

Investering i vannkraftverk

Christina Kvamme

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Desember 2008

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Biveileder(e): Kristina Rem, BKK Produksjon

Oppgavetekst

BKK vurderer investering i økt produksjonskapasitet i Fosse kraftstasjon. I oppgaven skal det gjennomføres en investeringsanalyse av dette prosjektet med vurdering av usikkerhet.

- A. Oppdater og konsolider datagrunnlaget som ble brukt i prosjektoppgaven.
- B. Se på ulike måter for å fremskaffe prisprognoser i samarbeid med oppdragsgiver, og etabler relevante prisprognoser.
- C. Foreta simuleringer av det aktuelle vannkraftsystemet med programmet simtap-effekt for å finne nytten av ulike utbyggingsalternativer.
- D. Utarbeid en investeringsmodell i Excel som tar med alle momentene som var med i forprosjektet. Modellen bør utformes som en kontantstrømanalyse med beregning av netto nåverdi. Usikkerhet håndteres ved hjelp av følsomhetsberegninger.
- E. Finn optimal størrelse på det nye aggregatet ved hjelp av en iterativ prosess bestående av simuleringer med simtap-effekt og bruk av den etablerte investeringsmodellen.
- F. Gjør en forenklet vurdering av miljøvirkninger i forhold til den linjen NVE har lagt seg på for lignende utbygginger/oppgraderinger.

Oppgaven gitt: 04. august 2008

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Forord

Denne rapporten er masteroppgaven til undertegnede som ble utført høsten 2008 ved institutt for elkraftteknikk på NTNU i samarbeid med BKK. Oppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven "Investering i vannkraftverk" som ble utført høsten 2007. Oppgaven er blitt veiledet av Gerard Doorman fra Institutt for Elkraftteknikk og Kristina Rem i BKK produksjon.

Først og fremst vil jeg takke veilederen min Gerard Doorman for gode råd og god veiledning underveis med oppgaven. Videre vil jeg takke Kristina Rem for god oppfølging underveis. Frode Haga og Torbjørn Kirkhorn fortjener en stor takk for hjelp til feilsøking i simuleringsprogram. Til slutt vil jeg gjerne takke alle andre både på Sintef og BKK Produksjon og Nett som har vært behjelpelige underveis med oppgaven.

Sammendrag

Denne rapporten er en masteroppgave skrevet i samarbeid med BKK og institutt for elkraftteknikk. Oppgaven omhandler investering i vannkraft med vurdering av usikkerhet.

Rapporten analyserer lønnsomheten i et utvidelsesprosjekt på Fosse kraftverk som er en del av Bergsdalsvassdraget. Slik situasjonen er i dag er Fosse kraftverk en flaskehals i serievassdraget. Derfor er lønnsomheten av et tilleggsaggregat på Fosse kraftverk vurdert for tre ulike aggregatstørrelser. Separat er lønnsomheten av å bygge to nye bekkeinntak på Fosse kraftverk vurdert. I tillegg er det sett på lønnsomheten av å kombinere et nytt aggregat med bekkeinntak. Optimal størrelse for et nytt aggregat er også vurdert.

Et kjennetegn på vannkraftinvesteringer er store investeringsbeløp med lang levetid. Inntjeningen av investeringen er avhengig av fremtidige inntekter som investeringen utløser. På bakgrunn av usikkerhet i fremtidige kraftpriser er det utviklet scenarier som tar for seg ulike prisutviklinger. Scenariene tar utgangspunkt i Statnetts scenarier fra Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025.

Simuleringsverktøyet Vansimtap er brukt til å simulere forventet fremtidig produksjon og inntekter. Simuleringene ble utført med SimtapEffekt som er et tilleggsprogram i Vansimtap. Simtapeffekt optimaliserer produksjonen innenfor uken, samtidig som den langsiktige produksjonsstrategien oppfylles. Sammenlikning av simuleringsresultater i Vansimtap med SimtapEffekt viste at inntekter og produksjon økte i Bergsdalsvassdraget når produksjon ble optimalisert innenfor uken. Simuleringene i SimtapEffekt ble utført for alle scenariene. Simuleringene i scenario "Basis" viste at inntektene øker mest for alternativ 4. Med økte prisforskjeller over døgnet endret produksjonen seg slik at det ble mer produksjon ved høye priser, mens total produksjon over året ble mindre samtidig som flomtapet økte.

Det ble videre utviklet en investeringsmodell i Excel. Inputdata for modellen er inntekter og produksjon fra simuleringene, og investeringskostnader. I investeringsmodellen inkluderes effekten av skatter og avgifter, da dette kan påvirke lønnsomheten. Den økonomiske analysen ga forskjellige resultater ut i fra hvilket scenario som er lagt til grunn. Med utgangspunkt i Scenario "Basis" viste lønnsomhetsanalysen at det bør investeres i bekkeinntak i Skårdalselvi og Fossegjelet. Investering i mer effekt på Fosse viste seg ulønnsom i scenario "Basis" og scenario "Fornybar". Hvis imidlertid fremtiden gir høye kraftpriser og store prisforskjeller innenfor døgnet som i scenario "Eksport" vil det lønne seg å investere i mer effekt på Fosse kraftverk, i tillegg til bekkeinntak.

Anbefalingen til BKK er at mulighetene for bekkeinntak bør vurderes nærmere. Utbygningen av de to bekkeinntakene vil ha få miljøvirkninger, men kan møte motstand blant lokalbefolkningen. Eksterne effekter som omdømme må derfor vurderes opp mot lønnsomheten i prosjektet. Lønnsomheten av bekkeinntakene bør også vurderes hver for seg.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	I
Sammendrag	II
Innholdsfortegnelse.....	III
Tabelliste.....	VI
Figurliste	VII
1. Innledning	1
2. Beskrivelse av caseoppgaven.....	2
2.1 Beskrivelse av Bergsdalsvassdraget	2
2.1.1 Bekkeinntak	3
2.1.2 Restriksjoner i magasin og vannføring	3
2.1.3 Eksisterende aggregat	3
2.1.4 Nytt aggregat.....	4
2.2 Beskrivelse av utbyggingsalternativene.....	5
3. Investeringskostnader for forskjellige utbyggingsalternativer.....	6
3.1 Bygningsmessige arbeider	6
3.1.1 Kostnader for utvidelser i kraftstasjon	6
3.1.2 Kostnader for bekkeinntak	7
3.2 Maskintekniske installasjoner	7
3.2.1 Turbin.....	7
3.3 Elektrotekniske arbeider	8
3.3.1 Generator.....	8
3.3.2 Transformator	8
3.3.3 Kontrollanlegg	8
3.3.4 Hjelpeanlegg	8
3.4 Investeringskostnader fordelt på utbyggingsalternativene.....	9
3.5 Tapte produksjonsinntekter.....	9
4. Miljøvirkninger av caseoppgaven.....	10
4.1 Samlet plan og verner av vassdrag.....	10
4.2 Konsekvensutredning.....	10
4.3 Miljøvirkninger for caset	11
4.4 Miljøkostnader	13
5. Prisprognoser	15
5.1 Organisering av kraftmarkedet	15
5.2 Bakgrunn for valgte scenarier	15
5.3 Modifisering av prisrekken.....	16
5.3.1 Scenario "Basis -Business as usual"	18
5.3.2 Scenario "Fornybar"	18
5.3.3 Scenario "Eksport og utveksling"	19
5.3.4 Nye prisprognoser	23
5.4 Prisutvikling etter år 2025.....	25
5.5 Diskusjon av prisrekker	26
5.5.1 Valg av scenarier.....	26
5.5.2 Metoden for modifisering av prisrekkene.....	26
6. Simuleringsverktøy for utbyggingsplanlegging.....	27

6.1	Beskrivelse av Vansimtap og SimtapEffekt	27
6.1.1	Strategidelen	28
6.1.2	Simuleringsdelen.....	28
6.1.3	SimtapEffekt	28
6.1.4	Korttidsoptimaliseringen.....	30
6.1.5	Begrensninger av Vansimtap og SimtapEffekt.....	31
7.	Modellering av ny produksjon i Vansimtap.....	33
7.1	Basismodellen.....	33
7.2	Modellering av ny produksjon	33
7.3	Modellering av nytt tilsig.....	34
7.4	Kalibrering av vannverdier	34
7.5	Forskjeller mellom Vansimtap og SimtapEffekt	36
7.6	Håndtering av simuleringsresultater	38
8.	Økonomisk teori.....	41
8.1	Kontantstrøm.....	41
8.2	Sammenlikningsprinsippet.....	41
8.3	Nåverdi.....	41
8.4	Avkastningskrav	42
9.	Beskrivelse av investeringsmodell.....	43
9.1	Arkfanen ”Hoveddata og investeringskostnader”	43
9.2	Arkfanen ”Inntekter og utgifter”.....	44
9.2.1	Inntekter	44
9.2.2	Nettavgift	44
9.2.3	Eiendomskatt.....	44
9.2.4	Grunnrenteskatt.....	44
9.2.5	Inntektsskatt	45
9.2.6	Skattemessige avskrivninger.....	45
9.2.7	Restverdi	46
9.3	Arkfanen ”Resultat og analyse”	47
9.4	Arkfanen ”Følsomhetsanalyse”	48
9.5	Forutsetninger for investeringsmodellen	49
9.5.1	Forutsatte inndata.....	49
9.5.2	Naturressursskatt.....	49
9.5.3	Konsesjonskraft og konsesjonsavgift.....	49
9.5.4	Støtteordning for fornybar energi	50
10.	Resultater	51
10.1	Resultater fra simuleringene i SimtapEffekt.....	51
10.1.1	Hovedresultater for simuleringer i scenario ”Basis”	52
10.1.2	Hovedresultater for simuleringer i scenario ”fornybar”	54
10.1.3	Hovedresultater for simuleringer i scenario ”Eksport”	56
10.2	Resultater fra den økonomiske modellen.....	58
10.2.1	Økonomiske resultater fra scenario ”Basis”	58
10.2.2	Økonomiske resultater fra scenario ”Fornybar”	59
10.2.3	Økonomiske resultater fra scenario ”Eksport”	59
10.3	Følsomhetsanalyse	60
10.4	Optimalisering av aggregat.....	61

11.	Diskusjon av resultater.....	63
11.1	Diskusjon av simuleringsresultater.....	63
11.2	Diskusjon av økonomiske resultater.....	64
12.	Konklusjon og anbefaling.....	65
13.	Kilder.....	66
14.	VEDLEGG.....	70

Tabelliste

Tabell 2-1 : Data for Bergsdalsvassdraget.....	3
Tabell 2-2 Alternative utvidelsesprosjekter på Fosse.....	5
Tabell 3-1 Kostnader fordelt på utbygningalternativene.....	9
Tabell 4-1 Beregnete miljøkostnader for Fossegjelet og Skårdalselvi (Kilde: Navrud, 2004).....	13
Tabell 5-1 Endringer foretatt i prisrekken.....	19
Tabell 5-2 Endringer foretatt i prisrekken for scenariet eksport og utveksling.....	22
Tabell 7-1 Knekkpunkt for P-Q-kurver brukt i simuleringene av ny produksjon.....	34
Tabell 7-2 Forskjeller i produksjonsfordeling mellom SimtapEffekt og Vansimtap.....	37
Tabell 7-3 Forskjeller i produksjonsfordeling mellom SimtapEffekt og Vansimtap.....	37
Tabell 7-4 Simulering med SimtapEffekt ved ulike straffefaktorer.....	38
Tabell 9-1 Tilleggsutgifter basert på erfaringstall fra BKK.....	43
Tabell 9-2 Nåverdiberegning i arkfanen "Resultat og analyse".....	47
Tabell 9-3 Følsomhetsanalyse i arkfanen "Resultat og analyse".....	48
Tabell 9-4 Inndata i den økonomiske modellen.....	49
Tabell 10-1 Alternative utvidelsesprosjekter på Fosse kraftverk.....	51
Tabell 10-2 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario basis.....	53
Tabell 10-3 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene.....	53
Tabell 10-4 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012.....	54
Tabell 10-5 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario fornybar.....	54
Tabell 10-6 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene.....	55
Tabell 10-7 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012.....	55
Tabell 10-8 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario "Eksport".....	56
Tabell 10-9 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene.....	56
Tabell 10-10 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012.....	56
Tabell 10-11 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2025.....	57
Tabell 10-12 Netto nåverdi for alle alternativene i scenario "Basis".....	58
Tabell 10-13 Netto nåverdier for alle alternativene i scenario "Fornybar".....	59
Tabell 10-14 Netto nåverdier for alle alternativene i scenario "Eksport".....	59
Tabell 10-15 Optimal aggregatstørrelse der alle verdier er i kkr.....	62
Tabell 14-1 Kostnader for bygningsmessige arbeider i stasjon.....	9
Tabell 14-2 Kostnader for Bekkeinntak.....	9
Tabell 14-3 Elektrotekniske kostnader.....	9
Tabell 14-4 Maskintekniske kostnader.....	10

Figurliste

Figur 2-1 Bergsdalsvassdraget.....	2
Figur 5-1 Planlagte og potensielle nettførsterkninger for det nordiske kraftnettet. (Kilde: Nordel, 2008).....	19
Figur 5-2 Systemprisen Nederland (APX), Norden (Nordpool) og Tyskland (EEX) (Kilde: EEX, Nordpool, APX).....	20
Figur 5-3 Svingninger i områdeprisen i NO1, DK1 og Sverige fra 2006-2008 (Kilde: Nordpool, 2008).....	21
Figur 5-4 Produksjonssammensetning for de nordiske landene (Kilde: Statnett, 2007) ..	21
Figur 5-5 Prisprognosene “Basis”, “Fornybar ” og “Eksport” i 2012	23
Figur 5-6 Prisprognosene “Basis”, “Fornybar ” og “Eksport” i 2020	24
Figur 5-7 Prisprognosene “Basis”, “Fornybar ” og “Eksport” i 2012	24
Figur 5-8 Utviklingen av prisscenariene fra 2012-2025	25
Figur 6-1 Programflyt i Vansimtap med SimtapEffekt(Kilde: Wangensteen, 1997)	29
Figur 6-2 Detaljert flytdiagram for SimtapEffekt (Kilde: Wangensteen, 1997).....	31
Figur 7-1 Magasininfylling i Vansimtap, SimtapEffekt og målt magasininfylling 1997-2008.....	36
Figur 7-2 Flyt i oppgaven	39
Figur 10-1 Produksjon i basisscenariet i perioden 2012-2025 for alle utbygningalternativer.....	52
Figur 10-2 Grafisk fremstilling av lønnsomheten av alternativene	58
Figur 10-3 Følsomhet for utbygningkostnader for alternativ 4.....	60
Figur 10-4 Inntektsøkningen ved forskjellige aggregatstørrelser	61
Figur 10-5 Økning i investeringskostnader ved forskjellige aggregatstørrelser	62
Figur 14-1 Oppbygning av kataloger for bat-filen over.....	3
Figur 14-2: Totalvirkningsgrad Aggregat 1 (25 MW).....	12
Figur 14-3: Totalvirkningsgrad av 25 MW aggregat + nye aggregatstørrelser	13

1. Innledning

Denne rapporten omhandler investering i vannkraftverk. Rapporten er en videreføring av prosjektoppgaven fra høsten 2007 og er skrevet for BKK produksjon. I den forbindelse ønsker BKK produksjon å se nærmere på lønnsomheten av et utvidelsesprosjekt for en av sine kraftstasjoner. Lønnsomheten av å investere i økt effekt, eller mer tilsig i form av bekkeinntak skal vurderes for Fosse kraftverk i Bergsdalsvassdraget.

Med utgangspunkt i oppgaveteksten er formålet med denne oppgaven

- Oppdatere og konsolidere datagrunnlaget som ble brukt i prosjektoppgaven.
- Se på ulike måter for å fremskaffe prisprognoser i samarbeid med oppdragsgiver, samt etablere relevante prisprognoser.
- Foreta simuleringer av det aktuelle vannkraftsystemet med programmet SimtapEffekt for å finne nytten av ulike utbyggingsalternativer.
- Utarbeide en investeringsmodell i Excel som tar med alle momentene som var med i forprosjektet. Modellen bør utformes som en kontantstrømanalyse med beregning av netto nåverdi. Usikkerhet håndteres ved hjelp av følsomhetsberegninger
- Optimal størrelse på det nye aggregatet finnes ved hjelp av en iterativ prosess bestående av simuleringer med simtap-effekt og bruk av den etablerte investeringsmodellen.
- Gjør en forenklet vurdering av miljøvirkninger i forhold til den linjen NVE har lagt seg på for lignende utbygginger/oppgraderinger.

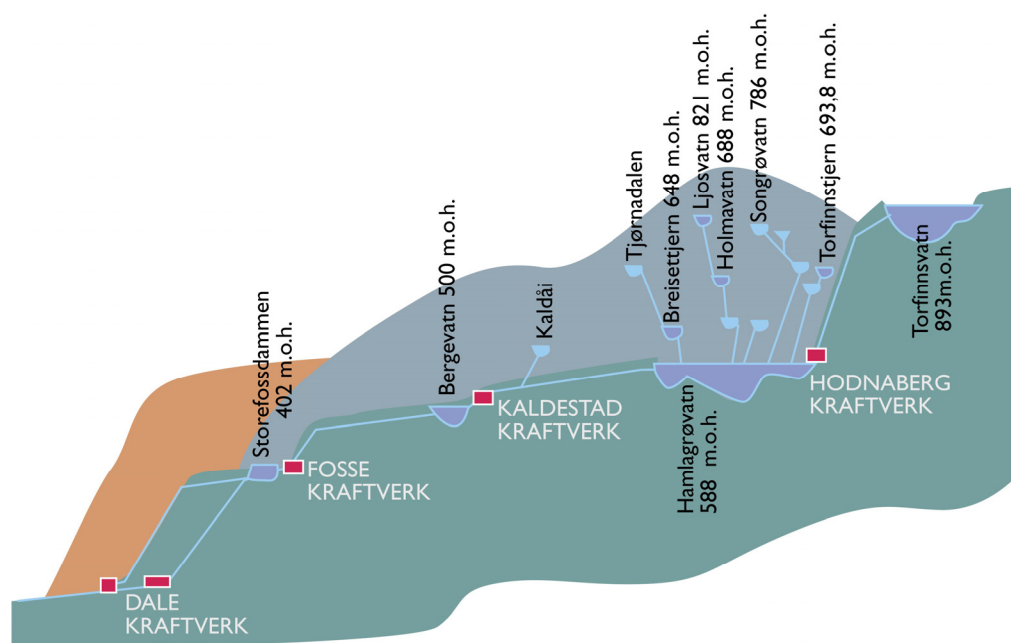
Rapporten er oppbygd på følgende måte: Først presenteres caseoppgaven, der det gis en beskrivelse av Bergsdalsvassdraget slik situasjonen er i dag. Dette gir grunnlaget for de valgte utbyggingsalternativene. Videre skal investeringskostnadene for de ulike alternativene beregnes og miljøvirkningene av utbygningene vurderes. Bestemmelse av fremtidige prisscenarier, og modifisering av prisprognoser for å tilpasse dem scenariene blir videre presentert. På bakgrunn av simuleringsresultatene og de økonomiske beregningene blir anbefalt løsning presentert.

2. Beskrivelse av caseoppgaven

Dette kapitlet beskriver bakgrunnen for caseoppgaven som BKK har gitt. Første del av kapitlet gir en beskrivelse av dagens produksjonssystem i Bergsdalsvassdraget. Kapitlet gir også en beskrivelse av Fosse kraftstasjon, og vil gi grunnlaget for modellering av ny produksjon. De forskjellige utbygningalternativene blir presentert til slutt i kapitlet.

2.1 Beskrivelse av Bergsdalsvassdraget

Fosse kraftverk er en del av Bergsdalsvassdraget i Hordaland. Vassdraget består av 4 kraftstasjoner i serie. Dale, Fosse og Kaldestad kraftverk er eid av BKK, mens Hodnaberg kraftverk er eid av Voss Energi. En avtale mellom BKK Produksjon og Voss Energi sikrer at Voss Energi får 94,5 GWh av den årlig produksjonen fra Hodnaberg som er ca 100 GWh. Fosse kraftverk utgjør bare 11 % av effekten i vassdraget, men begrenser bruken av installert effekt i hele vassdraget når vann må hentes fra Hamlagrøvatn. Grunnen til dette er at slukeevnen til turbinen på Fosse er mindre enn på Kaldestad og Dale kraftverk. I denne oppgaven er det sett på nytten av å øke slukeevnen i Fosse med 5, 10 og 15 MW.



BERGSDALSVASSDRAGET

Figur 2-1 Bergsdalsvassdraget

Figur 2-1 viser en enkel oversikt over magasinene og stasjonene i Bergsdalsvassdraget. For en mer detaljert systemoversikt henvises leser til vedlegg F. Storefosdammen og Bergevatnet er buffermagasiner. Dette er små magasiner med dårlig reguleringsgrad. Hamlagrøvatn og Torfinnsvatn er helårsmagasiner, også kalt reguleringsmagasiner.

Kraftverk	Inntaksmagasin	Installert effekt	Effekt %	Slukeevne
Dale	1,0 Mm ³	141 MW	64%	42,9 m ³ /s
Fosse	2,4 Mm ³	25 MW	11%	29,0 m ³ /s
Kaldestad	181,5 Mm ³	24 MW	11%	37,9 m ³ /s
Hodnaberg	177,4 Mm ³	30 MW	14%	12,0 m ³ /s

Tabell 2-1 : Data for Bergsdalsvassdraget

Buffermagasinet på Dale kraftverk er mindre enn på Fosse, mens installert effekt er 5 ganger så stor. Ved full produksjon på Dale vil Storefossdammen tømmes i løpet av 6 timer, dersom det ikke kommer tilsig. For å opprettholde produksjonen må det komme vann gjennom de ovenforliggende kraftverkene. Slukeevnen på Fosse kraftverk er betydelig mindre enn på Dale kraftverk, og i perioder blir ikke Dale kraftverk utnyttet maksimalt på grunn av dette. Kaldestad kraftverk (som ligger over Fosse) har en slukeevne på 37,9 m³/s mens slukeevnen på Fosse er 29,0 m³/s. Siden slukeevnen er mindre på Fosse enn på Kaldestad vil kjøringen av aggregat på Kaldestad også begrenses for å unngå vanntap i Bergsvatn. Ved å sette inn mer effekt på Fosse kraftverk vil en få en bedre utnyttelse av hele Bergsdalsvassdraget. Økt effekt vil gi mindre flomtap i vassdraget samtidig som muligheten til å variere produksjon innenfor uken økes. Siden det er prisforskjeller både innenfor uken og døgnet vil økt fleksibilitet i produksjonen kunne gi høyere inntekter. Installert effekt i hele vassdraget kan altså utnyttes bedre dersom slukeevnen på Fosse kraftverk økes.

2.1.1 Bekkeinntak

Det er mulighet for å ta inn to bekker på Fosse: Fossegjel og Skårdalselvi. Bekkeinntakene vil da bli bygget slik at de ligger på samme kotehøyde som Bergevatn (500 moh) og legges inn i driftstunnelen til Fosse kraftverk. Bygging av bekkeinntakene vil ha en kostnad, men økt kraftproduksjonen vil også gi økte inntekter. Det skal derfor sees på hvordan økt tilsig påvirker lønnsomheten. Ved en eventuell bygging av bekkeinntakene må det først søkes om konsesjon fra NVE.

2.1.2 Restriksjoner i magasin og vannføring

Det er flere restriksjoner i Bergsdalsvassdraget både i magasin og vannføring. Hamlagrøvatn må ha 73,30 % fyllingsgrad fra uke 20-34. Hamlagrøvatn har i tillegg en maksimalmagasinrestriksjon som følge av en vei som oversvømmes dersom fyllingsgraden overstiger 96 %. Bergsvatn er pålagt en minimums fyllingsgrad 30,65 % fra uke 18-43. Bergsdalselven fra Storefossen til Dale kraftverk er pålagt minstevannføring på 3 m³/s grunnet fisk i Daleelven. I tillegg tappes 0,3 m³/s fra driftstunnelen til Dale kraftverk til et vannverk.

2.1.3 Eksisterende aggregat

Fosse kraftverk har en vertikal 25MW francisturbin. Generatoren er oppgradert og maksimalt utnyttet. Det er derfor ikke potensial i å øke slukeevnen på turbinen utover ca 30 m³/s uten å skifte generator. Det eksisterende aggregatet har urolig last mellom 6-13 MW, og skal helst kjøres på 18MW og oppover (Søreide, 1994). Vannveien i Fosse kraftverk ble utvidet i 1989 fra 19 m² til 42 m². Strossingen (utvidelse) ble gjort for å redusere falltapet i tunnelen. Svingekammeret i vannveien ble også utvidet i forbindelse med strossingen. Svein Haga i BKK Rådgiving mener vannveien i tunnelen kan tåle minst 60 m³/s. Den maksimale vannføringen med dagens turbin er 29 m³/s.

2.1.4 Nytt aggregat

Det er plass til å sette inn et lite aggregat i maskinsalen på Fosse kraftverk. Bilde 2-1 viser bukserøret på Fosse med plass til tilleggsaggregatet. BKK har tidligere vurdert muligheten for å sette inn et nytt aggregat i tillegg til det eksisterende aggregatet. I 1988 ble det innhentet pris på et horisontalt 5MW aggregat, i tillegg til at et 10 MW aggregat ble vurdert. Beregninger viste at hvis aggregatstørrelsen økes utover 10 MW blir det for liten plass i den eksisterende maskinsalen. Byggekostnadene ved et aggregat større enn 10 MW vil stige betraktelig siden arbeider i stasjon og vannvei vil bli mer omfattende enn for aggregater under 10MW. Et internt arbeidsnotat fra 1989 viste at det ikke var lønnsomt med et tilleggsaggregat ut i fra simuleringsresultater i Vansimtap. Notatet slår fast at nytten av effekt ikke skulle vurderes på dette tidspunktet, da det ikke fantes korttidsmarked for salg av elektrisitet. Konklusjonen fra 1989 var altså at et tilleggsaggregat ikke var lønnsomt ut i fra gjeldene kraftpriser der verdien av effekt ikke ble tatt hensyn til (Sande, 1989)



Bilde 2-1 Bukserøret i maskinsalen på Fosse kraftverk

2.2 Beskrivelse av utbyggingsalternativene

Ut i fra beskrivelsen av Bergsdalsvassdraget i delkapittel 2.1 ble det besluttet å se på aggregatstørrelsene 5, 10 og 15 MW som mulige nye aggregatstørrelser på Fosse. Dette er de samme aggregatstørrelsene som ble brukt i Kvamme (2007). I tillegg til nye aggregatstørrelser er det tatt med alternativer for nye bekkeinntak. Tabell 2-2 viser utbyggingsalternativene nummerert fortløpende fra 0 til 7.

Alternativ 0	Opprinnelig kraftverk uten oppgraderinger
Alternativ 1:	Nytt aggregat på 5 MW installert effekt
Alternativ 2:	Nytt aggregat på 10 MW installert effekt
Alternativ 3:	Nytt aggregat på 15 MW installert effekt
Alternativ 4:	Opprinnelig kraftverk med 2 bekkeinntak
Alternativ 5:	5 MW+ med 2 bekkeinntak
Alternativ 6:	10 MW+ med 2 bekkeinntak
Alternativ 7:	15 MW+ med 2 bekkeinntak

Tabell 2-2 Alternative utvidelsesprosjekter på Fosse

Alternativ 0: Opprinnelig kraftverk uten oppgraderinger

For å kunne bestemme nytten av en utvidelse på Fosse kraftverk, må det sammenliknes med tilfelle der en ikke bygger ut. Det er altså ingen utbyggingskostnader knyttet til alternativ 0. Mer teori rundt 0-alternativet er beskrevet i kapittel 8.2.

Alternativ 1, 2, 3: Nytt aggregat

Som nevnt i kapittel 2.1.3 er det plass til et ekstra aggregat i kraftstasjonen på Fosse. Det nye aggregatet kan koble på bukserøret til den eksisterende vannveien. Kostnadene for alternativene 10 MW og 15 MW vil altså bli større enn for 5 MW ettersom disse 2 alternativene vil føre til større ombygninger inne i selve stasjonen. Det er kun vurdert å sette inn et nytt aggregat på Fosse i tillegg til det eksisterende. Muligheten for å bytte det eksisterende aggregatet på Fosse med et større aggregat er ikke vurdert i denne oppgaven.

Alternativ 4, 5, 7, 8 Bekkeinntak

De overførte tilsigsfeltene til Fossegjelet og Skårdalselvi er på henholdsvis 2,6 og 1,0 km². Begge elvene kan tas inn på driftstunnelen til Fosse kraftverk. Dette krever to fullprofilborete sjakter på 35 m. Bekkeinntakene kan utformes tradisjonelt med enkle sperredammer på 2-3 m (KU, 2001). Midlere samlet årstilsig til de to bekkeinntakene er 11,8 Mm³. Det er ikke sett på bekkeinntakene separat, så det antas at ingen eller begge blir bygget ut. Denne forutsetningen er valgt for å begrense arbeidet med simuleringene, men hvis tiden hadde tillatt det, burde bekkeinntakene bli sett på separat og sammen. Dette fordi de to bekkeinntakene er forskjellige. Fossegjelet har en mindre vannmengde enn Skårdalselvi, og vil derfor gi mindre tilleggsproduksjon. Skårdalselvi på sin side er antagelig en mer kontroversiell utbygning, da den vil føre til tap av et fossefall. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 4.3.

3. Investeringskostnader for forskjellige utbyggingsalternativer

Investeringskostnader for de forskjellige utbyggingsalternativene er beregnet ut i fra NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg i 2005. Hensikt med håndboken er å kartlegge omkostninger i tidlig fase på en rask måte. Kostnadsgrunnlaget baserer seg på gjennomsnittelige påregnelige kostnader for entreprenør- og leverandørutgifter (NVE, 2005). En av fordelene med NVEs kostnadsgrunnlag er at forskjellige utbyggingsalternativer kan sammenliknes på samme grunnlag, siden samme forutsetninger legges til grunn. Ulempen er at det gjelder generelt for vannkraftprosjekter, og enkelte prosjekter kan derfor avvike mye fra middelverdien. Likevel vil korrekt relativ forskjell mellom utbygningsalternativene ofte være mer avgjørende enn nøyaktige virkelige investeringskostnader.

I Kostnadsgrunnlaget til NVE (2005 a) er kostnadene delt inn i 3 undergrupper: Bygningstekniske arbeider, elektrotekniske arbeider og maskintekniske installasjoner. Beregninger for kostnader i denne oppgaven er delt inn i samme undergrupper slik at leseren lett kan finne tilbake til verdier hentet fra kostnadsgrunnlaget. Kostnadskurvene brukt i oppgaven er ikke gjengitt i denne rapporten. Alle henvisninger til figurer fra NVEs kostnadsgrunnlag er merket med (NVE, 2005 a).

Alle priser i NVEs håndbok refereres til 2005 prisnivået og må derfor oppjusteres til 2008 nivå. Konsumprisindeksen er samlet prisstigning på en rekke varer og tjenester. Prisstigningen på maskin, elektro og bygg har imidlertid vært ganske kraftig de siste årene, sammenliknet med den generelle prisstigningen. Norconsult (2008) har på oppdrag av NVE laget en oversikt over kostnadsindekser for vannkraftprosjekter i perioden 1997-2008. Kostnadsutvikling i prosent fra 2005-2008 er beregnet til:

Maskin	20,4 %
Elektro:	18,7 %
Bygg:	17,6 %

Alle kostnader hentet fra NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg er justert for prisøkningen vist over.

3.1 Bygningsmessige arbeider

3.1.1 Kostnader for utvidelser i kraftstasjon

De fleste vannkraftstasjoner er ikke bygget med tanke på eventuelle utvidelser på et senere tidspunkt. Ved kapasitetsøkning i en kraftstasjon kan det derfor være aktuelt å utvide selve stasjonshallen ved sprengning. Ved en slik utvidelse av stasjonen må imidlertid det eksisterende kraftverket stoppes og eventuelle tapte produksjonskostnader må da tas med i analysen. I tillegg kan rystelser i forbindelse med sprengningen føre til skade på det eksisterende maskintekniske anlegget (NVE, 2005 a). Magnar Oppedal, stasjonsleder på Dale mener at ved forsiktig sprengning med stopp av eksisterende aggregat vil det være fullt mulig å sette inn et større aggregat. I følge Svein Haga i BKK produksjon vil det være plass til et aggregat i størrelsesorden opp til 10 MW uten å måtte utvide stasjonshallen. Francisturbin er valgt som tubintype da det er vanlig for en fallhøyde på 50-600 m. Det er ikke sett nærmere på muligheten til å sette inn en annen type turbin. En 5 MW horisontal francisturbin kan

kobles direkte på det eksisterende bukserøret i fosse kraftstasjon. En 10 MW francisturbin må plasseres vertikalt og det eksisterende bukserøret må antagelig skiftes ut. For det største aggregatet 15 MW vil det altså være nødvendig å sprengre mer plass inne i selve stasjonshallen for å få plass til aggregatet. Kostnadene for innsetting av 5 og 10 MW aggregatene vil derfor være vesentlig mindre enn for 15 MW siden sprengning ikke er nødvendig. I tillegg vil stoppkostnadene være mindre for de 2 minste aggregatene.

