

Pumpe-og effektkraftverk i Nordfjord

Espen Austrheim Erdal

Bygg- og miljøteknikk

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Leif Lia, IVM

Medveileder: Ånund Killingtveit, IVM
Tormunn Skarstad, SFE

Noregs teknisk-naturvitskaplege universitet
Institutt for vann- og miljøteknikk



MASTEROPPGÅVE

Student: *ESPEN AUSTRHEIM ERDAL*

Tittel: **PUMPE- OG EFFEKTkraftVERK I NORDFJORD**

1 **BAKGRUNN**

I Nordfjord er områda rundt Svelgen, Bremanger og Ålfoten prega av kraftig nedbør og omfattande kraftutbygging frå mange ti-år. Det finnast også planar og utgreiinga som kan gje omfattande småkraft-og vindkraftutbygging i det same området. Storskala utbygging vil krevje balansering med andre kraftkjelder, avhengig av forholda mellom regulert og uregulert effekt. Vasskraftverk med magasin vil vere eit fyrsteval når det gjeld balansering av uregulert kraftproduksjon og oppgåva drøftar derfor potensialet for storskala pumpe- og effektkraftverk i det nemnte området.

Kraftverka i prosjektområdet eigast i hovudsak av Sogn og Fjordane Energi (SFE), direkte eller indirekte. Eksisterande kraftverk og magasin vil utgjere ein viktig del av grunnlaget for oppgåva, men studien er ikkje avgrensa til berre å vurdere eksisterande magasin.

Effekt over lengre periodar, t.d. veker, kan berre leverast av kraftverk med store magasin. Dimensjonering av pumpekraftverk kan derfor gjerast med fleire ulike utgangspunkt som t.d.

- Pumping av vatn frå låge nivå til langtidsmagasiner (som t.d. på Sira-Kvina og Ulla Førre)
- Pumping/køyring basert på hyppige prisvariasjonar (t.d. frå time til time)
- Pumping/køyring i periodar med/utan tilgang på uregulert energi
- Stabilisering av variasjonar i nettet (spenning/frekvens)
- Andre

2 **CEDREN**

Det arbeidast for tida innanfor CEDREN-programmet (Center for environmental friendly renewable energy) på NTNU/Sintef med scenarier for korleis kraftmarknaden vil utvikle seg m.o.p. betalingsvilje for balansekraft (pumpekraft). Fram til at slike scenarier er på plass, må dimensjonering av pumpe- og effektkraftverk baserast på eitt eller fleire av følgjande fysiske forhold:

- Tidsseriar for vind
- Tidsseriar for nedbør/uregulert produksjon frå vannkraftverk
- Magasin- og produksjonskapasitet i kraftverk med magasin.
- Forbruksmønster i lokalt- og/eller eksportområde
- Andre

Tilgjengelege scenarier frå CEDREN og eigne analyser for Nordfjord vil danne grunnlag for vurderingar og simuleringar for nye pumpe- og effektkraftverk i området.

3 GJENNOMFØRING AV OPPGÅVA

Arbeidet med oppgåva kan delast inn i fire fasar:

3.1 Bakgrunnsmateriale

Tidlegare prosjektrapportar, nyare studier for kraftsituasjonen i Nordfjord (Ørskog – Fardal), tilgjengelege vassførings- og vinddata og nytt materiale ifrå CEDREN må danne eit samla grunnlag for studiet. Materialet skal leie fram mot eit dimensjoneringsgrunnlag, slik at pumpe- og effektkraftverk kan utformast og optimaliserast ut ifrå dette. Det er viktig at tilgjengeleg materiale frå både elkraft, maskin og bygg kjem som grunnlagsmateriale i oppgåva.

3.2 Val av løysing

Ut ifrå anerkjente metodar skal eitt eller fleire alternativ finnast for etablering av storskala pumpe- og effektkraftverk. Valet skal grunngjevast og alle forutsetningar for val og for vidare utforming skal listast opp.

Det er viktig å vise korleis ulik installert uregulert effekt vil påverke løysingane for eit pumpe- eller effektkraftverk.

3.3 Etablering av simuleringsmodell

Det må nyttast ein reknemodell, eigenutvikla eller tilgjengeleg, for å vurdere korleis pumping/produksjon vil bli samkøyrte med vindkraft og anna vasskraftproduksjon.

3.4 Detaljering

Med løysinga frå 3.2 og optimaliserte verdiar frå 3.3. skal eitt eller fleire pumpe- og effektkraftverk detaljerast til eit slikt nivå at det kan reknast relevante kostnadar for bygging. Det vil seie hovuddimensjonar på alle installasjonar og element, med høgder på element og plassering av alle hovudelement i horisontalplanet. Forutsetningar og eventuelt andre viktige forhold må listast opp. Med bruk av fleire alternative løysingar må det visast kva slag forhold som vil føre til val av kvart alternativ.

4 KONTAKTPERSONAR

NTNU	Leif Lia, Professor, formell rettleiar Ånund Killingtveit, Professor, medrettleiar
SFE	Tormunn Skarstad, siv.ing.
NVE	Kjell Erik Stensby, siv.ing.

Det vil bli etablert ei uformell gruppe av alle master- og PhD-studentar som arbeider med pumpekraftverk på IVM.

Det vil i tillegg vere aktuelt å knytte kontakt med fagmiljø som er aktive innanfor studier av pumpekraftverk som Sintef/CEDREN, EnergiNorge, NVE, Vannkraftlaboratoriet NTNU m.fl.

5 RAPPORTFORMAT, REFERANSAR OG ERKLÆRING

Oppgåva skal skrivast i eit tekstbehandlingsprogram slik at figurar, tabellar, foto osb. får god rapportkvalitet. Rapporten skal innehalde eit samandrag, ei innhaldsliste, ei liste over figurer og tabellar, ei litteraturliste og opplysningar om andre relevante referansar og kjelder. Oppgåva skal leverast i A4 format som pdf i DAIM og trykkast i tre eksemplar som leverast faglærer/institutt.

Samandraget skal ikkje ha meir enn 450 ord og skal være eigna for elektronisk rapportering.

Masteroppgåva skal ikkje leverast seinare enn mandag 11. juni 2012.

Trondheim, 16. januar 2012

Leif Lia
Professor

Forord

Masteroppgåva er skriva våren 2012, ved Institutt for Vann- og Miljøteknikk, IVM, NTNU. Etter fleire år med sommarjobb i Sogn og Fjordane Energi på Sandane, fekk eg tilbod om samarbeid både i prosjekt -og masteroppgåve. Masteroppgåva er delvis ei vidareføring av prosjektoppgåva “Opprusting og utviding av kraftverk i Øksnelvane”, skriva hausten 2011.

Arbeidet har vore lærerikt, og ikkje minst har det vore interessant å utvikle ein eigen modell. Mykje av tida er brukt på å få modellen til å fungere tilfredsstillande, noko som ikkje framgår av rapporten. Arbeidet har likevel vore heilt sentralt for å få fram dei resultatane som er presentert.

Underteikna ønskjer å rette ein spesiell takk til rettleiar ved NTNU, professor Leif Lia, for gode innspel både i utviklinga av modell og i etterarbeidet. SFE, med Tormunn Skarstad og Jan Inge Erdal i spissen, har vore svært hjelpsame gjennom heile prosessen. Elles må medstudentar på kontor 2-66 også takkast, for godt samarbeid og gode diskusjonar.

God sommar!

Espen Erdal
Trondheim, Juni 2012

Samandrag

Den nordiske kraftmarknaden er i endring, mellom anna som følgje av utbygging av mykje uregulert produksjon i Noreg og Europa. Uregulert produksjon må balanserast, og Noreg har reguleringsmagasin som kan nyttast til formålet. Det er to alternativ for å utnytte eksisterande reguleringsmagasin betre: auke slukeevna (effektverk) eller byggje pumpekraftverk. Det tekniske potensialet i Noreg er kartlagt i fleire rapportar, men inntekspotensialet er ikkje studert i detalj. Stor usikkerheit i inntekspotensialet gjer det vanskeleg for kraftprodusentar å forsvare investeringar i effekt- eller pumpekraftverk. Rapporten gjer ei teknisk-økonomisk tilnærming, og vurderer kva som skal til for å forsvare investeringane.

Rapporten ser nærare på ein region i Sogn og Fjordane med aukande kraftoverskot. Oppgåveområdet har fleire store regulerte vasskraftsystem og småkraft (elvekraftverk ≤ 10 MW) har tilført mykje uregulert produksjon inn i nettet siste 10 åra. Småkraftpotensialet er likevel langt frå realisert, og samtidig er det gode vilkår for vindkraft. I rapporten er det vurdert korleis ulike nivå av uregulert produksjon i regionen påverkar dei regulerte vasskraftverka.

Ein kraftsystemanalyse er utført. Simuleringsperioden er ut frå tilgjengelige data valt til 2004-2009, med ein times oppløysing. Resultata viser at det er sesongvariasjonar i den uregulerte produksjonen. For kraftsystemet er det særleg småkraft som gir problem, fordi produksjonstoppane kjem samtidig med fulle magasin og stort tilsig til anna vasskraft. Pris er implementert i modell for å sjå korleis marknadsmekanismar påverkar val av installasjon i nye effekt- og pumpekraftverk. Effekt- og pumpekraftverk utnyttar kortsiktige prisskilnader i marknaden, men dagens spotpris har små kortsiktige skilnader. I oppgåva er difor prisskilnadane skalert for å setje eit mål på kva marknadssituasjon som er nødvendig for å forsvare investeringane.

Auke av installasjon i eksisterande kraftverk (effektverk) er vurdert til å vere beste måten å utnytte reguleringsmagasina i regionen. Mykje ny uregulert produksjon set større krav til regulert vasskraft, først og fremst for å ha fridom til å unngå produksjonstoppane. Truleg vil omlegging av køyremønster på reguleringsmagasin, kombinert med auka slukeevne, vere ei god løysing. Det er anbefalt brukstid i området 2500-3000 timar for nye kraftverk.

Effektauke i tre kraftverkssystem i Bremanger er studert. Med 20 øre/kWh døgnvariasjon i marknaden, er det funne økonomisk grunnlag til å senke gjennomsnittleg brukstid i anlegga frå 4900 til 3100 timar. Høge vedlikehaldskostnader av eksisterande kraftverk og potensial for ny kraftproduksjon forsvargar mykje av investeringane i ny effekt.

Pumpekraftverk er først aktuelt i eit system dominert av uregulert produksjon. I eit slikt scenario, er beste lokalitet vurdert til å vere mellom Isavatn og Bjørndalen, med ein installasjon i området 100-200 MW. Magasinkapasiteten i regionen er vurdert til å vere for liten til å regulere sesongvariasjonane i uregulert produksjon. Truleg er dei større einingane i Indre Sogn meir aktuelle til eit slikt formål.

Optimaliseringa er basert på inntektsgrunnlaget i spotprismarknaden. Regulerkraftmarknaden og andre aktuelle inntektskjelder er ikkje med, og må vurderast ved endelig val av installasjon.

Summary

The last decade there has been a significant development of unregulated renewable energy sources both in Norway and rest of Europe, and more will come. This situation increases the demand for balancing services. With 50 % of Europe's reservoir capacity, Norwegian hydropower may contribute both national and international. Within existing reservoirs, there are two main options: increase the capacity (installation) or building pumped storage capacity. Other reports have already covered the technical potential for balancing services in Norway, and there is no doubt that the existing system has a substantial potential for increased balancing capacity. However, in order to justify huge investments, reliable revenues are required. Techno-economic issues are evaluated in this report.

The report considers a region in the Western part of Norway with a huge potential for unregulated renewable energy, mostly unregulated hydro (run-of-river) and wind power. The region has already a substantial amount of regulated hydro power. The report seeks to determine the optimal utilization of the reservoirs, and how the amount of unregulated energy influences the choice of capacity in power plants or pumped storage plants.

A power system analysis is performed for the region studied. The simulation period is from 2004-2009, with one hour time resolution. Elspot price is implemented in the model, to see how it affects the choice of capacity in the power plants and pumped storage plants. Power plants and pumped storage plants exploit price differences on short time basis, but today's Nordic elspot prices have small differences. However, with an increasing level of transnational power trading in the coming years, the Nordic power market may be exposed to the European intra-day changes, which are larger. Price differences are scaled in the model, to find the level at which investments are profitable.

The analyses show that power plants with increased capacity is the best way to exploit existing reservoirs. In a system dominated by unregulated energy, it is important to avoid the time periods where the transmission system is fully utilized. A techno-economic optimizing recommends 2500-3000 full load hours in new power plants.

Three hydro power systems in Nordfjord are studied. With 0.2 NOK/kWh intra-day price difference, it is economical to decrease from today's 4900 to 3100 full load hours. High maintenance cost and potential for higher power generation are the main drivers behind the suggested expansions.

Results given by the model developed, show that pumped storage capacity is best fitted in a system dominated by unregulated energy sources. With the reservoirs available in the region, a pumped storage installation in the range of 100-200 MW in Isavatn serves the system at best. The analysis show that huge reservoirs are needed to balance the seasonal variations caused by unregulated energy sources. Regional power plants with larger reservoirs (Indre Sogn) are probably better suited for this task.

Huge investments in balancing hydro power have to take all possible revenues into consideration. Spot market, regulation market and long term contracts are possible sources for income. This report evaluates only the spot market.

Innhold

1	Innleiing	1
2	Litteraturstudie	3
2.1	Nasjonal og internasjonal situasjon	3
2.1.1	Noreg og Norden	3
2.1.2	Tyskland og Europa	5
2.2	Ulike løysingar	5
2.2.1	Effektverk	6
2.2.2	Pumpekraftverk	7
2.3	Vindkraft	8
3	Bakgrunnsmateriale	11
3.1	Definisjon av region	11
3.2	Nettsituasjon	12
3.3	Eksisterande kraftproduksjon	14
3.3.1	Uregulert kraftproduksjon	14
3.3.2	Regulert kraftproduksjon	15
3.4	Potensial for ny kraftproduksjon	16
3.4.1	Vasskraft	16
3.4.2	Vindkraft	18
3.5	Forbruk	19
4	Modell	21
4.1	Inndata	21
4.1.1	Forbruk	21
4.1.2	Uregulert kraftproduksjon	22
4.1.3	Regulert vasskraftproduksjon	24
4.1.4	Pumpekraftverk	26
4.1.5	Spotpris	27
4.1.6	Produksjonsscenario	29
4.2	Beskriving av modell	30
4.3	Kontroll av modell	32
5	Resultat av analyse	33
5.1	Generelle resultat	33
5.2	Resultat Scenario 1	37
5.2.1	Effektverk	38
5.2.2	Pumpekraftverk	41

5.3	Resultat Scenario 2	45
5.3.1	Effektverk	46
5.3.2	Pumpekraftverk	47
6	Tolkning av resultat	49
6.1	Hovudkonklusjonar	49
6.2	Scenario 1	51
6.3	Scenario 2	51
7	Kostnadsoverslag	53
7.1	Føresetnader	53
7.2	Effektverk	55
7.2.1	Øksenelvane	56
7.2.2	Åskåra 3- Øvre Bredvatn	58
7.2.3	Svelgen 2	59
7.2.4	Svelgen 3	60
7.3	Pumpekraftverk	62
7.3.1	Isavatn	63
7.3.2	Svartevatn	65
8	Optimalisering	67
8.1	Effektverk	67
8.1.1	Øksenelvane	68
8.1.2	Åskåra 3- Øvre Bredvatn	68
8.1.3	Svelgen 2	69
8.1.4	Svelgen 3	69
8.2	Pumpekraftverk	70
8.3	Oppsummering optimalisering	71
9	Diskusjon	73
9.1	Modell	73
9.2	Effektverk	74
9.3	Pumpekraftverk	74
9.4	Miljø	75
9.5	Vidare arbeid	76
10	Konklusjon	77
	Referansar	79
	Vedlegg	I
A	Forbruksprognose	III
B	Kostnadsutrekning	V
C	Optimalisering	XIII
D	Skript til modell	XVII

Figurar

2.1	Scenario for det norske vasskraftsystemet	4
2.2	Kostnader for pumpekraftverk	8
3.1	Kart over oppgåveområdet	11
3.2	Sentralnett i Sogn og Fjordane	13
3.3	Oversikt over planlagde utenlandsforbindelsar	14
3.4	Potensial for småkraft fordelt på kommunane	17
3.5	Forbruket i regionen siste 10 åra	19
3.6	Forbruksprognose for Sogn og Fjordane	20
4.1	Variasjonar i alminnelig forbruk i SFE sitt nett (2011)	21
4.2	Produksjonsdata for Ryssdalen kraftverk	22
4.3	Produksjonsdata for Eidsfossen kraftverk	23
4.4	Simulert produksjonsdata for vindkraftverk på Marafjellet	23
4.5	Samla produksjon for dei uregulerte kjeldene i 2011	24
4.6	Typiske magasinkurver for Store Åskårsvatn	25
4.7	Typiske tilsigskurver for Åskåra	25
4.8	Gjennomsnittleg døgnvariasjon i forbruk og spotpris i 2011	27
4.9	Konstruerte prisvariasjonar innanfor døgnet	28
4.10	Konstruerte prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon	28
4.11	Inndata i modell	31
4.12	Kontroll: Samanlikning av gjennomsnittleg oppnådd spotpris	32
5.1	Kraftflyt i typisk simulering	34
5.2	Verknad av effektauke	35
5.3	Samvariasjon mellom simulert uregulert produksjon og pumpekraft	36
5.4	Magasinfyllingar i eit typisk år	36
5.5	Scenario 1.1: Kraftflyt	37
5.6	Scenario 1.2: Kraftflyt	38
5.7	Scenario 1.1: Energitaup som funksjon av brukstid i effektverket	39
5.8	Scenario 1.2: Energitaup som funksjon av brukstid i effektverket	39
5.9	Scenario 1.1: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket	40
5.10	Scenario 1.2: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket	40
5.11	Scenario 1.1: Magasinfylling i pumpekraftverket for ulike prisscenario	42
5.12	Scenario 1.1: Økonomi pumpekraftverk	43
5.13	Scenario 1.2: Økonomi pumpekraftverk	44
5.14	Scenario 2: Kraftflyt	45
5.15	Scenario 2: Energitaup som funksjon av brukstid i effektverket	46
5.16	Scenario 2: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket	46

5.17	Scenario 2: Magasinfylling i pumpekraftverket for ulike prisscenario	47
5.18	Scenario 2: Økonomi pumpekraftverk	48
7.1	Plassering av dei utvalte effektverka	56
7.2	Øksenelvane: Vertikalsnitt for nytt kraftverk	57
7.3	Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Vertikalsnitt for nytt kraftverk	58
7.4	Svelgen 2: Vertikalsnitt for nytt kraftverk	60
7.5	Svelgen 3: Vertikalsnitt for nytt kraftverk	61
7.6	Isavatn: Plassering av pumpekraftverk	63
7.7	Isavatn: Vertikalsnitt for pumpekraftverk	64
7.8	Svartevatn: Plassering av pumpekraftverk	65
7.9	Svartevatn: Vertikalsnitt for pumpekraftverk	65
8.1	Øksenelvane: Marginalbetragtning	68
8.2	Åskåra 3- Øvre Bredvatn: Marginalbetragtning	68
8.3	Svelgen 2: Marginalbetragtning	69
8.4	Svelgen 3: Marginalbetragtning	69
8.5	Marginalbetragtning for pumpekraftverk	70

Tabellar

2.1	Hovuddata for norsk elkraftproduksjon	6
3.1	Uregulert kraftproduksjon	14
3.2	Regulert vasskraftproduksjon	15
3.3	Større kjende vasskraftprosjekt	16
3.4	Prognosar for ny produksjon	17
3.5	Kjende vindkraftprosjekt	18
4.1	Prisscenario	29
4.2	Produksjonsscenario	29
5.1	Scenario 1: Hovuddata	37
5.2	Scenario 1.1: Utvalte data for pumpekraftverk	41
5.3	Scenario 1.2: Utvalte data for pumpekraftverk	44
5.4	Scenario 2: Hovuddata	45
5.5	Scenario 2: Utvalte data for pumpekraftverk	47
7.1	Postar i kostnadsutrekning	55
7.2	Utvalte kraftverk for effektauke	56
7.3	Øksnelvane: Hovuddata for nytt kraftverk	56
7.4	Øksnelvane: Kostnad for effektauke	57
7.5	Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Hovuddata for nytt kraftverk	58
7.6	Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Kostnad for effektauke	59
7.7	Svelgen 2: Hovuddata for nytt kraftverk	59
7.8	Svelgen 2: Kostnad for effektauke	60
7.9	Svelgen 3: Hovuddata for nytt kraftverk	61
7.10	Svelgen 3: Kostnad for effektauke	61
7.11	Pumpekraftverk: Hovuddata for vurderte alternativ	62
7.12	Isavatn: Kostnadsestimat	64
7.13	Svartevatn: Kostnadsestimat	66
8.1	Oppsummering optimale installasjonar	71

1. Innleiing

Energisystemet i Noreg vart fram til 1990 bygd opp med tanke på sikker energileveranse, og staten styrte utbygginga. Føresetnadane har endra seg, og i dag er det marknadsmekanismene som styrer. Energimarknaden er i sterk endring, og det er politiske diskusjonar kring Noregs rolle som energiproducent. Internasjonalt er fokuset stort på å byggje ut ny fornybar kraftproduksjon, og uregulerte energikjelder som vindkraft og solkraft vert utbygd i stor skala. Uregulerte fornybare energikjelder gir store kortsiktige variasjonar i produksjon, og medfører behov for regulering. Også i Noreg blir det bygd ny uregulert kraftproduksjon, i hovudsak i form av småkraft (elvekraftverk ≤ 10 MW) og noko vindkraft. Småkraftpotensialet er stort og ein del er allereie utbygd. Grunna god økonomi i prosjekta og elsertifikatordninga som er innført, vil det kome mykje småkraft neste åra. Potensialet for vindkraftproduksjon er også stort, men dagens prisnivå gir dårleg lønsemd. Utbyggingstakta av uregulert produksjon er vanskeleg å spå, og vil avhenge av politisk vilje og prisutvikling. Elsertifikatordninga innført 01.01.2012 har mål om 26.4 TWh i Noreg og Sverige innan 2020 (NVE 2011a).

SFE er eit kraftselskap med mykje regulert vasskraftproduksjon i Sogn og Fjordane, med hovudvekt i Nordfjord. Svelgen, Åskåra og Øksnelvane er i SFE sitt eige, direkte eller indirekte, og mange av kraftverka i systema er eldre enn si tekniske levetid. Innanfor ein tiårsperiode må kraftverka fornyast. I hovudsak er det to alternativ: ruste opp eksisterande kraftverk eller byggje nytt. Behov for rehabilitering, høge brukstider og potensial for ny produksjon gjer det aktuelt med nybygg i fleire av vassdraga.

Det vil kome mykje ny uregulert produksjon i Sogn og Fjordane, med dei utfordringar det gir for energisystemet. Truleg vil reguleringsmagasina få større verdi enn dei har i dag. Rapporten fokuserer på å finne beste måten å utnytte eksisterande reguleringsmagasin, enten det er i form av effektverk (vasskraftverk med låg brukstid) eller pumpekraftverk. Ein simuleringsmodell er sett opp som ein del av arbeidet. Målet er å gi anbefalingar for plassering og val av effektinstallasjon både for effekt- og pumpekraftverk ut frå ei teknisk-økonomisk optimalisering.

2. Litteraturstudie

2.1 Nasjonal og internasjonal situasjon

Noreg har gode føresetnader for fornybar energiproduksjon. Høge fjell og mykje nedbør har lagt grunnlag for ein elektrisitetsproduksjon beståande av 99% vasskraft, noko som er heilt unikt i verdssamanheng (NVE 2012). Til samanlikning kjem mesteparten av produksjonen i Europa frå forureinande kraftverk. Det er politisk vilje i EU for å auke andelen elektrisitetsproduksjon frå fornybare kjelder. Ikkje berre skal CO₂-utsleppa ned, mykje av atomkrafta skal også fasast ut. Ulykka i Japan i 2011 sette verkeleg fart i diskusjonane kring atomkraft, og Tyskland vedtok å leggje ned all atomkraft innan 2022 (Statnett 2012). For å nå dei ambisjonsrike måla, er det i hovudsak satsa på solkraft og vindkraft. Satsinga er ikkje problemfri, ikkje minst for leveringsstabiliteten. Eit energisystem med stort innslag av uregulerte kjelder treng balansekraft. Balansering kan løysast på fleire måtar: energi-lagring, store nettstrukturar eller høg andel kraftverk med moglegheit for rask regulering av effekt (CEDREN 2011b). Det er fleire teknologiar under utvikling, men med slike energimengder det er snakk om, er det ikkje mange reelle alternativ. Vasskraft med reguleringsmagasin er eit av dei, og med 50% av magasinkapasiteten i Europa har Noreg ein sterk posisjon (NVE 2012). Vasskraft har fortrinn det er vanskelig å konkurrere med, ikkje minst fordi det er snakk om enorme dimensjonar på energisystema som skal handterast. Høg verknadsgrad, kjend teknologi, mykje eksisterande infrastruktur (magasin og nett) og stor energikapasitet er blant dei viktigaste.

2.1.1 Noreg og Norden

Den norske og nordiske elmarknaden går ei usikker tid i møte. Noreg og Sverige har gått saman om ei felles elsertifikatordning, som skal gje 26.4 TWh ny fornybar produksjon innan 2020. På same tid kjem det ny fornybar produksjon i Danmark og Finland, eit kjernekraftverk på 10 TWh i Finland og auka linjekapasiteten frå Russland til Finland (hovudsakleg for å auke kraftflyten mot Norden) (NVE 2012).

Energibruken i husholdningar og tenesteytande næringar har flata ut siste 10 åra, etter mange år med vekst. Endringa kjem blant anna som følgje av varmare klima, høgare energiprisar, fleire varmpumper og meir energieffektive bygningar. Også i industrien har forbruket flata ut etter lang tids vekst. Årsaka er nedleggingar og meir effektiv energibruk. Prognosar tilseier at husholdningar og industri vil ha ei vidare flat utvikling, medan tenesteytande næringar vil ha ein låg vekst. Totalt er det forventa ein forbruksvekst mindre enn 1 % i åra som kjem, mot 2 % i tidligare år. Einaste sektoren det er venta stor vekst er i petroleumsindustrien. Elektrifisering av sokkelen har auka forbruket av elektrisitet frå 1 TWh i 1995 til ca 6 TWh

i 2010. Statnett forventar at forbruket vil ligge ein stad mellom 7-10 TWh i 2020 (NVE 2011b).

Grunna utviklinga innan forbruk og produksjon, er det lite som tyder på at kraftprisen vil stige i åra som kjem. Eit stadig aukande kraftoverskot, nedleggingar innan industri og liten entusiasme for å byggje nye utanlandskablar, gir liten grunn til optimisme. I dag ligg kraftprisen rundt 35 øre/kWh og mange langsiktige prisprognosar ligg i same område. Det var knytt store forventningar til elsertifikatprisen når ordninga vart innført 1. Jan 2012, men så langt har prisen vore låg. I skrivande stund er prisen ca 14 øre/kWh. Prisnivået gjer mange vasskraftprosjekt lønsame, men storstilt vindkraftutbygging føreset truleg høgare prisnivå. Dei beste vindkraftprosjekta er kostnadsrekna til å vere lønsame med kraftpris rundt 50 øre/kWh, medan gjennomsnittet er rundt 60 øre/kWh (Kvernevik 2012). Spotpris og elsertifikatpris gir til saman i underkant av 50 øre/kWh i dag.

Omfattande utbygging av småkraft og vindkraft kan gje nettmessige utfordringar. I hovudsak er det to alternativ til å handtere mykje uregulert kraftproduksjon i nettet. Kraftig utbygging av nasjonalt nett med tilhøyrande sterke utanlandsforbindelsar eller lokal handtering av energitoppene. Mange regionar er prega av flaskehalsar som legg store begrensningar for ny produksjon. Pumpekraftverk eller effektverk kan vere eit alternativ til store nettinvesteringar, men med dagens marknad er ein avhengig av incentiv for å gjere slike løysingar aktuelle.

CEDREN (Centre for Environmental Design of Renewable Energy) har definert tre scenario for utvikling av norsk vasskraft fram mot 2030. Figur 2.1 gir oversikt over scenaria og kva utfordringar dei inneber.

	Limited development 0-5 GW in 2030	20 GW in 2030	Green battery 50 GW in 2030/2050
Policy/society	Norway's energy policy is to have cheap and reliable electricity supply to Norwegian customers. Other countries have built their own balance capacity.	Norway's energy policy is based on publicly accepted climate agreements. Norwegian balancing power is part of EU's climate goals.	Norway will be the "green battery" of Europe. This will allow countries like Germany, to have 100 % renewable electricity supply.
Market	Little market integration. Norway will have low electricity prices in regions with small scale hydro, wind power and low demand.	Long term bilateral contracts backed up by the states. Incentives for market integration. New market mechanisms for trading balancing services.	Long term contracts for balancing, backed up by the states. New market mechanisms and incentives for balancing services.
Transmission	Bottlenecks in the Norwegian grid. New cables to DK, NL and GE with a total capacity of 5 GW.	10 GW transmission capacity to SE, DK, NL, GE and UK in 2025, and 10 GW in 2030. North Sea Supergrid.	Minimum 42-69 GW transmission capacity out of Norway European Supergrid.
Generation	Many new small scale hydro and onshore wind power. Increased capacity in some existing power plants.	Upgrading of existing power plants and new pumped storage units. Geographical distribution: 13 GW South-West, 3 GW North, 4 GW Central and East Norway.	Extended use of existing reservoirs. New power plants and reservoirs.

Figur 2.1: Scenario for det norske vasskraftsystemet (CEDREN 2011b)

Scenario 1 er ei vidareføring av dagens situasjon med nasjonale interesser i fokus. Scenario 2 involverer 20 GW ny effekt innan 2030, og ein vesentlig auke i kraftutvekslinga med andre land. Scenario 3 er ei fullskala utbygging av det norske vasskraftsystemet for å hjelpe EU til å nå 20-20-20-målet, der Noreg yter 50 GW balanseeffekt. EU's 20-20-20-mål er ei målsetting om 20 % reduksjon i klimautslepp, 20 % lågare energibruk og 20 % fornybar kraftproduksjon innan 2020 (NVE 2012). 50 GW ny effekt er nær tredobling av dagens installerte effekt

i Noreg. Scenario 2 og 3 er avhengig av sterk politisk vilje, og eit nært samarbeid over landegrensene.

2.1.2 Tyskland og Europa

Tyskland er eit av dei mest ambisjonsrike landa på kontinentet og dei utgreier realismen i å oppnå 100% fornybar energiproduksjon innan 2050. Rapporten “Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050” tek for seg problemstillinga. Konklusjonen er at det er mogleg innanfor fornuftige økonomiske rammer med ein merkbar reduksjon i forbruk, ein robust og sterk internasjonal nettstruktur, stor lagringskapasitet og sterk samkøying av ulike former for fornybar produksjon. Ulike scenario er definert, og nokre av dei mest kostnadseffektive involverer skandinavisk vasskraft. Dei store magasina i Noreg er tenkt nytta som kortsiktige energilager. Magasina vert fylt på vindfulle og solrike dagar på kontinentet, og tappa når produksjonen er låg. I rapporten er det inkludert eit bidrag på 50 GW frå skandinavisk vasskraft, som samsvarar med CEDREN sitt scenario 3 (SRU 2010).

Tradisjonelt har Tyskland importert kraft. I 2011 vedtok Tyskland å leggje ned all atomkraft. Mykje er allereie fasa ut, og innan 2022 skal alle kjernekraftverk vere ute av produksjon (TU 2012). Fram til finanskrisa i 2008 vart fransk kraftproduksjon importert til den tyske marknaden. Som følgje av finanskrisa i 2008 gjekk forbruket i Tyskland merkbart ned. Forbruket har ikkje teke seg opp att, og på same tid har ny fornybar produksjon meir enn erstatta kjernekrafta som er fasa ut. I 2011 var Tyskland netto eksportør av elektrisk energi (Haugnes 2012).

Tyskland har ikkje lenger behov for ekstern kraftproduksjon, men eksterne balansenester. Sør-Noreg kan, ved bygging av nye utanlandsforbindelsar, levere balansenester innanfor dagens utbyggingsrammer. Ei endring og ombygging av systemet er likevel naudsynt. I dag vert det jobba for å ha nye kablar på plass til Tyskland i tidsrommet 2019-20, altså nokre år fram i tid. Tidspunktet høver godt med fristen for elsertifikat i 2020.

2.2 Ulike løysingar

Diskusjonen kring Noregs energisystem har pågått i fleire år, med hovudfokus på utveksling av kraft med Europa. Det aukande kraftoverskotet kan enten eksporterast eller nyttast til å skape nye arbeidsplassar innanlands. Kraftkrevjande industri har vore ein viktig verdiskapar i det norske samfunnet, og er eit godt alternativ til å eksportere overskotsenergi.

Uansett løysing er Noreg avhengig av stabil energileveranse. Noreg har mykje regulert vasskraft, med store reguleringsmagasin for sesonglagring. Det norske systemet har tradisjonelt hatt god tilgang på balansekraft, i motsetning til dei fleste andre land. Balansekraft vert nytta for å balansere forbruk og produksjon. Stadig større innslag av uregulert kraftproduksjon, vil gje utfordringar også her til lands. Allereie no byrjar ein enkelte stader å merke verknadane. I Sogn og Fjordane har kraftprodusentane dei siste åra måtte tilpasse produksjonen i stor grad etter småkrafta. Kraftverk med reguleringsmagasin har i dag ei viktig rolle i leveringsstabiliteten, utan å få særleg betalt for det. Dersom dei store kraftselskapa vert meir forretningsretta, kan situasjonen endre seg. Selskapa som styrer regulerkrafta i avgrensa

regionar kan i høglastsituasjonar styre marknaden og utnytte det til eiga vinning (Haugnes 2012). Effektkraftverk (kraftverk med låg brukstid) eller pumpekraftverk kan vere gunstig i slike situasjonar.

2.2.1 Effektverk

Tabell 2.1 gir nøkkeltal for norsk kraftproduksjon i 2012 (NVE 2012):

Tabell 2.1: Hovuddata for norsk elkraftproduksjon

Installert kapasitet	29600	[MW]
Midlere årlig produksjon	123.5	[TWh]
Brukstid	4200	[t]
Magasinkapasitet	85	[TWh]

Gjennomsnittlig brukstid er 4200 timar. Mange av dei gamle, store vasskraftverka vart dimensjonert for stabil energileveranse til industrien. Grunna jamn last fekk kraftverka høg brukstid og liten fleksibilitet. Stort innslag av uregulert produksjon, vil gje behov for å auke fleksibiliteten i eksisterande regulerte vasskraftverk. Ved å auke effektinstallasjonen vil ein oppnå betydeleg balansekraftkapasitet utan nye større naturinngrep. Magasinkapasiteten i landet er 69 % av årsmiddelproduksjon.

Rapporten “Økt installasjon i eksisterende kraftverk- Potensial og kostnader” utført av Norconsult på oppdrag frå NVE, tek for seg potensialet for balansekraft innanfor eksisterande inngrep. 89 kraftverk med til saman 17 000 MW installasjon, 66.4 TWh årlig produksjon og 3900 timar gjennomsnittlig brukstid vart valt ut. Kraftverka har eit potensial på 16 500 MW ny effekt ved å senke brukstida til 2000 timar. Rapporten tek vidare for seg 5 av kraftverka og vurderer tekniske løysingar og kostnader ved ombygging. Kostnaden varierer frå 2-8 mill. NOK/MW. Store installasjonar gav lågast utbyggingspris. Goulas kraftverk i Troms er eit av dei kostnadsrekne kraftverka. Dagens installasjon er 80 MW, og middel årsproduksjon 320 GWh. Utbyggingsprisen for kraftverket varierte frå 4,5- 7.8 mill. NOK/MW. Ein uforholdsmessig lang vassveg (19 km) utgjorde 60 % av totalkostnaden (NVE 2011c).

Ein rapport publisert av SINTEF, “Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk” har ei anna vinkling på problemet. Studien tek utgangspunkt i sju store eksisterande kraftverksystem. Medan Norconsult tok utgangspunkt i brukstimar, tek SINTEF utgangspunkt i vasstandsending i øvre og nedre magasin. Maksimal vasstandsending i magasin er sett til 14 cm/time av miljømessige årsaker. Hovudscenariet tek for seg 12 nye kraftverk med ein samla effektinstallasjon på 11 200 MW. Fem av kraftverka er pumpekraftverk (5 200 MW) og sju er effektverk (6 000 MW). Studien viser at kapasiteten i undersøkte kraftverk kan aukast med 18 200 MW utan å overstige vasstandsending på 14 cm/time. I magasin tilknytta pumpekraftverk vil ein truleg få tidligare oppfylling av magasinet på våren, grunna stor vindkraftproduksjon i vintermånadane. Hurtige vasstandsendingar kan også gje problem med tanke på indre erosjon, damsikkerheit og generell tryggleik i området (is) (CEDREN 2011a).

Rapportane produsert av SINTEF og Norconsult har utelukkande tekniske vinklingar. Konklusjonen frå rapportane er at det er teknisk mogleg å møte hovudscenariet til CEDREN om 20 000 MW ny effektinstallasjon. Det økonomiske perspektivet, altså inntektspotensialet,

er ikkje studert. For kraftselskapa som skal ta investeringsbeslutninga, er det økonomiske perspektivet minst like viktig i prosessen. Kva er gunstig brukstid i eit vasskraftverk med god magasinkapasitet for å utnytte marknaden mest mogleg effektivt? 2000, 3000 eller 4000 brukstimar? Eit av måla med oppgåva er å kome med forslag til fornuftig brukstid i eit effektverk.

2.2.2 Pumpekraftverk

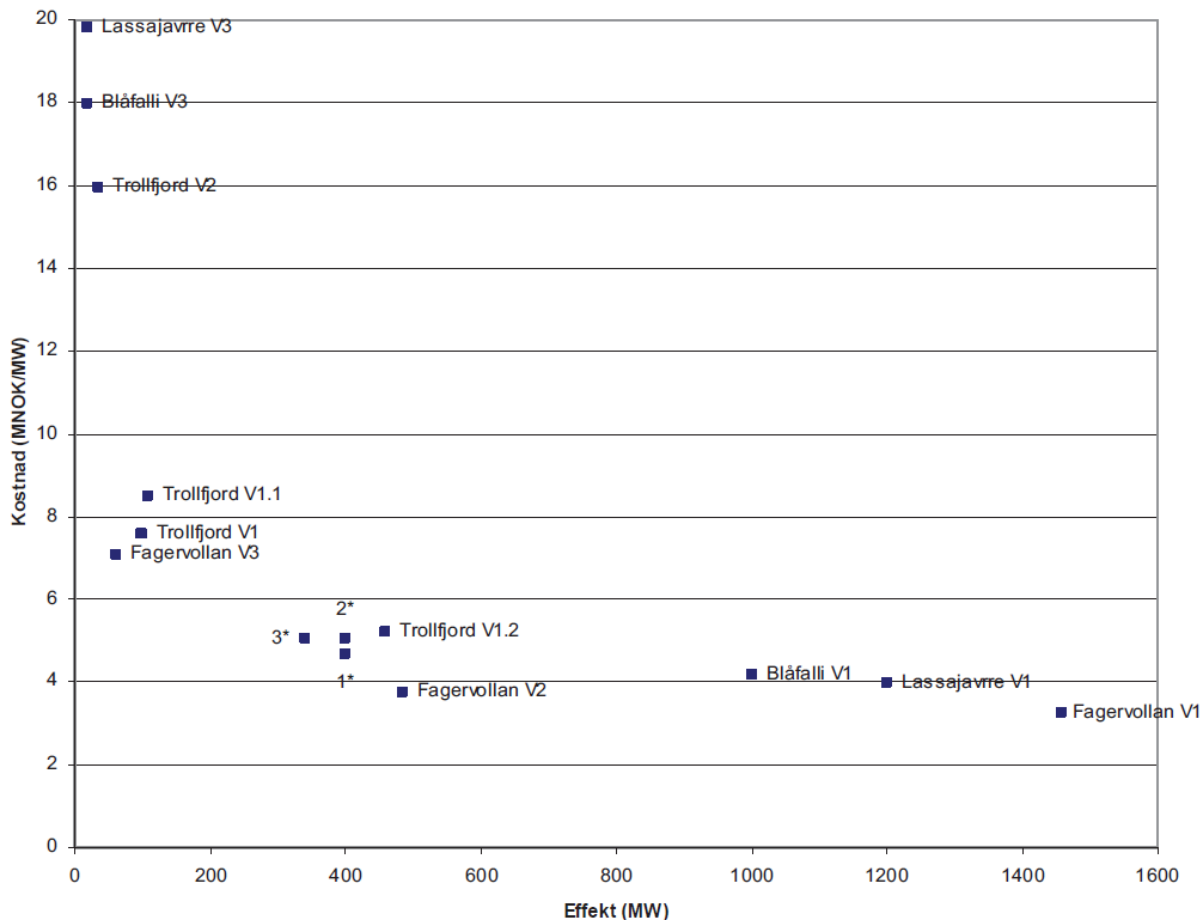
Som ein følge av den store auken i uregulert produksjon i Noreg og Europa, er det eit stadig aukande behov for balansekraft og lagring av energi. Pumpekraftverk er ein effektiv måte å lagre energi på. Eit effektverk vil kunne dekke etterspurnaden ved låg uregulert produksjon, men vil ikkje ha moglegheit til å lagre overskotsenergi når uregulert produksjon overstig etterspurnaden. Pumpekraftverk i Noreg har fleire potensielle inntektskjelder (NVE 2011d):

- Inntekter frå utanlandske kraftmarknader via prisdifferanse (krev sterke forbindelsar).
- Inntekter frå sal av regulertenerester til utlandet (krev også sterke forbindelsar).
- Sparte nettinvesteringar på grunn av betre utnytting av innanlands kraftnett.
- Betre forsyningssikkerheit lokalt i Noreg (innanlands regulertenerester).

