

Pumpekraftverk for effektproduksjon

Knut Øygaard

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juni 2008

Hovedveileder: Torbjørn Kristian Nielsen, EPT

Biveileder(e): Eirik Bøkkø, E-CO Vannkraft

Oppgavetekst

Bakgrunn

Ved Strandevatn i Holsvassdraget ligger forholdene til rette for å etablere et pumpekraftverk. Vei og 400kV-linjer ligger allerede der. Strandevatn kan brukes som undervann, og flere småvatn ca 500 høydemeter over Strandevatn er aktuelle som overvatn.

Mål

Prosjektet er et pumpekraftverk ved Strandevatn for å finne ut om det er teknisk og økonomisk gjennomførbart.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter:

1. Innsamling av fysiske data og gjennomgang av beregningsgrunnlag
2. Gjennomgang av tekniske løsninger i et pumpekraftverk
3. Økonomisk dimensjonering av pumpekraftverket og lønnsomhetsberegninger

Under gjennomføringen av oppgaven vil studenten ha nær kontakt med E-CO Vannkraft

Oppgaven gitt: 21. januar 2008

Hovedveileder: Torbjørn Kristian Nielsen, EPT



POSTADRESSE

NTNU
INSTITUTT FOR ENERGI OG
PROSESSTEKNIKK
Kolbjørn Hejes vei 1A
N-7491 Trondheim - NTNU

TELEFONER

Sentralbord NTNU: 73 59 40 00
Instituttkontor: 73 59 27 00
Vannkraftlaboratoriet: 73 59 38 57

TELEFAX

Instituttkontor: 73 59 83 90
Vannkraftlaboratoriet: 73 59 38 54

Rapportens tittel Pumpekraftverk for effektproduksjon	Dato 4/6-08
	Antall sider og bilag 64 sider, 9 vedlegg
Forfatter Knut Øygard	Ansv. sign.
Avdeling Institutt for Energe- og prosessteknikk Vannkraftlaboratoriet	Prosjektnummer EPT-M-2008-Nr58

Oppdragsgiver NTNU Vannkraftlaboratoriet	Oppdragsgivers ref. Torbjørn Nielsen
--	--

Ekstrakt

Europa har et stadig økende energiforbruk, og har samtidig mål om å redusere bruken av fossile brensel. De termiske kraftverkene er trege å regulere, og et økende innslag av vindkraft forsterker en allerede vanskelig effektsituasjon. Vannkraft egner seg godt til effektregulering på grunn av rask og billig lastendring. Norge kan bidra som effektregulator for Europa. Ved å øke effektinstallasjonen i eksisterende vannkraftverk ved og ved å bygge pumpekraftverk.

Fallet mellom Tyrvelstjerna og Strandevatnet i Hol er godt egnet for et pumpekraftverk. Strandevatnet er allerede regulert som en del av Hol-reguleringen og Tyrvelstjerna ligger slik til at de kan demmes sammen til et magasin på 9Mm3 med en 230m lang og 30m høy dam. Høydeforskjellen er ca 500m og avstanden mellom magasinene er ca 2km. Svingesjakt er ikke nødvendig på grunn av den korte vannveien. Stålføring av trykksjakt blir heller ikke nødvendig hvis stasjonen plasseres langt nok inne i fjellet. Det går vei langs Strandevatnet og 2 420kV-linjer går mellom Strandevatnet og Tyrvelstjerna.

Utbyggingskostnadene for Tyrvla pumpekraftverk er regnet ut ved hjelp av NVE's kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg(Slapgård,05). Kostnadene for utbygginger fra 10 til 1000MW er undersøkt. De totale årlige kostnadene for kraftverket består av årlig avskrivning av investeringskostnaden og de årlige driftskostnadene.

Den totale virkningsgraden i pumpedrift er ca 89 %. I turbindrift er virkningsgraden ca 90 %. Det betyr at en taper ca 20 % av energien ved å først pumpe vann opp og så produsere vannet ned igjen. Dermed må strømprisen under pumpedrift være minst 20 % høyere når det produseres enn når det pumpes for å få positivt driftsoverskudd.

Simulering av drift med spotpriser fra Sør-Norge i 2006 og 2007 gir ikke nok inntekter til at investeringen er lønnsom. Spotprisenes døgnvariasjoner er ca 1 øre/kWh i disse årene. Spotprisene på den nederlandske APX-børsen hadde i 2007 en døgnvariasjon på ca 12 øre/kWh. Med disse prisene ville Tyrvla pumpekraft blitt svært økonomisk. Kraftverket blir lønnsomt allerede med en døgnvariasjon på ca 5øre/kWh.

Hovedgrunnen til at kraftverket ikke er lønnsomt nå er begrenset nettkapasitet. Hvis nettkapasiteten mellom Norge og Europa blir stor nok vill vi få prisvariasjoner som ligner mer på de europeiske i Norge. Men nettkapasiteten også internt i Norge må styrkes for at prisvariasjonene skal bli store nok til lønnsomhet for Tyrvla pumpekraftverk. Etter at kraftforbindelsen mellom Nederland og Norge ble åpnet har Statnett varslet at Sørlandet kan bli eget prisområde på grunn av begrenset nettkapasitet. Dermed vil prisvariasjonene fra denne kabelen bli dempet mot Hallingdal inntil kapasiteten i det norske nettet er øket.

Stikkord på norsk

Indexing Terms English

Gruppe 1	Vannkraft	Hydropower
Gruppe 2	Pumpekraftverk	Pump hydro power plant
Egenvalgte stikkord	Effektproduksjon	Power production



MASTEROPPGAVE

for

Student Knut Øygard

Våren 2008

Kraftverk med reversibel pumpe turbin

Power plant with reversible pump turbine

Bakgrunn

Ved Strandevatn i Holsvassdraget ligger forholdene til rette for å etablere et pumpekraftverk. Vei og 400kV-linjer ligger allerede der. Strandevatn kan brukes som undervann, og flere småvatn ca 500 høydemeter over Strandevatn er aktuelle som overvatn.

Mål

Prosjektet er et pumpekraftverk ved Strandevatn for å finne ut om det er teknisk og økonomisk gjennomførbart.

Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter:

1. Innsamling av fysiske data og gjennomgang av beregningsgrunnlag
2. Gjennomgang av tekniske løsninger i et pumpekraftverk
3. Økonomisk dimensjonering av pumpekraftverket og lønnsomhetsberegninger

Under gjennomføringen av oppgaven vil studenten ha nær kontakt med E-CO Vannkraft

---- " ----

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og evt. forsøksplan for oppgaven til evaluering og evt. diskusjon med faglig ansvarlig/ veiledere. Detaljer ved evt. utførelse av dataprogrammer skal avtales nærmere i samråd med faglig ansvarlig.

Besvarelsen redigeres mest mulig som en forskningsrapport med et sammendrag både på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse etc. Ved utarbeidelsen av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Med henblikk på lesning av besvarelsen er det viktig at de nødvendige henvisninger for korresponderende steder i tekst, tabeller og figurer anføres på begge steder. Ved bedømmelsen legges det stor vekt på at resultatene er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte, og at de er diskutert utførlig.

Alle benyttede kilder, også muntlige opplysninger, skal oppgis på fullstendig måte. (For tidsskrifter og bøker oppgis forfatter, tittel, årgang, sidetall og evt. figurnummer.)

Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg fra Institutt for energi- og prosessteknikk.

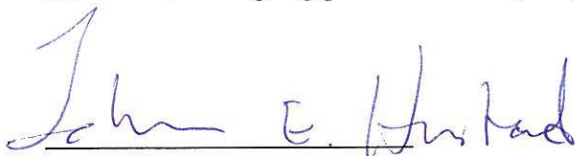
I henhold til ”Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet” ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater i undervisnings- og forskningsformål, samt til publikasjoner.

Ett -1 komplett eksemplar av originalbesvarelsen av oppgaven skal innleveres til samme adressat som den ble utlevert fra. (Det skal medfølge et konsentrert sammendrag på maks. en maskinskrevet side med dobbel linjeavstand med forfatternavn og oppgavetittel for evt. referering i tidsskrifter).

Til Instituttet innleveres to - 2 komplette, kopier av besvarelsen. Ytterligere kopier til evt. medveiledere/oppgavegivere skal avtales med, og evt. leveres direkte til, de respektive.

Til instituttet innleveres også en komplett kopi (inkl. konsentrerte sammendrag) på CD-ROM i Word-format eller tilsvarende.

Institutt for energi og prosessteknikk, 11. januar 2008



Johan Hustad
Instituttleder



Torbjørn K Nielsen
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder: Ole Gunnar Dahlhaug
Kontaktperson i E-CO Vannkraft: Eirik Bøkkø

Forord

Oppgaven er stor med mange involverte fagfelt. Både på grunn av arbeidsmengde, informasjonstilgang og fagområder har jeg vært nødt til å gjøre noen begrensninger: Linjekapasiteten er ikke behandlet grundig nok til å fastslå hvor stor effektinstallasjon nettet tåler. Geologiske undersøkelser i området er ikke foretatt. Det gir store usikkerheter i byggkostnadene. Miljøkonsekvensene i området er ikke vurdert, kun omtalt kort. Både geologien og miljøkonsekvensene krever befarings i sommerhalvåret. Oppgaven er skrevet i vinterhalvåret.

Oppgavetittelen er byttet fra "Kraftverk med reversibel pumpeturbin" til "pumpekraftverk for effektproduksjon" fordi det er en mer dekkende tittel for oppgaven.

Jeg vil takke veilederne mine, medstudenter og alle i E-CO Vannkraft som har hjulpet meg med oppgaven.

Knut Øygard

Trondheim 25/5-08

Sammendrag

Europa har et stadig økende energiforbruk, og har samtidig mål om å redusere bruken av fossile brensel. De termiske kraftverkene er trege å regulere, og et økende innslag av vindkraft forsterker en allerede vanskelig effektsituasjon. Vannkraft egner seg godt til effektregulering på grunn av rask og billig lastendring. Norge kan bidra som effektregulator for Europa. Ved å øke effektinstallasjonen i eksisterende vannkraftverk ved og ved å bygge pumpekraftverk.

Fallet mellom Tyrvelstjerna og Strandevatnet i Hol er godt egnet for et pumpekraftverk. Strandevatnet er allerede regulert som en del av Hol-reguleringen og Tyrvelstjerna ligger slik til at de kan demmes sammen til et magasin på 9Mm³ med en 230m lang og 30m høy dam. Høydeforskjellen er ca 500m og avstanden mellom magasinene er ca 2km. Svingsjakt er ikke nødvendig på grunn av den korte vannveien. Stålforing av trykksjakt blir heller ikke nødvendig hvis stasjonen plasseres langt nok inne i fjellet. Det går vei langs Strandevatnet og 2 420kV-linjer går mellom Strandevatnet og Tyrvelstjerna.

Utbyggingskostnadene for Tyrvla pumpekraftverk er regnet ut ved hjelp av NVE's kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg(Slaggård,05). Kostnadene for utbygginger fra 10 til 1000MW er undersøkt. De totale årlige kostnadene for kraftverket består av årlig avskrivning av investeringskostnaden og de årlige driftskostnadene.

Den totale virkningsgraden i pumpedrift er ca 89 %. I turbindrift er virkningsgraden ca 90 %. Det betyr at en taper ca 20 % av energien ved å først pumpe vann opp og så produsere vannet ned igjen. Dermed må strømprisen under pumpedrift være minst 20 % høyere når det produseres enn når det pumpes for å få positivt driftsoverskudd.

Simulering av drift med spotpriser fra Sør-Norge i 2006 og 2007 gir ikke nok inntekter til at investeringen er lønnsom. Spotprisenes døgnvariasjoner er ca 1 øre/kWh i disse årene. Spotprisene på den nederlandske APX-børsen hadde i 2007 en døgnvariasjon på ca 12 øre/kWh. Med disse prisene ville Tyrvla pumpekraft blitt svært økonomisk. Kraftverket blir lønnsomt allerede med en døgnvariasjon på ca 5øre/kWh.

Hovedgrunnen til at kraftverket ikke er lønnsomt nå er begrenset nettkapasitet. Hvis nettkapasiteten mellom Norge og Europa blir stor nok vill vi få prisvariasjoner som ligner mer på de europeiske i Norge. Men nettkapasiteten også internt i Norge må styrkes for at prisvariasjonene skal bli store nok til lønnsomhet for Tyrvla pumpekraftverk. Etter at kraftforbindelsen mellom Nederland og Norge ble åpnet har Statnett varslet at Sørlandet kan bli eget prisområde på grunn av begrenset nettkapasitet. Dermed vil prisvariasjonene fra denne kabelen bli dempet mot Hallingdal inntil kapasiteten i det norske nettet er øket.

Summary

The energy consumption in Europe is increasing. At the same time the EU wants to decrease the fossil fuel consumption. Adjustments of the thermal power plants are slow, and an increasing share of wind power will amplify an already difficult power situation. Hydro power is suitable for power regulations because of rapid and cheap power change. Norway can contribute as power regulator for Europe. By increasing the power installation in existing power plants and by building pump hydro power plants.

The drop between Tyrvelstjerna and Strandevatnet in Hol is suitable for a pump hydro power plant. Strandevatnet is already regulated as a part of the Hol power system and Tyrvelstjerna can be dammed together to form a 9Mm³ magazine with a 230m long, 30m high dam. The difference in altitude is around 500m and the distance between the magazines is about 2 km. A surge shaft is not necessary due to the short water path. Steel pipes in the pressure shaft is also not necessary if the power plant is placed far enough into the mountain. There is a road along Strandevatnet and the path of 2 420kV lines is between Strandevatnet and Tyrvelstjerna.

The building costs for Tyrvel pump hydro power plant is calculated by means of the cost basis for hydro power systems developed by NVE. The building costs for installations from 10 to 1000MW is examined. The total annual costs are composed from annual investment cost depreciation and the annual running costs.

The total efficiency in pump mode is 89% and in turbine mode 90%. That means 20% of the energy is lost by first pumping water up and then producing the water down through the turbine. The price for electric power must be at least 20% higher during production than during pumping to get a positive operating profit.

By Simulating a year of production with Norwegian spot prices from 2006 and 2007 the investment seems to be unprofitable. The 24 hours price variation is about 1 øre/kWh these years. The Dutch spot prices from the APX exchange had a 24 hours price variation on 12øre/kWh in 2007. With these prices the pump hydro power plant would be very profitable. Already at 5 øre/kWh the power plant is profitable.

The main reason why the power plant is unprofitable is the restricted capacity of the electric grid. If the grid capacity between Norway and Europe (Denmark, The Netherlands, Germany and Great Britain) is sufficient Norwegian power prices will vary like the European prices. But the grid capacity must be strengthened also inside Norway to make the price variations big enough for profit in Tyrvel pump hydro power plant. When the connection between Norway and The Netherlands was opened, Statnett warned that the south part of Norway would be a separate price area due to lack of grid capacity. That way the price variations from the cable will be damped towards Hallingdal and Tyrvel until the capacity in the Norwegian grid is increased.

Innhold

1	INNLEDNING	- 1 -
2	BAKGRUNN	- 2 -
3	FYSISK UTGANGSPUNKT FOR KRAFTVERKET	- 3 -
3.1	DAMSTEDET	- 4 -
4	TEKNISK DIMENSJONERING	- 7 -
4.1	DAM.....	- 7 -
4.1.1	Terreng på damstedet.....	- 7 -
4.1.2	Valg av damtype	- 7 -
4.1.3	Forbitapping av vann i anleggsperioden.....	- 8 -
4.2	LINJEKAPASITET.....	- 9 -
4.3	TRANSPORT.....	- 9 -
4.3.1	Vei.....	- 9 -
4.3.2	Helikoptertransport	- 10 -
4.3.3	Taubane	- 11 -
4.4	TUNNELSYSTEM	- 11 -
4.4.1	Plassering av stasjon.....	- 11 -
4.4.2	Tunnel og sjakt.....	- 12 -
4.4.3	Svingesjakt i overvannet	- 13 -
4.4.4	Svingesjakt i undervannet.....	- 15 -
4.5	MASKININSTALLASJON	- 15 -
4.5.1	Pumpeturbin eller pumpe og turbin.....	- 15 -
4.5.2	Luker og varegrinder.....	- 16 -
4.6	ELEKTROINSTALLASJONER.....	- 18 -
4.6.1	Generator/motor.....	- 18 -
4.6.2	Andre elektriske komponenter	- 18 -
5	ENERGITAP.....	- 20 -
5.1	TAP I VANNVEIEN	- 20 -
5.1.1	Friksjonstap:.....	- 20 -
5.1.2	Singulærtap.....	- 20 -
5.2	TAP I PUMPETURBIN	- 22 -
5.3	ELEKTRISKE TAP	- 22 -
5.4	TOTALE TAP	- 22 -
6	UTBYGGINGSKOSTNADER	- 24 -
6.1	BYGGKOSTNADER	- 24 -
6.1.1	Dam	- 24 -
6.1.2	Stasjon	- 25 -
6.1.3	Vannvei.....	- 25 -
6.2	ELEKTROKOSTNADER.....	- 26 -
6.3	MASKINKOSTNADER	- 26 -
6.4	TOTALT	- 26 -
7	TOTALE KOSTNADER FOR KRAFTVERKET.....	- 29 -
7.1	DRIFT AV KRAFTVERKET	- 29 -
7.2	START/STOPP-KOSTNADER	- 29 -
7.3	NETTILKNYTNING	- 30 -
7.4	TOTALE ÅRLIGE KOSTANADER	- 30 -
8	INNTJENINGSMULIGHETER	- 32 -

8.1	HISTORISKE OG FREMTIDIGE PRISER.....	- 32 -
8.2	REGULERKRAFTMARKEDET.....	- 34 -
8.3	PRODUKSJONSSIMULERING	- 35 -
8.3.1	<i>Forutsetninger/bakgrunnsdata</i>	- 35 -
8.3.2	<i>Simulering 1: Uendelig magasin og kjente spotpriser.....</i>	- 35 -
8.3.3	<i>Simulering 2: Begrenset magasinkapasitet og kjente spotpriser</i>	- 37 -
8.3.4	<i>Simulering 3: Begrenset magasinkapasitet og kjente spotpriser 24 timer frem.....</i>	- 39 -
8.4	SIMULERINGSRESULTATER.....	- 42 -
8.4.1	<i>Hvor mye må prisvariasjonene øke?</i>	- 42 -
8.4.2	<i>Bestemmelse av installert effekt.....</i>	- 44 -
8.4.3	<i>Inntjening ved en installert effekt på 300MW.....</i>	- 44 -
9	ØKONOMISK DIMENSJONERING.....	- 46 -
9.1	PLASSERING AV STASJON	- 46 -
9.2	DIMENSJONERING AV KOMPONENTER I VANNVEIEN	- 46 -
9.2.1	<i>Falltapskostnad</i>	- 47 -
9.2.2	<i>Tunnel- og sjakttverrsnitt.....</i>	- 48 -
9.2.3	<i>Rørtverrsnitt</i>	- 49 -
9.2.4	<i>Lukestørrelser og lukeinnstøpinger</i>	- 50 -
9.2.5	<i>Arealoverganger.....</i>	- 53 -
9.2.6	<i>Resultater av økonomisk dimensjonering</i>	- 54 -
10	MILJØKONSEKVENSER	- 55 -
11	DISKUSJON.....	- 56 -
	PLASSERING AV PUMPEKRAFTVERK.....	- 56 -
	UTBYGGINGSKOSTNADER.....	- 56 -
	SIMULERINGENE.....	- 57 -
	INSTALLERT EFFEKT FOR KRAFTVERKET	- 57 -
	PRISER.....	- 58 -
	ALTERNATIVE FINANSIERINGER	- 58 -
12	KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER.....	- 60 -
12.1	VIDERE ARBEID.....	- 61 -
13	REFERANSER	- 62 -

