,95
31	257,86	0,96	173,05	68,38	559,62	0,96	125,50	104,67
32	325,75	1,21	218,61	64,25	706,95	1,21	106,83	106,83
33	324,10	1,21	217,50	48,65	703,37	1,21	92,43	0,00
34	267,14	0,99	179,28	49,03	579,76	0,99	105,18	105,18
35	221,83	0,83	148,87	62,12	481,41	0,83	127,41	86,75
36	220,76	0,82	148,15	72,53	479,11	0,82	137,50	75,62
37	256,76	0,96	172,31	72,78	557,23	0,96	129,90	99,53
38	338,45	1,26	227,13	64,51	734,50	1,26	104,31	104,31
39	254,09	0,95	170,52	45,74	551,42	0,95	104,90	104,90
40	300,12	1,12	201,41	65,12	651,33	1,12	113,23	113,23
Gjennomsnitt	268,74	1,00	180,35	61,78	583,22	1,00	116,89	95,27
Maks	382,38	1,42	256,62	91,05	829,85	1,42	150,85	211,00
Min	141,26	0,53	94,80	35,64	306,56	0,53	79,52	0,00

År	Tilslig Øyarvan % av gj.snitt	Tilslig mai-sept	Nødv.volum (M	Tilslig Roskrep % av gj.snitt	Tilgjengelig Kε	Pumpe (Mm^3		
1	296,34	1,10	198,87	55,41	643,12	1,10	104,86	0,00
2	225,28	0,84	151,19	55,41	488,92	0,84	120,31	0,00
3	277,59	1,03	186,29	71,74	602,44	1,03	124,39	114,55
4	266,26	0,99	178,69	59,72	577,84	0,99	115,48	115,48
5	273,60	1,02	183,61	62,32	593,78	1,02	116,35	116,35
6	304,08	1,13	204,07	60,64	659,91	1,13	108,12	108,12
7	179,82	0,67	120,67	53,63	390,24	0,67	128,52	67,04
8	228,47	0,85	153,33	82,19	495,83	0,85	144,96	71,14
9	246,42	0,92	165,37	71,01	534,79	0,92	130,47	94,37
10	361,46	1,35	242,57	66,88	784,44	1,35	101,56	101,56
11	312,66	1,16	209,83	40,45	678,54	1,16	87,16	0,00
12	255,70	0,95	171,60	51,66	554,93	0,95	110,15	110,15
13	220,39	0,82	147,90	64,75	478,28	0,82	130,21	83,15
14	189,32	0,70	127,06	72,87	410,87	0,70	144,65	54,19
15	245,32	0,91	164,64	80,00	532,40	0,91	139,23	84,63
16	277,84	1,03	186,46	67,13	602,97	1,03	119,98	119,32
17	242,65	0,90	162,84	59,66	526,59	0,90	120,56	103,18
18	288,68	1,07	193,73	67,75	626,50	1,07	118,20	118,20
19	308,62	1,15	207,12	57,17	669,78	1,15	103,86	103,86
20	283,46	1,05	190,23	52,59	615,17	1,05	104,99	104,99
21	171,30	0,64	114,96	58,37	371,75	0,64	134,85	56,58
22	326,86	1,22	219,35	84,15	709,35	1,22	125,42	125,42
23	382,38	1,42	256,62	48,40	829,85	1,42	79,52	0,00
24	236,72	0,88	158,87	35,64	513,74	0,88	99,12	99,12
25	289,03	1,08	193,97	69,11	627,27	1,08	119,41	119,41
26	327,70	1,22	219,92	57,09	711,18	1,22	99,63	99,63
27	285,04	1,06	191,29	48,21	618,60	1,06	100,50	100,50
28	298,52	1,11	200,33	58,01	647,85	1,11	106,85	106,85
29	141,26	0,53	94,80	54,91	306,56	0,53	138,11	39,89
30	239,91	0,89	161,00	91,05	520,65	0,89	150,85	69,95
31	257,86	0,96	173,05	68,38	559,62	0,96	125,50	104,67
32	325,75	1,21	218,61	64,25	706,95	1,21	106,83	106,83
33	324,10	1,21	217,50	48,65	703,37	1,21	92,43	0,00
34	267,14	0,99	179,28	49,03	579,76	0,99	105,18	105,18
35	221,83	0,83	148,87	62,12	481,41	0,83	127,41	86,75
36	220,76	0,82	148,15	72,53	479,11	0,82	137,50	75,62
37	256,76	0,96	172,31	72,78	557,23	0,96	129,90	99,53
38	338,45	1,26	227,13	64,51	734,50	1,26	104,31	104,31
39	254,09	0,95	170,52	45,74	551,42	0,95	104,90	104,90
40	300,12	1,12	201,41	65,12	651,33	1,12	113,23	113,23
Gjennomsnitt	268,74	1,00	180,35	61,78	583,22	1,00	116,89	84,72
Maks	382,38	1,42	256,62	91,05	829,85	1,42	150,85	125,42
Min	141,26	0,53	94,80	35,64	306,56	0,53	79,52	0,00