For å beregne nødvendig sprengningsvolum må en se på fysisk plass i stasjon og vite den fysiske dimensjonen på det nye aggregatet. I dette studiet er ikke leverandører av turbiner og generatorer kontaktet, ettersom dette ble for tidkrevende i dette studiet. 100 m^3 er derfor antatt som et estimat for nødvendig sprengningsvolum for 15 MW aggregatet. Sprengningsprisen er satt til 420 kr/m^3 som er NVEs sprengningspris for utvidelser av eksisterende stasjon. Utregninger for kostnader av utvidelse i stasjon finnes i vedlegg C Tabell 14-1.

3.1.2 Kostnader for bekkeinntak

Utbygging av bekkeinntak på Fossegjelet og Skårdalselvi krever konstruksjoner for bekkeinntak med tilhørende sjakter. Det er forutsatt at det lages en enkel betongkonstruksjon for bekkeinntakene og at begge inntakene må utføres med bruk av helikopter. Kostnadene for bekkeinntakene er avlest fra kurve B.5.3 (NVE, 2005 a). Rigg og drift er inkludert i kostnadene. Helikoptertransport er ikke inkludert i kostnadene. For små inntak der kostnaden i stor grad er avhengig av timeskostnaden vil helikoptertransport øke kostnadene med 30-50 %. I følge Ingvald Midtun i BKK produksjon vil det i dette tilfelle være nok å legge til 10 % i helikopterutgifter, ettersom avstanden fra vei til bekkeinntakene er liten.

Bekkeinntakene tar inn relativt beskjedne vannmengder. Sjaktene kan derfor dimensjoneres med diameter på 0,6 m. (Midtun 2008). Sjakter mindre enn 3 m^2 kan bores. Sjaktene vil få en lengde på 35 m ned til driftstunnelen til Fosse kraftverk (KU, 2001). For å få best mulig kostnadsberegninger for sjakter er det viktig å ha kjennskap til fjellforhold og borbarhet. Siden dette ikke er kjent blir kostnadskurven for middels borbarhet brukt. Veiløs boring gir en kostnadsøkning på 100 % (NVE, 2005 a). Sjaktkostnadene er beregnet ut ifra kurve B.8.1 (NVE, 2005 a). Utregninger for kostnader av bekkeinntak finnes i vedlegg C Tabell 14-2.

3.2 Maskintekniske installasjoner

Av maskintekniske anlegg er det kun tatt med kostnader for ny turbin. Det antas at det nye aggregatet kan kobles på det eksisterende kjølevanns- og lenseanlegget og det er derfor ikke lagt til ekstra kostnader for dette.

3.2.1 Turbin

For å kunne lese av NVEs kurver for turbinkostnader må maksimal vannføring være kjent. I beregninger gjort for å bestemme P-Q-kurver for de 3 aggregatstørrelsene er også maksimal vannføring beregnet. Nærmere detaljer for PQ-kurver finnes i vedlegg D. Figur M.1.F (NVE, 2005 a) ble brukt for å bestemme kostnader og turtall for turbin for de to minste vannføringene. For den største vannføringen ble figur M.1.B (NVE, 2005 a) brukt. Figuren viser turbinkostnader for forskjellige aggregatstørrelser med tilhørende maksimalvannføring og turtall. Utregninger for kostnader av maskintekniske installasjoner finnes i vedlegg C Tabell 14-4.

3.3 Elektrotekniske arbeider

3.3.1 Generator

Kostnadmessig skilles det mellom generatorer over og under 10 MW. Grunnen til dette er at generatorer under 10 MW som regel er asynkrone, og har færre tekniske krav og tilleggsutstyr enn generatorer fra 10 MW og oppover. Generatorer fra 10MW må også spesialbestilles fra leverandørene og kvalitetsnivået er vanligvis høyere enn for mindre generatorer.

3.3.2 Transformator

Den eksisterende transformatoren på Fosse er gammel og blir derfor overvåket nøye av BKK. Lars Søreide i BKK regner med at den vil skiftes ut i løpet av 2011-2012. Videre mener han det er mulig å ha felles transformator for to aggregater. Transformatorcellen på Fosse kraftverk er imidlertid dimensjonert til det eksisterende aggregatet og ved et nytt aggregat i størrelsesorden 10-15 MW mener Søreide at cellen er for liten. En fellestransformator må da strosses inn i fjellet i stasjonen eller plassere transformatoren utenfor stasjon, noe det er plass til. For et aggregat på 5 MW vil den eksisterende transformatorcellen være stor nok. En fellestransformator krever felles spenningsnivå for generatorene. Standard generatorspenning på en generator mindre enn 10 MW er 6,6 kV, mens den eksisterende generatoren er på 10 kV. Den nye generatoren må derfor spesialbestilles, og dette kommer til å øke kostnadene til generator. En annen ulempe med en fellestransformator er at en får mindre fleksibilitet i anlegget. Hvis det oppstår feil på transformatoren vil en måtte stoppe begge aggregatene, men transformatorfeil oppstår ikke ofte. For å finne det beste alternativet må en regne ut kostnader for alle alternativene og vurdere ulemper og fordeler ved felles eller separate transformatorer. Etter rådføring med Ivar Kjøde i BKK produksjon ble det bestemt at en fellestransformator kan være en grei løsning på Fosse kraftverk. I NVEs kostnadsgrunnlag er ikke kostnader rundt fellestransformatorer dekket. Siden besparelsen ved en fellestransformator ikke er kjent er kostnader for generator og transformator beregnet som om det er separat. Priser for nye transformatorer er lest ut i fra figur E.2.1.1b (NVE, 2005 a) og inkluderer kostnader for ferdig montasje, prøving og idriftsetting av anlegget.

3.3.3 Kontrollanlegg

Siden det er forutsatt fellestransformator vil det ikke være nødvendig med et nytt høyspent koblingsanlegg i stasjonen. Fellestransformatoren kan kobles til det eksisterende gassisolerte (SF6)-anlegget og det er antatt at det ikke er store kostnader forbundet med dette. Resten av kontrollanlegget som lokalanlegg, fellesanlegg, skjermssystem og fjernkontroll er bestemt ut ifra figur E.4.1(NVE, 2005 a).

3.3.4 Hjelpeanlegg

Med et nytt aggregat vil det bli nødvendig og utvide eksisterende hjelpeanlegg, siden dette ikke er dimensjonert for utvidelse. Det er derfor antatt at det blir eget hjelpeanlegg for det nye aggregatet. Hjelpeanlegg omfatter høyspent og lavspent stasjonsforsyning, stasjonstransformator, høyspent- og lavspentkabel, dieselaggregat, brannvarslings- og slukkeanlegg med mer. Kostnadene er lest ut i fra figur E.5.1b (NVE, 2005 a).

Utrekninger for kostnader av elektrotekniske arbeider finnes i vedlegg C Tabell 14-3.

3.4 Investeringskostnader fordelt på utbygningalternativene

Alternativer	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
1. Driftsvannvei	0	0	0	0	1 897	1 897	1 897	1 897
2. Byggtekn. kostn. i stasjon	0	0	0	232	0	0	0	232
3. Elektrotekniske arbeider	0	12 024	16 262	21 603	0	12 024	16 262	21 603
4. Maskintekniske arbeider	0	7 826	10 595	13 364	0	7 826	10 595	13 364
Sum av kostnader [kkkr]	0	19 850	26 857	35 199	1 897	21 747	28 754	37 096

Tabell 3-1 Kostnader fordelt på utbygningalternativene

Tabell 3-1 viser investeringskostnadene fordelt på de ulike utbygningalternativene. Alternativ 4 som kun er bygging av bekkeinntak er det billigste alternativet. Alternativ 7 som er den største aggregatstørrelsen med bekkeinntak er det mest kostbare alternativet.

3.5 Tapte produksjonsinntekter

I tilfeller der eksisterende aggregater stoppes over lenge tid må kostnadene av tapt produksjon vurderes. I opprustnings og utvidelses (O/U)-prosjekter kan driftsstansene planlegges slik at produksjonstapet blir minst mulig (NVE, 2005 a). For nærmere beskrivelse og definisjon av (O/U) - prosjekter henvises leser til Kvamme (2007). Et nytt aggregat på Fosse evt. med nytt tilsig kan defineres som et utvidelsesprosjekt. For kraftverk med magasin kan tilsiget lagres i magasinet. Produksjonen blir forskjøvet i tid forhold til planlagt produksjon ved stans av aggregat. Dette vil normalt sett gi lavere produksjonsinntekter, men uforutsett prisutvikling kan også gi økte produksjonsinntekter. Det er også ønskelig å forta driftstans om sommeren siden kraftprisene da normalt sett er lavest. Ved små magasin eller lengre driftstans kan en imidlertid få flom og forbitapping, og dermed tapt produksjon (NVE, 2005 a).

4. Miljøvirkninger av caseoppgaven

I Norge stammer 99 % av elektrisitetsproduksjon fra vannkraft. Globalt brukes mye fossilt brensel til elektrisitetsproduksjon og dette er forbundet med store CO₂-utslipp. Til sammenlikning er vannkraft en fornybar energikilde uten klimagassutslipp. Likefullt vil vannkraft ha miljøpåvirkninger. Når er vannkraftverk bygges blir det gjort et fysisk inngrep i naturen, og det kan få til dels store miljøkonsekvenser.

4.1 Samlet plan og verning av vassdrag

Historisk sett våknet bevisstheten rundt miljøvirkninger av vannkraftutbygginger på 60-tallet. I 1970 ble miljøverndepartementet opprettet. Stortinget vedtok i 1973 en verneplan for vassdrag. Økt kraftproduksjon skulle bli veid opp mot verneinteresser. Dette var den første verneplanen for vassdrag, og den har siden blitt etterfulgt av verneplan II i 1980, verneplan III i 1986 og verneplan IV i 1993. Siden 1973 har Stortinget vernet 389 vassdrag som til sammen har et kraftpotensial på 35 TWh. Grunnlaget for verning av vassdrag er basert på en helhetlig vurdering av verdien av urørt natur, friluftsliv, vilt og fisk, naturminner, vannkvalitet og landbruk/reinsdrift. NVE har ansvar for forvaltning av vernede vassdrag (NVE, 2005b).

Et annet tiltak som ble satt i gang for å regulere vannkraftutbygginger er Samlet plan. Samlet plan for vassdrag ble lagt frem i stortingsmelding nr. 63 i 1984. Målet for Samlet plan var å en bedre nasjonal forvaltning av vannressursene. Samlet plan angir prioritering av utbygginger, der lite konfliktfylte prosjekter med lave kostnader prioriteres foran mer konfliktfylte og dyrere utbygginger. Prosjekter i samlet plan er delt i to kategorier (DN, 2008):

Kategori 1: De billigste og minst konfliktfylte prosjektene. Prosjekter i denne kategorien kan søke om konsesjon hos NVE.

Kategori 2: Konfliktfylte og kostbare prosjekter. Det er ikke mulig å søke konsesjon for prosjekter i denne kategorien.

Tidligere måtte alle prosjekter større enn 1 MW behandles i Samlet plan, men i 2005 bestemte stortinget at alle prosjekter under 10 MW installert effekt får fritak fra Samlet plan. Småkraftprosjekter kan derfor direkte sende inn konsesjonssøknader til NVE. Alle prosjekter på 10 MW eller mer må fortsatt vurderes i samlet plan før det kan konsesjonssøkes. Siden 1993 har Direktoratet for naturforvaltning (DN, 2008) hatt ansvar for samlet plan. NVE og DN tar i felleskap beslutninger for prosjekter i Samlet plan. Prosjekter som tidligere har vært behandlet i samlet plan og som tilhører kategori 1 kan søke om konsesjon. Prosjekter som tidligere er blitt plassert i kategori 2 kan søke om å bli flyttet til kategori 1, hvis de mest konfliktfylte delene av prosjektet er tatt ut, eller lokal motstand er redusert. Det er foreslått å legge ned Samlet plan slik den er i dag, og at EUs vanddirektiv skal legges til grunn for forvaltning av vannressurser i fremtiden (DN, 2008).

4.2 Konsekvensutredning

I følge plan- og bygningsloven § 33-1 skal det foreligge en konsekvensutredning for planer og tiltak som kan ha vesentlige konsekvenser for miljø, naturressurser eller samfunn. Paragrafen skal sikre at det tas hensyn til miljø, naturressurser og samfunn når det blir avgjort om tiltaket skal gjennomføres. For vannkraftutbygginger skal det alltid utarbeides konsekvensutredninger for vannkraft med årlig produksjon større enn 40 GWh. Dersom et tiltak kan få store konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn skal det utarbeides konsekvensutredninger for vannkraft som er større enn 30 GWh. De samme reglene som beskrevet over gjelder for opprustning- og utvidelsesprosjekter. I de tilfeller der det er nødvendig med

konsekvensutredninger skal det først sendes melding med til NVE med forslag til konsekvensutredning.

4.3 Miljøvirkninger for caset

Caseoppgaven som det er sett på i denne rapporten er et utvidelsesprosjekt av en allerede eksisterende vannkraftstasjon. Utvidelsesprosjekter vil generelt ha mindre konsekvenser for miljøet enn nye vannkraftanlegg da vassdraget allerede er regulert. Fossegjelet og Skårdalselvi er fritatt for behandling i Samla plan og kan derfor konsesjonssøkes direkte.

Det er antatt i denne oppgaven at et nytt aggregat vil få neglisjerbare miljøkonsekvenser. Ny effekt gir riktignok mulighet til hurtigere regulering av Bergevatn, som igjen kan få miljøvirkninger i magasinet. I denne oppgaven er det valgt å fokusere på miljøvirkningene av bekkeinntakene da disse er fysiske inngrep i naturen som får direkte miljøkonsekvenser. De to bekkeinntakene Skårdalselvi og Fossegjelet vil tørrelegge begge elvene under kote 500 og vil igjen redusere vannføringen i Bergsdalselven. I forbindelse med planlagt større overføring av flere elver i Bergsdalsvassdraget ble det gjort en konsekvensutredning (KU) for BKK Rådgiving i 2001. Utredningen ble gjort av NVK Vandbygningkontoret (nå del av Multiconsult) og omfatter elvene Rasdalselva, Geitåni, Skårdalselvi og Fossegjelet. Elvene var planlagt overført til Fosse kraftverk. Grunnet stor lokal motstand ble det aldri sendt konsesjonssøknad for overføringen. Den lokale motstanden var spesielt sterk i forhold til tørrelegging av Geitåni Rasdalselva, da disse elvene er brukt til fiske og friluftsliv. Konsekvensutredninger er svært detaljert og følger et fast oppsett. I avsnittene under er de viktigste konsekvensene som er påpekt i KU fra 2001 oppsummert.



Bilde 4-1 Skårdalselvi sett fra Rv 13

Selve bekkeinntakene for Fossegjelet og Skårdalselvi vil være lite synlige og tilgjengelige. Bekkeinntakene vil derfor ha begrenset effekt på landskapsbilde. Både Fossegjelet og

Skårdalselvi er tilnærmet tørrlagt i deler av året. Skårdalselvi har en foss som vil forsvinne ved bygging av et bekkeinntak. Bilde 4-1 viser fossen sett fra Rv 13 i Bergsdalen. KU (2001) påpeker at fossen er godt synlig fra veien og at fossen er et vesentlig landskapselement lokalt. Det vil ikke være nødvendig å bygge nye anleggsveier under bygging av bekkeinntakene. Et bekkeinntak i Fossegjelet vil ikke forringe landskapet i stor grad, da elven stort sett ikke er mulig å ta seg ned til, og i tillegg er lite synlig. Bilde 4-2 er tatt i terrenget på oversiden av Fossegjelet.



Bilde 4-2 Fossegjelet ca på kote 500

Skårdalselvi og Fossegjelet vil få redusert vannføring fra henholdsvis 0,43 km og 0,54 km av strekningen før bekkene renner ned i Bergsdalselvi. Redusert vannføring i Fossegjelet og Skårdalselvi vil ikke føre til vesentlige konsekvenser for dyre- og plantelivet langs elvene. Fossekall hekker i deler av begge bekkene og vil sannsynligvis forsvinne som følge av redusert vannføring, men ingen rødlistearter er registrert i området.

Det er ikke påvist vesentlig gyting av fisk før bekkene går inn i Bergsdalselven og det er ikke forventet at bekkeaturen i Bergsdalselven vil bli vesentlig påvirket av lavere vannstand i Bergsdalselven. Vannkvaliteten i Bergsdalselven er lav i perioder med lav vannføring på grunn av tilsig av kloakk og husdyrgjødsel. Små endringer i det allerede sterkt regulerte elven vil føre til ytterligere forringelse av vannkvaliteten. Bekkeinntak Skårdalselvi og Fossegjelet vil altså påvirke vannkvaliteten negativt og variasjonene i vannkvalitet kan bli større. Vann fra Fossegjelet er i dag brukt til vanning av skogbruksareal, drikkevann til husdyr og reservevannkilde for husholdningene. Utbyggingen vil få negative konsekvenser for landbruket på Fosse med mindre tiltak gjøres. Mulige tiltak kan være å borre dypere brønner eller forlenge eksisterende vannledning slik at den går oppstrøms for bekkeinntaket.

4.4 Miljøkostnader

Miljøvirkninger er en ekstern effekt av et prosjekt som det kan være vanskelig å knytte direkte økonomiske kostnader til. I følge NVEs håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter er det empiriske grunnlaget for å slå fast miljøkostnader begrenset. I stedet for direkte miljøkostnader kan en miljøvurdering gjennomføres ved en miljøindeks. Miljøindeksen formuleres slik at en måler miljøkostnaden prosjektet tåler før nettonåverdien er lik 0.

Et av få studier som er gjort på miljøkostnader for vannkraft omhandler de to bekkeinntakene Fossegjelet og Skårdalselvi. Ebl-rapporten "Miljøkostnader av norsk vannkraft Trinn 2" er et studium som beregner miljøkostnaden av mindre O/U prosjekter. Miljøkostnader ble kalkulert for den planlagte Geitåni/Rasdals-utbygningen som ble nevnt i kapittel 4.3. Det ble i den forbindelse bestemt miljøkostnader for fire delfelt, Rasdalselva, Geitåni, Skårdalselvi og Fossegjelet, som skulle bygges ut hver for seg. Skårdalselvi og Fossegjelet er de bekkene som i denne rapporten vurderes som bekkeinntak inn i driftstunnelen til Fosse kraftverk. Det ble utarbeidet et detaljert spørreskjema og illustrerte beskrivelser av de ulempene en utbygning ville ha for naturvern, kulturminner og friluftsliv/jakt/fiske. Skjemaet ble besvart av et representativt utvalg på 360 husstander. Betalingsvillighet i form av en ekstra strømgift ble veid opp mot å gjennomføre utbygningen. Resultatene fra spørreundersøkelsen er presentert under.

Delfelt	Årlige miljøkostnader for den "berørte befolkningen" (2002 kr)	Årlig middelproduksjon GWt/år	Miljøkostnad øre/kWh (2002 kr)
Rasdalselvi	1 623 442	20	8
Geitåni	1 054 222	21	5
Skårdalselvi	519 523	1,8	29
Fossegjelet	491 647	0,7	70

Tabell 4-1 Beregnede miljøkostnader for Fossegjelet og Skårdalselvi (Kilde: Navrud, 2004)

Totale miljøkostnader er større for Rasdalselvi og Geitåni enn for Skårdalselvi og Fossegjelet. Fossegjelet får likevel en høy miljøkostnad pr kWh grunnet liten årlig middelproduksjon. Den høye miljøkostnaden betyr at en betaler en høy miljøpris for lite produksjon. Miljøkostnaden pr kWh indikerer at færre større O/U-prosjekter er bedre enn mange små. Det er usikkert hvordan miljøkostnadene endres over tid. Prosjektet over ble skrinlagt av BKK som følge av stor lokal motstand.

I denne oppgaven er ikke miljøkostnadene inkludert i lønnsomhetsberegningene. Problemet med eksterne effekter som miljøvirkninger er at de er vanskelig å kvantifisere. For de nevnte bekkene finnes det et estimat for miljøkostnadene, og det kunne vært interessant å se hvordan denne eksterne effekten ville påvirket lønnsomheten av alternativene med bekkeinntak. Grunnet tidmessige begrensinger ble det ikke prioritert å se på innvirkningen av miljøkostnader i lønnsomhetsanalysen. Det er likevel viktig å være klar over at det er eksterne effekter som miljøvirkninger og omdømme som ikke blir inkludert i lønnsomhetsberegninger.

5. Prisprognoser

5.1 Organisering av kraftmarkedet

I 1990 kom energiloven som regulerer kraftforsyningen i Norge. I 1991 deregulerte Norge kraftmarkedet som første land i Norden. Etter dereguleringen fikk forbrukerne mulighet til selv å velge kraftleverandør. Krafthandelen i dag skjer i et felles nordisk kraftmarked organisert av Nordpool. Kraftmarkedet er delt i et spotmarked og et finansielt marked. På spotmarkedet "elspot" skjer den fysiske handelen i kraftmarkedet. Aktørene i markedet legger inn bud for kjøp og salg av kraft for alle timene av kommende døgn. Det finansielle markedet er ikke et fysisk marked slik som spotmarkedet. I dette markedet kan kjøpere og selgere forhandle fremtidige kontrakter for kjøp og salg av elektrisitet.

Før derereguleringen hadde produsentene leveringsplikt, og derfor liten innvirkning på egen inntjening. I det deregulerte markedet har ikke lenger produsentene leveringsplikt. Produksjonsplanlegging har derfor gått fra kostnadsminimering til profittmaksimering. Man produserer i prinsippet ved høye kraftpriser, og ikke når prisen er lav. Prisen på kraft bestemmer altså til enhver tid hvor mye penger en kraftprodusent kan tjene. Dersom prisen på kraft er høy må vannkraftprodusenten bestemme om det skal produseres nå, eller vente på at prisen skal stige ytterligere. Produsenten må altså disponere vannet ikke bare ut i fra hvordan markedet ser ut i øyeblikket, men hvordan man tror markedet kommer til å utvikle seg videre.

I følge Wangensteen (2007) finnes de 3 ulike tilnæringsmetoder for å bestemme prisprognoser:

- Bruke priser i det finansielle markedet
- Bruke observerte priser og lage prisprognoser fra historiske data om priser
- Bruke simuleringsmodeller

I denne oppgaven vil prisprognoser fra samkjøringsmodellen bli brukt som et grunnlag for fremtidige priser. Alternative måter å modellere prisprognoser på, blir ikke behandlet i denne oppgaven.

Bruk av scenarier er en måte å modellere fremtidig usikkerhet på. I NOU 1998:11 blir scenarier beskrevet som "spesielt konstruerte historier om framtiden som skal belyse et komplekst felt. Scenarier er mer rettet mot ny forståelse enn mot korrekte forutsigelser. Poenget er å skildre et sett av mulige framtider - i flertall - som viser hva som kan skje, ikke fastslå hva som kommer til å skje. Et scenario kommer derfor aldri alene."

5.2 Bakgrunn for valgte scenarier

I Kvamme (2007) ble Statnetts scenarier for nettutvikling for 2007 og scenariene fra IEA 2007 tenkt som et grunnlag til videre scenarieutvikling i masteroppgaven. Statnett har

valgt nye scenarier for 2008, da scenariene til Statnett oppdateres hvert annet år. Statnett tar for seg tre ulike scenarier for nettutvikling fra 2008-2025:

- **”Stillstand”** beskriver en fremtid med global økonomisk nedkjøling, lav oljepris og lite satsing på klimapolitikk. Dårligere tider gir mindre vilje til å videreutvikle et felles europeisk kraftmarked, og EU når ikke sine fornybarhetsmål. Satsingen på fornybar kraft i Norge blir tilsvarende svak. Scenariet har balanse mellom kraftforbruk og kraftproduksjon i Norge.
- **”Vind og forbruksvekst”** beskriver en fremtid med ”normal” vekst i verdensøkonomien. Langsiktig oljepris er på nivå med IEAs forventning, og klima- og fornybarpolitikken er mer potent. Sammen med gode støtteordninger, gir teknologifremgang mye ny vindkraft. I scenariet tas det også høyde for en del økte tilsig grunnet klimaendringer. Scenariet har et moderat kraftoverskudd i Norge.
- **”Eksport og utveksling”** beskriver en fremtid med sterk global vekst og høy oljepris som også gir motivasjon og behov for en stram klimapolitikk. Samlet kraftforbruk øker lite, og høye kraftpriser gjør utvidelser og småskalakraft lønnsom. Klimaendringer gir vesentlig økte tilsig, og scenariet har et stort kraftoverskudd i Norge.

I de nye scenariene til Statnett er det økt fokus på fornybar energi og at klimaforandringer gir et våtere klima i Norden. Mildere og våtere klima vil ha betydning for forbruksutvikling og produksjon av vannkraft. Tilbakegang i den amerikanske økonomien har ført til at de langsiktige perspektivene for verdensøkonomien er mer usikre nå enn for et år siden. Dette gjenspeiles i scenariene til Statnett der eksempelvis scenariet ”Stillstand” tar for seg globale økonomiske nedgangstider. I scenariet ”Stillstand” er det referert til EUs fornybarhetsmål. Dette er et forslag til nytt direktiv for fornybar energi i EU. Hvis direktivforslaget blir gjeldene skal det samlede sluttforbruket av energi i EU bestå av minst 20 % fornybar energi innen 2020. Hvert medlemsland må øke sin andel av fornybar energi med 5,5 % fra 2005 nivå, mens resten av økningen bestemmes ut fra landets BNP. Samtidig skal utslipp av klimagasser reduseres med 20 % i EU frem mot 2020 (EU, 2008). For å nå dette målet må det i EU satses intensivt på fornybar energi både til elektrisitets- og varmeproduksjon og i transportsektoren. Det forutsettes også at Kyoto-protokollen videreføres etter 2012.

Det er blitt laget tre scenarier for fremtidig prisutvikling i denne oppgaven. Scenariene går fra 2012-2025 og tar utgangspunkt i Statnetts scenarier. Scenariene er noe modifisert både i navn og innhold i forhold til Statnetts scenarier. Valgte scenarier for fremtidig prisutvikling er:

- Basis - Business as usual
- Fornybar
- Eksport og utveksling

5.3 Modifisering av prisrekken

Som utgangspunkt for prisprognosene ble prisrekkene som BKKs genererer fra Samkjøringsmodellen brukt. BKK genererer to forskjellige prisprognoser. For

driftsimulering genereres det hver uke en prognose som går fra dags dato og fem år frem i tid. I dag går prognosen frem til 2012. Prognosen blir basert på startmagasin i øyeblikket og prognoser for marginalkostnader av kull, olje og gass. Som grunnlag for investeringsanalyser genererer BKK en egen prisrekke for år 2020. Til grunn i denne prisrekken legges forventninger til:

- Brensels- og kvotepris
- Forbruksprognoser
- Ny produksjonskapasitet
- Nye planlagte utenlandskabler
- Innenlands nettutbygning

For å bestemme nye prisprognoser tilhørende et scenario må Samkjøringsmodellen kjøres for scenariet på samme måte som beskrevet over. Prognoser (for brensel og kvotepriser osv.) som beskriver scenariet må legges til grunn i kjøringen. I denne oppgaven er dette blitt forenklet slik at driftprognosen for 2012 og den langsiktige prisprognosen for 2020 er brukt som utgangspunkt for å bestemme prisprognoser til de ulike scenariene. Den opprinnelige prisrekken til BKK er modifisert gjennom VBA-koding brukt i Excel. Modifiseringen har blitt gjort etter følgende prinsipper. En prisrekke består i utgangspunktet av en 70 x 52 matrise og i dette tilfellet 4 prisavsnitt pr uke. Prismatrisen er gitt som:

$$P = (p_{ijk}) \quad (1)$$

i: Teller for tilsigsår $i = 1, 2, \dots, 70$

j: Teller for uke $j = 1, 2, \dots, 52$

k: Teller for prisavsnitt $k = 1, 2, 3, 4$

Modifiseringen ble gjort etter følgende prinsipper for prisavsnitt $k=n$

$$p_{ijn}(\text{nytt_scenario}) = p_{ijn}(\text{basis}) + \text{endring}(n) \quad (2)$$

i: Teller for tilsigsår $i = 1, 2, \dots, 70$

j: Teller for uke $j = 1, 2, \dots, 52$

Endring: Faktor bestemt ut ifra antagelser om pris i om scenariet

Restriksjoner:

$$p_{ijk} > 0$$

Restriksjonen ble satt i modifiseringen for å unngå negative kraftpriser. I scenariet ”Eksport og utveksling” (se 0) ble det satt en tilleggsrestriksjon for øvre kraftpris:

$$p_{ijk} < \text{Øvre_pris}$$

5.3.1 Scenario "Basis -Business as usual"

Dette scenariet forutsetter at fremtiden blir lik nåtiden. Verdensøkonomien vokser jevnt i tiden fremover. Satsing på ny fornybar energi er moderat, og det vil ikke bli store endringer i produksjonsteknologi. Ny produksjon av elektrisitet vil i hovedsak komme fra vind og småkraft. Fortsatt fremtidig vekst i årene fremover gir brenselpriser på det nivået som IEA forventer. Forbruksveksten på elektrisitet vil avta, slik den har gjort de siste årene. Basisprognosen er prognosen BKK genererer i samkjøringsmodellen. Scenariet bygger på to prognoser, basis 2012 og 2020. For å bestemme prisprognoser i årene i mellom 2012 og 2020 er det lineær interpolert mellom årene. Fram mot 2025 er det antatt at scenariet vil fortsette trenden fra 2012 til 2020. Det blir ikke gitt mer detaljert beskrivelse av BKKs prisprognoser siden de er konfidensielle.

5.3.2 Scenario "Fornybar"

Scenariet kjennetegnes av stor satsing på fornybar energi; EU når sine mål for CO₂-reduksjon og fornybar energi. Gode støtteordninger for fornybar energi og et velfungerende CO₂-marked gir på sikt mye ny fornybar energi som vann-, vind- og bølgekraft. Overføringsmuligheter til Europa vil ikke bli forsterket utover de allerede planlagte kablene. Den store satsingen på fornybar energi i det nordiske kraftsystemet fører i perioder til lave kraftpriser. Kraftprisene er jevnt over lavere det prisnivået vi ser i dag. Klimaforandringene fører til et våtere klima som gir økt tilsig til magasinene. Dette er igjen med på å forsterke det synkende prisnivået. Med mye ny vindkraft inn i systemet kan en forvente seg en flatere prisprofil enn i det vannkraftdominerte systemet siden en får mest vindkraft om vinteren.