Oppsummert har eit pumpekraftverk to hovudinntektskjelder: prisdifferanse og nett- /regulertenerester. Energisystemet i Noreg får i dag frekvensregulering tilnærma gratis frå regulerte vasskraftverk, så det mest sannsynlige inntekspotensialet er å utnytte prisdifferansar i marknaden eller å levere systemtenester til utlandet. Fleire nye, sterke utanlandsforbindelsar må kome på plass før pumpekraftverk er aktuelt for internasjonale regulertenerester.

Det er i dag 9 pumpekraftverk i Noreg, der Saurdal i Rogaland er det største med ein installert pumpeeffekt på 320 MW. Dei eksisterande pumpekraftverka er bygd for sesonglagring frå sommar til vinter, i tillegg til betre utnytting av tilsiget (Fornybar.no 2012). Foreløpig er ingen pumpekraftverk i Noreg bygd for kortsiktig regulering. Sira-Kvina kraftselskap konsepsjonssøkte i 2007 eit pumpekraftverk på 960 MW ved Tonstad kraftverk. Grunngevinga for å investere var tru på større behov for regulertenerester og større prisvariasjonar i marknaden. Marknadsendingane ville kome som følge av kablar til utlandet og utbygging av småkraft, vindkraft og kjernekraft i Norden. Søknaden vart seinare trekt grunna stor usikkerheit i lønsemda i prosjektet (NVE 2012). I norske forskingsmiljø og hos kraftselskapa er det likevel endå stort fokus på å forske på pumpekraftverk.

På oppdrag frå NVE utarbeida Vattenfall rapporten “Pumpekraft i Noreg”. Rapporten vurderer kostnader ved ombygging av fire eksisterande vasskraftverk til pumpekraftverk. NVE velde ut kraftverka basert på nokre kriterium, der dei viktigaste var eksisterande reguleringsmagasin, gode nettforbindelsar og region med potensial for mykje ny uregulert kraftproduksjon. Tre alternativ vart rekna på: slukeevne som gav tømning/fylling av magasin på 24 timar, 72 timar eller 60 dagar. Figur 2.2 gir oversikt over dei kostnadsrekna alternativa (NVE 2011d).



Figur 2.2: Kostnader for pumpekraftverk med ulik installert effekt (NVE 2011d)

Som figur 2.2 viser, er alternativa mellom 18-1500 MW og kostnaden varierer frå 3.2-20 mill. NOK/MW. Einingskostnaden for store installasjonar er generelt billigare enn for små installasjonar. Små pumpekraftverk er generelt dyre på grunn av minstetverrsnitt i vassvegen og mykje elektrisk utstyr som er tilnærma likt for store og små installasjonar. Det er også ein trend at stor trykkehøgde gir lågare kostnader. Fagervollan er alternativet med størst trykkehøgde, 227 m, og har lågast kostnader for alle alternativ.

Det internasjonale energibyrådet har studert den nordiske kraftmarknaden og konkludert med at det er rom for mykje ny uregulert produksjon i Noreg. Om konklusjonane stemmer er det lite sannsynleg at det vil oppstå ein marknad for pumpekraft i Noreg innanfor rimeleg tid. Det må understrekast at studien ikkje var detaljert, og det kan vere lokale og regionale forhold som endrar føresetnadane (IEA 2011).

2.3 Vindkraft

Vindkraft er ei uregulert energikjelde. Produksjonen varierer mykje frå dag til dag, og må balanserast av andre energikjelder. Vindressursane i Noreg er gode, og representerer eit stort potensial for ny fornybar produksjon.

Vasskraftprosjekt i Noreg har generelt god lønsemd. Vindkraftprosjekta er dyrare, og gjer det vanskelig å spå kor mykje vindkraft som blir utbygd neste 10-15 åra i Noreg. "Mulighetsstudie

for landbasert vindkraft 2015 og 2025” utarbeidd av Enova og NVE i samarbeid, vurderer det teknisk realiserbare potensialet av landbasert vindkraft i Noreg. I 2008 låg totalkostnaden for utbygging av vindkraft på 11-15 mill. NOK/MW. Grunna stort press på leverandørar og høge råvareprisar har prisen auka frå tidligare år. Studien finn at ei utbygging av 5500 MW vindkraft vil koste om lag 82 mrd. NOK. Ved å legge til grunn ein investeringskostnad på 15,5 mill. NOK/MW, kraftpris 45 øre/kWh, 3000 timar gjennomsnittlig brukstid, 20 års levetid og eit avkastningskrav på 8 %, vart det rekna ut eit støttebehov på 24 mrd. NOK, eller omlag 30 % av totalinvesteringa. Analysar viser at lønsemda er meir avhengig av brukstid enn for eksempel kraftpris og investering-og driftskostnader. Det er difor nærliggande å tru at vindkraftutbyggingar skjer i område med gode vindressursar. Kjeller Vindteknikk sine data viser at vindressursane ved kysten av Sogn og Fjordane er blant dei beste i landet (NVE 2008). NVE har uttalt at kysten av Bremanger kommune er blant dei aller beste lokalitetane for vindkraft både på land og til havs (NVE 2012).

Det er lite tilgjengelig litteratur om samhandlinga mellom småkraft og vindkraft. Oppgaveområdet er eit av dei aller mest aktuelle i landet for stort innslag av både småkraft og vindkraft, og er difor eit egna område for analyse. SINTEF utførte ein studie i Nordland, “Samkøyring av vind- og vasskraft”, med hovudfokus på samhandlinga mellom uregulert produksjon og vasskraft. Innslaget av småkraft er mindre i Nordland, og i studien var samhandlinga mellom vindkraft og eitt enkelt regulert vasskraftverk studert. Studien tok sikte på å optimalisere energisystemet, utan at økonomi og marknadsprinsipp var teke med. Konklusjonen frå studien viser heilt klart at ein kan gjere plass til meir vindkraft ved å gje den uregulerte kraftproduksjonen “forkøyringsrett” (NVE 2011e).

3. Bakgrunnsmateriale

Sogn og Fjordane Energi (SFE) er ein mellomstor energiprodusent på Vestlandet, med hovudsete på Sandane i Nordfjord. Konsernet står føre store investeringar i åra som kjem. Energisystemet i Noreg er i sterk utvikling, og ei internasjonalisering av systemet vil påverke investeringsgrunnlaget og utviklinga av næringa. Dersom dei rette politiske grepa vert gjort, er det potensial for at energi kan bli ei stor og viktig eksportvare for Noreg.

3.1 Definisjon av region

SFE har hovudverkeområde i Sogn og Fjordane, utanom Indre Sogn. Det er valt å definere ein region som femner SFE sine interesser i størst mogleg grad. Grensa er sett i sør ved den nye transformatorstasjonen i Sogndal og i nord ved fylkesgrensa til Møre og Romsdal, sjå figur 3.1.



Figur 3.1: Kart over oppgåveområdet

Figur 3.1 viser at regionen utgjør Sogn og Fjordane fylke, med unntak av Indre Sogn og sørsida av Sognefjorden. Aurland og Lærdal er i liten grad knytt til energisystemet i fylket, men har sterke transportlinjer austover og sørover. Luster og Årdal er knytt mot sentralnettet via transformatorstasjonen i Fardal. Lastflytanalysar utført av SFE i samband med “Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2011” viser at produksjonen frå Luster og Årdal i stor grad blir transportert via Fardal, over Sognefjorden til Aurland (SFE Nett 2011). Ved å la Luster og Årdal “disponere” store deler av kapasiteten over Sognefjorden, er Indre Sogn ekskludert frå regionen og oppgåveområdet forenkla.

Vidare i kapitlet er data for oppgåveområdet presentert. Der ikkje anna er definert, er informasjonen henta frå rapporten “Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2011” (SFE Nett 2011).

3.2 Nettsituasjon

Kraftnettet i regionen gjennomgår ei storstilt reovering. Frå Sogndal (Fardal) til Ørskog i Møre og Romsdal, består nettet i dag av eit svakt sentralnett og eit omfattande regionalnett. Generelt kan ein seie at sentralnettet har 132 kV spenning og regionalnettet 66 kV spenning. Mykje av nettet vart bygd på 50-talet og må snart skiftast ut.

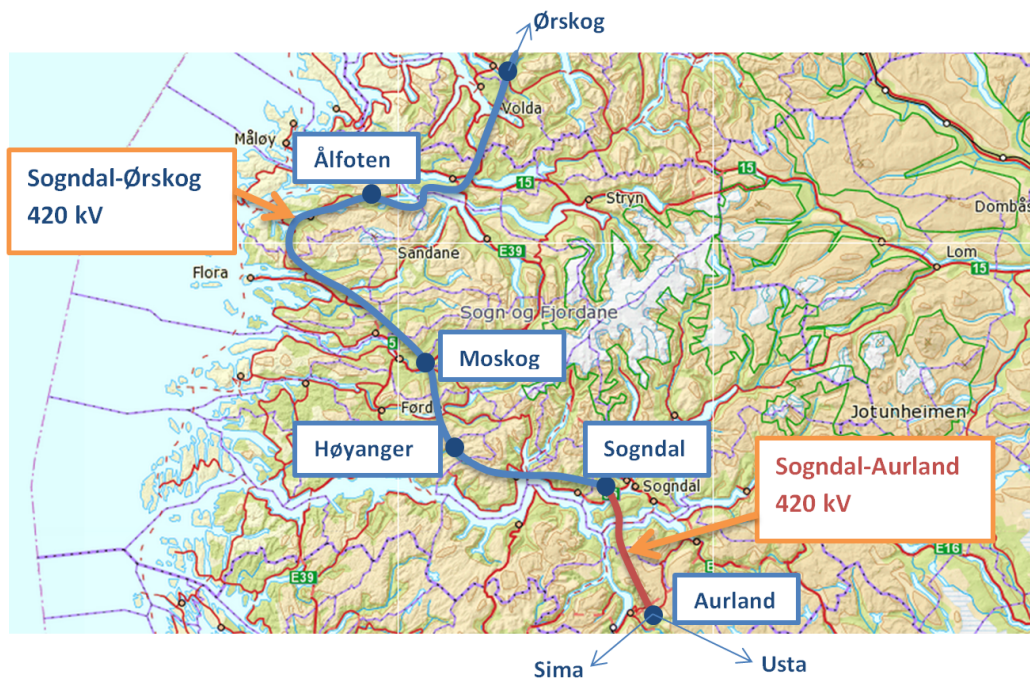
Sentralnettet

Den gamle sentralnettlinja (132 kV) frå Fardal til Ørskog er i ferd med å bli erstatta av ei ny 420 kV linje. Endelig konsesjon vart gitt desember 2011 (Statnett 2012). Linja skal etter planen stå ferdig i 2015/16. Kapasiteten aukar frå dagens 150 MW til 1500 MW, og vil utgjere ein sterk stamme i nettet. Linja gjer det mogleg å byggje ut ny lokal kraftproduksjon, og i tillegg vert forsyninga til Midt-Noreg forbetra. Nettet i regionen er sprengt, og alle nye konsesjonssøknader er sett på vent. Det er planlagt nye 420 kV transformatorstasjonar i Ålfoten, Moskog, Høyanger og Sogndal (gamle Fardal) i Sogn og Fjordane. Linja med nye transformatorstasjonar er vist i figur 3.2.

Linja frå Sogndal til Aurland er andre transportvegen ut av regionen. I dag er det ei 132 kV linje, med 300 MW kapasitet. Statnett gjer utgreiingar for å erstatte/oppgradere linja, og ei ny linje kan tidligast stå klar i 2018. Ei ny linje vil truleg få 420 kV spenning, og ein kapasitet på 2-3000 MW (Skrivarvik 2012).

Regionalnettet

Regionalnettet har også stort behov for utbetring, og består i hovudsak av 66 kV og 22 kV linjer. SFE Nett eig mykje av linjenettet i regionen. Dei har levert konsesjonssøknader for å erstatte dagens 66 kV linjer med 132 kV linjer. Konsesjonssøknaden gjeld strekningane frå Ålfoten til Sandane/Reed og frå Ålfoten til Eid. Planen er at linjene skal stå ferdig i 2015/2016. Liknande prosjekt er under planlegging i kystnære strøk for å møte behovet ved storstilt vindkraftutbygging.



Figur 3.2: Sentralnett i Sogn og Fjordane

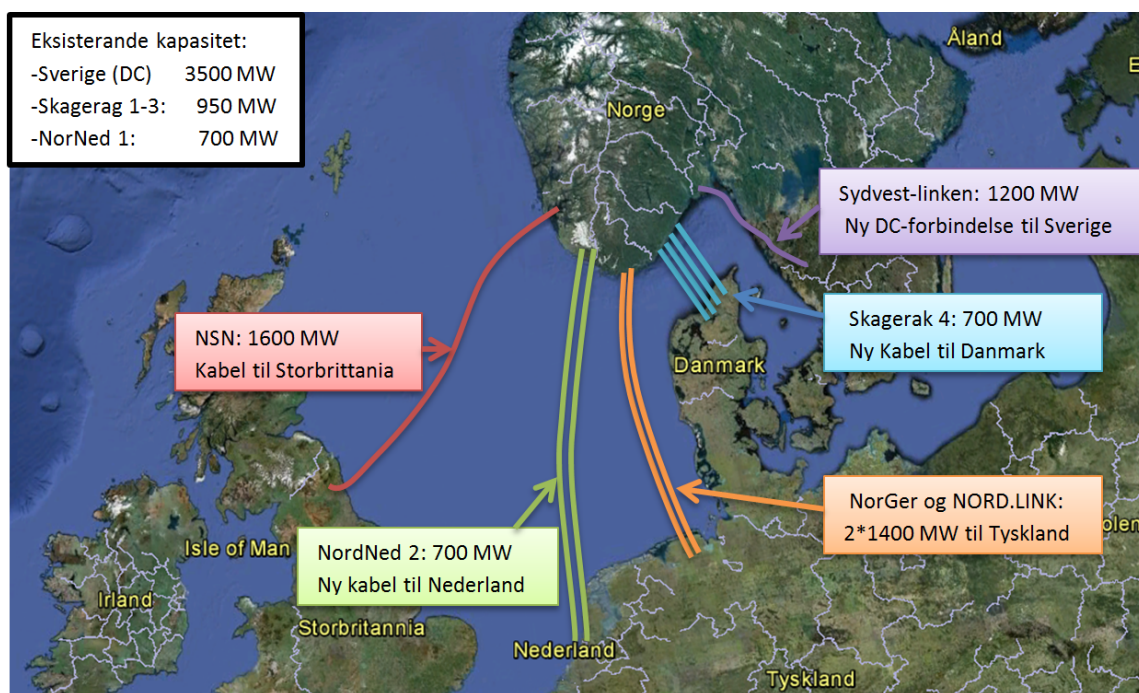
Dei nye 420 kV transformatorstasjonane vist i figur 3.2 vert naturlege knutepunkt i nettet i regionen. Ein ekstra transformatorstasjon i Flora kommune (mellom Moskog og Ålfoten) er vurdert, men er først aktuell dersom det blir storskala vindkraftutbygging.

Eksportkapasitet ut av fylket

Ei massiv utbygging av ny fornybar energi kan gje eksportproblem frå regionen. Det er i praksis to alternativ: auke eksportkapasiteten eller regionalt forbruk (industrivekst). Nye sentralnettslinjer ut av fylket er under planlegging, men minkande importbehov i tilstøytande regionar kan likevel gje eksportproblem (Skrivarvik 2012).

Truleg er det nødvendig med utanlandskablar dersom volumet av ny produksjon blir stort. I samband med “Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen”, vart potensialet for utanlandskabel studert. Eksport til Storbritannia er mest aktuelt for nordvestlandet. Ulike plasseringar vart vurdert, blant anna Grov i Flora kommune. Konklusjonen var at plassering for ein eventuell kabel til Storbritannia, er mest gunstig ved Kvilldal i Rogaland. For Sogn og Fjordane vil plasseringa føresette ein sterk sentralnettsakse nord-sør på Vestlandet. Utbetring av flaskehalsen Sogndal-Aurland vil vere heilt nødvendig (Statnett 2011).

Det er planar om fleire nye utanlandskablar. I kva grad kablane i sørlege delar av Noreg vil påverke Sogn og Fjordane, er uvisst. Ein er avhengig av å oppgradere sentralnettet, og skape sterke transportlinjer nord-sør. Dagens linjenett er bygd for transport vest-aust. Det er også ein føresetnad at kablane vert fasa inn som ein del av sentralnettet, utan monopol for enkeltaktørar (Kvernevik 2012). Figur 3.3 gir oversikt over dei ulike prosjekta.



Figur 3.3: Oversikt over planlagde utenlandsforbindelsar

Som figur 3.3 viser er ny planlagt kapasitet til saman 7000 MW, i tillegg til dagens kapasitet på ca 5100 MW (Statnett 2012). Skagerrak 4 er under bygging, og skal etter planen stå klar i 2014. Dei andre prosjekta er endå på planleggingsstadiet.

3.3 Eksisterande kraftproduksjon

3.3.1 Uregulert kraftproduksjon

Dei siste 10 åra er mykje småkraft utbygd i Noreg. Mange av kraftverka er bygd i Sogn og Fjordane, og potensialet er fortsatt stort. Siste åra er utviklinga bremsa av manglande nettkapasitet. Den nye 420 kV linja vil løyse problemet, og gje rom for mykje ny småkraft i regionen. Tabell 3.1 viser ei oversikt over utbygd uregulert produksjon.

Tabell 3.1: Uregulert kraftproduksjon

	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Brukstid [t]
Småkraft	300	1300	4300
Større elvekraft	60	340	5600
Vindkraft	23	65	2900

Volumet av småkraft har allereie kome opp i 300 MW i regionen, og potensialet er fortsatt stort. I gruppa større elvekraftverk er det hovudsaklig gamle kraftverk bygd før 2.verdskrig.

Dei tre anlegga i Gloppeelva (Trysilfoss, Eidsfossen og Ebebø kraftverk) er gode eksempel. Vindkraft er berre representert med Mehuken vindpark i Vågsøy.

3.3.2 Regulert kraftproduksjon

Regulert kraftproduksjon utgjer størsteparten (70 %) av energiproduksjonen i regionen, oppsummert i tabell 3.2. Svelgen, Åskåra og Øksnelvane er eigd av SFE, og utgjer nærare 45 % av regulert vasskraft i oppgåveområdet. Høyanger (Statkraft), Kjøsnesfjorden (Sunnfjord Energi) og Mel (SFE) er einingar av same storleik.

Tabell 3.2: Regulert vasskraftproduksjon

Kraftverk	Kommune	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Brukstid [t]	Magasin [GWh/%]
Åskåra	Bremanger	130	546	4700	267 / 49 %
Øksnelvane	Bremanger	38	190	5000	149 / 78 %
Svelgen	Bremanger	115	648	5600	313 / 48 %
Mel	Balestrand	52	212	4100	117 / 55 %
Kjøsnesfjorden	Jølster	84	247	2900	67 / 27 %
Høyanger II-V	Høyanger	140	891	6400	337 / 38 %
Skogheim/Sagefoss	Gloppen	16	61	3800	21 / 34 %
Askvoll (5 kraftverk)	Askvoll	15	70	4700	14 / 20 %
Årøy 2	Sogndal	20	93	4700	19 / 20 %
Mo	Førde	10	35	3500	
Nedre Svultingen	Hyllestad	9	35	3800	
SUM		630	3030	4800	1300 / 43 %

Samla installert effekt er 630 MW, og samla årsproduksjon rett i overkant av 3000 GWh. Gjennomsnittleg brukstid er høgare enn landsgjennomsnittet, jamfør tabell 2.1. Kraftverka i Svelgen (5600 timar) og Høyanger (6400 timar) er bygd for industri, og trekk opp gjennomsnittet.

3.4 Potensial for ny kraftproduksjon

3.4.1 Vasskraft

Større vasskraftprosjekt

Mykje av potensialet for større vasskraft er allereie utbygd, men det er også nokre nye prosjekt under planlegging. Tabell 3.3 viser oversikt over kjende prosjekt. Det er hovudsaklig utbygging av eksisterande regulerte system eller større elvekraftverk (NVE 2012).

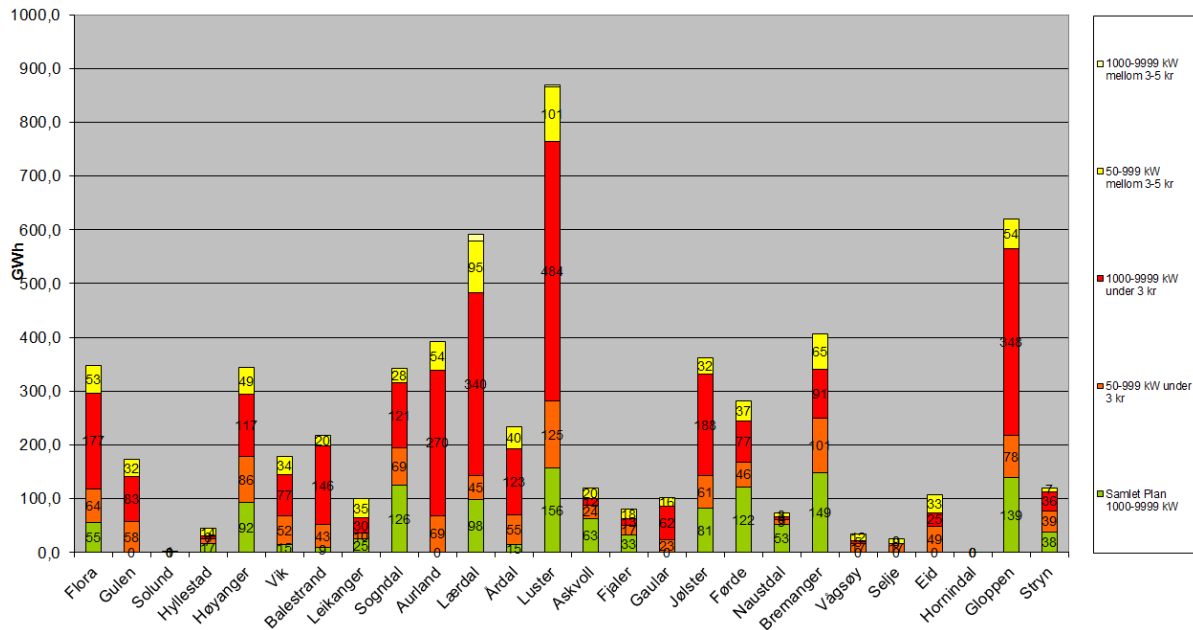
Tabell 3.3: Større kjende vasskraftprosjekt

Kraftverk	Kommune	Ny effekt [MW]	Ny prod. [GWh]	Status
Regulert vasskraft				
Eiriksdal	Høyanger	56	110	Under bygging
Leikanger Kraftverk	Leikanger	77	184	Konsesjonssøkt
Ny Øksnelvane	Bremanger	30	27	Under utgreiing
Øvre Brevatn - Åskåra	Bremanger	90	60	Under utgreiing
Større Elvekraftverk				
Stardalen kraftverk	Jølster	16	49	Konsesjonssøkt
Breim Kraftverk	Gloppen	32	98	Konsesjonssøkt
Jølstra	Jølster	50	180	Under utgreiing
Gjengedalen	Gloppen	50	130	Melding sendt
Sum		401	838	

Eiriksdal kraftverk er under bygging og kjem på nett i 2013. Kraftverket er ei opprusting av Høyanger-systemet. Dei andre regulerte vasskraftprosjekta er konsesjonssøkt eller under utgreiing. Elvekraftverka er omstridde, så det er lite truleg at alle vert utbygde.

Småkraft

I 2004 utførte NVE ei kartlegging av potensialet for småkraft i Noreg. Sogn og Fjordane er ifølgje rapporten fylket med størst potensial, med eit totalpotensial på 6000 GWh (NVE 2004). Figur 3.4 viser fordelinga mellom kommunane i fylket. Mykje av potensialet ligg i oppgådeområdet, med hovudvekt i kommunane Gloppen, Bremanger, Jølster, Flora og Høyanger.



Figur 3.4: Potensial for småkraft fordelt på kommunane (NVE 2004)

Ressursar med anteke utbyggingspris under 5 NOK/kWh er teke med. Dei grøne og raude felte har utbyggingspris i området 0-3 NOK/kWh, medan det gule har pris 3-5 NOK/kWh. Av figur 3.4 er det tydelig at mykje av småkrafta i fylket er billig å byggje ut.

Prognose for ny vasskraft i 2025

Basert på potensial og konsesjonssøkte prosjekt per dags dato, vart det i “Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2011” laga prognosar for ny vasskraftproduksjon i regionen innan 2025 (SFE Nett 2011). Prognosen er vist i tabell 3.4.

Tabell 3.4: Prognosar for ny produksjon

	I dag	Låg	Middels	Høg
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Større Vasskraft Sogndal-Leivdal	630	700	850	1000
Småkraft Sogndal-Leivdal	300	700	900	1150

Eit middels anslag ligg på 800 MW ny installasjon i regionen, med 600 MW ny småkraft og 200 MW større vasskraft. I dag er det konsesjonssøkt 250 MW småkraft i regionen, og erfaring tilseier at få konsesjonssøkte småkraftverk i regionen vert avviste (Skrivarvik 2012). Kraftverk med til saman 100 MW har fått konsesjon, men er ikkje utbygd. Den låge prognosen byggjer på desse tala, medan den høge prognosen reflekterer kommersielt potensial frå NVE-kartlegginga. Den høge prognosen for større vasskraft (370 MW ny installasjon) stemmer bra med sum av prosjekta presentert i tabell 3.3.

3.4.2 Vindkraft

Vindressursane i Sogn og Fjordane er gode, både for landbasert og offshore vindkraft. Utbyggingstakta vil vere avhengig av politisk vilje, støtteordningar, kraftpris, miljømessige forhold og lokal motstand. Slik situasjonen er i dag, er tilskot nødvendig for å gjere vindkraftprosjekt lønsame. Høg pris på elsertifikata kan sette fart i utbyggingane. Mehuken i Vågsøy er einaste utbygde vindkraftverk i regionen, med 23 MW installert effekt. Tabell 3.5 viser ei oversikt over kjende vindkraftprosjekt i oppgåveområdet.

Tabell 3.5: Kjende vindkraftprosjekt

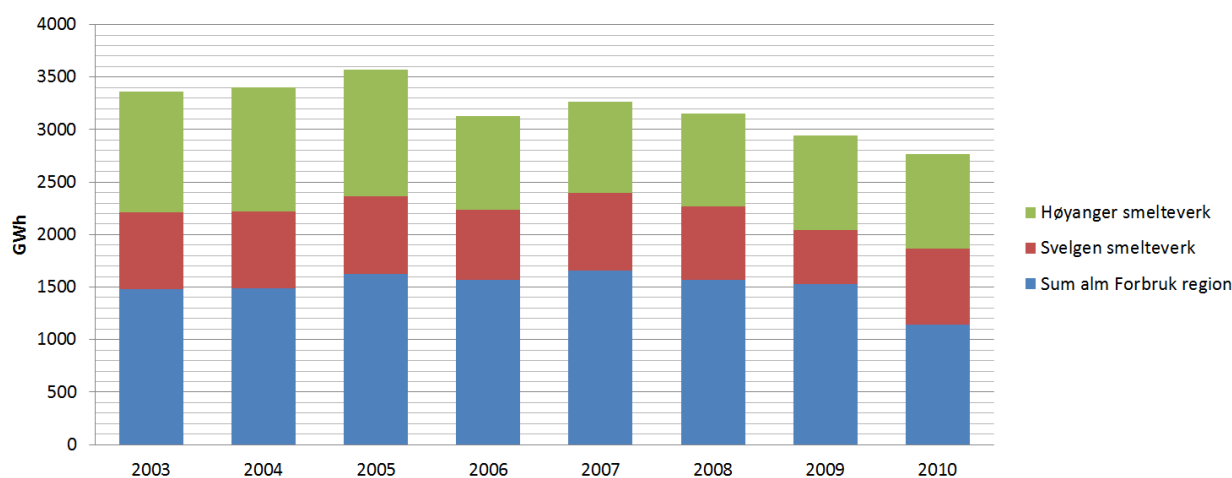
Namn	Kommune	Status	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]
Landbasert				
Lutelandet	Fjaler	Konsesjon gitt	55	120
Mehuken II	Vågsøy	Konsesjon gitt	18	46
Testområde Stadt	Vågsøy(+)	Konsesjon gitt	10	35
Mehuken I	Vågsøy	Konsesjon gitt	4	11
Ulvegveina	Solund	Konsesjon søkt	138	400
Ytre Sula	Solund	Konsesjon søkt	140	450
Ytre Sula	Solund	Konsesjon søkt	8	22
Okla	Selje	Konsesjon søkt	21	65
Hennøy	Bremanger	Melding mottatt	35	64
Bremangerlandet	Bremanger	Melding mottatt	110	355
Vågsvøg	Vågsøy	Melding mottatt	24	63
Folkestad	Fjaler	Melding mottatt	70	170
Guleslettene	Flora(+)	Melding mottatt	180	490
Kyrkjestein	Flora(+)	Melding mottatt	41	107
SUM			854	2398
Offshore				
Stadtvind	Vågsøy	Melding mottatt	1080	4500

Tabell 3.5 viser at sum konsesjonssøkte og innmelde planar på land er i storleik 850 MW. Det ligg også føre planar for ca 1000 MW offshore vindkraft i området Stadtholvøya. Nettførsterkingar er heilt klart nødvendig dersom mykje vindkraft vert realisert, særleg i dei kystnære stroka. Den nye 420 kV linja vil ha stor overføringskapasitet, og ein ekstra transformatorstasjon på Grov i Flora Kommune er under utgreiing. Grov ligg nært mange av dei store vindkraftplanane og vil vere eit gunstig tilknytingspunkt.

3.5 Forbruk

Totalt årsforbruk i Sogn og Fjordane har dei siste 10 åra variert mellom 6400 og 7800 GWh. Det alminnelige forbruket ligg i området 1500-2000 GWh, medan den kraftkrevjande industrien i Årdal (3200 GWh), Høyanger (900 GWh) og Svelgen (700 GWh) står for mesteparten av industriforbruket. Middelproduksjonen er 14200 GWh, noko som gjer fylket til storeksportør av energi. Mykje av produksjonen er i Indre Sogn.

I oppgåveområdet er tala lågare. Industrien i Høyanger og Svelgen er med i regionen, og utgjer ei grunnlast på 1600 GWh. Det alminnelige forbruket er i storleik 1500 GWh i eit normalår. Den totale produksjonen i oppgåveområdet var 4400 GWh i 2010, derav 3100 GWh regulert vasskraftproduksjon og 1300 GWh uregulert produksjon (jamfør tabell 3.2 og 3.1). Figur 3.5 viser utviklinga i forbruk i perioden 2003-2010.

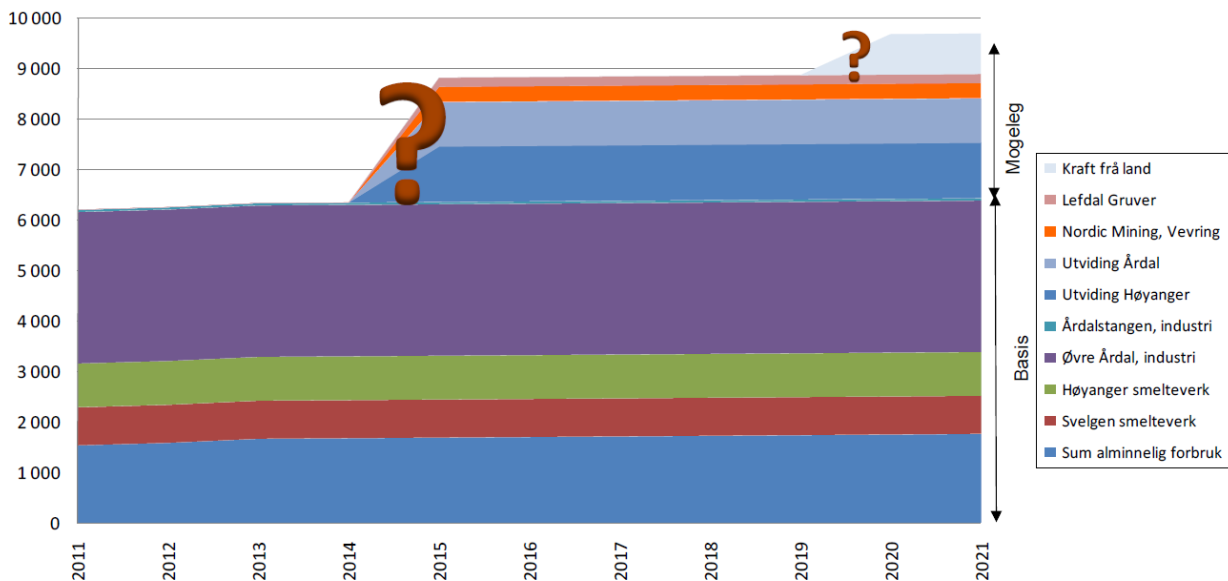


Figur 3.5: Forbruket i regionen siste 10 åra

Det er ein synkande trend i forbruket ifølgje figur 3.5. Nedstenging av søderberg-anlegget (300 GWh) i Høyanger i 2006 medførte nedgang i forbruket til kraftkrevjande industri, men noko er kompensert gjennom høgare utnytting av gjenverande prebakeomnar. Svelgen-anlegget har hatt redusert drift i periodar med dårlige prisar. Det alminnelige forbruket er relativt stabilt, men det er ein markert botn i 2010. Lågt forbruk i 2010 kan delvis forklarast av ein mild vinter.

Ein forbruksprognose utarbeidd av SFE er presentert i figur 3.6.

Energiprognose, basis + moglege industriprosjekt.



Figur 3.6: Forbruksprognose for Sogn og Fjordane (SFE Nett 2011)

Prognosen tek for seg utviklinga av industri i fylket. Potensialet for nytt forbruk er ny aluminiumsproduksjon i Høyanger, gruvedrift i Naustdal eller elektrifisering av nordlege Nordsjø. Statnett legg til grunn 800 GWh, med forsyninga frå Grov i Flora kommune, som eit høgt scenario for elektrifisering av sokkelen. Det alminnelige forbruket aukar minimalt. Totalt kan ein forvente at veksten vert alt frå 0 til nærare 2500 GWh neste 10-15 åra. Prognosen følgjer den nasjonale utviklinga, beskrive i kapittel 2.

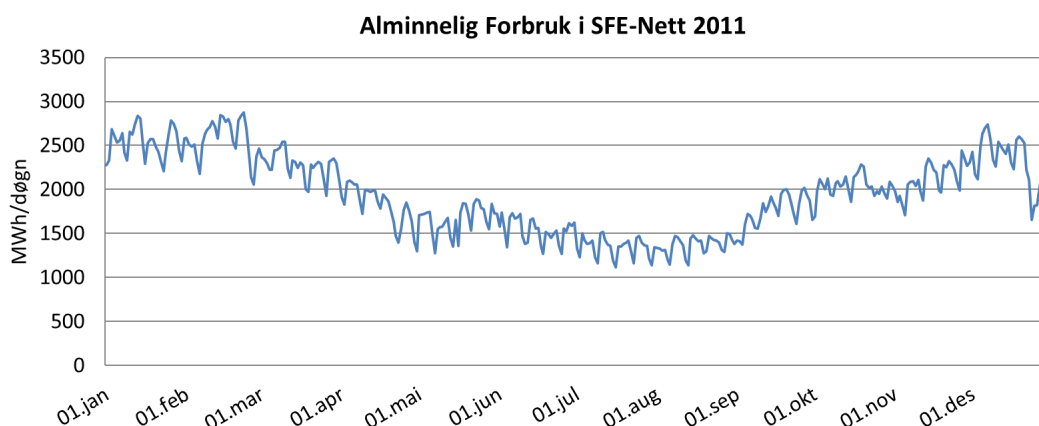
4. Modell

Ein modell er sett opp for å simulere kraftsystemet i oppgåveområdet. Tidsseriar for forbruk, uregulert produksjon (småkraft, vindkraft og større elvekraft) og regulert vasskraftproduksjon (magasinkurver, tilsig etc) er henta frå SFE-systemet (SFE 2012b). Ein lukka region er konstruert, der einaste sambandet med resten av systemet er linjer for import og eksport. Det er ikkje teke omsyn til produksjon/forbruk i tilstøytande regionar og kapasitet i regionalnettet. Det er ein føresetnad at regionalnettet vert utbygd i same takt som ny produksjon. Simuleringsperioden er valt til 2004-2009, ut frå tilgjengelige data. Modellen har timesoppløysing.

4.1 Inndata

4.1.1 Forbruk

Forbruket i regionen er mindre enn produksjonen, og over halvparten er grunnlast frå industrien. Industriforbruket har jamn belastning på nettet, medan alminnelig forbruk har årlige variasjonar. Forbruksdata for SFE Nett sitt verkeområde er gjort tilgjengelig, med daglige data for heile simuleringsperioden. Data for 2011 er vist i figur 4.1.



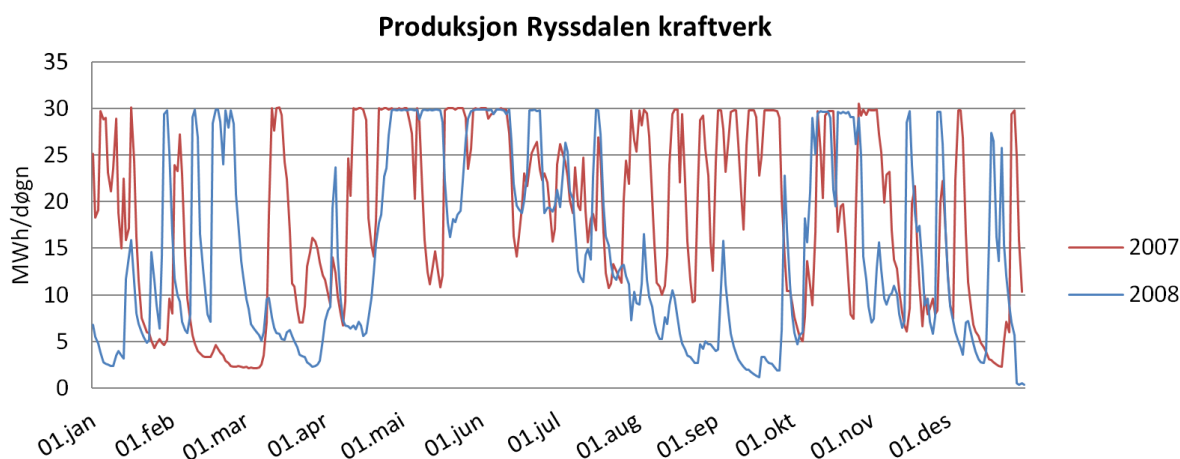
Figur 4.1: Variasjonar i alminnelig forbruk i SFE sitt nett (2011)

Figur 4.1 viser at forbruket er 40 % lågare i sommarmånadane enn på vinteren. I modellen er alminnelig forbruk i tillegg fordelt ulikt over døgnet, med 15 høglasttimar (0700-2200) og ni låglasttimar. Basert på timesdata frå Nordpool, er alminnelig forbruk sett 50 % høgare i høglasttimar enn låglasttimar, jamfør figur 4.8 (Nordpool 2012).

4.1.2 Uregulert kraftproduksjon

Småkraftverk

Småkraftproduksjon utgjør som tidligere nemnt eit av dei store potensiala for ny kraftproduksjon i regionen. I dei fleste høve er det ingen form for regulering av slik produksjon. Eit lite buffermagasin er vanleg, men regulerer berre på timebasis. All småkraftproduksjonen er samla til eit stort kraftverk i modellen. Produksjonsdata frå Ryssdalen kraftverk i Gloppen Kommune er sett på som eit representativt kraftverk, og data frå kraftverket er skalert til ønskja total installasjon. Ryssdalen kraftverk var tidleg i småkraftbølga, og starta produksjonen allereie i 1999. Installert effekt er 1.5 MW, med ein middel årsproduksjon på 5 GWh. SFE har gitt tilgang til produksjonsdata med timesoppløysing tilbake til 2001, og kraftverket er difor egna til å bruke i modellen (SFE 2012b). Ein portefølje av småkraftverk vil jamne kvarandre ut, både på grunn av geografiske avstandar og ulike typar nedbørsfelt. Samla døgnproduksjonen for kraftverket er fordelt likt over døgnet, for å unngå urealistisk store variasjonar i produksjon. Typiske produksjonsseriar for kraftverket er vist i figur 4.2.

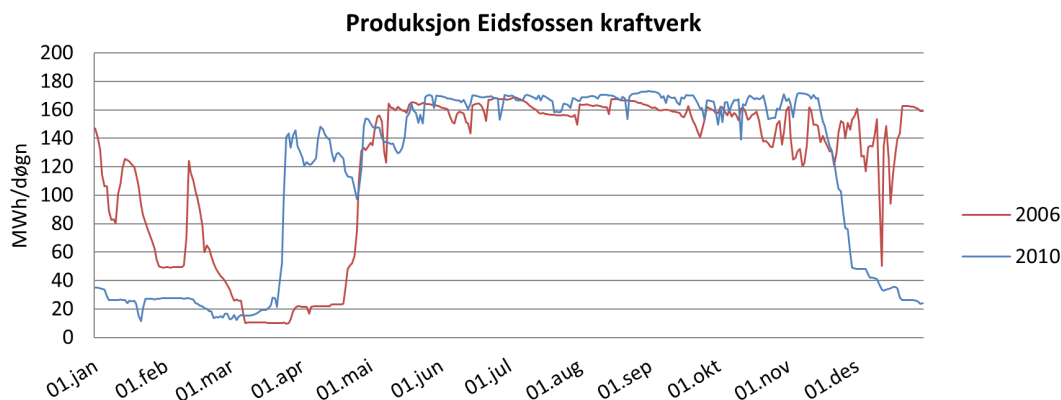


Figur 4.2: Produksjonsdata for Ryssdalen kraftverk

Figur 4.2 viser at det er stor produksjon på vårparten (snøsmelting) og hausten (haustflaum). På vinteren er det generelt låg produksjon, men nokre produksjonsperiodar kjem i samband med mildver.