Tabeller

tabell 5.1 Magasintabell for Tyrvelsdammen	- 6 -
tabell 6.1 Trykkstøt når volumstrømmen går fra maks til null på 10 sekunder	- 14 -
tabell 6.2 Vannstrengens tidskonstant.....	- 14 -
tabell 6.3 Trykkstøt i avløpet	- 15 -
tabell 7.1 Singulærtapsfaktorer i vannveien.....	- 21 -
tabell 7.2 Falltap i vannveien	- 21 -
tabell 8.1 Totale utbyggingskostnader	- 27 -
tabell 9.1 totale årlige kostnader	- 30 -
tabell 10.1 produksjonstid fra fullt til tomt magasin.....	- 43 -
tabell 11.1 Antall timer i ulike produksjonsmodus	- 47 -

Figurer

figur 3.1 Tyrvla (hallingskart.no).....	- 3 -
figur 3.2 Potensial for småkraftverk i Tyrvla kartlagt av NVE	- 4 -
figur 3.3 Flyfoto av damstedet til Tyrvelsdammen (hallingskart).....	- 5 -
figur 3.4 Damprofil Tyrvelsdammen	- 5 -
figur 4.1 Tre alternative veitraseer til Tyrvelsdammen.	- 10 -
figur 4.2 Tunneltrasse.	- 12 -
figur 4.3 De viktigste maskininstallasjonene	- 17 -
figur 6.1 totale utbyggingskostnader.....	- 27 -
figur 6.2 Utbyggingskostnader pr MW installert.....	- 28 -
figur 8.1 Historiske spotpriser for NO1 (nordpool).....	- 33 -
figur 8.2 Spotpriser i uke 19, 2008 (NVE, mai08).....	- 34 -
figur 8.3 Flytdiagram for simulering 1	- 36 -
figur 8.4 Totale årlige kostnader og inntekter ved uendelig stort magasin.....	- 37 -
figur 8.5 flytdiagram Simulering 2	- 38 -
figur 8.6 Årlige inntekter og utgifter.....	- 39 -
figur 8.7 flytdiagram Simulering 3	- 40 -
figur 8.8 Årlig inntjening når prisen i de 24 neste timene er kjente	- 41 -
figur 8.9 Økning i prisvariasjon	- 42 -
figur 8.10 Inntjening i 2006 med oppskalerte døgnvariasjoner	- 43 -
figur 8.11 Inntjening i 2007 med oppskalerte døgnvariasjoner	- 44 -
figur 8.12 Årlig inntjening med oppskalert prisvariasjon.....	- 45 -
figur 9.1 Plassering av stasjon	- 46 -
figur 9.2 Økonomisk dimensjonering av tilløps- og avløpstunnel.....	- 48 -
figur 9.3 Økonomisk dimensjonering av sjakt.....	- 49 -
figur 9.4 Økonomisk dimensjonering av stålforing inn i stasjonen.....	- 50 -
figur 9.5 Utforming av lukeinnstøping for pumpekraftverk	- 51 -
figur 9.6 Utforming av lukeinnstøping i vanlig kraftverk(Guttormsen, 06).....	- 51 -
figur 9.7 Økonomisk dimensjonering av inntaksluke og innstøping	- 52 -
figur 9.8 Luke i skrås jakt	- 52 -
figur 9.9 To alternative lukeføringer.....	- 53 -
figur 9.10 Falltapskoeffisienter for ulike stavformer i varegrinder(Guttormsen, 06)....	- 53 -

Tegnforklaring

Symboler

A	Areal	[m ²]
a	Lydhastighet i vann	[m/s]
α	Vinkel	[°]
B	Bredde	[m]
β	Skovlvinkel	[°]
C	falltapskoeffisient, singulære tap	[-]
D	Diameter	[m]
d	diskonteringsfaktoren	
Δ	differanse	
ε	ruhetshøyde	[mm]
η	Virkningsgrad	[%]
f	Darcys friksjonsfaktor	[-]
φ	Vinkel i elektrosk maskin	[Rad]
g	tyngdens akselerasjon	[m / s ²]
γ	Gravitasjonskonstant	[kg / m ² s ²]
H	høyde, damhøyde	[m]
h	fallhøyde/trykkhøyde	[mVs]
K	Kostnad	[kr]
L	Lengde	[m]
l	Lengde	[m]
M	Mannings tall	[m ^{1/3} / s]
n	Antall aggregater	
P	Effekt	[MW]
p	Strømpris	[kr/MWh]
Q	Volumstrøm	[m ³ /s]
R	Radius	[m]
Re	Reynoldstallet	[-]
ρ	Massetetthet	[kg/m ³]
T	tid	[s]
T'	Falltapets brukstid	[h/år]
V	Volum	[m ³]

En del av symbolene har indekser i rapporten. Disse er enten forklart i teksten eller selvforklarende.

Forkortelser

APX	Den nederlandske el-børsen	
APX_07	Prisserie fra den Nederlandske el-børsen fra 2007	[kr/MWh]
DFV	dimensjonerende flommvannstand	[m.o.h]
HRV	høyeste regulerte vannstand	[m.o.h]
HVDC	high voltage direct current(høyspent likestrøm)	
LRV	laveste regulerte vannstand	[m.o.h]
NO1	Sør-Norge: prisområde på den nordiske kraftbørsen Nordpool.	
NO1_06	Prisserie fra Sør-Norge(Prisområde NO1) fra 2006	[kr/MWh]
NO1_07	Prisserie fra Sør-Norge(Prisområde NO1) fra 2007	[kr/MWh]
NorNed	700MW kabelforbindelse mellom Norge og Nederland	
RK	Regulerkraftmarkedet	

1 Innledning

Hovedmålet for denne oppgaven er å finne ut om et pumpekraftverk for effektproduksjon kan lønne seg i Norge. På grunn av vannkraftens raske reguleringsmulighet og lave start/stopp-kostnad egner den seg veldig godt for effektproduksjon.

Konkret vurderes lønnsomheten til et pumpekraftverk mellom Strandefjorden i Holsvassdraget og et nytt magasin ca 500m høyere enn Strandefjorden. Grunnen til at nettopp dette stedet er valgt er at avstanden fra over- og undermagasin er kort, 2 420kV-linjer går rett over aktuell stasjonsplassering, Strandevatn er regulert fra før og det nye magasinet kan plasseres i et område der det får lite konsekvenser for naturen og for turisme.

For å besvare problemstillingen er oppgaven lagt opp på følgende måte: Først undersøkes de fysiske begrensningene. De tekniske hovedløsningene som er nødvendig for pumpekraftverket gjennomgås. Deretter utarbeides et kostnadsoverslag for installasjoner fra 10 til 1000MW. Når kostnadssiden er på plass undersøkes inntektssiden. Det kjøres produksjonssimuleringer der installert effekt varieres fra 10 til 1000MW med forskjellige prisserier. En effektinstallasjon velges, og inntekts- og utgiftssiden for denne effektinstallasjonen studeres nærmere i form av økonomisk dimensjonering og flere produksjonssimuleringer.

Oppgaven er omfattende. Det har vært lagt vekt på valg av hovedløsninger og den totale lønnsomheten i prosjektet. Tekniske vurderinger er gjennomgått i den grad som er nødvendig for lønnsomhetsanalysen. I kapittel 9 er noen av komponentene dimensjonert mer i detalj for å kvalitetssikre de mer overslagsmessige beregningene.

2 Bakgrunn

Fra flere hold spås et økende behov for regulerkraft i Norge og Europa. Europa har et stadig økende energiforbruk og kraftproduksjonen er dominert av termiske kraftverk som er trege å regulere. EU har mål om å øke andelen fornybare energikilder fra dagens 8,5% til 20% innen 2020 (Zero, jan-08). EU vil også redusere CO₂-utslippene med 20% innen 2020 (Bergens Tidene, feb-08). Det er allerede høy aktivitet rundt bygging av vindparker i Europa og disse målene vil aktualisere satsningen på vind ytterligere. Vindkraftverk krever enda større regulerkraftressurser enn termisk kraft. Termisk produksjon er i det minste stabil, mens vindkraftproduksjonen varierer med vindstyrken. De fleste fornybare energikilder har en produksjon som varierer i takt med været.

Elektro nr 9 2007 hadde som hovedsak at "Norge står foran en ny vannkraftepoke. Regjeringen kan vente seg en snarlig henvendelse fra EU om å utforme det norske kraftsystemet til å bli Europas pumpekraftverk" (Abelsen, 07). I artikkelen "Vil selge norsk vannkraft til Europa" (Nilsen, Helgesen, 08) i Teknisk Ukeblad nr 4 2008 skisseres det samme. Det henvises i også til planer om å etablere et "supergrid" av HVDC-forbindelser. Her har Norge på grunn av magasineringsmuligheter en unik sjanse til å regulere imot disse effektvariasjonene.

Potensialet for vindkraft i Norge er stort, og satsing på vindkraft også her til lands vil kreve store tilgjengelige regulerkraftressurser. Variasjonene i produksjon i vindanlegg må kompenseres ved å regulere annen produksjon eller forbruk. I denne sammenheng vil et pumpekraftverk være godt egnet.

Statnett opererer i sin "Nettutviklingsplan for sentralnettet 2007-2025" med 4 scenarier for fremtidig kraftsituasjon og nettutvikling i Norge: "Trendfremskrivning", "Fornybar kraft", "Svingprodusent" og "Nordisk integrasjon". I "Fornybar kraft" og "Nordisk integrasjon" ligger store satsninger på vindkraft. Det gir økt behov for regulerkraft. I "Svingprodusent" ligger massiv linjeutbygging mot kontinentet og Storbritannia. Norge vil da få strømpriser som er tettere knyttet mot europeiske priser. En stor andel av den kraftintensive industrien i Norge vil fases ut på grunn av økte priser. Vannkraftverkene våre vil da bli kjørt mye mer som effektverk. "Trendfremskrivning" skisserer en videre svekkelse i energi- og effektbalansen. Lite blir gjort for å forbedre situasjonen. En liten nedgang i kraftintensiv industri og noe overgang fra elektrisk oppvarming til direkte bruk av varme. Alle scenariene gir økt behov for effektproduksjon, men trendfremskrivning som kanskje er det mest sannsynlige scenariet krever minst effektøkning.

Sira-Kvina kraftselskap sendte høsten 2007 inn konsesjonssøknad for et pumpekraftverk for effektproduksjon på 960MW på Tonstad. Sira-Kvina mener det vil være lønnsomt i et slikt kraftverk. Da er det interessant å se om et lignende kraftverk kan være lønnsomt i Hallingdal.

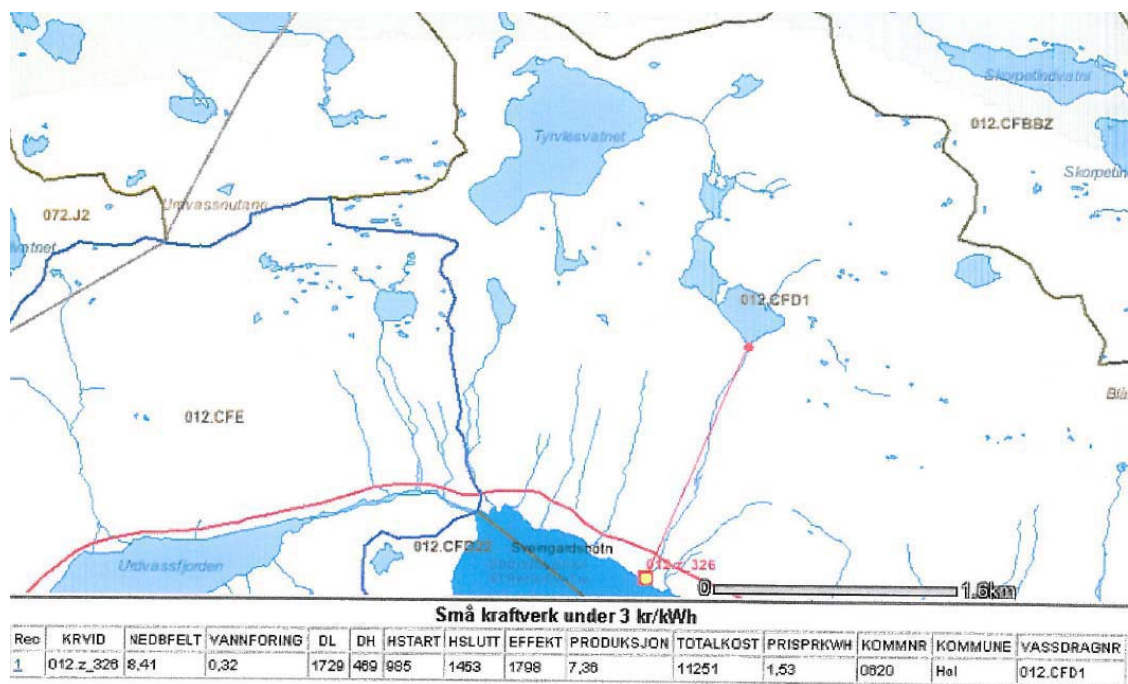
3 Fysisk utgangspunkt for kraftverket

Nord for Strandevatn i Hol, i fjellområdet Skorpa, ligger det noen tjern ca 500 høydemeter over Strandevatn(figur 3.1). Tjernene har ikke navn på kartet men kalles her Tyrvelstjerna. Tjerna ligger i Tyrvelsbotnane, bekken inn til tjerna kommer fra Tyrvelsvatnet og bekken ut kalles Tyrvla. Bekken renner ut i Strandevatnet. Det naturlige navnet for et pumpekraftverk i dette vassdraget er Tyrvla.



figur 3.1 Tyrvla (hallingskart.no)

Utnyttelse av fallet i Tyrvla ligger inne i NVE's kartlegging av småkraftverk(figur 3.2) med en årlig produksjon på 7.64GWh og en installert effekt på 1.8MW. Med en gjennomsnittlig strømpris på 350kr/MWh gir dette en inntekt på ca 2,67 mill kr årlig. Disse inntektene vil komme på toppen av inntektene hvis det installeres et pumpekraftverk. Det er såpass lite i denne sammenheng at inntekten ikke tas med i lønnsomhetsberegningene.



figur 3.2 Potensial for småkraftverk i Tyrvla kartlagt av NVE

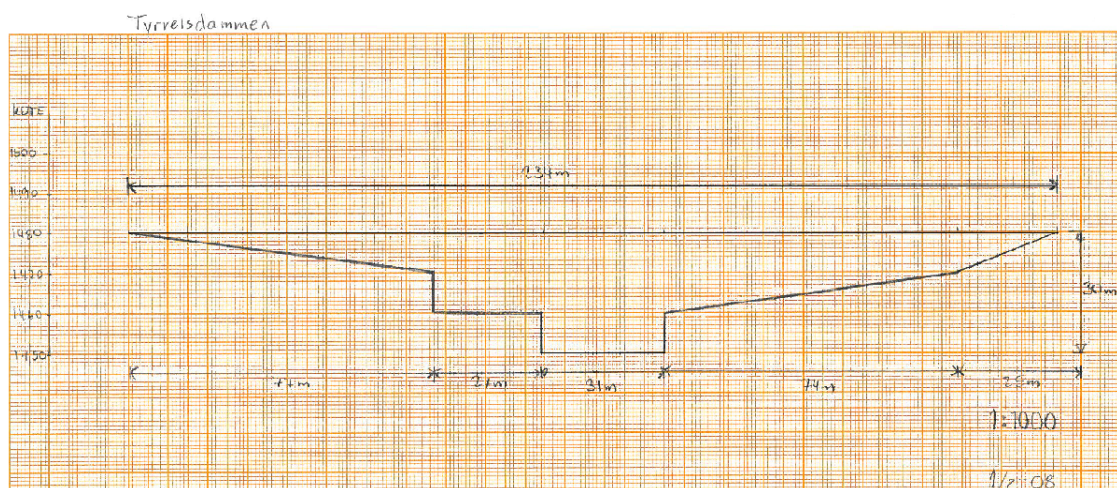
3.1 Damstedet

Damstedet er i utløpet av det nederste tjernet. Flyfoto av damstedet med kjernen av dammen inntegnet er gitt i figur 3.3. Hvis en skal bygge en fyllingsdam bør nok dammen trekkes noe opp i forhold til den røde linjen fordi en fyllingsdam er mye bredere enn en betongdam. Det blir ganske fort bratt i brekkefaret nedstrøms dammen, og damtåa vil strekke seg uhensiktsmessig langt ned hvis senter av dammen ligger på den røde streken. Dette vil medføre at en fyllingsdam blir noen meter lengre enn en betongdam Dette er ikke tatt hensyn til i kostnadsberegningene for å forenkle beregningene noe.



figur 3.3 Flyfoto av damstedet til Tyrvelsdammen (hallingkart)

Profilen til Tyrvelsdammen er skissert i figur 3.4. Skissen er tegnet ut fra kotene på kart over damstedet (figur 3.1, ekvidistanse: 20m) og flyfotoet på figur 3.3. Damprofilen på figur 3.4 brukes for å velge damtype og for å beregne utbyggingskostnadene til dammen.



figur 3.4 Damprofil Tyrvelsdammen

Volumet av magasinet er beregnet ved å finne arealet innenfor hver kote med arealfunksjon i GIS-kart (Hallingkart, 23/1-08). Mellom kotene er det antatt lineær økning

av magasinvolumet. I tabell 3.1 er arealet og magasinvolumet i forhold til kotehøyden gitt. Arealene i rødt er hentet fra kartet, de resterende arealene er interpolerte verdier. Det totale magasinvolumet er beregnet til 9,95Mm³. Det forutsettes at kun volumet mellom 1460 og 1480 brukes. Dette av flere grunner: Over kote 1460 er de tre tjerna et vann. Hvis magasinet tappes under kote 1460 skiller de tre tjerna lag. Inntakstunnelen må slås ut under vann hvis en skal utnytte hele volumet. Turbinen får større variasjoner i trykkhøyde og dermed lavere virkningsgrad. Magasinvolument mellom kote 1460 og kote 1480 er beregnet til 8,69Mm³.

tabell 3.1 Magasintabell for Tyrvelsdammen

kote [moh]	areal [m ²]	mag volum [Mm ³]
1452	9,70E+04	0
1454	1,27E+05	0,224
1456	1,57E+05	0,508
1458	1,87E+05	0,852
1460	2,17E+05	1,256
1462	2,61E+05	1,7335
1464	3,04E+05	2,298
1466	3,48E+05	2,9495
1468	3,91E+05	3,688
1470	4,35E+05	4,5135
1472	4,78E+05	5,426
1474	5,22E+05	6,4255
1476	5,65E+05	7,512
1478	6,09E+05	8,6855
1480	6,52E+05	9,946

Strandevatnet har en kapasitet på 554Mm³. Arealet er over $20 \cdot 10^6 m^2$. Det betyr at om hele Tyrvelsdammen tømmes ut i Strandevatn blir nivåstigningen under 0,5m. Volumet i Strandevatnet er ikke begrensende i denne sammenhengen, og magasinet regnes derfor som uendelig stort i beregningene.