I dette scenariet er det forventet at prisene på sikt er lavere enn basisscenariet, på grunn av storsatsing på fornybar energi i Norden. Den opprinnelige prisrekken er blitt manipulert med endringer som vist i Tabell 5-1. "Prisavsnitt" i tabellen er referert til prisavsnittene innenfor uken i basisprisrekken. Den opprinnelige prisrekken til BKK er delt inn i:

- | | |
|-------------|----------|
| 1. Høydag = | 50 timer |
| 2. Lavdag = | 30 timer |
| 3. Natt = | 32 timer |
| 4. Helg = | 56 timer |

I 2012 er prisene for Høydag uendret mens prisene for resten av prisavsnittene synker. For å bestemme prisprognosen for 2012 er det tatt utgangspunkt i 2012 basisrekken. I 2012 synker prisene i alle prisavsnittene utenom Høydag. Dette gir generelt lavere prisnivå i prognosen, mens forskjellen mellom høydag og de andre prisavsnittene vil øke. Basisprisrekken i 2020 er lagt til grunn for fornybarprognosen i 2020. I 2020 synker prisene og dette er lagt inn i modell ved å la Høydag synke litt mens de andre prisavsnittene synker litt mer enn Høydag. Alle prisene vil altså synke jevnt, og forskjellene mellom prisavsnittene økes litt. For 2025 synker prisene enda litt mer, men da jevnt over for alle prisavsnittene. Det gjennomsnittelige prisnivået Sør-Norge har hatt

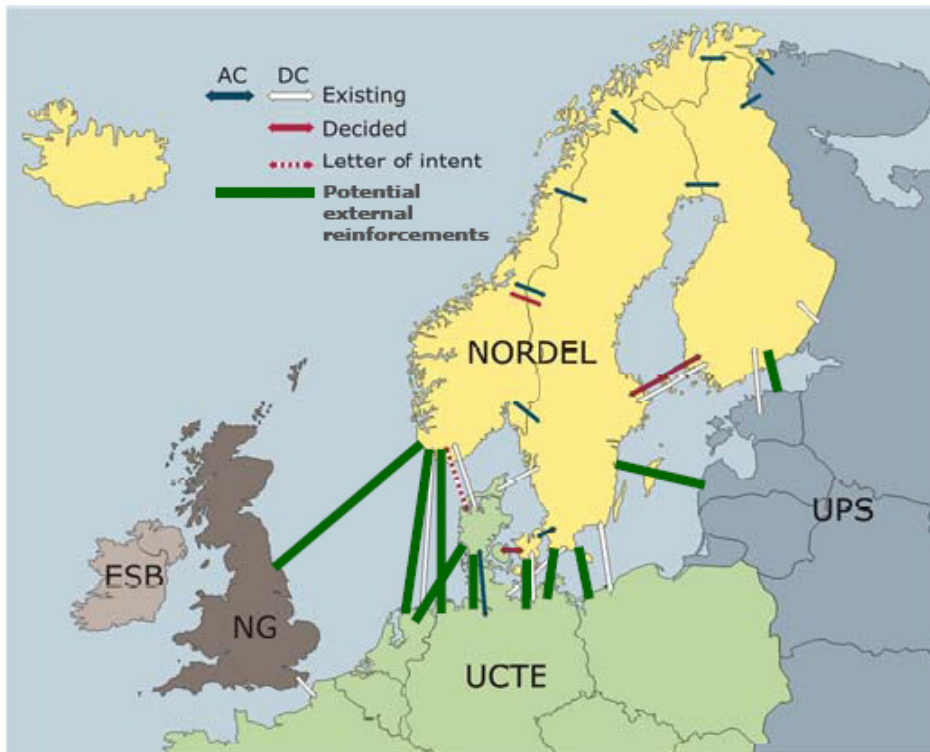
fra 2006-2008 er 33,54 €/MWh (Nordpool). Scenariet ”Fornybar” stabiliserer seg på en pris i 2025 som er litt under dette.

	2012	2020	2025
Prisavsnitt	Endring i €/MWh	Endring i €/MWh	Endring i €/MWh
1. Høydag	0	-5	-5
2. Lavdag	-5	-8	-5
3. Natt	-5	-10	-5
4. Helg	-5	-8	-5

Tabell 5-1 Endringer foretatt i prisrekken

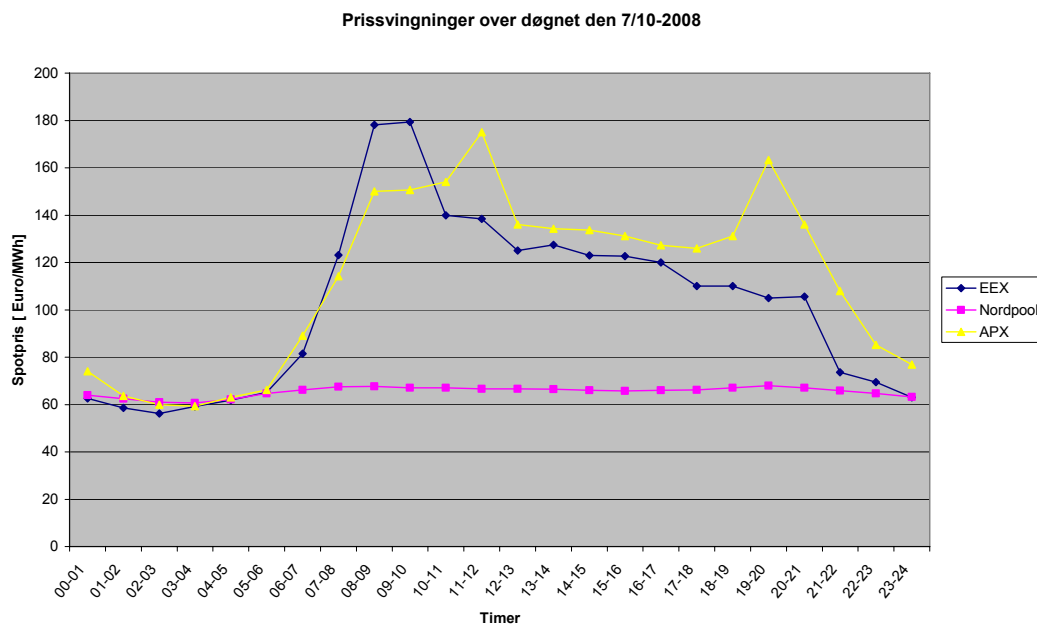
5.3.3 Scenario ”Eksport og utveksling”

Gode overføringsmuligheter til Europa fører til at norsk vannkraft blir eksportvare i et integrert nordeuropeisk kraftmarked. Økte overføringsmuligheter gjør at kraftprisen øker og at prisforskjellene over uken og døgnet blir større. Når prisene er høye eksporteres billig norsk vannkraft til kontinentet, mens overskuddskraft fra termiske kraftverk importeres når prisene er lave.



Figur 5-1 Planlagte og potensielle nettførsterkninger for det nordiske kraftnett. (Kilde: Nordel, 2008)

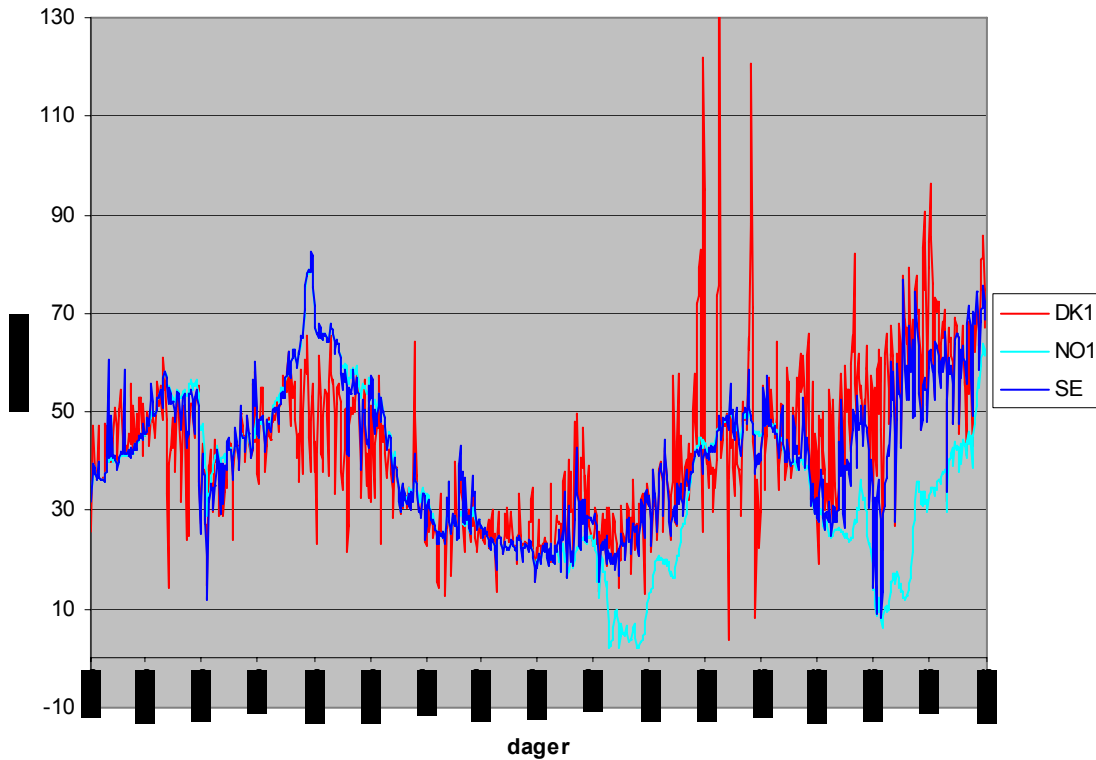
Hovedfokus i dette scenariet er økte overføringsmuligheter til kontinentet. Figur 5-1 viser planlagte og potensielle overføringsmuligheter i det nordiske kraftsystemet. Hvis nettet mellom Norden og resten av Nord-Europa blir forsterket vil dette gi større døgn- og sesongvariasjoner i kraftprisen for de nordiske landene. I Norge er kraftprisen i gjennomsnitt høyere om vinteren enn om sommeren. Dette skyldes at forbruket er størst om vinteren da tilsiget til magasinene da er minst. I kraftsystemer med mye termisk kraftproduksjon vil prisen på elektrisitet være mer avhengig av CO₂- og brenselpriser, enn i vannkraftdominerte kraftsystem. I perioder kan kraftprisene være ekstremt høye både om vinteren og om sommeren. Forbruket i andre europeiske land er også jevnere over året da elektrisitet i mindre grad brukes til oppvarming enn i Norge. Økte overføringsmuligheter i form av kabler fra Norge til Nederland, Tyskland og Storbritannia vil gi større prisvariasjon over døgnet i Sør-Norge. Prisforskjellen mellom tørrår og våttår vil også bli mindre i Norge ettersom det kan importeres kraft fra kontinentet i et tørrår.



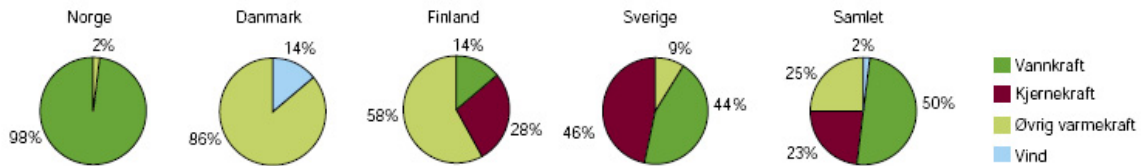
Figur 5-2 Systemprisen Nederland (APX), Norden (Nordpool) og Tyskland (EEX) (Kilde: EEX, Nordpool, APX)

Figur 5-2 viser systemprisen på APX, Nordpool og EEX for et tilfeldig valgt døgn høsten 2008. Systemprisene i Tyskland og Nederland svinger kraftig over døgnet, mens systemprisen for Norden kun har små svingninger. Kraftproduksjonen i Tyskland og Nederland er dominert av termisk kraftproduksjon. I Nederland kommer 44 % av kraftproduksjonen fra gass, mens kull står for 32 %. I Tyskland kommer 58 % av kraftproduksjonen fra kull, mens kjernekraft utgjør 32 %. Priser fra 2006 og 2007 på timesbasis viser at det er et gjennomsnittelig avvik mellom de tre høyeste timene og snittprisen over døgnet på 2 €/MWh i Sør-Norge. Tilsvarende tall for Tyskland er 31 €/MWh (Christensen, 2008).

Prissvingninger fra 2006-2008



Figur 5-3 Svingninger i områdeprisen i NO1, DK1 og Sverige fra 2006-2008 (Kilde: Nordpool, 2008)
 Figur 5-3 viser hvordan områdeprisene (døgn) for Sør-Norge (NO1), Vest-Danmark (DK1) og Sverige har variert mellom 2006-2008. Områdeprisene i Danmark varierer mer enn de svenske og norske områdeprisene. Dette skyldes at Danmark har mye termisk kraft, og dermed er mer følsom for svingninger i brenselsprisene enn det Norge og Sverige er. Figur 5-4 viser produksjonssammensetning for de nordiske landene.



Figur 5-4 Produksjonssammensetning for de nordiske landene (Kilde: Statnett, 2007)
 Prisprognosen for scenariet "Eksport og utveksling" er blitt utarbeidet ved å ta utgangspunkt i den gjeldende prisprognosen til BKK i 2012 og 2020. Prisene er justert som vist i Tabell 5-2. I 2012 er prisene for høy dag økt ganske kraftig, mens de 3 andre prisavsnittene er justert litt opp. Dette gir altså jevnt over høyere priser i 2012, og større forskjeller mellom prisavsnittene enn basisprisrekken. I 2020 er det tatt utgangspunkt i 2020-basisrekken og prisene er økt jevnt over, samtidig som forskjellene mellom prisavsnittene økes. Som nevnt tidligere kan prisforskjellen mellom tørrår og våtår bli

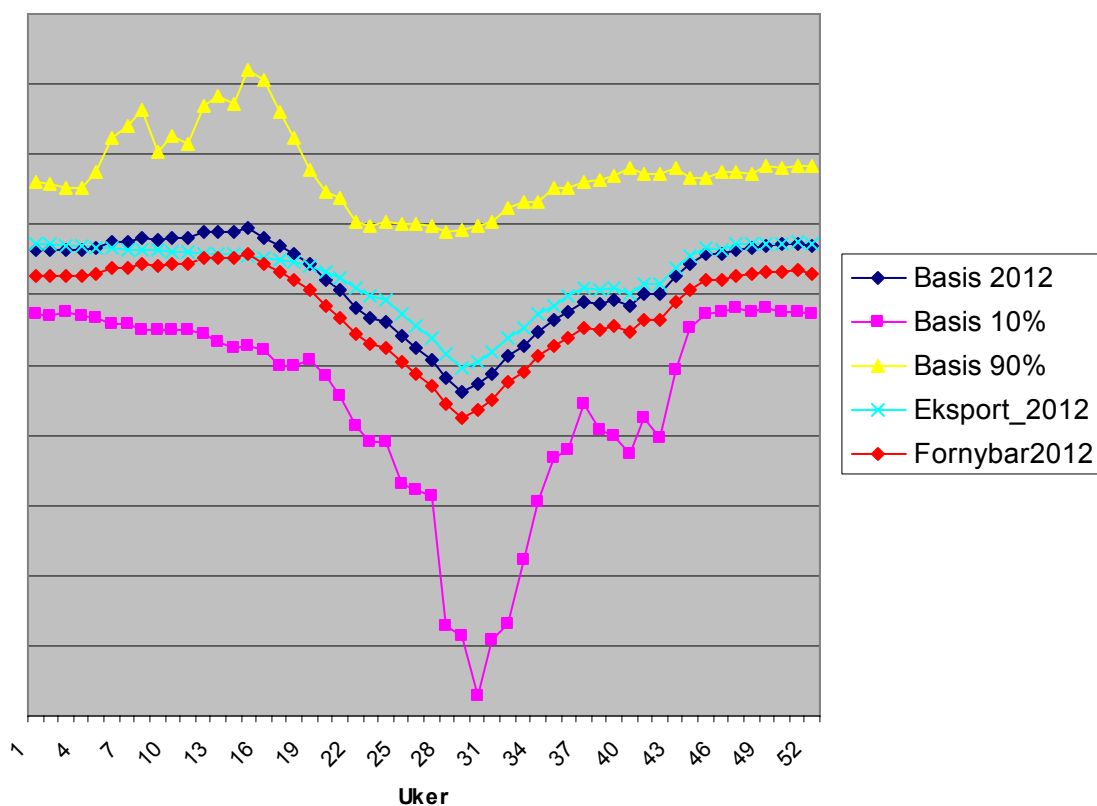
mindre i Norge hvis det kan importeres kraft i et tørrår. Dette er modellert ved å sette en øvre grense på kraftprisen. Denne øvre grensen er ikke gjengitt i oppgaven, da den kan røpe prisnivået på basisrekken til BKK.

	2012	2020	2025
Prisavsnitt	Endring i €/MWh	Endring i €/MWh	Endring i €/MWh
1. Høydag	10	25	10
2. Lavdag	5	10	5
3. Natt	2	5	5
4. Helg	2	2	0

Tabell 5-2 Endringer foretatt i prisrekken for scenariet eksport og utveksling

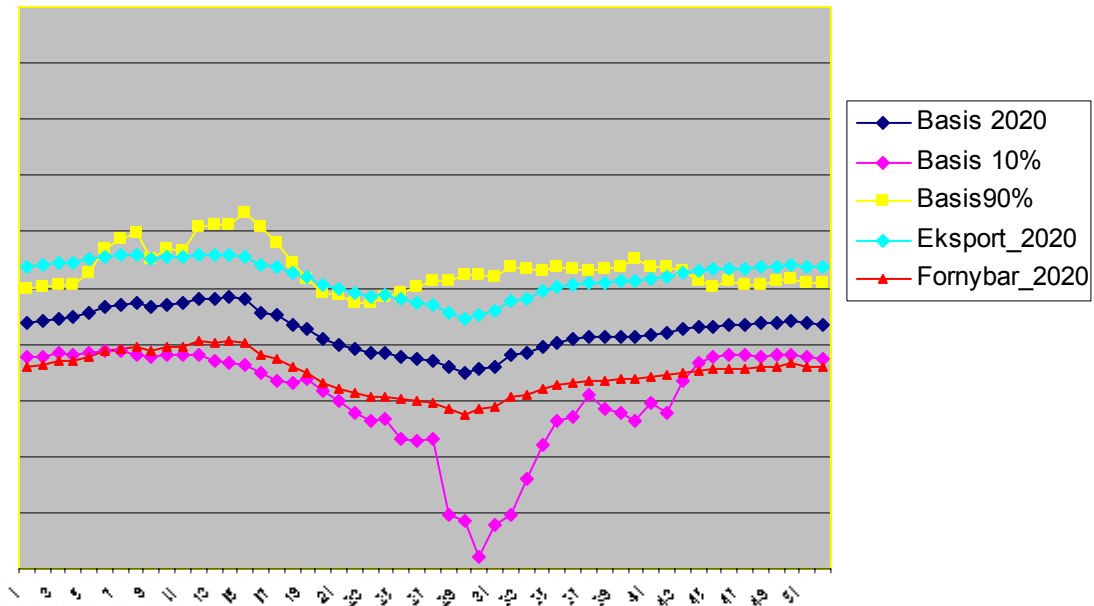
5.3.4 Nye prisprognoser

I dette avsnittet er formen og forskjellene mellom prisprognosene til de ulike scenariene vist grafisk. Kurvene gir gjennomsnittspris for 70 ulike tilsigsår. Prisene på y-aksen er fjernet siden prisrekkene til BKK er konfidensielle.



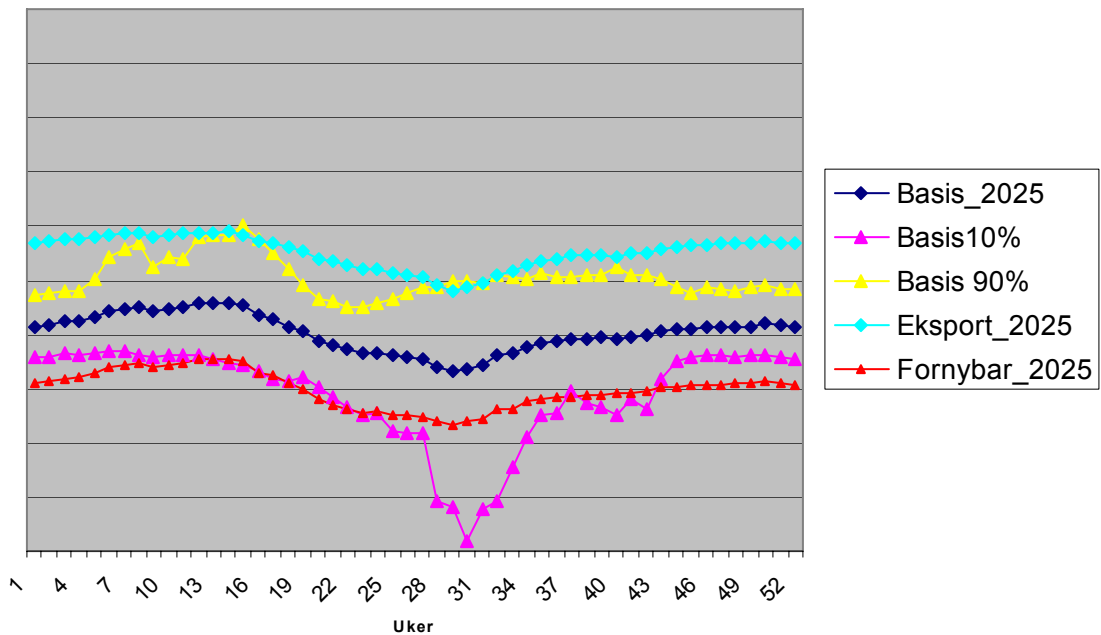
Figur 5-5 Prisprognosene "Basis", "Fornybar" og "Eksport" i 2012

I Figur 5-5 er middelverdiene for alle prisprognosene gitt grafisk over året. Prisprognosene har litt forskjellige prisnivå, der "Fornybar 2012" er lavest. "Eksport 2012" har i snitt litt høyere priser enn "Basis 2012" rekken. Prisprognosen "Eksport 2012" har også en flatere form enn de to andre prisrekkene. Dette skyldes den øvre grensen som er satt på kraftprisen i scenariet "Eksport".



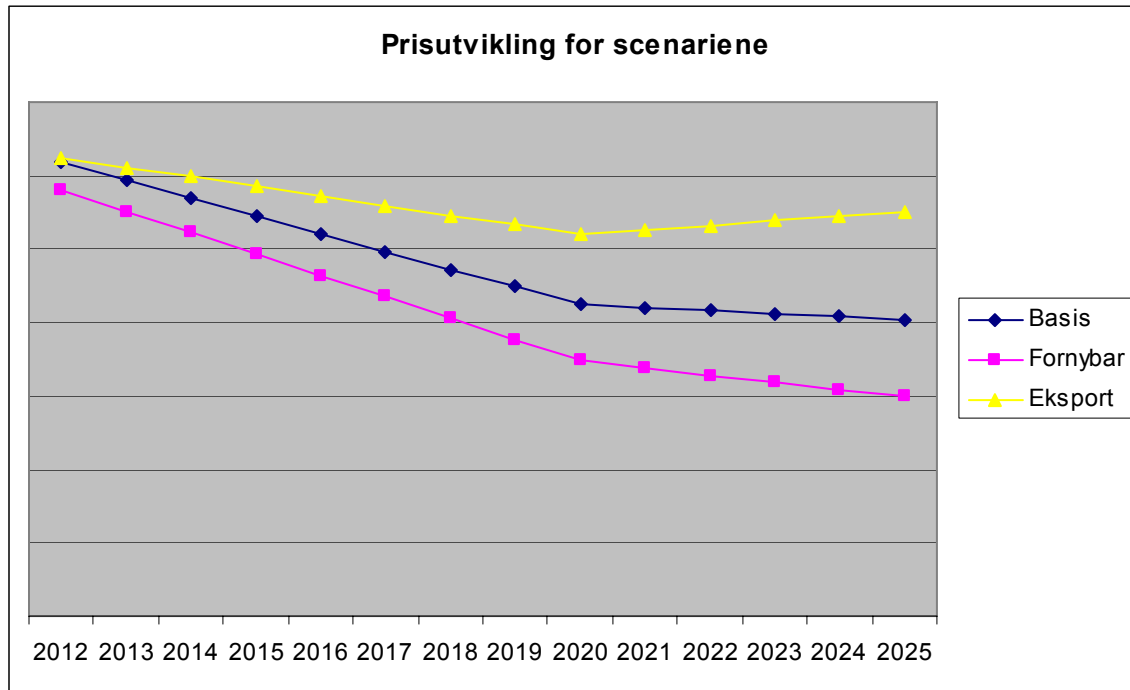
Figur 5-6 Prisprognosene "Basis", "Fornybar " og "Eksport" i 2020

Figur 5-6 viser prisprognosene for alle scenariene i 2020. Begge prisrekkene "Fornybar 2020" og "Eksport 2020" har utgangspunkt i 2020 prisrekken. Forskjellen mellom prognosene er nå større enn i 2012. Også her er "Eksport" flatere i formen enn basisprisrekken, dette skyldes den øvre prisgrensen i dette scenariet. Middelerdien av både "Fornybar" og "Eksport" er innenfor 10- og 90-prosentilen til basisprognosen.



Figur 5-7 Prisprognosene "Basis", "Fornybar " og "Eksport" i 2012

Figur 5-7 viser prisprognosene i 2025. Prisene i "Eksport" har økt ytterligere i forhold til 2020, mens prisprognosen for "Fornybar" er litt lavere. For alle prisrekker i mellom 2012-2020 og 2020-2025 er det lineær interpolert mellom prisrekkene.



Figur 5-8 Utviklingen av prisscenariene fra 2012-2025

I Figur 5-8 er gjennomsnittsprisen for alle scenariene. Figuren viser hvordan gjennomsnittsprisen utvikler seg for de 3 scenariene. Alle 3 scenariene synker jevnt fra 2012 nivået frem til 2020, grunnet lineær interpolasjon. Prisnivået er gjennomsnittelig høyest i scenario "eksport" og lavest i fornybar. Fra 2020 til 2025 stiger eksport-scenariet, basis stabiliseres seg, mens fornybar synker ytterligere.

5.4 Prisutvikling etter år 2025

Usikkerheten i kraftpriser øker dess lenger frem i tid en ser. Statnett (2008) har i sin nettutviklingsrapport skissert mulige fremtidige utviklingstrekk i kraftsektoren etter 2025. Et høyere kostnadsnivå for energiproduksjon kan gi økt handel på tvers av landegrensene. Investeringer i kraftverk og nett har lang levetid og allerede etablerte anlegg (spesielt i vannkraft) vil derfor påvirke kraftsystemet i lang tid fremover. Klimaforandringer har ført til økt tilsig de siste 20 årene. Hvis denne utviklingen fortsetter kan en forvente økt vannkraftproduksjon i tiden fremover. Videre skisserer Statnett (2008) mulige utviklingstrekk etter 2025: Teknologiutvikling innen vindkraft og andre fornybare energikilder senker kostnader ved ny fornybar energi. Bølgekraft og offshore vindkraft har et stort kommersielt potensial dersom teknologiutviklingen fortsetter. Flexibiliteten i vannkraft kan økes ved ny offshore vindkraft, og kan gi økt krafthandel med landene

rundt Nordsjøen. Norge kan nytte seg av import ved lave priser. Høye brensels- og CO₂-priser gir ikke nødvendigvis høye kraftpriser på lengre sikt, siden det kan stimulere til alternativ investering. Storstilt utbygning av subsidiert fornybar kraft med lave marginalkostnader kan også gi lavere priser. Kraftintensiv industri står i dag for 25 % av el-forbruket i Norge. Hvis kraftforbruket synker i industrien kan dette igjen senke prisene. Økt overføringskapasitet til kontinentet kan dempe prisforskjellene, men antagelig ikke flate dem helt ut.

Sidene det er vanskelig å spå noe om kraftprisene etter 2025 er prisrekkene i 2025 beholdt uendret ut analyseperioden.

5.5 Diskusjon av prisrekker

5.5.1 Valg av scenarier

Statnetts ”stillstand” scenario er ikke brukt. På det tidspunktet da scenariene ble valgt var det fortsatt ikke grunnlag for å tro at urolighetene i finansmarkedene skulle gi noen langvarig nedkjøling av verdensøkonomien. Scenariet stillstand ble derfor valgt bort til fordel for et annet lav-pris scenario ”Fornybar”. Begge scenariene tar for seg en fremtid med lave kraftpriser, men på ulikt grunnlag. Scenariet fornybar tar også for seg litt større prisforskjeller mellom dag og natt, noe som ikke nødvendigvis vil være tilfelle ved scenariet ”stillstand”. De siste månedene har imidlertid vært preget av økonomisk nedgang over hele verden og muligheten for at verdensøkonomien vil være svakere i årene fremover virker derfor mer sannsynlig nå enn for et par måneder siden. Som nevnt i innledningen gir scenarier kun en beskrivelse av mulige fremtider og ikke et fasitsvar på hva som kommer til å skje.

5.5.2 Metoden for modifisering av prisrekkene

Metoden benyttet for å modifisere prisrekkene fungerer for prinsipielt å se hvordan lønnsomheten av en investering vil bli påvirket av fremtidige priser og økte prisforskjeller innenfor uken. Det er viktig å være klar over at metoden brukt for å modifisere prisen i denne oppgaven kun en prinsipiell måte å modellere priser på. Som nevnt tidligere er forskjellene i kraftpris over døgnet ikke mer enn ca 2 €/MWh i Sør-Norge pr i dag. Som vist i Tabell 5-1 og Tabell 5-2 er prisforskjellene mellom de ulike prisavsnittene i scenariet ”Eksport” satt opptil 25 €/MWh. ”Eksport” avviker altså mye fra de kraftprisene som er i dag og forutsetter store investeringer i kraftnettet frem mot 2025. Det ble valgt å gjøre scenariet litt ”ekstremt” nettopp for å kunne se virkningen fremtidige kraftpriser kan ha på lønnsomheten av en investering

Det ble valgt å interpolere lineært i årene mellom 2012 og 2020 og mellom 2020 og 2025. Dette gir altså en jevn økning eller minking av pris mellom årene. Ved å bruke lineær interpolasjon mellom årene vil ikke effekten av større forandringer i kraftsystemet fra et år til et annet bli synlig. For eksempel vil innfasing eller utfasing av større produksjonseenheter i det nordiske produksjonssystemet bli midlet ut over årene det interpoleres mellom.

6. Simuleringsverktøy for utbyggingsplanlegging

På grunn av kompleksiteten i vannkraftsplanleggingen har det ikke lyktes å lage et integrert optimaliseringsmodell. Driftsplanleggingsproblemet er delt inne i nivå etter tidshorisont: Langtidsplanlegging, sesongplanlegging og korttidsplanlegging (Doorman, 2007). For langtids- og sesongplanlegging er Vansimtap og Samkjøringsmodellen mye brukt av større vannkraftprodusenter. Begge modellene er stokastiske der tilslaget og pris er stokastiske variabler. Både Vansimtap og Samkjøringsmodellen er utviklet av Sintef energiforskning. Tidsoppløsningen i langtidsmodeller er vanligvis en uke. For korttidsplanlegging av vannkraft brukes deterministiske modeller. En deterministisk modell kjennetegnes ved at start- og slutttilstand, samt eksterne parametere antas kjent. Optimalisering blir brukt for å bestemme detaljert disponering av vannet. Målet med optimaliseringen er å maksimere inntektene fra salg. Tidsoppløsningen i korttidsplanlegging er vanligvis en time. Modellen er detaljert og kan derfor bare brukes 1-2 uker frem i tid. SHOP er mye brukt programverktøy for korttids produksjonsplanlegging av vannkraft (Doorman, 2007).

Når en skal foreta investeringsanalyser av vannkraftprosjekt er det vanlig å bruke Vansimtap for å simulere fremtidige inntekter og produksjon. Som nevnt over er tidsoppløsningen for modellverktøyene brukt til langtidsplanlegging en uke. Med denne tidsoppløsningen vil en få best mulig disponering av produksjon ut i fra sesongvariasjoner av prisen. Verdien av å kunne utnytte daglige svingninger i kraftprisen blir ikke tatt hensyn til (Wangensteen, 1997). SimtapEffekt er en tilleggsfunksjon i Vansimtap som kan brukes til å simulere optimal produksjon av system som kan utnytte daglige prisvariasjoner. Når magasinbalanser og vannføringsrestriksjoner oppfylles på døgnnivå vil en få et mer reelt overslag av hva som kan forventes av produksjon og økonomiske resultat (Belsnes, 2000).

I denne oppgaven er Vansimtap med tilleggsprogrammet SimtapEffekt brukt for å simulere fremtidig produksjon, flomtap og inntekter for Bergsdalsvassdraget. I delkapittel 6.1 blir det gitt en kort innføring av Vansimtap, mens SimtapEffekt blir beskrevet i kapittel 6.1.3. Det legges til grunn at leseren kjennskap til programmet. For mer detaljert beskrivelse av Vansimtap henvises leser til Kvamme (2007) eller Vansimtap bruker-veiledning.

6.1 Beskrivelse av Vansimtap og SimtapEffekt

En av forskjellene mellom Samkjøringsmodellen og Vansimtap er at sistnevnte forutsetter at alle kraftmoduler er innenfor samme elektriske område. Vansimtap kalles derfor en ett-områdemodell, mens Samkjøringsmodellen er en flerområdemodell. Prisprognoser er inndata i modellen og kan genereres fra Samkjøringsmodellen. Prisprognoser brukt i denne oppgaven er nærmere beskrevet i kapittel 5. Vansimtap består i hovedsak av en strategidel og en simuleringsdel.

6.1.1 Strategidelen

Detaljmodellen brukes i strategidelen av programmet, og er bygget opp av standard kraftmoduler som leses inn av brukeren. En standard kraftmodul består av en kraftstasjon og tilhørende magasin. Hver modul inneholder opplysninger om blant annet magasin størrelse, vannføring, tilsig og fallhøyde. Dette er altså spesifikke tekniske data for område som skal simuleres.