Større elvekraftverk

Større elvekraftverk er ikkje dominerande i regionen, men er likevel teke med for å gjere energimixen i systemet realistisk. I dag utgjør den installerte kapasiteten av slike kraftverk rundt 60 MW. Det er nokre nye større elvekraftverk under planlegging i regionen (Stardalen, Jølstra og Breim). Generelt kan ein seie at elvekraftverka er gamle, og med høg brukstid. Eidsfossen kraftverk er eit representativt elvekraftverk, med produksjonsstart allereie i 1917. Kraftverket har 7 MW installert effekt, 43 GWh middel årsproduksjon og 6100 timar brukstid (SFE 2012b). I modellen er elvekraftverka samla til eitt større kraftverk, og produksjonsdata frå Eidsfossen er skalert til ønskja installasjon. Typiske produksjonsseriar for Eidsfossen kraftverk er vist i figur 4.3.

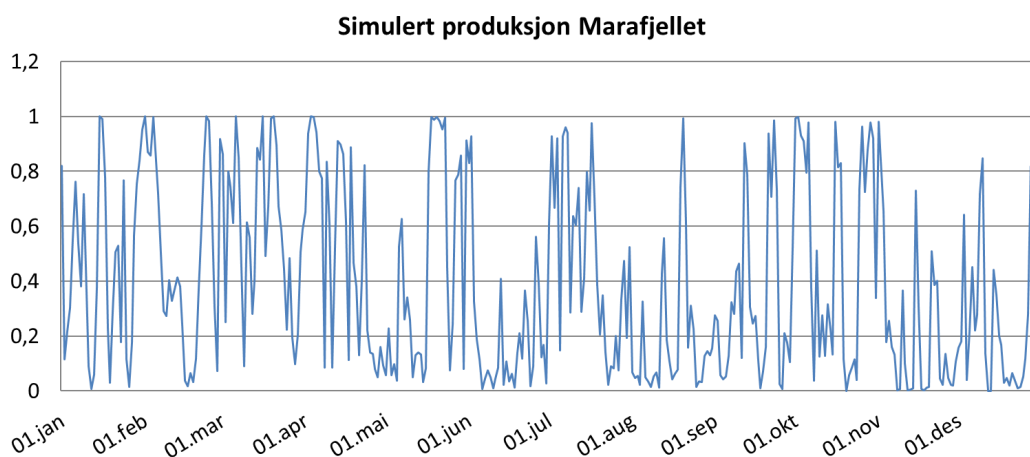


Figur 4.3: Produksjonsdata for Eidsfossen kraftverk

Figur 4.3 viser at produksjonen er relativt jamn frå tidleg vår til langt ut på hausten. Berre nokre få månadar i vinterhalvåret er produksjonen låg grunna lite tilsig.

Vindkraft

I dag er det ein vindpark i regionen, Mehuken i Vågsøy (23 MW). Det er difor lite tilgjengelige produksjonsdata. Vestavind Kraft (delvis eigd av SFE) utviklar vindkraftprosjekt i regionen. Mellom anna jobbar dei med fleire prosjekt i Bremanger kommune. Som ein del av prosjekteringa er det utført vindmålingar fleire stader i kommunen. Selskapet har gitt tilgang til vindmålingar på Marafjellet i Bremanger, med oppløysing på 10 min. Målingane er gjort frå juni 2010 til september 2011 (Vestavind Kraft 2012). Ein lengre tidsserie er generert til ønskja simuleringsperiode ved å bruke måleserien fleire gongar. Måleserien er skalert mot lengre tidsseriar frå Kråkenes fyr i Vågsøy og Ytterøyane fyr i Flora for å gi ein representativ årsmiddelproduksjon (Meteorologisk Institutt 2012). I måleperioden var middelvinden 10 % lågare enn normal årsmiddel både på Ytterøyane og Kråkenes fyr, og vindserien frå Marafjellet er justert opp 10 %. Figur 4.4 viser ei normalisert produksjonskurve.



Figur 4.4: Simulert produksjonsdata for vindkraftverk på Marafjellet

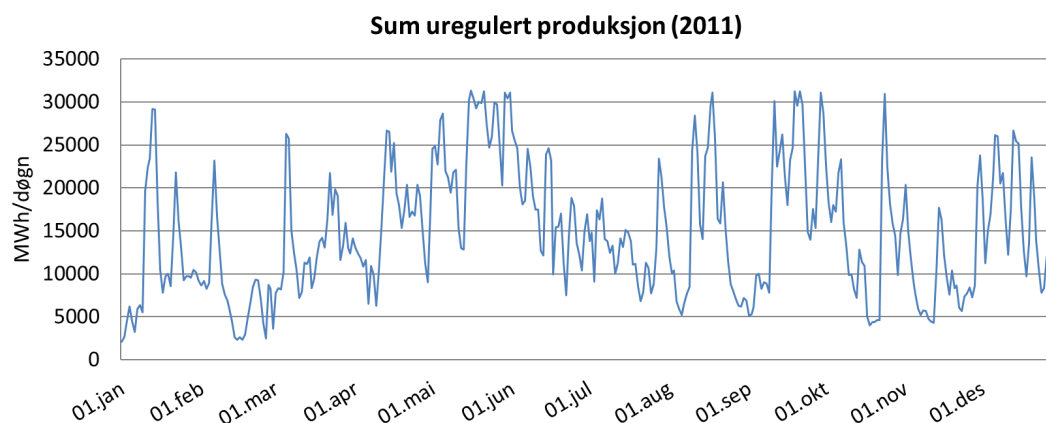
Figur 4.4 viser at det er store variasjonar i produksjonen. Produksjonen er størst på vinter og haust. Døgnproduksjon for ønskja mengde installert vindkraft finn ein frå kurva ved å

multiplisere med installert effekt og 24 timar. Omforming av vindhastigheit til energi er gjort ved bruk av ei effektkurve frå Siemens, for vindturbin av typen Siemens SWT 3.0-101 (Siemens Wind 2012). Beregningar gjort av Vestavind i programmet WindPRO, gir ein parkeffektivitet på 96 % og ei brukstid på 3590 timar for Marafjellet (Kvernevik 2012). Ved å legge inn ei verknadsgrad på 95 % blir den simulerte brukstida 3600, noko som stemmer godt med Vestavind sine beregningar. For å få ei viss utjamning av produksjon som ein portefølje av vindparker vil gje, er vindproduksjonen fordelt likt over timane i døgnet.

Som nemnt i kapittel 3, er vindressursane i området gode. 3600 brukstimar er uvanleg høgt, og talar for at regionen er blant dei mest ideelle stadane i landet for å byggje vindkraft. Erfaring viser likevel at det kan vere vanskelig å oppnå så høg brukstid, men med ny teknologi vert vindressursane stadig betre utnytta.

Samla uregulert produksjon

Produksjonsseriane viser at det er store variasjonar i den uregulerte produksjon, noko som vil gje utfordringar i nettet. Figur 4.5 viser samla uregulert produksjon for år 2011. Installert mengde vindkraft og småkraft er lik, og større elvekraft utgjer ein relativt låg andel av mixen (< 5 %).



Figur 4.5: Samla produksjon for dei uregulerte kjeldene i 2011

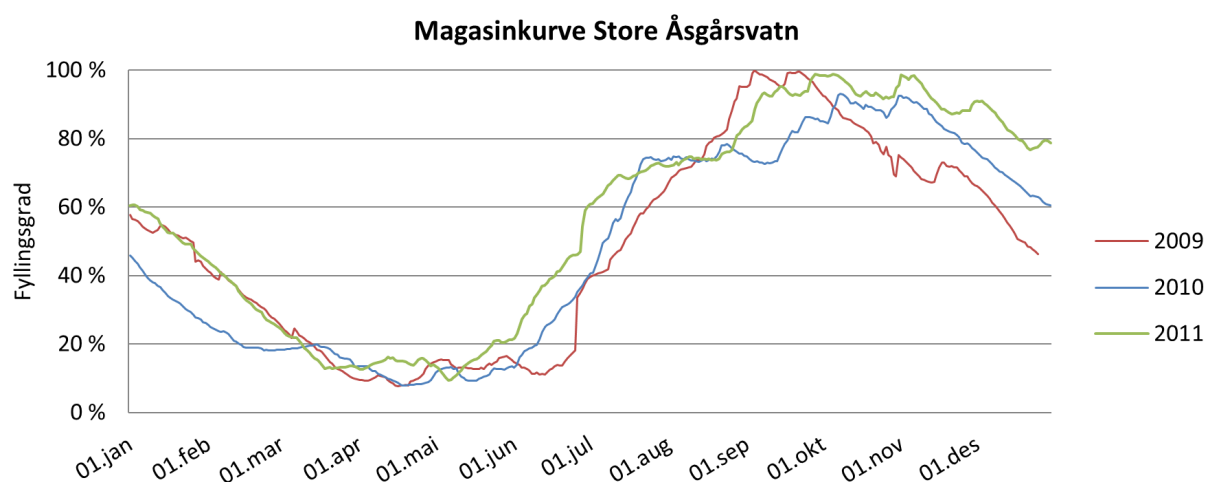
Figur 4.5 viser at dei uregulerte kjeldene supplerer kvarandre deler av året. Medan vindkrafta har store deler av produksjonen i vinterhalvåret, har småkrafta tyngda av produksjon frå april til oktober. Det er to markerte toppar i den samla produksjon, ein på vårparten (mai-juni) og ein på seinsommaren (august-oktober). Toppen på seinsommaren er hovudproblemet, då regulerte vasskraftverk har fulle magasin og stort tilsig. Det er viktig å påpeike at køyremønsteret på reguleringsmagasina truleg vil endre seg ved stort innslag av uregulert kraftproduksjon. Ei slik endring er ikkje teke omsyn til i simuleringane.

4.1.3 Regulert vasskraftproduksjon

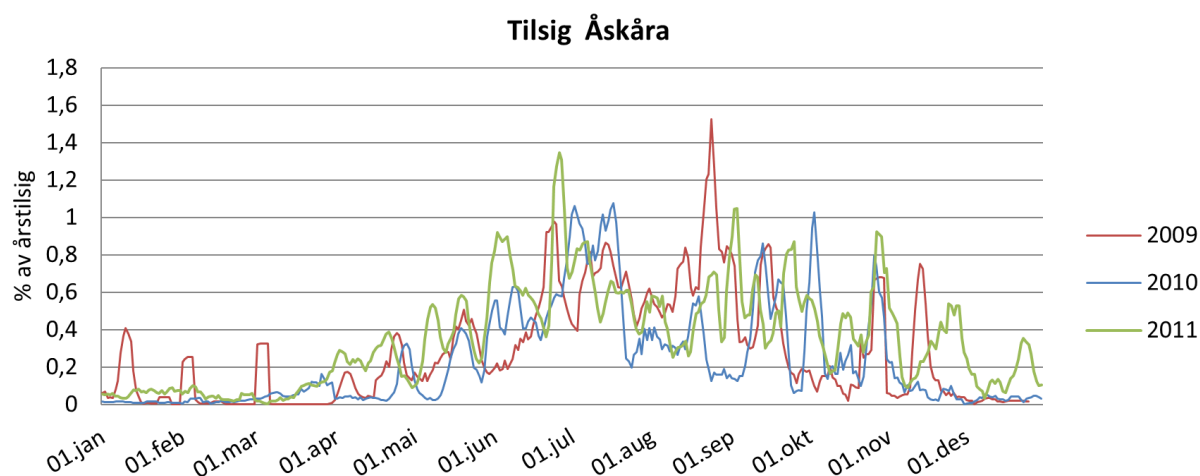
70 % av kraftproduksjon i regionen kjem frå regulert vasskraft, og SFE eig mykje av produksjonen. Svelgen, Åskåra og Øksnelvane er kraftverk bygd for 40-60 år sidan, og dei står

ovanfor større rehabiliteringar i åra som kjem. Ved nybygg er det i realiteten to alternativ som er vurdert: auke av effekten (effektverk) eller installering av pumpekraftverk.

SFE har gitt tilgang til magasinivolum og produksjonsdata for alle kraftverk dei eig. Kraftverka i Åskåra står for over 10 % av produksjonen i oppgåveområdet og har god magasin kapasitet. Nedslagsfeltet innehar også ein vesentleg andel bre (20 %), noko som er typisk for regionen. Åskåra er vurdert som representativt for regionen, og brukt for å simulere tilsig og magasin kurve for alle vasskraftverk med reguleringsmagasin. Data for tilsig og magasin kurver er tilgjengelig for heile simuleringsperioden (2004-2011). Store Åsgårdsvatn er største magasinet i vassdraget, og valt som representativt magasin. Tilsiget er funne av daglige endringar i magasinivolum, justert for produksjon. Urealistiske data er korrigert, og totalt årlig middeltilsig er kontrollert mot middelproduksjon i Åskåra 1. Magasinkurve og tilsig for typiske år er vist i figur 4.6 og 4.7.



Figur 4.6: Typiske magasin kurver for Store Åsgårdsvatn



Figur 4.7: Typiske tilsig kurver for Åskåra

Forma på magasin kurva i figur 4.6 er velkjent, med låg fyllingsgrad etter vinteren og høg fyllingsgrad etter snøsmelting på sommaren. Tilsig kurvene i figur 4.7 viser at magasinet er høgtliggjande, med stort tilsig frå juni og utover sommaren.

”Vanleg” regulert vasskraftproduksjon

Regulert vasskraft er inndelt i to einingar. “Vanleg” regulert vasskraft er eininga for regulert vasskraftproduksjon, unntatt Svelgen, Åskåra og Øksnelvane. Kraftverk og magasin er slått saman til eitt ekvivalent kraftverk med tilhøyrande magasin. Dagens samla installasjon er 350 MW, og magasinkapasiteten er 627 GWh. Total årsproduksjon er brukt til å skalere tilsigskurva frå Åskåra. Kraftverka i gruppa har høgst prioritet av regulert vasskraft i simuleringane.

Effektverk

Eininga beståande av Svelgen, Åskåra og Øksnelvane er kalla “Effektverk”. Installert effekt skal optimaliserast. På same måte som “vanleg” regulert vasskraft, er anlegga slått saman til eitt ekvivalent kraftverk, med tilhøyrande magasinkapasitet (730 GWh). Installert effekt i dag er 280 MW, 1380 GWh middel årsproduksjon og 4900 timar gjennomsnittlig brukstid. Tilsigskurva er skalert ut frå årsproduksjon. I simuleringane er installert effekt variert for å sjå kva verknadar det har på totalsystemet. Effektverket har prioritet etter “vanleg” regulert vasskraftproduksjon. Eit effektverk kan velje tidspunkt for produksjon i større grad enn annan vasskraft grunna lågare brukstid, og antakelsen er vurdert til å gje best simuleringsresultat.

4.1.4 Pumpekraftverk

Pumpekraftverk er implementert som eit lukka system utan eige tilsig for å begrense kompleksiteten i modellen. Tilhøyrande pumpekraftverket er eit øvre og nedre magasin med like stor kapasitet. I praksis vil magasinane truleg vere ulike.

Pumpekraftverket har to oppgåver. Lagre overskotsenergi i systemet og utnytte prisskilnader i marknaden. Det vert pumpa når eksportlinjene ut av regionen er fullt utnytta, og pumpekraftverket reduserer dermed energitapet. Sistnemnde funksjon er reint økonomisk. Dersom prisen er vurdert til å vere låg nok, går pumpa, medan det vert levert energi til nettet ved høg pris. Ein føresetnad for sistnemnde funksjon er at prisskilnaden er stor nok til å dekke energitapet på ein syklus. I Tyskland har nokre pumpekraftverk ein verknadsgrad så høgt som 80 % for ein syklus, medan gjennomsnittet ligg på 69 %. Sjølv små pumpekraftverk (< 50 MW) ligg opp mot 80 % verknadsgrad (Universitet Stuttgart 2010). Korte vassvegar og moderne teknologi gjer at det er føresett 75 % verknadsgrad på ein pumpesyklus i modellen. 25 % av energien går tapt, og må dekkjast av prisskilnader.

Pumpekraftverket er tenkt installert i eksisterande magasin, parallelt med eksisterande kraftverk. Pumpekraftverket “låner” delar av magasinkapasiteten, og opererer sjølvstendig. I modellen er effekten i pumpe- og produksjonsmodus lik, noko som ikkje er tilfelle i praksis på grunn av energitapa i systemet. Det er likevel vurdert til å vere ein akseptabel antakelse. Målet er å sjå positive/negative verknadar av pumpekraftverk i systemet.

Det er fleire feilkjelder i eit lukka pumpesystem. Eit opplagt problem er at det vert pumpa når det er overskot av energi i systemet. Høgt tilsig til pumpesystemet kjem truleg samtidig med høgt tilsig til annan vasskraftproduksjon. Dersom øvre magasin i slike situasjonar vert pumpa fullt, vil tilsig komande dagar gå til overlaup.

4.1.5 Spotpris

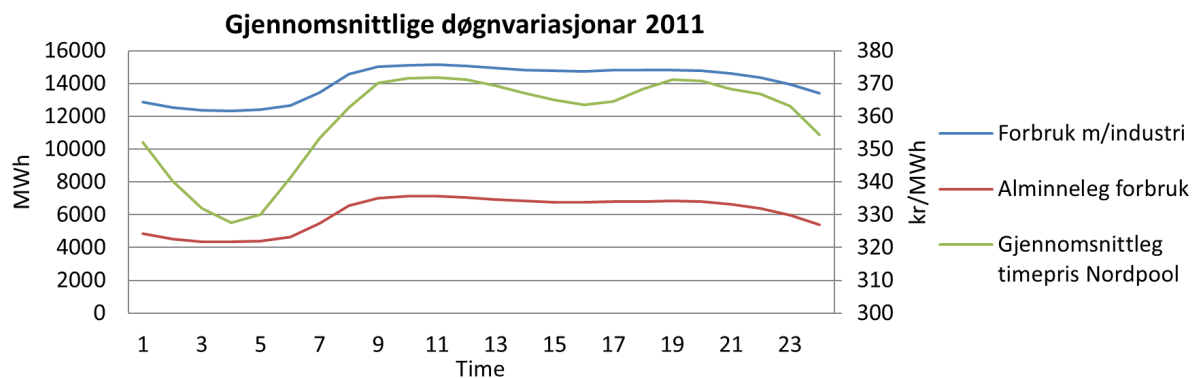
Ei realistisk optimalisering skjer ut frå ei teknisk-økonomisk vurdering. Mykje av arbeidet knytt til pumpekraftverk i Noreg har berre sett på tekniske begrensningar. For å vinkle oppgåva mot ei økonomisk betraktning, er spotpris implementert i modellen. I første rekke var det tenkt å sjå vekk frå pris, men prisimplementasjon vart vurdert til å vere nødvendig, og interessant, for å sjå korleis det påverka installasjonen i effektverket og pumpekraftverket.

Dagens nordiske kraftmarknad er karakterisert av små kortsiktige prisskilnader. I Noreg er effektreserven fortsatt stor, til tross for større innslag av uregulert kraftproduksjon siste åra. Slik marknaden er i dag, er det for små prissforskjellar til å forsvare store investeringar i pumpekraftverk og effektverk. Det er stor uvisse knytt til framtidig kraftmarknad. I seinare tid har optimismen for framtidig spotpris avtatt. Mykje ny uregulert kraftproduksjon kan derimot gje større kortsiktige prisskilnader i marknaden. Stor utbygging av utanlandskablar vil truleg også gje større kortsiktige prisskilnader, særleg innanfor døgnet.

Kortsiktige prisskilnader kan gje lønsemd både for å auke effektinstallasjon i eksisterande kraftverk og byggje pumpekraftverk. I eit forsøk på å sjå korleis kortsiktige prisskilnader påverkar val av installasjon, er det generert nye prisseriar med større skilnader i modellen. Det er teke utgangspunkt i spotprisen frå Nordpool i simuleringsperioden (2004-2011). Prisskilnadane er knytt til døgnvariasjon og uregulert produksjon. Regulerkraftmarknaden er ikkje implementert i modellen.

Døgnvariasjonar

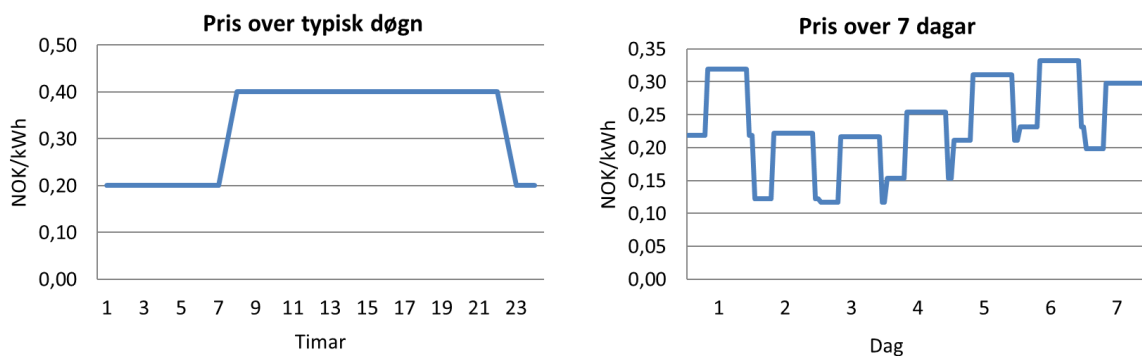
Figur 4.8 viser gjennomsnittleg forbruk og spotpris over døgnet i 2011 (Nordpool 2012).



Figur 4.8: Gjennomsnittleg døgnvariasjon i forbruk og spotpris i 2011

Figur 4.8 viser at forbruk og spotpris varierer i samsvar med kvarandre. I tidsrommet 07.00-22.00 er forbruket høgt, og prisen tilsvarande. Skalerte prisskilnader i modellen er knytt opp til desse timane av døgnet. Tidsrommet 07.00-22.00 har høgare pris enn døgngjennomsnittet, medan dei resterande 9 timane har tilsvarande lågare pris. Skilnaden er vekta slik at gjennomsnittleg døgnpris er uendra.

Genererte døgnvariasjonar er vist i figur 4.9. Total døgnvariasjon er 20 øre/kWh, og gjennomsnittet følgjer faktisk spotpris på Nordpool i simuleringsperioden.



Figur 4.9: Konstruerte prisvariasjonar innanfor døgnnet

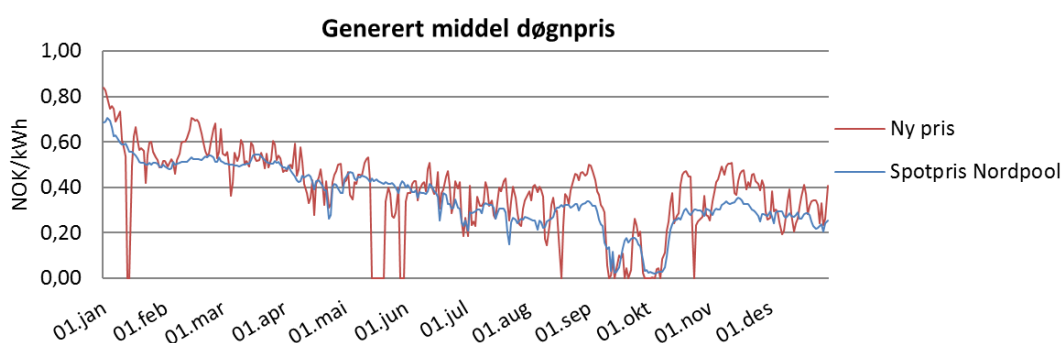
Som figur 4.9 viser, er prisen skalert rundt gjennomsnittet for kvart døgn, med 15 høgpristimar.

Prisvariasjon med uregulert produksjon

Prismekanismene i eit system med stort innslag av uregulert produksjon vil truleg variere med produksjonen frå slike kjelder, noko som blant anna er tilfelle i Tyskland (EEX 2012). Prisskilnad knytt til uregulert produksjon er generert ved formel (4.1):

$$\text{Pristillegg} = \frac{(0,5 * \text{Produksjon}_{\text{Max}} - \text{Produksjon}_{\text{faktisk}})}{(0,5 * \text{Produksjon}_{\text{Max}})} * \text{Total Prisvariasjon} \quad (4.1)$$

Formelen gir inga prisendring ved 50 % uregulert produksjon. Produksjonsnivå mindre enn 50 % aukar prisen lineært, medan større produksjon senkar prisen lineært. Maksimal uregulert produksjon gir maksimalt prisfrådrag. Figur 4.10 viser korleis funksjonen påverkar spotprisen i eit typisk år.



Figur 4.10: Konstruerte prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon

I situasjonar der uregulert produksjon overgår forbruk og eksportkapasitet, viser figur 4.10 at prisen er droppa til 0. Eit produkt med store variasjonar (les: mykje uregulert produksjon) vil vere lite attraktivt i ein marknad med stor tilgang på energi. Mykje ny uregulert energi i regionen kjem truleg i samband med mykje ny produksjon i resten av landet også. Prisdroppa illustrerer eit mogleg utfall av ein situasjon med innestengt energi i regionen.

Prisscenario

I simuleringane er det nytta 5 prisscenario, oppsummert i tabell 4.1.

Tabell 4.1: Prisscenario

	Ekstra variasjon [øre/kWh]	Prisområde [øre/kWh]	Gjennomsnittspris [øre/kWh]
Som i dag	0	25-45	30
Døgnvariasjon 20 øre/kWh	20	15-55	30
Døgnvariasjon 30 øre/kWh	30	5-65	30
Uregulert variasjon 20 øre/kWh	20	15-55	32
Uregulert variasjon 30 øre/kWh	30	5-65	33

Scenaria i tabell 4.1 tek utgangspunkt i nemnde prisvariasjonar, og det er valt å bruke store variasjonar. Gjennomsnittsprisen er rett i overkant av 30 øre/kWh fordi simuleringstida går tilbake til 2004. Siste åra har gjennomsnittet vore noko høgare, rundt 35 øre/kWh. Prisnivået har ingen påverknad på resultatet, det er kortsiktige prisskilnader som skal utnyttast.

4.1.6 Produksjonsscenario

Basert på informasjon i kapittel 3 er det definert to produksjonsscenario, som skal spegle realistiske kombinasjonar av produksjon, forbruk og linjekapasitet. Tabell 4.2 viser hovudparametrane i scenaria.

Tabell 4.2: Produksjonsscenario

		Scenario 1		Scenario 2
		Sc. 1.1	Sc. 1.2	
Import/Eksport	[MW]	700	1000	1500
Småkraft	[MW]	700	900	1100
Vindkraft	[MW]	100	300	1000
Større elvekraft	[MW]	100	100	150
Regulert vasskraft	[MW]	500	500	500
Forbruk Alminneleg	[GWh]	1400	1400	1400
Forbruk Industri	[GWh]	1600	1600	2600

Kraftsystemet i regionen står føre store forandringar. Ein ny sterk akse i sentralnett er under bygging frå Sogndal til Ørskog, og står klar i 2015/16. Ei ny og sterkare linje frå

Sogndal til Aurland er også under planlegging, og kan stå ferdig tidligast i 2018. Som tabell 4.2 viser, varierer eksportkapasiteten mellom 700 og 1500 MW. Valte kapasitetar er basert på nemnde prosjekt. I scenario 1 er flaskehalsen Sogndal-Aurland uendra eller delvis oppgradert, medan det i scenario 2 er føresett ny linje over Sognefjorden. Sjølv om dei nye linjene vil ha kapasitet på høvesvis 1500 MW og 2-3000 MW, er kapasiteten sett lågare. Det er to årsaker: Begrensa forbruk utanfor region (spesielt nordover), og Indre Sogn disponerer deler av kapasiteten. Vurderingane er gjort i samarbeid med SFE Nett.

Småkrafta varierer frå 700 MW til 1100 MW i simuleringane. 700 MW er av SFE estimert til å vere eit lågt anslag, medan 1100 MW ligg opp mot det maksimale utbyggingspotensialet (jamfør kapittel 3). Vindkrafta er meir usikker. I scenario 1, som er lagt lågt, varierer installert mengde vindkraft frå 100-300 MW. I scenario 1.2 er mengda vindkraft sett til 300 MW, noko som ser ut til å vere eit middels anslag ut i frå dagens planar og lokal oppslutnad. Scenario 2 er eit lite realistisk scenario, 1000 MW er basert på alle kjende prosjekt på land i regionen.

Installasjon av større elvekraft er også auka. Dagens installasjon er 60 MW, og 100 MW (Scenario 1) og 150 MW (Scenario 2) føreset realisering av nokre av planane i Jølstra (50 MW), Stardalen (30 MW), Breim (16 MW) og Gjengedal (50 MW). Prosjekta er i utgangspunktet kontroversielle, og det er lite truleg at alle prosjekta vert realisert.

Noko ny regulert vasskraftproduksjon er teke med, i hovudsak prosjekta Eiriksdal kraftverk (48 MW) i Høyanger og Leikanger kraftverk (77 MW). Eiriksdal kraftverk er under bygging, og skal stå klart i 2013. Den regulerte vasskrafta utanfor Bremanger vert med det godt opprusta, og det er sannsynleg at eventuelle nye opprustingar i regionen skjer i anlegga til SFE i Bremanger. Av dei store einingane er Kjøsnesfjorden (84 MW) nettopp sett i drift, Høyanger-systemet (140 MW) er under utbetring og Mel (52 MW) er eit relativt nytt kraftverk. Den nye regulerte vasskrafta er antekte utbygd i begge scenaria.

Forbruket er halde på dagens nivå i scenario 1, medan det i scenario 2 er teke med 1000 GWh nytt industriforbruk. Auken kan enten kome i form av elektrifisering av sokkelen, ny aluminiumsproduksjon i Høyanger eller annan ny industri.

4.2 Beskriving av modell

Modellen har timesoppløysing. Inndata til modellen er gitt i figur 4.11. Parametrane blir variert i ut frå valte scenario. Programmeringa er utført i språket Visual Basic og modellen er køyrt i Excel. Skriptet er tilgjengelig i vedlegg C.

Modellen har følgjande logiske oppbygging, der produksjon/import er definert positivt og forbruk/eksport negativt. Operasjonane er gjort for kvart tidssteg.

- Uregulerte kraftproduksjon: har forkøyrerrett og blir mata først inn i systemet.
- Forbruk: Blir trekt frå og gir grunnlag for balansering.
- Netto balanse etter uregulert kraftproduksjon og forbruk må balanserast.
- Netto balanse < 0 : Vasskraft er brukt i følgjande rekkjefølgje for å balansere region: Vanleg regulert vasskraft, effektverk og til slutt eventuelt pumpekraftverk. Dersom det ikkje er tilstrekkelig er det importert energi frå tilstøytande regionar.

	År	Månad	Dato
Start	2004	1	1
Stopp	2011		
Tidssteg	1	(1,2,4,8 eller 24 timar)	
Import/eksport	1 500	[MW]	
Småkraft	1 100	[MW]	
Vindkraft	1 000	[MW]	
Større Elvekraftverk	150	[MW]	
Forbruk Alminnelig	1 400	[GWh/år]	
Forbruk Industri	2 600	[GWh/år]	

	Installasjon	Årsproduksjon	Magasinkap.	Startverdi	Køyring ved %	Tillete avvik
Data for vasskraft med magasin	[MW]	[MWh]	[MWh]	magasin	høgre pris	magasinkurve
Regulert vasskraft	500	2 000 000	627 000	75 %	5 %	5 %
Effektverk	560	1 380 000	730 000	75 %	5 %	15 %
Pumpekraftverk	100		20 000	50 %	12,5 %	

Figur 4.11: Inndata i modell

- Netto balanse > 0 : Eksport av energi. Pumpekraftverk er nytta til pumping av energi dersom eksportkapasiteten er fullt utnytta. Eventuell overskotsenergi er definert som energitap.

Prisseriar er teke med i modellen for å gje eit økonomisk aspekt. Gjennomsnittspris for neste månaden er rekna ut for kvart tidssteg. Gjennomsnittsprisen er meint å vere ei tilnærming til vassverdi som er nytta i produksjonsplanlegging. Vasskraftverk og pumpekraftverk utnyttar kjennskapen til gjennomsnittspris neste månaden på følgjande måte:

- Spotpris $>$ Gjennomsnittspris $\cdot (1+X \%)$
 - Vasskraftverk (vanleg og effektverk) produserer dersom prisen er høgare enn gjennomsnittsprisen (f.eks 5%).
 - Pumpekraftverket produserer/pumpar energi dersom prisen avvik $\pm 12,5 \%$ frå gjennomsnittsprisen. 12,5 % er valt ut frå føresetnaden om 25 % tap av energi i ein pumpe-syklus.

Regionen er eit overskotsområde av energi, med dei utfordringar det gir i modellering. Produksjonsplanlegging for regulert vasskraft er inga enkel oppgåve. Det er mange faktorar som spelar inn, mellom anna spotpris, fyllingsgrad i magasin og tilsigsprognosar. Utan avanserte dataprogram er produksjonsplanlegging vanskeleg å simulere. For å gje eit realistisk køyremønster er vasskraft med magasinkapasitet programmert til å følgje eksisterande magasinkurver.

- Ved stort avvik frå magasinkurva produserer vasskraftverka for å kome tilbake til kurva. Krav: Tilgjengelig eksportkapasitet. Vanleg regulert vasskraft har prioritet føre effektverket, men det blir tillete mindre avvik frå magasinkurva.
- Tilsig som ikkje kan lagrast (fullt magasin) og ikkje transporterast ut av region (fullt utnytta eksportkapasitet), er definert som energitap.

Effektverket køyrer på same prinsipp som "vanleg" regulert vasskraft, men følgjer i andre rekkje. Effektverket er gitt større rom for å avvike frå dagens køyremønster. Pumpekraftverk har lågast prioritet. Det vil seie at det er nytta til å dekkje forbruk etter at all tilgjengelig produksjon og importkapasitet er nytta. Elles er pumpekraftverket køyrt for å unngå energitap i systemet og ved høg pris.

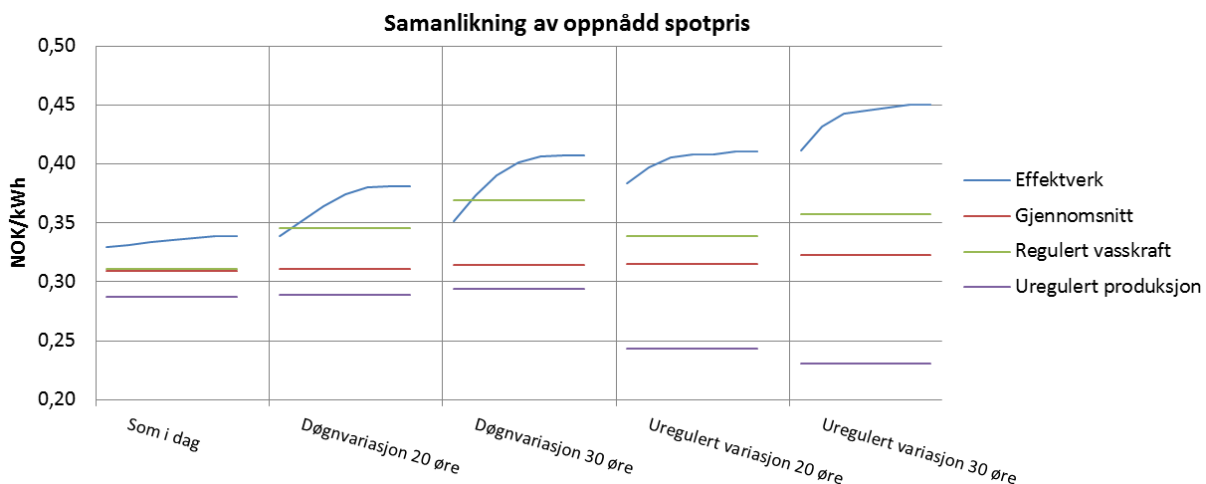
Regionen har stort kraftoverskot, så i dei fleste tidssteg går kraftflyten ut av region. Eksport av energi er vanskelig å simulere utan forenklingar. Eksportkapasiteten er sett som ein flat variabel, og det er antekt at det er eit eksternt forbruk som tek imot energien.

4.3 Kontroll av modell

Energikontroll av modellen er gjennomført utan feil. Dei viktigaste sjekkane er:

- Global energisjekk: Energi inn i systemet (all produksjon) er lik all energi ut av systemet (forbruk, eksport og energitap)
- Lokal energisjekk: Energi inn i eit tidssteg (tilsig til regulerte vasskraftverk og uregulert produksjon) er balansert av forbruk, eksport og/eller lagra i magasin (vanlege reguleringsmagasin eller i pumpemagasin).

Største utfordringa i oppbygginga av modellen var å implementere fornuftige marknadsmechanismar. Figur 4.12 viser gjennomsnittleg oppnådd spotpris for dei ulike energikjeldene. Innan kvart prisscenario aukar installasjonen i effektverket, og det er tydelig at auka effekt gir økonomisk vinst i form av høgare oppnådd spotpris. Gjennomsnittsprisen held seg tilnærma konstant, medan skilnaden mellom energikjeldene endrar seg med større variasjonar i spotpris. Med dagens prisseriar er skilnadane små, noko som speglar realiteten godt. Ved større prisskilnader er regulert vasskraft betre betalt, ikkje minst når ein har låge brukstider og god magasinkapasitet. Modellen oppfører seg med andre ord slik det er forventa. Uregulert produksjon får lågare verdi med store prisskilnader, og effektverka får betre betalt enn vanleg regulert vasskraft fordi fridomen i køyremønsteret er større.



Figur 4.12: Kontroll: Samanlikning av gjennomsnittleg oppnådd spotpris

Figur 4.12 viser ei tydelig feilkjelde frå prisscenaria knytt til uregulert produksjon. Startpunktet for effektverket er langt over annan regulert vasskraft. Med dagens installasjon skulle oppnådd pris for effektverket og regulert vasskraft vore i same storleik. Feilen gir kunstig lågt inntektspotensial for effektverket. For døgnvariasjonar verkar derimot modellen til å fungere tilfredsstillande.

5. Resultat av analyse

5.1 Generelle resultat

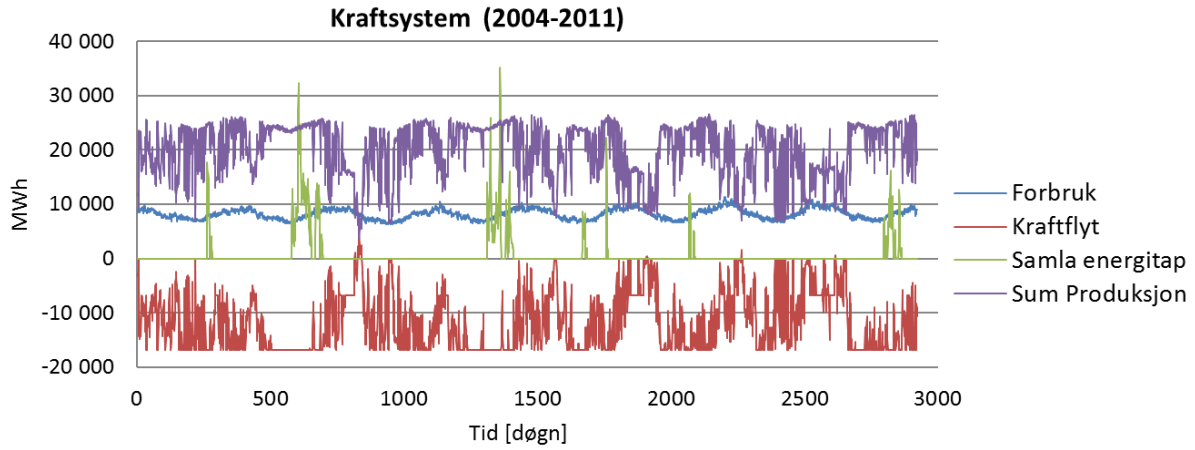
Simuleringar er utført med mange ulike installasjonar i kvart scenario. Auke i effektinstallasjon og pumpeinstallasjon er dei viktigaste parametrane. Basistilfellet er lik dagens situasjon med 280 MW i anlegga i Bremanger, og ingen pumpeinstallasjon. Det er anteke at magasin-kapasiteten tilhøyrande vasskraftverka i området er god, og at det ikkje er økonomisk å auke kapasiteten. Ved innføring av pumpekraftverk er utgangspunktet ein magasin-kapasitet på 20 000 MWh, som tilsvarar energikapasiteten i Isavatn med fall til Bjørndalen. Magasin-kapasiteten tilhøyrande pumpekraftverket er variert for å sjå korleis det påverkar resultata. Det er anteke at ein vil auke effektinstallasjonen i eksisterande kraftverk før eit pumpekraftverk vert bygd, så installasjon i effektverket er dobla i simuleringane med pumpekraftverk.

Resultat er henta ut i form av energitap i systemet, gjennomsnittleg oppnådd spotpris, mengde pumpa energi og økonomi i pumpekraftverket. Det er viktig å understreke at energitapet er nyttbar energi og resultat av begrensa nettkapasitet/forbruk. Designmessige flaumtap er halde utanfor analysen, og det totale energitapet i systemet er difor høgare enn det som kjem fram av grafane. Energitapet gjeld for heile systemet, og er ikkje spesifisert til ei enkelt produksjonskjelde. Analysen kan sjåast på som ei optimalisering av systemet som heilheit. Før resultata frå kvart scenario er presentert, er det vist nokre typiske data frå simuleringane.