4 Teknisk dimensjonering

Når et vannkraftanlegg skal dimensjoneres er det en rekke tekniske begrensninger og krav å ta hensyn til. Når disse er oppfylt bør anlegget dimensjoneres økonomisk. I dette kapitlet gjennomgås de tekniske kravene, den økonomiske dimensjoneringen blir gjennomgått i kapittel 6 og 8.

4.1 Dam

Damstedet ligger 1480 moh. Det er værhardt og snødekt store deler av året. Tidsvinduet for anleggsdrift er anslått til 3 mnd. Fra medio juni til medio september.

Med greie fundamenteringsforhold kan en regne med en anleggstid på 2 år. Et år til preparering og fundamentering, et til bygging av selve dammen(Guttormsen,5/2-08).

4.1.1 Terreng på damstedet

Formen på damstedet er viktig for valg av damtype. Forholdet mellom lengden og høyden av dammen gir en indikasjon på hvordan formen er. Hvis $L/H \leq 4$ egner damstedet seg for en hvelvdam. Her er $L/H = 7,8$. Dermed er hvelvdam utelukket. Det må bli en platedam eller en gravitasjonsdam hvis dammen skal være i betong.

Kostnadene til dam er også avhengige av geologien på damstedet. Hvis det er et tykt løsmasselag må større masser flyttes og hvis fjellet er dårlig må det injeseres betong lenger ned. I tillegg kan omfattende fundamenteringsarbeider gjøre at anleggstiden for dammen blir lengre.

Av flyfoto (figur 3.3) ser det ut til at størsteparten av damstedet er dekket av stein og grus uten vegetasjon, og at deler av damstedet er bart fjell. Det er vanskelig å fastslå hvor dypt løsmasselaget er ut fra flyfoto.

4.1.2 Valg av damtype

Kostnaden er den viktigste parameteren for bestemmelse av damtype. Men utseende teller også inn fordi sjansen for at en får konsesjon øker når inngrepene blir bedre inn i omgivelsene. En fyllingsdam blir sett på som et penere inngrep enn en betongdam. Når dammen skal bygges 1480moh uten vei(se kapitte 4.3) blir kostnadsbildet litt annerledes enn hvis en skal bygge dam i lavlandet med veitilknytning. Transport av masse, utstyr og personell utgjør en større andel av kostnaden og noen ting er vanskeligere å gjennomføre.

Det er 2 strategier som er aktuelle: Minst mulig anleggsvirksomhet høyt til fjells eller minst mulig transport mellom vei og damstedet. Den første favoriserer en betongdam mens den siste favoriserer fyllingsdam.

Betongdammer kan ha, og har som regel overløp rett over dammen. Fyllingsdammer må ha eget flomløp siden overtopping av dammen kan føre til erosjon og i verste fall et ukontrollert brudd i dammen.

Betongdam

Gravitasjon

En gravitasjonsdam er veldig enkel å bygge. Hele dammen kan bestå av uarmert betong og er ukomplisert å forskale. Den store ulempen med en betonggravitasjonsdam er at det kreves mye betong. Særlig når dammen blir høy blir betongvolumet veldig stort i forhold til en platedam. Denne ulempen blir forsterket fordi alt må flys opp med helikopter. Hvis sand og stein utvinnes lokalt, og sementen blandes lokalt, må det flys opp 300-350kg sement per kubikkmeter betong.

Platedam

En platedam er en lett og slank konstruksjon. Armerte betongplater står mot vanntrykket, og kreftene fra disse blir tatt opp i understøttende betongpilarer. En bruker mye mindre betong enn i en gravitasjonsdam men betongen som brukes må armeres og dammen krever mye mer omfattende forskalingsarbeid.

Fyllingsdam

Morenetetting

Morenetetting er billigere enn asfalttetting hvis det finnes egnede morenemasser nær anleggsstedet. Men det er utfordringer med å få morenetettingen tilstrekkelig tett som du slipper med asfalttetting. Morenemassen må ha riktig vanninnhold når den legges. Hvis ikke kan en få setninger i massene som skaper lekkasjer. Prof. Amund Bruland ved institutt for Bygg og Anlegg, NTNU, anbefaler ikke morenetetting til prosjektet i Tyrvelsvassdraget selv om det skulle være egnede masser på stedet. Dette fordi anleggsstedet ligger høyt til fjells der anleggssesongen er kort og det er mye ruskete vær. Legging av morenetetting krever stabilt vær med lite nedbør. Hvis en satser på morenetetting kan en risikere store forsinkelser og det er veldig dyrt. Dermed står asfalttetting som eneste alternativ hvis en velger fyllingsdam.

Asfalttetting

I tillegg til at asfalttetting er dyrere enn morenetetting øker fraktkostnadene. Asfaltoljen må flys opp. Men filter- og overgangssonene blir mindre og en større del av dammen kan lages av masser med lave kvalitetskrav. Dermed trenger ikke virksomheten knyttet knusing og sortering av steinmasser på damstedet å være like omfattende.

4.1.3 Forbitapping av vann i anleggsperioden

I anleggsperioden må vannet tappes forbi demningen. For inspeksjoner og arbeid senere vil det være nødvendig å kunne tømme magasinet til under damfoten. Det bør da etableres et tappeløp med inntak langt nede i magasinet. En kan da enten velge å lage en bunntappeluke i dammen eller å sprengte et bunntappeløp med utslag i magasinet. En bunntappeluke koster minst men en tunnel har en del fordeler i forhold til ei damluke.

Hvis inntaket til tappeløpet legges der vannet er dypest kan vannet senkes før utslaget til driftsvannveien slik at dette kan gjøres over vannspeilet. Da får en mulighet til å støpe godt inntaksarrangement med inntaksrist og luke. Hvis en velger å slå ut under vann må det etableres en inntaksluke inne i 45°-sjakta som må være stengt når en fyrer den siste salven. En er heller ikke sikker på at inntaket får en god utforming hvis denne løsningen velges. Det blir vanskelig å få på plass en inntaksrist. Hvis det drives et bunntappeløp får en også ut steinmasser som er godt egnet i en fyllingsdam. Bunntappeløpet er vurdert til å koste ca 8 mill kr (se beregning i kapittel 6). Kostnaden til en damluke er ikke stor for en betongdam, men for en fyllingsdam blir det noe dyrere siden en må lage en kanal gjennom dammen. De økte kostnadene vil en spare inn på fordelene det gir til resten av utbyggingen, derfor velges bunntappeløpet.

4.2 Linjekapasitet

Det går 2 420kV linjer rett over stedet der stasjonen er planlagt. Den ene går fra Aurland 3 til Hol 1, den andre fra Aurland 1 til Usta. Den samlede kapasiteten til linjene er på ca 2200MW. Den samlede kapasiteten over Hallingdalsnittet (fra Hallingdal mot Oslo) er 2800MW og det er sjelden en flaskehals i dagens drift (Statnett, 05). Et pumpekraftverk vil pumpe i de timene strømprisen er lavest, og det er når lasten er lav. Dermed skal det mye til at linjekapasiteten blir et problem under pumping. Produksjonen vil i stor grad foregå i høylasttimene når alle andre kraftverk også har høy produksjon. Dermed kan overføringskapasiteten bli et problem hvis effektinstallasjonen blir for stor.

Hvor stor installert effekt som tåles før kapasitetsbegrensningen blir et problem blir ikke vurdert i denne oppgaven. For å få svar på dette bør belastningen på linjene historisk studeres, og kanskje må det kjøres en lastflytanalyse i samarbeid med Statnett.

4.3 Transport

Stasjonsområdet ligger rett ved Rv 50 så adkomsten der er uproblematisk. Men til damstedet er det ikke vei. Alternativene for transport dit er å bygge vei eller bruke helikopter til all transport.

4.3.1 Vei

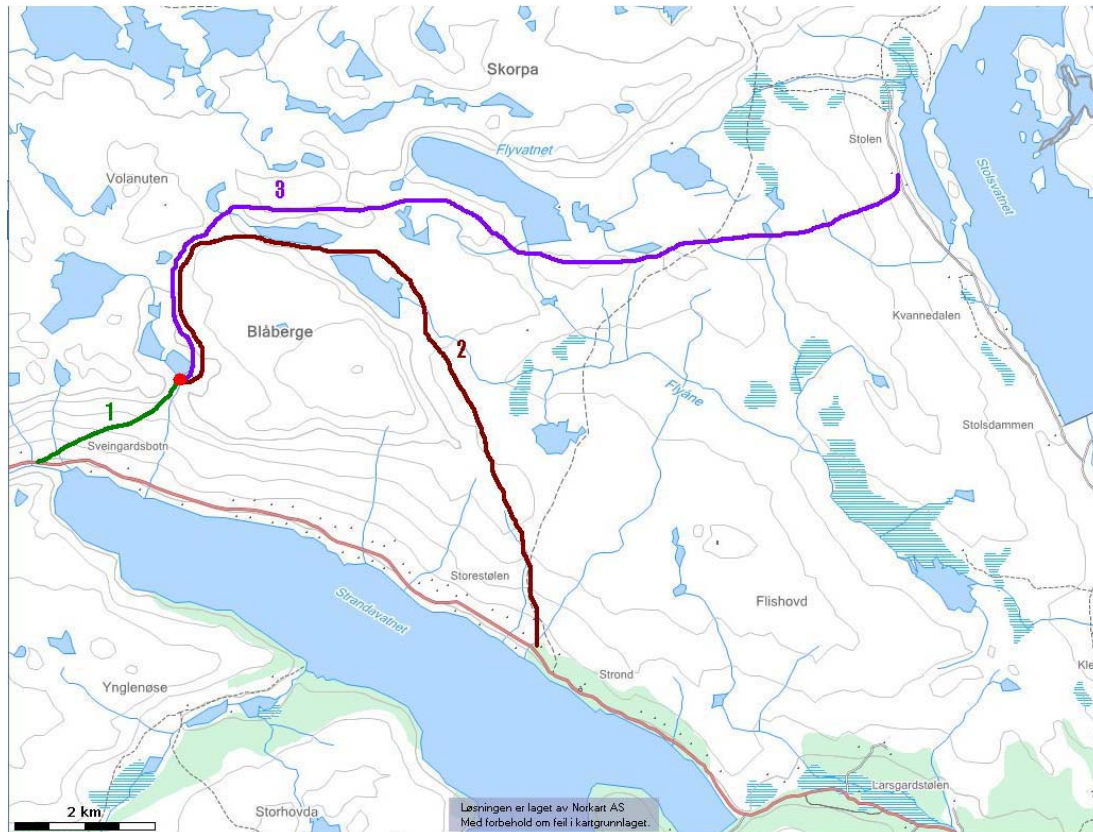
Når en skal transportere utstyr og materialer til et så stort prosjekt som dammen her er vei det mest åpenbare alternativet. I figur 4.1 er det tegnet inn 3 alternative traseer:

- 1: Den korteste veien opp. Denne traseen går i veldig bratt terreng. Det er rasutsatt og de siste 500m er så bratte at en sannsynligvis bør sprengne en tunnel gjennom den siste fjellhammeren. Lengden på traseen er 3,5km og stigningen er 1:7 hele veien.
- 2: Denne traseen går i litt slakere terreng men det er fortsatt ganske bratt i starten. 11km.
- 3: Vei fra eksisterende anleggsvei til Stolsvatnet. 12,5km og ganske slakt terreng hele veien.

Kostnadene til hver av de 3 alternativene vurderes anslagsvis til 18, 30 og 35 mill kr. NVE's kostnadsgrunnlag anbefaler ca 2800kr/m som kostnadsanslag for anleggsvei med høy standard i vanskelig terreng. Dette er brukt for alternativ 2 og 3. Trasse 1 går i svært

vanskelig terreng, og Prof. Amund Bruland anbefalte en sats på 5000kr/m på denne veien.

Både trase 2 og 3 går i partier over høyfjell på nesten 1600m. Sesongen med bar veg vil dermed være ganske kort. Naturen i området er lite berørt fra før og det er mye villrein i området. Trase 1 og 2 vil bli veldig synlige inngrep i lia over Strandvatnet. Det er lite sannsynlig at noen av disse veitraseene vil få konsesjon og i samråd med veileder Eirik Bøkkø i E-CO vannkraft utelukkes vei som mulig transportmåte til damstedet.



figur 4.1 Tre alternative veitraseer til Tyrvelsdammen.

4.3.2 Helikoptertransport

Når veialternativet er utelukket er det helikoptertransport som gjenstår. Det er dyrt og en er avhengig av rimelig godt vær for å fly. Fordelen med helikopter er at en kan komme til hvor som helst uten store naturinngrep.

Helikoptertransport vil påvirke valg av damtype. Det blir veldig dyrt å frakte masser, utstyr og materialer fra vei til anleggsstedet og en bør enten velge en slank damkonstruksjon som ikke veier for mye eller en konstruksjon der en kan bruke mye lokale masser. Men omfattende anleggsvirksomhet rundt damstedet er også dyrt. Tunge maskiner må demonteres, fraktes opp i deler og monteres, og personell må fraktes opp og ned.

4.3.3 Taubane

I gamle dager brukte en mye taubaner på transportoppdrag som dette. Men det ble mindre og mindre vanlig ettersom helikopteret ble et mer aktuelt transportmiddel. I løpet av 1980-tallet ble det bygd 2 taubaner for transport til anleggssted men etter dette har det ikke vært gjort. Sannsynligvis fordi det ikke lønner seg. Kostnadsgrunnlaget er tynt og taubane blir ikke vurdert videre i denne omgang.

4.4 Tunnelsystem

4.4.1 Plassering av stasjon

De viktigste elementene som bestemmer plassering av stasjonen er:

- Stasjonen bør ha minst 20-30m overdekning
- Plassering langt inne fører til lang atkomsttunnel
- Hvis en ikke går så langt inn må en lengre del av trykksjakta stålfors
- Stasjon langt inne gjør det nødvendig med svingesjakt i sugerøret.
- Atkomsttunnelen kan ikke være brattere enn 1:7
- Stasjonen bør plasseres i best mulig fjell. Hvis stasjonen ligger i dårlig fjell blir sikringsarbeidene og lekkasjetettingene omfattende.

Stålforsjakt er vesentlig dyrere enn avløpstunnel og atkomsttunnel (Se kap 9.1). Dette taler for å plassere stasjonen lengst mulig inn. Da oppfylles også kravet om overdekning av stasjonen. Men forholdene i avløpet blir dårligere når stasjonen flyttes innover.

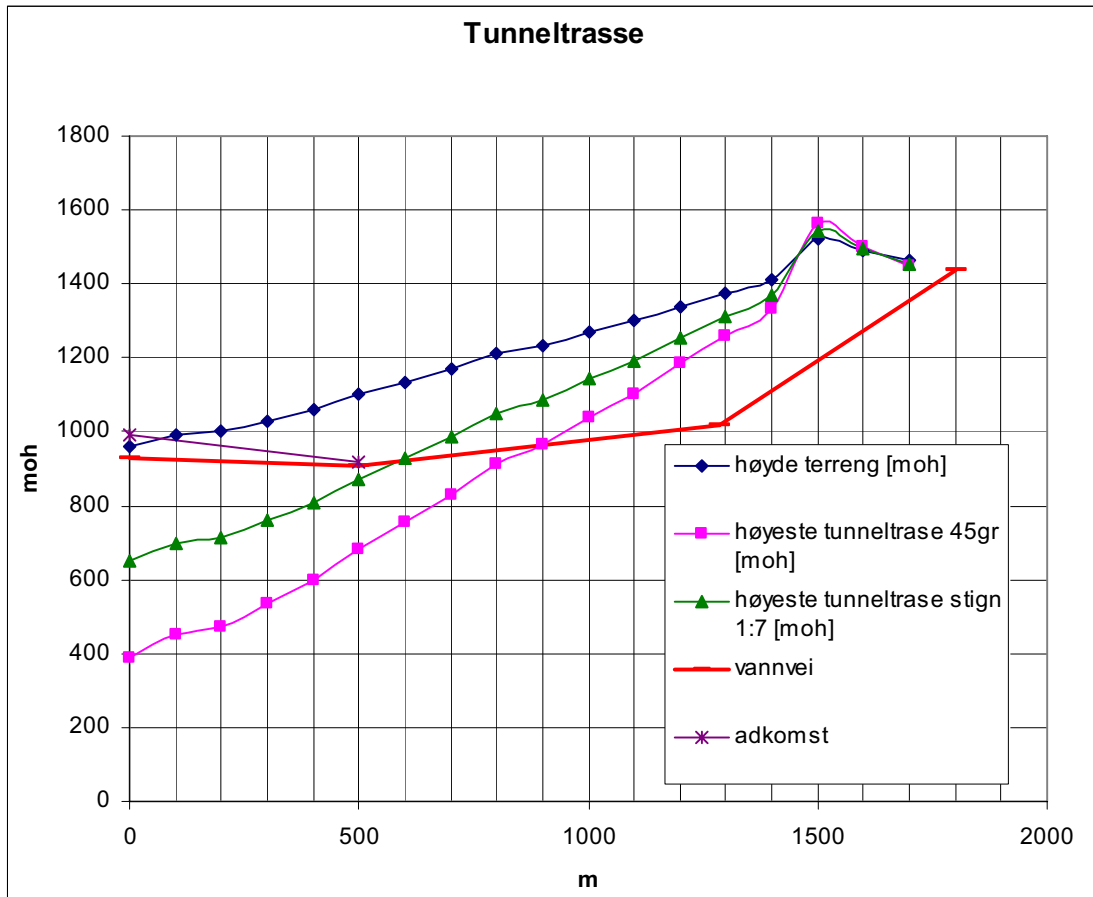
Pumpa krever ca 42m mottrykk, og stasjonen må derfor dykkes minst 32m under LRV i Strandevatn. Veien atkomsttunnelen starter fra ligger ca på kote 985. Turbinsenteret i stasjonen må ligge ca på kote 469. Atkomsttunnelen kan ikke være brattere enn 1:7, og må legges i sving hvis den blir kortere enn 469m.