Hensikten med strategidelen er å beregne vannverdier for systemet. Vannverdi er nettoverdien av å beholde en ekstra kWh-ekvivalent i magasinet fremfor å tappe vannet umiddelbart. En velger å tappe vannet hvis verdien av å selge en ekstra kWh-ekvivalent nå, er større enn verdien av å vente. Vannverdien er med andre ord alternativkostnaden av å tappe vannet umiddelbart (NOU:1998). For at Vansimtap skal kunne beregne vannverdier må produksjonssystemet forenkles, og et sumsystem blir derfor etablert. Energien lagret i alle magasinene blir da summert opp til et ekvivalentmagasin. Ekvivalentstasjonen tilsvarer summen av maksimal produksjon for alle modulene. Nettet blir forenklet til en samleskinne der all utveksling med omverdenen foregår. Utveksling av kraft blir modellert som faste forpliktelser, utveksling med spotmarkedet og faste kontrakter. Vannverdien til det lagrete vannet blir beregnet for ekvivalentmagasinet ved hjelp av stokastisk dynamisk programmering der pris og tilsig blir behandlet stokastisk (Vansimtap brukerveiledning).

6.1.2 Simuleringsdelen

Vannverdiene beregnet for enmagasinmodellen i strategidelen gir grunnlaget for å den videre fordelingen av produksjon. I simuleringsdelen blir det simulert for 70 historiske tilsigsalternativer fra perioden 1931-2000. Først bestemmes optimal produksjon for det samlede systemet. I tappefordelingen skal summen av produksjonen fordeles utover kraftmodulene. Tappefordelingen har to hovedstrategier. Året er delt opp i tappesesong og fyllingssesong. I tappesesongen (ca uke 40-17) er strategien å tappe magasinene mest mulig ned for å gjøre plass til vårflommen, uten å tømme magasinet for tidlig. I fyllingssesongen (ca uke 18-39) er strategien å få minst mulig flomtap (Vansimtap brukerveiledning).

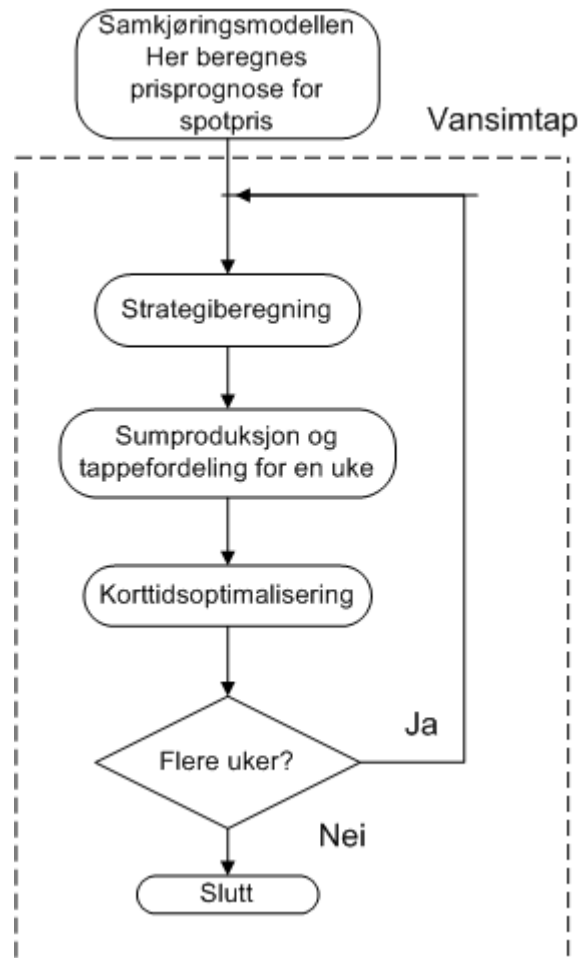
I simuleringsdelen velges parallell- eller seriesimulering. For en driftsimulering velges parallellsimulering. Magasinnivået i øyeblikket blir da brukt som startmagasin for alle tilsigsalternativene. Ved seriesimulering velges et normalmagasin som startmagasin, f. eks. 70 % magasinutfylling for første tilsigsalternativ. Ved neste tilsigsalternativ benyttes sluttmagasinet fra det forrige alternativet som startmagasin. Etter at programmet har simulert noen år har ikke lenger valgt startmagasin noe å si for resultat av simuleringen. Ved investeringer skal en se langt frem i tid, og da er det mest hensiktsmessig å bruke seriesimulering. Alle simuleringer gjort i denne oppgaven er seriesimulering.

Tilsigseriene brukt i simuleringene kommer fra det historiske tilsigsarkivet Hydark. Arkivet inneholder tilsigserier i perioden 1931-2000 både som døgn- og ukaserier.

6.1.3 SimtapEffekt

Som nevnt i innledningen til kapittelet er tidoppløsningen på Vansimtap en uke. Når tilsigsalternativene har ukedagoppløsning, kan dette gi et for optimistisk utnyttelse av tilsiget. Det betyr at eksempelvis at et stort døgntilsig som ville gitt flomtap blir fordelt

over uken. Produksjonen i Vansimtap blir da større enn den egentlige produksjonskapasiteten til systemet. Vansimtap får heller ikke med seg effekten av prisvariasjoner fra dag til dag, siden en maksimalt kan ha 4 prisavsnitt pr uke. SimtapEffekt er utviklet på SINTEF Energiforskning og er en deterministisk algoritme som optimaliserer disponeringen av vannverdier innen for uken. Algoritmen kobles sammen med Simtap som er simuleringsdelen i Vansimtap (se kapittel 6.1.2) og optimal disponering skjer på døgnbasis (Wangensteen, 1997).



Figur 6-1 Programflyt i Vansimtap med SimtapEffekt(Kilde: Wangensteen, 1997)

Figur 6-1 viser flyten mellom Samkjøringsmodellen, Vansimtap og SimtapEffekt. Prisprognosen beregnes i Samkjøringsmodellen for deretter å bli inputparameter i Vansimtap. Strategidelen til Vansimtap beregner vannverdiene til sumsystemet som gir optimal totalproduksjon i hvert prisavsnitt. I simuleringsdelen skal totalproduksjonen fordeles på de enkelte kraftstasjonene. Resultatet fra simuleringsdelen gir magasininnfylling ved slutten av hver uke. Sluttmagasinet for hver uke blir så brukt som siktemagasin i korttidsoptimaliseringen i SimtapEffekt (Wangensteem 1997).

6.1.4 Korttidsoptimaliseringen

Hensikten med korttidsoptimaliseringen er å få maksimal inntekt av kraftsalg innenfor uken. Korttidsoptimaliseringen gir derfor optimal produksjonsplan for et deterministisk problem. Magasininnfylling i slutten av hver uke fra tappefordelingsmodellen er sluttbetingelse (siktemagasin) for korttidsoptimaliseringen. Det er lagt inn en straff i programmet hvis sluttmagasin etter korttidsoptimaliseringen avviker fra siktemagasinet beregnet i tappefordelingsmodellen. Straffen er koblingen mellom den langsiktige strategien og korttidsoptimaliseringen. Størrelsen på straffen må være slik at dersom det tappes for mye vann må straffekostnaden være høyere enn den økonomiske gevinsten ved å produsere på høyeste pris den uken. Straffen for å lagre ekstra vann fra en uke til neste må ha en kostnad som er høyere dersom en produsere på laveste pris den uken. Straffen kan uttrykkes slik (Wangensteen, 1997):

$$\kappa_{tap} = (1 + a_r) \cdot p_{maks} \quad 0 \leq a_r \leq 1 \quad (3)$$

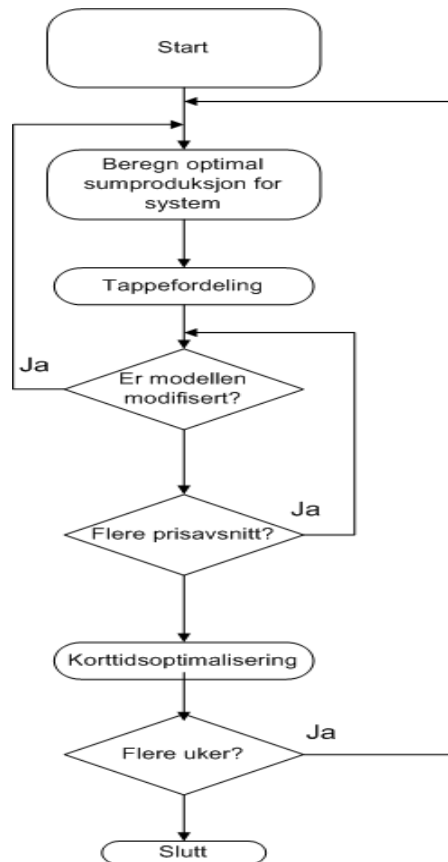
Der p_{maks} er høyeste pris innenfor uken og a_r er en parameter angitt av brukeren

$$\kappa_{lagre} = (1 - a_r) \cdot p_{min} \quad 0 \leq a_r \leq 1 \quad (4)$$

Der p_{min} er laveste pris innenfor uken og a_r er en parameter angitt av brukeren

Verdien til a_r bestemmes av brukeren. Analyser av ulike systemer har vist at straffefaktoren bør ligge mellom 0,1 og 0,2. En straff på 0,2 betyr at det koster 20 % mer enn høyeste pris den uken å tappe en ekstra enhet utover siktemagasinet. Motsatt er verdien av å lagre vann utover siktemagasinet 20 % lavere enn den laveste prisen den uken. I dårlige regulerte magasin bør sluttmagasinet være likest mulig siktemagasinet. Dette skyldes at en i dårlige regulerte magasiner er mer avhengig av den langsiktige strategien for disponering av vannet i dårlig regulerte magasin (Wangensteen, 1997).

Tilslig, magasinbalanse og vannføringsrestriksjoner vil i korttidsoptimaliseringen bli overholdt på døgnnivå, mot ukeverdier i tappefordelingen. Korttidsoptimaliseringen har en ukes tidshorisont. I prinsippet kan tidsintervallene deles inn i en times varighet og en vil da få 168 tidsintervall innenfor uken (Wangensteen, 1997). Prisavsnittene i korttidsoptimaliseringen er referert til prisavsnittene i prisprognosen.



Figur 6-2 Detaljert flytdiagram for SimtapEffekt (Kilde: Wangenstein, 1997)

Figur 6-2 viser mer detaljert flyten mellom Vansimtap og SimtapEffekt. Først beregnes optimal sumproduksjon i strategidelen av Vansimtap. Produksjonen fordeles så på de ulike modulene i tappefordelingen (simuleringsdelen). Magasininnfylling i slutten av hver uke blir tatt med som sluttbetingelse i korttidsoptimaliseringen.

6.1.5 Begrensninger av Vansimtap og SimtapEffekt

Vansimtap og SimtapEffekt er simuleringsmodeller som skal finne optimal disponering av vannressursene i et vassdrag. Virkeligheten er mer kompleks enn det som er mulig å modellere, derfor vil det være en del effekter som ikke programmet kan fange opp.

Både i Vansimtap og samkjøringsmodellen er det forutsatt at alle markedsaktører pristakere, det vil si at ingen strategisk kan manipulere prisen. Vansimtap tar inn en prisrekke, og forutsetter derfor ingen produsenter er store nok til å kunne påvirke prisen. Som nevnt i kapittel 2.1 er det egne områdepriser dersom det finnes begrensninger i overføringskapasiteten. Antagelsen i Vansimtap om at en stor produsent ikke kan påvirke prisene innenfor et område med overføringsbegrensninger er ikke nødvendigvis riktig. Ved bruk av Vansimtap til investeringsanalyse forutsettes det at ny kapasitet i et område ikke påvirker kraftprisene (områdeprisene).

Vansimtap tar ikke hensyn til start og stoppkostnader. For vannkraftverk er disse kostnadene små, så ved langtidsplanlegging kan kostnader ved start og stopp ses vekk ifra.

Modellen må ofte kalibreres manuelt for å gi fornuftige resultater. Dette krever at bruker har en god forståelse for hvordan vannverdiene beregnes. Det finnes prinsipper for hvordan kalibreringen skal gjøres, men disse gjelder ikke i alle sammenhenger. Manuell kalibrering kan fort bli tidkrevende.

Det er valgt å simulere for hele perioden 1931-2000 i SimtapEffekt. Målt tilsig de siste 30 årene er noe større enn det som er målt de siste 70 årene. Hvis en forutsetter at tilsiget de siste 30 årene er likere fremtiden enn tilsiget de siste 70 årene, vil produksjonen som er simulert være lavere enn faktisk produksjon. Det er også stor usikkerhet i hydrologiske data. Hydrologien i et område med målestasjon kan avvike fra den faktiske hydrologien i nedbørsfeltet til magasinet eller bekkeinntaket. Det er altså stor usikkerhet knyttet til hydrologiske data, og det må legges mye arbeid i å modellere hydrologien tilfredsstillende.

7. Modellering av ny produksjon i Vansimtap

Bergsdalsvassdraget er et av flere vassdrag i BKKs produksjonssystem. I denne oppgaven er det valgt å simulere produksjon i Bergsdalsvassdraget isolert sett. Det er altså ikke simulert for hele BKKs produksjonssystem. For å modellere hvordan ny produksjonskapasitet påvirker produksjonssystemet er det viktig å ha en god basismodell. Basismodellen i denne oppgaven er alternativ 0, altså vassdraget slik det er i dag. I dette kapitlet er metoden brukt for modellering av ny produksjon og mer tilsig i kraftsystemet beskrevet.

7.1 Basismodellen

I basismodellen er BKKs moduldata benyttet for Bergsdalsvassdraget. Moduldataene som lå i programmet ble gjennomgått på nytt for å kontrollsjekke at de stemte. Kalibreringen ble utført for basismodellen. Produksjon, vannføring, flomtap, magasininnfylling ble sjekket for basismodellen for å se at programmet leverte ”fornuftige” resultater.

7.2 Modellering av ny produksjon

For å simulere ny produksjon i Vansimtap må noen av stasjonsdataene endres. Et nytt aggregat gir ny P-Q-kurve, maksimalvannføring og energiekvivalent. Det er kun mulig å ha en P-Q-kurve for hver modul i Vansimtap. Dersom en har to eller flere aggregater modelleres aggregatene med en felles P-Q-kurve. I Kvamme (2007) ble P-Q-kurven til de nye aggregatene funnet ved å ta utgangspunkt i virkningsgradskurvene for generator og turbin til aggregatet på Kaldestad. Francisturbinen på Kaldestad ble rehabilitert i 2007, og det ble antatt at virkningsgradskurvene for generator og turbin derfor ville ha en representativ form for et nytt aggregat. Virkningsgradskurvene for turbin og generator ble så skalert ned og tilpasset de tre aggregatstørrelsene, 5 MW, 10 MW og 15 MW. For å få bedre dokumentasjon for virkningsgradskurvene for de ulike aggregatstørrelsene måtte leverandør ha blitt kontaktet. Det er i denne oppgaven antatt at turbin- og generatorvirkningsgradskurvene fra aggregatet på Kaldestad har en representativ fasong, så virkningsgradskurvene fra Kvamme (2007) er brukt videre i denne oppgaven. For teori rundt beregning av P-Q kurven henvises leser til vedlegg D.

P-Q-kurve for 25 MW (Alternativ 0 og 4)		P-Q-kurve for 25 MW + 5 MW aggregat (Alternativ 1 og 5)	
Effekt [MW]	Vannføring [m ³ /s]	Effekt [MW]	Vannføring [m ³ /s]
11,10	14,27	1,83	2,32
14,48	17,54	2,40	2,90
17,50	20,33	4,63	5,22
19,42	22,31	19,28	22,310
21,23	24,44	23,11	26,960
23,37	26,96	24,61	28,50
25,40	29,73	30,12	35,53
P-Q kurve for 25 MW+10 MW aggregat (Alternativ 2 og 6)		P-Q-kurve for 25 MW + 15 MW aggregat (Alternativ 3 og 7)	
Effekt [MW]	Vannføring [m ³ /s]	Effekt [MW]	Vannføring [m ³ /s]
3,76	4,76	5,65	7,16
6,13	7,14	9,19	10,74
9,46	10,71	14,15	16,11
21,04	24,440	21,04	24,440
28,34	32,77	31,98	36,97
31,57	36,48	35,79	41,28
34,52	40,44	40,02	47,63

Tabell 7-1 Knekkpunkt for P-Q-kurver brukt i simuleringene av ny produksjon

Tabell 7-1 viser knekkpunktene for P-Q kurvene for alle utbygningalternativene som simulert i SimtapEffekt. P-Q kurvene for to og to alternativer er like siden de samme aggregatstørrelsene er simulert med og uten nytt tilsig.

7.3 Modellering av nytt tilsig

Midlere årstilsig fra de 2 bekkeinntakene er estimert til 11,8 Mm³. Dette gir en tilsigsøkning til Bergevatn på 9 %. Dette blir modellert i Vansimtap ved å forandre det årlige regulerte tilsiget på modulen. Bekkeinntakene blir modellert som regulert tilsig og ikke uregulert. Grunnen til dette er at det bekkeinntaket vil være på samme høydekote som magasinet. Det vil altså være en hydraulisk kobling mellom magasinet og bekkeinntaket. Det betyr at vannet fra bekkeinntak ikke nødvendigvis går tapt om det ikke produseres med en gang.

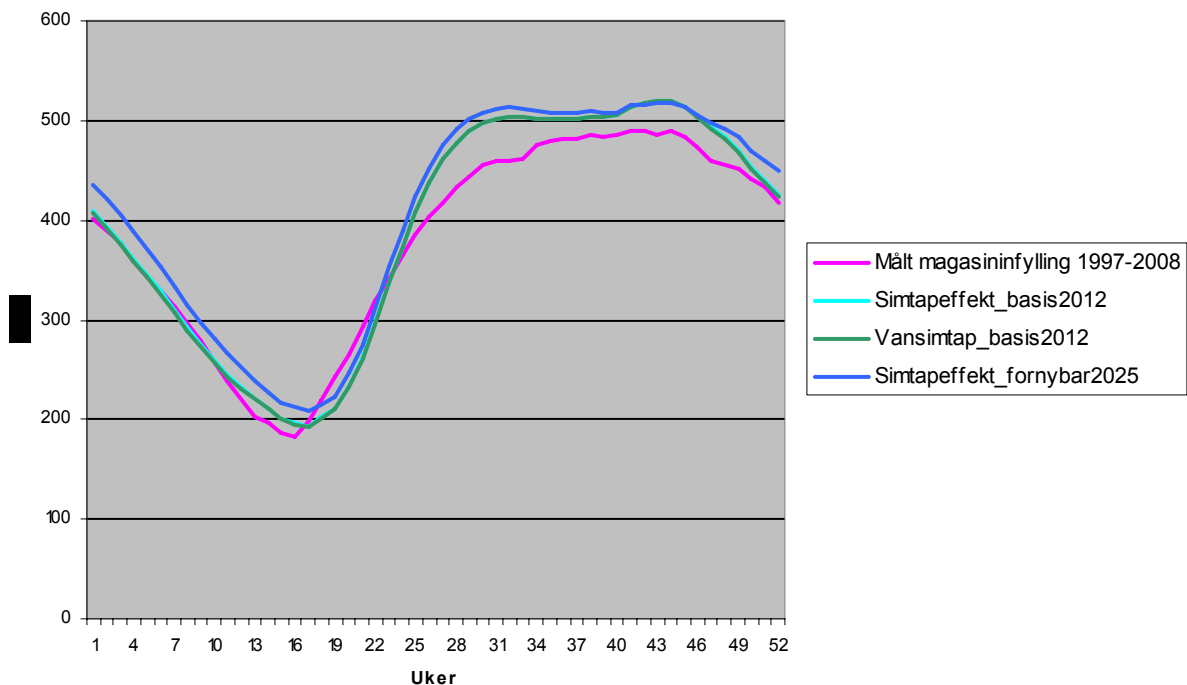
7.4 Kalibrering av vannverdier

Kalibreringen av vannverdier er viktig for å få gode resultater fra simuleringen. Vannverdiene blir (som beskrevet i kapittel 6.1.1) beregnet i strategidelen til Vansimtap. Kalibrering av vannverdiene vil si å justere overføringskapasitetene slik at de gir best mulig magasindisponering når systemet simuleres. En god magasindisponering vil gi et

best mulig økonomisk resultat. Dersom modellen er dårlig kalibrert vil dette gi urealistiske resultater. For høy overføringskapasitet vil for eksempel gi vannverdier som bare reflekterer kraftprisen. En av forutsetningene for kalibrering av modellen er at det finnes en kraftforpliktelse i programmet. Kraftforpliktelsen modellerer etterspørselen og er nødvendig for at vannverdiberegningene skal bli utført. Kraftforpliktelsen bør være minst 60 % av midlere totalproduksjon. Kalibreringen ble gjort etter følgende prinsipper (Vansimtap, brukermanual):

- Ved å øke kjøp mot markedet i fyllingssesongen vil magasinnivå om høsten bli høyere.
- Ved å senke kjøp mot markedet i tappesesongen vil magasinnivået om våren synke.
- Ved å øke salg mot markedet i tappeperioden øker magasinnivået om høsten
- Ved å senke salg mot markedet i fyllingsperioden minker magasinnivået om våren

Selve kalibreringen må gjøres manuelt i Vansimtap ved å regulere kjøp og salg mot markedet etter prinsippene over. Kalibreringen ble gjort ved å sjekke total magasininnfylling for ekvivalentmagasinet mot den totale magasininnfyllingen for perioden 1997-2008. Det er kun registrert data for magasininnfylling i Bergsdalsvassdraget de 11 siste årene, derfor er ikke lagt vekt på å finkalibrere Vansimtap mot data for de 11 siste årene. I stedet ble det for under kalibreringen også sett på hvordan inntektene økte når kjøp og salg mot markedet endret seg. Figur 7-1 viser magasininnfyllingen for ekvivalentmagasinet med målt og simulert magasininnfylling. Simuleringen ble gjort både for Vansimtap og SimtapEffekt med prisprognosen basis 2012, og dette ga nesten like resultater.



Figur 7-1 Magasininfylling i Vansimtap, SimtapEffekt og målt magasininfylling 1997-2008

Når en foretar endringer i Vansimtap, i modulene, endrer prisrekken, eller tilsiget bør en vurdere om modellen må kalibreres på nytt. I denne oppgaven blir det foretatt mange simuleringer og det er derfor ikke mulig å kalibrere modellen for hver enkelt kjøring. Endringene mellom utbygningsalternativene i denne oppgaven er relativt små siden den ny installert effekt er liten i forhold til resten av systemet. Samlet installert effekt i hele Bergsdalsvassdraget er 220 MW. Ny effekt på Fosse kraftverk er maksimalt 15 MW, og dette utgjør kun 7 % av samlet installert effekt. Forskjellene mellom de ulike utbygningsalternativene er små. Det er derfor ikke nødvendig å kalibrere modellen på nytt når en skifter til et annet utbygningsalternativ. Som beskrevet i kapittel 5 er forskjellene i priser mellom de ulike prisscenariene brukt i oppgaven ganske store. Modellen er kun kalibrert i forhold til basisprisrekken 2012, men det er tatt en sjekk mot en annen prisrekke. Figur 7-1 viser også magasininnfylling for prisrekken fornybar 2025. Det ble valgt å teste mot denne prisrekken da den har vesentlig lavere priser enn basisprisrekken 2012. Magasininnfyllingen er jevnt over litt høyere, men det er ikke store forskjeller.

7.5 Forskjeller mellom Vansimtap og SimtapEffekt

For å demonstrere forskjellen mellom Vansimtap og SimtapEffekt er alternativ 0 simulert med prisrekken 2012 for både standard simulering i Vansimtap med 4 prisavsnitt og simulering med SimtapEffekt med 22 prisavsnitt.

Midlere flom+forbitapping	Vansimtap	SimtapEffekt	Δ Flom +forbitapping
Hodnaberg /Torfinnsvatn [Mm ³]	1,2	0,7	-1,9
Kaldestad/Hamlagrø [Mm ³]	1,0	2,8	1,8
Fosse/Bergevatn [Mm ³]	12,7	13,8	1,1
Dale/ Storefossen [Mm ³]	20,2	21,3	1,1
Samlet flom og forbitapping [Mm³]	35,1	38,5	3,4

Tabell 7-2 Forskjeller i produksjonsfordeling mellom SimtapEffekt og Vansimtap

Tabell 7-2 over flomtap og forbitapping viser også at flomtapet samlet sett er større i SimtapEffekt enn i Vansimtap. Dette stemmer overens med teorien fra kapittel 6.1.3 om at Vansimtap er for optimistisk utnytting av tilsiget siden tilsiget i Vansimtap er på ukesbasis. SimtapEffekt har altså et større flomtap fordi tilsiget er på døgnbasis, og noe av tilsiget vil ikke kunne utnyttes. Flomtapet er størst fra Bergevatn og Storefossen siden dette er buffermagasin. SimtapEffekt gir 9 % større flomtap enn Vansimtap. Tilsigserier på døgnbasis gir antagelig mer realistiske resultater av hvor godt tilsiget kan utnyttes i et virkelig produksjonssystem.

Midlere produksjon og inntekter	Vansimtap	SimtapEffekt	Δ produksjon og inntekter
Hodnaberg kraftverk [GWh]	99,0	99,5	0,5
Kaldestad kraftverk [GWh]	84,2	83,3	-0,9
Fosse kraftverk [GWh]	136,9	140,5	3,6
Dale kraftverk [GWh]	681,7	683,3	1,6
Samlet produksjon [GWh]	1001,8	1006,6	4,8
Inntekter i [M€]	59,98	60,78	8,0

Tabell 7-3 Forskjeller i produksjonsfordeling mellom SimtapEffekt og Vansimtap

Tabell 7-3 viser produksjon fra Bergsdalsvassdraget samlet og fordelt på moduler. Produksjonen øker ved bruk av SimtapEffekt enn ved standard Vansimtap. I prinsippet kunne en forventet at produksjonen i SimtapEffekt ville vært lavere enn i Vansimtap siden mer vann forvinner som flomtap i SimtapEffekt. Resultatene for Bergsdalsvassdraget viser det motsatte. Dette kan skyldes at SimtapEffekt er en optimaliserende rutine og derfor velger en annen strategi enn Vansimtap. Inntektene fra SimtapEffekt er også større enn fra Vansimtap. Inntektsøkningen er også større enn økningen i produksjon. Dette stemmer igjen med teorien i kapittel 6.1.3. SimtapEffekt optimaliserer disponeringen av vannverdier innenfor uken og får dermed maksimert inntektene.

Som beskrevet i kapittel 5 er det i denne oppgaven brukt prisprognoser med 4 prisavsnitt per uke.

1. Høydag = 50 timer
2. Lavdag = 30 timer
3. Natt = 32 timer
4. Helg = 56 timer

Simuleringene har blitt gjennomført i SimtapEffekt som har en finere inndeling av prisfordelingen over uken. SimtapEffekt tar utgangspunkt i prisavsnittene i prisprognosen, men fordeler disse over ukedagene. I denne oppgaven er fordelingen som følgende:

- 3 prisavsnitt x 4 første ukedagene,
- 4 prisavsnitt x 1 siste ukedag (fredag)
- 1 prisavsnitt x 2 helgedager

Dette gir totalt 22 prisavsnitt innefor uken. Informasjon om prisavsnittene og straffefaktoren i SimtapEffekt lagres på dognmodel.dat. Det er en forutsetning at denne filen eksisterer for å kunne kjøre SimtapEffekt. Filen dognmodel.dat er lagt i Vedlegg E med tilhørende forklaring.

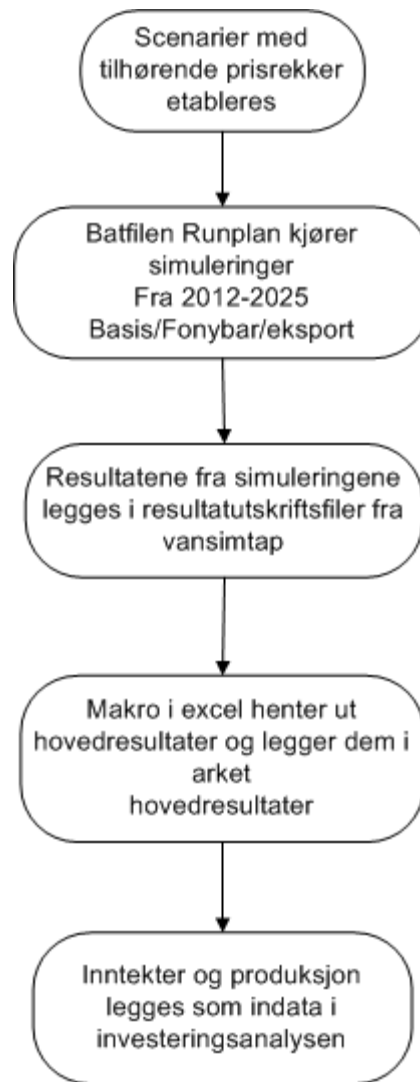
Straffefaktor	Produksjon [GWh]	Inntekter i [M€]	Flom [GWh]
0,0	943,1	54,90	94,9
0,1	1006,6	60,78	25,3
0,2	1006,0	60,76	25,2
0,3	1005,3	60,72	25,9

Tabell 7-4 Simulering med SimtapEffekt ved ulike straffefaktor

Tabell 7-4 viser simuleringer for alternativ 0 med ulike straffefaktorer. Straffefaktorene fra 0,1-0,3 gir forholdsvis like resultater, mens ved en straffefaktor på 0 vil gi et veldig stort avvik fra den langsiktige strategien og derfor dårligere resultater. På grunnlag av dette er det valgt å bruke 0,2 som straffefaktor videre i simuleringene siden dette ga høyeste inntekter.

7.6 Håndtering av simuleringsresultater

Nytten av 8 forskjellige utbyggingsalternativer skal vurderes. Fremtidig usikkerhet i kraftpriser er modellert gjennom 3 prisscenarier for fremtidig prisutvikling. Det simuleres for alle utbyggingsalternativene i perioden 2012-2025. Til sammen gir dette over 300 simuleringer i Vansimtap. Å utføre så mange simuleringer manuelt ville blitt svært tidskrevende, så den mest effektive måten å løse dette på var å automatisere simuleringene mest mulig.



Figur 7-2 Flyt i oppgaven

Figur 7-2 viser flyten i oppgaven med automatiseringene som er foretatt. Med hjelp fra veileder Gerard Doorman ble det etablert et bat-skript som automatiserte simuleringene og en Excel makro som henter ut de viktigste resultatene. Kort forklart kjøres simuleringene ved å kjøre bat-filen. Deretter hentes hovedresultater fra simuleringene ut med en Makro og lagres i Excelfiler. Resultatene brukes så videre i kontantstrømsanalysen. Bat-filen ble kalt Runplan, og finnes vedlegg A. Gangen i skriptet er forklart detaljert i vedlegget. I korte trekk gjør bat-filen følgende:

- Kjører SimtapEffekt for perioden 2012-2025
- Generer og lagrer ønskede ET-resultater fra alle simuleringene. ET er et resultatutskriftsprogram i Vansimtap.

De etablerte prisscenariene (se kapittel 5) Fornybar, Basis og Eksport ble benyttet i simuleringene. Hvert år i perioden 2012-2025 har en prisrekke knyttet til de ulike scenariene. Bat-filen kjører simuleringer for de tre prisscenarier, og utbygningalternativene i perioden 2012-2025. Bat-filen lagrer standard SDV-resultatfiler

fra alle simuleringene. SDV-filformatet gjør at filene kan åpnes i Excel for videre resultatbehandling. Standard resultatfilene fra ET inneholder en del detaljresultater som det ikke var noe poeng i å ta med seg videre. I tillegg er også informasjonsmengden stor når flere hundre simuleringer gjennomføres. Neste skritt ble å trekke ut de viktigste resultatene. Veileder Gerard Doorman var behjelpelig med en Excel-makro ”Hovedresultater” som trekker ut resultater fra en SDV-fil. Denne makroen ble tilpasset de dataene som var ønskelig å få ut i denne oppgaven, og dataene ble så lagret i Excel-filer. Makroen finner i velegg B med mer detaljert forklaring av virkemåten.

Makroen henter ut:

- Total produksjon og produksjon fordelt på modulene
- Total flom og flomtap fordelt på moduler
- Inntekter med 10% og 90% prosentiler.

Resultatene fra makroen ble lagret i Excelfilene som skilte prisscenariene fra hverandre:

Hovedresultater_basis, Hovedresultater_fornybar og Hovedresultater_eksport. De viktigste resultatene for investeringsanalysen er produksjon og inntekter. Det ble derfor laget koblinger mellom hovedresultatfilene og kontantstrømsanalysen.