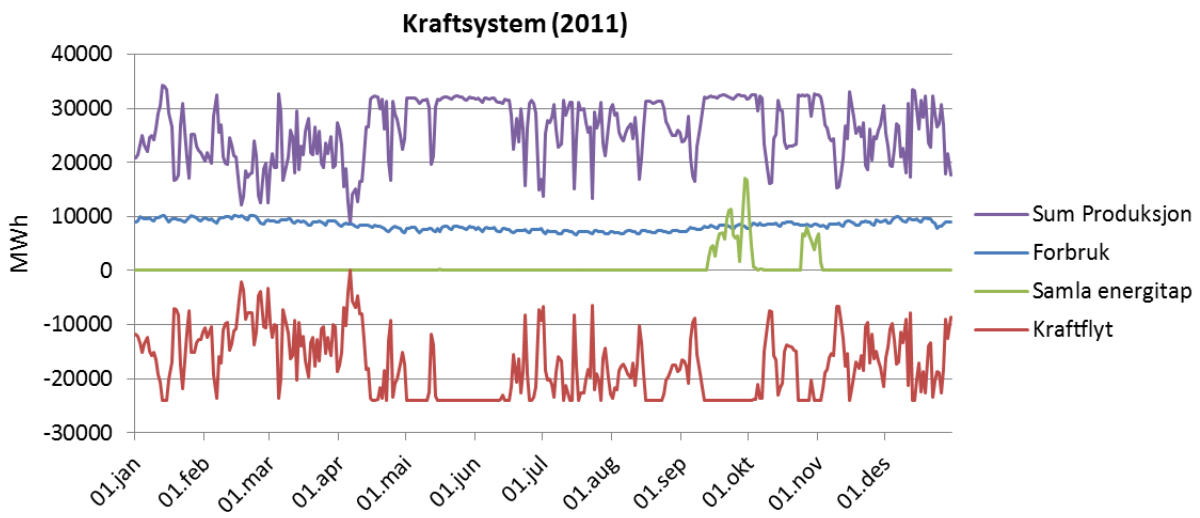
Kraftsystem

Figur 5.1 viser kraftproduksjon og kraftflyt frå ei typisk simulering. Oppløysinga på simuleringa er ein time, men for å gjere resultata presentable viser grafane samla døgnproduksjon. Figur 5.1-b viser at eksporten er stor i månadane mai-juni og august-oktober. På seinsommaren er magasinane fulle og tilsiget stort, og uregulert produksjon høg. Nettmessig er perioden veldig anstrengt. Det kan spørjast om det er tilstrekkelig forbruk utanfor regionen ved produksjonstoppane. Eksporten er størst i månadane med lågast forbruk. Figuren viser også at energitapet kjem konsentrert og med stort volum. Det er vanskeleg å forhindre slike ekstremssituasjonar.

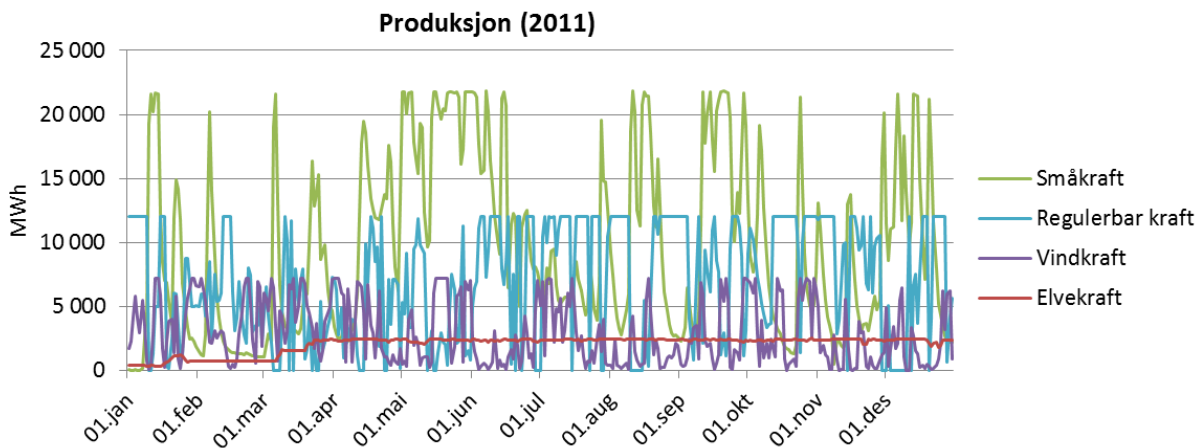
Fordelinga mellom dei ulike produksjonskjeldene er vist i figur 5.1-c. Kurvene er henta frå scenario 1.2, som er vurdert til å vere det mest sannsynlege scenariet. Truleg kan ein forvente at småkrafta vil dominere produksjonen i regionen om 10-15 år.



(a) Kraftsystemet for heile simuleringsperioden



(b) Kraftsystemet for 2011

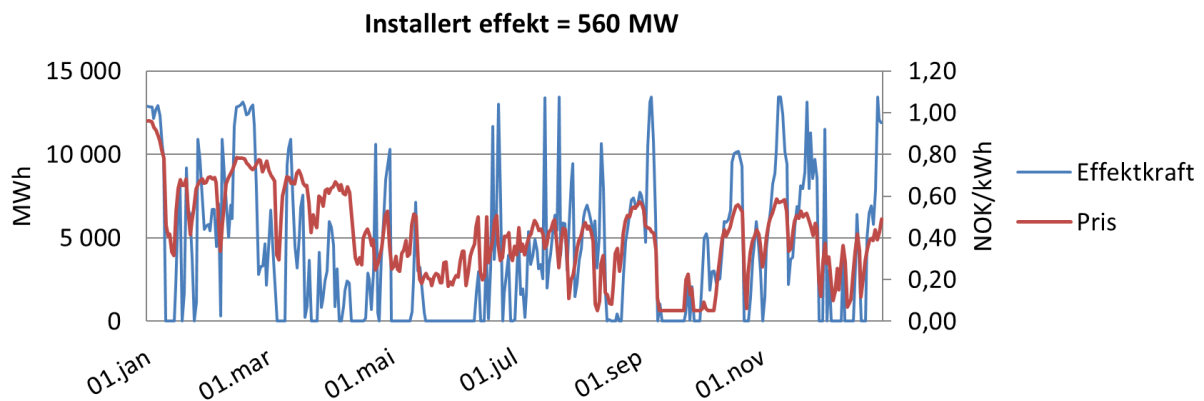
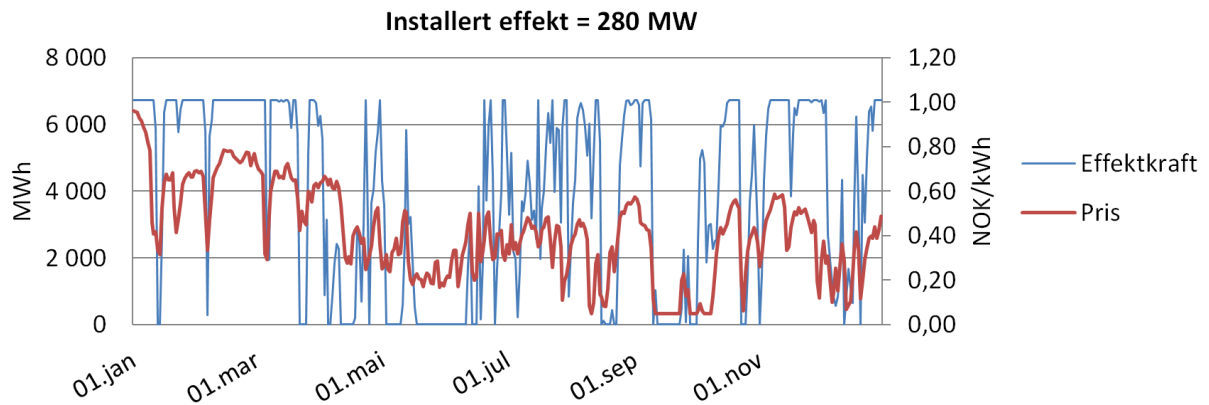


(c) Produksjon for 2011

Figur 5.1: Kraftflyt i typisk simulering

Effektverk

I simuleringane er installasjonen i effektverket variert for å sjå kva verknader det gir på systemet. Verdien i å senke brukstida ligg i at effektverket kan køyre ut produksjonen på kortare tidsrom, noko som er illustrert i figur 5.2.

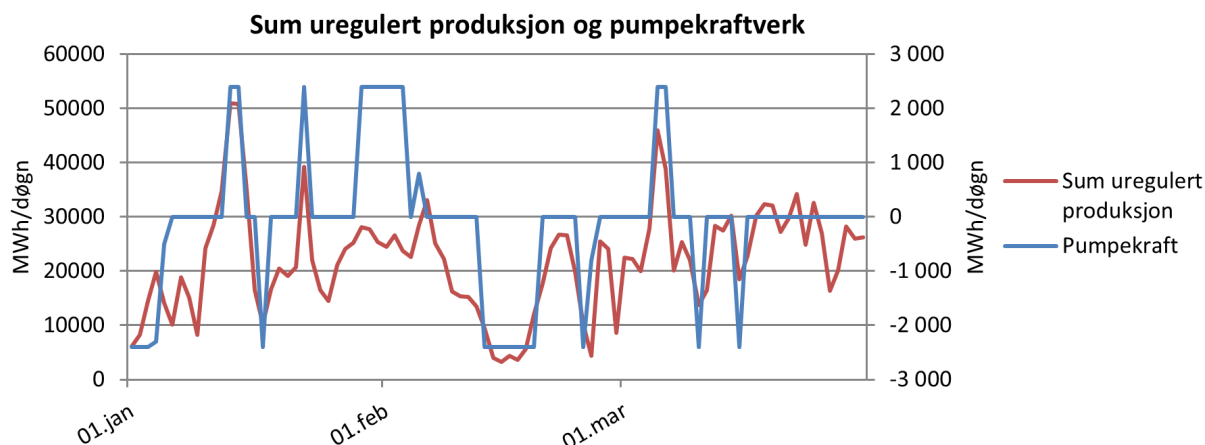


Figur 5.2: Verknad av effektauke

Figur 5.2-a viser at med dagens situasjon (280 MW) må kraftverket køyrast over lengre tidsrom, og gjerne når prisen ikkje er så høg. Låg brukstid, vist i figur 5.2-b, gjer at produsenten kan vente til prisen er god, noko som føreset god magasinkapasitet. Dei vurderte kraftverka har god magasinkapasitet. Modellen verkar til å simulere effektverket på ein tilfredsstillande måte. Stor effektinstallasjon gir markante, spisse toppar i produksjonen.

Pumpekraftverk

Pumpekraftverket er implementert i modellen for å sjå korleis det kan forbetre systemet. Eit pumpekraftverk kan pumpe energi i periodar med høg uregulert produksjon og produsere når uregulert produksjon er tilsvarande låg. Figur 5.3 viser korleis det simulerte pumpekraftverket fungerer i modellen.

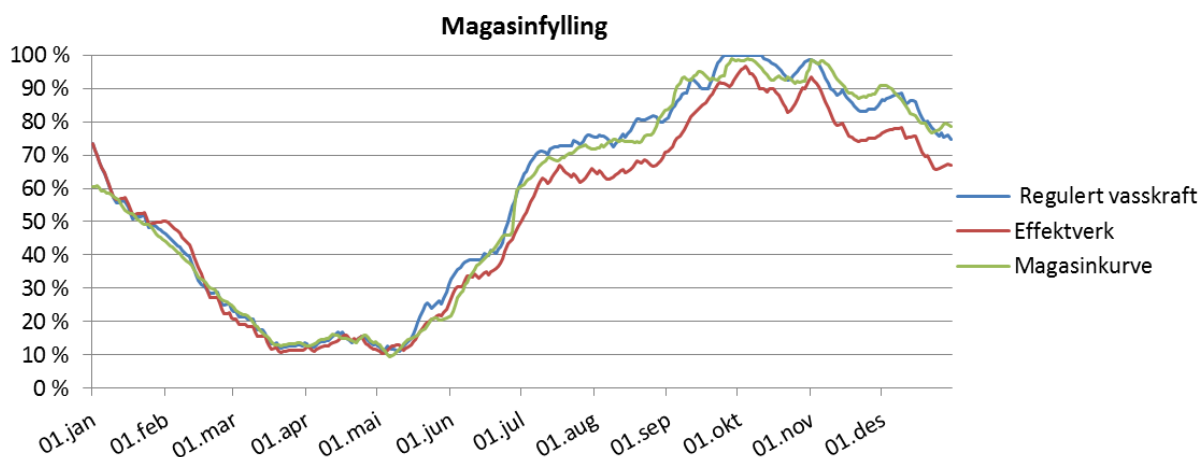


Figur 5.3: Samvariasjon mellom simulert uregulert produksjon og pumpekraft

Figur 5.3 viser at pumpekraftverket pumpar (definert positivt) når uregulert produksjon er høg, og produserer energi (definert negativt) når det er låg uregulert produksjon. Konklusjonen er at modellen fungerer tilfredsstillande for pumpekraftverk.

Magasinfylling

Resultata frå simuleringane er basert på ein modell med fleire feilkjelder. Mellom anna er køyrestategiske omsyn lite ivareteke. Produksjonsplanlegging er ein eigen vitskap, og svært vanskeleg å implementere i modellen. Figur 5.4 viser korleis magasinfyllinga varierer i typiske år.



Figur 5.4: Magasinfyllingar i eit typisk år

Figur 5.4 viser at det er valt å følgje dagens magasinkurver, med litt større fridom til avvik for effektverket. Energitalpet i systemet oppstår på seinsommaren når magasina er fulle. Magasinkøyringa vil truleg endre seg når energisystemet blir tilført mykje ny uregulert produksjon, men det er ikkje teke omsyn til. Forsyningsikkerheit er hovudargumentet for å behalde dagens køyring av reguleringsmagasin.

5.2 Resultat Scenario 1

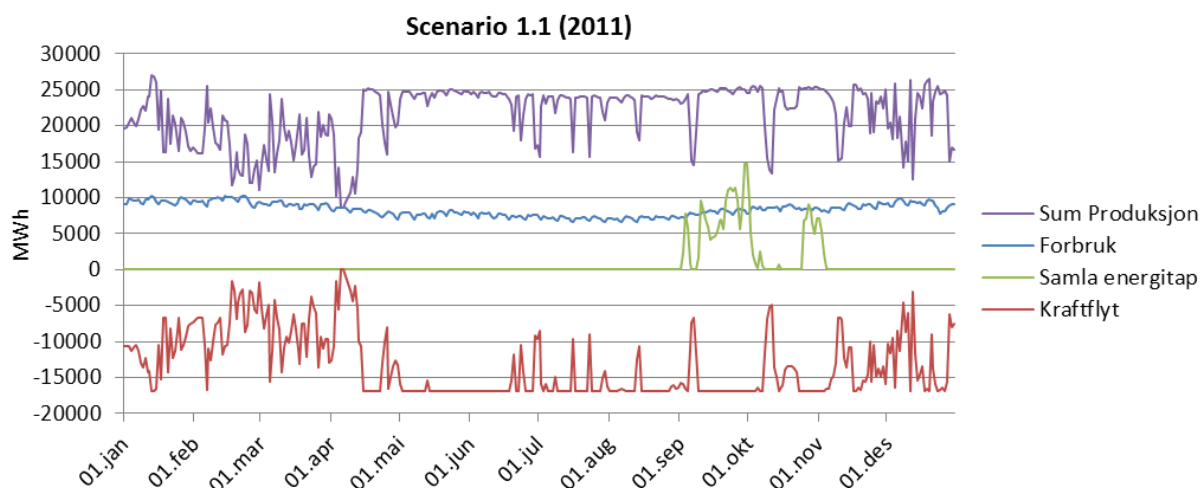
Scenario 1 representerer ein middels produksjonsauke, og er vurdert til å vere det mest sannsynlege scenarioet. Hovuddata for scenario 1 er repetert i tabell 5.1.

Tabell 5.1: Scenario 1: Hovuddata

		Scenario 1.1	Scenario 1.2
Import/Eksport	[MW]	700	1000
Småkraft	[MW]	700	900
Vindkraft	[MW]	100	300
Større elvekraft	[MW]	100	100
Regulert vasskraft	[MW]	500	500
Forbruk Alminneleg	[GWh]	1400	1400
Forbruk Industri	[GWh]	1600	1600

Scenario 1 har ein vesentleg auke i uregulert produksjon, og nokre nye større prosjekt knytt til elvekraft og regulert vasskraftproduksjon. Forbruket er halde på dagens nivå. Det er den nye sentralnettlinja Sogndal-Ørskog som står for størsteparten av eksportkapasiteten, men i scenario 1.2 er kapasiteten over Sognefjorden delvis oppgradert.

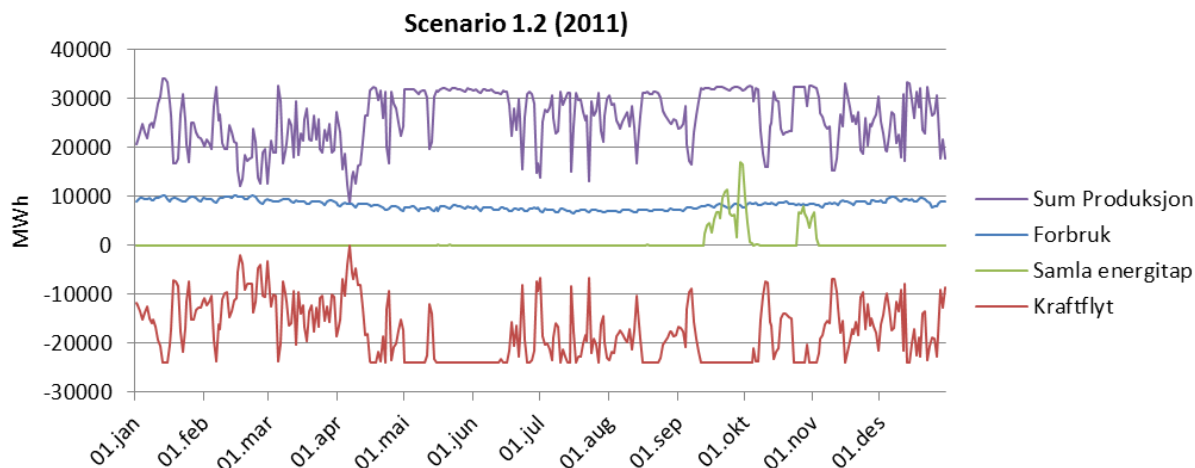
Kraftsystemet eit typisk år i scenario 1.1 er vist i figur 5.5.



Figur 5.5: Scenario 1.1: Kraftflyt

Figur 5.5 viser at produksjonen er generelt større enn forbruket, og frå tidlig vår og til godt ut på hausten er eksportkapasiteten fullt utnytta store deler av tida. Energitapet er konsentrert til seinsommaren, då magasina er fulle og tilsiget høgt.

Kraftflyt og energitap for scenario 1.2 er vist i figur 5.6.



Figur 5.6: Scenario 1.2: Kraftflyt

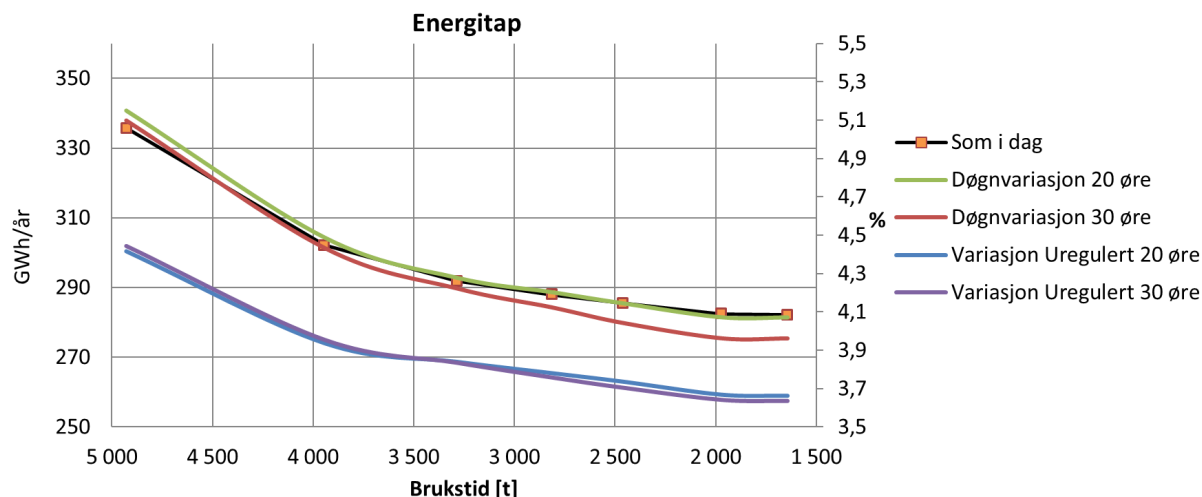
Figur 5.6 viser at samanlikna med scenario 1.1 er eksportkapasiteten betre tilpassa produksjonen i regionen, og det er færre fullasttimar. Energitapet kjem som for scenario 1.1 konsentrert på seinsommaren.

5.2.1 Effektverk

Det er først gjort simuleringar der installasjonen i effektverket er variert. Eit effektverk sin funksjon er ikkje å produsere meir energi, men å ha fridom til å produsere på gunstige tidspunkt. For å illustrere nytten av lågare brukstid, er energitapet i systemet og gjennomsnittleg oppnådd spotpris vurdert til å vere gode parametrar. Energitapet kjem som følgje av at kapasiteten i systemet ikkje er tilstrekkelig ved produksjonstoppane. Effektverket reduserer energitapet ved å ha fridom til å halde igjen vatn i magasinet.

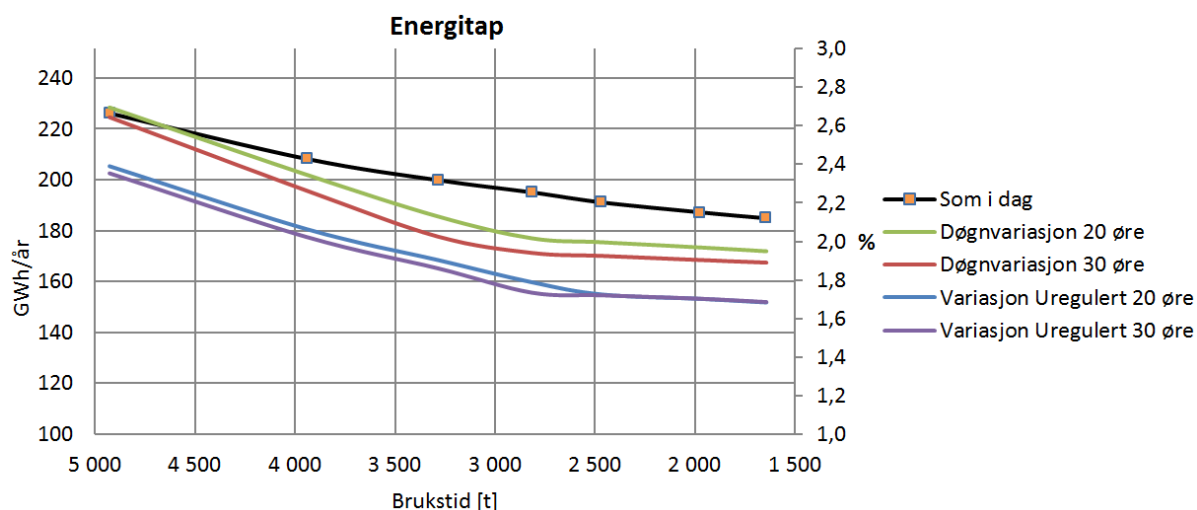
Energitap

Figur 5.7 viser korleis energitapet i kraftsystemet for scenario 1.1 endrar seg som funksjon av brukstida i effektverket. Energitapet minkar når brukstida minkar, og kurvene flatar ut i området rundt 2000 brukstimar. Det er potensial til å redusere energitapet med rundt 50 GWh, eller rundt 0,5 % av total produksjon i regionen. 50 GWh utgjer 3,6 % av produksjonen i Svelgen, Åskåra og Øksnelvane.



Figur 5.7: Scenario 1.1: Energitap som funksjon av brukstid i effektverket

Scenario 1.2 er på mange punkt likt som scenario 1.1, men den uregulerte produksjonen er auka for å sjå korleis det påverkar systemet. Energitapet er vist i figur 5.8.

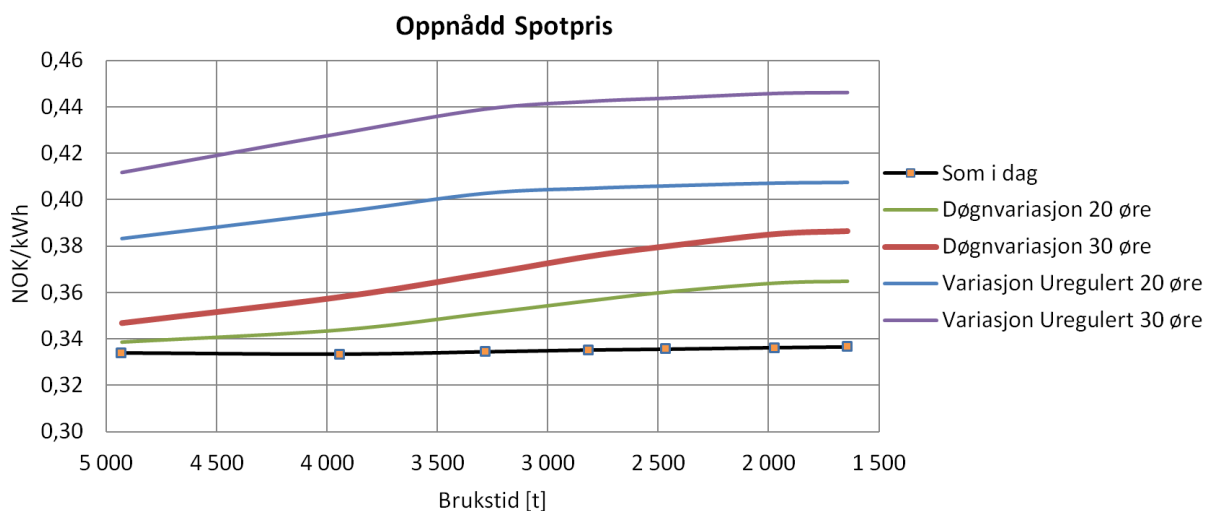


Figur 5.8: Scenario 1.2: Energitap som funksjon av brukstid i effektverket

Figur 5.8 samsvarar godt med tilsvarende figur for scenario 1.1. Kurvene flatar ut i området rundt 2500 brukstimar, noko før enn for scenario 1.1. Det er potensial til å spare omkring 60 GWh ved å ha låg brukstid, 0,6 % av total produksjon i systemet. Medan energitapet for systemet var 4-5 % for scenario 1.1, er det 2-3 % for scenario 1.2. Eksportkapasiteten er meir anstrengt i scenario 1.1.

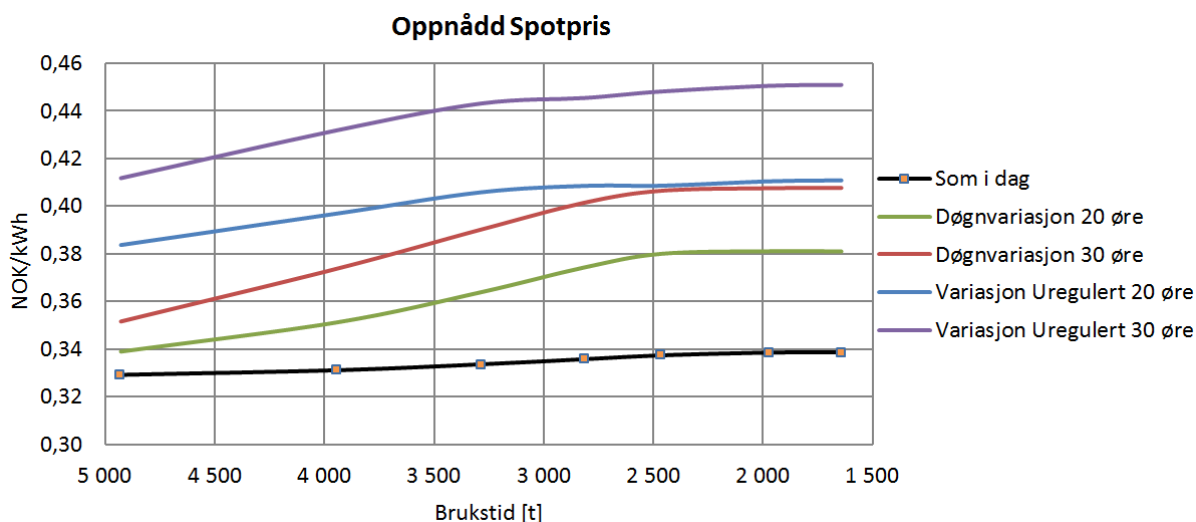
Spotpris

Implementasjon av prisscenario i modellen har gjort det mogleg å vurdere økonomisk vinst av å auke effektinstallasjonen. Figur 5.9 viser gjennomsnittleg oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i scenario 1.1.



Figur 5.9: Scenario 1.1: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket

Figur 5.9 viser at med dagens priser, ser ein effektauke ut til å gje ein maksimal auke på 1 øre/kWh eller rundt 3 % auka inntekter. Ein total døgnvariasjon på 20 øre/kWh gir 2-3 øre/kWh maksimal auke i gjennomsnittleg spotpris, eller 6-9 %. Ein prisskilnad på 20 øre/kWh knytt til uregulert produksjon gir eit liknande inntektspotensial. Tilsvarende figur for scenario 1.2 er vist i figur 5.10.



Figur 5.10: Scenario 1.2: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket

Figur 5.10 viser at det er større økonomisk potensial i scenario 1.2. Ein total døgnvariasjon på 20 øre/kWh gir 4-5 øre/kWh, eller 13-16 %, høgare gjennomsnittspris.

Med 1380 GWh, som er årleg produksjon i effektverket, er inntektspotensialet stort. I kapittel 8 tek optimaliseringsprosessen utgangspunkt i inntektspotensialet i figurane.

Det er gitt “forkøyrrett” for den vanlige regulerte vasskrafta før effektverket. Ved høge brukstider, typisk i området 4000-5000 brukstimar, gir forkøyrretten utslag i kunstig høge spotprisar (tidligere vist i figur 4.12). Startpunktet for effektverket skulle helst vore på same nivå som annan regulert vasskraft. Spesielt for prisscenario knytt til uregulert variasjon er

feilen merkbar, og utgjør i området 2-3 øre/kWh. Feilkjelda gir lågare inntektspotensial for effektauke. For døgnvariasjonar i pris verkar modellen til å fungere godt.

5.2.2 Pumpekraftverk

Scenario 1.1

I simuleringane med pumpekraftverk, er installert effekt i Bremanger-anlegga halde konstant på 560 MW, eller 2500 timar brukstid. Antakelsen byggjer som tidligare nemnt på at det er meir realistisk å ruste opp gamle kraftverk før pumpekraftverk er aktuelt, sidan det er billigare. Tabell 5.2 gir nokre utvalte data for pumpekraftverket i scenario 1.1.

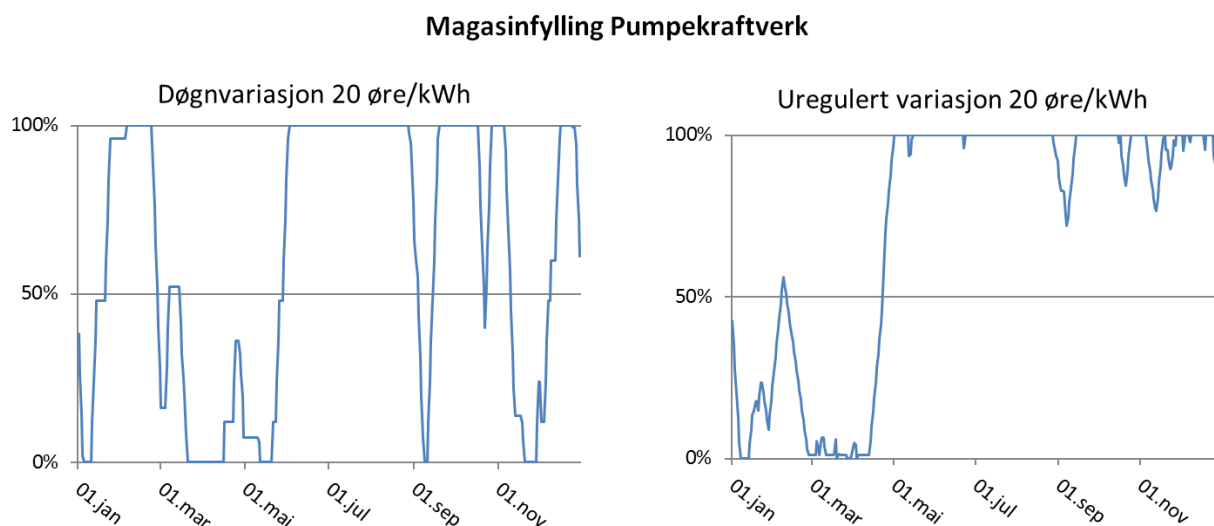
Tabell 5.2: Scenario 1.1: Utvalte data for pumpekraftverk

Effekt [MW]	Magasin [MWh]	Døgnvariasjon 20 øre			Uregulert variasjon 20 øre		
		Pumpa Energi [GWh]	Brukstid Pumpe [t]	Antal fyllingar	Pumpa Energi [GWh]	Brukstid Pumpe [t]	Antal fyllingar
50	20000	64	1283	3,2	51	1014	2,5
100	20000	115	1147	5,7	74	739	3,7
200	20000	200	1000	10,0	99	493	4,9
200	50000	219	1097	4,4	154	768	3,1
200	100000	241	1208	2,4	200	999	2,0

Ved døgnvariasjonar i pris viser tabell 5.2 at mengde pumpa energi er mest avhengig av installert effekt. Magasinkapasiteten har liten innverknad. Ved 50 MW installert effekt og magasinkapasitet 20 000 MWh vart det årleg pumpa energi tilsvarande tre magasinfyllingar, medan det vart pumpa energi tilsvarande 10 magasinfyllingar ved 200 MW effekt. Med andre ord er magasinet mykje betre utnytta ved høg effektinstallasjon. Pumpa energimengd endrar seg lite når effekten er halde på 200 MW og magasinkapasiteten aukar. Brukstida i pumpemodus ligg rett i overkant av 1000 timar, uavhengig av effekt og magasinkapasitet. 1000 brukstimar gir stort tidsrom til å velje når kraftverket skal produsere energi.

For prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon, er potensialet for pumping meir avhengig av magasinkapasiteten. Brukstida på pumpa går mykje ned ved auka installasjon og konstant magasinkapasitet, noko som tyder på at periodane for pumping er intensive når dei først kjem. Det er tidligare dokumentert at det er store sesongvariasjonar i den uregulerte produksjonen. Pumpekraftverket må regulere på sesongbasis, noko som krev stor magasin-kapasitet.

I figur 5.11 er det vist korleis fyllingsgrada i pumpemagasinet typisk varierer gjennom året.

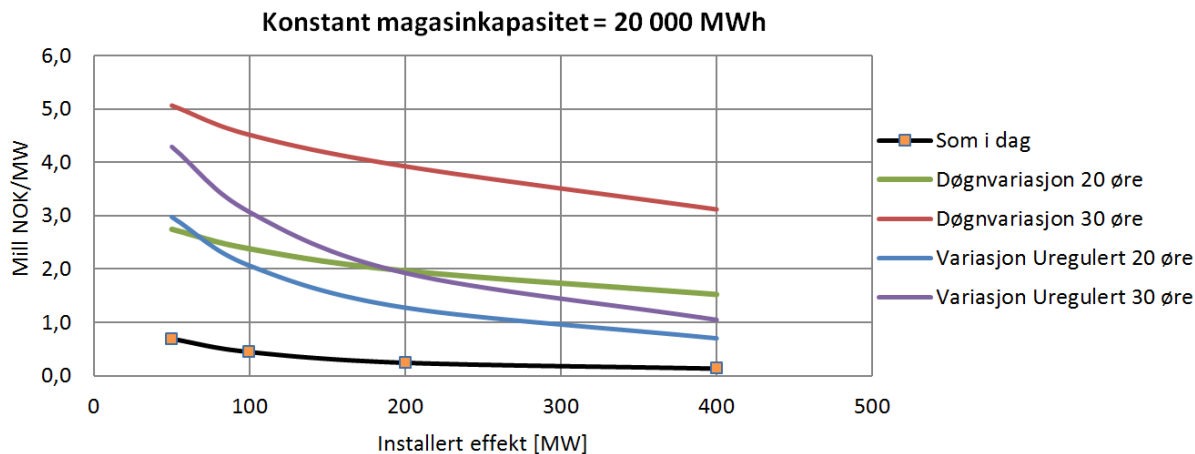


Figur 5.11: Scenario 1.1: Magasinfylling i pumpekraftverket for ulike prisscenario

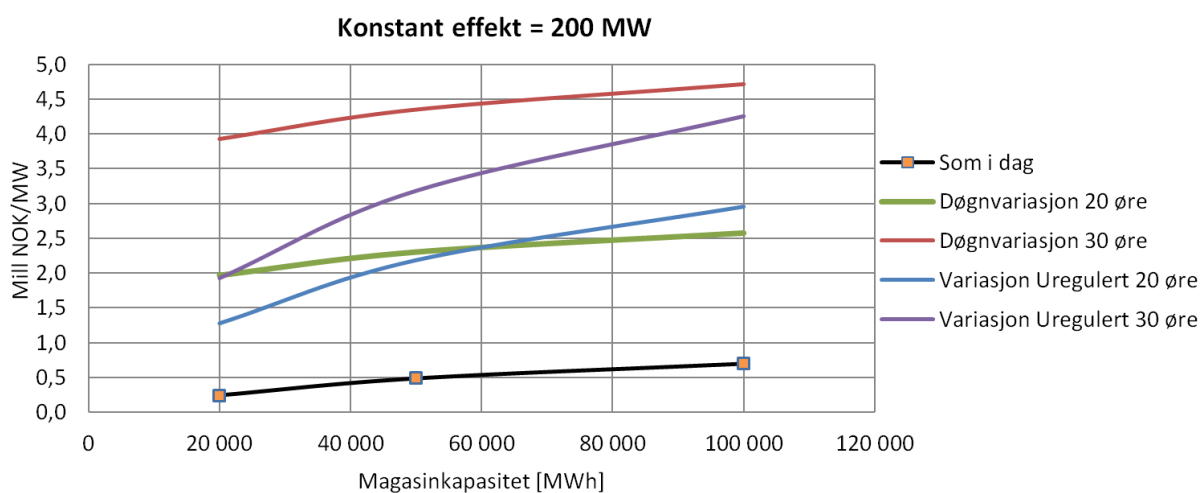
Observasjonane frå tabell 5.2 er bekrefta i figur 5.11. Installasjonen er 100 MW og magasinkapasiteten 20 000 MWh. Magasinet har fleire oppfyllingar når prisen varierer innanfor døgnnet. For scenario 1.1 er det likevel tydelig at pumpekraftverket ikkje fungerer tilfredsstillende. Sesongvariasjonane i uregulert produksjon pregar magasinkurvane.

Figur 5.12a-c viser økonomisk overskot for pumpekraftverket, med eining mill. NOK/MW. Årleg økonomisk overskot er neddiskontert med ein faktor 15, og deretter delt på installert effekt. Figur 5.12-a bekreftar at prisane i dag ikkje gir grunnlag for pumpekraftverk. Det er først med 30 øre/kWh døgnvariasjon at inntekta er på eit nivå som nærmar seg utbyggingsprisane for pumpekraftverk på 3-6 mill. NOK/MW presentert i kapittel 3.

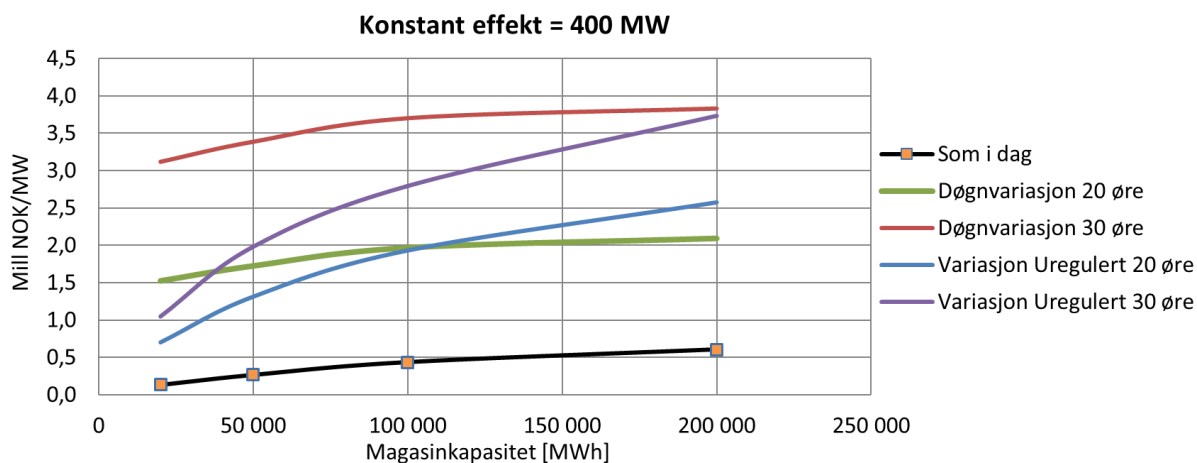
Figurane 5.12b-c bekreftar observasjonane frå tabell 5.2. Ved døgnvariasjonar i pris, er det lite å hente på å auke magasinkapasiteten. For variasjonar knytt til uregulert produksjon er det først med 100 000 MWh magasinkapasitet at inntektene nærmar seg utgiftsnivået for å bygge pumpekraftverk.