Krav til overdekning

For at fjellet skal klare å stå imot vanntrykket må tunnelen ha en viss overdekning, H . Denne er gitt av formel 4-1 (Guttormsen, 06) der h er vanntrykket, α er helningsvinkelen på tunnelen, γ_v og γ_f er tyngdetettheten av vann og fjell (hhv. 2700kg/m³ og 1000kg/m³).

formel 4-1
$$H > \frac{\gamma_v \cdot h}{\gamma_f \cdot \cos \alpha}$$

I figur 4.2 er formel 4-1 for krav til overdekning lagt inn sammen med terrengprofilen over tunneltraseen. For å slippe stålforing må tunneltraseen legges under rosa linje for 45°-sjakt og under grønn linje for 1:7-tunnel. Dette gjelder tunnelen oppstrøms turbinen. Nedstrøms turbinen er vanntrykket redusert. På figur 4.2 er stasjonen tegnet 500m inne. Innenfor stasjonen: en kort stålforing (80m) før vannveien er under overdekningslinjen for 1:7-tunnel. Etter det kan tunnelen gå med stinging 1:7 til den er under overdekningslinjen for 45°-sjakt. Da kan en velge om en vil ha 45°-sjakt fra dette punktet og så 1:7-tunnel siste stykket eller om en vil gå lengre inn med 1:7-tunnelen. Det siste er valgt fordi en da kan drive hele tunnelen fra stasjonssida og gå rett opp i magasinet med 45°-sjakta. Dette for å redusere omfanget av anleggsdrift fra det høytliggende og veiløse damområdet.



figur 4.2 Tunneltrasse. For å slippe stålforing må tunnelen ha en viss overdekning i forhold til trykket i tunnelen. Hvis tunnelen stiger 1:7 må den være under den grønne linja. Hvis den stiger 45° må den være under rosa linje.

4.4.2 Tunnel og sjakt

Når vannveien skal designes er det om å gjøre å finne en billigst mulig løsning både når det gjelder utbyggingskostnad og driftskostnad (falltap). Vannveien må dimensjoneres slik at marginale utbyggingskostnader er lik marginale falltapskostnader. I første omgang velges noen hovedløsninger ut fra enkle økonomiske betraktninger og normer. Når effektinstallasjonen er bestemt blir vannveien dimensjonert mer i detalj (se kapittel 9).

Tunneltraseen som er valgt er noe utradisjonell. Vanligvis går trykksjakt opp ganske umiddelbart oppstrøms stasjonen og så gjøres vannets horisontale transportetappe unna i tilløpstunnel med lavt trykk. Her tilbakelegges den horisontale transportetappen under høyt trykk nedstrøms trykksjakt. Dette er gjort fordi en 45°-direkte ut fra stasjonen på grunn av fjellgeometrien ville kommet ut i dagen midt oppe i skråningen. Hvis sjakta skulle gått nærmere overflaten måtte den vært stålforet. Det gir en merkostnad.

Tunneldrift

Med konvensjonell hjulgående tunneldrift kan en ikke drive brattere enn 1:7. Skal en drive brattere må en over på sjakt og skinnegående utstyr (Alimak). Sjakter bør ikke drives slakere enn 45° . Dette fordi en må være sikker på at massen som sprenges ut kommer ut tunnelen og ikke blir liggende igjen oppe i sjakta. Hvis masse blir liggende igjen etter sprengning er det vanskelig å få massene ned uten å utsette seg for rasfare. Sjakter drives som regel med 45° eller 90° helling.

Hvis en velger fullprofilboring i stedet for sprengning kan tunnelen drives i vinkler mellom 1:7 og 45° også. Men på grunn av den korte vannveien må fullprofilboring utelukkes. Fullprofilmaskiner har store transport-, opp- og nedriggingskostnader som ikke kan forsvares ved korte tunneler. I tillegg er fullprofilboring avhengig av bedre fjell enn sprenging.

Sandfang

Etter maskinrensk vil det normalt ligge igjen et lag på 15-20cm med løsmasser på sålen i tunnelen. Disse massene vil bevege seg nedover i vannveien til det ligger igjen et lag på 5-8cm (Guttormsen, 06). Det er ikke ønskelig at disse massene skal nå turbinen fordi det kan føre til store skader. Å stoppe massene med en varegrind er heller ingen god løsning fordi grida da vil tettes til og gi falltap. Det er derfor nødvendig med et sandfang. Forbi sandfanget bør hastigheten på vannet reduseres med 30-50% (Guttormsen, 06) slik at massene faller ned i sandfanget.

4.4.3 Svingesjakt i overvannet

Det er to forhold som kan gjøre det nødvendig med svingesjakt i overvannet. Store trykkstøt ved brått avslag og ustabil regulering.

Trykkstøt: Normalt dimensjoneres turbin, kuleventil og andre trykkutsatte komponenter for å tåle et trykkstøt på ca 10% av statisk vanntrykk. Det betyr i denne sammenheng ca 50 m.v.s. Trykkstøtet kan overslagsmessig beregnes etter formel 4-3 (Nielsen, 90) når lukkertida, T_l , til ledeapparatet er mye større enn refleksjonstiden, T_r (formel 4-2).

Vannveien er planlagt 1880m lang og lyd hastigheten i tunnel, $a \approx 1200 \text{ m/s}$. Det gir etter formel 4-2 en refleksjonstid på 3s.

formel 4-2
$$T_r = \frac{2l}{a}$$

formel 4-3
$$\Delta h = 2 \frac{\Delta Q}{g T_l} \cdot \frac{l}{A}$$

Med en lukkertid på 10 sekunder er trykkstøtet gitt i tabell 4.1 for de ulike effektinstallasjonene:

tabell 4.1 Trykkstøt når volumstrømmen går fra maks til null på 10 sekunder

	P	[MW]	10	50	100	200	300	500	1000
Sjakt	Q	[m ³ /s]	2,2	10,9	21,7	43,5	65,2	108,6	217,3
	l	[m]	510	510	510	510	510	510	510
	A	[m ²]	4	5	10	20	30	50	100
Tilløpstunnel	l	[m]	790	790	790	790	790	790	790
	A	[m ²]	18	18	20	40	60	100	200
Rør	l	[m]	80	80	81	82	83	84	85
	A	[m ²]	0,4	1,8	3,6	7,2	10,9	9,1	12,1
Avløpstunnel	l	[m]	500	500	500	500	500	500	500
	A	[m ²]	18	18	20	40	60	100	200
	Δh	[s]	18,61	48,25	61,07	61,19	61,31	50,14	46,50

Trykkstøtet blir noe høyt for noen av effektinstallasjonene. Ved å øke lukkertiden til 13 sekunder er trykkstøtet innenfor 10% av statisk vanntrykk for alle effektinstallasjoner. Et alternativ til dette er å dimensjonere alle berørte komponenter for å tåle et litt høyere trykkstøt. Trykkstøtet er ikke så stort at det er nødvendig med svingesjakt for å løse dette problemet. Det er først hvis reguleringsstabiliteten blir for dårlig at det blir nødvendig å etablere en svingesjakt i overvannet.

Reguleringsstabilitet: Når en turbin reguleres fører tregheten i vannstrengen til et transient positivt bidrag i reguleringsløyfa. Hvis ledeskoplåpningen økes vil volumstrømmen øke. Under akselerasjonen av vannet faller trykket i vannveien. Dermed kan åpning av ledeskovelene føre til kortvarig redusert effekt inn på turbinen fordi $P \propto h \cdot Q$. Stenging av ledeskovelene fører til høyere trykk mens vannmassene retarderer og dermed kortvarig økt effekt. Hvis tregheten i vannstrengen er for stor er det vanskelig å få til stabil regulering av systemet. For å oppnå god regulering må vannets tidskonstant $T_w < 1$ (Nielsen,90). Vannets tidskonstant er gitt etter formel 4-4:

$$\text{formel 4-4} \quad T_w = \frac{Q}{gh} \cdot \sum \frac{l}{A}$$

Som tabell 4.2 viser er $T_w < 1$ for alle effektinstallasjoner, og svingesjakt er dermed ikke nødvendig.

tabell 4.2 Vannstrengens tidskonstant

	P	[MW]	10	50	100	200	300	500	1000
Sjakt	Q	[m ³ /s]	2,2	10,9	21,7	43,5	65,2	108,6	217,3
	l	[m]	510	510	510	510	510	510	510
	A	[m ²]	4	5	10	20	30	50	100
Tilløpstunnel	l	[m]	790	790	790	790	790	790	790
	A	[m ²]	18	18	20	40	60	100	200
Rør	l	[m]	80	80	80	80	80	80	80
	A	[m ²]	0,4	1,8	3,6	7,2	10,9	9,1	12,1
Avløpstunnel	l	[m]	500	500	500	500	500	500	500
	A	[m ²]	18	18	20	40	60	100	200
	Tw	[s]	0,19	0,48	0,61	0,61	0,61	0,71	0,81

4.4.4 Svingesjakt i undervannet

Hvis stasjonen legges langt inne i fjellet slik at avløpstunnelen blir lang, kan det bli behov for svingesjakt i undervannet. Det som avgjør om dette blir nødvendig er om vannstrengen vil slites av (om vannet vil kavitere) ved et brått avslag under turbindrift. Ved avslag må vannet i avløpstunnelen retardere. I turbindrift vil da trykket synke inne ved turbinen. Trykket må ikke synke under damptrykket.

$$\Delta h \leq h_{dykk} + h_{atm} - h_{damptrykk}$$

En pumpeturbin krever mer dykking enn en vanlig francisturbin. Det er til hjelp i denne sammenhengen. Avslag fra full last i turbindrift på 10s gir en Δh (formel 4-3) på maksimalt 11,1m. Se tabell 4.3. En pumpeturbin må dykkes flere titalls meter. Dermed vil det ikke være nødvendig med svingesjakt i undervannet i dette anlegget.

tabell 4.3 Trykkstøt i avløpet

	P	[MW]	10	50	100	200	300	500	1000
Avløpstunnel	Q	[m ³ /s]	2,2	10,9	21,7	43,5	65,2	108,6	217,3
	l	[m]	500	500	500	500	500	500	500
	A	[m ²]	18	18	20	40	60	100	200
	Δh	[m]	1,23	6,15	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1

4.5 Maskininstallasjon

4.5.1 Pumpeturbin eller pumpe og turbin

En pumpeturbin er designet som en pumpe. Det er i pumpemodus designkravene er strengest så det er dette som blir dimensjonerende for maskinen. I pumpedrift kreves bakoverlente skovler ($\beta < 90^\circ$) for å oppnå en stabil pumpekarakteristikk. Det gir foroverlente skovler i turbindrift. For en gitt trykkehøyde må et pumpehjul ha større diameter enn et turbinhjul. Falltapene gjør at pumpehøyden er større enn statisk trykkehøyde mens trykkehøyden blir redusert i turbindrift. Det gjør designforskjellene ennå større. En pumpeturbin designet for optimal pumpedrift gir en turbin som er designet for høyt trykk.

Pumpedrift stiller også de strengeste kravene til dykking.

En pumpe og en pumpeturbin i pumpedrift har omtrent lik virkningsgrad mens en pumpeturbin i turbindrift har noe lavere virkningsgrad enn en turbin. Aurland III har en virkningsgrad på 91,45% i pumpedrift og 92,35% i turbindrift (Berdal Strømme, 1998). En god turbin med samme fallhøyde kan ha en virkningsgrad på 94-95%. Med denne differansen kommer spørsmålet om det lønner seg å installere en pumpeturbin eller en pumpe og en turbin. I Norge er det vanlig å velge pumpeturbin men det finnes eksempler fra utlandet på at en velger en pumpe og en turbin på samme aksling med felles generator/motor.

Et enkelt prisoverslag:

Hvor mange driftstimer må et pumpekraftverk ha for at det skal lønne seg å installere en pumpe og en turbin i stedet for en pumpeturbin?

Forutsetninger:

Pumpeturbin: Virkningsgrader på 91,45 og 92,35% i pumpe- og turbindrif

Pumpe og turbin: Virkningsgrader på 91,5 og 95% for pumpe og turbin

Strømpriser: 320kr/MWh i pumpedrift, 480kr/MWh i turbindrif

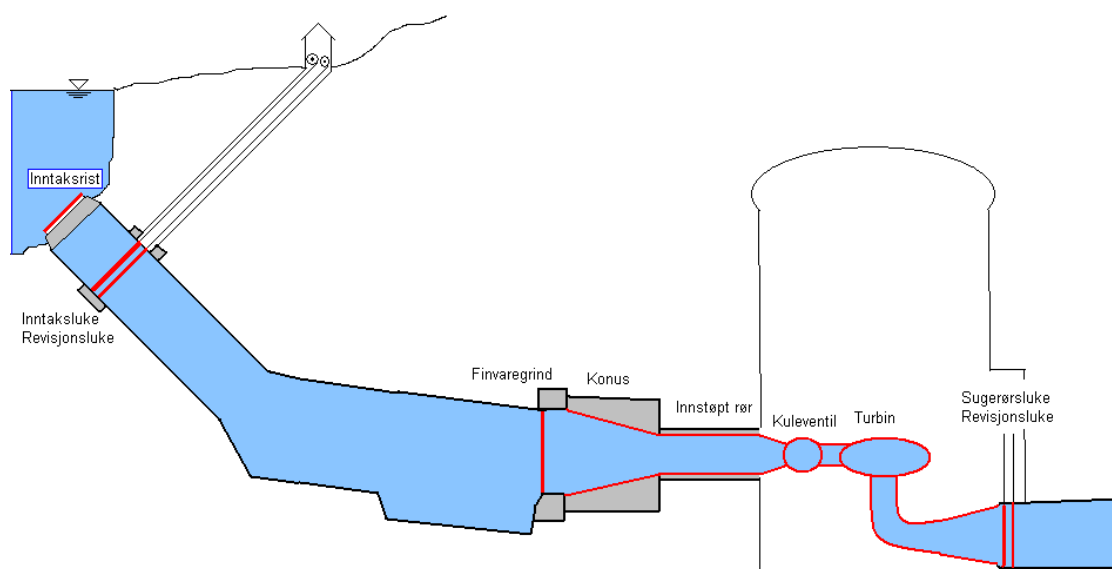
Avskrivningstid: 30år, rente:7%

Med installert effekt på 100MW er kostnadsforskjellen på pumpeturbin og pumpe + turbin ca 26 mill kr. De økte inntektene på grunn av økt virkningsgrad gjør at investeringen på 26 mill kr betales ned ved ca 1500 timer i turbindrif og ca 1900 timer i pumpedrift årlig. Men dette er kun kostnaden for selve aggregatet. I tillegg kommer blant annet kostnader til større stasjonshall og mer komplisert inn- og utløpsarrangement med flere luker og deling av innløps- og utløps sjakt til pumpe og turbin. Pumpa krever mest dykking og må derfor være nederst. Så er det fristende å plassere turbinen over pumpa, men da må akslingen gå gjennom utløpet til turbinen. Hele sugerøret må da spesialdesignes, og uansett vil akslingen forstyrre strømmingen i sugerøret en del. Dermed reduseres virkningsgraden igjen. For å unngå dette kan turbinene plasseres øverst i stasjonen med sugerøret oppover. Generatoren må da ha aksling ut på begge sider så den kan plasseres mellom pumpa og turbinen.

Driftstiden i simuleringen av et aggregat med 100MW installert effekt der prisene fra den nederlandske APX-børsen er brukt gir 3122 timers turbindrif og 3896 timers pumpedrift. De norske prisseriene gir en driftstid på ca 2200/2800 timer når prisforskjellene er skalert opp slik at investeringen blir lønnsom (se kapittel 8.4.3). Det er over 1500/1900 timer, men pumpeturbin antas allikevel å være det billigste. Dette fordi ekstrakostnadene som ikke er tatt med i avsnittet over på grunn av utradisjonelt og komplisert arrangement vil være langt større enn de 26 millionene i differanse på aggregatkostnaden. For å regne ut disse ekstrakostnadene må en kjenne de fysiske størrelsene på de ulike komponentene og vurdere ulike stasjonsarrangement mer i detalj. Opplysninger utover NVE's kostnadsgrunnlag er da nødvendig. På grunn av oppgavens omfang er det ikke mulig å og ned på et slikt detaljnivå. Hvis det mot formodning skulle være lønnsomt å dele opp maskininstallasjonen i pumpe og turbin vil dette være så marginalt at det ikke får avgjørende konsekvenser for den totale lønnsomheten. Det forutsettes at en velger pumpeturbin.

4.5.2 Luker og varegrinder

De viktigste maskininstallasjonen er illustrert i figur 4.3 (skisse uten skala):



figur 4.3 De viktigste maskininstallasjonene

Det er lite vegetasjon i området der overmagasinet ligger. Dermed er faren liten for å trekke tømmerstokker inn i vannveien. Men is, stein og døde dyr er heller ikke ønskelig å dra inn i vannveien. Det bør derfor være en inntaksrist på foran inntaket.

For tømming vannveien i forbindelse med inspeksjon og arbeid i vannveien må det være en inntaksluke på toppen av vannveien. Denne vil ikke være utsatt for et trykk på 20-50m avhengig av hva som er den gunstigste plasseringen. For de minste installasjonene kan det velges en glideluke, for de større må luken være en rulleluke. En tommelfingerregel er at når trykk(m) x areal(m^2) > 500 bør en velge rulleluke (Slapgård, 05). Det bør også være en revisjonsluke nær denne. Dette for å ha en luke som kan brukes hvis hovedluken får skader og må repareres og for å ha en reserveluke hvis hovedluken ikke skulle fungere.

Finvaregrinden bør være så grov at den ikke stopper stein som ikke avsetes i sandfanget. Ellers vil risten kunne tettes igjen av stein.

Om en bør ha en inntaksrist i Strandevatn (for inntak i pumpedrift) er avhengig av hvor dypt nede inntaket er. En vil ikke klare å suge stein opp i turbinen fordi en har tyngdekraften mot seg. Det som måtte bli dratt inn i tunnelen i pumpedrift blir spylt ut igjen i turbindrift. Hvis inntaket ligger nær overflaten av Strandevatn kan det være aktuelt med en inntaksrist av sikkerhetshensyn. Her forutsettes imidlertid inntak på dypere vann, og ingen inntaksrist.

Resten av komponentene på figur 4.3 er omtalt i kapittel 9.2 der komponentene dimensjoneres økonomisk.

4.6 Elektroinstallasjoner

4.6.1 Generator/motor

Pumpeturbinen er tenkt å trekke samme effekt på bestpunkt i pumpedrift og i turbindrift. Generatoren må da ha samme merkeeffekt i generator- og motordrift.

En pumpeturbin må designes så den opererer utenfor bestpunkt i turbindrift (kapittel 4.5.1). Ved å øke turtallet i turbindrift nærmer en seg bestpunktet. Det er i hvert fall to måter å få det til på.

Hvis generatoren er en asynkronmaskin vil turtallet være under synkront turtall i pumpedrift og over synkront turtall i turbindrift. Turtallet vil da variere i forhold til belastningen med omtrent synkront turtall når belastningen på =0 (Hubert, 02). Generatoren kan designes slik at en får gunstig turtall både i pumpe- og turbindrift.