8. Økonomisk teori

En investering er definert som forpliktelse av kapital på investeringstidspunktet mot å oppnå en fortjeneste på et senere tidspunkt. En investering medfører altså en ulempe for bedriften nå, mot en fordel på et senere tidspunkt. I mange tilfeller vil fremtidige inntekter fra investeringen være forbundet med usikkerhet (Luenberger, 1998). Det finnes ulike måter å måle lønnsomheten i et prosjekt. Formålet med denne oppgaven er å utføre en kontantstrømsanalyse som gir netto nåverdi av de ulike investeringsalternativene. Det er viktig å være klar over at utdata fra en økonomisk modell kun er så gode som inndata til modellen.

8.1 Kontantstrøm

En kontantstrøm viser alle inn- og utbetalinger år for år som et prosjekt genererer. En kontantstrøm kan være i reelle eller nominelle verdier. Reelle kontantstrømmer er ikke justert for inflasjon. Årlige inntekter og kostnader er da referert til dagens priser. Generell inflasjon er samlet prisstigning i samfunnet på alle varer og tjenester sett under ett. Spesiell inflasjon er prisstigning på en spesiell vare eller tjeneste. Dersom det er store forskjeller mellom generell og spesiell inflasjon må en bruke nominelle priser. Nominelle kontantstrømmer er justert for årlig prisstigning. Prisrekkene brukt i SimtapEffekt er oppgitt i reelle priser slik at inntektene fra simuleringene er reelle tall. I investeringsmodellen er inntektene konvertert til nominelle tall.

8.2 Sammenlikningsprinsippet

I en investeringsanalyse finnes det alltid minst to alternativer, utviklingen med og uten det nye prosjektet. Nullalternativet er verdien av ikke å få det nye prosjektet, og er det alternativet som de andre alternativene skal sammenliknes mot. Det er ofte differansen mellom nullalternativet og de øvrige alternativene som er interessant i investeringssammenheng (NVE, 2003). Nullalternativet i denne oppgaven er å la Fosse Kraftverk produsere som normalt uten utvidelse i form av nytt aggregat eller nytt tilsig.

8.3 Nåverdi

Nåverdimetoden er mye brukt som beslutningsverktøy ved investering. I NOU 1998:16 beskrives nåverdi på følgende måte:

Nåverdien er verdien i dag av samlede nytteeffekter og kostnader som påløper i ulike perioder. Begrepet reflekterer at en krone i dag ikke har samme verdi som en krone om ett år.

For å kunne evaluere prosjekter med nåverdimetoden må netto nåverdi av prosjektet bestemmes. For å bestemme netto nåverdi må alle kontantstrømmer (både positive og negative) i forbindelse med investeringen inkluderes (Luenberger, 1998). Nåverdien bestemmes ved å summere kontantstrømmen der hvert ledd blir neddiskontert med en diskonteringsfaktor. Gitt en kontantstrøm ($x_0, x_1, ..x_n$) og en rentesats (diskonteringsfaktor) r , er nåverdien av kontantstrømmen gitt som (Luenberger)

$$NV = x_0 + \frac{x_1}{1+r} + \frac{x_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{x_n}{(1+r)^n} \quad (5)$$

Videre i denne oppgaven vil diskonteringsfaktoren bli omtalt som avkastningskrav. Hvis nåverdien av et prosjekt er 0, betyr det at avkastningen er like stor som avkastningskravet. Positiv nåverdi er avkastning utover avkastningskravet. Alle prosjekter med positiv nåverdi er lønnsomme. Dersom en hadde ubegrenset kapital ville alle prosjekter med nåverdi større enn 0 bli realisert. I realiteten har en oftest begrenset kapital. Hvis en skal evaluere ulike investeringsalternativer etter nåverdi, vil en prioritere det prosjektet med høyest nåverdi. Nåverdien gir imidlertid kun informasjon om avkastningen til prosjektet, den sier ingenting om hvor stor avkastningen er i forhold til investert beløp. For å ta hensyn til dette må en bruke nytte-kostnadsanalyse. Prosjekter i en portefølje rangeres ut i fra avkastning for hver investerte krone.

8.4 Avkastningskrav

Avkastningskravet eller diskonteringsrenten er et minimumskrav til investert kapital. Avkastningskravet reflekterer den forventede alternative avkastningen investoren kunne ha fått ved å investere kapitalen i et annet prosjekt med samme risiko. Det er altså viktig at avkastningskravet er rett, så ikke ulønnsomme prosjekter blir gjennomført og at lønnsomme prosjekter avvist

Hvis nåverdien av reelle kontantstrømmer skal bestemmes må avkastningskravet som brukes også være reelt. Dersom en skal bestemme nåverdien av en nominell kontantstrøm må avkastningskravet være nominelt. Om en bruker nominelle eller reelle kontantstrømmer gir i prinsippet samme resultat, så lenge en bruker avkastningskravene riktig. Det er mulig å konvertere nominell rente til reell og omvent. Reell rente er nominell rente minus den forventede inflasjonsraten.

9. Beskrivelse av investeringsmodell

En investeringsmodell ble utformet i Excel for å beregne nåverdien av de forskjellige investeringsalternativene. Modellen ble laget med hjelp fra Kristina Rem i BKK Produksjon. Investeringsmodellen ble bygget opp med 4 arkfaner. Modellen er tilpasset den aktuelle caseoppgaven, og kan derfor ikke brukes som en generell investeringsmodell. Alle inntekter og utgifter er oppgitt i nominelle priser og avkastningskravet er nominelt. Investeringsmodellen ligger vedlagt som digitalt vedlegg. Investeringsmodellen er lagt ved for alternativ 1, med tilhørende kostnader og inntekter fra scenario "Basis". Modellen ble koblet med alle alternativene og scenarier.

9.1 Arkfanen "Hoveddata og investeringskostnader"

Det første arket er kalt "Hoveddata og invest.kost.". Dette arket består av hoveddata til modellen som igjen er delt inn i finansielle, generelle og tekniske data. Dette er data som brukeren kan forandre. I tillegg til datagrunnlaget er investeringskostnadene også å finne i denne arkfanen. Investeringskostnadene er utregnet i et hjelperegneark, og deretter er nøkkeltallene plottet inn manuelt. Kostnadene er delt inn i 4 kategorier:

1. Driftsvannvei
2. Bygningstekniske kostnader i stasjonen
3. Elektrotekniske arbeider
4. Maskintekniske arbeider

I tillegg til de utregnede kostnadene fra NVEs kostnadsgrunnlag er det lagt til noen tilleggsutgifter som regnes ut i prosent av investeringskostnadene. Størrelsen på disse prosentene baserer seg på erfaringstall til BKK.

Uforutsett	10 %
Adm/planlegging	8 %
Erstatninger	2,50 %
Finansutgifter i byggetiden/byggelånrente 1år	6 %

Tabell 9-1 Tilleggsutgifter basert på erfaringstall fra BKK

For å inkludere tilleggskostnadene i avskrivningene er summen av tilleggskostnadene fordelt jevnt utover de ulike anleggsmidlene i forhold til kostnad. Kolonnen der kostnadene er fordelt er kalt avskrivningsgrunnlag. I denne oppgaven er første byggeår satt til 2011.

9.2 Arkfanen ”Inntekter og utgifter”

Ark nummer 2 er kalt ”Inntekter og utgifter”. Dette arket henter inn inntektene SimtapEffekt, beregner skatter og avskrivninger.

9.2.1 Inntekter

Forventede inntekter og produksjon fra SimtapEffekt blir hentet for alle de simulerte årene 2012-2025. Etter 2025 settes produksjon og inntekter lik som i år 2025 ut analyseperioden. Inntektene blir så korrigert for konsesjonskraft. 10% av inntektene blir da trukket fra totalbeløpet, mens inntektene fra konsesjonskraften blir lagt til. Inntektene fra simuleringene er i reelle priser. Siden avkastningskravet er nominelt blir derfor inntektene korrigert for inflasjon for å få nominelle priser.

9.2.2 Nettavgift

Nettavgiften eller tilknytningsavgift må betales til nettselskapet for å få matet kraften inn på nettet. Det betales tilknytningsavgift både til sentral- og regionalnettet. Nettavgiften ble beregnet ved å multiplisere avgiftssatsene for sentral- og regionalnett med produksjonen for hvert enkelt år funnet i simuleringene

9.2.3 Eiendomsskatt

For å beregne eiendomsskatten må det settes en antatt salgsverdi på kraftverket. Skattesatsen for eiendomsskatt blir bestemt av kommunen, og kan ikke være høyere enn 0,7 %. Verdisetting av kraftverk er bestemt i skatteloven §18-5. Det skilles det mellom kraftverk med generatorer over og under 10 000 kVA når salgsverdien skal bestemmes.

1. For kraftverk under 10 000 kVA er verdien av kraftverket lik skattemessig verdi pr. 1. januar i ligningsåret.
2. For kraftverk over 10 000 kVA bestemmes verdien ut fra en lønnsomhetsvurdering av kraftverket. Summen av de siste 7 årenes spotmarkedspriser multipliseres med faktisk produksjon i kraftverket de siste 7 årene. Gjennomsnittelig årsinntekt ut fra beregningene over kan deretter fratrekkes driftsutgifter, skatt på grunnrenteinntekt, eiendomsskatt og nåverdi av kommende utskiftninger.

Det finnes en minimum- og maksimumtakst for eiendomsskatten som er henholdsvis 0,95 og 2,35 øre/kWh (NOU, 2004). Det eksisterende aggregatet i Fosse kraftverk er over 10 000 kVA, så eiendomsskatten skal egentlig beregnes som beskrevet i punkt 2 over. I denne oppgaven er det valgt å forenkle eiendomsskatten slik at metoden under punkt 1 er gjeldene. Den skattemessige verdien er derfor multiplisert med skattesatsen. Eiendomsskatten er i tillegg testet opp mot øvre og nedre grense (0,95 og 2,35 øre/kWh). Siden eiendomsskatten er en forholdsvis liten skatt (sammenliknet med grunnrenteskatt og inntektsskatt) antas det at denne forenklingen ikke vil være utslagsgivende for lønnsomheten i kraftverket.

9.2.4 Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatten er en særskatt som skal regulere avkastning utover normalavkastning. Siden grunnrenteskatten kun skal ramme store avkastninger er det en rekke fradag knyttet

til skatten. Fradragene finnes i skatteloven § 18-3 tredje ledd. En kan trekke fra driftskostnader, nettagifter, eiendomsskatt og avskrivninger.

9.2.4.1.1.1 Friinntekt

For å skjerme normalavkastning til kraftverket gis det fradrag for en friinntekt. I skattelovens § 18-3 (3b) blir friinntekten beskrevet som tilsvarende gjennomsnittet av de skattemessige verdier av driftsmidlene pr. 1. januar og 31. desember i inntektsåret multiplisert med en normrente fastsatt av departementet. Normrenten for friinntekten fastsettes og kunngjøres av Finansdepartementet i januar i året etter inntektsåret. I denne oppgaven er normrenten satt til 5 %.

Skattegrunnlaget for grunnrenteskatten blir brutto salgsinntekter fratrukket friinntekt og de andre nevnte fradragene. Dersom fradragene fører til negativ grunnrenteinntekt kan den negative grunnrenteinntekten trekkes fra neste års grunnrenteinntekt med rente. Rentesatsen for negativ grunnrenteinntekt er den samme som for friinntekten. Etter at alle fratregkene er gjort blir grunnlaget multiplisert med skattesatsen på 30 %.

9.2.5 Inntektsskatt

Beregningsgrunnlaget for inntektsskatten er inntektene fratrukket driftskostnader, nettagifter, eiendomsskatt og avskrivninger. Skattesatsen er satt til 28%.

9.2.6 Skattemessige avskrivninger

Alle driftsmidler med en kostpris høyere enn kr 15 000 kan avskrives, hvis eiendelen antas å være utsatt for verdifall.

Det finnes to måter å avskrive på; lineær avskrivning eller saldometoden. Ved lineær avskrivning fordeles avskrivningsbeløpet likt over driftsmiddelets økonomiske levetid. Lineær avskrivningen finnes ved følgende formel:

$$a_t = \frac{I}{n} \quad (6)$$

der a_t - Avskrivning
I - Investering
n - Økonomisk levetid

Ved saldometoden beregnes avskrivningen fra restverdien av driftsmidlet året før. Det vil altså bli avskrevet et stadig lavere beløp etter hvert som verdien av anleggsmiddelet synker, men avskrivningen vil aldri bli 0.

$$a_t = A(1 - \alpha)^{t-1} \cdot K \quad (7)$$

der t - 1, 2, 3.. n gjeldene periode
 α - Avskrivningssats i prosent
K - Investering

Siden saldoavskrivningene er evige, vil det alltid være en restverdi ved endt levetid. Det må da foretas en avskrivning av restverdi i siste leveår.

Det gjelder egne regler for avskrivninger av enkelte driftsmidler i kraftproduksjon. Bestemmelser for de særegne driftsmidlene i kraftanlegg står beskrevet i skatteloven § 18-6 og skal avskrives lineært som følger:

- a. dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør), kraftstasjoner (inkludert atkomsttunneler) avskrives med 1,5 prosent årlig over 67 år.
- b. maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, etc avskrives med 2,5 prosent årlig over 40 år.

Andre driftsmidler som kan avskrives er delt inn i saldogrupper med en skattesats beskrevet i skatteloven § 14-41 første ledd. Anlegg for overføring og distribusjon av elektrisk kraft og elektronisk utrustning i kraftforetak avskrives med 5 % årlige saldoavskrivninger. Elektroteknisk utrustning omfatter linjer, kabler transformatorer og koblingsanlegg som er de vesentligste driftsmidler ved overføring og distribusjon av kraft (Skatteetaten, 2008).

9.2.7 Restverdi

Usikkerhet i levetid gjør at den økonomiske levetiden til et prosjekt settes vanligvis kortere enn den faktiske levetiden til driftsmidlene. Dette betyr at prosjektet vil generere inntekter utover den økonomiske levetiden. Når den fysiske og økonomiske levetiden er forskjellige vil det bli en restverdi ved slutten av analyseperioden. Restverdien er verdien av at kraftverket fortsatt kan produsere energi etter at den økonomiske levetiden er slutt. Den fysiske levetiden til et vannkraftverk regnes å være 60 år i følge NVE (2003). Analyseperioden (økonomisk levetid) i denne oppgaven er satt til 40 år.

Restverdien kan beregnes på ulike måter. Det er vanlig å bruke den gjenstående bokførte verdien av anlegget ved analyseperiodens slutt som restverdi. I denne oppgaven er den er restverdien av investeringen beregnet ved lineær avskrivning over den tekniske levetiden. Restverdien ble beregnet ved (NVE, 2003):

$$restverdi = I \cdot \frac{(FL - ØK)}{FL} \quad (8)$$

- I - Investeringsbeløp
FL - Fysisk levetid
ØK - Økonomisk levetid

9.3 Arkfanen "Resultat og analyse"

Dette er den tredje arkfane. I dette arket utføres kontantstrømsanalysen og nåverdien av investeringen beregnes. Først hentes alle verdier fra arket "Inntekter og utgifter" som skal inngå i kontantstrømsanalysen.

- Inntekter
- Investeringskostnader
- Driftskostnader
- Restverdi
- Skatter

Deretter blir alle kontantstrømmene diskontert tilbake til 2008 og netto nåverdi blir da summen av alle nåverdiene.

Nåverdier		
Inntekter fra produksjon	kkkr	6 267 170
Investeringskostnader	kkkr	0
Nettkostnader	kkkr	-119 926
Driftskostnader	kkkr	-363 412
Restverdi	kkkr	0
Nåverdi før skatt	kkkr	5 783 832
Eiendomsskatt	kkkr	-68 579
Inntektsskatt	kkkr	-1 600 271
Grunnrenteskatt	kkkr	-1 714 576
Netto Nåverdi	kkkr	2 400 406

Tabell 9-2 Nåverdiberegning i arkfane "Resultat og analyse"

9.4 Arkfanen "Følsomhetsanalyse"

Dette er den fjerde arkfanen i investeringsmodellen. Denne arkfanen tar for seg følsomhetsanalysen investeringen. En følsomhetsanalyse forteller hvor kritisk de enkelte faktorene er for prosjektet. Altså hvor store avvik prosjektet kan tåle før det blir ulønnsomt. Følsomhetene testes for de ulike elementene som er med i beregningene av nåverdien.

Følsomhetsberegninger ble utført for produksjon og investeringskostnader som er de viktigste elementene foruten kraftprisen i analysen. Det er ikke gjort følsomhetsberegninger for kraftprisen, da fremtidig usikkerhet i pris blir håndtert ved bruk av scenarier. Måten følsomhetsanalysen ble utført ved å inkludere en faktor i produksjon, inntekter, og investeringskostnaden som kan varieres. En makro ble så laget som varierer faktoren i oppgitte intervall og steglengde. Makroen tar så vare på verdiene og lagrer dem i tabeller med tilhørende faktor.

	min %	Steg %	maks %	Faktor
Produksjon (Hydrologi)	70	10	130	100 %
Inntekter	70	10	130	100 %
Investeringskostnad	70	10	130	100 %

Tabell 9-3 Følsomhetsanalyse i arkfanen "Resultat og analyse"

9.5 Forutsetninger for investeringsmodellen

9.5.1 Forutsatte inndata

Generelle data	Enhet	
Analyseperiode	[år]	40
Teknisk levetid for investering	[år]	60
Startår for analyseperiode	[år]	2012
Nåverdi er referert til	[år]	2008
Finansielle data		
Nominellt avkastningskrav	[%]	6,5 %
Inflasjon	[%]	2,5 %
Selskapsskatt	[%]	28 %
Grunnrenteskatt	[%]	30 %
Eiendomsskatt	[%]	0,7 %
Maksimal sats for eiendomsskatt	kr/kWh	2,35
Minimal sats for eiendomsskatt	kr/kWh	0,95
Sats for friinntekt	[%]	5,0 %
Realrente ved eiendomsskatt	[%]	6,3 %
Valutakurs	kr/€	8,50
Nettavgift regionalnett	kr/MWh	1,00
Nettavgift sentralnett	kr/MWh	5,60
Tekniske data		
Driftskostnader	[øre/kWh]	2
Konsesjonskraft	[%]	10 %
Konsesjonskraft	[øre/kWh]	9,00

Tabell 9-4 Inndata i den økonomiske modellen

9.5.2 Naturressursskatt

Naturressursskatten sees vekk ifra, da det antas at den ikke vil påvirke lønnsomheten i investeringen. Grunnen til dette er at naturressursskatten kun omfordeler inntektsskatt fra stat til kommune. For flere detaljer om naturressursskatten henvises leseren til skattelovens § 18-2, eller Kvamme (2007).

9.5.3 Konsesjonskraft og konsesjonsavgift

For å bestemme konsesjonskraft og konsesjonsavgift må kraftgrunnlaget bestemmes. Kraftgrunnlaget blir bestemt ut ifra:

$$\text{Kraftgrunnlag} = \text{Regulert vannføring} \times \text{fallhøyde} \times 13,33 \quad (9)$$

Den regulerte vannføringen kan bestemmes gjennom en reguleringskurve for vassdraget (NVE, 2004). Siden kraftgrunnlaget ikke fastsettes ut i fra faktisk produksjon men ut fra konsesjon er det ikke sikkert at en utvidelse av Fosse Kraftverk føre til mer

konsesjonskraft eller høyere konsesjonsavgift. Innvirkningen av konsesjonskraft og konsesjonsavgift er derfor sett bort i fra i denne investeringsanalysen.

9.5.4 Støtteordning for fornybar energi

I Kvamme (2007) ble en ny støtteordning for fornybar energi beskrevet. Støtten skulle etter planen gjelde fra 1.1.2008. For vannkraft ville denne støtten utgjøre 4 øre/kWh for de første 3 MW med installert effekt, dersom prosjektet kunne defineres som et opprustningsprosjekt. I følge revidert nasjonalbudsjett for 2008 ble det i januar 2008 bestemt at Norge heller skulle ta opp igjen forhandlingene med Sverige et felles elsertifikatmarked. Den planlagte støtteordningen gjelder derfor ikke lenger vannkraft. Støtteordningen og er derfor utelatt videre i oppgaven. Siden utformingen av markedet ikke er kjent i dag vil ikke virkningen av et felles elsertifiseringsmarked ("grønne sertifikater") bli videre diskutert.

Det er foretatt simuleringer for perioden 2012-2025 altså for de 14 første årene i analyseperioden på 40 år (2012-2052). Som diskutert i kapittel 5.4 er det stor usikkerhet i hvordan kraftmarkedet kommer til å utvikle seg etter 2025. I den økonomiske modellen er dette løst ved å produksjon og inntekter satt lik som i 2025. Inntekter langt frem i tid vil påvirke investeringen mindre enn det inntektene de første årene av analyseperioden kommer til å gjøre.

10. Resultater

I dette kapitlet presenteres resultatene fra simuleringene og fra den økonomiske analysen. Det blir også sett nærmere på følsomheten i beregningene i den økonomiske analysen. For å lette lesingen av resultatene er Tabell 2-2 gjentatt slik at leseren har de forskjellige alternativene friskt i minnet.

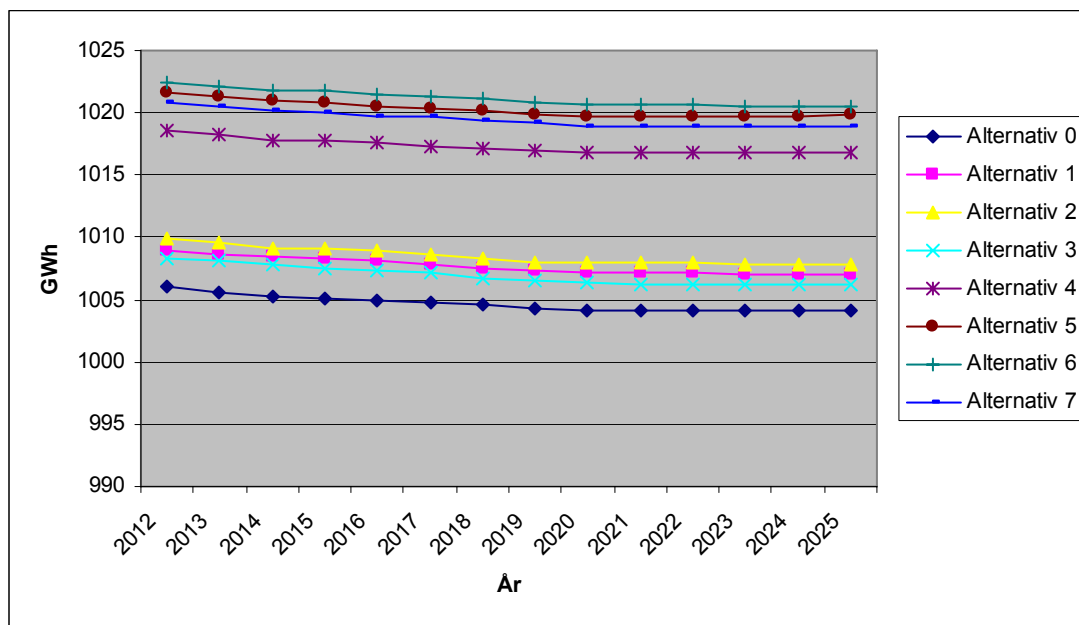
Alternativ 0	Opprinnelig kraftverk uten oppgraderinger
Alternativ 1:	Nytt aggregat på 5 MW installert effekt
Alternativ 2:	Nytt aggregat på 10 MW installert effekt
Alternativ 3:	Nytt aggregat på 15 MW installert effekt
Alternativ 4:	Opprinnelig kraftverk med 2 bekkeinntak
Alternativ 5:	5MW+ med 2 bekkeinntak
Alternativ 6:	10 MW+ med 2 bekkeinntak
Alternativ 7:	15 MW+ med 2 bekkeinntak

Tabell 10-1 Alternative utvidelsesprosjekter på Fosse kraftverk

10.1 Resultater fra simuleringene i SimtapEffekt

Alle resultatene fra simuleringene er gjengitt i vedlegg G. Innenfor de ulike scenariene er forskjellene mellom simuleringen fra år til år små i perioden 2012-2025. Dette skyldes at det er interpolert mellom prisrekkene. Enkeltår er derfor heller plukket ut for å illustrere resultatene. Det er fokusert på forskjellen mellom de ulike alternativene og scenariene.

10.1.1 Hovedresultater for simuleringer i scenario "Basis"



Figur 10-1 Produksjon i basisscenariet i perioden 2012-2025 for alle utbygningalternativer

Figur 10-1 viser forventet produksjon for basisscenariet fordelt på utbygningalternativene i alle årene det er simulert for. Produksjonen synker litt frem mot 2020 for så å flate ut for alle alternativene. Grunnen til at produksjonen synker henger sammen med prisrekkene. Som vist i Figur 5-8 er prisrekkene for alle scenariene jevnt over synkende fra 2012 til 2020 for så å flate ut. Produksjonen gjør et hopp mellom alternativ 1-3 til alternativ 4-7. De sistnevnte alternativene er med nye bekkeinntak. Nytt tilsig til Fosse Kraftverk vil altså øke produksjonen betraktelig. En annen observasjon fra Figur 10-1 er at produksjonen ikke nødvendigvis øker med ny effekt. Både alternativ 1 og 2 (5 og 10 MW) har større produksjon enn alternativ 3 (15 MW). Det samme resultatet gjelder for alternativene 5,6 og 7 (som har samme aggregatstørrelsene som henholdsvis 1,2 og 3). Grunnen til at produksjonen ikke øker med aggregatstørrelse er at ved mer effekt vil programmet optimalisere produksjonen på en annen måte. En kan altså produsere mer når prisene er høye, og mindre ved lavere priser.

2012	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Total produksjon [GWh]	1006,0	1009,0	1009,9	1008,3	1018,5	1021,6	1022,5	1020,9
Totale Inntekter [M €]	60,76	60,91	60,99	60,88	61,48	61,65	61,72	61,60
2020								
Total produksjon [GWh]	1004,2	1007,2	1007,9	1006,3	1016,8	1019,7	1020,6	1018,8
Totale Inntekter [M €]	41,54	41,66	41,70	41,62	42,04	42,16	42,21	42,11
2025								
Total produksjon [GWh]	1004,1	1007,0	1007,8	1006,2	1016,8	1019,8	1020,5	1018,9
Totale Inntekter [M €]	39,45	39,57	39,60	39,53	39,93	40,05	40,08	40,00

Tabell 10-2 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario basis

Tabell 10-2 viser forventet produksjon og inntekter i år 2012, 2020 og 2025 for de ulike alternativene. Inntektene øker med aggregatstørrelsen frem til alternativ 3 som er det største aggregatet. I dette alternativet synker inntektene. Dette er også tilfelle for alternativ 7(15 MW+tilsig). Med økt aggregatstørrelse skal inntektene øke, eller flate ut hvis en får overkapasitet i systemet. Tilfelle at inntektene synker ved økt aggregatstørrelse er derfor feil. Feilen skyldes at 5-15 MW er en marginal økning i et totalt system på 220 MW. Vannverdiregningene i Vansimtap gir tilnærmet optimal løsning men ikke eksakt. Dette fører til litt forskjellige vannverdier som gir litt forskjellige tapfordelinger. Produksjonen synker marginalt fra 2012-2025. Inntektene derimot synker mye mer. Dette skyldes at prisene i scenario "basis" er synkende.

Produksjon pr modul [GWh]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg	99,1	99,2	99,1	98,7	99,1	99,2	99,1	98,7
Kaldestad	83,3	83,4	83,4	83,4	83,3	83,4	83,5	83,4
Fosse	140,5	140,9	140,2	142,2	143,1	143,6	142,8	144,9
Dale	683,1	685,5	687,1	684,0	693,0	695,4	697,0	693,9

Tabell 10-3 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene

Tabell 10-3 viser produksjon fordelt på modulene i 2012 for de forskjellige alternativene. Alternativ 1-3, ny produksjonskapasitet på Fosse kraftverk, gir ikke økt produksjon på Fosse, men på Dale kraftverk. Alternativ 4 (Bekkeinntak) gir større produksjon på Fosse, mens den største produksjonsøkningen skjer på Dale. Dette gjelder også for alternativ 5 og 6. Hodnaberg og Kaldestad har nesten konstant produksjon for alle de ulike alternativene.

Flom pr modul [Mm3/år]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg/Torfinnsvatn	1,1	0,9	1,1	1,7	1,0	0,9	1,1	1,7
Kaldestad/Hamlagrø	2,7	2,7	2,6	2,7	2,8	2,7	2,7	2,8
Fosse/Bergevatn	13,7	9,3	6,9	4,3	14,9	10,2	7,6	4,9
Dale/Storefossen	21,0	20,9	20,9	21,1	22,2	22,1	22,1	22,4
Totalt	38,5	33,8	31,5	29,8	40,9	35,9	33,5	31,8

Tabell 10-4 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012

Tabell 10-4 viser totalt flomtap og flomtap i modulene. Det totale flomtapet synker for alternativene 1,2 og 3 som følge av ny installert effekt på Fosse kraftverk. I alternativ 4 stiger flomtapet som følge av de nye bekkeinntakene. For alternativene 5, 6 og 7 synker flomtapet igjen på grunn av de nye aggregatene. På Kaldestad og Hodnaberg er det lite flom i utgangspunktet da dette er reguleringsmagasiner. Flom på Fosse reduseres jevnt ved økt installert effekt på Fosse. Dale har et lite buffermagasin, men stor effekt. Flom fra Storefossen øker derfor litt med mer tilsig som i alternative 4-7.

10.1.2 Hovedresultater for simuleringer i scenario "fornybar"

2012	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Total produksjon [GWh]	987,2	990,8	991,2	991,5	999,5	1003,2	1004	1004
Totale Inntekter [M €]	57,85	58,08	58,17	58,21	58,53	58,77	58,88	58,90
2020								
Total produksjon [GWh]	976,9	979,6	980,6	981,1	989,2	991,8	992,7	984,8
Totale Inntekter [M €]	34,77	34,89	34,96	35,00	35,16	35,29	35,36	30,48
2025								
Total produksjon [GWh]	968,6	970,9	972,1	972,8	980,8	983,2	984,3	984,8
Totale Inntekter [M €]	23,05	23,21	23,24	23,31	23,33	23,37	23,41	23,55

Tabell 10-5 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario fornybar

Tabell 10-5 viser forventet inntekter og produksjon for årene 2012, 2020 og 2025 for scenariet "Fornybar". Produksjonen synker i perioden 2012-2025 som følge av at prisene i scenariet er synkende. Resultatene for de forskjellige alternativene er der samme som for scenario "Basis". Produksjonen stiger ved innsetting av nytt aggregat, men produksjonsøkningen flater ut med økt installert effekt. Alternativ 4-7 (Bekkeinntak) gir høyere produksjon, men også her flater produksjonen ut ved stigende aggregatstørrelse. Produksjon og inntekter er lavere enn i "Basis". Sammenliknet med Tabell 10-2 synker ikke inntektene relativt sett like mye som produksjonen. Scenariet fornybar har lavere priser, men også økte prisforskjeller innenfor døgnet, dette gjør at produksjonen vil legges til timene med høyest pris.

Produksjon pr modul [GWh]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg	97,3	97,5	97	96,8	97,4	97,6	97,3	96,7
Kaldestad	82,2	82,3	82,3	82,3	82,1	82,3	82,3	82,4
Fosse	138,6	138,8	138,1	139,8	141,1	141,3	140,7	142,4
Dale	669,2	672,2	673,7	672,6	678,9	681,9	683,5	682,4

Tabell 10-6 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene

Som i Scenario "Basis" kommer produksjonsøkningen på Dale kraftverk og ikke på Fosse kraftverk ved innsetting av ny effekt på Fosse.

Flom pr modul [Mm3/år]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg/Torfinnsvatn	3,6	3,4	4	4,4	3,6	3,1	3,6	4,4
Kaldestad/Hamlagrø	6,6	6,5	6,6	6,5	6,7	6,7	6,6	6,6
Fosse/Bergevatn	20	15,6	13,4	10,5	21,3	16,7	14,3	11,3
Dale/Storefossen	30,8	30,6	30,6	30,7	32,1	32	31,9	32,1
Totalt	61	56,1	54,6	52,1	63,7	58,5	56,4	54,4

Tabell 10-7 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012

Flomtaket i scenario "Fornybar" er høyere enn i "Basis" og "Eksport". Spesielt flomtaket på Fosse kraftverk og Dale kraftverk er høyt. Dette kan skyldes at det blir produsert på en annen måte enn i "Basis". Produksjonen legges til timene med høyest pris og dette gir mer flom totalt sett, siden totalproduksjonen er mindre.