(a) Inntektspotensial: Magasin = 20 000 MWh



(b) Inntektspotensial: Effekt = 200MW



(c) Inntektspotensial: Effekt = 400MW

Figur 5.12: Scenario 1.1: Økonomi pumpekraftverk

Scenario 1.2

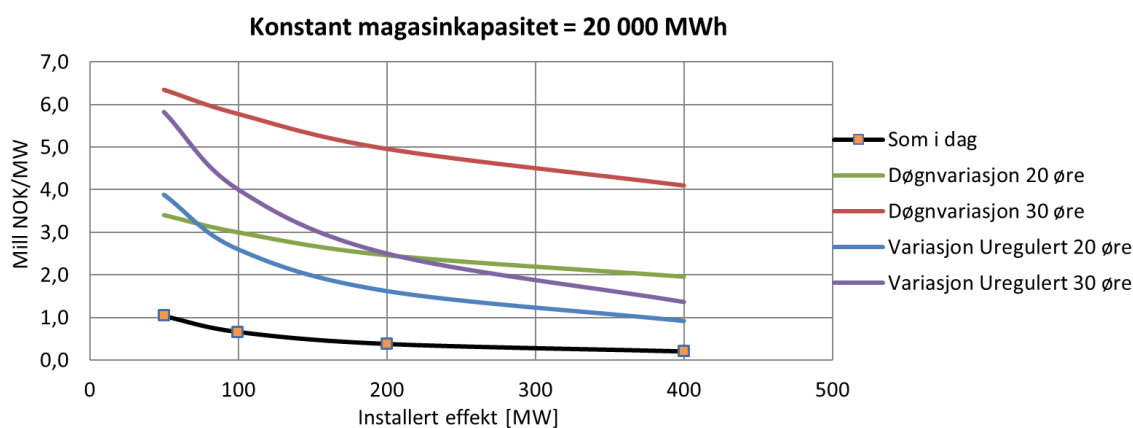
Tabell 5.3 presenterer utvalte data for ulike pumpekraftverk i scenario 1.2.

Tabell 5.3: Scenario 1.2: Utvalte data for pumpekraftverk

Effekt [MW]	Magasin [MWh]	Døgnvariasjon 20 øre			Uregulert variasjon 20 øre		
		Pumpa Energi [GWh]	Brukstid Pumpe [t]	Antal fyllingar	Pumpa Energi [GWh]	Brukstid Pumpe [t]	Antal fyllingar
50	20000	83	1654	4,1	67	1334	3,3
100	20000	148	1479	7,4	97	972	4,9
200	20000	253	1266	12,7	128	638	6,4
200	50000	273	1367	5,5	204	1018	4,1
200	100000	291	1457	2,9	265	1326	2,7

Tabell 5.3 viser at samanlikna med scenario 1.1 er generelt mengda pumpa energi større. Medan brukstida i scenario 1.1 var rundt 1000 timar, er brukstida 1300-1400 i scenario 1.2. Det er tydelig at betre nettkapasitet og meir uregulert produksjon gir betre høve for eit pumpekraftverk. Samtidig gir høgare brukstid mindre tidsrom å produsere i, og difor lågare moglegheit til å vente på høg pris.

Også her er magasinet betre utnytta med høg installert effekt og døgnvariasjonar i pris. Med 200 MW installert effekt og 20 000 MWh magasinkapasitet er det pumpa ei energimengd tilsvarande 12 magasinfullingar med døgnvariasjon og seks med prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon. Økonomisk overskot for scenario 1.2 er vist i figur 5.13.



Figur 5.13: Scenario 1.2: Økonomi pumpekraftverk

Pumpekraftverket fungerer betre i scenario 1.2, noko som også er bekrefta i figur 5.13. Inntektene er generelt 1-2 mill. NOK/MW høgare enn for scenario 1.1. Likevel er det berre ved 30 øre/kWh døgnvariasjon at inntektspotensialet verkar til å vere høgt nok til å forsvare kostnadane ved å byggje kraftverket.

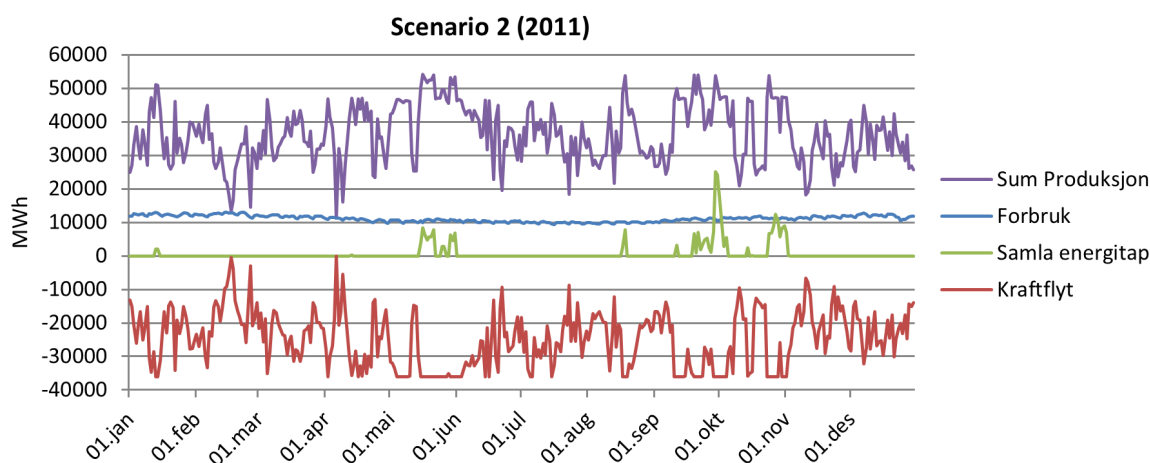
5.3 Resultat Scenario 2

Scenario 2 representerer ei maksimal utbygging av energiresursane i regionen. Tabell 5.4 repeterer input for Scenario 2 i modellen.

Tabell 5.4: Scenario 2: Hovuddata

Import/Eksport	1500	[MW]
Småkraft	1100	[MW]
Vindkraft	1000	[MW]
Større elvekraft	150	[MW]
Regulert vasskraft	500	[MW]
Forbruk Alminneleg	1400	[GWh]
Forbruk Industri	2600	[GWh]

Nettmessig er scenariet “worst-case”, og vil gje store utfordringar fordi den nye produksjonen er uregulert. Det er store mengder ny småkraft (1100 MW) og vindkraft (1000 MW) og ein liten auke i større elvekraft. Industriforbruket er auka med 1000 GWh/år, og flaskehalsen i nettet over Sognefjorden er fjerna. Kraftflyten i scenariet i 2011 er vist i figur 5.14.

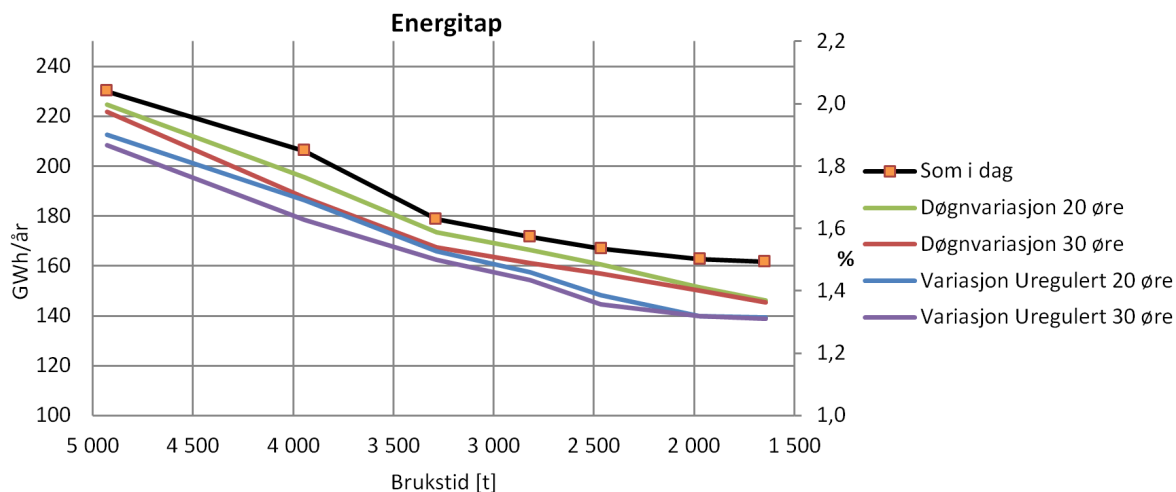


Figur 5.14: Scenario 2: Kraftflyt

Figur 5.14 viser ein kraftproduksjon med mykje større variasjonar i produksjon enn for scenario 1, fordi den uregulerte produksjonen dominerer produksjonen. Eksportkapasiteten verkar til å vere godt tilpassa produksjonsmengda i systemet, med færre fullasttimar enn i scenario 1.1. Energitapet kjem fleire periodar i året i scenario 2. Det er toppar i produksjonen på vårparten (mai-juni) og på seinsommaren (august-oktober). Toppene samsvarar med periodane på året då både vindkraft og småkraft har høg produksjon.

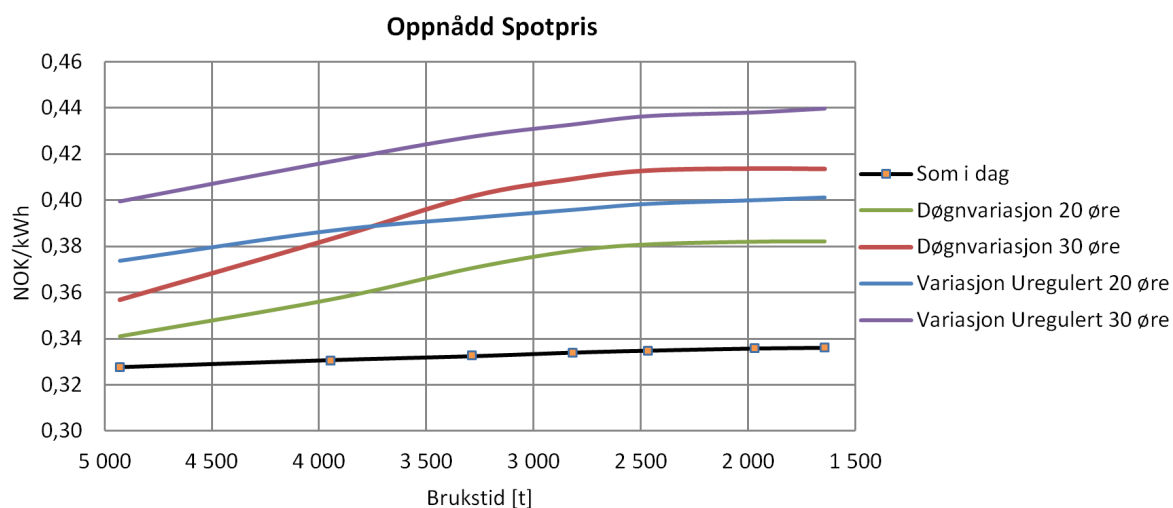
5.3.1 Effektverk

For kraftsystemet er det ei stor utfordring med så mykje ny uregulert produksjon. Figur 5.15 viser korleis energitapet varierer som funksjon av brukstid i effektverket i scenario 2.



Figur 5.15: Scenario 2: Energitap som funksjon av brukstid i effektverket

Energitapet i figur 5.15 viser same trenden som i scenario 1, til tross for at samansetninga i kraftsystemet er totalt forskjellig. Kurvene flatar ut i området rundt 2000 brukstimar. Energitapet for totalsystemet kan reduserast med 70-80 GWh ifølgje simuleringane. 80 GWh utgjør 0,6 % av total produksjon i regionen. Energitapet er 1-2 %, noko som er lågare enn i scenario 1. Eksportkapasiteten verkar å vere godt tilpassa produksjonsmengda. Gjennomsnittleg oppnådd spotpris som funksjon av brukstid er vist i figur 5.16.



Figur 5.16: Scenario 2: Oppnådd spotpris som funksjon av brukstid i effektverket

Figur 5.16 viser at med dagens spotpris gir effektauke eit maksimalt inntektspotensial på 1 øre/kWh, eller 3 % auka inntekter. Som i scenario 1 har døgnvariasjonar størst økonomisk potensial. Døgnvariasjon på 20 øre/kWh aukar gjennomsnittleg spotpris med 4-5 øre/kWh eller 13-16 %. Alle kurvene verkar til å nå ein grenseverdi rundt 2500 brukstimar.

5.3.2 Pumpekraftverk

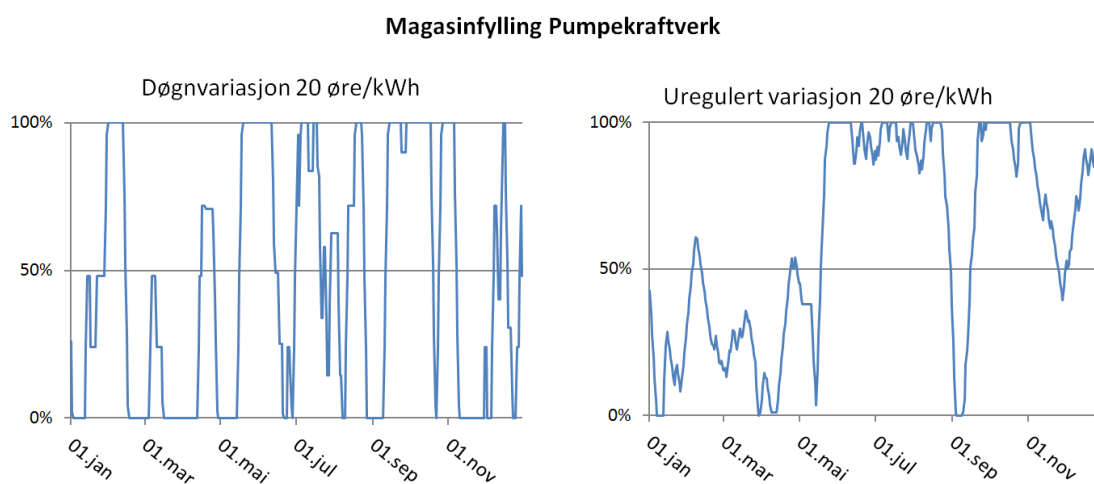
Figur 5.14 viste at den uregulerte produksjonen gir store variasjonar i kraftflyten, noko som er ideelt for eit pumpekraftverk. Brukstida i pumpemodus er vist i tabell 5.5 for to utvalte prisscenario.

Tabell 5.5: Scenario 2: Utvalte data for pumpekraftverk

Effekt [MW]	Magasin [MWh]	Døgnvariasjon 20 øre			Uregulert variasjon 20 øre		
		Pumpa Energi [GWh]	Bruktid Pumpe [t]	Antal fyllingar	Pumpa Energi [GWh]	Bruktid Pumpe [t]	Antal fyllingar
50	20 000	130	2 600	6,5	100	2007	5,0
100	20 000	240	2 398	12,0	159	1588	7,9
200	20 000	429	2 143	21,4	228	1140	11,4
200	50 000	470	2 350	9,4	340	1699	6,8
200	100 000	495	2 475	4,9	416	2079	4,2

Tabell 5.5 viser at brukstida varierer mellom 2100-2600 timar, mykje høgare enn i scenario 1. I simuleringa med 20 øre/kWh døgnvariasjon vart det pumpa 240 GWh med 100 MW installert effekt og 20 000 MWh magasinkapasitet. 240 GWh tilsvarar 12 magasinfullingar, eller ei oppfylling i månaden.

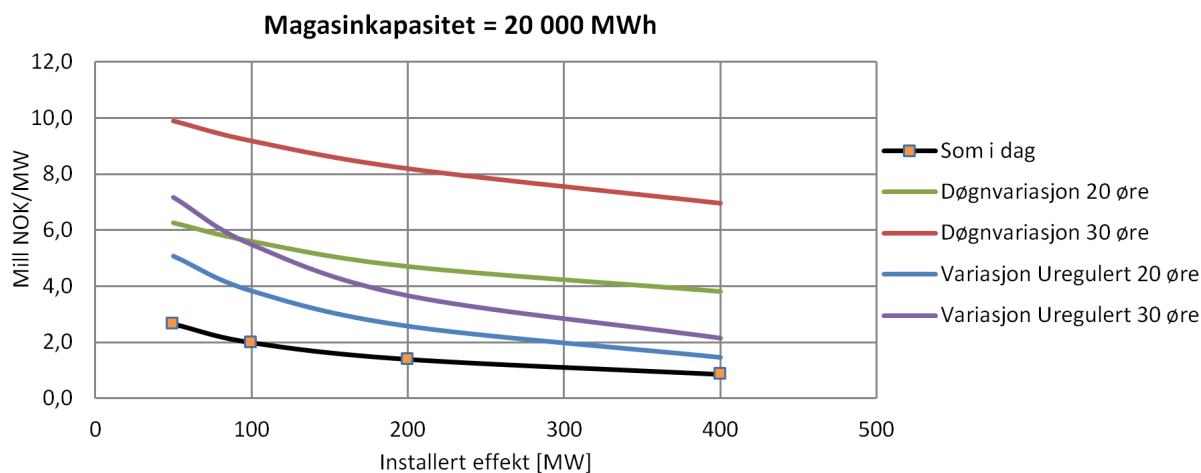
I scenario 1 fungerte pumpekraftverket dårlig for prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon. I scenario 2 er det tydeleg at funksjonen av pumpekraftverket er betre. Med 100 MW installasjon og 20 000 MWh magasinkapasitet, er magasinkapasiteten nytta 8 gongar årlig. Figur 5.17 viser magasinvariasjon for eit typisk år.



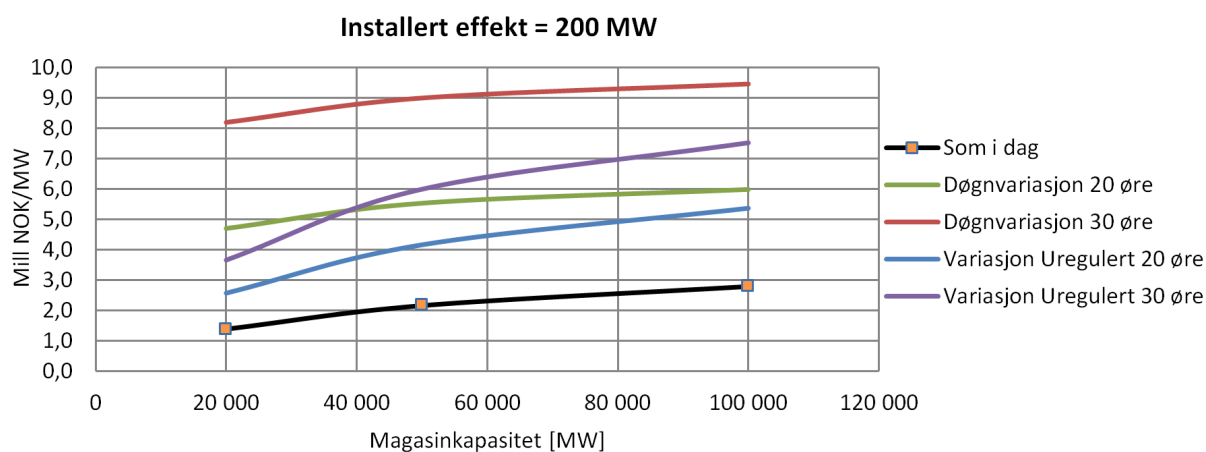
Figur 5.17: Scenario 2: Magasinfylling i pumpekraftverket for ulike prisscenario

Pumpekraftverket fungerer godt for døgnvariasjonar, men fortsatt har tendens til sesongregulering for prisscenario “Uregulert variasjon 20 øre/kWh”.

Noverdien av årlig overskot i pumpekraftverket i scenario 2 er vist i figur 5.18.



(a) Økonomi: Magasin = 20 000 MWh



(b) Økonomi: Effekt = 200MW

Figur 5.18: Scenario 2: Økonomi pumpekraftverk

Figur 5.18 viser at inntektpotensialet er høgt i Scenario 2. Døgnvariasjon på 20 øre/kWh gir noverdi i storleik 5-6 mill. NOK/MW, noko som er i same storleik som estimerte kostnader for pumpekraftverk (NVE 2011d). Med 30 øre/kWh vil eit pumpekraftverk ha god lønsemd i scenario 2, med inntekter i storleik 8-10 mill. NOK/MW.

Mange av konklusjonane frå scenario 1 viser igjen i scenario 2. Magasinkapasiteten har liten innverknad ved døgnvariasjonar, medan det verkar til å vere essensielt med stor magasinkapasitet med prisvariasjonar knytt til uregulert produksjon.

6. Tolkning av resultat

6.1 Hovudkonklusjonar

Resultata presentert i kapittel 5 gir grunnlag for å trekkje fleire konklusjonar. Resultata for dei ulike scenaria følgjer mykje av same trenden. Hovudkonklusjonane er:

- Energitalet kjem på seinsommaren, konsentrert og med stort volum. Tapa er difor vanskelege å redusere utan store kostnader. Pumpekraftverk vil ikkje løyse problemet, sidan magasinet tilslutta pumpekraftverket truleg også vil ha høg fyllingsgrad. Endra køyremønster for magasin, saman med høgare installert effekt, kan truleg løyse problemet på ein betre måte. Reduksjon i brukstid på regulerte vasskraftverk gir større fridom til å styre magasinet.
- Typisk produksjonstoppar: To markante toppar. Først ein topp ved snøsmelting på våren, og så ein ny topp på seinsommaren. Det vil vere gunstig å ha ei brukstid på kraftverka som gjer at ein kan stå over toppane, og køyre ut magasinet i periodar imellom med lågare tilsig.
- Med tilgjengelig magasinkapasitet i området, verkar døgnvariasjonar til å vere mest gunstig både for effektverk og pumpekraftverk. Den uregulerte produksjonen har sesongvariasjonar, og er vanskelig å regulere utan stor magasinkapasitet.

Effektverk

Analysane viser at senking av brukstid i eksisterande kraftverk verkar til å beste investeringa som kan gjerast for å forbetre systemet. Utan unntak gav senking av brukstid gunstige verknader i alle simuleringane. Lønsemda varierer for dei ulike prisscenaria, men generelt kan ein seie at:

- Med ei energibetraktning verkar ei halvering av brukstida til å vere gunstig, frå dagens 5000 timar ned mot 2500 timar. Lågare brukstid (1000-1500 timar) kan likevel vere aktuelt for å utnytte andre marknader, for eksempel regulerkraftmarknaden.
- Gjennomsnittleg oppnådd spotpris går mot ein grenseverdi, typisk i området 2-3000 brukstimar. Vesentleg lågare brukstid vil sette store krav til produksjonsplanlegging (evne til å treffe høgprisperiodar) og god magasinkapasitet.
- Mykje ny installert uregulert produksjon set større krav til regulert kraftproduksjon for å kunne utnytte marknaden i same grad som før. Hovudutfordringa vil vere å ha fridom til å stoppe produksjonen når energimengda i systemet allereie er stor, noko

som føreset låg brukstid og god magasinkapasitet. I situasjonar med høg uregulert produksjon og fullt utnyttta krafteksport vil prisen med stort sannsyn droppe.

- I alle prosjekt bør det vurderast å auke magasinkapasiteten. Nye magasin vil vere ei stor investering, men det kan bli nødvendig for å unngå periodar med mykje uregulert produksjon og fullt utnyttta eksportkapasitet.

Pumpekraftverk

Det er antekt at pumpekraftverket først vert bygd etter at eksisterande kraftverk er rusta opp. Ut frå resultatata verkar antakelsen fornuftig. Pumpekraftverk er simulert som eit supplement til 2500 brukstimar i effektverket (560 MW), altså ei halvert brukstid. Hovudkonklusjonane frå analysen er:

- Med dagens utbyggingskostnader og prisar er ein langt frå å realisere pumpekraftverk. Det er lite som tyder på at det dei neste 10-15 åra skal bli rom for økonomisk kommersielle pumpekraftverk, utan nokon form for subsidiering eller betaling for systemtenester.
- Pumpekraftverket har liten positiv verknad på energitapet. Energitapet kjem konsentrert, og med stort volum. Det er også verdt å merke seg at pumpemagasinet truleg har høg fylling i ein slik situasjon, pga eige tilsig. Faren er stor for at det vert pumpa til overlaup.
- Truleg må ein ha kortsiktige prisskilnader ein stad mellom 20-30 øre/kWh for å gjere pumpekraftverk lønsame.
- Det verkar til at det største potensialet ligg i at spotprisen får store døgnvariasjonar. Døgnvariasjonar set lågare krav til magasin, samtidig som det vil vere lettare å planlegge pumpinga. Ved stort innslag av uregulert produksjon (scenario 2) fungerer pumpekraftverket godt.
- Sesongvariasjonar i uregulert produksjon set store krav til magasinkapasitet for å regulere produksjonen. Fyllingsgrada i pumpesystemet følgjer sesongvariasjonane.

Feilkjelder

I oppbygginga av modellen vart det gjort fleire forenklingar. Dei viktigaste feilkjeldene for resultatata presentert er oppsummert her:

- Truleg er energitapet kunstig høgt i enkelte tilfelle. Endring av køyremønster for magasin vil gje ein reduksjon. Energitapa gir likevel ein god peikepinn, og er gode i samanlikningane mellom alternativa.
- Alle kraftverk med tilslutta reguleringsmagasin er samla saman til eitt kraftverk og eitt magasin. Mest truleg vil magasin tilslutta dei enkelte kraftverka sette begrensningar på køyringa.
- I simulering av regulert vasskraft, effektverk og pumpekraftverk er gjennomsnittsprisen kjent neste månaden. Inntektsgrunnlaget både for effektverk og pumpekraftverk kan vere kunstig høgt.

- For å begrense kompleksiteten i modellen, er det berre brukt ein dataserie for alle dei ulike energikjeldene. I realiteten vil seriane vere ulike for alle kraftverk, både uregulerte og regulerte, og gjere toppane mindre markerte.

6.2 Scenario 1

Scenario 1 representerer det mest sannsynlege scenarioet, med ei betydeleg mengde ny produksjon i regionen. Forbruket i regionen held seg som i dag, og eksportkapasiteten er forsterka gjennom ny linje frå Sogndal til Ørskog. I scenario 1.2 er i tillegg flaskehalsen over Sognefjorden delvis utbetra.

Det er gunstig å auke installasjonen i effektverket. For dei fleste prisscenario, verkar det gunstig å ha ei samla brukstid ned mot 2000-2500 timar i anlegga i Bremanger. Ved store prisskilnader verkar det mogleg å oppnå ei ekstraintekt på 4-5 øre/kWh (12-15 % auke). Noverdien av ei slik ekstraintekt er stor, i kapittel 8 er inntekta brukt til å optimalisere nye kraftverk. Energitalet i systemet er i området 4-5 % for scenario 1.1 og 2-3 % i scenario 1.2. Det er tydelig at scenario 1.1, som har minst eksportkapasitet, er det mest kritiske scenariet. Produksjonsmengda i regionen er større enn det som er fornuftig med tilgjengelig eksportkapasitet.

Pumpekraftverk har dårleg funksjon i scenario 1. Mengda uregulert energi er for liten til å dominere systemet, og vanleg regulert vasskraft fungerer godt nok som balansekraft. Det er først ved store døgnvariasjonar, 30 øre/kWh, at eit reint kommersielt pumpekraftverk nærmar seg lønsemd. Figur 5.12 viser at magasinkapasitet i storleik 20 000 MWh er tilstrekkelig i ein situasjon med store døgnvariasjonar. Eit kraftverk med 100-200 MW installasjon og 20 000 MWh magasinkapasitet kan generere inntekter i storleik 4-6 mill. NOK/MW. Pris som varierer i takt med uregulert produksjon, føreset mykje større magasinkapasitet (minst 100 000 MWh) før det gir inntekter av same storleik.

6.3 Scenario 2

I scenario 2 er systemet dominert av uregulert produksjon. Eksportkapasiteten er oppgradert, og det er nye 420 kV linjer både frå Sogndal til Ørskog, og Sogndal til Aurland. Eksportkapasiteten verkar til å vere tilstrekkelig. Energitalet er mellom 1-2 %, noko som er innanfor akseptable grenser.

Tilhøva for eit effektverk er relativt like som i scenario 1. Inntekspotensialet er i storleik 4-5 øre/kWh og det er gunstig å senke brukstida ned mot 2500 timar.

For pumpekraftverket er tilhøva derimot mykje betre i scenario 2. Den uregulerte produksjonen dominerer, og gir store kortsiktige variasjonar i produksjon. Med tilgjengelig magasinkapasitet i regionen er det likevel døgnvariasjonar i pris som er gunstig. Medan scenario 1 trengde 30 øre/kWh døgnvariasjon for å nærme seg lønsemd, er det tilstrekkelig med 20 øre/kWh i scenario 2. For at pumpekraftverk skal løne seg med prisvariasjon knytt til uregulert produksjon, er det nødvendig med minst 50 000 MWh magasinkapasitet.

7. Kostnadsoverslag

Følgjande kapittel tek for seg kraftverka i Bremanger (Svelgen, Åskåra og Øksnelvane), og vurderer kostnader for å auke installasjonen og byggje pumpekraftverk. Med unntak av Svelgen I, Bjørndalen og Dauremål, er alle kraftverka sett i drift mellom 1953 og 1973. Den tekniske tilstanden er relativt lik, og det er behov for vedlikehald/rehabilitering i nær framtid.

7.1 Føresetnader

Kostnadsberekningane er grove overslag, og utan stor detaljgrad. Dei kan difor sjåast på som forprosjekt-kostnader. Kostnadane er basert på NVE sin publikasjon “Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg”, der prisnivået er oppdatert til 01.01.2010 (NVE 2010). Prisenivået er ikkje justert i berekningane. Vidare følgjer dei viktigaste føresetnadane.

Alle kraftverk er bygd parallelt med dagens eksisterande kraftverk, med eigen infrastruktur. Det einaste som eventuelt er nytta av eksisterande infrastruktur er deler av tilkomsttunnel, og magasin med tilhøyrande damanlegg. Alle andre element er føresett bygd nytt, for å forenkle berekningane. Det er i størst mogleg grad teke omsyn til eksisterande planar internt i SFE.

Vassvegen utgjer ein stor del av kostnaden på eit nytt kraftverk. Lengdene er funne ved enkle utmålingar frå kart (NVE Atlas 2012), og det er nytta helling 1:6 på tillaupstunnel for å unngå sjakter så langt det lar seg gjere. Dimensjonane på vassvegen er funne ved følgjande føresetnader:

- Små konvensjonelle tverrsnitt (18-100 m²). $V = 1$ m/s
- Store konvensjonelle tverrsnitt (100+ m²). $V = 1.5$ m/s
- $A_{innlaup} = A_{utlaup}$
- Luker, sjakter o.l: $V = 2$ m/s.
- Turbinrør: $V = 8$ m/s

Antal aggregat er som ein generell regel valt slik:

- Francis-turbin: 2
- Pelton-turbin: 1

Det er verdt å merke seg at det berre er nytta eitt Pelton-aggregat, i Åskåra 3. Pelton har høg verknadsgrad for stor variasjon i vassføring. Samtidig er det andre kraftverk lågare i systemet som vil fange opp vatnet, slik at ikkje all energi går tapt ved vedlikehald og revisjon.

I kostnadsgrunnlaget frå NVE er det berre gitt kostnader for betongproppar opp til 300 m trykkhøgda. I fleire av kraftverka er trykkhøgda mykje større. Kostnaden for betongproppa er då rekna ut ifrå ein totalkostnad på 6000 NOK/m³ (Lia 2012). Lengda av betongproppa er generelt sett til $H/20$ (5% av trykkhøgda), noko konservativt.

Det er stor usikkerheit i berekningane, noko som i størst grad gjeld kostnadar knytt til rehabilitering og vedlikehald av dagens kraftverk. Kraftverka er alle over si tekniske levetid, og truleg må det gjerast store investeringar næraste åra. Det er vanskelig å gje gode overslag på rehabiliteringskostnader, så det er gjort ein føresetnad om ein ekstrakostnad på 2 øre/kWh for å behalde dei gamle kraftverka. Der gamle kraftverk er nytta vidare, men brukstida er vesentleg redusert, er ekstrakostnaden sett til 1 øre/kWh (Skarstad 2012). Ekstra produksjon som følgje av nytt kraftverk er teke med i rekneskapen. Inkludert elsertifikat er kraftprisen sett til 40 øre/kWh. Prisen kan verke låg, men det må påpeikast at elsertifikata berre gir inntekter 15 første produksjonsåra. Både utgifter og inntekter over levetida, er rekna om til ein noverdi. Det er føreset ei teknisk levetid på 40 år og eit avkastningskrav på 6,5 %, som gir ein diskonteringsfaktor på 15 (TVM4128 2010). Føresetnadane er konservative, og kan forsvarast ut frå at investering i effektverk og pumpekraftverk er meir risikofyllt enn tradisjonelle investeringar.

Produksjonspotensial er rekna ut frå eit enkelt overslag basert på tilsig og trykkhøgda. 2/3-middel er nytta for å finne gjennomsnittleg trykkhøgda ved inntak/utlaup i magasin. Totalverknadsgrad er sett til 87 %, inkludert flaumtap. Grunna god magasinkapasitet er det antekt at flaumtapet er i storleik 1-2 %.

Det er ulikt behov for nettoppgradering i dei valte lokalitetane, noko som gir store utslag på marginalkostnadene. I fleire tilfelle er det nettkostnaden som er dimensjonerande for val av installert effekt. Kristen Skrivarvik i SFE Nett har gjort grove overslagsberekningar for anleggsbidrag til nettoppgradering (Skrivarvik 2012).

Det er krav til dykking, H_s , av francisturbin for å unngå kavitasjon. Utrekninga er basert på kompendiet "Pumper og turbiner", skrive av Hermod Brekke (Brekke 2003). Likning (7.1) gir nødvendig dykking i meter. h_b er barometertrykk (10.3 m, minus 0.12 m per 100 m anlegget ligg over havflata), medan h_{va} er damptrykk (0,125 m ved 10 °C). NPSH_t (Net Positive Suction Head) er hastighetshøgde etter løpehjulet, minus strømningsstap, gitt ved likning (7.2).

$$H_s \leq h_b - h_{va} - \text{NPSH}_t \quad (7.1)$$

$$\text{NPSH}_t = a \frac{c_{m2}^2}{2g} + b \frac{u_2^2}{2g} \quad (7.2)$$

Parametrane a og b er ut frå tabell 3.1 i kompendiet valt til $a=1.8$ og $b=0.22$ for pumpeturbin. c_{m2} og u_2 er bestemt av turbindimensjoane. u_2 er typisk 35-43 m/s og $c_{m2} = \tan(\beta)u_2$, der $\beta = 13 - 19^\circ$. u_2 er valt til 40 m/s og β til 16° . Krav om dykking vert då:

$$H_s \leq (10.3 - 5 * 0.12) - (0.125) - 1.8 \frac{(\tan(16) * 40)^2}{2g} + 0,22 * \frac{40^2}{2g} \quad (7.3)$$

$$H_s \leq -20.4$$

Pumpeturbina er dykka 25 m under LRV i kostnadsberekningane, for ekstra sikkerheit. Same

utrekning for vanlege turbinar (med $a=1.1$ og $b=0.1$) gir eit krav om dykking på 10-15 m. Vanlege francis-turbinar er difor dykka 15 m i utrekningane.

Tabell 7.1 gir ein oversikt over hovudpostane i utrekningane.

Tabell 7.1: Postar i kostnadsutrekning

Byggjeteknisk	Elektroteknisk.	Maskinteknisk
Dam	Generator	Turbin/pumpeturbin
Inntak	Transformator	Turbinrør
Luker	Koplingsanlegg	Stengeventil
Stasjonshall	Kontrollanlegg	Sugerørsluke
Tilkomsttunnel	Hjelpeanlegg	Diverse utstyr
Inn-/utlaupstunnel	Kabelanlegg	
Betongpropp	Nettinvesteringar	
Tverrslag/svingekammer		
Vegarbeid		

Eit tillegg på 30 % er lagt til summen av kostnader for elementa vist i tabell 7.1. Tillegget skal dekkje renter i byggjetida (10 %), planlegging og byggjeleing (10 %) og uføresette utgifter (10 %). Vidare følgjer ein presentasjon av totalkostnader for utvalte effektverk og pumpekraftverk. Detaljerte berekningar er vist i vedlegg B for minste installasjon. Dei andre installasjonane kan finnast i elektronisk vedlegg.

7.2 Effektverk

Basert på kraftverka i regionen og samtalar med SFE, er dei fire beste lokalitetane for effektverk valt ut. Det er lagt vekt på teknisk tilstand, nytt produksjonspotensial, magasin og eksisterande brukstid. Basert på ei totalvurdering er Øksenvane, Åskåra 1, Svelgen 2 og Svelgen 3 vurdert til å vere beste kraftverka for ny effektinstallasjon. Kraftverka er oppsummert i tabell 7.2.

Tabell 7.2 viser at det i stor grad er dei store einingane som er vurdert. Valet er naturleg, då det er snakk om store nye effektinstallasjonar. Plassering av kraftverka viser i figur 7.1.

Figur 7.1 viser at alle kraftverka, unntatt Svelgen 3, har utlaup mot fjord. Det er også store breareal i fleire av nedslagsfelt. I delkapitla som følgjer er kostnader og vertikalsnitt for kvar av dei fire kraftverka presentert. Resultata i kapittel 5 viste at gunstige installasjonar har brukstider i området 2000-3500 brukstimar, og dei kostnadsrekna alternativa er valt deretter. Detaljar i berekningane er vist i vedlegg B.

Tabell 7.2: Utvalte kraftverk for effektauke

Kraftverk	Prod. [GWh]	Ekstra Pot. [GWh]	Install. [MW]	Fall [m]	Tilsig [Mill.m ³]	Brukstid [t]	Byggjeår
Øksenelvane	150	27	2*14	375	200	5600	1953/55
Åskåra 1	386	60	90	665	260	3900	1970
Svelgen 2	210	35	30	492	220	7100	1958
Svelgen 3	140	35	27	492	160	5200	1963



Figur 7.1: Plassering av dei utvalte effektverka

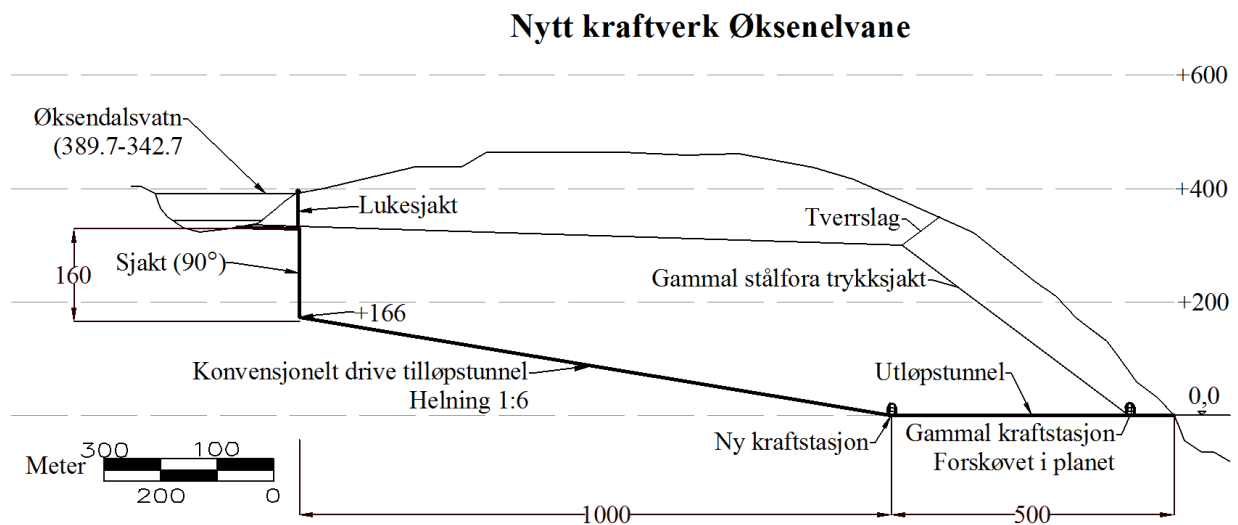
7.2.1 Øksenelvane

Øksenelvane kraftverk er det eldste av dei store kraftverka i regionen, sett i drift i 1953. Dagens kraftverk har dårleg verknadsgrad, og høg brukstid. Installasjonen er i dag 28 MW. Det er eit stort ekstrapotensial i betre utnytting av fallet. Sjå tabell 7.3.

Tabell 7.3: Øksenelvane: Hovuddata for nytt kraftverk

Produksjon	177 [GWh]
Ny produksjon	27 [GWh]
Noverdi ny produksjon	160 [Mill. NOK]
Noverdi spart vedlikehald	120 [Mill. NOK]

Simuleringar utført i nMag av SFE viser potensial for 27 GWh ny produksjon, som med antekne økonomiske parametrar gir ein noverdi på 160 mill. NOK. SFE har estimert at det vil koste 120 mill. NOK å rehabilitere eksisterande kraftverk (SFE 2012c). Det nye kraftverket er tenkt bygd parallelt med dagens kraftverk, sjå planteikning i figur 7.2.