Den andre måten å oppnå turtallsvariasjoner på er å bruke en synkrongenerator med frekvensomformer. Spenningen fra nettet likerettes for så å omformes til ønsket frekvens for generatoren/motoren (Mohan, Undeland, Robbins, 03).

En asynkronmaskin trekker mye reaktiv effekt som vil være en stor belastning på nettet. NVE's kostnadsgrunnlag for små kraftverk fastsetter at asynkronmaskiner er lite aktuelt for generatorer større enn 1000kW. Med en synkronmaskin kan en tjene penger på å hjelpe til med å holde nettet stabilt og bidra til kompensering for reaktivt effektforbruk, med en asynkronmaskin må en, hvis Statnett tillater tilkobling til nettet, regne med å betale for reaktivt effektforbruk. Frekvensomformer er mer aktuelt, men frekvensomformere er dyre og en del av de reduserte tapene i turbinen går opp i tap i frekvensomformeren. Det blir ikke regnet på lønnsomheten ved å ha en frekvensomformer her, og synkrongenerator uten frekvensomformer forutsettes. Dette er det vanlige.

Oppstart av motoren er en kritisk operasjon som ofte krever spesielle tiltak. For å få maskinen opp til merketurtall må motoren startes som en asynkronmaskin (I turbindrift er ikke dette noe problem siden turbinen kan akselereres opp ved å slippe på vann.). Når bryterne til en stillestående motor legges inn er motstanden i motoren veldig lav. Det fører til en strøm på ca 5x merkestrøm for motoren (Hubert, 02). Det tåler ikke motoren veldig lenge før den får varmeskader, så det gjelder å få opp turtallet forttest mulig. Når turtallet stiger, øker motstanden og strømmen blir mindre. For at motoren skal akselerere opp forttest mulig startes aggregatene i Aurland III med pumpene i luft. Kompressorer presser luft inn i sugerøret så pumpeturbinene ikke står i vann. Kuleventilen er lukket. Denne løsningen er aktuell for Tyrvåla pumpekraftverk også. For at dette skal fungere må nettet være kraftig nok til å takle at det i noen sekunder trekkes en veldig stor strøm. Det bør ikke være noe problem når det går 2 400kV-linjer rett over stasjonen.

4.6.2 Andre elektriske komponenter

De resterende elektriske komponentene blir ikke behandlet i detalj her. Men det er nødvendig med en transformator for å transformere generatorspenningen på 10-20kV opp

til linjespenningen på 420kV. Fra transformatoren opp til 420kV linjene vil strømmen gå i kabler opp ei sjakt. 500m kabel tas med i elektrokostnadene.

Mellom transformatoren og linjene må det være et koblingsanlegg som gjør det mulig å velge om en vil være koblet til en av eller begge 420kV-linjene og som muliggjør utkobling for arbeid på anlegget. Det er nødvendig med vern som sikrer utkobling ved overbelastninger og mulighet for å jorde linjene under arbeid. Alt dette ligger under posten koblingsanlegg i kostnadsberegningene.

Styring og overvåkning av anlegget krever også en del elektroinstallasjoner som i kostnadsberegningene er kalt kontrollanlegg. Til slutt kommer hjelpeanlegg som omfatter alle småtinga: stasjonstransformator, batterianlegg, brannanlegg, telefonanlegg osv.

5 Energitap

Når vannet pumpes opp og kjøres ned igjen går en del av energien tapt. Energitapet bestemmer hvor stor prisdifferanse en må ha mellom pumpetime og produksjonstid for å kjøre kraftverket.

5.1 Tap i vannveien

Tapene i vannveien kan deles i 2 kategorier:

Friksjonstap og singulærtap. Friksjonstapene er tap pga friksjon mellom vannet og veggene i tunnelen/røret. Singulærtapene er tap pga hastighetsendringer eller retningsendringer i forbindelse med rister, arealendringer, bend og luker.

5.1.1 Friksjonstap:

I råsprengt tunnel brukes Mannings friksjonsformel:

$$\text{formel 5-1} \quad h_f = \frac{LV^2}{M^2 R_h^{4/3}} = \frac{LQ^2}{M^2 A^2 R_h^{4/3}}$$

Hydraulisk radius (R_h) for vanlig hesteko-tunnelprofil er $R_h = 0,265\sqrt{A}$ (Guttormsen,06). Manningstallet er avhengig av ruheten i tunnelen. En glatt overflate gir høyt manningstall, røff overflate gir lavt manningstall. For en råsprengt tunnel er manningstallet ca 33. I sjakta er utstyret mindre enn i tunnelen og det skytes kortere salver. Overflaten blir derfor litt finere og manningstallet settes her til 36 (etter anbefaling fra prof. A. Bruland).

I rør brukes Darcy-Weisbach formelen:

$$\text{formel 5-2} \quad h_f = f \frac{L}{D_h} \frac{V^2}{2g}$$

Hydraulisk diameter (D_h) for et rør er det samme som diameteren til røret. Darcys

friksjonsfaktor f er avhengig av Reynoldstallet (Re) og ruhetshøyden ($\frac{\varepsilon}{D}$). Ruhethøyden er forholdet mellom høyden på ujevnheter i overflaten på røret, ε , og diameteren på røret. For "commercial steel" er $\varepsilon = 0,046\text{mm}$ (White,03). Friksjonsfaktoren hentes ut fra Moody diagrammet som viser friksjonsfaktor som funksjon av Re og $\frac{\varepsilon}{D}$. For røret fra den råsprengte tunnelen inn på turbinen brukes $f=0,015$.

5.1.2 Singulærtap

For singulærtap brukes friksjonsfaktoren C . Tapt energi er gitt ved formel 5-3:

formel 5-3
$$h_s = C \frac{V^2}{2g} \text{ (White,03)}$$

De viktigste singulærtapene i vannveien til Tyrvla pumpekraftverk er gitt i tabell 5.1 med friksjonsfaktor C:

tabell 5.1 Singulærtapsfaktorer i vannveien

Singulærtap	C
inntak	0,5
varegrind	0,12
inntaksluke	0,2
bend	0,17
overgang sjakt/tunnel	0,25
sandfang	0,16
finvaregrind	0,37
konus tunnel/rør	0,4
sugerørsluke	0,2
utløpstap	1

Friksjonsfaktorene er satt på grunnlag av hvilke utforminger som er vanlige på de forskjellige komponentene. I kapittel 9.2 blir noen av disse vurdert opp mot kostnadene ved forskjellige utforminger.

Totale falltap er gitt i tabell 5.2. Friksjonsfaktorene er hentet fra 3 forskjellige bøker (Idelchik,86, White, 03, Guttormsen,06). Disse er markert med bokstavene I,W og G i tabellen.

tabell 5.2 Falltap i vannveien

falltap	enhet	[MW] antall	10 50 100 200 300 500 1000							M	f	Kilde
			tap [m]									
inntak		1	0,01	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12		0,5	I s.113
varegrind		1	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03		0,117	I s.411
inntaksluke		1	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05		0,2	G2 s. 25
sjakt 45gr	[m]	510	0,26	3,53	2,23	1,40	1,07	0,76	0,48	37		G2 s.82
bend		1	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04		0,17	I s.289
sjakt=>tunnel		1	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		0,25	I s.145, 4.1
tilløpstunnel 1:7	[m]	790	0,01	0,23	0,68	0,43	0,33	0,23	0,15	33		G2 s.82
sandfang		1	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04		0,16	G2 s.85
finvaregrind		1	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02		0,3744	I s.411
konus tunnel/rør		1	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73		0,4	I s. 167
stålforing	[m]	80	3,24	1,45	1,03	0,73	0,59	0,65	0,56		0,015	Ws.366
avløpstunnel	[m]	500	0,01	0,14	0,43	0,27	0,21	0,15	0,09	33		G2 s.82
sugerørsluke		1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,2	G2 s. 25
utløpstap		1	0,00	0,02	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		1	I s. 509
sum	[m]		4,3	6,5	5,5	4,0	3,4	3,0	2,4			

5.2 Tap i pumpeturbin

En pumpeturbin i turbinmodus har dårligere virkningsgrad enn en turbin. I pumpemodus er ikke forskjellen så stor. Dette er fordi en pumpeturbin i hovedsak er designet som en pumpe. Det er pumpemodus som stiller de dimensjonerende kravene til konstruksjonen.

En god francisturbin kan ha en virkningsgrad på 94-95%. En god pumpeturbin har en virkningsgrad på 92-93% i turbinmodus. I pumpemodus er virkningsgraden normalt noe lavere enn i turbindrift(91-92%). Aurland III er et godt sammenligningsgrunnlag for Tyrvå. Det er et pumpekraftverk med fallhøyde på ca 400m og 2x150MW installert effekt. Det ble gjort termodynamiske virkningsgradsmålinger på aggr. 2 i 1998(Berdal Strømme) som viste beste virkningsgrad i turbinmodus på 92,35% og 91,45% i pumpemodus (Se vedlegg P 4). Det er et godt sammenligningsgrunnlag for Tyrvå pumpekraftverk. Design av francisturbiner har ikke endret seg mye siden slutten av 1970-tallet da Aurland III ble bygd. Virkningsgraden for Tyrvå pumpekraftverk antast derfor lik virkningsgraden i Aurland III, men med et 3 i stedet for 4 gjeldende siffer.(92,5% i turbinmodus og 91,5% i pumpemodus).

5.3 Elektriske tap

Virkningsgraden til generatoren/motoren til aggregat 2 i Aurland III ble målt til 98,9%. Tapene i transformatoren er svært små. Virkningsgraden settes til 99,5%(Solberg,07).

5.4 Totale tap

For å forenkle de videre beregningene settes samme totalvirkningsgrad for alle effektvalg. Det blir ikke helt riktig siden små anlegg generelt har lavere virkningsgrad enn store anlegg, men forskjellene er små nok til at det antas å ikke påvirke dimensjoneringen av anlegget i stor grad. De hydrauliske tapene i beregningen varierer litt i forhold til effektinstallasjonen, gjennomsnittlig tap er på ca 4m. Den totale virkningsgraden i turbin- og pumpedrift er gitt av formel 5-4 og formel 5-5:

$$\text{formel 5-4} \quad \eta_{\text{turbindrift}} = \frac{(h - \Delta h_{\text{tap}}) \cdot \eta_{\text{turb}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{h}$$

$$= \frac{(502 - 4) \cdot 92,5\% \cdot 98,9\% \cdot 99,5\%}{502} = 90,3\%$$

$$\text{formel 5-5} \quad \eta_{\text{pumpedrift}} = \frac{h \cdot \eta_{\text{turb}} \cdot \eta_{\text{gen}} \cdot \eta_{\text{trafo}}}{(h + \Delta h_{\text{tap}})} = \frac{502 \cdot 91,5\% \cdot 98,9\% \cdot 99,5\%}{502 + 4} = 89,3\%$$

Når vannet pumpes opp og så kjøres ned igjen gjennom turbinen blir den totale virkningsgraden 81%(formel 5-6).

$$\text{formel 5-6} \quad \eta_{\text{tot}} = \eta_{\text{turb}} \cdot \eta_{\text{pump}} = 80,6\%$$

Dette er virkningsgrad i designpunktet. Et kraftverk går ikke alltid på designpunktet. Overvannet har en høydevariasjon på 20m og Strandevatnet varierer med 28m. Dermed vil fallhøyden variere en del($\pm 5\%$), og en vil operere en del utenfor designpunkt trykkmessig. I turbindrift vil økt trykk føre til høyere virkningsgrad fordi en pumpeturbin

må ha bestpunkt ved for høyt trykk i turbindrif for å få akseptable egenskaper i pumpedrift. Redusert trykk i turbindrif fører imidlertid til lavere virkningsgrad. I pumpedrift vil avvik begge veier føre til redusert virkningsgrad. Den totale virkningsgraden for anlegget settes til 80% i de videre beregningene. Dette forutsetter at det ikke kjøres for mye på dellast. I prosjektoppgaven "Pumpekraft i Norge"(Bremnes,02) opereres det med en total virkningsgrad på 75% for et pumpekraftverk på Tonstad. Bakgrunnen for dette tallet er ikke kjent. Mer tap i vannei, lavere antatte virkningsgrader for komponentene og driftsmønster med mye dellast kan forklare en lavere virkningsgrad.

Det er veldig viktig at virkningsgraden er god i et pumpekraftverk for effektproduksjon. Marginen mellom det som betales under pumping og det som tjenes inn under produksjon er liten, og en forskjell på 1% i virkningsgrad i et pumpekraftverk betyr mye mer enn en forskjell på 1% i virkningsgrad i et vanlig kraftverk. I et vanlig kraftverk betyr en redusert virkningsgrad på 1%(94% til 93%) at en f. eks tjener 296,81 kr/MWh i stedet for 300 kr/MWh(inntektsreduksjon på 1,1%). For et pumpekraft betyr en virkningsgradsreduksjon på 1%(80 til 79%) for eksempel med pumpepris på 250kr/MWh og turbinpris på 350kr/MWh at en tjener 25,71 kr/MWh i stedet for 29,86kr/MWh, en inntektsreduksjon på 13,9%.

6 Utbyggingskostnader

Når en skal dimensjonere et vanlig vannkraftverk er tilsiget vesentlig for valget av effektinstallasjon. For et pumpekraftverk bygget som rent effektverk er det magasineringsmuligheter, linjekapasitet og strømmarkedet som er dimensjonerende. For å finne den økonomisk gunstigste effektinstallasjonen regnes først utbyggingskostnadene for forskjellige installasjoner ut her. I kapittel 8 finnes inntjeningsmulighetene og da kan inntekter og utgifter sammenlignes for å finne den optimale effektinstallasjonen.

I dette kapitlet beregnes utbyggingskostnadene ved en effektinstallasjon på henholdsvis 10, 50, 100, 200, 300, 500 og 1000MW. Dette danner grunnlaget for en kontinuerlig kostnadskurve: utbyggingspris som funksjon av installert effekt. Damstørrelsen er låst slik at en liten installasjon vil bli veldig dyr pga overdimensjonert dam.

For å beregne utbyggingskostnadene brukes NVEs ”Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg” utgitt i 2005. I tillegg brukes ”Kostnadsindekser vannkraftanlegg 01.01.2005-01.01.2007” også utgitt av NVE. Prisene i kostnadsoverslaget er altså på 2007-nivå. Kostnadsgrunnlaget er utarbeidet for beregning av utbyggingskostnader i en tidlig fase. Kostnadsgrunnlaget er delt i tre deler: bygningsmessige arbeider, elektrotekniske arbeider og maskintekniske arbeider.

For elektrotekniske arbeider oppgis en usikkerhet på $\pm 10 - 20\%$, for maskintekniske arbeider: $\pm 20\%$. Usikkerhetene knyttet til bygningsmessige arbeider er oppgitt for hver komponent og er generelt større enn usikkerhetene innenfor elektro og maskin. Usikkerhetene i byggkostnaden ligger i området +20 til +100% og -20 til -70%. Kostnadsgrunnlaget forutsetter at brukeren har gode fagkunnskaper, særlig innenfor bygningsmessige arbeider. Dermed er det sannsynligvis i byggkostnadene at usikkerheten er størst. Byggkostnadene er også veldig avhengige av geologien. Hvis fjellet har mye sprekker vil det komme betydelige ekstrakostnader til tetting av disse. Dette gjelder både i tunnelsystemet og på damstedet.

Kostnadsberegningene gjennomgås ikke i detalj her. Noen kommentarer til beregningene er gitt i kapittel 6.1, 6.2 og 6.2, for øvrig henvises det til tabell over kostnadene i vedlegg P 1 og hele kostnadsberegningen i excelformat i vedlegg E 2. Noen av de mindre postene innenfor byggkostnader er satt uten dekning fra NVE's kostnadsgrunnlag. Disse er markert med rødt.

6.1 Byggkostnader

6.1.1 Dam

Damkostnadene ble beregnet separat. Kostnadene er beregnet meter for meter ut fra høyden på dammen i vedlegg E 1. For betonggravitasjonsdelen med overløp er sammenhengen mellom høyde og kostnad gitt direkte i kostnadsgrunnlaget, mens for fyllingsdammen er utgiftene beregnet ved hjelp av volumberegninger.

Kostnader for dammene er beregnet til 75 mill kr for betong-gravitasjonsdam, 57 mill kr for betongplatedam, 34 mill kr for fyllingsdam med morenetetting og 44 mill kr for fyllingsdam med asfalttetting. Dette er anleggskostnader basert på NVE's kostnadsgrunnlag der det er lagt inn en ekstrakostnad på 25% for utilgjengelig damsted. I tillegg til dette kommer kostnadene for helikoptertransport. Fyllingsdam med morenetetting er allerede utelukket(kapittel 4.1.2).

Transportkostnadene med helikopter er usikre. Hvor mye som er lurt å transportere og hvor mye som er lurt å lage på anleggstedet(asfalt og betong) må vurderes nærmere. Differansen i kostnad på betongplatedam og fyllingsdam med asfalttetting er på ca 30% før en har tatt hensyn til transportkostnader. Når en også tar hensyn til at en fyllingsdam er et penere inngrep enn en betongplatedam blir den det naturlige valget. NVE anbefaler et tillegg på 30% i kostnadene på mengdeposter under rigg og drift for helikoptertransport. I det videre blir det antatt at hele kostnaden til dammen øker med 30%,ca 13mill kr, pga transporten.

Det er et grovt anslag men det er vanskelig å si noe mer uten at fjell- og løsmasseforekomstene nær damstedet er undersøkt. Ca 45 m av det laveste partiet på dammen blir laget som betong-gravitasjonsdam(se figur 3.4). Dette fordi det er krav om flomløp og fordi det på dette partiet er billigere med gravitasjonsdam enn fyllingsdam fordi dammen er så lav(kostnaden reduseres til 41 mill kr).

6.1.2 Stasjon

Volumet av stasjonshallen er beregnet med formel 6-1 der H er brutto fallhøyde, Q er slukeevne og n er antall aggregater i stasjonen. Formelen er utarbeidet av NVE på bakgrunn av utsprengt volum i norske kraftstasjoner. Usikkerheten oppgis til -50% til 100%. I tillegg til dette volumet kommer trafohall og kammer for opptrekk av sugerørsluker. Størrelsen på trafohallen er anslått helt fritt(se vedlegg P 1) mens arealet av lukekammeret er satt til arealet av luka multiplisert med 5 meter. Både for trafohall og lukekammeret er kostnadssats til totale bygningsmessige entreprenørutgifter for stasjonshall brukt.

formel 6-1
$$V = 78 \cdot h^{0.5} \cdot Q^{0.7} \cdot n^{0.1}$$

6.1.3 Vannvei

Tverrsnittene på tunnel, sjakt og rør er satt slik at hastigheten blir ca 1m/s i tunnel, 2m/s i sjakt og 6m/s i innstøpt rør. Det er hastigheter som er vanlige. Hvilke hastigheter som er optimale her kommer an på falltapskostnaden. I kapittel 9.2 blir tverrsnittene for en valgt effektinstallasjon dimensjonert økonomisk. Beregningene der viser at de antatte hastighetene er ganske fornuftige økonomisk.