10.1.3 Hovedresultater for simuleringer i scenario "Eksport"

2012	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Total produksjon [GWh]	1001,3	1004,3	1005,6	1004,6	1013,9	1017,0	1018,2	1017,2
Totale Inntekter [M €]	62,43	62,65	62,77	62,71	63,18	63,41	63,52	63,46
2020								
Total produksjon [GWh]	990,3	992,9	994,5	994,0	1002,6	1005,2	1006,8	1006,7
Totale Inntekter [M €]	55,17	55,59	55,85	55,98	55,74	56,17	56,43	56,57
2025								
Total produksjon [GWh]	990,3	993,4	994,8	994,6	1003,1	1005,6	1007,3	1007,2
Totale Inntekter [M €]	55,17	59,17	59,43	59,57	59,18	59,77	60,06	60,19

Tabell 10-8 Produksjon i år 2012, 2020, og 2025 for scenario "Eksport"

Total produksjon i Tabell 10-8 for de ulike alternativene viser de samme resultatene som for de to andre scenariene. Produksjonen øker litt med ny installert effekt (Alternativ 1-3), men mest for nytt tilsig (Alternativ 4-7). Produksjonen i scenariet er jevnt over lavere enn i "Basis", mens inntektene er høyere. Dette tyder på at produksjonen legges i perioder med høye priser.

Produksjon pr modul [GWh]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg	98,8	98,9	98,7	98,5	98,8	98,9	98,7	98,5
Kaldestad	83,1	83,2	83,3	83,3	83,1	83,3	83,3	83,3
Fosse	140,6	141,0	140,2	142,1	143,1	143,6	142,9	144,7
Dale	678,7	681,2	683,3	680,7	688,8	691,2	693,3	690,6

Tabell 10-9 Produksjon i år 2012 fordelt på modulene

Tabell 10-9 viser produksjonen fordelt på kraftverkene i 2012. Produksjonsfordelingen er som i de andre scenariene. Produksjonen på Hodnaberg og Kaldestad påvirkes i liten grad, mens produksjonen på Dale øker mest som følge av ny kapasitet på Fosse kraftverk og mer tilsig.

Flom pr modul [Mm3/år]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg/Torfinnsvatn	1,3	1,2	1,4	1,7	1,3	1,1	1,5	1,7
Kaldestad/Hamlagrø	2,7	2,7	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8
Fosse/Bergevatn	13,5	9,1	6,6	4,1	14,7	10,0	7,4	4,8
Dale/Storefossen	21,9	22,0	21,9	22,0	23,0	23,1	23,0	23,2
Total Flom	39,4	35,0	32,5	30,4	41,7	36,9	34,6	32,5

Tabell 10-10 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2012

Som i de andre scenariene synker flomtapet med mer installert effekt. Sammenliknet med Tabell 10-4, flomtapet scenario "Basis", er flomtapene større i Tabell 10-10.

Produksjonen er også mindre, så de økte flomtapene skyldes at produksjonsmønsteret er annerledes.

Flom pr modul [Mm3/år]	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4	Alt 5	Alt 6	Alt 7
Hodnaberg/Torfinnsvatn	1,5	1,2	1,4	1,7	1,3	1,4	1,4	1,7
Kaldestad/Hamlagrø	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1
Fosse/Bergevatn	16,3	10,1	7,5	4,7	20,7	11,0	8,3	5,4
Dale/Storefossen	23,0	23,0	23,1	23,4	24,2	24,3	24,3	24,5
Total Flom	43,8	37,3	35,0	32,8	49,3	39,8	37,1	34,7

Tabell 10-11 Totalt flomtap og flomtap i modulene i år 2025

Tabell 10-11 viser flomtapet i 2025. Flomtapet har altså økt ytterligere. Dette skyldes altså at produksjonen legges til timer med høy produksjon, men at totalproduksjonen samlet sett blir mindre.

10.2 Resultater fra den økonomiske modellen

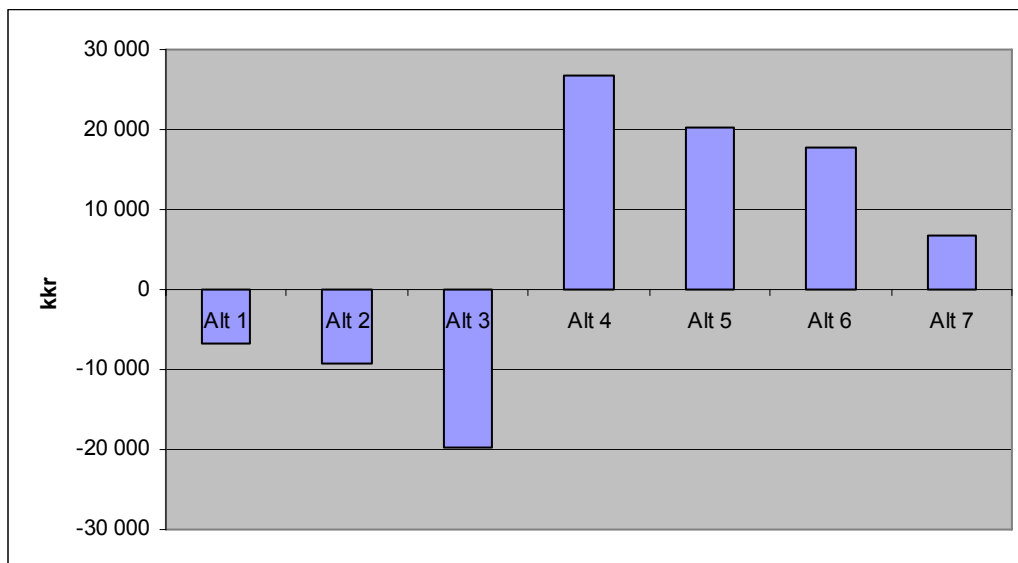
I dette delkapittelet blir alle økonomiske resultater fra investeringsmodellen presentert.

10.2.1 Økonomiske resultater fra scenario "Basis"

Investeringsalternativ	Netto nåverdi [kkkr]	Verdien av alternativene [kkkr]
Alternativ 0	2 400 406	0
Alternativ 1	2 393 727	-6 679
Alternativ 2	2 391 074	-9 332
Alternativ 3	2 380 676	-19 730
Alternativ 4	2 427 210	26 804
Alternativ 5	2 420 682	20 276
Alternativ 6	2 418 097	17 690
Alternativ 7	2 407 107	6 701

Tabell 10-12 Netto nåverdi for alle alternativene I scenario "Basis"

Resultatene fra den økonomiske analysen i Tabell 10-12 viser at nåverdien av prosjekt 1-3 er negative sammenlignet med 0-alternativet. Alternativ 4-7 har alle positiv nåverdi, men siden alternativ 4 har størst nåverdi vil en velge å gjennomføre dette alternativet foran de andre alternativene.



Figur 10-2 Grafisk fremstilling av lønnsomheten av alternativene

Figur 10-2 viser lønnsomheten av alternativene sett i forhold til 0-alternativet. Alternativ 4 har størst positiv nåverdi.

10.2.2 Økonomiske resultater fra scenario "Fornybar"

Investeringsalternativ	Netto nåverdi [kkkr]	Verdien av alternativene [kkkr]
Alternativ 0	1 962 039	0
Alternativ 1	1 958 736	-3 303
Alternativ 2	1 958 107	-3 932
Alternativ 3	1 954 758	-7 281
Alternativ 4	1 984 911	22 872
Alternativ 5	1 979 325	17 286
Alternativ 6	1 978 759	16 720
Alternativ 7	1 975 051	13 012

Tabell 10-13 Netto nåverdier for alle alternativene i scenario "Fornybar"

Nåverdien for alle alternativene er lavere i scenario "Fornybar" enn i "Basis". Alternativ 4 har fortsatt høyest nåverdi og er det prosjektet som vil velges. Resultatene viser at alternativ 1-3 fortsatt er ulønnsomme. Likevel har investeringene 1-3 blitt "mindre ulønnsomme" sammenliknet med scenario "Basis". "Fornybar" har et lavere prisnivå enn basisrekken, mens prisforskjellene innenfor døgnet er større i dette scenariet. Derfor er alternativene med nytt aggregat litt mindre ulønnsomme sammenliknet med 0-alternativet.

10.2.3 Økonomiske resultater fra scenario "Eksport"

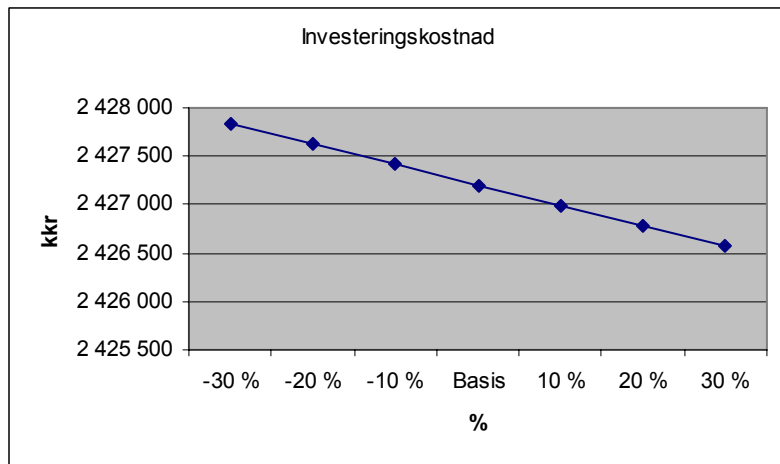
Investeringsalternativ	Netto nåverdi [kkkr]	Verdien av alternativene [kkkr]
Alternativ 0	3 237 956	0
Alternativ 1	3 251 533	13 577
Alternativ 2	3 259 898	21 942
Alternativ 3	3 260 714	22 758
Alternativ 4	3 269 536	31 580
Alternativ 5	3 283 877	45 921
Alternativ 6	3 293 159	55 203
Alternativ 7	3 294 046	56 090

Tabell 10-14 Netto nåverdier for alle alternativene i scenario "Eksport"

Scenariet "Eksport" legger til grunn store prisforskjeller innenfor døgnet og generelt høyere prisnivå sammenliknet med "Basis". I dette scenariet er alle nåverdiene positive, og alternativ 7 har høyest nåverdi. Med store prisforskjeller innenfor døgnet og høye priser vil en altså velge å bygge ut den største aggregatstørrelsen og bekkeinntak. Alternativ 4 ville fortsatt bli prioritert foran alternativ 1-3.

10.3 Følsomhetsanalyse

Det er utført en følsomhetsanalyse på investeringskostnadene for alternativ 4 med scenario "Basis", siden dette er det alternativet som har størst positiv nåverdi i dette scenariet.



Figur 10-3 Følsomhet for utbygningskostnader for alternativ 4

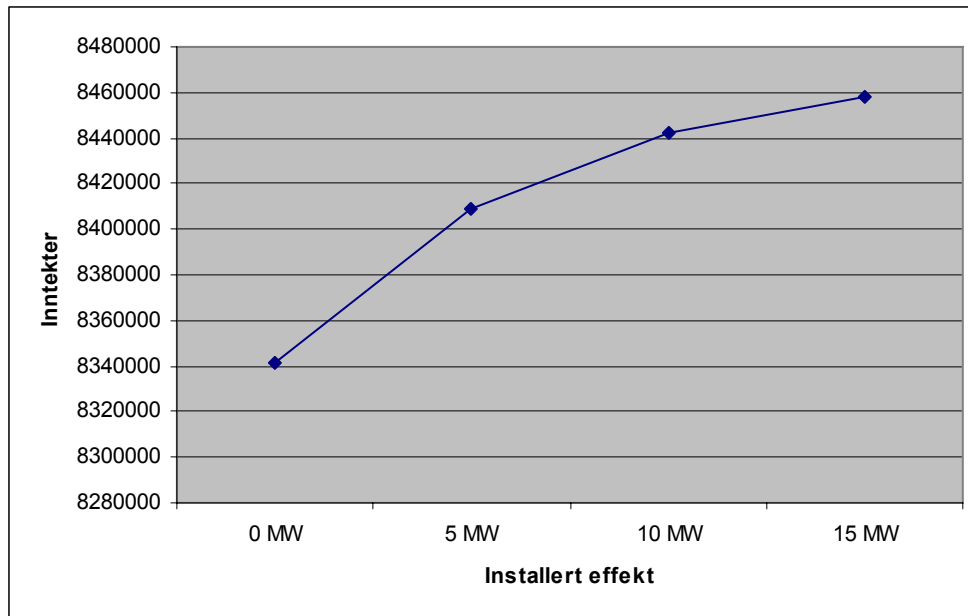
Figur 10-3 viser hvordan nåverdien svinger hvis investeringskostnadene blir 30 % mindre eller 30 større enn forventet. Siden investeringskostnadene for bekkeinntakene er små, vil ikke svingningen på $\pm 30\%$ i kostnadene påvirke lønnsomheten mye. Nåverdien varierer mellom 24,28 og 24,26 Mkr når utbygningskostnadene blir henholdsvis 30 % mindre eller 30 % større.

10.4 Optimalisering av aggregat

Med økt aggregatstørrelse vil mer vann kunne bli utnyttet til kraftproduksjon, men økt installert effekt gir økte investeringskostnader. I dette kapitlet skal optimal størrelse på nytt aggregat bestemmes.

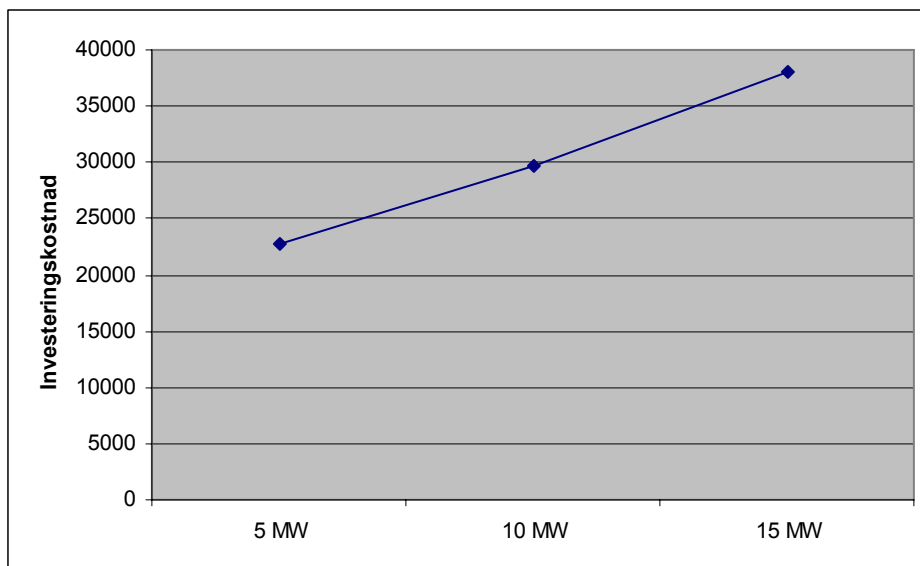
Optimal størrelse av et aggregat er når marginal investeringskostnad er lik marginal nytte. Når tidspunktet for investeringen er gitt, må integralanalyse benyttes. Marginalanalyse vil gi feil beslutning fordi den ikke tar hensyn til endringer i fremtiden som for eksempel pris. Hvis alle parametre i fremtiden hadde vært statisk ville marginal- og integralanalyse gitt samme svar (Dooman, 2008).

Resultatene i kapittel 10.2 viste at det ikke er økonomisk forsvarlig å bygge et nytt aggregat på Fosse kraftverk med basisprisrekken lagt til grunn. Lønnsomhetsanalysen viser selv om alternativ 5-7 fikk positiv nåverdi vil en heller velge alternativ 4 siden det har størst nåverdi. Også i Scenariet "Fornybar" var det samme resultatet gjeldende. Scenariet "Eksport" legger til grunn høye fremtidige kraftpriser og store prisforskjeller over uken. I dette scenariet er nåverdier for alle alternativene positive der alternativ 7 har høyest nåverdi. Optimal aggregatstørrelse i dette scenariet er vurdert for å vise fremgangsmåten.



Figur 10-4 Inntektsøkningen ved forskjellige aggregatstørrelser

Figur 10-4 viser inntektsøkningen ved forskjellige aggregatstørrelser. Inntektene øker mest fra 0-5 MW, litt mindre fra 5-10 MW, for så å flate enda mer ut fra 10-15 MW. Hvis det hadde vært simulert for større aggregatstørrelser enn 15 MW ville inntektsøkningen til slutt flatet helt ut.



Figur 10-5 Økning i investeringskostnader ved forskjellige aggregatstørrelser

Figur 10-5 viser økning i investeringskostnader med installert effekt. Investeringskostnadene for vannkraftutbygninger øker ikke lineært med økt effekt. Som figuren indikerer er økningen i kostnader større fra 10-15 MW enn fra 5-10 MW.

Installert effekt	inntekter	Investeringskostnad	Kostnadsøkning	Netto nåverdi	Inntektøkning
5 MW	8 408 542	22 723		48 594	
10 MW	8 442 627	29 729	7007	57 875	34 086
15 MW	8 457 937	38 072	8342	58 763	15 309

Tabell 10-15 Optimal aggregatstørrelse der alle verdier er i kkr

I Tabell 10-15 er netto nåverdi, investeringskostnader, nåverdien av inntektene til for de forskjellige aggregatstørrelsene i scenario "Eksport" presentert. Kolonnen "Inntektsøkning" er netto økningen i inntekt når en går fra en aggregatstørrelse til neste. Tilsvarende er kolonnen "kostnadsøkning" netto økning i kostnad ved å velge et større aggregat. Så lenge:

$$\text{inntektøkning} \geq \text{kostnadsøkning}$$

Vil det være lønnsomt å øke aggregatstørrelsen. I dette tilfelle vil optimal aggregatstørrelse være 15 MW eller større. Neste skritt for å bestemme optimal aggregatstørrelse vil altså være å simulere for 20 MW, for så å se hvordan inntekter og kostnader forandrer seg.

11. Diskusjon av resultater

11.1 Diskusjon av simuleringsresultater

Simuleringsresultatene viste at det var lite ny produksjon som følge av innsetting av ny effekt på Fosse kraftverk. Det kan derfor stilles spørsmålstegn ved om simuleringsmodellen viser den virkelige verdien av ny effekt på Fosse kraftverk. Mer kapasitet gir ikke nødvendigvis høyere produksjon. Kjøremonsteret kan endres slik at mer produksjon legges til tidsrom med høyere priser. I så tilfelle vil inntektene stige. Et 5 MW aggregat utgjør 2 % av samlet produksjonskapasitet i Bergsdalsvassdraget. Simuleringer i 2012 viste at alternativ 1 (5 MW) gir en produksjonsøkning på 0,02 % og en inntektsøkning på 0,02 %. Dette virker intuitivt litt lavt og bør derfor undersøkes næyere.

Som nevnt i kapittel 10.1.1 gir vannverdiberegningene i Vansimtap en tilnærmet optimal løsning men ikke eksakt. Dette fører til litt forskjellige vannverdier som gir litt forskjellig tappefordeling på modulene. Dette har antagelig gitt utslag på simuleringene i og med at alternativet 15 MW (alternativ 3 og 7) i samtlige simuleringer gir lavere produksjon og inntekter enn 10 MW (alternativ 2 og 6). Dette er selvsagt ikke mulig, inntektene for 15 MW skulle vært like store eller større enn for 10 MW. Dersom vannverdiene hadde vært like for de ulike alternativene kunne denne effekten vært unngått. Dette kunne vært løst ved å kjøre en vannverdiberegning som er felles for alle alternativene. Deretter kjøres kun Simtap, altså simuleringsdelen av Vansimtap for hvert alternativ. Da ville altså vannverdiene beregnet i strategidelen blitt holdt konstant.

Det er simulert for hele tilsigsperioden 1931-2000. De siste 20-30 årene har vært våtere enn hele perioden 1931-2000. Når det simuleres for hele perioden kan dette gi et lavt estimat for totalproduksjon og inntekter. For å vurdere virkningene av de siste 30 årene kunne det vært gjort en følsomhetsanalyse på produksjonen. I denne oppgaven blir alternativene sammenliknet mot hverandre, derfor vil ikke en lav produksjon få innvirkning for beslutningsgrunnlaget.

11.2 Diskusjon av økonomiske resultater

Analysen av de økonomiske resultatene er kun basert på forventningsverdier av produksjon og inntekter fra simuleringene. Spredningen av inntekter fra simuleringene kunne vært inkludert i den økonomiske analysen for å håndtere usikkerheten i inntekter. Usikkerheten i denne oppgaven er i stedet blitt håndtert ved følsomhetsanalyse. Den største svakheten ved bruk av følsomhetsanalyse er at en kun kan forandre en variabel av gangen. Ofte vil endring av en variabel føre til at andre faktorer også endres.

Tapte produksjonsinntekter som følge av driftsstans under bygging er ikke inkludert i beregningene. Dersom kraftverket må ha driftsstans over lengre tid (flere måneder) kan dette føre til tap som burde vært inkludert i beregningene.

Investeringskostnadene er basert på NVEs kostnadsgrunnlag. Dette grunnlaget er bestemt ut fra forventningsverdier fra vannkraftutbygginger. Kostnadene for et bestemt prosjekt kan derfor avvike mye fra grunnlaget siden ingen prosjekter er like. I følsomhetsanalysen av alternativ 4 viste det seg at avvik i investeringskostnaden hadde liten innvirkning på lønnsomheten. Dette vil ikke være tilfelle for de andre alternativene da investeringskostnadene er betraktelig mye større

Etter 2025 er inntektene satt lik som i 2025. Dette er gjort fordi det er stor usikkerhet i prisnivået etter 2025. Inntekter som kommer langt frem i tid vil også i mindre grad påvirke investeringen. Derfor er det viktigere at prisprognosen frem til 2025 er god, enn å spå prisnivået etter 2025.

12. Konklusjon og anbefaling

Simuleringsverktøyet Simtapeffekt viste seg å fungere godt for å se virkningen av prisforskjeller innenfor døgnet. Simuleringene kunne dermed kjøres med 22 prisavsnitt over uken i stedet for 4 prisavsnitt som i Vansimtap.

Simuleringene med forskjellige prisscenarier viste at prisprognosen som legges til grunn har stor betydning for fremtidig inntjening. Det er derfor viktig med gode scenarier for fremtidig prisutvikling for å håndtere usikkerhet i kraftpris. Simuleringene viste også at mer installert effekt på Fosse kraftverk vil gi produksjonsøkning på Dale kraftverk. Simulering med scenariet "Eksport og utveksling" ga mindre total produksjon i vassdraget, høyere flomtap og økte inntekter. Scenariet "Fornybar" ga mindre produksjon og økt flom, uten at inntektene ble redusert tilsvarende mye. Dette tyder på at produksjonsmønsteret endres ved økte prisforskjeller innenfor døgnet. Simuleringene viste altså at økte prisforskjeller over uken og døgnet vil øke verdien av å ha mer effektkapasitet.

Hensikten med rapporten er å gjøre en investeringsanalyse av økt produksjonskapasitet på Fosse kraftverk. Den økonomiske analysen med utgangspunkt i BKKs prisrekke "Basis" viste at det ikke er lønnsomt med et tilleggsaggregat på Fosse kraftverk. Analysen viste at alternativ 4 var det beste alternativet både ut fra scenario "Basis" og "Fonybar". Alternativ 4 innebærer bygging av bekkeinntak i Skårdalselvi og Fossegjelet. Verdien av alternativ 4 for "Basis" er 22,9 millioner. Følsomhetsanalysen av investeringskostnadene viser at nåverdien for dette prosjektet varierer lite med investeringskostnadene. I Scenariet "Eksport" er alternativ 7 det beste alternativet. Scenariet forutsetter en fremtid med likere kraftpriser til det som er i Nederland og Tyskland. Dette vil være en mindre sannsynlig fremtidsutvikling enn de to andre scenariene ut i fra dagens kraftmarked. Det er derfor lagt mindre vekt på gyldigheten av de økonomiske analysene av scenario "Eksport"

Anbefalingen til BKK er at mulighetene for å bygge bekkeinntak i Skårdalselvi og Fossegjelet bør utredes nærmere. Samtidig bør det tas hensyn til eksterne effekter som omdømme, da tidligere utredninger har vist at det er stor lokal motstand.

13. Kilder

APX. 2008. Dokument nedlastet fra APX Groups hjemmeside [Internett]
http://www.apxgroup.com/marketdata/powernl/public/results_dam_nl/APX_Daily_Market_Results.xls

Belsnes, M. 2008. SimtapEffekt: Ny modell for lokal beslutningsstøtte. Lastet ned fra Sintef Energiforskning AS sine hjemmesider [Internett]
<http://www.energy.sintef.no/publ/xergi/2000/1/art-11.htm>

Berntsen, M. 2008. Norconsult AS. Kostnadsindekser vannkraftprosjekter indeksregulering 1997-2007

Christensen, T. 2008. BKK produksjon, kraftomsetning. Personlig Samtale. Høsten, 2008

DN. 2008. Dokument nedlastet fra Direktorat for Naturforvaltning sine hjemmesider [Internett]
<http://www.dirnat.no/content.ap?thisId=500011967&language=0#samlet%20plan%20for%20vassdrag>

Doormann, G. 2007. Hydro Power Scheduling. Høst 2007

Doormann, G. 2008. Energy Planning, Vår 2008

EEX. 2008. European Energy Exchange sine hjemmesider 06.12.2008. [Internett]
<http://www.eex.com/en/Marked%20Data/Trading%20Data/Power/Hour%20Contracts%20%7C%20Spot%20Hourly%20Auction>

EU. 2008. Commission of the european communities proposal for a directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Lastet ned fra Europakommisjonen sine hjemmesider 06.12.08. [Internett]
http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_directive_en.pdf

Gullbrå, K. 1993. Utviding av kraftverka i Bergdalsvassdraget. Trondheim: NTH 1993.

Haga, S. 2008. BKK Produksjon. Samtaler høsten 2008.

Hammersland, E. 2008. BKK Produksjon. Samtaler høsten 2008.

IEA. 2007. *World Energy Outlook 2007; China and India insights.* IEA 2007

Kjøde, I. 2008. BKK Produksjon. Samtaler høsten 2008.

Kvamme, C. 2007. *Investering i vannkraftverk.* Trondheim: NTNU, 2007.

Luenberger, D.,G. 1998. *Investment Science.* S.1-3, 20 Oxford University Press, 1998.

Midtun, I. 2008. BKK Produksjon. Samtaler høsten 2008.

Navrud, S. 2004. En sammenlikning av norsk vannkraft med andre energibærere. Trinn 2- Miljøkostnader av norsk vannkraft. Publikasjon nr.181- 2004, 2004

Nordel. 2008. Nordel grid master plan 2008. Lastet ned fra Norges Naturvernforbund sine hjemmesider 07.10.2008 [Internett]

http://www.naturvern.no/data/f/1/23/79/1_2401_0/Nordel_Masterplan.pdf

Nordpool. 2008-a. Consumption - Nordpool Spot. Nordpool sine hjemmesider 25.09.2008 [Internett]

<http://www.nordpoolspot.com/reports/consumption/>

Nordpool. 2008-b. System price – Nordpool Spot. Nordpool sine hjemmesider 06.10.2008 [Internett]

<http://www.nordpoolspot.com/reports/systemprice/>

NOU. 1998-a. NOU 1998:11 Energi- og Kraftbalansen mot 2020. Lastet ned fra Regjeringen sine hjemmesider 14.10.2008. [Internett]

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11.html?id=141308>

NOU. 1998-b. *NOU 1998:16* Nytte-kostnadsanalyser. Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor. Lastet ned fra Regjeringen sine hjemmesider 14.10.2008. [Internett]

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/NOUer/1998/NOU-1998-16.html?id=116515>

NVE. 2003. Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Lastet ned fra NVE sine hjemmesider, 10.11.08 [Internett]

<http://www.nve.no/FileArcive/210/Trykkefil%20h%C3%A5ndbok%201-03.pdf>

NVE. 2004. Faktaark 1, 2004. *Konsesjonsavgifter og konsesjonskraft.* Hentet fra NVE sine hjemmesider, 12.10.2008. [Internett]

<http://www.nve.no/FileArcive/166/Fakta%201-04-A4.pdf>

- NVE. 2005-a.** *Håndbok for kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg.* 2005
- NVE. 2005-b.** *Vann og energi i 100 år.* NVE sine hjemmesider [Internett] 2008
<http://www.nve.no/100aar/11.htm>
- NVK. 2001.** Konsekvensutredning (KU) for Bergdalsvassdraget, NVK Vassbygningkontoret AS. 2001
- Næss, S. 2008.** BKK Produksjon. Personlige samtaler høsten 2008.
- Oppedal, M. 2008.** BKK Produksjon. Telefonsamtale november 2008.
Plan og bygningsloven §33-1 [Internett] <http://www.lovdatab.no>
- Regjeringen. 2008.** Revidert nasjonalbudsjett 2008, 3.10.8 *Støtteordninger for fornybar energi.* Lastet ned fra Regjeringen sine hjemmesider [Internett]
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpupl/stmeld/2007-2008-/3/10/8.html?id=516089>
- Rem, K. 2008.** BKK produksjon. Personlige samtaler, høsten 2008.
- Sande, H. F. 1989.** Internt arbeidsnotat, BKK, Eventuell ombygging og installering av tilleggsaggregater på Fosse Kraftverk. Bergen 1989
- Sintef Energiforskning AS. 2001.** Vansimtap brukerveiledning
- Skatteetaten. 2008.** [Internett]
<http://www.skatteetaten.no/Templates/Handbok.aspx?id=66712&epslanguage=NO&mainchapter=66865&chapter=66865>
- Statnett. 2007.** Nettutvikling for sentralnettet 2007 -2025. Lastet ned fra Statnett sine hjemmesider [Internett]
<http://www.statnett.no/Resources/Filer/Kraftnettet/Nettutviklingsplaner/>
- Statnett. 2008.** Nettutvikling for sentralnettet 2008 -2025. Lastet ned fra Statnett sine hjemmesider [Internett]
<http://www.statnett.no/Resources/Filer/Kraftnettet/Nettutviklingsplaner/>
- Søreide, L. 2008.** BKK produksjon. Telefonsamtale, november 2008.

Vågnes, M., Navrud, S., Riise, J., Tvede, A. 2001. *En sammenlikning av norsk vannkraft med andre energibærere. Trinn 1- Miljøkostnader av norsk vannkraft.* Enco Environmental Consultants AS. EBL Kompetanse, Oslo. Publication no. 27 – 2001.