Figur 7.2: Øksnelvane: Vertikalsnitt for nytt kraftverk

Som figur 7.2 viser, er den nye kraftstasjonen lagt lenger inn i fjell enn dagens anlegg. Vassvegen består av konvensjonelt drive tunnel og sjakt. Gammal infrastruktur er ikkje nytta. Tabell 7.4 oppsummerer utrekna kostnader for ulike effektinstallasjonar i Øksnelvane.

Tabell 7.4: Øksnelvane: Kostnad for effekttauke

Installasjon	Bruktid	Utbyggingskostnad
[MW]	[t]	[Mill. NOK]
50	3500	250
75	2400	310
100	1800	410

Nytt kraftverk i Øksnelvane er eit godt prosjekt. Den minste installasjonen kostar 250 mill. NOK, medan noverdien av inntektene er 280 mill. NOK. 100 MW installasjon krev omfattande nettoppgradering, noko som viser igjen i utbyggingskostnaden. Truleg er ein installasjon over 75 MW vanskeleg å forsvare.

7.2.2 Åskåra 3- Øvre Bredvatn

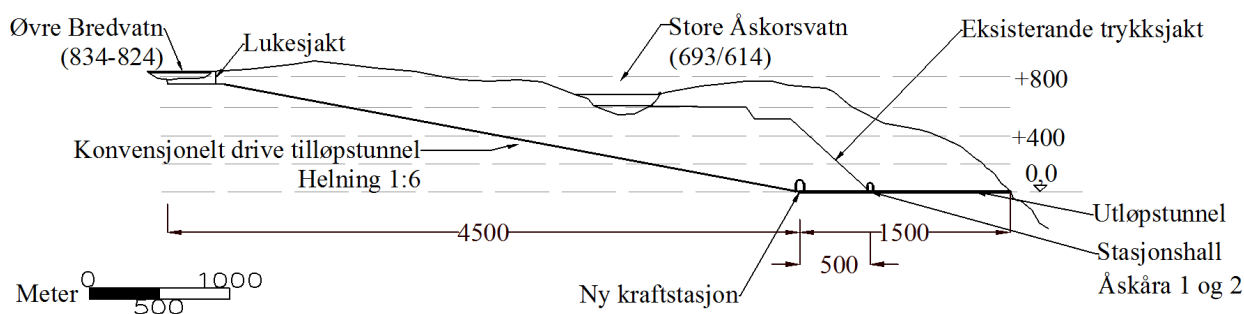
Åskåra 1 er det største kraftverket i regionen, med ein middelproduksjon på 386 GWh. Dagens kraftverk utnyttar fallet frå Store Åsgårdsvatn (kote 693-614), men mykje av nedslagsfeltet ligg høgare. I SFE pågår det arbeid for å utnytte fallet i nedslagsfeltet betre. Det mest aktuelle alternativet per dags dato er å utnytte fallet frå Øvre Bredvatn (kote 834) til fjorden, kalla Åskåra 3. Alternativet er oppsummert i tabell 7.5.

Tabell 7.5: Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Hovuddata for nytt kraftverk

Produksjon	270	[GWh]
Ny produksjon	60	[GWh]
Noverdi ny produksjon	370	[Mill. NOK]
Noverdi spart vedlikehald	60	[Mill. NOK]

I meldinga for det nye kraftverket er det presentert eit ekstrapotensial i overkant av 60 GWh ved ei slik utbygging (SFE 2012a). Samtidig gir ei utbygging mange sideeffektar, som er vel så viktige. Fleksibiliteten i systemet vert mykje betre, som mellom anna gir lengre tilgjengelige periodar for vedlikehald av Åskåra 1. Lågare tilsig senkar brukstida i Åskåra 1 frå 3900 til 2100 timar, med ein magasinkapasitet på 67 % (opp frå dagens 41 %). Åskåra 3 får ein magasinkapasiteten i underkant av 20 %. Sparte vedlikehaldskostnader for Åskåra 1 er sett til 60 mill. NOK, tilsvarande 1 øre/kWh, som følgje av lågare brukstid og betre føresetnader for vedlikehald. Figur 7.3 viser ei mogleg utforming av Åskåra 3.

Nytt kraftverk Åskåra 3



Figur 7.3: Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Vertikalsnitt for nytt kraftverk

Som figur 7.3 viser, kan tilløpstunnelen byggjast utan sjakt. Grunna vanskeleg tilgjengelig område, er kraftverket planlagt utan tverrslag. Kraftstasjonen er plassert 500 m lenger inne i fjellet enn eksisterande kraftstasjon for Åskåra 1 og 2. Eksisterande tilkomsttunnel er nytta så langt som råd, men separat utløpstunnel er rekna med. Det kan vere aktuelt å kople seg på eksisterande utløpstunnel, men det er ikkje teke omsyn til. Ein liten dam med 5 m høgde og 50 m lengde er også med. Tabell 7.6 oppsummerer utrekna kostnader for ulike effektinstallasjonar.

Tabell 7.6: Åskåra 3 - Øvre Bredvatn: Kostnad for effektauke

Installasjon	Brukstid	Utbyggingskostnad
[MW]	[t]	[Mill. NOK]
75	3600	410
100	2700	440
125	2200	470
150	1800	450

Tabell 7.6 viser at Åskåra 3 betalar seg sjølv med ny produksjon og spart vedlikehald. Samla noverdi av inntektsgrunnlaget er 430 mill. NOK, medan utbygging av 75 MW installasjon kostar 410 mill. NOK. Nettet må oppgraderast for alle kostnadsrekna installasjonar, og kostnadsauken for ekstra effekt er tilnærma lineær. Bättre utnytting av minstetverrsnitt gjer at kostnaden for ekstra effekt er relativt liten. På oppdrag frå SFE har Norconsult kostnadsrekna eit alternativ på 90 MW, og kom fram til ein kostnad på 395 mill. NOK, noko som viser at utførte kostnadsberekningar er konservative (SFE 2012a).

7.2.3 Svelgen 2

Svelgen 2 er eit typisk industrikraftverk med ei brukstid på 7100 timar. Med ein produksjon på 212 GWh, er det stort rom for å auke effekten i kraftverket. Hovuddata for nytt kraftverk er oppsummert i tabell 7.7.

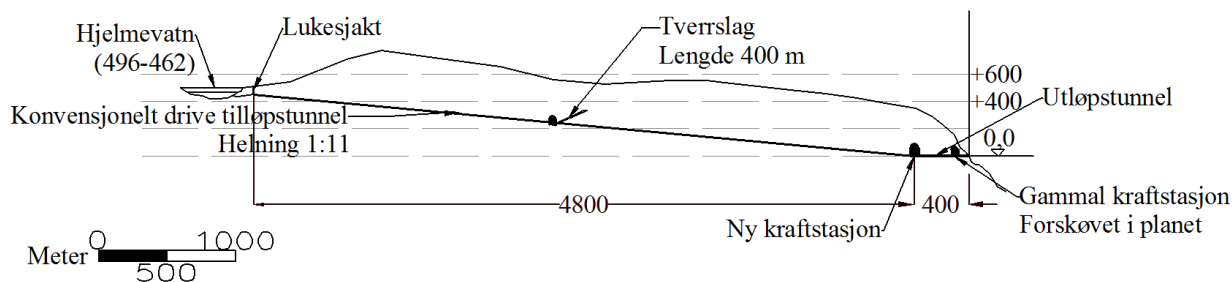
Tabell 7.7: Svelgen 2: Hovuddata for nytt kraftverk

Produksjon	245	[GWh]
Ny produksjon	35	[GWh]
Noverdi ny produksjon	210	[Mill. NOK]
Noverdi spart vedlikehald	60	[Mill. NOK]

Eit overslag gir eit energipotensial i storleik 250 GWh. Tabell 7.7 viser at ny produksjon har ein noverdi på 210 mill. NOK med gitte føresetnader.

Figur 7.4 viser eit vertikalsnitt av det nye kraftverket. Kraftstasjonen er trekt lenger inn i fjell, og eit tverrslag er tenkt plassert i nærleiken av Svelgsvatn. Vassvegen er forholdsvis lang, og utlaupstunnelen går i fjorden midt i bygda. Truleg må den nye utlaupskanalen koplast på den gamle.

Nytt kraftverk Svelgen 2



Figur 7.4: Svelgen 2: Vertikalsnitt for nytt kraftverk

Tabell 7.8 viser total utbyggingskostnad for ulike effektinstallasjonar i Svelgen 2. Grunna lengre vassveg enn dei andre alternativa, er utbyggingskostnadene høge.

Tabell 7.8: Svelgen 2: Kostnad for effektauke

Installasjon	Brukstid	Utbyggingskostnad
[MW]	[t]	[Mill. NOK]
65	3800	370
75	3300	390
100	2400	500
125	2000	560

Ny produksjon og spart vedlikehaldskostnader er til saman 270 mill. NOK, og betalar ikkje investeringa for minste installasjon på 370 mill. NOK. Investeringa må eventuelt gjerast ut frå ei totalvurdering av systemet. Dei siste åra har Statkraft, som SFE forvaltar kraftverket for, utført rehabiliteringar for nærare 60 mill. NOK på det gamle kraftverket (SFE 2012b). I ettertid kan det spørjast om slike investeringar var fornuftig på eit kraftverk som blir ståande med 7100 brukstimar.

7.2.4 Svelgen 3

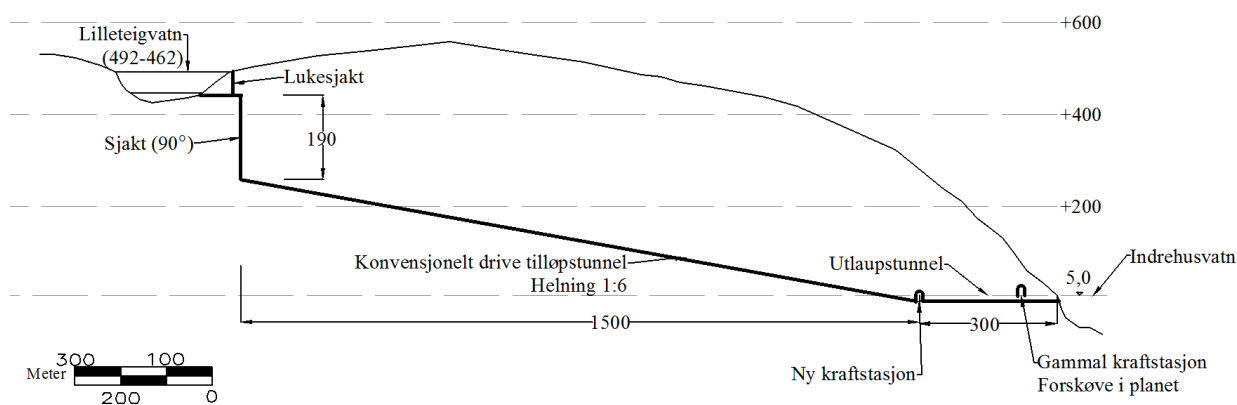
Svelgen 3 er eit kraftverk med middels høg brukstid, men har stort potensial for ny produksjon. Det er to alternativ for ny utbygging. Alternativ 1 er å erstatte eksisterande kraftverk med eit nytt, og utnytte same fallet. Produksjonen vil ligge rundt 175 GWh. Dagens produksjon er 140 GWh, med andre ord ein auke på 35 GWh. Alternativ 2 er å behalde dagens kraftverk, men byggje ut fallet mellom Svartevatn og Indrehusvatn. Tilsiget vert redusert til eksisterande kraftverk, og brukstida blir senka til i underkant av 4500 timar (frå dagens 5200). Alternativet er kostnadsrekna tidligare, men vart vurdert til å vere for dyrt (Berdal Strømme 1998). Det er difor valt å kostnadsrekne eit kraftverk som utnyttar same fallet som eksisterande kraftverk. Tabell 7.9 gir hovuddata for det nye kraftverket.

Tabell 7.9: Svelgen 3: Hovuddata for nytt kraftverk

Produksjon	175	[GWh]
Ny produksjon	35	[GWh]
Noverdi ny produksjon	220	[Mill. NOK]
Noverdi spart vedlikehald	40	[Mill. NOK]

Tabell 7.9 viser at ny produksjon utgjer størsteparten av finansieringsgrunnlaget for nytt kraftverk, med ein noverdi på 220 mill. NOK. Eit vertikalsnitt for kraftverket er vist i figur 7.5.

Nytt kraftverk Svelgen 3



Figur 7.5: Svelgen 3: Vertikalsnitt for nytt kraftverk

Kraftstasjonen er også her trekt lenger inn i fjell. Figur 7.5 viser at det er nødvendig med sjakt, og eit tverrslag er tenkt plassert i overkant av sjakta. I berekninga er det teke med kostnaden for å etablere tilkomst til inntaksmagasinet. Tabell 7.10 viser utrekna kostnader for ulike effektinstallasjonar.

Tabell 7.10: Svelgen 3: Kostnad for effektauke

Installasjon	Brukstid	Utbyggingskostnad
[MW]	[t]	[Mill. NOK]
50	3500	260
75	2400	300
100	1800	360

Noverdien av inntektene, 260 mill. NOK, finansierer akkurat minste alternativet med 50 MW effekt (260 mill. NOK). Kostnaden for ekstra effekt held seg tilnærma lineær.

7.3 Pumpekraftverk

I samarbeid med SFE er dei to beste lokalitetane for pumpekraftverk i Bremanger plukka ut. I hovudsak er følgjande kriterium lagt til grunn:

- Eksisterande øvre og nedre magasin med god kapasitet
- God fallhøgd
- Lengda på vassveg
- Eksisterande tilkomst, eller mogleg å etablere tilkomst til nedre magasin utan store problem

Basert på kriteria fall valet på magasinpara Isavatn-Bjørndalen (Øksenelvane) og Svartevatn-Lilleteigvatn (Svelgen 3). Dei er heretter referert til som høvesvis Isavatn og Svartevatn. Hovuddata for alternativa er oppsummert i tabell 7.11. Falla er ikkje utnytta til kraftproduksjon i dag.

Tabell 7.11: Pumpekraftverk: Hovuddata for vurderte alternativ

		Isavatn	Svartevatn
Øvre magasin HRV-LRV	[moh]	975-912	771-749
Nedre magasin HRV-LRV	[moh]	494-419	494-462
Kapasitet øvre magasin	[mill m^3]	20	30
Kapasitet nedre magasin	[mill m^3]	27	51
Brutto fall (2/3-middel)	[m]	485	290
Energiekvivalent	[kWh/mill. m^3]	1,15	0,69

Som tabell 7.11 viser er øvre magasin begrensande for begge alternativa. I Isavatn er energikapasiteten 24 000 MWh og i Svartevatn 21 000 MWh. Energimessig er difor alternativa relativt like, til tross for ulikt fall. Resultata i kapittel 5 viste at det er liten økonomisk vinst i å ha større magasinkapasitet ved store døgnvariasjonar i pris, difor er kapasiteten vurdert til å vere god nok. Alternativet er å investere i større magasinkapasitet, men med marginalt inntektsgrunnlag er det vurdert til å vere for dyrt.

Tre ulike effektinstallasjonar (50, 100 og 200 MW) er kostnadsrekna for kvart av alternativa. Dei bygningsmessige føresetnadane er som for tradisjonelle kraftverk. Den elektromekaniske installasjonen er derimot meir komplisert. Ein har i realiteten to val, pumpedrift med eller utan turtalsregulering. Turtalsregulering i pumpemodus føreset ein asynkron generator/motor, som gjer det mogleg å variere effektuttaket. Eit turtalsregulert aggregat kan drifte i spekteret 60-100 % av maksimalt effektuttak, medan eit aggregat med fast turtal berre kan køyre på maksimal effekt.

Det er stor usikkerheit i dei elektromekaniske kostnadane for eit pumpekraftverk. I NVE-rapporten “Pumpekraft i Norge” utført av Vattenfall, er totalpris for ulike elektromekaniske installasjonar utrekna til (NVE 2011d):

- 50 MW: 3.0-6.0 mill. NOK/MW
- 100 MW: 2.0-3.0 mill. NOK/MW
- 500 MW: 1.5-2.0 mill. NOK/MW

Her er installasjonane valt som ein kombinasjon av aggregat med og utan turtalsregulering i pumpemodus. Installasjonar over 500 MW er ikkje aktuelt, men kostnaden flatar ut over 500 MW ifølgje rapporten. Det er tydelig at det skal mykje til å forsvare å byggje eit pumpekraftverk med installasjon mindre enn 100 MW.

I simuleringane er det sett som ei forenkling at pumpekraftverket kan operere i heile effektspekteret. Kostnadmessig er den elektromekaniske pakken i storleik 20 % høgare for eit pumpeaggregat utan turtalsregulering samanlikna med eit vanleg aggregat. Turtalsregulerte pumpeaggregat er rekna for å vere minst dobbel pris av eit vanleg aggregat (Lia 2012). Grunna marginale inntekter for pumpekraftverket, er det valt aggregat med fast turtal i pumpemodus i vidare berekningar. NVE-grunnlaget er brukt på vanleg vis, og elektromekaniske kostnader er auka med 20 %.

Ut frå kostnadmessige vurderingar, er det brukt eitt aggregat ved 50 MW installasjon og 2 aggregat ved 100 og 200 MW installasjon. 2 aggregat gir større fleksibilitet, men med 50 MW installasjon er det vurdert til å vere for dyrt. Elektromekaniske kostnader er typisk 2-3 mill. NOK/MW med valte føresetnader. Detaljerte kostnadsberekningar er vist i vedlegg B.

7.3.1 Isavatn

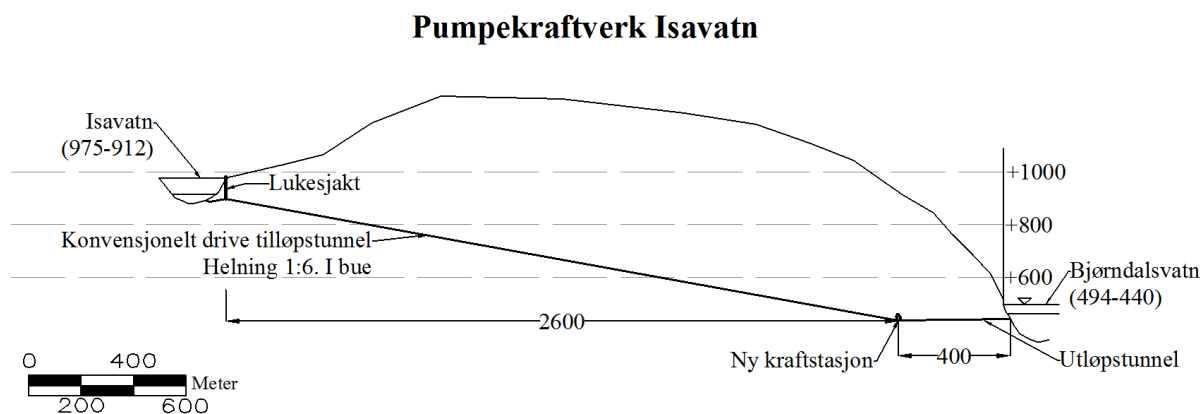
Pumpekraftverk Isavatn er plassert som figur 7.6 viser.



Figur 7.6: Isavatn: Plassering av pumpekraftverk

Det er god tilkomst til nedre magasin, så det er ikkje nødvendig å etablere ny anleggsveg. For å unngå sjakt er tillaupstunnelen lagt i bue med helling 1:6, noko som medfører kortare tilkomsttunnel.

Vertikal utforming av pumpekraftverket er vist i figur 7.7.



Figur 7.7: Isavatn: Vertikalsnitt for pumpekraftverk

Figur 7.7 viser at tillaupstunnelen kan utformast utan sjakt. Turbina er dykka 25 m under LRV for å unngå problem med kavitasjon. Stort fall og kort vassveg gjer det til ein gunstig lokalitet for eit pumpekraftverk.

Tabell 7.12 viser at det er store investeringskostnader for eit pumpekraftverk. For Isavatn vil deler av investeringa kunne forsvarast ved å utnytte det naturlige tilsiget. Prosjektoppgåva knytt til Øksenelvvassdraget viste eit potensial på 18 GWh ved å utnytte fallet mellom Isavatn og Bjørndalsvatn (Erdal 2011). Minstetverrsnitt i vassvegen gjer alternativet med 50 MW installasjon forholdsvis dyrt. Mange av dei elektromekaniske kostnadane er også like for ein stor og liten installasjon.

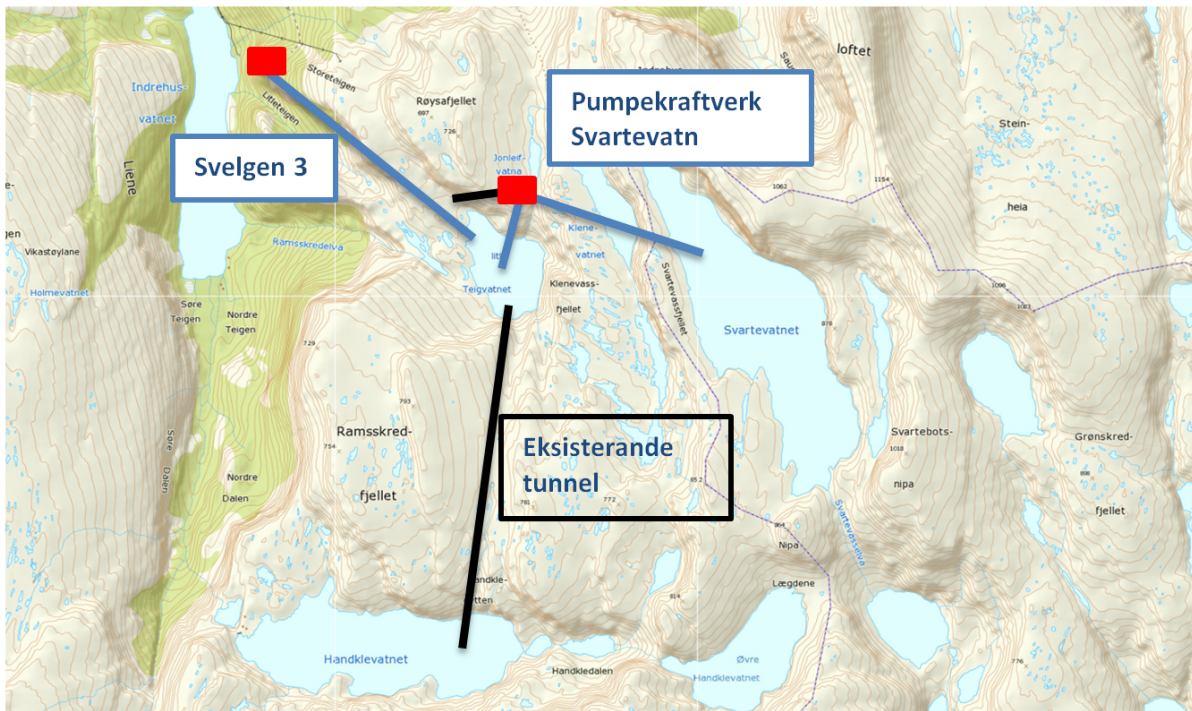
Tabell 7.12: Isavatn: Kostnadsestimat

Installasjon	Utbyggingskostnad
[MW]	[Mill. NOK]
50	310
100	460
200	730

50, 100 og 200 MW kostar henholdsvis 6.2, 4.6 og 3.6 mill. NOK/MW, vist i tabell 7.12. Utbyggingskostnadane ligg i nedre sjikt av kostnadane presentert i “Pumpekraft i Noreg”, noko som kan forklarast av høgt fall og kort vassveg (NVE 2011d).

7.3.2 Svartevatn

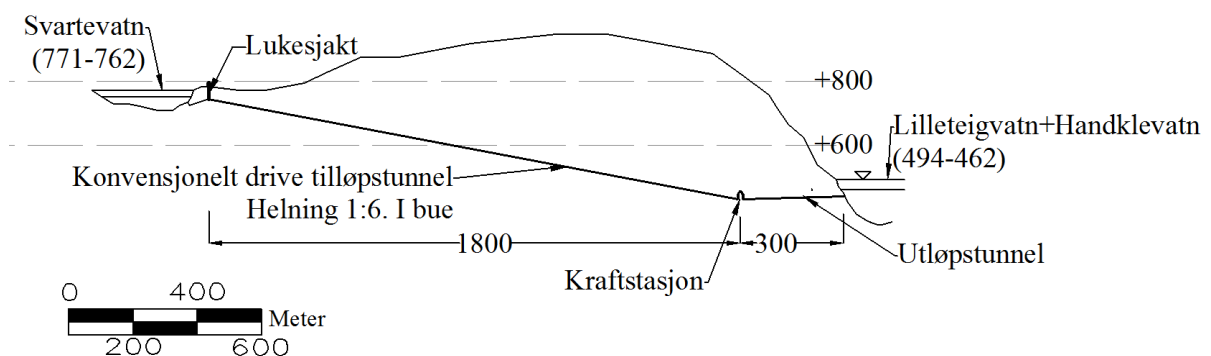
Pumpekraftverk Svartevatn er plassert som figur 7.8 viser.



Figur 7.8: Svartevatn: Plassering av pumpekraftverk

Som figur 7.8 viser er Lilleteigvatn kopla saman med Handklevatn med eksisterande tunnel, og magasina utgjer til saman nedre magasin for pumpekraftverket. Lilleteigvatn er for øvrig inntaksmagasin for Svelgen 3. Det vil vere nødvendig å etablere tilkomst til Lilleteigvatn. Figur 7.9 viser vertikal utforming av pumpekraftverket.

Pumpekraftverk Svartevatn



Figur 7.9: Svartevatn: Vertikalsnitt for pumpekraftverk

Figur 7.9 viser at vassvegen kan etablerast utan sjakt, og det er mogleg å finne tilstrekkelig overdekning. Pumpeturbina er dykka 25 m under LRV i Lilleteigvatn.

Kostnader for pumpekraftverk i Svartevatn er oppsummert i tabell 7.13.

Tabell 7.13: Svartevatn: Kostnadsestimat

Installasjon	Utbyggingskostnad
[MW]	[Mill. NOK]
50	290
100	500
200	820

Tabell 7.13 viser at utbyggingskostnaden for 50, 100 og 200 MW er 5.8, 5.0 og 4.1 mill. NOK/MW. Studien "Pumpekraftverk i Noreg" viste at det kostnadsmessig er gunstig med høgt fall, noko som kan forklare at Isavatn er billigare (NVE 2011d). Vassvegen får mindre tverrsnitt, og aggregata kan byggjast meir kompakte. For 50 MW er vassvegen betre utnytta i Svartevatn, noko som gjer totalinvesteringa billigare. Anleggsbidrag for forbetring av nettet er i same storleik for dei to alternativa.

Fallet mellom magasina er ikkje utnytta til kraftproduksjon, og noko av investeringa kan forsvarast ved tradisjonell energiproduksjon. Eit overslag gir eit potensial på 17 GWh.

8. Optimalisering

Basert på resultatene frå simuleringane i kapittel 5 og kostnadsberekningane i kapittel 7, er det gjennomført ei optimalisering av installasjon både for effektverka og pumpekraftverka. Vurderinga byggjer på ei marginalbetragtning, der marginalinntekt og marginalkostnad er samanlikna.

For å begrense omfanget, er eit typisk prisscenario valt ut. Simuleringsresultata viste at det er døgnvariasjonar som er gunstig, spesielt for pumpekraftverk, men også effektverk. Prisscenariet med 20 øre/kWh døgnvariasjon er difor valt som dimensjonerande.

8.1 Effektverk

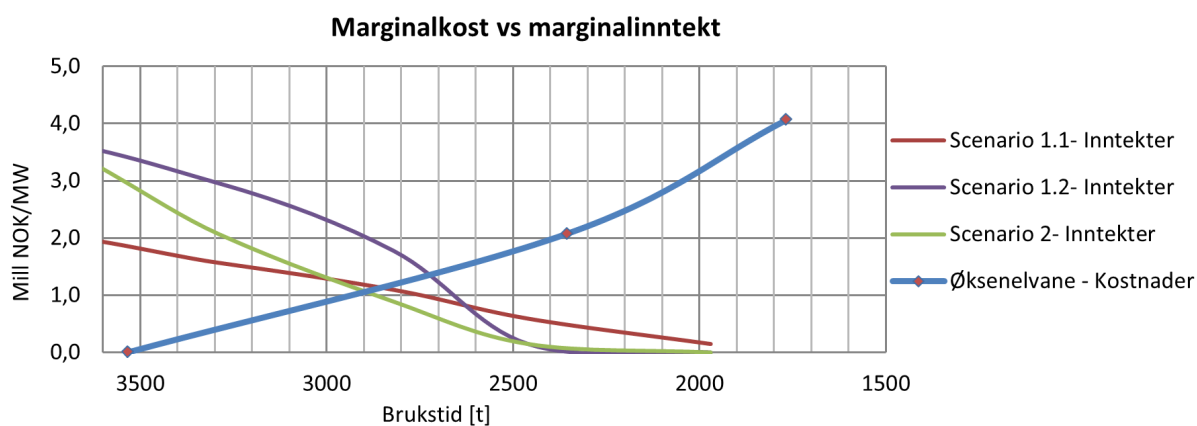
Det er to alternativ i optimaliseringsprosessen for effektverket. Enten kan dei utvalte kraftverka bli dimensjonert kvar for seg, eller så kan effekten bli installert der det er billigast. Det er fleire årsaker til at førstnemnde er valt. Ved ei samla rangering av marginalkost, vil det vere billigast å gjere store deler av effektinstallasjonen i eitt kraftverk. Som eksempel viste kostnadsberekningane at marginalkostnaden for ekstra effekt er låg i Åskåra 3, medan den er dyr i Svelgen 2. Ved ei samla dimensjonering vil difor Svelgen 2 bli ståande som i dag, med ei brukstid over 7000 timar, medan Åskåra 3 blir dimensjonert med brukstid omkring 2000 timar. Svelgen 2 har 38 % magasinkapasitet, medan Åskåra 3 har 18 %. Magasinkapasiteten vert dårlegare utnytta og totalsystemet får liten fleksibilitet. I simuleringsmodellen opererte effektverka som eitt kraftverk med 45 % magasinkapasitet, noko som også talar for å gjere dimensjoneringa kvar for seg.

I dei neste delkapitla er effektinstallasjon optimalisert for kvar av dei fire utvalte kraftverka. Marginalinntekta er basert på den gjennomsnittlege oppnådde spotprisen for samla installasjon, presentert i kapittel 5. Årlege inntekter er neddiskontert med ein faktor 15 (6,5 % rentesats, 40 øre/kWh og 40 års levetid). Marginalkostnaden er basert på kostnadsberekningane i kapittel 7, der det vart teke utgangspunkt i eit minste alternativ. Minste utrekna alternativ har brukstider i området 3600-3800 timar. Høgare brukstid i nye kraftverk er vurdert til å ikkje vere realistisk. Eininga er mill. NOK/MW. Grunnlaget for grafane er vist i vedlegg C, der marginalinntekter for andre prisscenario også er rekna ut.

For effektverka var trenden lik for dei ulike prisscenaria. Vedlegg C viser at også dei andre prisscenaria gir optimal brukstid i same området. Resultata er difor vurdert til å vere representative for fleire utfall. Kostnadskurva startar frå 0 i tre av kraftverka. Dette er fordi minste installasjon er betalt av inntekter frå ny produksjon og spart vedlikehald.

8.1.1 Øksnelvane

Figur 8.1 viser marginalbetraktning for effektinstallasjon i nytt kraftverk i Øksnelvane.

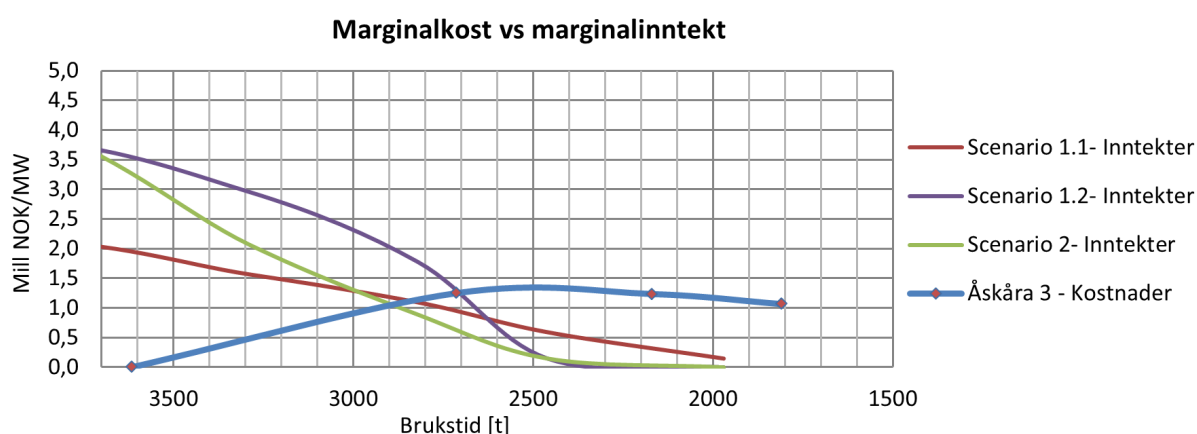


Figur 8.1: Øksnelvane: Marginalbetraktning

Figur 8.1 viser at dei ulike scenaria gir ulik optimal installert effekt. Medan scenario 1.1 og 2 gir optimalpunkt på 2900 brukstimar, gir scenario 1.2 2700 timar. Spennet kan likevel seiast å vere lite. Grafane viser at marginalinntekta stuper for brukstid mindre enn 3000 timar, medan marginalkostnaden aukar tilsvarande. Installasjonar med lågare brukstid kan vere risikofylt med små endringar i marknaden, og såleis gje lite inntektspotensial. Optimal brukstid er valt til 2800 timar.

8.1.2 Åskåra 3- Øvre Bredvatn

Figur 8.2 viser marginalbetraktninga for Åskåra 3.

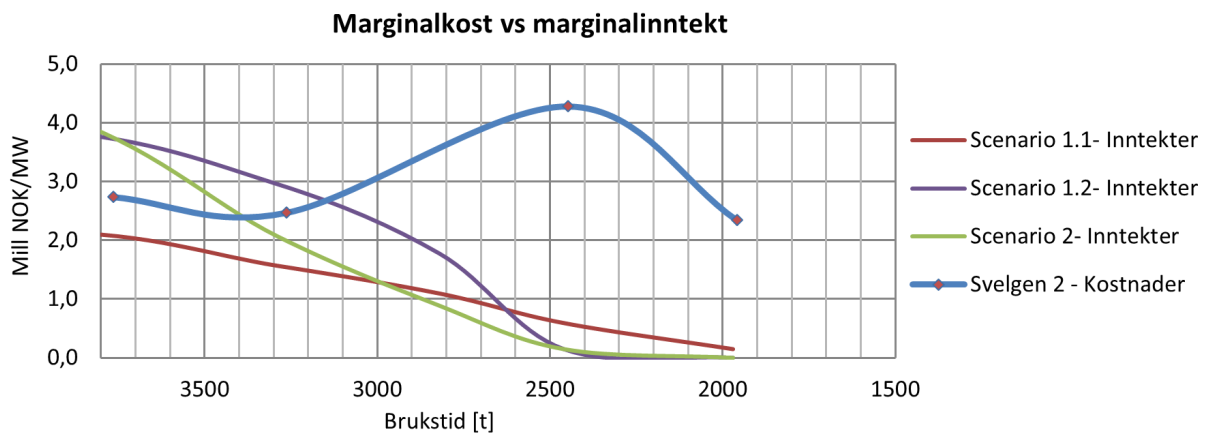


Figur 8.2: Åskåra 3- Øvre Bredvatn: Marginalbetraktning

Figur 8.2 viser at scenario 1.1 og 2 gir optimalpunkt på 2800-2900 brukstimar, medan scenario 1.2 i området 2700 timar. Marginalkostnaden er tilnærma flat, det er med andre ord ikkje så mykje å spare på å velje høgare brukstid. Optimal brukstid er også her valt til 2800 timar.

8.1.3 Svelgen 2

Figur 8.3 viser ei marginalbetragtning for ny effektinstallasjon i Svelgen 2.

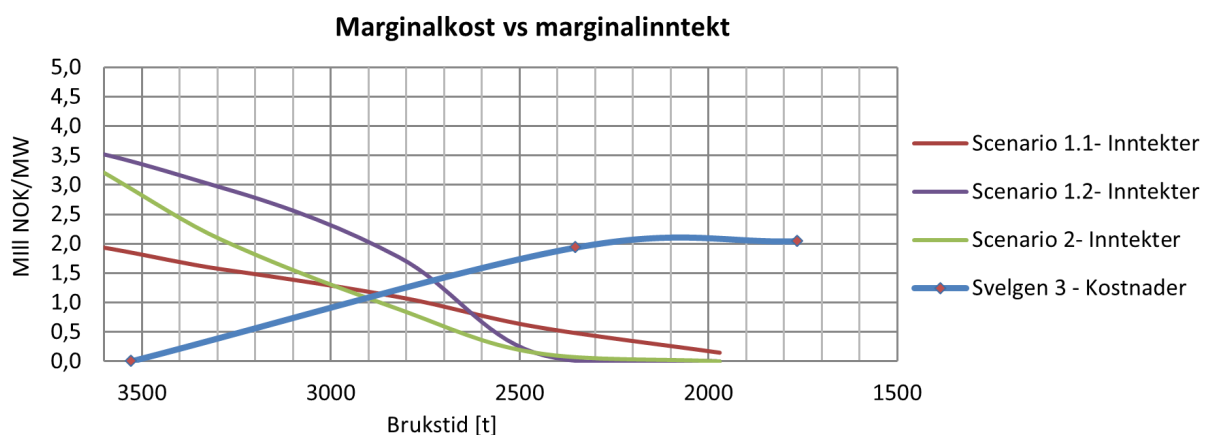


Figur 8.3: Svelgen 2: Marginalbetragtning

Samanlikna med dei andre prosjekta er kostnaden høg for å senke brukstida i Svelgen. For totalsystemet kan det likevel vere gunstig å senke brukstida. Brukstimid i området 3200-3500 gir lønsemd for scenario 1.2 og 2. Marginalkostnaden skyt i veret for brukstimid under 3000 timar, mellom anna som ein følgje av behov for nettoppgradering. På grunn av den store auken i marginalkostnad, og skilnad i inntektpotensial mellom scenaria, er optimal brukstimid vurdert til å vere 3200 timar.

8.1.4 Svelgen 3

Figur 8.4 viser marginalbetragtninga for effektinstallasjonen i nytt kraftverk i Svelgen 3.



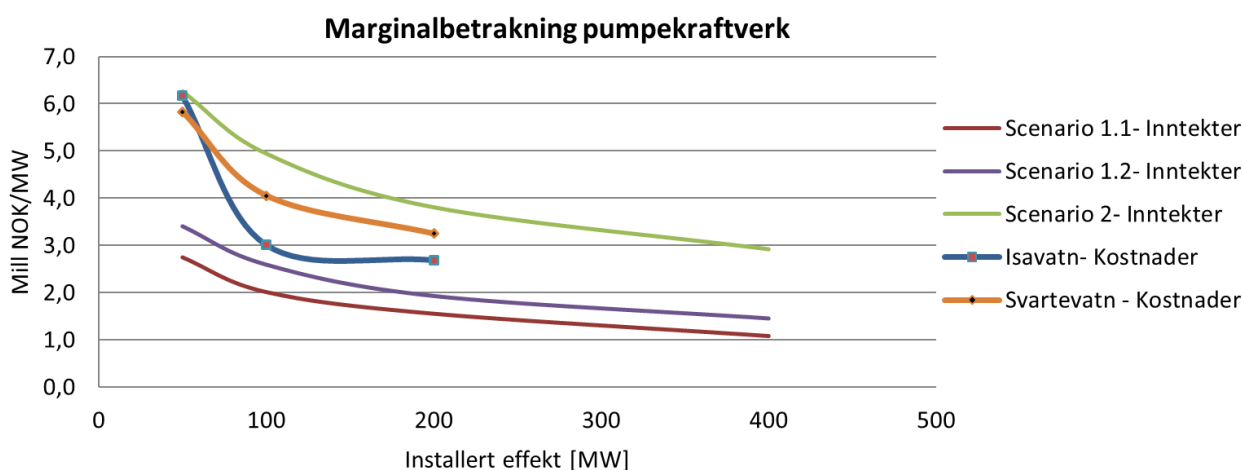
Figur 8.4: Svelgen 3: Marginalbetragtning

Figur 8.4 viser at optimalpunktta ligg i området 2800-2900 brukstimar. 2900 brukstimar blir valt som ny effektinstallasjon.

8.2 Pumpekraftverk

Simuleringane viste at det er store døgnvariasjonar som gir grunnlag for eit pumpekraftverk i regionen. Det er sett som ein føresetnad i simuleringane at dagens kraftverk vert oppgradert før eit pumpekraftverk er aktuelt. Ei investering i eit pumpekraftverk kjem difor i neste rekkje, etter oppgradering av effektverka i forrige delkapittel.

Kostnadsberekningane viste at pumpekraftverk har uforholdsmessig høg pris for låg effektinstallasjon. Ein føresetnad i optimaliseringa er difor at pumpeeffekten er samla i eitt kraftverk. Figur 8.5 viser ei marginalbetraktning for dei to pumpekraftverka.



Figur 8.5: Marginalbetraktning for pumpekraftverk

Marginalkostnaden flatar ut etter 100 MW installert effekt. Det kjem blant anna av at mange av komponentane er like for eit stort og lite pumpekraftverk, og minstetverrsnittet for vassvegen er betre utnytta. Frå figuren kan det tolkast at Isavatn har gunstig fallhøgde for eit pumpekraftverk i storleik 100-200 MW. Minstetverrsnittet er godt utnytta, og lengda på vassvegen er kort. Ved 200 MW installasjon er det liten skilnad i marginalkostnaden mellom Isavatn og Svartevatn.