Det lønner seg å legge vannveien slik at en unngår stålforing. Dette gjelder både i tunnel(se kapittel 9.1) og sjakt. Råsprengt trykksjakt på 30 m² koster ca 73 kKr/m mens stålforet sjakt med likt falltap som den råsprengte sjakten koster ca 94 kKr/m. Dette selv

om en kan gå ned til et strømningsareal på $18 m^2$ fordi røret har en mye glattere overflate enn den råsprenge tunnelen.

NVEs kostnadsgrunnlag har ikke egne beregninger for kostnader til innstøping av luker og rør men kurvene for tverrslagspropper anbefales som en god tilnærming til overslagsmessige beregninger. Dette benyttes her. For mer nøyaktige kostnadsestimat må en over på mengdeberegninger.

6.2 Elektrokostnader

Elektrokostnadene er ganske enkle å beregne ved hjelp av kostnadsgrunnlaget til NVE. Installasjonsstørrelsene er gitt i MW i grunnlaget med en $\cos \varphi = 0,85$. Generatorkostnaden øker ikke på grunn av at den også skal gå som motor, men kontrollanleggene blir noe dyrere.

Turtallet til generatoren er satt på bakgrunn av turtallskurver indikert i kostnadsdiagrammet for francisturbiner.

Det er ikke beregnet egne kostnader for overvåkning og styring av luker. Disse forutsettes dekket av en diverse/uforutsett- post på 10% av de resterende elektrokostnadene.

6.3 Maskinkostnader

En pumpeturbin koster i følge NVE's kostnadsgrunnlag ca 25% mer enn en francisturbin. Prisen for turbinen inkluderer kuleventil, sugerør og sugerørsluke i kostnadsgrunnlaget. I tillegg kommer posten diverse utstyr som blant annet inkluderer varegrinder.

Lukearealene er satt lik arealet på tunnelen luke står i i kostnadsoverslaget. I praksis lønner det seg å redusere lukestørrelsen en del selv om det medfører økte falltap(se kapittel 9.2.4).

6.4 Totalt

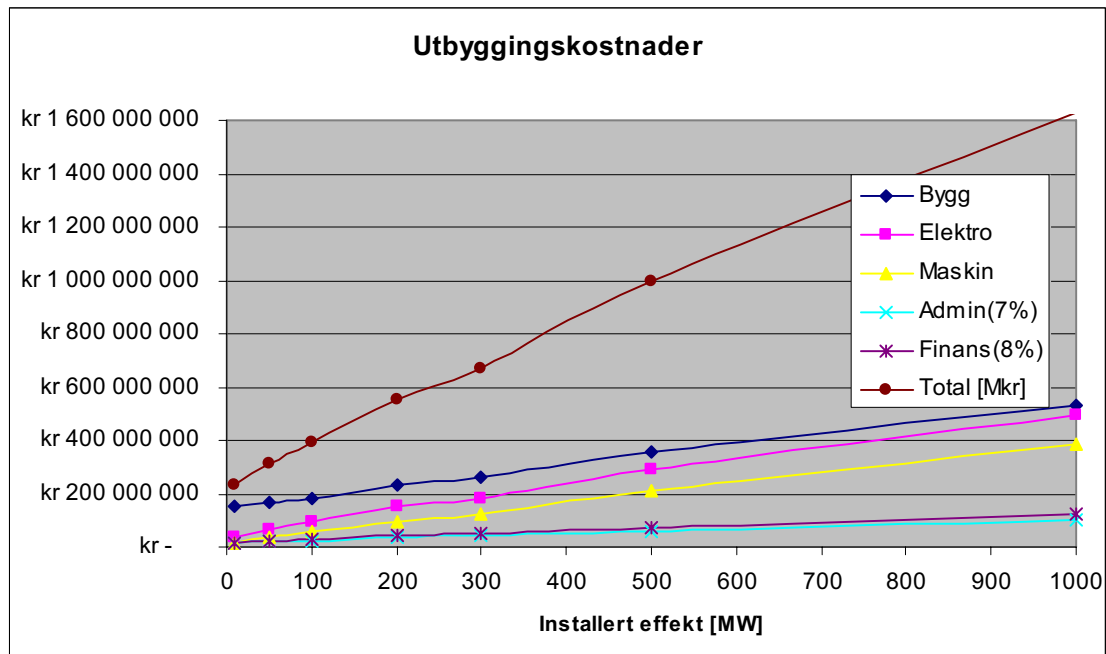
I tillegg til bygg-, elektro- og maskinkostnader kommer administrasjonskostnader og kapitalkostnader. De totale kostnadene er illustrert med tabell 6.1 og figur 6.1. Anleggstiden vil bli ca 2 år. Investeringskostnadene må betales i løpet av anleggstida og finansieringskostnadene er kostnadene for å ha kapital bundet i prosjektet før ferdigstilling.

For vanlige vannkraftverk er det vanlig å oppgi utbyggingskostnaden i kr/kWh. Det gir ikke mening for Tyrvla pumpekraftverk fordi den totale energiproduksjonen er negativ.

6 Utbyggingskostnader

tabell 6.1 Totale utbyggingskostnader

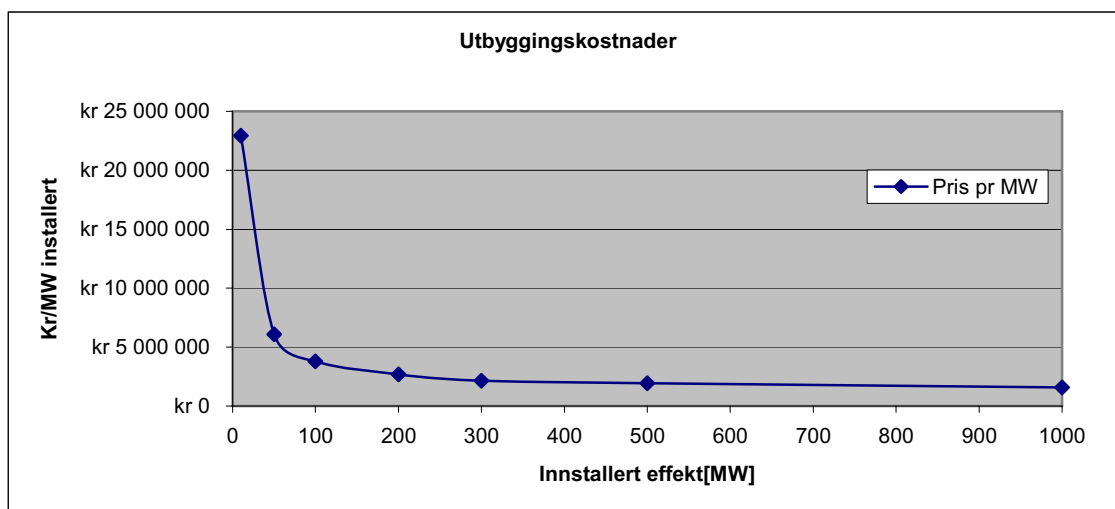
[MW]	10	50	100	200	300	500	1000
Bygg	152,5	166,4	181,9	232,2	265,4	354,6	530,7
Elektro	33,6	63,8	95,4	152,4	185,3	294,5	493,5
Maskin	15,7	39,4	61,0	95,9	125,7	214,3	387,6
Sum bygg elektro maskin	201,7	269,6	338,3	480,5	576,4	863,4	1 411,8
Admin(7%)	14,1	18,9	23,7	33,6	40,3	60,4	98,8
Finans(8%)	17,3	23,1	29,0	41,1	49,3	73,9	120,8
Total [Mkr]	233,1	311,5	390,9	555,2	666,1	997,8	1 631,4



figur 6.1 totale utbyggingskostnader

Utbyggingskostnadene pr MW blir mindre og mindre jo større effektinstallasjonen er (figur 6.2). Dammen er like stor og dyr for alle effektinstallasjonene. figur 6.1 illustrerer dette godt. Byggkostnadene er en mye større andel av totalkostnadene ved små installasjoner. Når damkostnaden fordeles på et større antall MW blir den spesifikke kostnaden lavere. Videre gir stordriftsfordeler ytterligere redusert spesifikk utbyggingskostnad. For eksempel er ikke en turbin på 100MW dobbelt så dyr som en på 50 MW, men ca 60% dyrere.

6 Utbyggingskostnader



figur 6.2 Utbyggingskostnader pr MW installert

7 Totale kostnader for kraftverket

Kostnadene som må tjenes inn med driftsinntekter kan deles i 2 kategorier: utbyggingskostnader og driftskostnader. Utbyggingskostnadene er utgifter i løpet av anleggsperioden mens driftskostnadene løper over kraftverkets levetid. Den årlige nedbetalingen av investeringskostnaden og de årlige driftskostnadene settes sammen til totale årlige kostnader.

7.1 Drift av kraftverket

Kraftverket må overvåkes og vedlikeholdes. Hvor store disse kostnadene blir er blant annet avhengig av i hvilken grad en må øke bemanningen. Siden E-CO vannkraft allerede har mange kraftverk og ansatte i området blir disse kostnadene mye lavere enn hvis kraftverket skulle hatt eget personell. Statkraft har beregnet at årlige variable kostnader er 0,7-0,8% av investeringskostnaden (Bremnes,02). De årlige driftskostnadene settes derfor her til 0,75% av utbyggingskostnaden.

7.2 Start/stopp-kostnader

Start og stopp sliter både på maskin- og elektrostyr. Luker må manøvreres, pumpe turbinen må gå gjennom ugunstige driftsområder med mye kavitasjon, motoren må tåle 5x merkestrøm ved oppstart i pumpedrift og brytere slås ut og inn. Generator varmes opp og kjøles ned. En bruker vann som ikke fører til energiproduksjon under oppkjøring og taper energien i den roterende massen når aggregatet stoppes. Så er spørsmålet: hvordan skal en ta hensyn til disse kostnadene i beregningen? Komponenter blir fortere utslitt og må derfor vedlikeholdes mer og byttes ut oftere. Skal en da ta inn kostnadene som vedlikeholdskostnader eller forkorte forventet levetid for kraftverket? En vanlig måte å gjøre dette på er å si at start og stopp har en viss kostnad. Disse kostnadene er vanskelige å beregne. Det er vanskelig å dokumentere hvor stor del av slitasjen som skyldes vanlig drift og hvor mye som skyldes hyppig start og stopp. Men det finnes en del statistikk på havarier. Når en sammenligner statistikk for havarifrekvens og –kostnad med start/stopp-hyppighet er der en tydelig tendens at aggregater som startes og stoppes mye har hyppigere havarier.

Lars Søreide i BKK foreslår i et foredrag i forum for generatorer 18.-19. september 2007 frem 2 tommelfingerregler som kan brukes:

- Lingning 7.1**
- $K_{start/stopp} = (10 \cdot P + 1400) \pm 50\%$
 - 1 start/stopp utgjør 10 driftstimer (i slitasje)

Disse reglene gjelder for turbindrif. Det har ikke lyktes kandidaten å finne tilsvarende overslagsregler for pumpedrift, men disse kostnadene forutsettes like kostnadene i turbindrif.

Start/stopp-kostnader er ikke tatt med i simulierungsmodellene som ble brukt (kapittel 8). Det ville gjort beregningene en god del mer kompliserte. For å ta hensyn til start/stopp-kostnadene i lønnsomhetsberegningene forkortes levetiden på de elektriske og mekaniske komponentene med 10 timer for hver start i pumpe- eller turbindrift. I de simuleringene som gir lønnsomhet er antall start i pumpe- og turbindrift til sammen mellom 800 og 1000 pr år (1,1-1,4 start pr døgn i pumpemodus og tilsvarende i turbinmodus). Det gjelder både når prisserien APX_07 brukes og når de norske prisene med oppskalerte døgnvariasjoner brukes. Det gir en slitasje tilsvarende 8000 til 10000 timer hvert år. Det er vanlig å sette levetiden til et kraftverk til 40 år når en skal beregne lønnsomheten. Start/stopp-kostnadene blir her tatt hensyn til ved at levetiden for elektriske og mekaniske komponenter halveres til 20 år.

7.3 Nettilknytning

Statnett eier mesteparten av sentralnettet i Norge. Kostnadene til drift av sentralnettet, dekkes inn ved at produsenter og forbrukere som belaster nettet betaler en nettariff. Tariffen er delt i et energiledd og et residualledd. Energiledet skal dekke energitapene i nettet. Hver aktør skal betale for den tapte energien som produksjonen eller forbruket til aktøren medfører. Hvis aktøren er produsent i et underskuddsområde fører produksjonen til reduserte tap fordi energien må fraktes kortere. Dermed vil aktøren motta penger. Residual-leddet skal dekke Statnetts driftskostnader. For en forbruker er denne satsen regnet ut på bakgrunn av forbruket i topplasttimen de 5 foregående år. Kostanden for alle produsenter er lik. Det er forbrukere som betaler mest. Et pumpekraftverk er både produsent og forbruker men vil sannsynligvis ikke faktureres som forbruker når det pumper (Bremnes, 03).

Statnett har ansvar for å sikre strømforsyningen i Norge. Der forsyningssikkerheten er dårlig går Statnett inn med tiltak for å bedre systemet. For eksempel har de investert i mobile gasskraftverk i Trøndelag for å unngå effektunderskudd i høylasttimer når vannmagasinene begynner å bli tomme, og de spytter inn penger for å øke effektinstallasjonen i utbyggingsprosjekter i områder der effekt er et problem. Hvis effektprisene i Hallingdal blir høye nok til at det lønner seg å bygge pumpekraftverk vil effektsituasjonen trolig være slik at Statnett er interessert i at det etableres et pumpekraftverk. Dermed er det sannsynlig at en kan komme ganske gunstig ut økonomisk når det gjelder nettilknytning. Nettilknytningskostnader antas å bli små og tas ikke med i lønnsomhetsberegningene.

7.4 Totale årlige kostnader

De totale årlige kostnadene som blir brukt videre i lønnsomhetsberegningene er gitt i tabell .1:

tabell 7.1 totale årlige kostnader

Installert effekt [MW]	10	50	100	200	300	500	1000
Utbyggingskostnader Elektro og Maskin	49,2	103,2	156,4	248,2	311,0	508,8	881,1
Resterende utbyggingskostnader	183,9	208,3	234,5	307,0	355,1	489,0	750,3
Årlig avskrivning elektro og maskin(20år)	4,6	9,7	14,8	23,4	29,4	48,0	83,2
Årlig avskrivning resterende(40 år)	13,8	15,6	17,6	23,0	26,6	36,7	56,3
Årlige driftskostnader	1,7	2,3	2,9	4,2	5,0	7,5	12,2
Totale årlige kostnader[Mkr]	20,2	27,7	35,3	50,6	61,0	92,2	151,7

8 Inntjeningsmuligheter

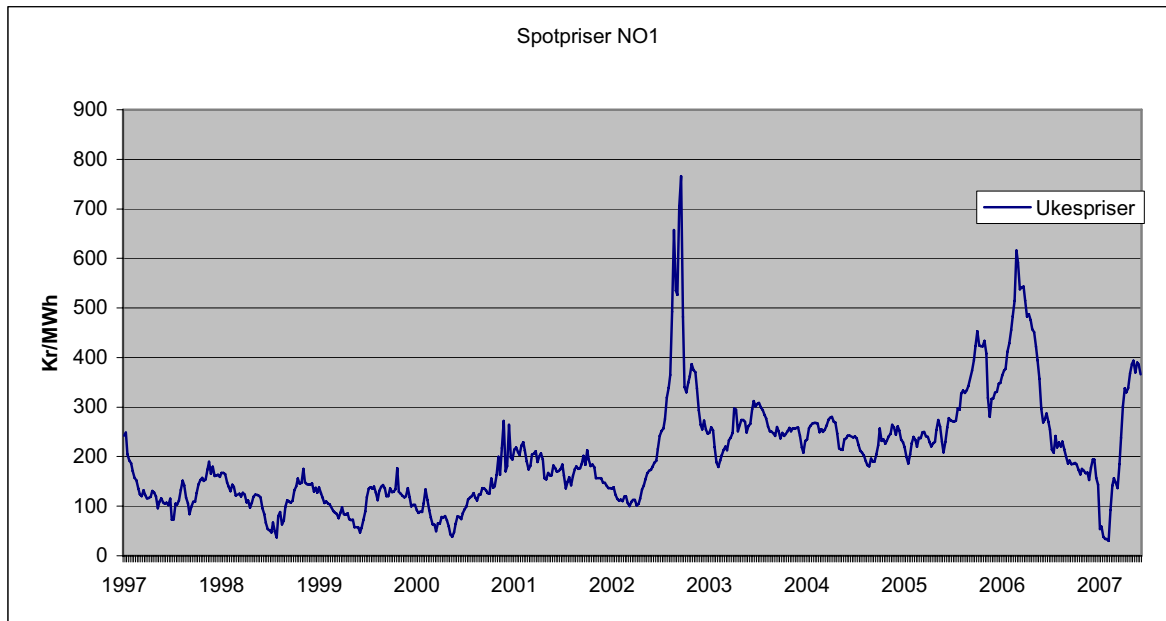
8.1 Historiske og fremtidige priser

For å regne ut inntjeningen hadde det vært nyttig å ha gode estimater for fremtidige strømpriser. Det beste utgangspunktet man har for dette er de historiske prisene. I de historiske prisene ligger mye av nøkkelen til prisdannelsen. Det er for eksempel mulig å se at det er sammenheng mellom kullpris og strømpris eller tilsig og strømpris. Men det er veldig mange faktorer som er usikre i fremtiden, og sammenhengen mellom for eksempel kullpris og norsk strømpris har endret seg og kommer til å endre seg fordi systemet endrer seg.

I Norge hvor det meste av elektrisitetsproduksjonen kommer fra vannkraft er sammenhengen mellom tilsig og strømpris viktig. Variasjonene i tilsig fra år til år gjør at en må ha tilsigsdata for 30 år for å definere normaltilsiget. Siden liberaliseringen av strømmarkedet i 1991 har det bare gått 16 år. Men et større problem er at systemet har endret seg mye i løpet av de 16 årene. Forbruket har økt, forbruksmønsteret har endret seg, produksjonen har økt noe og overføringskapasiteten mellom Norge og omliggende land er bygget ut. Det gjør prisdannelsen uoversiktlig.

I 1990 var det norske elforbruket 106TWh, i 2002 121TWh(NVE,05). Når markedet ble liberalisert var det overskudd av elektrisk energi i Norge. Nå er det et lite underskudd. Stadig utbygging av overføringskapasiteten mellom Norge og områder med høyere strømpris presser den norske prisen oppover. Det åpne nordiske markedet startet med Norge i 1991. I 1996 ble Sverige med i markedet, og Finland(1998) og Danmark(2000) kom etter. Det bygges stadig flere forbindelser til omliggende land, og Nordel-systemet har overføringslinjer både til Russland, Polen, Tyskland og nå også Nederland.