Wangensteen, I. 1997. *Modell for lokal analyse av utbygning/rehabilitering i vannkraftsystem.* 1997

Wangensteen, I. 2006. *Power System Economics- the Nordic Electricity Market.* Trondheim: Tapir academic press, 2006

14. VEDLEGG

A Bat-filen Runplan med tilhørende forklaring.....	1
B Excelmakro som henter ut hovedresultatene.....	4
C Beregnede kostnader fra NVEs kostnadsgrunnlag.....	9
D Bestemmelse av P-Q-Kurven.....	11
E Beskrivelse av filen ”døgnmodell.dat.”.....	14
F Detaljert systembeskrivelse Bergsdalsvassdraget.....	16
G Resultater fra simuleringene	18

A Bat-filen Runplan med tilhørende forklaring

```
@ECHO OFF
REM Se om parametere er gitt
IF "%1"==" " GOTO NOYEAR
IF "%2"==" " GOTO NOYEAR
IF "%3"==" " GOTO NOALT
IF "%4"==" " GOTO NOPRISALT

REM kopierer prisrekke
CD Prisrekker/%4
COPY /Y %4%1 c:\prosjekt\%3
CD..
CD..

REM Skifter over til rett katalog og sletter filer fra forrige kjøring
CD %3

del *.ADMI
del *.R30
del *.U30
del *.R7
del *.U7
del *.SIMT
del *.EFI
del *.ENMRES.DATA
del .VVERD.
del .VANSIMTAP.*
del .VANSIMPLAN.*
del *.MED
del *.VANN
del *.SMAG

REM run simulation
VANSIMTAP <VANSIMTAP.INN >VANSIMTAP-%1.OUT

REM lag og kopier utdata
ET <ET.INN >ET.OUT
COPY
BKK.HOV+BKK.PROD+BKK.UTKK+BKK.FLOM+BKK.KONT+BKK.KHOV+BKK.
UKE %1\BKK.RES

COPY BKK.SDV %1
DEL BKK.SDV
CD..

IF "%2"=="2012" GOTO FINISH
IF %1==2012 runplan 2013 %2 %3 %4
```

```

IF "%2"=="2013" GOTO FINISH
IF %1==2013 runplan 2014 %2 %3 %4
IF "%2"=="2014" GOTO FINISH
IF %1==2014 runplan 2015 %2 %3 %4
IF "%2"=="2015" GOTO FINISH
IF %1==2015 runplan 2016 %2 %3 %4
IF "%2"=="2016" GOTO FINISH
IF %1==2016 runplan 2017 %2 %3 %4
IF "%2"=="2017" GOTO FINISH
IF %1==2017 runplan 2018 %2 %3 %4
IF "%2"=="2018" GOTO FINISH
IF %1==2018 runplan 2019 %2 %3 %4
IF "%2"=="2019" GOTO FINISH
IF %1==2019 runplan 2020 %2 %3 %4
IF "%2"=="2020" GOTO FINISH
IF %1==2020 runplan 2021 %2 %3 %4
IF "%2"=="2021" GOTO FINISH
IF %1==2021 runplan 2022 %2 %3 %4
IF "%2"=="2022" GOTO FINISH
IF %1==2022 runplan 2023 %2 %3 %4
IF "%2"=="2023" GOTO FINISH
IF %1==2023 runplan 2024 %2 %3 %4
IF "%2"=="2024" GOTO FINISH
IF %1==2024 runplan 2025 %2 %3 %4
IF "%2"=="2025" GOTO FINISH
IF %1==2025 GOTO FINISH

```

```

GOTO FINISH
NOYEAR
ECHO DU MAA GI AARSTALL FRA OG TIL
GOTO FINISH
NOALT
ECHO DU MAA GI UTBYGGINGSALTERNATIV
GOTO FINISH
NOPRIS
ECHO DU MAA GI PRISREKKEALTERNATIV
FINISH

```

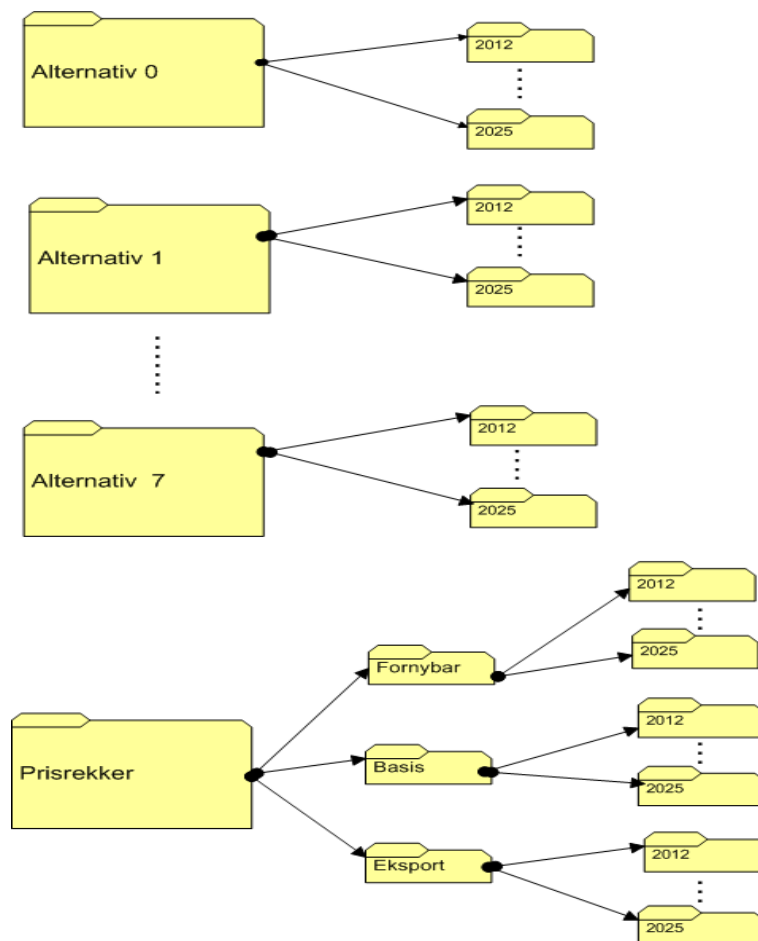
For å kjøre batfilen må en skrive inn navnet på filen, ønsket start- og sluttår for simulering, utbygningalternativ og navn på prisscenario. Skrives foreksempel

”runplan 2012 2025 Alt 1 Fornybar ” inn i dos-kommandovinduet, kjøres Utbygningalternativ 1, for alle årene 2012-2025 der det for hvert år vil bli hentet inn en tilsvarende prisrekke fra mappen Fornybar. Figur 14-1 viser hvordan mappene er bygget opp for dosfilen over.

Gjennomgang av runplan.bat

1. Filen sjekker at alle inputverdier er lest inn som vist i eksempelet over. Hvis ikke får brukeren beskjed på skjermen om hva som mangler.
2. Filen kopierer prisfilmappen for riktig priscenario og år og legger den i katalogen for oppgitte utbygningsalternativ.
3. Filen skifter fra prisrekkekatalog til riktig katalog for utbygningsalternativene merket Alt0-Alt7
4. Batfilen sletter filer fra forrige kjøring
5. Programmet kjører Vansimtap og simulering kjøres ved SimtapEffekt
6. ET kjøres for å få ut resultatene
7. Programmet kjøres igjen for å simulere neste årstall

For at simuleringene skal kjøres trengs det en tilleggsfil VANSIMTAP.INN. I denne filen er kommandoene som må skrives inn for å starte Vansimtap og kjøre simulering lagret. I VANSIMTAP.UT-årstall lagres kjøringene for hvert år. Hvis det skjer noe galt under simuleringene kan denne filen sjekkes under feilsøkingen, men den er ellers overflødig. Tilsvarende må det lages en kommando-fil ET.INN som kjører resultatprogrammet ET for å få generert resultatfiler fra simuleringen.



Figur 14-1 Oppbygning av kataloger for bat-filen over

B Excelmakro som henter ut hovedresultatene

```
Sub hovedResultater()  
  
    Dim year As Integer  
    Dim arstall As String  
    Dim slash As String  
    Dim alt As String  
    Dim alternativ As String  
  
    ' Stopper bevegelser på skjerm; nødvendig for fart; fjern ved debugging  
    ' Application.ScreenUpdating = False  
  
    Windows("Resultater_basis.xls").Activate  
  
    ' Angi navn på case  
GiveCase:  
    supplycase = InputBox("Case: (0-5)")  
  
    If supplycase = 0 Then  
        alternativ = "Alt0"  
        Sheets(alternativ).Activate  
    ElseIf supplycase = 1 Then  
        alternativ = "alt1"  
        Sheets(alternativ).Activate  
    ElseIf supplycase = 2 Then  
        alternativ = "alt2"  
        Sheets(alternativ).Activate  
    ElseIf supplycase = 3 Then  
        alternativ = "alt3"  
        Sheets(alternativ).Activate  
    ElseIf supplycase = 4 Then  
        alternativ = "alt4"  
        Sheets(alternativ).Activate  
    Else  
        GoTo GiveCase  
    End If  
  
    For year = 2012 To 2025  
  
        ChDir ".."  
        ChDir ".."  
        ChDir ".."  
        ChDir ".."  
        alt = alternativ  
        slash = "\"  
        arstall = year  
        ChDir "C:\prosjekt\" & alt & slash & arstall  
  
    ' Finner rett sted å kopiere til i arket som viser resultatene  
        Windows("Resultater_basis.xls").Activate  
        Sheets(alternativ).Activate  
        Range("A1").Select  
        Cells.Find(What:="Total produksjon", After:=ActiveCell, LookIn:= _  
            xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _  
            xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
```

```

ActiveCell.Offset(0, year - 2011).Select

' Åpner fil med et-Resultater_basis (her ligger aller filer på et sted med årstall i
' navnet. Du må variere etpath for hvert år i stedet

Workbooks.OpenText Filename:="BKK.sdv", Origin:=xlWindows _
, StartRow:=1, DataType:=xlDelimited, TextQualifier:=xlDoubleQuote, _
ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=True, Semicolon:=True, Comma:=False, _
Space:=False, Other:=False, FieldInfo:=Array(1, 1)

'Omformer tall i sdv-filen fra tekstformat til tallformat
Range("C11:BU180").Select
For Each xcell In Selection
xcell.Value = xcell.Value
Next xcell

' Insert column for average values and compute these
Columns("C:C").Select
Selection.Insert Shift:=xlToRight
Range("C11:C180").Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = "=AVERAGE(RC[1]:RC[70])"
Selection.FillDown

' Her begynner leting etter de enkelte resultatene og kopiering av verdier

' Total produksjon
Cells.Find(What:="Lever vannkraft", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

' Gjennomsnittets produksjon pr modul

Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Hodnaberg", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
'Gjennomsnitt
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Kaldestad", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
'Gjennomsnitt

```

```
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False

Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Fosse", After:=ActiveCell, LookIn:= _
    xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
    xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
'Gjennomsnitt
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False

    Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Dale", After:=ActiveCell, LookIn:= _
    xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
    xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
'Gjennomsnitt
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False

'Flom
Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="flom", After:=ActiveCell, LookIn:= _
    xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByColumns, SearchDirection:= _
    xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False

'Flomtap pr modul
Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="tap", After:=ActiveCell, LookIn:= _
    xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByColumns, SearchDirection:= _
    xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(3, 0).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
    False, Transpose:=False
```

```

    Windows("BKK.sdv").Activate
    Cells.Find(What:="tap", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByColumns, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(4, 0).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

    Windows("BKK.sdv").Activate
    Cells.Find(What:="tap", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByColumns, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(5, 0).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

    Windows("BKK.sdv").Activate
    Cells.Find(What:="tap", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByColumns, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(6, 0).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

'Inntekter
Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Spotpris", After:=ActiveCell, LookIn:= _
xlFormulas, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:= _
xlNext, MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
'Gjennomsnitt
ActiveCell.Offset(0, 2).Copy
Windows("Resultater_basis.xls").Activate
Sheets(alternativ).Activate
ActiveCell.Range("A2").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:= _
False, Transpose:=False

' 10% and 90 % percentiles of annual revenues
Windows("BKK.sdv").Activate
Cells.Find(What:="Spotpris", After:=ActiveCell, LookIn:=xlFormulas _
, LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, SearchDirection:=xlPrevious, _
MatchCase:=False, SearchFormat:=False).Activate
ActiveCell.Offset(0, 0).Range("D1:AO1").Select

```



```
Selection.Sort , KEY1:=ActiveCell, Order1:=xlAscending, Header:=xlGuess _  
    , OrderCustom:=1, MatchCase:=False, Orientation:=xlLeftToRight, _  
    DataOption1:=xlSortNormal  
r90 = ActiveCell.Offset(0, 3)  
r10 = ActiveCell.Offset(0, 34)  
Windows("Resultater_basis.xls").Activate  
Sheets(alternativ).Activate  
ActiveCell.Range("A2") = r90  
ActiveCell.Range("A3") = r10
```

```
'lukk sdv-fil  
Windows("BKK.sdv").Activate  
ActiveWorkbook.Saved = False  
ActiveWorkbook.Close
```

```
Next
```

```
End Sub
```

C Beregnede kostnader fra NVEs kostnadsgrunnlag

Kostnadsindeks bygg		1,176					
Anleggskostnader i Stasjon				enhet	Kostnad	enhet	Kostn i kkr
Sprengningsmasser			100	m ³	420	kr/m ³	49,4
Betong volum	20 %	av utsprengt volum	20	m ³	1 500	kr/m ³	35,3
Armering	60	kg/m ³ betong	1,2	tonn	13 000	kr/tonn	18,3
Forskaling	2,1	m ² /m ³ betong	42	m ²	700	kr/m ²	34,6

Sikringsarbeider	15 %	av sprengningskostn.					7,4
Mur- og pussearbeider	5 %	av betong- og sprengningskostn.					4,2
Innredning	15 %	av betong- og sprengningskostn.					12,7
Uforutsett	10 %	av kostnader over					16,2
Rigg og drift	30 %	av kostnader over					53,4
Sum kostnader i stasjon							231,6

Tabell 14-1 Kostnader for bygningsmessige arbeider i stasjon

Samlet midlere årstilsig [Mm ³]				11,8
Helikoptertransport				10 %
Bekkeinntak	Tilsgifsfelt [km ²]	Midlere Q [m ³ /s]	Kostnader. i kkr	
Skårdalselvi	2,60	0,27	1 066	
Fossegjelet	1,00	0,10	802	
Sum bekkeinntak	3,60	0,37	1 868	
Sjakt, midlere borbar X 2			14,3	
Tillegg for veiløs boring	100 %		14,3	
Sum Sjakt			28,7	
Sum kostnader for bekkeinntak og sjakt			1 897	

Tabell 14-2 Kostnader for Bekkeinntak

Indeksregulering elektro		1,187	
Ytelse	5 MW	10MW	15 MW
Turtall [r/min]	750	500	428
Generator [Mkr]	4,6	8,4	11,9
Transformator [Mkr]	0,9	1,5	2,1
Kontrollanlegg [Mkr]	2,1	2,7	3,2
Hjelpeanlegg [Mkr]	2,5	3,6	4,4
Sum elektrotekn [Mkr]	10,1	16,3	21,6

Tabell 14-3 Elektrotekniske kostnader

Indeksregulering maskin	1,204		
Installert effekt [MW]	5	10	15
Qmaks [m ³ /s]	6	12	18
Kostnad[kr/W]	1,3	0,88	0,74
Turtall [r/min]	750	500	428
kostnad mask. tekn [Mkr]	7,8	10,6	13,4

Tabell 14-4 Maskintekniske kostnader

D Bestemmelse av P-Q-Kurven

For å bestemme effekt og vannføring for aggregatene, må beregninger for falltap og virkningsgrader utføres. Falltapskoeffisienten i rør beregnes etter følgende formel:

$$h_f = \frac{L \cdot v^2}{M^2 \cdot R_h^{4/3}} \quad (1)$$

h_f -	Falltapskoeffisient	[mVs]
L-	Lengden på tunnel	[m]
v-	Vannhastighet	[m/s]
M-	Manningstall	
R_h -	Hydraulisk radius	[m]

Falltapskoeffisienten for vannveien ble målt til $h_f=0,0038$ under en idriftsettelse etter en større revisjon på Fosse kraftverk. Denne falltapskoeffisienten er benyttet i videre beregninger.

Total virkningsgrad for vannvei, turbin og generator er gitt som:

$$\eta_{tot} = \eta_g \cdot \eta_t \cdot \eta_v \quad (10)$$

η_g -	Generatorvirkningsgrad
η_t -	Turbinvirkningsgrad
η_v -	Virkningsgrad til vannvei
η_{tot} -	Totalvirkningsgrad

Virkningsgraden til vannvei bestemmes ved:

$$\eta_v = \frac{H - \Delta h}{H} \quad (11)$$

Δh -	Falltap [m]
H-	Brutto fallhøyde [m]
Q-	Vannføring [m^3/s]

Falltapedet i meter beregnes ved

$$\Delta h = h_f \cdot Q^2 \quad (12)$$

Energiekvivalenten er gitt som

$$e = \frac{1}{3.6 \cdot 10^6} \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \eta_{tot} \quad (13)$$

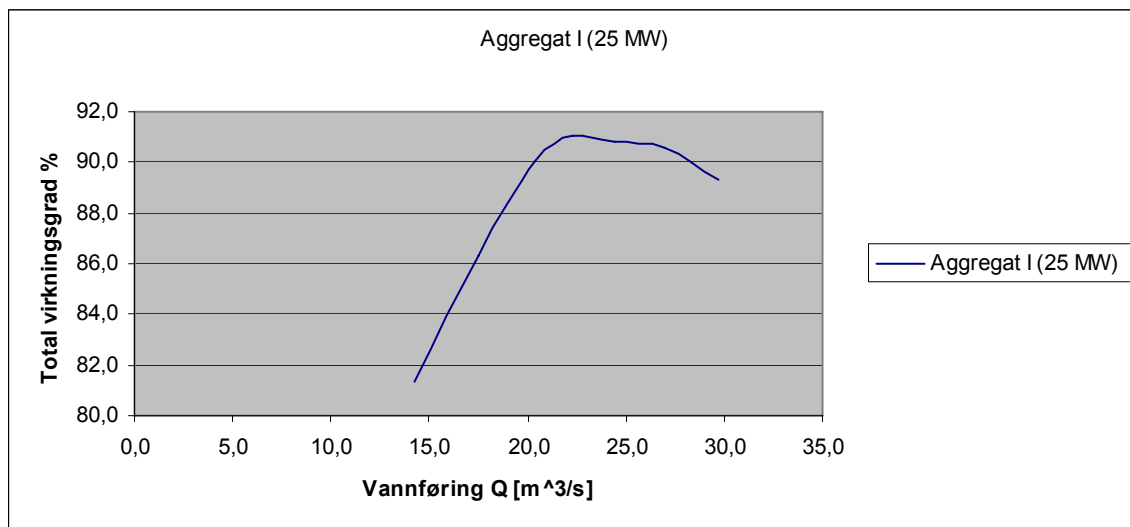
Sammenhengen mellom P og Q er

$$P = e \cdot Q \quad (14)$$

- e- Energiekvivalent [kWh/m³]
- ρ- Tetthet av vann [kg/m³]
- g- Tyngdens akselerasjon[m/s²]
- P- Effekt [MW]

Ved å benytte formlene over ble P-Q-kurven til aggregatene bestemt. Virkningsgrader for generator og turbin ble avlest fra virkningsgradskurver for Kaldestad og skalert i forhold til effekten på aggregat. Falltapet ble bestemt ved formel (4) og virkningsgrad for vannvei ble da funnet ved formel (3) Deretter kunne totalvirkningsgraden bestemmes. Til slutt ble P og e bestemt ut i fra liking (5) og (6).

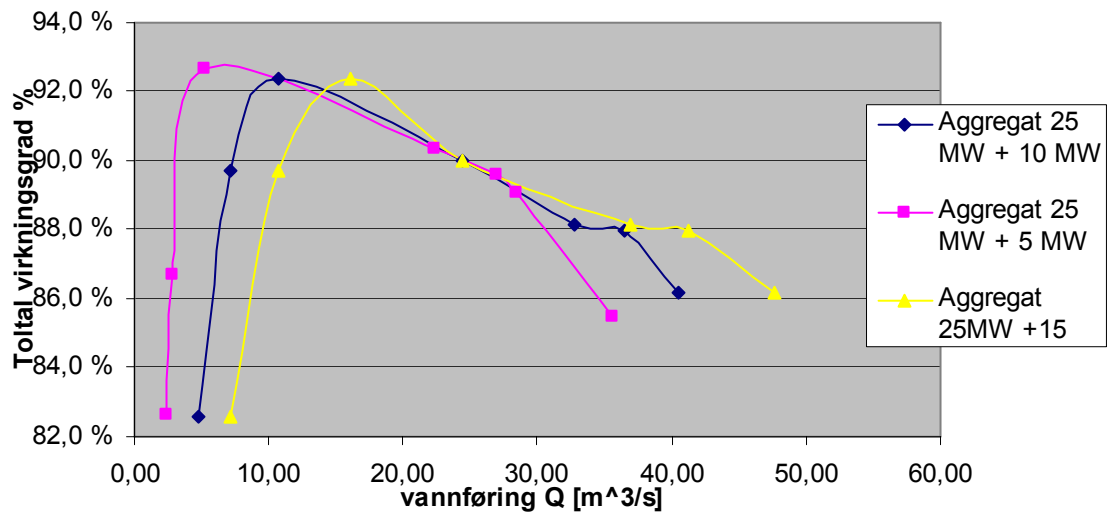
Den samlede virkningsgradskurven for aggregat I+II ble bestemt ut i fra kombinasjoner av aggregatene. Ved lave vannføringer kjøres aggregatet II på høyest mulig totalvirkningsgrad. Ved høyere vannføringer overtar aggregat I og dette blir også kjørt på høyest mulig totalvirkningsgrad. For vannføringer høyere enn maksimalvannføringen til aggregat I bruker en kombinasjonen av begge aggregatene, med høyest mulig totalvirkningsgrad.



Figur 14-2: Totalvirkningsgrad Aggregat 1 (25 MW)

Figur 14-2 viser totalvirkningsgrad for aggregatet I, det allerede eksisterende aggregatet på Fosse. Ved økt vannføring synker totalvirkningsgraden som følge av økte falltap.

Aggregat I+II



Figur 14-3: Totalvirkningsgrad av 25 MW aggregat + nye aggregatstørrelser

Figuren viser at den totale virkningsgraden synker for høye vannføringer. Dette skyldes økte falltap.

E Beskrivelse av filen ”døgnmodell.dat.”

Andre linje gir straffaktoren for å avvike fra sluttmagasinet. I denne oppgaven er straffektoren satt til 0,2. Prisprognosen brukt i denne oppgaven har prisavsnitt som følger:

- | | |
|-----------|------------|
| 1. Høydag | = 50 timer |
| 2. Lavdag | = 30 timer |
| 3. Nat | = 32 timer |
| 4. Helg | = 56 timer |

I boksen under er det gjort et utsnitt av 5.-9 datalinje i Dat-filen. 5. linje betyr døgn 1 (mandag) med tilhørende 3 prisavsnitt innenfor døgnet.

1;3;

Originalt prisavnsitt, Antall timer, relativ pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;7;1.00;1.00;

3;7;1.00;1.00;

7.-linje betyr at 10 timer av døgn 1 er Høylast dag, 7 timer av døgn 1 er Lavlast dag, mens de resterende 7 timene av døgn 1 er referert til prisavsnitt Nat. De etterfølgende tallene angir relativ prisforskjell mellom sommer og vinter. I denne oppgaven er det ikke lagt inn noen forskjeller her i dat-filen, så relativ prisforskjell er derfor satt lik 1. Forskjellene i pris vil altså kun gitt av forskjellene i originale prisavsnittene. Tilsvarende er gjort for alle døgnene i uken. I helgedagene er kun refert til prisavsnittet Helg. Det er viktig at antall timer som er definert i det originale prisavsnittet stemmer overens med døgnmodell.dat filen. Summen av antall timer referert til Høylast dag i dat-filen må altså være lik 50 timer, og tilsvarende for de andre avsnittene.

Filen døgnmodell.dat

;;

Straff for avvik i sluttmagasin (relativt i forhold til pris)

0.1;0;0;

Forste Dogn,Antall prisavnsitt innenfor dognet

1;3;

Originalt prisavnsitt, Antall timer, relativ pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;7;1.00;1.00;

3;7;1.00;1.00;

Andre dogn, Antall prisavnsitt innenfor dognet

2;3;

Originalt prisavnsitt, Antall timer, relativ pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;7;1.00;1.00;

3;7;1.00;1.00;

Tredje dogn, Antall prisavsnitt innenfor dognet

3;3;

Originalt prisavsnitt, Antall timer, relativ pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;7;1.00;1.00;

3;7;1.00;1.00;

Fjerde dogn, Antall prisavsnitt innenfor dognet

4;3;

Originalt prisavsnitt, Antall timer, reltiv pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;7;1.00;1.00;

3;7;1.00;1.00;

Femte dogn, Antall prisavsnitt innenfor dognet

5;4;

Originalt prisavsnitt, Antall timer, relativ pris vinter, sommer

1;10;1.00;1.00;

2;2;1.00;1.00;

3;4;1.00;1.00;

4;8;1.00;1.00;

Sjette dogn, Antall prisavsnitt innenfor dognet

6;3;

Originalt prisavsnitt, Antall timer, Reltiv pris vinter, sommer

4;8;1.00;1.00;

4;8;1.00;1.00;

4;8;1.00;1.00;

Syvende dogn, Antall prisavsnitt innenfor dognet

7;3;

Originalt prisavsnitt, Antall timer, Relativ pris vinter, sommer

4;8;1.00;1.00;

4;8;1.00;1.00;

4;8;1.00;1.00;

G Resultater fra simuleringene

Resultater fra simuleringer med prisrekken "Basis" Alternativ 0-7

Alternativ 0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1006,0	1005,6	1005,3	1005,1	1004,9	1004,8	1004,7	1004,4	1004,2	1004,2	1004,1	1004,1	1004,2	1004,1
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	98,9	99,0	99,0	99,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,1	83,1	83,2	83,2
Produksjon Fosse [GWh]	140,5	140,6	140,6	140,5	140,5	140,6	140,5	140,4	140,4	140,4	140,4	140,4	140,4	140,4
Produksjon Dale [GWh]	683,1	682,7	682,4	682,2	682,1	682,1	681,9	681,8	681,7	681,7	681,6	681,6	681,7	681,6
Total flom+forbitapping [GWh]	25,2	25,7	26,0	26,2	26,3	26,4	26,4	26,6	26,8	26,8	26,8	26,9	26,8	26,9
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Flomtap Fosse [Mm3]	13,7	13,7	13,6	13,7	13,6	13,5	13,6	13,7	13,7	13,8	13,8	13,8	13,7	13,8
Flomtap Dale [Mm3]	21,0	21,4	21,7	21,9	22,0	22,0	22,1	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Inntekter [10^5 euro]	607,6	583,2	559,0	535,0	511,0	487,1	463,1	439,2	415,4	411,2	407,0	402,8	398,7	394,5
10% prosentil av inntekt	503,3	483,6	463,7	445,7	423,1	401,5	382,9	361,4	341,6	338,1	334,6	331,1	327,6	324,0
90% prosentil av inntekt	721,0	689,1	658,8	622,9	594,6	568,3	536,5	512,6	487,1	482,1	477,2	472,4	467,3	462,5

Alternativ1	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1009,0	1008,7	1008,4	1008,3	1008,1	1007,8	1007,4	1007,3	1007,2	1007,1	1007,1	1007,1	1007,1	1007,0
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,2	99,2	99,3	99,3	99,2	99,2	99,1	99,1	99,1	99,1	99,0	99,0	99,0	99,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,2	83,3	83,2	83,3	83,2	83,2
Produksjon Fosse [GWh]	140,9	140,9	140,9	140,9	140,9	140,9	140,8	140,8	140,8	140,8	140,8	140,8	140,8	140,7
Produksjon Dale [GWh]	685,5	685,1	684,8	684,8	684,7	684,5	684,2	684,2	684,1	684,1	684,1	684,0	684,0	684,0
Total flom+forbitapping [GWh]	24,0	24,4	24,7	24,9	25,0	25,2	25,5	25,5	25,6	25,6	25,6	25,7	25,7	25,8
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Flomtap Fosse [Mm3]	9,3	9,3	9,3	9,3	9,2	9,2	9,4	9,3	9,3	9,4	9,3	9,4	9,4	9,4
Flomtap Dale [Mm3]	20,9	21,4	21,7	21,8	21,8	22,0	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,3	22,3	22,3
Inntekter [10^5 euro]	609,1	584,7	560,5	536,5	512,5	488,4	464,3	440,5	416,6	412,5	408,3	404,1	399,9	395,7
10% prosentil av inntekt	500,5	481,8	462,6	441,5	417,8	400,6	382,5	360,8	341,5	338,0	334,2	330,8	327,5	323,9
90% prosentil av inntekt	722,8	695,1	660,3	623,9	592,8	565,1	539,0	514,0	488,9	484,1	479,3	474,5	469,8	464,9

Alternativ 2	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1009,9	1009,5	1009,2	1009,1	1008,9	1008,6	1008,3	1008,0	1007,9	1007,9	1007,9	1007,9	1007,7	1007,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,1	99,0	99,2	99,2	99,1	99,0	99,0	99,0	98,9	99,0	99,0	98,9	98,9	98,9
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Produksjon Fosse [GWh]	140,2	140,2	140,1	140,1	140,1	140,1	140,0	140,0	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9
Produksjon Dale [GWh]	687,1	686,9	686,5	686,4	686,4	686,2	685,9	685,8	685,8	685,7	685,7	685,7	685,6	685,7
Total flom+forbitapping [GWh]	23,3	23,8	24,1	24,2	24,4	24,6	24,8	25,0	25,0	25,0	25,1	25,1	25,2	25,2
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,1	1,2	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Flomtap Fosse [Mm3]	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,1	7,1
Flomtap Dale [Mm3]	20,9	21,2	21,7	21,7	21,8	21,9	22,1	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,3	22,3
Inntekter [10^5 euro]	609,9	585,4	561,1	537,1	513,0	488,8	464,8	440,8	417,0	412,8	408,6	404,4	400,2	396,0
10% prosentil av inntekt	503,1	482,3	462,9	441,5	417,5	400,5	383,2	361,7	342,0	338,5	334,8	331,5	327,9	324,3
90% prosentil av inntekt	731,7	700,1	662,7	626,5	594,2	565,0	540,0	516,7	491,6	486,5	481,9	477,2	472,2	467,5

Alternativ3	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1008,3	1008,1	1007,8	1007,5	1007,3	1007,1	1006,7	1006,6	1006,3	1006,3	1006,3	1006,3	1006,3	1006,2
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,6	98,6	98,6	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Produksjon Fosse [GWh]	142,2	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2
Produksjon Dale [GWh]	684,0	683,7	683,4	683,1	683,0	682,9	682,6	682,5	682,3	682,3	682,3	682,3	682,3	682,3
Total flom+forbitapping [GWh]	23,3	23,5	23,8	24,0	24,2	24,3	24,6	24,6	24,7	24,8	24,8	24,8	24,8	24,9
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Flomtap Fosse [Mm3]	4,3	4,2	4,2	4,3	4,2	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Flomtap Dale [Mm3]	21,1	21,3	21,6	21,8	22,0	22,0	22,1	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,3
I Inntekter [10^5 euro]	608,8	584,4	560,1	536,0	512,0	488,0	463,9	440,0	416,2	412,0	407,8	403,6	399,4	395,3
10% prosentil av inntekt	500,5	480,0	459,9	439,2	416,5	399,4	383,2	361,8	341,9	338,3	335,1	331,5	328,2	324,6
90% prosentil av inntekt	732,0	699,8	661,4	625,6	593,4	565,0	542,7	513,5	489,0	484,0	479,1	474,4	469,5	464,7

Alternativ 4	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1018,5	1018,3	1017,8	1017,7	1017,6	1017,4	1017,1	1017,0	1016,8	1016,8	1016,8	1016,8	1016,8	1016,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,1	99,2	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,0	99,0	99,1	99,1	99,0	99,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2	83,2
Produksjon Fosse [GWh]	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	142,9
Produksjon Dale [GWh]	693,0	692,7	692,3	692,2	692,1	692,0	691,8	691,7	691,6	691,6	691,6	691,6	691,6	691,6
Total flom+forbitapping [GWh]	26,7	27,0	27,4	27,5	27,7	27,9	28,0	28,1	28,2	28,3	28,2	28,3	28,3	28,3
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8
Flomtap Fosse [Mm3]	14,9	14,9	14,9	14,8	14,9	14,9	14,9	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Flomtap Dale [Mm3]	22,2	22,6	22,9	23,0	23,2	23,3	23,4	23,5	23,5	23,6	23,5	23,5	23,6	23,6
Inntekter [10^5 euro]	614,8	590,3	565,6	541,4	517,2	492,9	468,6	444,5	420,4	416,2	412,0	407,8	403,5	399,3
10% prosentil av inntekt	510,6	487,9	469,9	446,5	424,1	406,3	387,4	365,9	344,7	341,1	337,7	334,0	330,6	327,1
90% prosentil av inntekt	727,8	696,4	662,6	635,9	602,9	575,7	548,3	519,9	493,8	488,8	483,9	478,7	474,0	468,8

Alternativ 5	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1021,6	1021,3	1021,0	1020,8	1020,6	1020,3	1020,1	1019,9	1019,7	1019,8	1019,7	1019,8	1019,7	1019,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,2	99,3	99,3	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,2
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,4	83,4	83,4	83,4	83,3	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Produksjon Fosse [GWh]	143,6	143,6	143,5	143,5	143,5	143,5	143,4	143,4	143,4	143,4	143,4	143,4	143,4	143,4
Produksjon Dale [GWh]	695,4	695,1	694,8	694,6	694,5	694,3	694,2	694,0	693,9	694,0	693,9	694,0	693,9	694,0
Total flom+forbitapping [GWh]	25,4	25,8	26,1	26,3	26,5	26,8	26,9	27,0	27,1	27,1	27,1	27,1	27,2	27,1
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Flomtap Fosse [Mm3]	10,2	10,2	10,2	10,1	10,2	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,4	10,3	10,4	10,3
Flomtap Dale [Mm3]	22,1	22,6	22,8	23,0	23,1	23,3	23,4	23,5	23,5	23,5	23,6	23,6	23,6	23,5
Inntekter [10^5 euro]	616,5	591,8	567,2	542,9	518,5	494,2	470,0	445,7	421,6	417,4	413,2	409,0	404,7	400,5
10% prosentil av inntekt	504,9	485,6	467,9	446,0	421,7	404,1	386,3	365,0	344,9	341,0	337,7	334,1	330,7	327,3
90% prosentil av inntekt	734,2	704,9	673,3	637,9	605,0	576,0	549,3	520,4	495,8	491,0	486,0	480,8	476,0	471,1