Inntektspotensialet er relativt likt i scenario 1.1 og 1.2, medan scenario 2 skil seg ut. Det er tydeleg at det krev store mengder ny uregulert produksjon for å kunne forsvare investering i eit pumpekraftverk. Scenario 2 gir lønsemd for så og seie alle installasjonar. For scenario 1 er det berre ein installasjon kring 100 MW i Isavatn som er i nærleiken av å gje lønsemd. For å gjere pumpekraftverket lønsamt for størst mogleg utfallsrom, er optimal installert effekt valt til 100 MW og utbygd mellom Isavatn og Bjørndalsvatn.

8.3 Oppsummering optimalisering

Tabell 8.1 oppsummerer den totale investeringspakken, i prioritert rekkjefølgje. Utbyggingskostnaden er interpolasjon mellom dei utrekna installasjonane.

Tabell 8.1: Oppsummering optimale installasjonar

Kraftverk	Installasjon [MW]	Brukstid [t]	Ny effekt [MW]	Utbyggingskostnad [Mill. NOK]
Øksnelvane	63	2800	35	280
Åskåra 3	95	2800	95	430
Svelgen 3	60	2900	33	280
Svelgen 2	77	3200	47	400
Pumpekraftverk Isavatn	100		100	460

Summert gir dei fire effektverka 210 MW ny effekt. Totalt vil Bremanger-anlegga få ein installert effekt på 490 MW, og ei gjennomsnittleg brukstid på 3100 timar. Årleg produksjon vil liggje rundt 1550 GWh. Ei slik opprusting vil koste omlag 1400 mill. NOK, og er ei stor investering. Utbyggingane vil gje 160 nye GWh, som forsvarer mykje av investeringa. Porteføljen av kraftverk blir betre rusta til å takle ny uregulert produksjon i systemet.

Som ein føresetnad er kraftverka optimalisert kvar for seg. Ein totalinstallasjon på 490 MW er likevel i det området som simuleringane viste var ein gunstig totalinstallasjon når dei opererte som eitt samla kraftverk. Den nye effekten vert litt dyrare ved å fordele den på dei ulike anlegga, men totalsystemet vert samtidig meir fleksibelt og meir likt det som vart simulert.

Optimaliseringa for effektverka er basert på gjennomsnittleg oppnådd spotpris. Resultata i kapittel 5 viste at det også er andre positive sideeffektar. Mellom anna er det mogleg å senke energitapet i systemet. Simuleringane viste ein tendens til at energitapet flata ut i området 500-600 MW total installert effekt, noko som stemmer godt med resultatet av optimaliseringa.

Pumpekraftverk er først aktuelt ved store døgnvariasjonar i spotprisen. Ut frå simuleringane og kostnadsberekninga må døgnvariasjonen vere minst 20 øre/kWh før det er lønsamt med tilgjengelige magasin i regionen. Dersom spotprisen får ein slik skilnad, vil det beste alternativet vere å byggje eit pumpekraftverk på 100 MW i Isavatn. Kostnaden på ei slik investering vil vere rundt 460 mill. NOK utan turtalsregulering i pumpemodus. Turtalsregulering vil auke kostnaden betrakteleg.

Alle føreslegne tiltak vil til saman ha ei investeringsramme i underkant av 2000 mill. NOK. Med andre ord ei stor investering for eit kraftselskap som SFE, og det er lite truleg at ei slik investering kan gjennomførast i næraste framtid. Det er meir sannsynleg at ein på lang sikt vil kome ut med den føreslegne løysinga.

9. Diskusjon

9.1 Modell

Modellen er eigenutvikla med dei begrensningar det inneber. Det er i første rekkje produksjonsplanlegging som gir usikkerheit. Utan avanserte dataprogram, er produksjonsplanlegging vanskelig å implementere på ein fornuftig måte. Løysinga som er valt, med kjent gjennomsnittspris neste månaden, er ei tilnærming til vassverdi. Perfekte prisprognosar er ikkje mogleg i kraftmarknaden, og tilnærminga gir større inntekter enn i ein marknadssituasjon. Samtidig er det andre kjelder som påverkar resultatata i konservativ retning. Mellom anna prioriteringa dei ulike energikjeldene har i modellen. Det er lite realistisk at den uregulerte produksjonen får førsteprioritet i marknaden utan å måtte selje for lågare pris.

Fleire forenklingar er gjort i modellen. Datamengda er sterkt begrensa ved å handtere dei ulike energikjeldene som ei samla eining, med produksjon og tilsig skalert frå eit eksisterande kraftverk. I realiteten vil porteføljen av kraftverk og energikjelder utjamne kvarandre i større grad enn det som kjem fram i simuleringane.

I samtalar med SFE er scenaria valt for å reflektere situasjonar som kan oppstå. Scenario 1 er det mest sannsynlege, medan scenario 2 representerer “worst-case”. Det er lite truleg at ny produksjon blir bygd ut, utan at tilfredsstillande nettløysing er på plass. I Sogn og Fjordane er det ikkje gitt nye konsesjonar siste åra, i påvente av den nye 420 kV linja frå Sogndal til Ørskog (NVE 2012). Eksportkapasiteten i scenaria er difor til ein viss grad tilpassa dei ulike produksjonsnivåa. Resultata viste at det er særleg i scenario 1.1 at eksportkapasiteten er anstrengt.

Pris er implementert i modellen for å sjå korleis marknadsmekanismane påverkar val av installasjon for effektverk og pumpekraftverk. Om prisscenaria er realistiske kan sjølvsagt diskutertast. Men truleg vil eventuelle prisvariasjonar vere påverka av forbruk (døgnvariasjonar) eller mengde uregulert produksjon.

9.2 Effektverk

Rapporten viser at effektverk er beste og billigaste løysinga for å forbetre kraftsystemet i oppgaveområdet. Det er forventa utbygging av mykje ny uregulert produksjon i området, med dei utfordringar det gir for systemet. Kraftprodusentar med reguleringsmagasin får også problem som følgje av utbygginga. Tilsiget til småkraftverk og regulert vasskraft følgjer naturleg nok kvarandre, og gjer at det oppstår konsentrerte overskotsperiodar. Seinsommar og tidlig haust er mest kritisk. Fulle magasin, stort tilsig og tidvis høg vindkraftproduksjon gir stort press på nettkapasiteten. Utfordringa for produsentar med reguleringsmagasin vil vere å stå over overskotsperiodane, for å unngå å måtte selje produksjonen til låg pris.

Ei teknisk-økonomisk optimalisering for dei fire valte lokalitetane gir brukstider i området 2800-3200 timar. Dei gode prosjekta har optimale brukstider i underkant av 3000 timar. Reint energiøkonomisk er brukstid i området 2500-3000 timar vurdert til å vere fornuftig. I kombinasjon med god magasin kapasitet gir det ein friidom i produksjonsplanlegginga, slik at ein kan unngå å produsere ved produksjonstoppane frå uregulerte kraftkjelder. Mange av prosjekta viser seg å vere lønsame utan inntektspotensialet frå den simulerte effektkøyringa. Føresetnadane i optimaliseringa var 20 øre/kWh døgnvariasjon, noko som verkar til å vere langt fram i tid.

For kraftverk er levetida 40-60 år. Å gjere fornuftige framtidsvurderingar er heilt nødvendig. Ei tilnærming er å sjå etter ein trend med ulike marknadssituasjonar. I rapporten er dette gjort både ved å variere produksjonsvolumet i regionen og prisvariasjonane i marknaden. Resultata viste ein tydelig trend. Mindre enn 2000 brukstimar gav ingen positive verknader i noko scenario, og brukstid mellom 2000-2500 timar gav berre marginale verknader på systemet. Resultata stemmer godt overeins med eksisterande effektverk. Kvilldal er eit av dei typiske effektverka i Noreg i dag, med 1240 MW installert effekt. Brukstida i anlegget er 2400 timar (NVE 2012).

Svelgen 2 er kraftverket med dårligaste føresetnadane for ny effektinstallasjon, mykje på grunn av rehabiliteringsarbeidet som er utført siste åra. I ettertid kan det diskuteras om kapitalen frå rehabiliteringa heller skulle blitt brukt til å finansiere eit nytt kraftverk. Investeringar i å rehabiliterer gamle kraftverk låser mykje kapital, og grundige vurderingar bør liggje til grunn.

Modellen tek ikkje omsyn til regulerkraftmarknaden. Det er forventa at regulerkraft vert betre betalt i framtida. Slike ekstraintekter vil også påverke val av brukstid. Truleg er det difor rom for å senke brukstida endå lågare enn resultatata i rapporten. anbefalte brukstider (som kun tek utgangspunkt i spotprismarknaden) er likevel gode utgangspunkt for ei strategisk vurdering som tek omsyn til både spotpris- og regulerkraftmarknad. Stor tru på regulerkraftmarknaden kan gjere val av installasjonar ned mot 1000-1500 timar aktuelt (Haugnes 2012).

9.3 Pumpekraftverk

Pumpekraftverk er omdiskutert i Noreg. Grunna store effektreservar er mange skeptiske til at pumping av energi blir lønsamt. Simuleringane viste at det er først i scenario 2, med stort innslag av uregulert produksjon, at funksjonen av pumpekraftverket var tilfredsstillande.

Scenario 2 har 2100 MW samla installasjon av småkraft og vindkraft, medan den regulerte produksjonen har 500 MW installasjon. Med andre ord er det først når dei uregulerte kjeldene dominerer systemet at pumpekraftverk er aktuelt.

Eit pumpekraftverk i eksisterande magasin i oppgåveområdet, er best tilpassa å regulere døgnvariasjonar i pris. Optimaliseringa viste at pumpekraftverket treng minst 20 øre/kWh prisvariasjon for å gi lønsemd. Slike prisvariasjonar finn ein allereie i Europa, og der er lønsemda i pumpekraftverk god (EEX 2012). Magasinkapasitet tilsvarande 20 000 MWh, verkar til å vere tilfredsstillande ved store døgnvariasjonar i pris. Investering i nye magasin er difor vurdert til å ikkje vere nødvendig. Optimal installert effekt ligg truleg i området 100-200 MW for eit pumpekraftverk med 20 000 MWh magasinkapasitet og døgnvariasjonar i spotpris. Ein slik installasjon verkar fornuftig ut frå føresetnadane.

For prisscenaria som følgjer uregulert produksjon, var det vanskeligare å finne lønsemd. Først med magasinkapasitet i området 100- 200 000 MWh gav det tilfredsstillande inntekter. Den uregulerte produksjonen har klare sesongvariasjonar, og pumpekraftverket fekk ei rolle for sesongregulering. Det er lite truleg at dei eksisterande systema i Nordfjord vil bli brukt til å sesongregulere uregulert produksjon. Til det er magasinkapasiteten for liten. Det er nærliggjande å tru at dei store kraftverkssystema i Indre Sogn er å føretrekkje til eit slikt formål.

Prisvariasjonane i modellen er store. Truleg må det til ei massiv utbygging av utanlandskablar før det er realistisk. Frå Statnett er det uttalt at utbygging av innanlands nett er flaskehalsen for å auke utvekslinga med Europa. Stor lokal motstand og lange søknadsprosessar, kombinert med eit nett som treng opprusting, gjer det til ei tidkrevjande oppgåve. Dersom innanlands nett ikkje er sterkt nok, vil det oppstå isolerte regionar med kontinentale prisar. Ein slik situasjon er gunstig for kraftprodusentar, men vert nok ikkje tillete på politisk plan (Skrivarvik 2012).

I Europa er pumpekraftverka delvis finansiert som ei nettinvestering. I Noreg er nettregulering utført med effektreserven frå vasskraftsystemet. Dersom systemet blir utbygd med mykje uregulert produksjon kan det tenkjast at også Noreg får slike finansieringsordningar. Investeringa er stor, særleg ved installasjon av turtalsregulering i pumpemodus. Det er av den grunn lite truleg at pumpekraftverk vert bygd utan delvise finansieringsordningar eller langsiktige kontraktar.

9.4 Miljø

Miljø kjem stadig meir i fokus i Noreg, og vil truleg utgjere ein stor del av beslutningsgrunnlaget for eventuelle framtidige utbyggingar. Kraftverka i Bremanger verkar til å vere ein gunstig lokalitet miljømessig.

- Det er ingen busetnad, og minimalt med ferdsel i området. På vinteren er det knapt nok mogleg å ferdast i området.
- Nye inngrep vil ikkje vere synlege frå busette områder.
- Landskapet er godt, med lite vegetasjon og prega av blankskura berg. Hurtige variasjonar i magasin er truleg lite problematisk.

- Ingen av kraftverka har utlaup mot elv. Avlaupet går enten rett i fjorden eller i nytt magasin.
- Det er også viktig å understreke at kraftverka er over si tekniske levetid. Innanfor rimeleg tid må kraftverka rehabiliterast eller erstattast.

9.5 Vidare arbeid

Fleire rapportar har sett på det tekniske potensialet for effektverk og pumpekraftverk i Noreg. Med politisk vilje og store nettinvesteringar er det stort potensial for slike kraftverk i Noreg. Det er likevel heilt nødvendig å studere inntekspotensialet. Kva skal til for å gjere investeringane lønsame og kven skal betale? I rapporten er det gjort eit forsøk på å skalere eksisterande prisskilnader i den norske spotprismarknaden. Prisspekulasjonane er i høgste grad usikre, og vidare vil det vere viktig å få på plass realistiske prisscenario for den nordiske marknaden. I den grad det er mogleg.

For kraftprodusentar i Nordfjord og Sogn og Fjordane er det i næraste framtid nødvendig å gjere nokre strategiske val. Mange av kraftverka er gamle, og det er viktig å tilpasse seg nye marknadssituasjonar. Det må gjerast grundige vurderingar for investeringar, sidan levetida er lang og usikkerheita i framtidig kraftmarknad stor. Ei vidareutvikling av ein tilsvarende modell kan vere fornuftig i eit slikt arbeid. Ein modell som også genererer inntekter frå regulerkraftmarknaden vil vere spennande.

Storskala investering i balanserende vasskraft er truleg ikkje mogleg utan finansieringsordningar. Dersom det er ønskjeleg å byggje ut det norske systemet, bør det kartleggjast kva som skal til for at kraftprodusentar er villige til å investere. Betre betaling for regulerkraft og langsiktige kontraktar er moglege finansieringsordningar.

10. Konklusjon

Resultata i rapporten byggjer på mange antakelsar, noko som er heilt nødvendig i ei slik oppgåve. Det er likevel nokre hovudkonklusjonar å trekkje, som verkar til å gjelde for fleire utfall.

Effektverk verkar i stor grad å løyse lokal balansering like godt som pumpekraftverk med realistisk mengde ny uregulert energi i systemet. Sesongvariasjonar i uregulert produksjon gjer det vanskeleg å balansere produksjonen utan stor magasinkapasitet. Av den nye uregulerte produksjonen er det særleg småkrafta som gir problem, fordi produksjonstoppene kjem samtidig som fulle magasin og stort tilsig til anna vasskraft. Endring av køyremønster for eksisterande regulert vasskraft kombinert med auka installert effekt er truleg beste løysinga for å unngå produksjonstoppene på seinsommaren.

Optimalisert brukstid for effektverka i rapporten ligg mellom 2800-3200 timar. Det er tilrådd å ruste opp valte kraftverk i rekkjefølgja: Øksnelvane, Åskåra 3, Svelgen 3, Svelgen 2. Bremanger-anlegga får ein total installasjon på 490 MW, opp frå dagens 280 MW. Gjennomsnittlig brukstid er redusert frå 4900 til 3100 timar.

For nye kraftverk med god magasinkapasitet er det anbefalt brukstid i området 2500-3000 timar. Lågare brukstid enn 2500 timar må begrunnast ut frå andre omsyn enn spotprismarknaden. Andre inntektskjelder kan gjere lågare brukstider økonomisk.

Først med store mengder ny uregulert produksjon i systemet, vert pumpekraftverk lønsamt. Med utgangspunkt i eksisterande infrastruktur i oppgaveområdet er beste plassering for eit pumpekraftverk vurdert til å vere mellom Isavatn og Bjørndalen. Store døgnvariasjonar i pris, 20-30 øre/kWh, er nødvendig for å gjere det lønsamt. Ein fornuftig installasjon til eksisterande magasinkapasitet ligg i området 100-200 MW. 100 MW er valt i rapporten.

Referansar

- Berdal Strømme (1998). *Ny stasjon for fallet Svartevatn- Indrehusvatn*. Berdal Strømme for Bremanger Smelteverk.
- Brekke, H. (2003). *Pumper og turbiner*. NTNU.
- CEDREN (2011a). *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk*. CEDREN (Sintef og NTNU i samarbeid).
- CEDREN (2011b). *Perspectives on hydropower's role to balance non-regulated renewable power production in Northern and Western Europe*. CEDREN (Sintef og NTNU i samarbeid).
- EEX (2012). European energy exchange (EEX). <http://eex.com>.
- Erdal, E. (2011). *Opprusting og utviding av kraftverk i Øksnelvane*. NTNU.
- Fornybar.no (2012, Mars). En informasjonsressurs for fremtidens energisystemer. www.fornybar.no.
- Haugnes, B. (2012). Munnleg referanse.
- IEA (2011). *Harnessing variable renewables*. International Energy Agency (IEA).
- Kvernevik, A. (2012). Munnleg referanse.
- Lia, L. (2012). Munnleg referanse.
- Meteorologisk Institutt (2012). eKlima. Tilgang til Meteorologisk institutts vær- og klimadata. <http://eklima.no>.
- Nordpool (2012). Elspot prices. www.nordpoolspot.com.
- NVE (2004). *Beregning av potensial for små kraftverk i Norge*. NVE.
- NVE (2008). *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*. NVE og Enova i samarbeid.
- NVE (2010). *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*. NVE og Sweco Norge.
- NVE (2011a, November). Elsertifikat. www.nve.no.
- NVE (2011b). *Energibruk, Energibruk i Fastlands-Norge*. NVE.
- NVE (2011c). *Økt installasjon i eksisterende kraftverk- Potensial og kostnader*. Norconsult for NVE.
- NVE (2011d). *Pumpekraft i Noreg*. Vattenfall for NVE.
- NVE (2011e). *Samkøying av vind- og vasskraft*. Sintef Energiforsk og NVE.
- NVE (2012). Noregs vassdrags- og energidirektorat. www.nve.no.
- NVE Atlas (2012). Nve Atlas. Karttjeneste på nett. <http://atlas.nve.no>.
- SFE (2012a). *Bredvatn Kraftverk: Melding*. Sogn og Fjordane Energi (SFE).
- SFE (2012b). Data frå SFE-systemet. Sogn og Fjordane Energi (SFE).
- SFE (2012c). *Øksnelvane rehabilitering: Mogleighetsstudium*. Sogn og Fjordane Energi (SFE).
- SFE Nett (2011). *Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2011*. SFE Nett.
- Siemens Wind (2012, Februar). Siemens wind turbine swt-3.0-101. <http://siemens.com/wind>.

Skarstad, T. (2012). Munnleg referanse.

Skrivarvik, K. (2012). Munnleg referanse.

SRU (2010). *Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050*. German Advisory Council on the Environment (SRU).

Statnett (2011). *Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen*. Statnett.

Statnett (2012). www.statnett.no.

TU (2012). Teknisk ukeblad. www.tu.no.

TVM4128 (2010). *Forelesningsnotat TVM4128 Vannkraft og vassdragsteknikk GK*. NTNU.

Universitet Stuttgart (2010). *Potentialermittlung fur den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage fur die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie*. Universitet Stuttgart.

Vestavind Kraft (2012). Vinddata frå Marafjellet. Vestavind Kraft.

Vedlegg

Vedlegg til rapporten er:

- Vedlegg A: Forbruksprognose
- Vedlegg B: Kostnadsberegning
- Vedlegg C: Optimalisering
- Vedlegg D: Skript til modell

A. Forbruksprognose

Vedlegg A inneheld bakgrunnsdata for forbruksprognosen utarbeidd av SFE i samband med “Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2011” (SFE Nett 2011).

Energiprognose, basis + mogelege industriprosjekt.



Forbruksprognose for Sogn og Fjordane (SFE Nett 2011)

B. Kostnadsutrekning

Vedlegg B viser detaljar i utrekningane presentert i kapittel 7. For å begrense mengda, er berre minste utrekna alternativ for kvart kraftverk vist. Utrekningar før dei andre installasjonane er lagt ved elektronisk. Vedlegga ligg i rekkjefølgja:

- Øksnelvane: 50 MW
- Åskåra 3- Øvre Bredvatn: 75 MW
- Svelgen 2: 65 MW
- Svelgen 3: 50 MW
- Isavatn Pumpekraftverk: 50 MW
- Svartevatn Pumpekraftverk: 50 MW

Kostnadstala tek utgangspunkt i “Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg” publisert av NVE i 2010 (NVE 2012). Det er gitt små forklaringar til kvar post heilt til høgre. Same antakelsane er brukt for alle alternative installasjonar og lokalitetar, slik at kraftverka kan samanliknast. Produksjonsestimatet byggjer på ein totalverknadsgrad i kraftverka på 87 %, kontrollert mot interne utrekningar i SFE. For planlegging og byggjeleing, renter i byggjetida og uføresett det tillagt 30 % på totalkostnaden. Vedlikehaldsutgiftene på gamle kraftwerke er overslag som er kome fram i diskusjon med SFE. Der det ligg føre estimerte vedlikehaldskostnader, er denne kostnaden nytta.

Pumpekraftverka er kostnadsrekna som vanlege kraftverk. For dei elektromekaniske arbeida, er totalsummen tillagt 20 %. Tillegget er basert på erfaringstal for kostnadane i pumpekraftverk utan turtalsregulering.

Øksenelevane 50 MW

Input

Oppsummert	50 MW
Installert Effekt	50 MW
Sum Prosjekt	kr 253,6 Mill NOK
Utbyggingskost	kr 5,1 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/innsf	kr -1,2 Mill NOK/MW

Inndata	
Dagens Installasjon	28 MW
Dagens Produksjon	150 GWh
Fallhøgde	374 moh
H ₂ utløp	5 moh
H ₀ [m]	369 m

Innløpstunnel	1000 m
Areal Innløpstunnel	18 m ²
Utløpstunnel	500 m
Areal	18 m ²
Adkomsttunnel	500 m
Areal	35 m ²
Sjakt vassveg	250 m
Areal Sjakt	7 m ²
Tverrslag - tilkomst	50 m
Installert effekt	50 MW
Totalvirkningsgrad	0,87
n(antall aggregat)	2

Tilslig	202 mill. m ³
Q	13,8 m ³ /s
Energi ekvivalent	0,87 kWh/m ³
Produksjon	177 GWh
Bruktid	3534 timar

Diskonteringsfaktor	15
Kraftpris	0,4 NOK/kWh

Utbyggingskost	5,1 Mill NOK/MW
m/Innsparing	-0,5 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/innsf	-1,2 Mill NOK/MW

Sjekk svingekammer

Krav	Ta	Tw	Konkl.
[Ta/Tw>6]	6	0,35 OK	

Kostnader

Post	Korr.fakt	Antall	Kostnad	Kostnad
			kr	kr
Bygningsmessige arbeider				
Dam				84 427 478
Inntak				
Inntaksluke m/revisjonsluke	1	0	kr	-
Utslag under vath	1,5	1	kr	4 078 785
Lukeinnstøp	1	1	kr	2 400 000
Lukesjakt	1	4	kr	1 685 920
Lukehus	1	50	kr	1 250 000
Varegrind	1	1	kr	1 000 000
Forskjæring med port og p	1	1	kr	299 650
Tunnelarbeid +30/-20%				
Tunnel Innløp	0,97	1000	kr	17 089 285
Tunnel Utløp	0,96	500	kr	8 456 554
Adkomsttunnel inkl. kabel	1	500	kr	13 737 500
Sjakt Vannvei	1,04	250	kr	7 550 603
Betongpropp	1	1	kr	926 140
Tverrslag adkomst	0,96	50	kr	864 000
Tverrslagsport	1	1	kr	700 000
Tverrslagspropp	1	4	kr	1 685 920
Svingekammer	1	0	kr	-
Stasjonshall	1	10090	kr	22 703 120
Vegarbeid	1	0	kr	-
Helikopterutgifter	1	0	kr	-
Elektrotekniske arbeider				
Generator 2*25 MW	1	2	kr	32 000 000
Transformator 2* 25 MW	1	2	kr	10 400 000
Koplingsanlegg 132kV	1	1	kr	5 040 000
Kontrollanlegg	1	2	kr	8 015 452
Hjelpeanlegg 132kV	1	1	kr	7 922 223
Kabelanlegg	1	2	kr	3 000 000
Anleggsbidrag nett/trafo	1	1	kr	-
Maskintekniske arbeider				
Turbin	1	50000	kr	44 250 000
Pumpe	1	700	kr	35 000 000
Diverse maskin	2	50	kr	1 250 000
Rørbreddsventil	1	2	kr	2 000 000
Diverse utstyr	0,75	50000	kr	6 000 000
Sugerørsluke	1	1	kr	-
Innsparing/utgifter				
Vedlikehold			kr	280 265 781
Ekstraproduksjon	15	1,00	kr	120 000 000
Planlegging, byggeledelse og uforutsett				
	30%		kr	160 265 781
			kr	58 516 546
Sum			kr	253 571 698

Forklaring

Dam eksisterer
 Rulleluke. V=2m/s. Revisjonsluke 50% tillegg. H=50
 L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp, Minste kurve
 50 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for bygningsarbeid
 Inkludert under diverse utstyr
 200m ekstra (tilkomst div tunellar, traforom, rømningsveg)
 Sprengt sjakt
 Ekstrapolasjon graf. Lengde =H/20
 A=18m2
 2,5*3m; H=50m
 L=H/20; H=80; minste kurve tilgjengelig
 Ingen behov
 God eksisterende tilkomst
 +-10-20%
 n=600;
 145kV
 Dobbel samleskinne
 75 MW;Tillegg for adkomsttunnel
 500m kabel; 132kV
 Ingen behov; Ref Kristen Skrivarvik
 +-20%
 Francis-turbin frå Håndbok 2; h=600
 Ø1100, 50m rør, 2 aggregat
 Inkluderer bl.a: kran, kjøle-og lenseanlegg, varegrind
 Inkludert i diverse utstyr
 Spart vedlikehold
 Noverdi ekstraproduksjon
 30% av total kostnader

Åskåra Bredvatn 75 MW

Input

Oppsummeret		75 MW
Installert Effekt	kr	407,1 Mill NOK
Sum Prosjekt	kr	5,4 Mill NOK/MW
Utbyggingskost	kr	-0,3 Mill NOK/MW

Inndata

Dagens installasjon	0 MW
Fallhøyde	83,4 moh
H ₀ utløp	5 moh
H ₀ [m]	829 m
Innløpstunnel	4500 m
Areal Innløpstunnel	18 m ²
Utløpstunnel	1500 m
Areal	18 m ²
Tilkomstunnel	500 m
Areal	35 m ²
Sjakt vassveg	0 m
Areal Sjakt	5 m ²
Tverrsnitt - tilkomst	0 m

Installert effekt	75 MW
Totalvirkningsgrad	0,87
n(antall aggregat)	1
Tilslig	138 mill. m ³
Q	9,2 m ³ /s
Energiekvivalent	1,97 kWh/m ³
Produksjon	271 GWh
Brukstid	3616 timar

Diskonteringsfaktor	15
Kraftpris	0,4 NOK/kWh
Utbyggingskost	5,4 Mill NOK/MW
m/innsparing	-0,3 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/Innspar	-0,3 Mill NOK/MW

Sjakk svingekammer

Krav	Ta	Tw	Konkl.
[Ta/Tw>6]	6	0,28	OK

Post	Kostnader	Korr.fak	Antall	Kostnad	Forklaring
	kr/enhet			kr	
Byggningsmessige arbeider				169 221 794	
Dam				3 000 000	
Inntak	kr	1,5	1	1 kr	5m høy hvelldam. 50 m.
Inntaksluke m/revisjonsluke	kr	1	1	1 kr	Glideluke. V=2m/s. Revisjonsluke gir 70% tillegg. H=20
Utslag under vatn	kr	1	1	1 kr	L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp;
Lukeinnstøp	kr	1	20	200 kr	50 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for bygningsarbeid
Lukesjakt	kr	1	1	1 kr	Inkludert under diverse utstyr
Lukehus	kr	1	1	1 kr	
Varegrind	kr	1	1	1 kr	
Forskjæring med port og påhjul	kr	1	1	1 kr	
Tunnelarbeid +30/-20%				91 172 219	
Tunnel Innløp	kr	1,15	4500	4500 kr	Korreksjon for lang tunnel
Tunnel Utløp	kr	0,96	1500	1500 kr	
Adkomsttunnel inkl. kabelkull	kr	1	500	500 kr	200m ekstra (tilkomst div tunellar, traforom, rømningsveg)
Sjakt Vannvei	kr	1	0	0 kr	Sprengt sjakt
Betongpropp	kr	1	41	41 kr	H=800m; Ekstrapolasjon graf. Lengde =H/20
Tverrslag tilkomst	kr	1	0	0 kr	A=18m ²
Tverrslagsport	kr	1	0	0 kr	2,5*3m; H=200m
Tverrslagspropp	kr	1	0	0 kr	L=H/20; H=200;
Svingekammer	kr	1	0	0 kr	Ingen behov
Kraftstasjon				23 929 895	
Stasjonshall	kr	1	10636	10636 kr	God eksisterende tilkomst
Vegarbeid	kr	1	0	0 kr	Lagt til 30% tillegg på rigg og drift!! Faktor 2 for frakt av bett
Helikopterutgifter	kr	1	0	0 kr	
Elektrotekniske arbeider				89 421 279	
Generator	kr	1	1	1 kr	+10-20%
Transformator	kr	1	1	1 kr	n=600;
Koplingsanlegg	kr	1	1	1 kr	145kV
Kontrollanlegg	kr	1	1	1 kr	Dobbel sameskinne
Hjelpeanlegg	kr	1	1	1 kr	75 MW; Tillegg for adkomsttunnel
Kabelanlegg	kr	1	1	1 kr	1500m kabel; 132kV
Anleggsbidrag nett/trafo	kr	1	1	1 kr	Grovt anslutt; Ref Kristen Skrivarvik
Masjintekniske arbeider				54 500 000	
Turbin	kr	1	75000	75000 kr	+20%
Pumpe	kr	1	50	50 kr	Pelton-turbin frå Håndbok 2; n=600
Rørbruddsventil	kr	1	1	1 kr	Ø1200, 50m rør
Diverse utstyr	kr	1	75000	75000 kr	Inkluderer bla.: kran, kjøle-og lenseanlegg, varegrind
Sugerørsluke	kr	1	1	1 kr	Ikkje aktuelt
Innsparing/utgifter				426 000 000	
Vedlikehold	kr			60 000 000	Spart vedlikehold
Ekstraproduksjon	kr		271	271 kr	Noverdi ekstraproduksjon
Tapt produksjon Åskåra 1	kr		210	210 kr	
Planlegging, byggeledelse og uforutsett				93 942 922	
					30% av totalkostnader
Sum				407 085 996	

Svelgen 2; 65 MW

Input

Oppsummert	
Installert Effekt	65 MW
Sum Prosjekt	kr 3667 MIII NOK
Utbyggingskost	kr 5,6 MIII NOK/MW
Ekstra effekt m/innspa	kr 2,7 MIII NOK/MW

Inndata

Dagens installasjon	29 MW
Dagens Produksjon	210 GWh
Fallhøgde	485 moh
H ₂ utløp	5 moh
H0 [m]	480 m

Innløpstunnel	5000 m
Areal Innløpstunnel	18 m ²
Utløpstunnel	600 m
Areal	18 m ²
Adkomsttunnel	500 m
Areal	35 m ²
Sjakt vassveg	0 m
Areal Sjakt	7 m ²
Tverrslag - tilkomst	400 m

Installert effekt	65 MW
Totalvirkningsgrad	0,87
n (antall aggregat)	2

Tilslig	215 mill. m ³
Q	13,8 m ³ /s
Energiekvivalent	1,14 kWh/m ³
Produksjon	245 GWh
Bruktid	3764 timer

Diskonteringsfaktor	15
Kraftpris	0,4 NOK/kWh
Vedlikehold gammalt kr	0,02 kr/kWh
Utbyggingskost	5,6 MIII NOK/MW
m/innsparing	1,5 MIII NOK/MW
Ekstra effekt m/innspa	2,7 MIII NOK/MW

Sjlekt svingekammer

Krav	Ta	Tw	Konkl.
[Ta/Tw>6]	6	0,81 OK	

Post	Kostnader		Korr.fak	Antall	Kostnad	Forklaring
	kr/enhet	kr				
Byggningsmessige arbeider					161 118 937	
Dam						
Inntak	kr	-	1	0	kr	-
Inntaksluke m/revisjon	kr	1 614 200	1,5	1	kr	2 421 300
Utslag under vatn	kr	2 400 000	1	1	kr	2 400 000
Lukeinnstøp	kr	421 480	1	4	kr	1 685 920
Lukesjakt	kr	25 000	1	50	kr	1 250 000
Lukehus	kr	1 000 000	1	1	kr	1 000 000
Varegrind	kr	-	1	1	kr	-
Forskjæring med port og	kr	299 650	1	1	kr	299 650
Tunnel innløp	kr	17 618	1	5000	kr	88 089 100
Tunnel Utløp	kr	17 618	0,96	600	kr	10 147 864
Adkomsttunnel inkl. kab	kr	27 475	0,96	500	kr	13 188 000
Sjakt Vannvei	kr	29 041	1	0	kr	-
Betongpropp	kr	108 000	1	24	kr	2 592 000
Tverrslag adkomst	kr	18 000	0,96	400	kr	6 912 000
Tverrslagsport	kr	800 000	1	1	kr	800 000
Tverrslagspropp	kr	593 440	1	8	kr	4 450 800
Svingekammer	kr	-	1	0	kr	-
Stasjonshall	kr	2 250	1	11503	kr	25 882 303
Vegarbeid	kr	-	1	0	kr	-
Helikopterutgifter	kr	-	1	0	kr	-
Kraftstasjon						
Transport						
Elektrotekniske arbeider						72 750 058
Generator	kr	17 500 000	1	2	kr	35 000 000
Transformator	kr	6 000 000	1	2	kr	12 000 000
Koplingsanlegg	kr	5 040 000	1	1	kr	5 040 000
Kontrollanlegg	kr	4 448 964	1	2	kr	8 897 927
Hjelpelanlegg	kr	9 012 131	1	1	kr	9 012 131
Kabelanlegg	kr	1 400 000	1	2	kr	2 800 000
Anleggsbidrag nett/trafo	kr	-	1	1	kr	-
Maskintekniske arbeider						48 200 000
Turbin	kr	575	1	65000	kr	37 375 000
Pumpe	kr	10 000	2	50	kr	1 000 000
Rørbruddsventil	kr	1 500 000	1	2	kr	3 000 000
Diverse utstyr	kr	140	0,75	65000	kr	6 825 000
Sugerøsluke	kr	-	1	1	kr	-
Innsparing/utgifter						270 968 400
Vedlikehold	kr	1	1,00	210	kr	63 000 000
Ekstraproduksjon	kr	15	1,00	35	kr	207 968 400
Planlegging, byggeledelse og uforutsett						84 620 699
Sum						366 689 694

30% av totalkostnader

Spart vedlikehold

Noverdi ekstraproduksjon

Francis-turbin frå Håndbok 2; η=600

Ø1000, 50m rør, 2 aggregat

Inkluderer bl.a.: kran, kjøle-og lenseanlegg, varegrind

Inkludert under diverse utstyr

God eksisterende tilkomst

Ingen behov

L=H/20; H=150;

2,5*3m; H=150m

A=18m2

Ekstrapolasjon graf. Lengde =H/20

Sprengt sjakt

200m ekstra (tilkomst div tunellar, traforom, rømmingsveg)

Tverrslag gir ingen behov for korreksjon

Inkludert under diverse utstyr

50 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for byggningsarbeid

L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp; Minste kurve

Interpolasjon i tabell

Rulleluke. V=2m/s. Revisjonsluke gir 50% tillegg. H=40

Dam eksisterer

Forklaring

Svelgen 3; 50 MW

Input

Oppsummert	50 MW
Installert Effekt	kr 256,3 Mill NOK
Sum Prosjekt	kr 5,1 Mill NOK/MW
Utbyggingskost	kr -0,2 Mill NOK/MW

Inndata

Dagens installasjon	27 MW
Dagens Produksjon	140 GWh
Fallhøgde	482 moh
H ₀ utløp	5 moh
H ₀ [m]	477 m

Innløptunnel	1500 m
Areal Innløpstunnel	18 m ²
Utløpstunnel	500 m
Areal	18 m ²
Adkomsttunnel	500 m
Areal	35 m ²
Sjakt vassveg	200 m
Areal Sjakt	6 m ²
Tverrslag - tilkomst	0 m

Installert effekt	50 MW
Totalvirkningsgrad	0,87
n (antall aggregat)	2

Tilslig	156 mill. m ³
Q	10,7 m ³ /s
Energi ekvivalent	1,13 kWh/m ³
Produksjon	176 GWh
Brukstid	3528 timer

Diskonteringsfaktor	15
Kraftpris	0,4 NOK/kWh
Vedlikehold gammalt kr	0,02 kr/kWh

Utbyggingskost	5,1 Mill NOK/MW
m/Innsparing	-0,1 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/Innspar	-0,2 Mill NOK/MW

Sjekk svingekammer

Krav	Ta	Tw	Konkl.
[Ta/Tw>6]	6	0,27	OK

Post	Kostnader		Korr.fz	Antall	Kostnad	Forklaring
	kr/enhet	kr				
Byggningsmessige arbeider		82 468 883				
Dam						Dam eksisterer
Inntak	kr 1 500 000	1	0	kr		Rulleluke: V=2m/s. Revisjonsluke gir 50% tillegg. H=50
	kr 2 400 000	1,5	1	kr		Interpolasjon i tabell
	kr 344 020	1	4	kr		L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp; Minste kurve
	kr 25 000	1	50	kr		50 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for bygn.arb
	kr 1 000 000	1	1	kr		Inkludert under diverse utstyr
Tunnelarbeid						
+30/-20%	kr 299 650	1	1	kr		
	kr 17 618	0,97	1500	kr		200m ekstra (div tunellar, traforom, røpingsveg)
	kr 17 618	0,96	500	kr		Bort sjakt
	kr 27 475	0,96	500	kr		Ekstrapolasjon graf. Lengde =H/20
	kr 12 000	1,03	200	kr		A=18m2
	kr 108 000	1	24	kr		2,5*3m; H=150m
	kr 18 000	0,96	0	kr		L=H/20; H=150;
	kr 800 000	1	0	kr		Ingen behov
	kr 593 440	1	0	kr		God eksisterende tilkomst
Kraftstasjon	kr 2 250	1	9585	kr		
Transport	kr -	1	0	kr		
	kr -	1	0	kr		
	kr -	1	0	kr		
Elektrotekniske arbeider		72 677 675				
Generator	kr 15 000 000	1	2	kr		+10-20%
Transformator	kr 5 100 000	1	2	kr		n=750
Koplingsanlegg	kr 5 040 000	1	1	kr		145kV kurve brukt
Kontrollanlegg	kr 4 007 726	1	2	kr		Dobbel samleskinne
Hjelpelanlegg	kr 7 922 223	1	1	kr		15 MW;Tillegg for adkomsttunnel
Kabelanlegg	kr 1 500 000	1	1	kr		500m kabel; 132kV
Anleggsbidrag nett/trafo	kr 10 000 000	1	1	kr		Oppgr. frå 66 kV til 132 kV; Ref Kristen Skrivarvik
Maskintekniske arbeider		41 975 000				
Turbin						+20%
Turbin	kr 650	1	50000	kr		Francis-turbin frå Håndbok 2; n=750
Pumpe				kr		
Diverse maskin						
Turbinrør	kr 15 000	2	50	kr		Ø1000, 50m rør; 2 aggregat
Rørbruddsventil	kr 800 000	1	2	kr		Inkluderer bl.a: kran, kjøle-og lenseanlegg, varegrind
Diverse utstyr-	kr 170	0,75	50000	kr		Inkludert under diverse utstyr
Sugerørsluke	kr -	1	1	kr		
Innsparing/utgifter		260 473 494				
Vedlikehold	kr 1	1,00	140	kr		Spart vedlike hold
Ekstraproduksjon	kr 15	1,00	36	kr		Verdi ekstraproduksjon
Planlegging, byggeledelse og uforutsett		30 %				30% av total kostnader
Sum				kr		256 258 025

Isavatn 50 MW

Input

Oppsummert	50 MW
Installert Effekt	kr 308,4 Mill NOK
Sum Prosjekt	kr 6,2 Mill NOK/MW
Utbyggingskost	kr 6,2 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/innsparir	kr 6,2 Mill NOK/MW

Inndata

Dagens installasjon	0 MW
Dagens Produksjon	0 GWh
Fallhøgde	954 moh
H _u -utløp	469 moh
H0 [m]	485 m
Innløpstunnel	2600 m
Areal Innløpstunnel	18 m ²
Utløpstunnel	400 m
Areal	18 m ²
Adkomsttunnel	500 m
Areal	35 m ²
Sjakt vassveg	0 m
Areal Sjakt	6 m ²
Tverrsnitt - tilkomst	0 m

Installert effekt	50 MW
Totalvirkningsgrad	0,87
n(antall aggregat)	1

Tilslig	0 mill. m ³
Q	10,5 m ³ /s
Energiekivalent	1,15 kWh/m ³
Produksjon	0 GWh
Bruktid	0 timar

Diskonteringsfaktor	15
Kraftpris	0,4 NOK/kWh
Vedlikehold gammalt kraf	0,02 kr/kWh

Utbyggingskost	6,2 Mill NOK/MW
m/innsparing	6,2 Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/innsparir	6,2 Mill NOK/MW