Vedlegg K

Vedlegg L

Vedlegg M

Vedlegg N

Prophetium	0	0.24	0.48	0.72	0.96	1.20	1.44	1.68	1.92	2.16	2.40	2.64	2.88	3.12	3.36	3.60	3.84	4.08	4.32	4.56	4.80	5.04	5.28	5.52	5.76	6.00	6.24	6.48	6.72	6.96	7.20	7.44	7.68	7.92	8.16	8.40	8.64	8.88	9.12	9.36	9.60	9.84	10.08	10.32	10.56	10.80	11.04	11.28	11.52	11.76	12.00	12.24	12.48	12.72	12.96	13.20	13.44	13.68	13.92	14.16	14.40	14.64	14.88	15.12	15.36	15.60	15.84	16.08	16.32	16.56	16.80	17.04	17.28	17.52	17.76	18.00	18.24	18.48	18.72	18.96	19.20	19.44	19.68	19.92	20.16	20.40	20.64	20.88	21.12	21.36	21.60	21.84	22.08	22.32	22.56	22.80	23.04	23.28	23.52	23.76	24.00	24.24	24.48	24.72	24.96	25.20	25.44	25.68	25.92	26.16	26.40	26.64	26.88	27.12	27.36	27.60	27.84	28.08	28.32	28.56	28.80	29.04	29.28	29.52	29.76	30.00	30.24	30.48	30.72	30.96	31.20	31.44	31.68	31.92	32.16	32.40	32.64	32.88	33.12	33.36	33.60	33.84	34.08	34.32	34.56	34.80	35.04	35.28	35.52	35.76	36.00	36.24	36.48	36.72	36.96	37.20	37.44	37.68	37.92	38.16	38.40	38.64	38.88	39.12	39.36	39.60	39.84	40.08	40.32	40.56	40.80	41.04	41.28	41.52	41.76	42.00	42.24	42.48	42.72	42.96	43.20	43.44	43.68	43.92	44.16	44.40	44.64	44.88	45.12	45.36	45.60	45.84	46.08	46.32	46.56	46.80	47.04	47.28	47.52	47.76	48.00	48.24	48.48	48.72	48.96	49.20	49.44	49.68	49.92	50.16	50.40	50.64	50.88	51.12	51.36	51.60	51.84	52.08	52.32	52.56	52.80	53.04	53.28	53.52	53.76	54.00	54.24	54.48	54.72	54.96	55.20	55.44	55.68	55.92	56.16	56.40	56.64	56.88	57.12	57.36	57.60	57.84	58.08	58.32	58.56	58.80	59.04	59.28	59.52	59.76	60.00	60.24	60.48	60.72	60.96	61.20	61.44	61.68	61.92	62.16	62.40	62.64	62.88	63.12	63.36	63.60	63.84	64.08	64.32	64.56	64.80	65.04	65.28	65.52	65.76	66.00	66.24	66.48	66.72	66.96	67.20	67.44	67.68	67.92	68.16	68.40	68.64	68.88	69.12	69.36	69.60	69.84	70.08	70.32	70.56	70.80	71.04	71.28	71.52	71.76	72.00	72.24	72.48	72.72	72.96	73.20	73.44	73.68	73.92	74.16	74.40	74.64	74.88	75.12	75.36	75.60	75.84	76.08	76.32	76.56	76.80	77.04	77.28	77.52	77.76	78.00	78.24	78.48	78.72	78.96	79.20	79.44	79.68	79.92	80.16	80.40	80.64	80.88	81.12	81.36	81.60	81.84	82.08	82.32	82.56	82.80	83.04	83.28	83.52	83.76	84.00	84.24	84.48	84.72	84.96	85.20	85.44	85.68	85.92	86.16	86.40	86.64	86.88	87.12	87.36	87.60	87.84	88.08	88.32	88.56	88.80	89.04	89.28	89.52	89.76	90.00	90.24	90.48	90.72	90.96	91.20	91.44	91.68	91.92	92.16	92.40	92.64	92.88	93.12	93.36	93.60	93.84	94.08	94.32	94.56	94.80	95.04	95.28	95.52	95.76	96.00	96.24	96.48	96.72	96.96	97.20	97.44	97.68	97.92	98.16	98.40	98.64	98.88	99.12	99.36	99.60	99.84	100.08	100.32	100.56	100.80	101.04	101.28	101.52	101.76	102.00	102.24	102.48	102.72	102.96	