Alternativ 6	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1022,5	1022,1	1021,8	1021,8	1021,5	1021,2	1021,1	1020,9	1020,6	1020,6	1020,6	1020,5	1020,5	1020,5
Produksjon Hodnaberg [GWh]	99,1	99,2	99,2	99,2	99,2	99,1	99,1	99,1	99,1	99,0	99,1	99,0	99,0	99,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,5	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Produksjon Fosse [GWh]	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,7	142,7	142,7	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6	142,6
Produksjon Dale [GWh]	697,0	696,7	696,4	696,3	696,2	696,0	695,9	695,8	695,7	695,7	695,6	695,6	695,6	695,6
Total flom+forbitapping [GWh]	24,8	25,2	25,5	25,6	25,9	26,1	26,1	26,3	26,4	26,4	26,5	26,5	26,5	26,5
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Flomtap Fosse [Mm3]	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,7	7,7	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Flomtap Dale [Mm3]	22,1	22,5	22,9	22,9	23,1	23,2	23,3	23,4	23,4	23,4	23,4	23,5	23,5	23,5
Inntekter [10^5 euro]	617,2	592,5	567,9	543,5	519,1	494,7	470,4	446,2	422,1	417,8	413,6	409,3	405,1	400,8
10% prosentil av inntekt	508,4	487,0	468,7	446,6	422,3	403,3	387,3	365,4	343,4	339,9	336,3	332,8	329,1	325,6
90% prosentil av inntekt	740,8	712,6	676,3	641,5	606,8	575,3	549,1	523,2	498,5	493,3	488,4	483,5	478,4	473,7

Alternativ 7	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1020,9	1020,5	1020,2	1020,0	1019,7	1019,6	1019,4	1019,2	1018,8	1018,8	1018,9	1018,8	1018,8	1018,9
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7	98,6	98,6	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Produksjon Fosse [GWh]	144,9	144,9	145,0	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9	144,9
Produksjon Dale [GWh]	693,9	693,5	693,2	693,0	692,8	692,7	692,6	692,5	692,2	692,2	692,2	692,2	692,2	692,2
Total flom+forbitapping [GWh]	24,8	25,2	25,5	25,8	26,0	26,0	26,1	26,3	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Flomtap Fosse [Mm3]	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9
Flomtap Dale [Mm3]	22,4	22,8	23,1	23,2	23,4	23,4	23,4	23,4	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
I Inntekter [10^5 euro]	616,0	591,3	566,7	542,4	518,0	493,7	469,5	445,3	421,1	416,9	412,6	408,4	404,2	400,0
10% prosentil av inntekt	507,0	485,3	464,7	443,4	421,5	402,9	387,1	365,6	345,7	342,2	338,4	335,0	331,4	327,9
90% prosentil av inntekt	740,4	711,2	674,0	640,0	606,2	577,3	546,8	520,2	495,7	490,7	485,9	481,0	476,1	473,4

Resultater fra simuleringer med prisrekken "Fornybar" Alternativ 0-7

Alternativ 0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	987,2	986,8	986,3	985,7	985,1	984,6	984,1	983,7	976,9	976,5	976,2	975,7	975,2	968,6
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,3	97,2	97,3	97,2	97,3	97,4	97,4	97,4	96,6	96,6	96,7	96,6	96,6	96,2
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,2	82,3	82,3	82,2	82,2	82,1	82,0	82,0	81,4	81,4	81,4	81,3	81,3	80,8
Produksjon Fosse [GWh]	138,6	138,2	138,1	138,1	138,0	138,2	138,2	138,1	137,4	137,4	137,4	137,3	137,3	136,5
Produksjon Dale [GWh]	669,2	669,1	668,6	668,1	667,6	666,9	666,5	666,2	661,5	661,1	660,8	660,4	660,0	655,1
Total flom+forbitapping [GWh]	41,2	41,7	42,0	42,2	42,4	42,5	42,6	42,8	49,6	49,8	50,0	50,2	50,4	56,7
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	3,6	3,8	3,7	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	4,9	4,8	4,8	4,9	4,9	5,6
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,6	6,6	6,6	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	8,2	8,3	8,3	8,4	8,4	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	20,0	20,0	20,1	20,2	20,2	20,2	20,2	20,3	21,8	21,9	22,0	22,0	22,1	24,8
Flomtap Dale [Mm3]	30,8	31,0	31,3	31,4	31,6	31,6	31,7	31,7	35,5	35,6	35,7	35,7	35,8	40,2
Inntekter [10^5 euro]	578,5	549,3	520,2	491,3	462,5	433,6	404,9	376,2	347,7	338,0	328,4	318,7	309,0	299,3
10% prosentil av inntekt	486,0	461,8	438,0	414,0	386,3	357,2	330,8	304,4	278,4	268,4	258,7	248,6	239,6	230,5
90% prosentil av inntekt	681,0	640,5	606,6	572,3	540,1	506,9	475,5	444,1	411,9	401,0	392,3	384,4	376,3	367,9

Alternativ1	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	990,8	989,8	989,3	988,7	988,1	987,5	987,0	986,7	979,6	979,1	978,5	978,0	977,5	970,9
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,5	97,4	97,5	97,4	97,5	97,5	97,6	97,6	96,7	96,7	96,7	96,7	96,6	96,2
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,3	82,4	82,4	82,3	82,2	82,2	82,1	82,1	81,5	81,5	81,5	81,4	81,4	80,9
Produksjon Fosse [GWh]	138,8	138,6	138,5	138,4	138,3	138,3	138,4	138,3	137,5	137,4	137,3	137,2	137,1	136,2
Produksjon Dale [GWh]	672,2	671,3	671,0	670,5	670,0	669,6	669,0	668,7	663,8	663,5	663,1	662,8	662,4	657,5
Total flom+forbitapping [GWh]	40,0	40,4	40,6	41,0	41,1	41,4	41,4	41,5	48,6	48,8	49,1	49,4	49,5	55,9
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	3,4	3,4	3,4	3,5	3,4	3,5	3,4	3,5	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9	5,5
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,5	6,5	6,6	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	8,2	8,3	8,4	8,4	8,4	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	15,6	15,6	15,6	15,6	15,7	15,8	15,8	15,9	17,8	17,9	18,0	18,1	18,2	21,0
Flomtap Dale [Mm3]	30,6	30,9	31,1	31,3	31,4	31,5	31,6	31,7	35,4	35,5	35,7	35,7	35,8	40,1
Inntekter [10^5 euro]	580,8	551,2	522,1	493,1	464,1	435,2	406,3	377,5	348,9	339,2	329,5	319,8	310,1	300,4
10% prosentil av inntekt	486,5	462,8	437,0	410,7	383,9	357,4	331,2	304,8	278,0	267,9	258,4	249,6	240,9	232,1
90% prosentil av inntekt	687,6	649,6	612,4	578,1	542,0	508,3	477,1	445,4	412,8	404,2	395,6	387,8	379,9	369,8

Alternativ 2	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	991,2	990,5	989,9	989,3	988,7	988,2	987,8	987,5	980,6	980,1	979,6	979,2	978,8	972,1
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,0	97,1	97,0	97,1	97,1	97,1	97,2	97,2	96,4	96,4	96,4	96,4	96,5	96,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,3	82,4	82,4	82,3	82,3	82,2	82,2	82,1	81,6	81,6	81,5	81,5	81,4	80,9
Produksjon Fosse [GWh]	138,1	138,2	138,2	138,2	138,2	138,2	138,1	138,1	137,3	137,2	137,2	137,2	137,2	136,3
Produksjon Dale [GWh]	673,7	672,7	672,3	671,7	671,1	670,7	670,3	670,0	665,3	664,9	664,5	664,1	663,8	658,9
Total flom+forbitapping [GWh]	39,8	39,9	40,4	40,5	40,7	40,9	41,1	41,2	48,1	48,3	48,6	48,8	48,9	55,3
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	4,0	3,9	4,1	4,0	4,0	4,0	3,9	4,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,1	5,8
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,6	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	8,2	8,2	8,3	8,4	8,4	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	13,4	13,3	13,4	13,3	13,3	13,4	13,5	13,6	15,5	15,6	15,7	15,8	15,8	18,8
Flomtap Dale [Mm3]	30,6	30,9	31,1	31,3	31,4	31,5	31,7	31,7	35,3	35,4	35,6	35,7	35,7	40,1
Inntekter [10^5 euro]	581,7	552,2	522,9	493,9	464,8	435,9	407,0	378,3	349,6	339,9	330,1	320,4	310,7	301,1
10% prosentil av inntekt	488,8	463,2	437,7	412,3	384,4	357,1	330,9	304,5	278,3	268,9	259,4	250,5	241,2	232,4
90% prosentil av inntekt	688,9	649,4	615,2	579,0	542,8	509,7	479,0	448,3	415,1	404,3	395,5	387,1	379,1	370,7

Alternativ3	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	991,5	991,0	990,6	989,8	989,2	988,8	988,6	988,1	981,1	980,6	980,3	979,8	979,3	972,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	96,8	96,9	96,9	96,9	97,0	97,0	97,2	97,1	96,4	96,4	96,5	96,4	96,4	96,0
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,3	82,5	82,4	82,4	82,3	82,3	82,2	82,2	81,6	81,6	81,5	81,5	81,5	81,0
Produksjon Fosse [GWh]	139,8	139,3	139,2	139,3	139,2	139,2	139,2	139,1	138,2	138,1	138,1	138,1	138,1	137,2
Produksjon Dale [GWh]	672,6	672,4	672,1	671,3	670,7	670,3	670,0	669,8	665,0	664,5	664,1	663,8	663,4	658,6
Total flom+forbitapping [GWh]	39,4	39,5	39,8	40,1	40,2	40,3	40,3	40,6	47,6	47,9	48,1	48,3	48,5	54,7
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	4,4	4,2	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	4,1	5,2	5,1	5,1	5,1	5,2	5,8
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	8,2	8,3	8,3	8,4	8,4	10,2
Flomtap Fosse [Mm3]	10,5	10,5	10,4	10,5	10,4	10,5	10,5	10,6	13,1	13,2	13,3	13,3	13,4	16,3
Flomtap Dale [Mm3]	30,7	31,0	31,2	31,4	31,5	31,5	31,6	31,7	35,4	35,6	35,7	35,8	35,9	40,1
I Inntekter [10^5 euro]	582,1	552,7	523,5	494,3	465,3	436,3	407,5	378,7	350,0	340,3	330,6	320,8	311,1	301,4
10% prosentil av inntekt	488,5	463,3	438,4	412,6	387,0	359,8	332,6	305,9	280,4	270,4	260,7	251,2	242,0	233,1
90% prosentil av inntekt	690,3	651,5	617,2	580,9	544,6	509,6	479,2	447,8	414,5	404,4	395,9	387,6	379,4	370,9

Alternativ 4	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	999,5	999,4	998,9	998,3	997,7	997,1	996,5	996,2	989,2	988,8	988,4	987,8	987,3	980,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,5	97,4	97,5	96,6	96,6	96,5	96,5	96,5	96,1
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,1	82,3	82,3	82,2	82,2	82,1	82,1	82,0	81,5	81,4	81,4	81,4	81,3	80,8
Produksjon Fosse [GWh]	141,1	140,7	140,7	140,6	140,6	140,7	140,7	140,6	139,9	139,9	139,8	139,8	139,8	139,0
Produksjon Dale [GWh]	678,9	678,9	678,6	678,1	677,5	676,8	676,3	676,1	671,3	670,9	670,6	670,2	669,8	664,9
Total flom+forbitapping [GWh]	42,9	43,2	43,5	43,7	43,8	43,9	44,2	44,3	51,2	51,4	51,6	52,0	52,2	58,5
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	3,6	3,5	3,5	3,6	3,6	3,5	3,6	3,5	4,8	4,8	4,9	5,0	5,0	5,6
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,7	6,7	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,8	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	21,3	21,3	21,4	21,4	21,4	21,5	21,7	21,7	23,2	23,4	23,4	23,6	23,7	26,3
Flomtap Dale [Mm3]	32,1	32,4	32,6	32,7	32,8	32,9	33,0	33,1	36,9	37,0	37,0	37,2	37,3	41,7
Inntekter [10^5 euro]	585,3	555,9	526,5	497,1	467,9	438,7	409,5	380,6	351,6	341,8	332,0	322,2	312,4	302,7
10% prosentil av inntekt	489,5	465,1	440,5	414,9	387,9	361,4	335,0	307,6	281,1	271,7	261,8	252,7	243,4	233,3
90% prosentil av inntekt	692,3	653,9	616,5	582,6	548,6	514,4	482,4	449,0	417,4	406,4	396,7	388,4	379,9	371,3

Alternativ 5	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1003,2	1002,2	1001,7	1001,1	1000,5	1000,0	999,4	998,8	991,8	991,4	990,9	990,4	989,9	983,2
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,6	97,6	97,6	97,6	97,5	97,5	97,6	97,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,2
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,3	82,4	82,4	82,3	82,3	82,2	82,1	82,1	81,5	81,5	81,5	81,5	81,4	80,9
Produksjon Fosse [GWh]	141,3	141,1	141,1	140,9	140,9	140,8	140,9	140,8	140,1	140,0	139,9	139,7	139,6	138,8
Produksjon Dale [GWh]	681,9	681,1	680,7	680,3	679,9	679,4	678,8	678,4	673,6	673,3	673,0	672,6	672,3	667,3
Total flom+forbitapping [GWh]	41,6	42,0	42,3	42,6	42,8	42,9	43,0	43,3	50,3	50,4	50,7	50,9	51,1	57,6
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	5,5
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,8	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	16,7	16,7	16,8	16,9	16,9	16,9	16,9	17,0	18,9	18,9	19,0	19,1	19,1	22,1
Flomtap Dale [Mm3]	32,0	32,3	32,5	32,7	32,8	32,9	32,9	33,1	36,8	36,8	36,9	37,0	37,1	41,6
Inntekter [10^5 euro]	587,7	557,7	528,3	498,9	469,6	440,3	411,1	381,9	352,9	343,1	333,3	323,4	313,6	303,8
10% prosentil av inntekt	489,4	466,7	439,8	414,5	387,5	360,6	333,8	307,9	282,7	271,7	261,9	252,6	243,5	233,7
90% prosentil av inntekt	699,7	661,3	624,2	586,9	551,1	516,5	482,5	450,7	419,3	410,4	403,4	394,8	386,4	378,0

Alternativ 6	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1004,0	1003,0	1002,5	1001,8	1001,3	1000,7	1000,2	999,7	992,7	992,3	991,8	991,4	991,0	984,3
Produksjon Hodnaberg [GWh]	97,3	97,3	97,3	97,2	97,3	97,3	97,3	97,2	96,3	96,3	96,3	96,3	96,3	95,9
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,3	82,4	82,4	82,3	82,3	82,2	82,1	82,1	81,6	81,5	81,5	81,5	81,4	80,9
Produksjon Fosse [GWh]	140,7	140,8	140,8	140,8	140,8	140,8	140,7	140,7	139,9	139,8	139,8	139,8	139,8	138,9
Produksjon Dale [GWh]	683,5	682,5	682,1	681,5	680,9	680,4	680,0	679,7	674,9	674,6	674,2	673,9	673,4	668,5
Total flom+forbitapping [GWh]	41,1	41,5	41,8	42,1	42,2	42,5	42,7	43,1	50,0	50,1	50,4	50,6	50,8	57,2
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	3,6	3,7	3,8	3,8	3,7	3,8	3,8	3,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,9
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,8	6,8	8,3	8,4	8,4	8,4	8,5	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	14,3	14,3	14,3	14,4	14,3	14,4	14,5	14,6	16,6	16,6	16,7	16,7	16,8	19,8
Flomtap Dale [Mm3]	31,9	32,3	32,5	32,7	32,8	32,9	33,0	33,2	36,7	36,8	37,0	37,1	37,2	41,6
Inntekter [10^5 euro]	588,8	558,8	529,2	499,7	470,4	441,1	411,8	382,6	353,6	343,8	334,0	324,1	314,3	304,5
10% prosentil av inntekt	492,0	467,0	440,5	415,0	387,4	360,4	334,4	307,8	281,7	272,2	262,8	253,9	243,5	234,1
90% prosentil av inntekt	701,3	662,0	626,2	589,6	551,6	517,3	484,8	452,9	421,7	412,3	403,4	394,6	385,9	378,0

Alternativ 7	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1004,0	1003,1	1003,0	1002,2	1001,5	1001,1	1000,6	1000,1	993,2	992,8	992,3	991,9	991,5	984,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	96,7	96,7	96,9	96,9	96,9	97,0	97,0	96,9	96,2	96,2	96,2	96,2	96,3	95,9
Produksjon Kaldestad [GWh]	82,4	82,5	82,4	82,4	82,3	82,2	82,2	82,1	81,6	81,6	81,5	81,5	81,5	81,0
Produksjon Fosse [GWh]	142,4	141,9	141,9	141,9	141,9	141,8	141,8	141,7	140,8	140,8	140,7	140,7	140,7	139,8
Produksjon Dale [GWh]	682,4	682,0	681,8	681,1	680,5	680,1	679,7	679,4	674,6	674,3	673,9	673,4	673,1	668,2
Total flom+forbitapping [GWh]	41,0	41,5	41,6	41,8	42,0	42,1	42,3	42,6	49,6	49,7	50,0	50,2	50,4	56,7
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	4,4	4,5	4,3	4,3	4,4	4,2	4,3	4,4	5,4	5,4	5,5	5,4	5,4	6,0
Flomtap Kaldestad [Mm3]	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,8	6,8	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	10,3
Flomtap Fosse [Mm3]	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,4	11,5	11,5	14,0	14,0	14,1	14,1	14,2	17,2
Flomtap Dale [Mm3]	32,1	32,4	32,6	32,8	32,9	32,9	33,0	33,2	36,9	36,9	37,1	37,2	37,3	41,6
I Inntekter [10^5 euro]	589,0	559,0	529,6	500,1	470,6	441,4	412,1	382,9	354,0	344,2	334,3	324,5	314,7	304,8
10% prosentil av inntekt	493,4	467,9	441,3	417,6	390,8	362,6	336,5	309,5	283,6	273,5	263,9	254,3	245,1	235,5
90% prosentil av inntekt	702,8	664,1	628,5	593,0	554,2	518,5	484,7	452,5	420,7	411,5	404,8	395,5	387,1	378,2

Resultater fra simuleringer med prisrekken "Eksport" Alternativ 0-7

Alternativ 0	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1001,3	999,5	997,9	995,9	994,3	992,8	991,7	990,8	990,3	990,5	990,8	990,9	990,9	990,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,8	98,2	98,3	98,3	98,2	98,2	98,2	98,2	98,4	98,4	98,6	98,6	98,6	98,6
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,1	83,1	83,1	83,0	82,9	82,9	82,7	82,6	82,5	82,5	82,6	82,6	82,7	82,7
Produksjon Fosse [GWh]	140,6	140,5	140,3	140,1	139,8	139,6	139,3	139,2	139,1	139,0	139,0	138,9	138,7	138,4
Produksjon Dale [GWh]	678,7	677,7	676,2	674,5	673,3	672,2	671,5	670,9	670,4	670,5	670,6	670,7	670,8	671,0
Total flom+forbitapping [GWh]	26,2	26,9	27,0	27,2	27,4	27,8	28,1	28,4	28,3	28,4	28,2	28,4	28,6	28,9
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,3	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	1,8	1,9	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Flomtap Fosse [Mm3]	13,5	13,8	14,0	14,4	14,7	15,1	15,6	16,1	16,3	16,4	16,5	16,9	17,7	18,9
Flomtap Dale [Mm3]	21,9	22,1	22,1	22,2	22,3	22,6	22,8	22,9	23,0	23,0	22,9	23,0	23,0	23,1
Inntekter [10^5 euro]	624,3	614,0	604,2	594,7	585,6	576,8	568,2	559,8	551,7	558,6	565,4	572,3	579,1	586,0
10% prosentil av inntekt	532,5	522,1	511,7	507,9	500,2	498,2	492,3	489,0	485,0	487,0	490,4	498,8	502,2	506,2
90% prosentil av inntekt	715,1	700,6	690,9	677,6	664,4	651,6	635,6	626,4	616,8	623,3	629,9	634,2	644,5	656,7

Alternativ1	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1004,3	1002,8	1000,8	998,5	996,7	995,4	994,4	993,5	992,9	992,9	993,1	993,2	993,3	993,4
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,9	98,6	98,5	98,5	98,4	98,4	98,4	98,3	98,5	98,5	98,6	98,7	98,7	98,7
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,2	83,3	83,2	83,1	83,0	82,9	82,8	82,7	82,6	82,6	82,5	82,6	82,6	82,6
Produksjon Fosse [GWh]	141,0	141,0	140,8	140,5	140,3	140,0	139,7	139,5	139,4	139,4	139,5	139,4	139,4	139,4
Produksjon Dale [GWh]	681,2	679,9	678,4	676,4	675,0	674,1	673,5	673,0	672,5	672,4	672,4	672,5	672,6	672,7
Total flom+forbitapping [GWh]	25,2	25,5	25,7	25,9	26,0	26,1	26,5	26,8	26,7	26,7	26,6	26,4	26,6	26,7
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,2	1,6	1,7	1,7	1,8	1,6	1,6	1,7	1,4	1,4	1,3	1,1	1,2	1,2
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	3,0	3,0
Flomtap Fosse [Mm3]	9,1	9,2	9,2	9,3	9,4	9,5	9,7	9,8	9,9	9,9	9,8	9,9	10,0	10,1
Flomtap Dale [Mm3]	22,0	22,1	22,1	22,2	22,3	22,4	22,7	22,9	22,9	22,9	22,9	22,8	22,9	23,0
Inntekter [10^5 euro]	626,5	616,6	606,9	597,4	588,6	580,2	572,0	563,9	555,9	563,0	570,2	577,4	584,5	591,7
10% prosentil av inntekt	537,8	523,9	514,0	507,9	502,5	500,4	496,3	493,1	488,3	491,4	492,9	503,4	508,0	511,8
90% prosentil av inntekt	717,3	704,8	693,1	678,6	666,7	652,8	641,8	633,5	623,3	631,2	636,0	640,8	654,4	665,3

Alternativ 2	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1005,6	1003,4	1001,5	999,7	998,0	996,5	995,6	994,9	994,5	994,3	994,5	994,6	994,6	994,8
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,7	98,0	98,0	98,1	98,0	98,0	98,0	97,9	98,3	98,4	98,4	98,5	98,5	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,4	83,3	83,2	83,1	83,0	82,9	82,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,7	82,7
Produksjon Fosse [GWh]	140,2	140,1	139,9	139,7	139,6	139,5	139,4	139,4	139,3	139,3	139,4	139,5	139,4	139,4
Produksjon Dale [GWh]	683,3	681,9	680,3	678,7	677,3	676,0	675,4	674,9	674,4	674,1	674,0	674,0	674,0	674,1
Total flom+forbitapping [GWh]	24,4	25,3	25,3	25,6	25,7	26,1	26,2	26,5	26,2	26,4	26,1	26,1	26,2	26,3
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	2,2	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	3,0	3,0
Flomtap Fosse [Mm3]	6,6	6,7	6,8	7,0	7,0	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5	7,5
Flomtap Dale [Mm3]	21,9	22,0	22,1	22,3	22,3	22,6	22,8	22,9	22,9	23,1	22,9	22,9	23,0	23,1
Inntekter [10^5 euro]	627,7	617,5	608,1	599,0	590,4	582,1	574,1	566,1	558,5	565,5	572,7	579,9	587,1	594,3
10% prosentil av inntekt	531,0	524,7	513,7	509,3	503,1	502,0	497,8	492,4	489,4	491,6	494,9	504,3	508,3	511,9
90% prosentil av inntekt	717,2	703,9	693,4	680,8	670,0	656,9	645,1	634,5	624,1	628,6	638,2	644,3	659,6	670,9

Alternativ3	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1004,6	1003,5	1001,8	1000,0	998,6	996,9	995,7	994,7	994,0	994,0	994,2	994,4	994,6	994,6
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,5	97,6	97,5	97,6	97,7	97,6	97,7	97,7	98,0	98,1	98,3	98,3	98,3	98,3
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,4	83,3	83,3	83,2	83,0	82,9	82,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,7
Produksjon Fosse [GWh]	142,1	141,7	141,5	141,3	141,0	140,7	140,4	140,1	139,7	139,8	139,9	140,0	140,0	140,1
Produksjon Dale [GWh]	680,7	680,9	679,5	677,9	676,7	675,5	674,8	674,3	673,8	673,6	673,5	673,5	673,5	673,6
Total flom+forbitapping [GWh]	24,1	25,2	25,4	25,5	25,5	25,8	26,0	26,1	25,9	26,0	25,8	25,8	25,9	26,0
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,7	3,0	3,1	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,1	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Flomtap Fosse [Mm3]	4,1	4,2	4,2	4,4	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,7
Flomtap Dale [Mm3]	22,0	22,1	22,2	22,4	22,5	22,7	23,0	23,1	23,1	23,2	23,2	23,2	23,3	23,4
I Inntekter [10^5 euro]	627,1	617,9	608,5	599,6	591,3	583,0	575,1	567,3	559,8	566,9	574,1	581,3	588,5	595,7
10% prosentil av inntekt	530,9	524,1	512,6	506,7	501,7	499,0	495,7	492,7	488,2	490,0	496,1	504,5	508,9	512,2
90% prosentil av inntekt	723,0	705,9	692,7	680,3	667,7	654,7	644,2	634,9	627,6	634,1	638,0	646,1	657,3	668,9

Alternativ 4	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1013,9	1012,2	1010,4	1008,5	1006,8	1005,4	1004,2	1003,5	1002,6	1002,6	1002,9	1003,3	1003,2	1003,1
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,8	98,4	98,4	98,4	98,4	98,3	98,2	98,3	98,2	98,2	98,3	98,5	98,5	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,1	83,2	83,1	83,1	83,0	82,9	82,7	82,6	82,5	82,5	82,6	82,7	82,7	82,7
Produksjon Fosse [GWh]	143,1	143,0	142,8	142,6	142,3	142,1	141,8	141,7	141,5	141,5	141,4	141,4	141,2	140,8
Produksjon Dale [GWh]	688,8	687,7	686,2	684,5	683,2	682,2	681,5	680,9	680,3	680,4	680,6	680,7	680,9	681,0
Total flom+forbitapping [GWh]	27,6	28,1	28,4	28,6	28,8	29,1	29,5	29,7	29,9	30,1	30,0	29,9	30,1	30,5
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,3	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4	1,4	1,3
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1
Flomtap Fosse [Mm3]	14,7	15,1	15,4	15,7	16,2	16,5	17,0	17,5	17,9	18,1	18,2	18,4	19,3	20,7
Flomtap Dale [Mm3]	23,0	23,2	23,3	23,4	23,6	23,7	23,9	24,0	24,2	24,3	24,1	24,1	24,2	24,2
Inntekter [10^5 euro]	631,8	621,4	611,3	601,5	592,2	583,2	574,4	565,9	557,4	564,1	571,0	578,0	584,9	591,8
10% prosentil av inntekt	531,0	527,9	519,6	511,6	507,1	503,3	498,7	494,8	490,6	494,3	495,9	502,6	507,4	510,4
90% prosentil av inntekt	723,8	709,2	701,4	684,2	670,2	655,1	645,0	632,7	621,8	630,0	636,8	643,5	649,9	662,4

Alternativ 5	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1017,0	1015,3	1013,7	1011,2	1009,4	1007,9	1006,9	1006,2	1005,2	1005,2	1005,3	1005,4	1005,6	1005,6
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,9	98,6	98,6	98,7	98,5	98,5	98,3	98,4	98,4	98,4	98,5	98,6	98,6	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,3	83,2	83,2	83,0	82,9	82,8	82,7	82,6	82,6	82,5	82,6	82,6	82,6
Produksjon Fosse [GWh]	143,6	143,6	143,4	143,1	142,9	142,6	142,3	142,1	142,0	142,0	142,1	142,0	141,9	141,9
Produksjon Dale [GWh]	691,2	689,8	688,4	686,3	685,0	683,9	683,5	683,0	682,3	682,3	682,3	682,2	682,4	682,5
Total flom+forbitapping [GWh]	26,5	26,9	27,0	27,1	27,3	27,7	27,9	28,0	28,3	28,3	28,2	28,2	28,2	28,4
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,1	1,5	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
Flomtap Fosse [Mm3]	10,0	10,1	10,1	10,3	10,3	10,5	10,5	10,7	10,9	10,8	10,8	10,9	10,9	11,0
Flomtap Dale [Mm3]	23,1	23,3	23,3	23,5	23,5	23,7	23,9	24,0	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,3
Inntekter [10^5 euro]	634,1	623,9	614,1	604,4	595,4	586,6	578,2	570,0	561,7	568,8	576,0	583,3	590,5	597,7
10% prosentil av inntekt	544,9	531,1	523,2	516,1	510,2	507,0	501,6	498,6	494,1	497,9	499,6	507,2	513,0	516,1
90% prosentil av inntekt	725,2	712,6	702,2	685,6	674,3	658,6	649,2	639,2	629,7	637,2	643,6	649,3	659,5	670,7

Alternativ 6	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1018,2	1016,1	1014,4	1012,5	1010,7	1009,2	1008,3	1007,6	1006,8	1006,9	1007,0	1006,9	1007,1	1007,3
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,7	98,2	98,3	98,3	98,2	98,1	98,0	98,1	98,0	98,3	98,4	98,5	98,5	98,5
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,3	83,3	83,2	83,1	83,0	82,8	82,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,7	82,7
Produksjon Fosse [GWh]	142,9	142,8	142,5	142,3	142,2	142,1	142,0	142,0	141,9	142,0	142,0	142,1	142,1	142,1
Produksjon Dale [GWh]	693,3	691,9	690,2	688,7	687,2	686,0	685,4	684,9	684,3	684,1	684,0	683,8	683,9	684,0
Total flom+forbitapping [GWh]	26,0	26,6	26,6	26,9	27,1	27,4	27,5	27,8	27,9	27,7	27,6	27,6	27,7	27,7
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,5	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1
Flomtap Fosse [Mm3]	7,4	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	8,1	8,2	8,2	8,1	8,2	8,3	8,3
Flomtap Dale [Mm3]	23,0	23,2	23,3	23,4	23,6	23,8	23,9	24,1	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,3
Inntekter [10^5 euro]	635,2	624,9	615,3	606,1	597,3	588,7	580,4	572,4	564,3	571,5	578,7	586,0	593,3	600,6
10% prosentil av inntekt	545,2	528,7	521,3	517,2	511,5	508,4	504,3	500,7	495,5	499,1	501,4	509,8	514,1	517,3
90% prosentil av inntekt	726,0	712,9	702,7	687,9	675,5	663,3	652,0	641,3	631,4	635,5	646,0	651,9	664,0	675,1

Alternativ 7	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hovedresultater Gj. Snitt verdier														
Total produksjon [GWh]	1017,2	1016,4	1014,7	1012,9	1011,2	1009,4	1008,5	1007,5	1006,7	1006,5	1006,7	1006,9	1007,1	1007,2
Produksjon Hodnaberg [GWh]	98,5	97,8	97,7	97,9	97,8	97,8	97,9	97,9	98,1	98,2	98,4	98,4	98,4	98,3
Produksjon Kaldestad [GWh]	83,3	83,4	83,3	83,2	83,1	83,0	82,8	82,7	82,6	82,6	82,6	82,6	82,7	82,6
Produksjon Fosse [GWh]	144,7	144,4	144,2	143,9	143,7	143,4	143,0	142,7	142,3	142,4	142,5	142,6	142,6	142,7
Produksjon Dale [GWh]	690,6	690,9	689,5	687,9	686,6	685,3	684,7	684,2	683,7	683,4	683,3	683,3	683,4	683,5
Total flom+forbitapping [GWh]	25,6	26,4	26,6	26,7	26,9	27,2	27,2	27,4	27,3	27,4	27,2	27,2	27,3	27,4
Flomtap Hodnaberg [Mm3]	1,7	2,8	2,9	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	1,9	1,8	1,6	1,6	1,6	1,7
Flomtap Kaldestad [Mm3]	2,8	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Flomtap Fosse [Mm3]	4,8	4,8	4,8	5,0	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4
Flomtap Dale [Mm3]	23,2	23,4	23,4	23,6	23,8	24,1	24,2	24,3	24,3	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
I Inntekter [10^5 euro]	634,6	625,3	615,8	606,8	598,1	589,5	581,5	573,5	565,7	572,8	580,1	587,3	594,7	601,9
10% prosentil av inntekt	536,5	530,1	521,1	516,1	510,0	509,2	504,3	500,9	497,2	499,5	501,0	509,8	514,4	517,6
90% prosentil av inntekt	725,1	711,5	703,5	688,2	674,8	661,4	652,1	642,8	631,8	639,6	646,2	653,2	664,5	674,9