Prishistorikken for NO1 fra 1997 er vist i figur 8.1. I årene 1997 til 2002 er prisvariasjonen over året tydelig. Strømmen er ca 100kr/MWh dyrere om vinteren enn om sommeren. Dette virker logisk siden tilsiget er minst, og forbruket størst, om vinteren. Etter 2002 er ikke disse syklene så tydelige lenger, og uka med høyest pris i 2006 er uke 34 med en pris på 630kr/MWh. Samme uke i 2007 er prisen 30 kr/MWh, det laveste dette året. Dette kan forklares med at fyllingsgraden i uke 34 i 2006 var så lav at en fryktet energiknapphet gjennom vinteren. Det ble en våt høst, og prisene stupte utover høsten og vinteren. Høsten 2007 var magasinene breddfulle og valget stod mellom å produsere eller la vannet gå i overløp. Det gir lave priser. Situasjonen fra 2006 til 2007 var spesiell. Men kan en se bort fra disse årene og anta at prisene fremover vil ha en årsvariasjon med 100kr/MWh i forskjell mellom sommer- og vinterpris eller er dette varig endret?

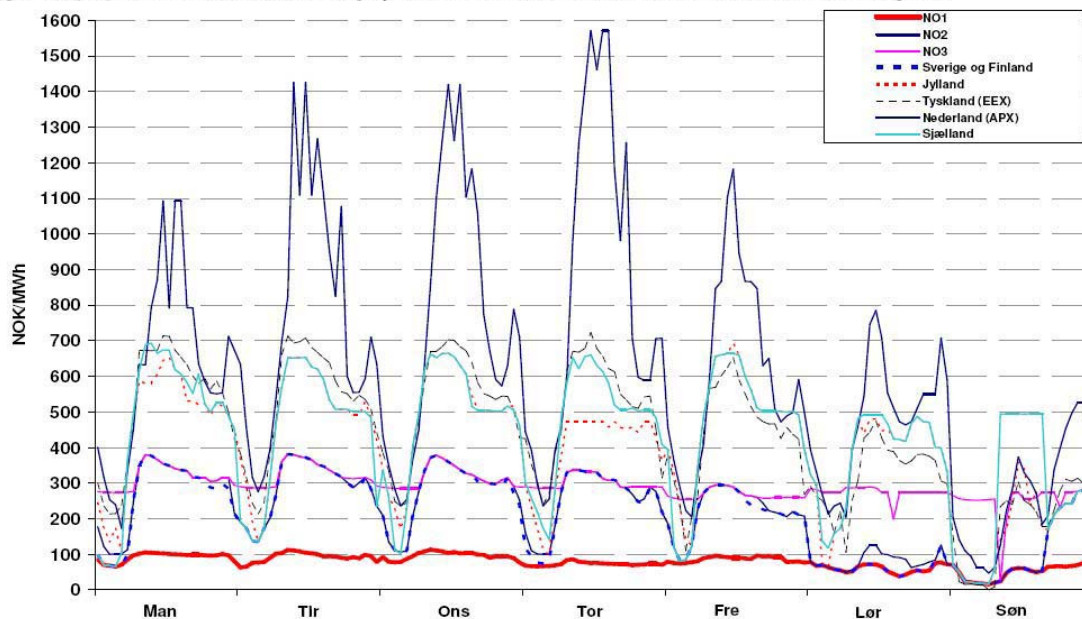


figur 8.1 Historiske spotpriser for NO1 (nordpool)

I produksjonssimuleringene i denne oppgaven er prisene fra den nederlandske APX-børsen i 2007 tatt med. Prisvariasjonene i Nederland er mye større enn variasjonene i nordel-systemet. Forskjellen er illustrert i figur 8.2. I starten av mai-2008 ble NorNed-kabelen på 700MW satt i drift. Det er for tidlig å si om NorNed-kabelen fører til høyere prisvariasjoner i NO1. Den korte tiden kabelen har vært i drift har prisene i Norge sunket mens prisene i Nederland har økt. Effekten av NorNed-kabelen burde være det motsatte. Kraftig snøsmelting i Norge og lavere vind- og kjernekraftproduksjon i Nederland kan være årsaken til dette(NVE, mai 08). Kapasiteten på NorNed-kabelen har i sin helhet vært benyttet til eksport fra Norge de første 2 ukene i komersiell drift. figur 8.2 viser spotprisene i Nordpoolsystemet og Tyskland og Nederland i uke 19 2008. I denne uka har NO1 en nettoeksport til alle omliggende prisområder, men kapasiteten er for liten til at det får særlig utslag i prisvariasjonene. Overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige er kraftig redusert i uke 19.

Statnett har meldt at det blir eget anmeldingsområde på sørlandet fra NorNed kommer i drift frem til nettet er styrket med linja Skårheia-Holen som skal stå ferdig i august 2009. Hvis kabelen Skagerak 4 blir bygd vil Sørlandet bli eget prisområde selv om nettet er forsterka med Skårheia-Holen(Solberg, 08). Det betyr at eventuelt økte prisforskjeller pga NorNed-kabelen vil dempes mot Østlandet og Hallingdal. Hvis Tyrvla pumpekraftverk skal nyte godt av prisvariasjonene på kontinentet må det ikke bare bygges flere forbindelser mot kontinentet, kapasiteten i det norske nettet må økes.

Figur 12 Spotpriser i Norden, Nederland og Tyskland i uke 19, 2008, NOK/MWh. Kilde: Nord Pool, EEX og APX



figur 8.2 Spotpriser i uke 19, 2008 (NVE, mai08)

Selv hvis vi kjenner mekanismene i prisdannelsen vil det være vanskelig å forutse den fremtidige strømprisen. Faktorene i prisdannelsen er usikre. Hvis tilsiget øker mye som følge av klimaendringer vil dette kunne redusere strømprisen. Hvis det satses stort på vindkraft kan gjennomsnittsprisen gå ned på grunn av energioverskudd, mens prisvariasjonen blir større på grunn av effektvariasjonene i vindkraftproduksjonen. Hvis nettet mellom NO1 og andre prisområde styrkes, påvirker også det prisen.

Det blir ikke gjort forsøk på å spå fremtidig i strømpris i denne oppgaven. Men det går an å si noe om hva slags priser en må ha for at Tyrvla pumpekraftverk skal bli lønnsomt.

8.2 Regulerkraftmarkedet

Det norske regulerkraftmarkedet(RK) er til for å justere produksjonsmengden når det viser seg at forbruket ikke stemmer med det som er anmeldt i spotmarkedet eller hvis en produsent ikke klarer å oppfylle det som er anmeldt. Aktørene legger inn bud på opp- og nedregulering og hvis det er behov for mer effekt vil RK-prisen bli høyere enn spotprisen mens nedregulering gir en RK-pris under spotprisen.

I dette markedet er det mulig å tjene penger med et pumpekraftverk. I 2007 var RK-prisen i gjennomsnitt 25kr/MWh unna spotprisen i NO1. Det var nedregulert 42 % av tiden med gjennomsnittlig pris 27kr/MWh under spotpris og oppregulert 40% av tiden med gjennomsnittlig pris 34kr/MWh over spotpris. De resterende 18% var ikke regulerkraftmarkedet aktivt pga balanse mellom produksjon og forbruk.

Det kan være nedregulert i en høylast time og oppregulert i en lavlasttime eller omvendt. Annen temperatur enn prognosert eller utfall av store enheter i kraftkrevende industri eller kraftproduksjon er årsaker til ubalanse mellom produksjon og forbruk.

Inntektsmulighetene i regulerkraftmarkedet er ikke tatt med i lønnsomhetsberegningene i denne oppgaven.

8.3 Produksjonssimulering

For å finne produksjonsinntektene til pumpekraftverket ble produksjonen over et år simulert på 3 forskjellige måter: En simulering med uendelig store over- og undermagasin der spotprisene er kjent gjennom hele året, en simulering med endelig magasinkapasitet og kjente priser gjennom hele året og en simulering der en kun kjenner prisene for de 24 kommende timene.

8.3.1 Forutsetninger/bakgrunnsdata

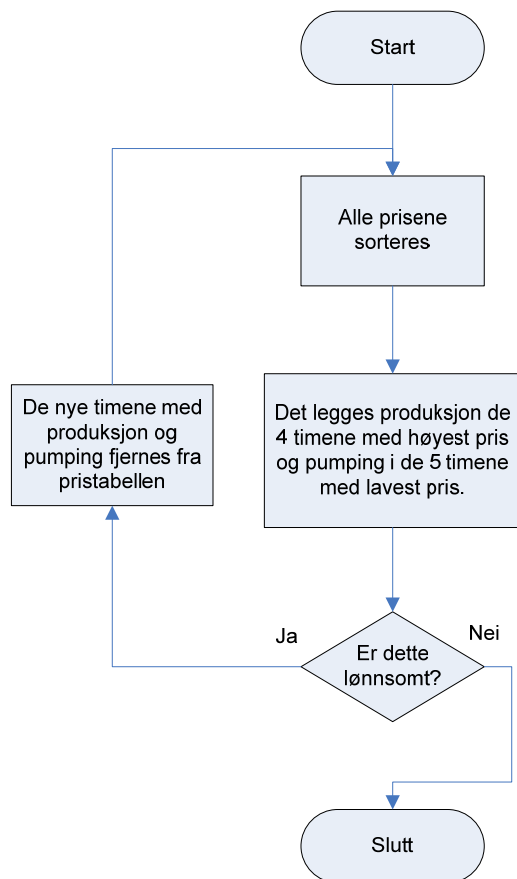
I alle simuleringene er energigjenvinninga ved først å pumpe opp og så produsere ned satt til 80%. Dette på bakgrunn av beregningene i kapittel 5. Generatoren/motoren er antatt å ha samme merkeeffekt i pumpemodus som i turbinmodus. Dermed vil 5 timers pumping fylle magasinet med nok vann til å drive turbinen i 4 timer. Dette er en forenkling. Vanligvis er nominell effekt høyere i turbindrift enn i pumpedrift i et pumpekraftverk. I Aurland III er nominell effekt 150MW i turbinmodus og 120 MW i pumpemodus. Volumstrømmen i pumpemodus er 82 % av volumstrømmen i turbinmodus(Berdal Strømme,98).

I simuleringene brukes 3 prisserier bestående av spotpriser i de 8760 timene i 3 forskjellige år. 2 av seriene er fra Sør-Norge i årene 2006 og 2007(NO1_06 og NO1_07). Den tredje er fra den Nederlandske APX-børsen fra 2007(APX_07). De to norske seriene fra 2006 og 2007 er valgt av to grunner: 2006 og 2007 er ganske forskjellige år nedbørmessig, og de 2 seriene er mest relevante for fremtidige priser fordi de er ferskest. Den Nederlandske serien er tatt med for å gi en indikasjon av hvilke priser vi kan få hvis el-nettet vårt blir mye sterkere knyttet mot Europa. Alle simuleringene går over et år av gangen og har timesopløsning.

8.3.2 Simulering 1: Uendelig magasin og kjente spotpriser

8.3.2.1 Virkemåte

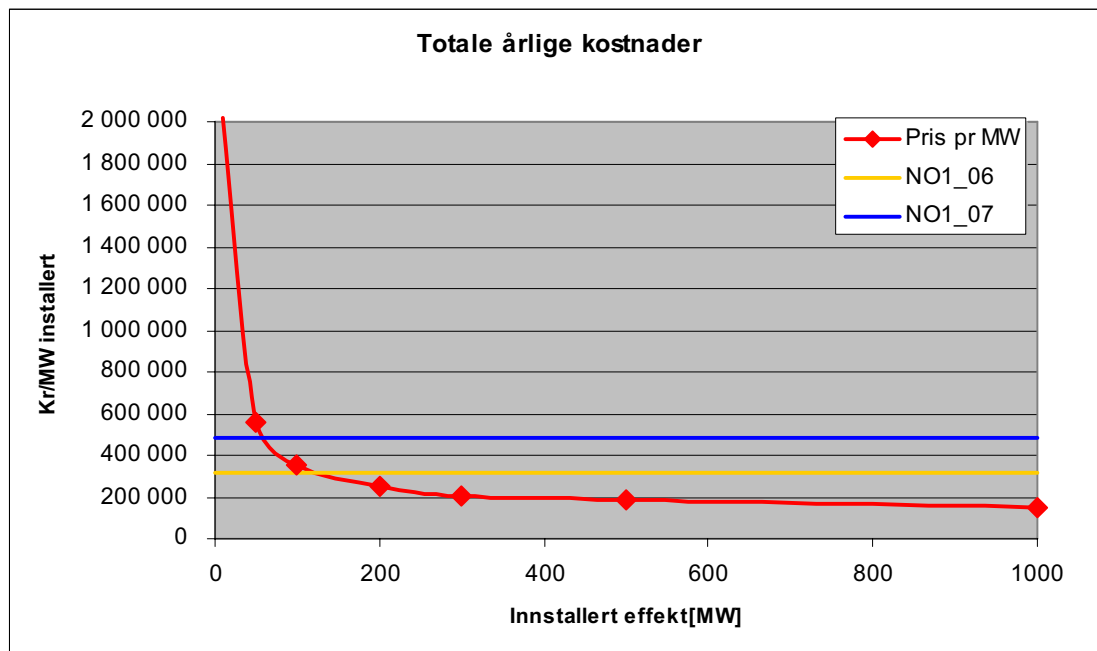
Dette er den enkleste simuleringen. Siden magasinene er uendelig store trenger en ikke ta hensyn til at magasinene kan bli fulle eller tomme. Algoritmen er illustrert i figur 8.3. Koden for simulering 1 er gitt i på papir i vedlegg P 5.1.1 og elektronisk i vedlegg E 4.



figur 8.3 Flydiagram for simulering 1

8.3.2.2 Resultater

Simuleringen gir en årlig inntekt på 320 587kr/MW med priser som i 2006(NO1_06), 486 167kr/MW med 2007-priser(NO1_07) og 8 448 226kr/MW med nederlandske priser fra 2007(APX_07). Alle prisseriene gir lønnsomhet for installasjoner over 100MW(se figur 8.4). De nederlandske prisene gir god lønnsomhet for alle installasjoner.



figur 8.4 Totale årlige kostnader og inntekter ved uendelig stort magasin

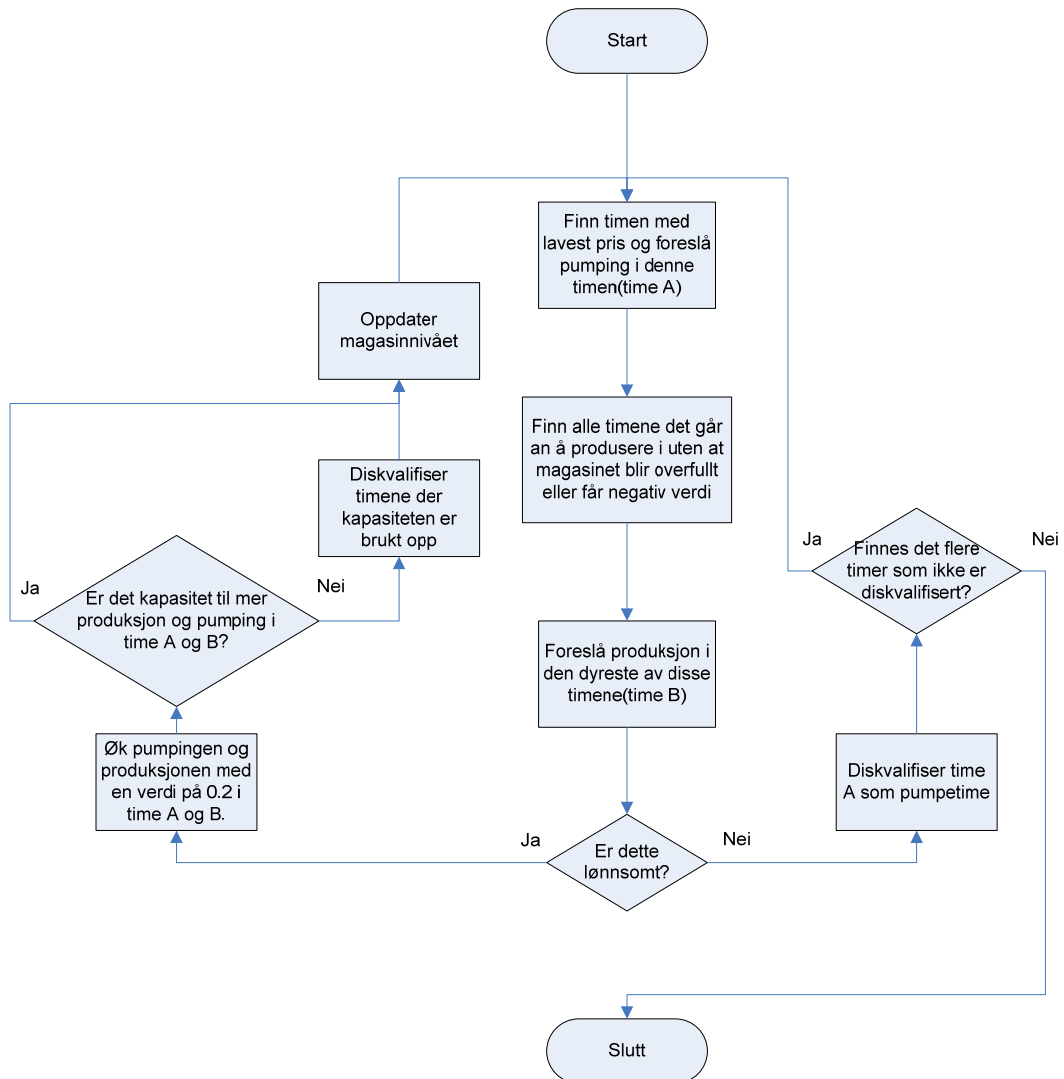
8.3.2.3 Tolkning

Simuleringen gir den absolutt største inntekten en kan få gjennom et gitt år, og er derfor en god referanse for de 2 andre simuleringene. Magasinkapasiteten er begrenset, og et av målene med simuleringene er å finne ut hvor stor installert effekt pumpekraftverket bør ha i forhold til denne begrensede kapasiteten. Til dette er denne simuleringen ubrukelig. I tillegg er det å anta at en kjenner alle spotprisene gjennom et år å sammenligne med å anta at en kjenner lottorekka for neste uke.