103.20	103.44	103.68	103.92	104.16	104.40	104.64	104.88	105.12	105.36	105.60	105.84	106.08	106.32	106.56	106.80	107.04	107.28	107.52	107.76	108.00	108.24	108.48	108.72	108.96	109.20	109.44	109.68	109.92	110.16	110.40	110.64	110.88	111.12	111.36	111.60	111.84	112.08	112.32	112.56	112.80	113.04	113.28	113.52	113.76	114.00	114.24	114.48	114.72	114.96	115.20	115.44	115.68	115.92	116.16	116.40	116.64	116.88	117.12	117.36	117.60	117.84	118.08	118.32	118.56	118.80	119.04	119.28	119.52	119.76	120.00	120.24	120.48	120.72	120.96	121.20	121.44	121.68	121.92	122.16	122.40	122.64	122.88	123.12	123.36	123.60	123.84	124.08	124.32	124.56	124.80	125.04	125.28	125.52	125.76	126.00	126.24	126.48	126.72	126.96	127.20	127.44	127.68	127.92	128.16	128.40	128.64	128.88	129.12	129.36	129.60	129.84	130.08	130.32	130.56	130.80	131.04	131.28	131.52	131.76	132.00	132.24	132.48	132.72	132.96	133.20	133.44	133.68	133.92	134.16	134.40	134.64	134.88	135.12	135.36	135.60	135.84	136.08	136.32	136.56	136.80	137.04	137.28	137.52	137.76	138.00	138.24	138.48	138.72	138.96	139.20	139.44	139.68	139.92	140.16	140.40	140.64	140.88	141.12	141.36	141.60	141.84	142.08	142.32	142.56	142.80	143.04	143.28	143.52	143.76	144.00	144.24	144.48	144.72	144.96	145.20	145.44	145.68	145.92	146.16	146.40	146.64	146.88	147.12	147.36	147.60	147.84	148.08	148.32	148.56	148.80	149.04	149.28	149.52	149.76	150.00	150.24	150.48	150.72	150.96	151.20	151.44	151.68	151.92	152.16	152.40	152.64	152.88	153.12	153.36	153.60	153.84	154.08	154.32	154.56	154.80	155.04	155.28	155.52	155.76	156.00	156.24	156.48	156.72	156.96	157.20	157.44	157.68	157.92	158.16	158.40	158.64	158.88	159.12	159.36	159.60	159.84	160.08	160.32	160.56	160.80	161.04	161.28	161.52	161.76	162.00	162.24	162.48	162.72	162.96	163.20	163.44	163.68	163.92	164.16	164.40	164.64	164.88	165.12	165.36	165.60	165.84	166.08	166.32	166.56	166.80	167.04	167.28	167.52	167.76	168.00	168.24	168.48	168.72	168.96	169.20	169.44	169.68	169.92	170.16	170.40	170.64	170.88	171.12	171.36	171.60	171.84	172.08	172.32	172.56	172.80	173.04	173.28	173.52	173.76	174.00	174.24	174.48	174.72	174.96	175.20	175.44	175.68	175.92	176.16	176.40	176.64	176.88	177.12	177.36	177.60	177.84	178.08	178.32	178.56	178.80	179.04	179.28	179.52	179.76	180.00	180.24	180.48	180.72	180.96	181.20	181.44	181.68	181.92	182.16	182.40	182.64	182.88	183.12	183.36	183.60	183.84	184.08	184.32	184.56	184.80	185.04	185.28	185.52	185.76	186.00	186.24	186.48	186.72	186.96	187.20	187.44	187.68	187.92	188.16	188.40	188.64	188.88	189.12	189.36	189.60	189.84	190.08	190.32	190.56	190.80	191.04	191.28	191.52	191.76	192.00	192.24	