Sjekk svingekammer	
Krav	Ta Tw Konkl.
[Ta/Tw>6]	6 0,32 OK

Kostnader

Post	kr/enhet	Korr.fak	Antall	Kostnad	Forklaring
					109 289 714
Byggningsmessige arbeider					
Dam					
Inntak	kr 2 600 000	1,5	2	kr 7 800 000	Dam eksisterer
	kr 2 400 000	1	2	kr 4 800 000	Rulleluke, V=2m/s. Revisjonsluke gir 50% tillegg. H=80 H=70-80m
	kr 421 480	4	2	kr 3 371 840	L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp. Minste kurve
	kr 25 000	80	2	kr 4 000 000	2*80 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for bygningsarbeid
	kr 1 500 000	1	1	kr 1 500 000	
	kr -	1	1	kr -	
Tunnelarbeid					
+30/-20%	kr 299 650	1	1	kr 299 650	
	kr 17 618	0,98	2600	kr 44 890 205	
	kr 17 618	0,96	400	kr 6 765 243	
	kr 27 475	0,96	500	kr 13 188 000	200m ekstra (tilkomst div tunellar, traformer, tverrslagsveg)
	kr 12 000	1,03	0	kr -	Bort sjakt
	kr 108 000	1	24	kr 2 619 000	Ekstrapolasjon graf. Lengde =H/20 A=18m ²
	kr 18 000	0,96	0	kr -	
	kr 800 000	1	0	kr -	2,5*3m; H=150m
	kr 593 440	1	0	kr -	L=H/20; H=150;
	kr -	1	0	kr -	Ingen behov
Kraftstasjon	kr 2 250	1	8914	kr 20 055 776	God eksisterende tilkomst
Transport	kr -	1	0	kr -	
	kr -	1	0	kr -	
	kr -	1	0	kr -	
Elektrotekniske arbeider					
Generator	kr 25 000 000	1	1	kr 25 000 000	+20%
Transformator	kr 7 800 000	1	1	kr 7 800 000	n=600
Koplingsanlegg	kr 5 040 000	1	1	kr 5 040 000	145kV kurve brukt
Kontrollanlegg	kr 5 281 266	1	1	kr 5 281 266	Dobbel samleskinne
Hjelpelanlegg	kr 7 922 223	1	1	kr 7 922 223	Tillegg for adkomsttunnel
Kabelanlegg	kr 1 500 000	1	1	kr 1 500 000	500m kabel; 132kV
Anleggsbidrag nett/trafo	kr 10 000 000	1	1	kr 10 000 000	Grovt overslag; Ref Kristen Skrivervik
Maskintekniske arbeider					
Turbin	kr 550	1,25	50000	kr 52 890 000	+20%
Pumpe	kr -			kr 34 375 000	Francis-turbin frå Håndbok 2; n=600
Diverse maskin	kr 30 000	1	50	kr 1 500 000	Ø1300, 50m røyr
Rørbruddsventil	kr 700 000	1	1	kr 700 000	Inkluderer bl.a: kran, kjøle-og lenseanlegg, varegrind
Diverse utstyr	kr 150	1	50000	kr 7 500 000	Inkludert under diverse utstyr
Sugerørsluke	kr -	1	1	kr -	
Innsparing/utgift					
Vedlikehold	kr 1	1,00	0	kr -	Spart vedlikehold
Ekstraproduksjon	kr 15	1,00	0	kr -	Verdi ekstraproduksjon
Tapt produksjon	kr -	1,00	0	kr -	Tapt produksjon i byggetida
Planlegging, byggeledelse og uforutsett					
	30 %			kr 71 169 570	30% av totalkostnader
Sum				kr 308 401 472	Elmek+20%

Svartevatn 50 MW

Input

Oppsummer			
Installert Effekt	50	MW	
Sum Prosjekt	kr 291,6	Mill NOK	
Utbyggingskost	kr 5,8	Mill NOK/MW	
Ekstra effekt m/innspil	kr 5,8	Mill NOK/MW	

Inndata

Dagens Installasjon	0	MW
Dagens Produksjon	0	GWh
Fallhøgde	770	moh
H ₀ utløp	480	moh
H ₀ [m]	290	m

Innløpstunnel	1800	m
Areal Innløpstunnel	18	m ²
Utløpstunnel	300	m
Areal	18	m ²
Adkomsttunnel	400	m
Areal	35	m ²
Sjakt vassveg	0	m
Areal Sjakt	6	m ²
Tverrslag - tilkomst	0	m

Installert effekt	50	MW
Totalvirkningsgrad	0,87	
n(antall aggregat)	1	

Tilslig 0 mill. m³

Q	17,6	m ³ /s
Energiekivalent	0,69	kWh/m ³
Produksjon	0	GWh
Brukstid	0	timar

Diskonteringsfaktor 15

Kraftpris	0,4	NOK/kWh
Vedlikehold gammalt kr	0,02	kr/kWh

Utbyggingskost	5,8	Mill NOK/MW
m/innsparing	5,8	Mill NOK/MW
Ekstra effekt m/innspil	5,8	Mill NOK/MW

Sjekk svingekammer

Krav	Ta	Tw	Konkl.
[Ta/Tw>6]		6	0,62 OK

Post	Kostnader			
	kr/enhet	Korr.faktc	Antall	Kostnad
Bygningmessige arbeider				93 758 603
Dam	kr -	1	0	kr -
Inntak	kr 1 915 842	1,5	2	kr 5 747 527
	kr 2 400 000	1	2	kr 4 800 000
	kr 421 480	4	2	kr 3 371 840
	kr 25 000	50	2	kr 2 500 000
	kr 1 500 000	1	1	kr 1 500 000
	kr -	1	1	kr -
	kr 299 650	1	1	kr 299 650
	kr 17 618	0,97	1800	kr 30 760 714
	kr 17 618	0,96	300	kr 5 073 932
	kr 27 475	0,96	400	kr 10 550 400
	kr 12 000	1,03	0	kr -
	kr 926 140	1	1	kr 926 140
	kr 18 000	0,96	0	kr -
	kr 800 000	1	0	kr -
	kr 593 440	1	0	kr -
	kr -	1	0	kr -
	kr 2 250	1	9879	kr 22 228 401
	kr 1 500	1	4000	kr 6 000 000
	kr -	1	0	kr -
Kraftstasjon				22 228 401
Transport				6 000 000
Elektrotekniske arbeider				75 502 967
Generator	kr 27 500 000	1	1	kr 27 500 000
Transformator	kr 6 125 650	1	1	kr 6 125 650
Koplingsanlegg	kr 5 040 000	1	1	kr 5 040 000
Kontrollanlegg	kr 5 281 266	1	1	kr 5 281 266
Hjelpsanlegg	kr 7 772 223	1	1	kr 7 772 223
Kabelanlegg	kr 1 200 000	1	1	kr 1 200 000
Anleggsbidrag nett/trafo	kr 10 000 000	1	1	kr 10 000 000
Maskintekniske arbeider				55 080 000
Turbin	kr 600	1,25	50000	kr 37 500 000
Pumpe	kr -			kr -
Turbinrør	kr 20 000	1,1	50	kr 1 100 000
Rørbruddsventil	kr 800 000	1	1	kr 800 000
Diverse utstyr-inkluderer: maskinsalkran, kjøle-og lenseanlegg, innstaksvaregrind	kr 130	1	50000	kr 6 500 000
Sugerørsluke	kr -	1	1	kr -
Innsparing/utgjil				kr -
Vedlikehold	kr 1	1,00	0	kr -
Ekstraproduksjon	kr 15	1,00	0	kr -
Tapt produksjon	kr -	1,00	0	kr -
Planlegging, byggeledelse og uforutsett				kr 67 302 471
Sum				kr 291 644 042

Forklaring

Rulleluke. V=2m/s. Revisjonsluke gir 50% tillegg. H=50
H=40-50m
L=H/20; H=80; Som tverrslagspropp; Minste kurve
2*50 m sjakt; 10 000/m for boring; 15 000 for bygningsarbeid

200m ekstra (tilkomst div tunellar, traforom, rømningsveg)
Bort sjakt
Lengde =H/20
A=18m²
2,5*3m; H=150m
L=H/20; H=150;
Ingen behov

Normalt terreng, høg standard

+20%
n=500
145kV kurve brukt
Dobbel samleskinne
Tillegg for adkomsttunnel
300m kabel; 132kV
Grovt overslag; Ref Kristen Skrivarvik

+20%
Francis-turbin frå Håndbok 2; n=500
Ø1700, 50m rør

Inkludert under diverse utstyr

Spart vedlikehold
Verdi ekstraproduksjon
Tapt produksjon i byggetida

30% av totalkostnader

C. Optimalisering

Vedlegg C viser berekningsark med detaljar for kurvene presentert i kapittel 8. Inntektsgrunnlaget er basert på resultat presentert i kapittel 5 og kostnader presentert i kapittel 7. Første berekningsarket viser marginalinntekt og marginalkostnad for effektverk, medan det neste viser utrekningane for pumpekraftverk.

Marginalinntekta for effektverk er rekna ut frå gjennomsnittleg oppnådd spotpris, og gjennomsnittleg årsinntekt er neddiskontert med ein faktor 15. Resultata viste potensial for 3-6 øre/kWh gjennomsnittleg høgare spotpris, noko som gir store noverdiar. I rapporten er prisscenario “Døgnvariasjon 20 øre/kWh” presentert, men i berekningsarka ligg det også med tilsvarende utrekningar for dei andre prisscenaria. Marginalkostnaden er rekna ut frå kostnadsestimat presentert i kapittel 7. Det er anteke ein minste utrekna installasjon, basert på resultata presentert, og at minste installasjon gir like mykje ny produksjon som alternativa med større effektinstallasjon. Noverdien av ekstra produksjon er difor trekt ifrå kostnaden på minste installasjon. Fleire av alternativa er i seg sjølv lønsame, når spart vedlikehald av gamle kraftverk og inntekter frå ekstra produksjon er teke med.

Marginalinntekta for pumpekraftverket er rekna ut frå gjennomsnittleg årsinntekt, neddiskontert med ein faktor 15. Alle presenterte installasjonar er for pumpekraftverk med tilhøyrande 20 000 GWh øvre og nedre magasinkapasitet. Marginalkostnaden er rekna ut frå kostnadane presentert i kapittel 7. Isavatn er billigare enn Svartevatn, med unntak av installasjonen på 50 MW.

Marginalinntekter Effektverk

Scenario 1.1- Inntekter													
Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Variasjon uregulert 30 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstid	Installasj/Pris	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi
MW	NOK/kWh	NOK/GWh	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	NOK/kWh	NOK/25M	NOK/25M	NOK/25M	NOK/GWh	NOK/25M	NOK/25M	M/III NOK/MW
4930	280	0,38	3,5	3,5	3,5	0,34	140,5	140,5	140,5	0,36	171,4	171,4	0,33
3940	350	0,40	3,5	3,5	3,5	0,34	140,5	140,5	140,5	0,36	171,4	171,4	0,33
3290	420	0,40	2,4	2,4	2,4	0,34	73,9	73,9	73,9	0,37	142,9	142,9	0,33
2820	490	0,41	0,6	0,6	0,6	0,36	22,2	22,2	22,2	0,38	107,1	107,1	0,34
2460	560	0,41	0,3	0,3	0,3	0,36	12,6	12,6	12,6	0,38	64,3	64,3	0,34
1970	700	0,41	0,1	0,1	0,1	0,36	3,7	3,7	3,7	0,39	14,8	14,8	0,34
1640	840	0,41	0,0	0,0	0,0	0,37	1,8	1,8	1,8	0,39	9,3	9,3	0,34

Scenario 1.2- Inntekter													
Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Variasjon uregulert 30 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstid	Installasj/Pris	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi
MW	NOK/kWh	NOK/GWh	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	NOK/kWh	NOK/25M	NOK/25M	NOK/25M	NOK/GWh	NOK/25M	NOK/25M	M/III NOK/MW
4930	280	0,38	3,8	3,8	3,8	0,34	147,9	147,9	147,9	0,35	171,4	171,4	0,33
3940	350	0,40	2,7	2,7	2,7	0,36	81,3	81,3	81,3	0,39	185,7	185,7	0,33
3290	420	0,41	0,9	0,9	0,9	0,37	14,8	14,8	14,8	0,40	142,9	142,9	0,34
2820	490	0,41	0,0	0,0	0,0	0,38	22,2	22,2	22,2	0,41	71,4	71,4	0,34
2460	560	0,41	0,1	0,1	0,1	0,38	11,1	11,1	11,1	0,41	14,3	14,3	0,34
1970	700	0,41	0,1	0,1	0,1	0,38	3,7	3,7	3,7	0,41	14,3	14,3	0,34
1640	840	0,41	0,0	0,0	0,0	0,38	0,0	0,0	0,0	0,41	0,0	0,0	0,34

Scenario 2- Inntekter													
Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Variasjon uregulert 30 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstid	Installasj/Pris	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi	Marginal- inntekt	Noverdi	Noverdi	Noverdi
MW	NOK/kWh	NOK/GWh	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	M/III NOK/MW	NOK/kWh	NOK/25M	NOK/25M	NOK/25M	NOK/GWh	NOK/25M	NOK/25M	M/III NOK/MW
4930	280	0,37	3,8	3,8	3,8	0,34	125,7	125,7	125,7	0,36	228,6	228,6	0,33
3940	350	0,39	1,5	1,5	1,5	0,36	81,3	81,3	81,3	0,37	200,0	200,0	0,33
3290	420	0,39	1,2	1,2	1,2	0,38	37,0	37,0	37,0	0,38	100,0	100,0	0,33
2820	490	0,40	0,6	0,6	0,6	0,38	22,2	22,2	22,2	0,41	42,9	42,9	0,33
2460	560	0,40	0,3	0,3	0,3	0,38	7,4	7,4	7,4	0,41	7,1	7,1	0,33
1970	700	0,40	0,1	0,1	0,1	0,38	3,7	3,7	3,7	0,41	7,1	7,1	0,33
1640	840	0,40	0,0	0,0	0,0	0,38	0,0	0,0	0,0	0,41	0,0	0,0	0,33

Kostnader													
Øksenselvane - Kostnader			Åskåra 3 - Kostnader			Sveigen 2 - Kostnader			Sveigen 3 - Kostnader				
Installasjon	Brukstid	Pris	Marginal- Ekstra inntekst	Pris	Marginal- Ekstra inntekst	Pris	Marginal- Ekstra inntekst	Pris	Marginal- Ekstra inntekst	Pris	Marginal- Ekstra inntekst		
MW	Timer	M/III NOK	M/III NOK/MW	M/III NOK	M/III NOK/MW	M/III NOK	M/III NOK/MW	M/III NOK	M/III NOK/MW	M/III NOK	M/III NOK/MW		
28	5400	120,0	0,0	0	0	30	7100	63,0	0	22	5800	42,0	
50	3534	253,6	160,3	0,0	0,0	65	3764	366,7	208	2,7	50	3528	256,3
75	2356	305,4	0,0	2,1	1,3	75	3262	391,4	0	2,5	75	2352	304,6
100	1767	406,9	0,0	4,1	1,2	100	2447	498,3	0	4,3	100	1764	355,7
						125	1808	495,9	0	2,3			

Grunnlag Marginalbetrakning Pumpekraftverk

Scenario 1.1- Inntekter												
		Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstilid	Installasj/Inntekt MW	Marginal-inntekt		Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt OK/(GWh*MM	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Som i dag
		Mill NOK	NOK/GWh									
27600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13800	50	148,8	3,0	214,8	4,3	137,4	2,7	253,4	5,1	34,6	0,7	34,6
6900	100	206,4	1,2	306,8	1,8	238,1	2,0	451,8	4,0	44,5	0,2	44,5
3450	200	255,4	0,5	385,2	0,8	393,6	1,6	785,4	3,3	48,8	0,0	48,8
	400	281,0	0,1	419,7	0,2	610,1	1,1	1247,7	2,3	53,4	0,0	53,4

Scenario 1.2- Inntekter												
		Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstilid	Installasj/Inntekt MW	Marginal-inntekt		Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt OK/(GWh*MM	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Som i dag
		Mill NOK	NOK/GWh									
27600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13800	50	194,1	3,9	291,3	5,8	170,3	3,4	317,3	6,3	51,7	1,0	51,7
6900	100	260,0	1,3	400,5	2,2	300,0	2,6	577,8	5,2	66,3	0,3	66,3
3450	200	324,5	0,6	500,6	1,0	493,0	1,9	992,0	4,1	76,3	0,1	76,3
	400	368,3	0,2	546,6	0,2	784,0	1,5	1640,0	3,2	82,3	0,0	82,3

Scenario 2- Inntekter												
		Variasjon uregulert 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 20 øre/kWh			Døgnvariasjon 30 øre/kWh			Som i dag	
Brukstilid	Installasj/Inntekt MW	Marginal-inntekt		Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt OK/(GWh*MM	Inntekt NOK/kWh	Marginal-inntekt NOK/GWh	Som i dag
		Mill NOK	NOK/GWh									
27600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13800	50	253,8	5,1	358,7	7,2	313,1	6,3	494,9	9,9	132,6	2,7	132,6
6900	100	383,6	2,6	548,9	3,8	560,4	4,9	918,6	8,5	198,6	1,3	198,6
3450	200	515,5	1,3	733,0	1,8	941,2	3,8	1639,5	7,2	278,4	0,8	278,4
	400	585,3	0,3	860,4	0,6	1525,3	2,9	2784,5	5,7	341,0	0,3	341,0

Kostnader												
Isavatn- Kostnader						Svartevatn - Kostnader						
Brukstilid	Installasj/	Brukstilid	Pris	Marginal-inntekt kostnad	Ekstra inntekt kostnad	Innstallasjon	Brukstilid	Pris	Ekstra inntekt kostnad	Marginal-inntekt kostnad	Mill	NOK/MW
0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50	308,4	0,0	0,0	6,2	291,6	50,0	0,0	0,0	0,0	5,8	0,0	5,8
100	458,9	0,0	0,0	3,0	494,6	100,0	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	4,1
200	727,5	0,0	0,0	2,7	819,8	200,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	3,3

D. Skript til modell

Vedlegg D viser skriptet som køyrer Excel-modellen. Språket er Visual Basic. I skriptet er det gitt forklaringar i raudt, slik at det skal vere mogleg å følgje oppbygginga av modellen. Ein lengre kode vart også skrive for å hente ut data i form av grafar og resultatark, men visast ikkje for å begrense lengda. Modellen er for øvrig lagt ved i elektronisk vedlegg.

'Script som køyrer ei simulering av eit kraftsystem med definert input. Inndata vert henta inn fr  eige rekneark.
'Språk som er nytta er Visual Basic.

'Notat

'Alle verdiar er i MWh og MW.

'Import av kraft til region er definert positivt

Sub SimuleringPRIS()

'Hent inn inndata fr  Produksjonssimulering.Inndata

Workbooks("ProduksjonssimuleringPRIS").Activate

dag = Sheets("Inndata").Cells(4, 4).Value

manad = Sheets("Inndata").Cells(4, 3).Value

startsim = Sheets("Inndata").Cells(4, 2).Value

stoppsim = Sheets("Inndata").Cells(5, 2).Value

Ar = startsim

tidssteg = Sheets("Inndata").Cells(6, 2).Value

dato = DateSerial(Ar, manad, dag)

'Produksjonsdata

skalSmakraft = Sheets("Inndata").Cells(11, 3).Value

skalVindkraft = Sheets("Inndata").Cells(12, 3).Value

skalStorreElv = Sheets("Inndata").Cells(13, 3).Value

'Regulerbar produksjon

skalRegulerkraft = Sheets("Inndata").Cells(20, 2).Value

skalTilsig = Sheets("Inndata").Cells(20, 3).Value

MagasinMax = Sheets("Inndata").Cells(20, 4).Value

'totalt magasinvolum

MagasinReguler = Sheets("Inndata").Cells(20, 5).Value * MagasinMax

'startverdi regulerbare magasin

avvikMagasin = Sheets("Inndata").Cells(16, 4).Value

'prosent avvik tillatt fr  magasinurve

koyringReguler = Sheets("Inndata").Cells(20, 6).Value

'pumpekraftverk

skalPumpekraft = Sheets("Inndata").Cells(21, 2).Value

MagasinPumpeMax = Sheets("Inndata").Cells(21, 4).Value

'totalt magasinvolum pumpekraftverk

OvreMagasinPumpe = Sheets("Inndata").Cells(21, 5).Value * MagasinPumpeMax

'startverdi  vre magasin pumpekraftverk

NedreMagasinPumpe = MagasinPumpeMax - OvreMagasinPumpe

'startverdi nedre magasin pumpekraftverk

koyringPumpe = Sheets("Inndata").Cells(21, 6).Value

'effektverk

skalEffektverk = Sheets("Inndata").Cells(22, 2).Value

MagasinEffektMax = Sheets("Inndata").Cells(22, 4).Value

MagasinEffekt = Sheets("Inndata").Cells(22, 5).Value * MagasinEffektMax

skalTilsigEffekt = Sheets("Inndata").Cells(22, 3).Value

koyringEffekt = Sheets("Inndata").Cells(22, 6).Value

'prosentvis produksjon av maxeffekt for uregulert produksjon

avvikMagasinEffekt = Sheets("Inndata").Cells(17, 4).Value

antalDagarGjSnitt = Sheets("Inndata").Cells(18, 4).Value

'Eksport og forbruk

skalForbruk = Sheets("Inndata").Cells(15, 4).Value / 685 'GWh/ r . 685 er  rsmiddel i SFE NETT

ForbrukIndustri = Sheets("Inndata").Cells(15, 5).Value / 365

VarForbruk = Sheets("Inndata").Cells(28, 2).Value

Import = Sheets("Inndata").Cells(9, 3).Value * tidssteg + Sheets("Inndata").Cells(10, 3).Value * tidssteg

Eksport = -Import

'import definert positivt

'-----
'Finn startceller i for dei ulike inndataene frå DataSimulering."Faner"
'-----

'Finn først første dato for RegulerbarProd

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("RegulerbarProd").Activate  
Range("H3", Range("H3").End(xlDown)).Select  
RegulerbarCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn først første dato for småkraft

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Smakraft").Activate  
Range("a2", Range("a2").End(xlDown)).Select  
SmakraftCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn først første dato for større elvekraft

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("StorreElvekraft").Activate  
Range("a2", Range("a2").End(xlDown)).Select  
StorreElvekraftCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn første dato for vindkraft

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Vindkraft").Activate  
Range("a2", Range("a2").End(xlDown)).Select  
VindCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn første dato for Forbruk

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Forbruk").Activate  
Range("d2", Range("d2").End(xlDown)).Select  
ForbrukCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn første dato for Tilsig

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Tilsig").Activate  
Range("a2", Range("a2").End(xlDown)).Select  
TilsigCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

'Finn første dato for Magasinkurve

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Magasinvolum").Activate  
Range("a2", Range("a2").End(xlDown)).Select  
MagasinCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

"-----
"
"Generer nye prisseriar
"
"-----

'Finn første dato for Pris

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Pris").Activate  
Range("a3", Range("a3").End(xlDown)).Select  
PrisCell = Selection.Find(DateValue(dato), SearchOrder:=xlByRows).Row
```

UregMax = skalVindkraft * 24 + skalStorreElv * 24 + skalSmakraft * 24

TotalPrisVar = Workbooks("ProduksjonssimuleringPris").Worksheets("Inndata").Cells(25, 2).Value

VektUregVar = Workbooks("ProduksjonssimuleringPris").Worksheets("Inndata").Cells(26, 2).Value

PrisVarUreg = VektUregVar * TotalPrisVar

PrisVarDogn = TotalPrisVar - PrisVarUreg

Do While arPris <= stoppsim

'Finn uregulert produksjon for dato:

Workbooks("DataSimulering").Activate

PrisGammal = Sheets("Pris").Cells(PrisCellPris, 2).Value

```
Ureg = Sheets("Vindkraft").Cells(VindCellPris, 2).Value * skalVindkraft * 24 + Sheets("StorreElvekraft").Cells(StorreElvekraftCellPris, 2).Value * skalStorreElv + Sheets("Smakraft").Cells(SmakraftCellPris, 2).Value * skalSmakraft
ForbrukPris = ForbrukIndustri * 1000 + Sheets("Forbruk").Cells(ForbrukCellPris, 5).Value * skalForbruk
```

```
'-----
'timesoppløysing
'-----
```

```
Do While timePris < 25
If timePris > 7 And timePris < 23 Then
PrisNy = PrisGammal + (0.5 * UregMax - Ureg) / (0.5 * UregMax) * PrisVarUreg * 1000 / 100 + PrisVarDogn * 10 * 9 / 24
Else
PrisNy = PrisGammal + (0.5 * UregMax - Ureg) / (0.5 * UregMax) * PrisVarUreg * 1000 / 100 - PrisVarDogn * 10 * 15 / 24
End If
```

```
If Ureg - ForbrukPris > Import * 24 Then
PrisNy = 0
End If
```

```
timeGjSnitt = timeGjSnitt + PrisNy
counterPris = counterPris + 1
timePris = timePris + tidssteg
Loop
```

```
'-----
'slutt time
'-----
```

```
ForbrukCellPris = ForbrukCellPris + 1
VindCellPris = VindCellPris + 1
StorreElvekraftPris = StorreElvekraftPris + 1
SmakraftCellPris = SmakraftCellPris + 1
counterGjSnitt = counterGjSnitt + 1
PrisCellPris = PrisCellPris + 1
```

```
datoPris = DateAdd("d", 1, datoPris)
arPris = DatePart("yyyy", datoPris)
```

```
Loop
```

```
'-----
'slutt generering priskurve
'-----
```

```
'Legg til resultatark
'-----
```

```
Workbooks("ProduksjonssimuleringPRIS").Activate
Dim Res As Worksheet
Set Res = Sheets.Add
Res.Activate
'-----
```

```
'Start simulering
'-----
```

```
Do While Ar <= stoppsim
'lagrar inndata for magasin for energisjekk
MagasinRegulerOLD = MagasinReguler
OvreMagasinPumpeOLD = OvreMagasinPumpe
MagasinEffektOLD = MagasinEffekt
'-----
```

```
'Oppdater produksjonsvariablar som har døgnnivå!!!!
'-----
```

```
'Forbruk = ForbrukIndustri / 24 * tidssteg * 1000 + Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Forbruk").Cells(ForbrukCell, 5).Value *
skalForbruk / 24 * tidssteg
Vindkraft = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Vindkraft").Cells(VindCell, 2).Value * skalVindkraft * tidssteg
```

```
StorreElv = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("StorreElvekraft").Cells(StorreElvekraftCell, 2).Value * skalStorreElv / 24 * tidssteg
Smakraft = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Smakraft").Cells(SmakraftCell, 2).Value * skalSmakraft / 24 * tidssteg
TilSig = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("TilSig").Cells(TilSigCell, 7).Value * skalTilSig / 24 * tidssteg
TilSigEffekt = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("TilSig").Cells(TilSigCell, 7).Value * skalTilSigEffekt / 24 * tidssteg
```

```
MagasinKurve = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("MagasinVolum").Cells(MagasinCell, 3).Value * MagasinMax
MagasinKurveEffekt = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("MagasinVolum").Cells(MagasinCell, 3).Value * MagasinEffektMax
```

```
PrisDogn = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("GenPris").Cells(PrisCellGjSnitt, 6).Value
PrisGjSnitt = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("GenPris").Cells(PrisCellGjSnitt, 7).Value
PrisGammal = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("GenPris").Cells(PrisCellGjSnitt, 8).Value
```

'Start simulering på timesnivå

```
Do While time < 25
```

'Oppdater variabler som er på timesnivå!!!

```
If time > 7 And time < 23 Then
```

```
Forbruk = ForbrukIndustri / 24 * tidssteg * 1000 + (1 + VarForbruk * 9 / 24) *
```

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Forbruk").Cells(ForbrukCell, 5).Value * skalForbruk / 24 * tidssteg Else
```

```
Forbruk = ForbrukIndustri / 24 * tidssteg * 1000 + (1 - VarForbruk * 15 / 24) *
```

```
Workbooks("DataSimulering").Worksheets("Forbruk").Cells(ForbrukCell, 5).Value * skalForbruk / 24 * tidssteg End If
```

```
Pris = Workbooks("DataSimulering").Worksheets("GenPris").Cells(PrisCell, 3).Value
```

```
Differanse = Forbruk - Vindkraft - StorreElv - Smakraft 'Differanse-variabel føl med heile vegen for å ha kontroll på energimengdene
```

'Oppdater magasin volum og finn differanse etter uregulert kraftproduksjon

```
MagasinReguler = MagasinReguler + TilSig
```

```
MagasinEffekt = MagasinEffekt + TilSigEffekt
```

'Brukar regulerkrafta til å utlikne skilnaden i første omgang

```
If Differanse > 0 Then
```

```
Regulerkraft = Min(Differanse, skalRegulerkraft * tidssteg, MagasinReguler)
```

```
MagasinReguler = MagasinReguler - Regulerkraft
```

```
Differanse = Differanse - Regulerkraft
```

```
Balanse = Differanse
```

'Balanse i eigen region etter regulerkraft

```
If Differanse > 0 Then
```

'Så vert effektverket kjørt.

```
Effektkraft = Min(skalEffektverk * tidssteg, MagasinEffekt, Differanse) 'differanse som takast av effektverk
```

```
MagasinEffekt = MagasinEffekt - Effektkraft
```

```
Differanse = Differanse - Effektkraft
```

```
End If
```

```
If Differanse > 0 Then
```

'køyrer effekt frå pumpekraftverket

```
Pumpekraft = Max(-skalPumpekraft * tidssteg, -OvreMagasinPumpe, -Differanse)
```

```
NedreMagasinPumpe = NedreMagasinPumpe - Pumpekraft
```

```
OvreMagasinPumpe = OvreMagasinPumpe + Pumpekraft
```

```
Differanse = Differanse + Pumpekraft
```

```
End If
```

```
If Differanse > Import Then 'maks importkapasitet. Import er definert positivt
```

'Først import

```
Kraftflyt = Import
```

```
Differanse = Differanse - Kraftflyt
```

```
Elseif Differanse > 0 Then
```

```
Kraftflyt = Differanse
Differanse = Differanse - Kraftflyt
End If
End If
```

'Finn behov for pumping

```
-----
If Differanse < 0 Then
Balanse = Differanse
If Differanse < Eksport Then ' maks eksportkapasitet. Eksport er definert negativt
'først eksport
Kraftflyt = Eksport
Differanse = Differanse - Kraftflyt
'så pumping. Antek denne energien vert tilnærma gratis sidan det ikkje er meir eksportkapasitet.
Pumpekraft = Min(-Differanse, skalPumpekraft * tidssteg, NedreMagasinPumpe)
OvreMagasinPumpe = OvreMagasinPumpe + Pumpekraft
NedreMagasinPumpe = NedreMagasinPumpe - Pumpekraft
Differanse = Differanse + Pumpekraft
'Til slutt endar det opp som flomtap
FlomTapUreg = -Differanse
Differanse = Differanse + FlomTapUreg
Else
Kraftflyt = Differanse
Differanse = Differanse - Kraftflyt
End If
End If
```

'Legg inn køyring av regulerkraft, effektverk og pumpekraft ved god pris.

'Normal regulerkraft har førsteprioritet. Køyrast på høg pris eller stor magasinfylling

```
-----
If MagasinReguler > ((1 + avvikMagasin) * Magasinkurve) Or Pris > (1 + koyringReguler) * PrisGjSnitt Then
tmpReguler = Regulerkraft
Regulerkraft = Min(Regulerkraft + (MagasinReguler - Magasinkurve) + avvikMagasin * Magasinkurve, MagasinReguler, skalRegulerkraft *
tidssteg, -(Eksport - Kraftflyt) + tmpReguler)
If Regulerkraft < 0 Then
Regulerkraft = tmpReguler
End If
MagasinReguler = MagasinReguler - (Regulerkraft - tmpReguler)
Kraftflyt = Kraftflyt - (Regulerkraft - tmpReguler)
End If
```

'Finn flomtap for overtopping i magasin

```
-----
If MagasinReguler > MagasinMax Then
'tek først i bruk regulerkrafta
tmpReguler = Regulerkraft
Regulerkraft = Min(Regulerkraft + MagasinReguler - MagasinMax, skalRegulerkraft * tidssteg, Regulerkraft - (Eksport - Kraftflyt))
MagasinReguler = MagasinReguler - (Regulerkraft - tmpReguler)
Kraftflyt = Kraftflyt - (Regulerkraft - tmpReguler)
'nyttar så pumpekraft
If MagasinReguler > MagasinMax Then
tmpPumpe = Pumpekraft
Pumpekraft = Min(Pumpekraft + MagasinReguler - MagasinMax, skalPumpekraft * tidssteg, NedreMagasinPumpe, skalRegulerkraft *
tidssteg - Regulerkraft)
Regulerkraft = Regulerkraft + (Pumpekraft - tmpPumpe)
OvreMagasinPumpe = OvreMagasinPumpe + (Pumpekraft - tmpPumpe)
NedreMagasinPumpe = NedreMagasinPumpe - (Pumpekraft - tmpPumpe)
FlomTapReg = FlomTapReg + MagasinReguler - MagasinMax - (Pumpekraft - tmpPumpe)
MagasinReguler = MagasinMax
```



```
End If
Elseif MagasinReguler > 0.9 * MagasinMax Then
  'tek først i bruk regulerkrafta
  tmpReguler = Regulerkraft
  Regulerkraft = Min(Regulerkraft + 0.05 * MagasinMax, skalRegulerkraft * tidssteg, Regulerkraft - (Eksport - Kraftflyt))
  MagasinReguler = MagasinReguler - (Regulerkraft - tmpReguler)
  Kraftflyt = Kraftflyt - (Regulerkraft - tmpReguler)
```

```
End If
```

'Køyrer effektverket på pris. Gir effektverket prioritering før pumpekraft

```
If Pris > (1 + koyringEffekt) * PrisGjSnitt Or MagasinEffekt > (1 + avvikMagasinEffekt) * MagasinkurveEffekt Then
  tmpEffekt = Effektkraft
  Effektkraft = Min(skalEffektverk * tidssteg, MagasinEffekt, Effektkraft + (MagasinEffekt - MagasinkurveEffekt) + avvikMagasinEffekt *
  MagasinkurveEffekt, -(Eksport - Kraftflyt) + tmpEffekt)
  If Effektkraft < 0 Then
    Effektkraft = tmpEffekt
  End If
  MagasinEffekt = MagasinEffekt - (Effektkraft - tmpEffekt)
  Kraftflyt = Kraftflyt - (Effektkraft - tmpEffekt)
End If
```

'Finn flomtap for overtopping i magasin for effektverk

```
If MagasinEffekt > MagasinEffektMax Then
  'tek først i bruk regulerkrafta
  tmpEffekt = Effektkraft
  Effektkraft = Min(Effektkraft + MagasinEffekt - MagasinEffektMax, skalEffektverk * tidssteg, Effektkraft - (Eksport - Kraftflyt))
  MagasinEffekt = MagasinEffekt - (Effektkraft - tmpEffekt)
  Kraftflyt = Kraftflyt - (Effektkraft - tmpEffekt)
  'tek resten som flaumtap. Ønsker ikkje å køyre effektverk mot pumpekraft
  If MagasinEffekt > MagasinEffektMax Then
    FlomTapEffekt = FlomTapEffekt + MagasinEffekt - MagasinEffektMax
    MagasinEffekt = MagasinEffektMax
  End If
Elseif MagasinEffekt > 0.9 * MagasinEffektMax Then
  tmpEffekt = Effektkraft
  Effektkraft = Min(Effektkraft + 0.05 * MagasinEffektMax, skalEffektverk * tidssteg, Effektkraft - (Eksport - Kraftflyt))
  MagasinEffekt = MagasinEffekt - (Effektkraft - tmpEffekt)
  Kraftflyt = Kraftflyt - (Effektkraft - tmpEffekt)
End If
```

'Koyring av pumpekraftverk på pris.

```
If Pris < (1 - koyringPumpe) * PrisGjSnitt Then
  tmpPumpe = Pumpekraft
  tmpKraftflyt = Kraftflyt
  Pumpekraft = Min((skalPumpekraft * tidssteg - tmpPumpe), NedreMagasinPumpe, Import - Kraftflyt)
  OvreMagasinPumpe = OvreMagasinPumpe + (Pumpekraft)
  NedreMagasinPumpe = NedreMagasinPumpe - (Pumpekraft)
  Kraftflyt = Kraftflyt + (Pumpekraft)
  Pumpekraft = Pumpekraft + tmpPumpe

Elseif Pris > (1 + koyringPumpe) * PrisGjSnitt Then
  tmpPumpe = Pumpekraft
  Pumpekraft = Max(-skalPumpekraft * tidssteg - tmpPumpe, -OvreMagasinPumpe, Eksport - Kraftflyt)
  OvreMagasinPumpe = OvreMagasinPumpe + Pumpekraft
  NedreMagasinPumpe = NedreMagasinPumpe - Pumpekraft
  Kraftflyt = Kraftflyt + Pumpekraft
```

```
Pumpekraft = Pumpekraft + tmpPumpe
End If
```

'Økonomiske parametrar

```
If Pumpekraft < 0 Then
OkonomiPumpe = -Pris * Pumpekraft * (1 - koyringPumpe) 'Tap I vassvegen vert trekt frå. Sett til 12.5%
Else
OkonomiPumpe = -Pris * Pumpekraft * (1 + koyringPumpe)
SamlaPumping = SamlaPumping + Pumpekraft
End If
OkonomiEffekt = Pris * Effektkraft
OkonomiReguler = Pris * Regulerkraft
OkonomiUreg = Pris * (Vindkraft + StorreElv + Smakraft)
```

'Oppdatere variablar på timesnivå

```
ForbrukDogn = ForbrukDogn + Forbruk
VindkraftDogn = VindkraftDogn + Vindkraft
StorreElvDogn = StorreElvDogn + StorreElv
SmakraftDogn = SmakraftDogn + Smakraft
TilsigDogn = TilsigDogn + Tilsig
TilsigEffektDogn = TilsigEffektDogn + TilsigEffekt
RegulerkraftDogn = RegulerkraftDogn + Regulerkraft
EffektkraftDogn = EffektkraftDogn + Effektkraft
PumpekraftDogn = PumpekraftDogn + Pumpekraft
KraftflytDogn = KraftflytDogn + Kraftflyt
DifferanseDogn = DifferanseDogn + Differanse

FlomTapUregDogn = FlomTapUregDogn + FlomTapUreg
FlomTapRegDogn = FlomTapRegDogn + FlomTapReg
FlomTapEffektDogn = FlomTapEffektDogn + FlomTapEffekt

OkonomiEffektDogn = OkonomiEffektDogn + OkonomiEffekt
OkonomiRegulerDogn = OkonomiRegulerDogn + OkonomiReguler
OkonomiPumpeDogn = OkonomiPumpeDogn + OkonomiPumpe
OkonomiUregDogn = OkonomiUregDogn + OkonomiUreg
```

```
time = time + tidssteg
PrisCell = PrisCell + 1
Loop
```

'Slutt på timesnivå

""Det vert utført fleire energisjekkar

```
'If Smakraft + Vindkraft + StorreElv + Regulerkraft + Effektkraft = Forbruk + Pumpekraft - Kraftflyt & Tilsig = (MagasinReguler -
MagasinRegulerOLD) + Regulerkraft & Pumpekraft = Effektkraft + OvreMagasinPumpe - OvreMagasinPumpeOLD & OvreMagasinPumpe +
NedreMagasinPumpe = MagasinPumpeMax Then
'Sjekk = 0
'Else
'Sjekk = 1
'End If
```

```
If Round(SmakraftDogn + VindkraftDogn + StorreElvDogn + RegulerkraftDogn + EffektkraftDogn + KraftflytDogn - (ForbrukDogn +
PumpekraftDogn + FlomTapUregDogn)) <> 0 Then
sjekk = sjekk + 1
```

```
Cells(counter, 28) = Round(Smakraft + Vindkraft + StorreElv + Regulerkraft + Effektkraft + Kraftflyt - (Forbruk + Pumpekraft +  
FlomTapUreg), 0)  
End If  
If Round(TilsigDogn + TilsigEffektDogn - ((MagasinReguler - MagasinRegulerOLD) + (MagasinEffekt - MagasinEffektOLD) +  
RegulerkraftDogn + EffektkraftDogn + FlomTapRegDogn + FlomTapEffektDogn), 0) <> 0 Then  
sjekk = sjekk + 10  
'Cells(counter, 22) = TilsigDogn + TilsigEffektDogn - ((MagasinReguler - MagasinRegulerOLD) + (MagasinEffekt - MagasinEffektOLD) +  
RegulerkraftDogn + EffektkraftDogn + FlomTapRegDogn + FlomTapEffektDogn)  
End If  
If Round(PumpekraftDogn - (OvreMagasinPumpe - OvreMagasinPumpeOLD)) <> 0 Then  
sjekk = sjekk + 100  
End If  
If Round(OvreMagasinPumpe + NedreMagasinPumpe - MagasinPumpeMax) <> 0 Then  
sjekk = sjekk + 1000  
End If
```

```
'-----  
'Oppdater teljarar på døggnivå  
'-----
```

```
ForbrukCell = ForbrukCell + 1  
VindCell = VindCell + 1  
StorreElvekraftCell = StorreElvekraftCell + 1  
SmakraftCell = SmakraftCell + 1  
RegulerbarCell = RegulerbarCell + 1  
TilsigCell = TilsigCell + 1  
MagasinCell = MagasinCell + 1  
PrisCellGjSnitt = PrisCellGjSnitt + 1  
dato = DateAdd("d", 1, dato)  
Ar = DatePart("yyyy", dato)  
counter = counter + 1
```

```
Loop
```

```
'-----  
'Simulering ferdig  
'-----
```