192.48	192.72	192.96	193.20	193.44	193.68	193.92	194.16	194.40	194.64	194.88	195.12	195.36	195.60	195.84	196.08	196.32	196.56	196.80	197.04	197.28	197.52	197.76	198.00	198.24	198.48	198.72	198.96	199.20	199.44	199.68	199.92	200.16	200.40	200.64	200.88	201.12	201.36	201.60	201.84	202.08	202.32	202.56	202.80	203.04	203.28	203.52	203.76	204.00	204.24	204.48	204.72	204.96	205.20	205.44	205.68	205.92	206.16	206.40	206.64	206.88	207.12	207.36	207.60	207.84	208.08	208.32	208.56	208.80	209.04	209.28	209.52	209.76	210.00	210.24	210.48	210.72	210.96	211.20	211.44	211.68	211.92	212.16	212.40	212.64	212.88	213.12	213.36	213.60	213.84	214.08	214.32	214.56	214.80	215.04	215.28	215.52	215.76	216.00	216.24	216.48	216.72	216.96	217.20	217.44	217.68	217.92	218.16	218.40	218.64	218.88	219.12	219.36	219.60	219.84	220.08	220.32	220.56	220.80	221.04	221.28	221.52	221.76	222.00	222.24	222.48	222.72	222.96	223.20	223.44	223.68	223.92	224.16	224.40	224.64	224.88	225.12	225.36	225.60	225.84	226.08	226.32	226.56	226.80	227.04	227.28	227.52	227.76	228.00	228.24	228.48	228.72	228.96	229.20	229.44	229.68	229.92	230.16	230.40	230.64	230.88	231.12	231.36	231.60	231.84	232.08	232.32	232.56	232.80	233.04	233.28	233.52	233.76	234.00	234.24	234.48	234.72	234.96	235.20	235.44	235.68	235.92	236.16	236.40	236.64	236.88	237.12	237.36	237.60	237.84	238.08	238.32	238.56	238.80	239.04	239.28	239.52	239.76	240.00	240.24	240.48	240.72	240.96	241.20	241.44	241.68	241.92	242.16	242.40	242.64	242.88	243.12	243.36	243.60	243.84	244.08	244.32	244.56	244.80	245.04	245.28	245.52	245.76	246.00	246.24	246.48	246.72	246.96	247.20	247.44	247.68	247.92	248.16	248.40	248.64	248.88	249.12	249.36	249.60	249.84	250.08	250.32	250.56	250.80	251.04	251.28	251.52	251.76	252.00	252.24	252.48	252.72	252.96	253.20	253.44	253.68	253.92	254.16	254.40	254.64	254.88	255.12	255.36	255.60	255.84	256.08	256.32	256.56	256.80	257.04	257.28	257.52	257.76	258.00	258.24	258.48	258.72	258.96	259.20	259.44	259.68	259.92	260.16	260.40	260.64	260.88	261.12	261.36	261.60	261.84	262.08	262.32	262.56	262.80	263.04	263.28	263.52	263.76	264.00	264.24	264.48	264.72	264.96	265.20	265.44	265.68	265.92	266.16	266.40	266.64	266.88	267.12	267.36	267.60	267.84	268.08	268.32	268.56	268.80	269.04	269.28	269.52	269.76	270.00	270.24	270.48	270.72	270.96	271.20	271.44	271.68	271.92	272.16	272.40	272.64	272.88	273.12	273.36	273.60	273.84	274.08	274.32	274.56	274.80	275.04	275.28	275.52	275.76	276.00	276.24	276.48	276.72	276.96	277.20	277.44	277.68	277.92	278.16	278.40	278.64	278.88	
------------	---	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--

Vedlegg O

Vedlegg P

Vedlegg Q

Vedlegg R

Gjennomsnitt av Nesjen	Kolonneketter												Maks	Min
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Totalt		
1	708,898293	712,343409	710,2473387	707,1543145	706,5536962	705,5804839	713,3002419	711,4254435	713,7076763	711,6428202	712,1640995	710,263828	713,7076763	705,5804839
2	707,3906994	708,4658185	709,9914799	700,2715327	703,7971577	705,3458929	711,3004741	708,3356845	712,1422173	710,0457292	712,4244828	708,1672964	712,4244828	700,2715327
3	704,2179677	700,9696501	705,914603	688,450323	696,4320861	702,1336743	710,9875101	703,7954717	709,5094616	708,2390444	707,74725	703,7452877	710,9875101	688,450323
4	698,080875	691,7878333	687,8757917	688,9233333	688,8982083	702,4929722	705,5289861	698,735007	704,6166944	702,9434353	707,74725	697,9656731	707,74725	687,8757917
5	703,5846371	703,4489382	702,9896909	701,6218548	694,9587903	708,9000403	706,3088306	706,7858737	704,0555511	697,1701757	705,6020635	703,1516499	708,9000403	694,9587903
6	705,222875	702,5855278	710,7750833	705,1554861	697,1255556	712,0505694	710,3239167	712,0561441	708,4198611	704,4575278	705,6020635	706,8085086	712,0561441	697,1255556
7	702,8382661	705,443414	708,6248253	706,7049059	696,0013978	710,2875806	710,2875806	709,7869607	702,4558345	708,4589445	704,4575278	706,4042649	713,4490054	696,0013978
8	704,1286559	711,3132527	708,5969892	710,9249731	697,6697715	712,8396237	712,5543145	707,5481335	702,8356199	712,6108737	708,0743363	708,0743363	712,8396237	697,6697715
9	704,9335278	714,767528	709,2747361	713,821975	699,7872917	713,7003333	713,8684937	707,5584107	711,09325	713,7252917	710,254465	710,254465	714,767528	699,7872917
10	703,2709799	713,1555034	710,2104564	711,6301611	703,6827785	714,3838255	714,5549396	703,7092443	710,0787214	710,2366981	714,5549396	709,4939806	714,5549396	703,2709799
11	710,8543611	711,540875	713,5680694	711,2164861	708,1039583	713,104875	713,3247361	706,4418359	712,9577778	711,6453472	714,5572849	711,2765037	713,5680694	706,4418359
12	714,1897177	709,9343548	711,3065188	711,8856989	705,3791801	713,7914113	711,7740995	708,8659219	708,6248522	714,5572849	708,6248522	711,0311951	714,5572849	705,3791801
Totalt	705,6291324	707,1585548	707,4572279	704,8527469	699,8495388	709,8467888	711,1540986	707,0792082	708,4172948	708,9184537	709,4571764	707,1270363	711,0311951	705,3791801

Maks 714,1897177 714,767528 713,5680694 713,821975 708,1039583 714,3838255 714,5549396 712,0561441 713,7076763 714,5572849 712,4244828
Min 698,080875 691,7878333 687,8757917 688,450323 688,8982083 702,1336743 705,5289861 698,735007 702,4558345 697,1701757 705,6020635