8.3.3 Simulering 2: Begrenset magasinkapasitet og kjente spotpriser

8.3.3.1 Virkemåte

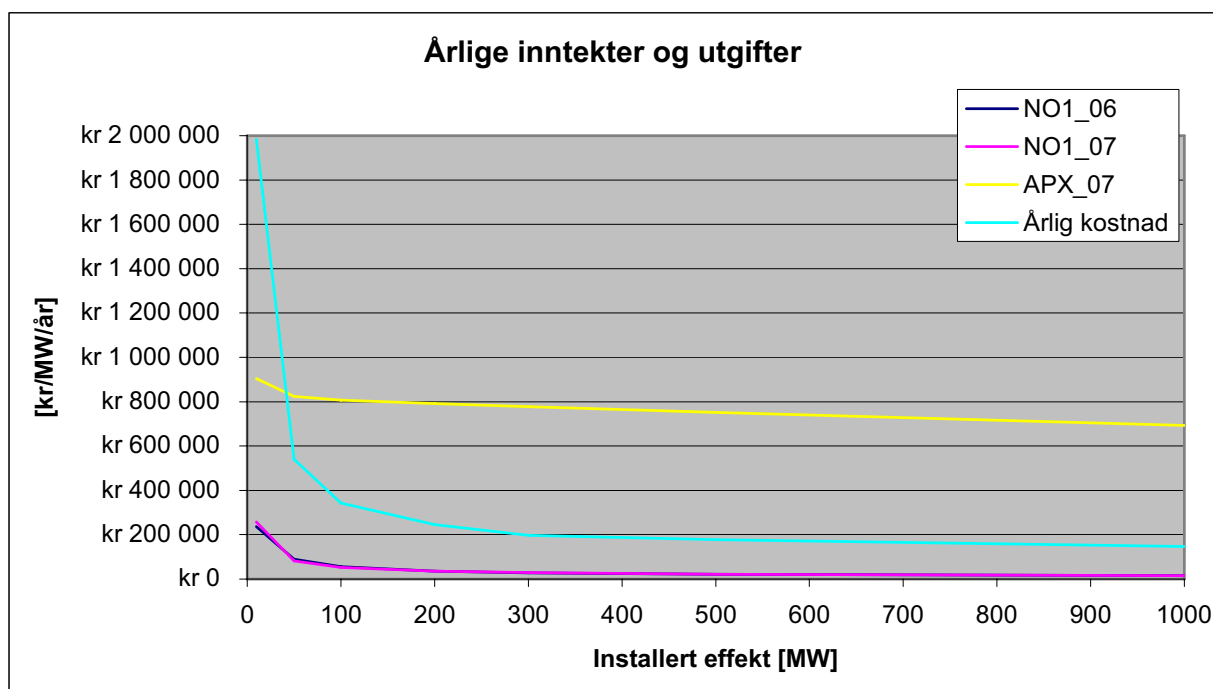
Dette er den mest avanserte simuleringen av de tre. Algoritmen er illustrert med figur 8.5. Koden for simulering 2 er gitt i på papir i vedlegg P 5.1.2 og elektronisk i vedlegg E 4.



figur 8.5 flytdiagram Simulering 2

8.3.3.2 Resultater

Resultatene av produksjonssimulering med prisseriene NO1_06, NO1_07 og APX_07 og de totale årlige kostnadene er gitt i figur 8.6. Den viser god lønnsomhet med de nederlandske prisene for alle effektinstallasjoner over 50MW. Med norske priser er en ikke i nærheten av lønnsomhet.



figur 8.6 Årlige inntekter og utgifter

8.3.3.3 Tolkning

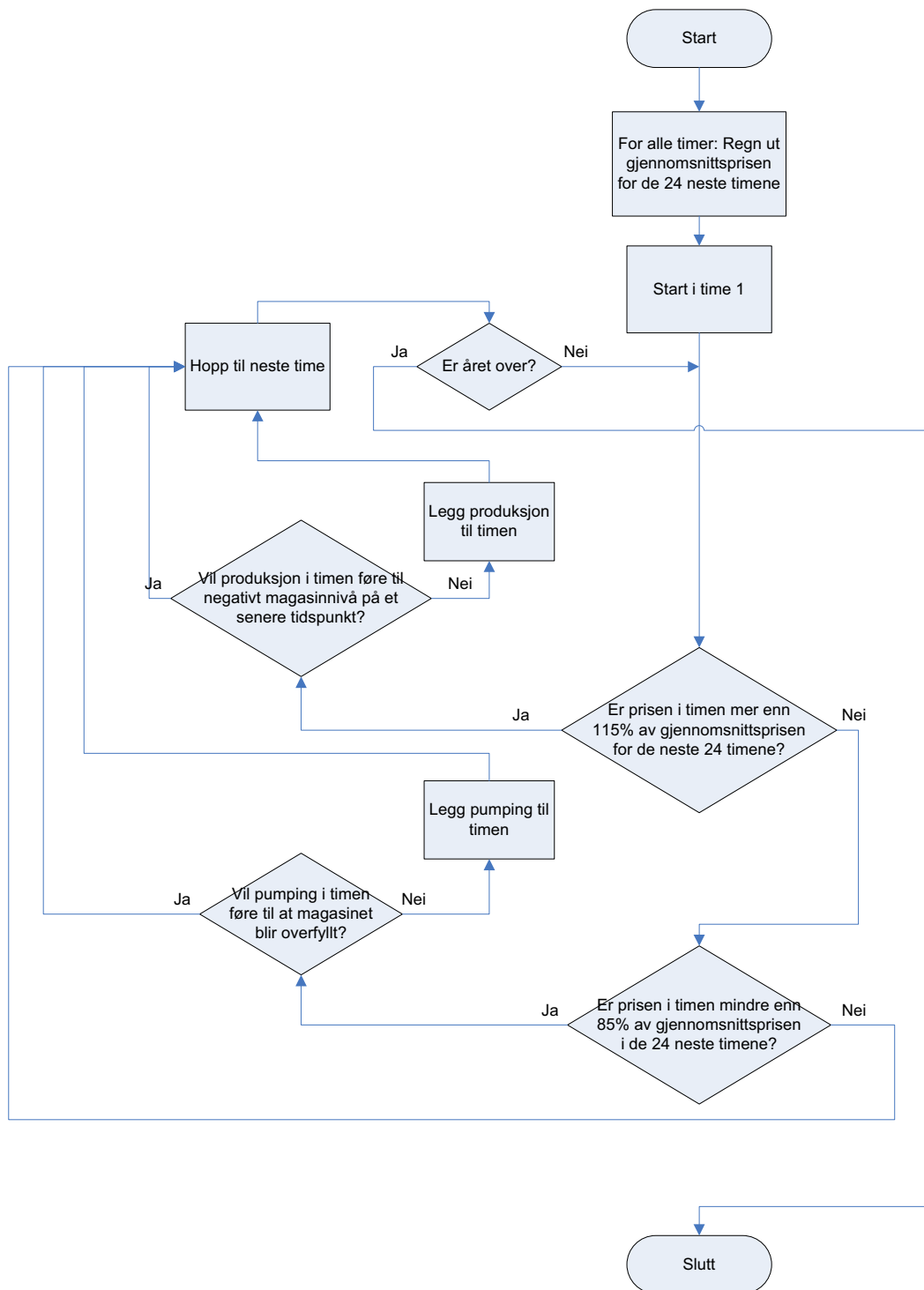
Algoritmen skal gi maksimal inntjening ved begrenset magasinkapasitet og kan brukes til å finne ut hvor stor effektinstallasjon en bør ha i forhold til magasinkapasiteten. Resultatene virker troverdige. Sammenhengen mellom installert effekt og inntjening er tydelig, og manuell gjennomgang av simuleringsresultatene viser at algoritmen legger produksjon og pumping i de riktige timene. Når simulering 2 kjøres med en magasinkapasitet på 10000 driftstimer gir den 10 % lavere inntekt enn simulering 1 der magasinet er uendelig stort. Et år har 8760 timer og et magasin som rommer 10000 timesproduksjoner vil ikke sette begrensninger for produksjonen. Resultatene burde derfor ideelt sett blitt like fra de to simuleringene. Forskjellen tyder på at minst en av algoritmene ikke er perfekt, men forskjellen er ikke urovekkende stor.

8.3.4 Simulering 3: Begrenset magasinkapasitet og kjente spotpriser 24 timer frem

8.3.4.1 Virkemåte

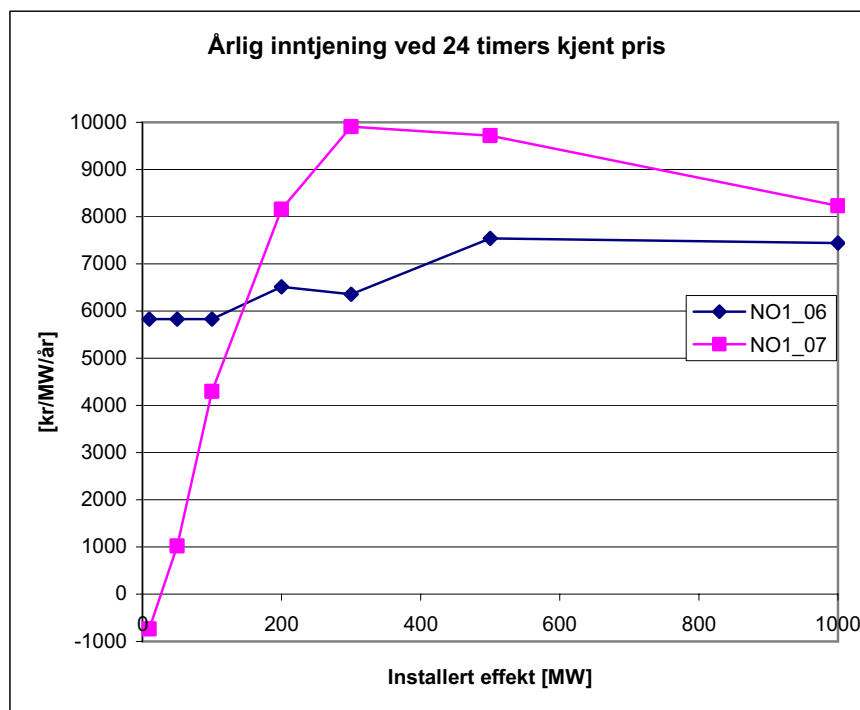
Algoritmen er illustrert med figur 8.7. Magasinfyllingen i starten av året settest til halvfullt, og etter at algoritmen i figur 8.7 er gjennomført er ikke nødvendigvis fyllingen lik. Kostnaden/gevinsten for å føre magasinet tilbake til halvfullt beregnes basert på gjennomsnittlig pumpepris eller gjennomsnittlig produksjonspris. Koden for simulering 1 er gitt i på papir i vedlegg P 5.1.3 og elektronisk i vedlegg E 4.

8 Inntjeningsmuligheter



figur 8.7 flytdiagram Simulering 3

8.3.4.2 Resultater



figur 8.8 Årlig inntjening når prisen i de 24 neste timene er kjente

8.3.4.3 Tolkning

Forutsetningene for denne simuleringen er nok de mest realistiske. Slik markedet fungerer i dag handles det for 24 timer av gangen, og en har ganske gode modeller for å forutse prisene i de neste 24 timene. Men en kjenner ikke prisene helt, og resultatene fra modellene kan til tider avvike en del fra virkeligheten. Regulerkraftmarkedet er ikke tatt med i produksjonssimuleringen. Det som en taper på å ikke vite eksakt prisene for neste døgn kan en trolig tjene inn igjen på i regulerkraftmarkedet. Resultatene fra denne simuleringen virker lite troverdige (figur 8.8). Sammenhengen mellom installert effekt og inntjening bør være slik at økt installert effekt alltid fører til lik eller lavere inntjening. Det er de ikke her.

En mulig forklaring på denne feilen er at algoritmen er for enkel. Beslutningen om produksjon eller pumping tas ut fra hvordan prisen i en time er i forhold til gjennomsnittet av de nest 24 timene. I prinsippet kan algoritmen da legge produksjon til et døgn med veldig lav gjennomsnittspris og pumping til et døgn med veldig høy gjennomsnittspris. Det gir i verste fall underskudd. Muligheten for å gjøre denne feilen øker med magasin størrelsen. Derfor gir stort magasin i simuleringen dårligst inntjening. Prisserien NO1_07 gir faktisk negativ inntekt ved lav installert effekt der magasinet er stort i forhold til installert effekt (figur 8.8).

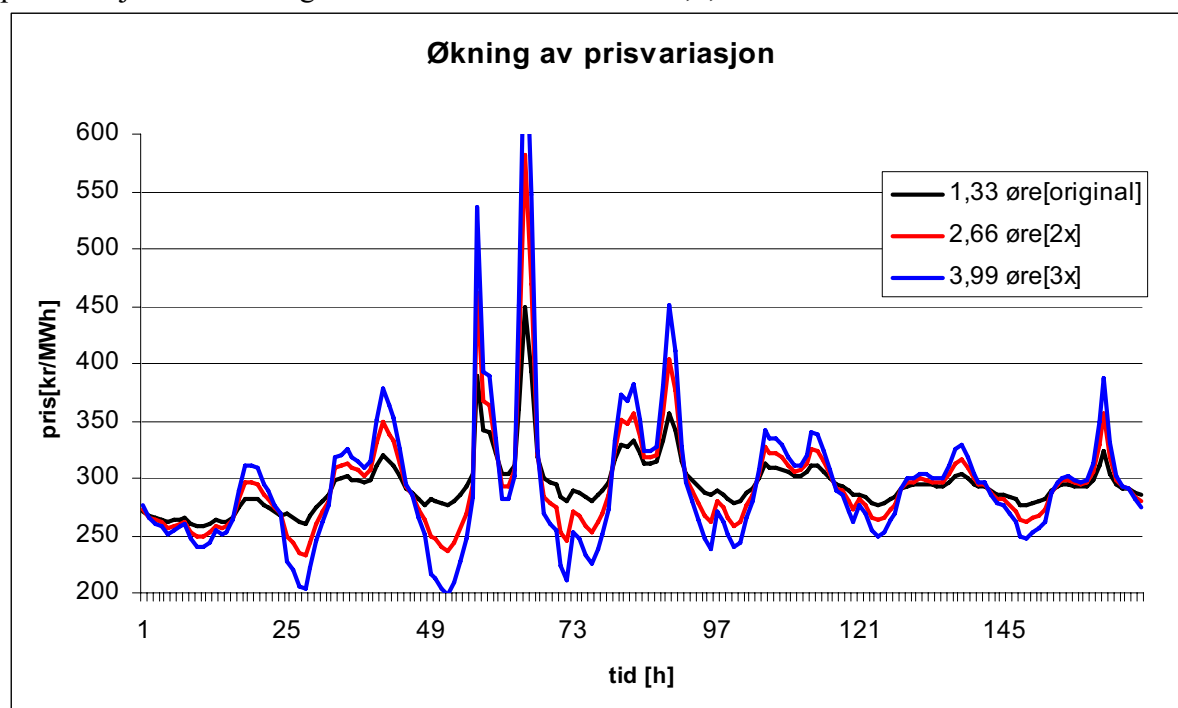
8.4 Simuleringsresultater

Siden resultatene av simulering 3 ikke var så gode brukers simulering 2 i de videre analysene.

Døgnvariasjonen i de norske prisen er for liten, og den inntekten som simuleringen viser er basert på langsomme variasjoner (sesongvariasjoner) og med et lite magasin må magasinet tømmes og fylles langt oftere enn et par ganger i året for å få nok driftstimer til å gjøre kraftverket lønnsomt.

8.4.1 Hvor mye må prisvariasjonene øke?

Gjennomsnittlig døgnvariasjon var i 2006 1,33 øre/kWh (se definisjon i vedlegg P 3). I 2007: 0,96 øre/kWh. Dette er for lite til å gi lønnsomhet i et pumpekraftverk. Så hvor stor må døgnvariasjonen være for at pumpekraftverket skal bli lønnsomt? For å finne ut dette ble det kjørt simuleringer med forskjellige døgnvariasjoner. For å lage mest mulig realistiske prisserier til simuleringene ble variasjonene fra eksisterende år forsterket. En illustrasjon av denne forsterkningen er gitt i figur 8.9 der prisvariasjonen for den første uka i 2006 er doblet og tredoblet. Det ble kjørt simuleringer med den historiske prisvariasjonen i 2006 og 2007 skalert med faktorene 1,2,3...10.



figur 8.9 Økning i prisvariasjon

Økning i prisvariasjonene gir 2 effekter: Bedre fortjeneste i de timene der det allerede er produksjon og flere timer der produksjon blir lønnsomt. Resultatene fra simuleringene med økt prisvariasjon er illustrert i figur 8.10 og figur 8.11. figur 8.10 viser årlig inntjening pr intallert MW for prisforskjeller fra 13,3 til 133 kr/MWh (1,33 til 13,3 øre/kWh) basert på prisene i 2006. Årlig avskrivning på investeringskostnadene er også

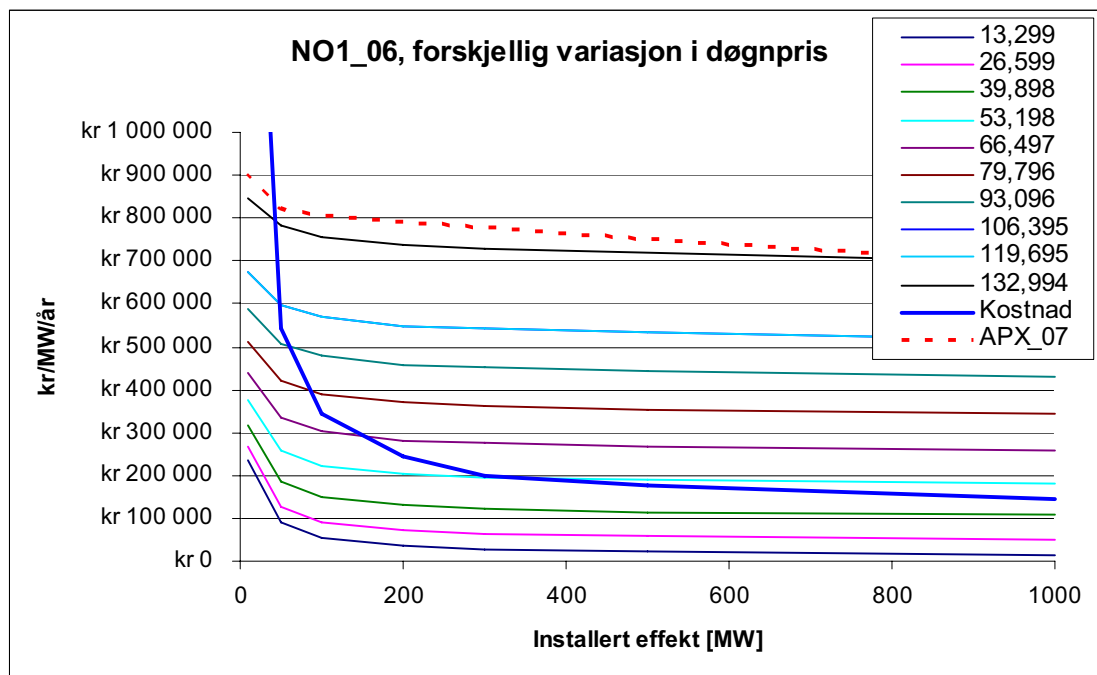
8 Inntjeningsmuligheter

tegnet inn. For å drive lønnsomt må årlig inntekt være høyere enn avskrivningen. Tilsvarende viser figur 8.11 årlig inntjening med prisforskjeller fra 9,58 til 95,8kr/MWh i 2007.

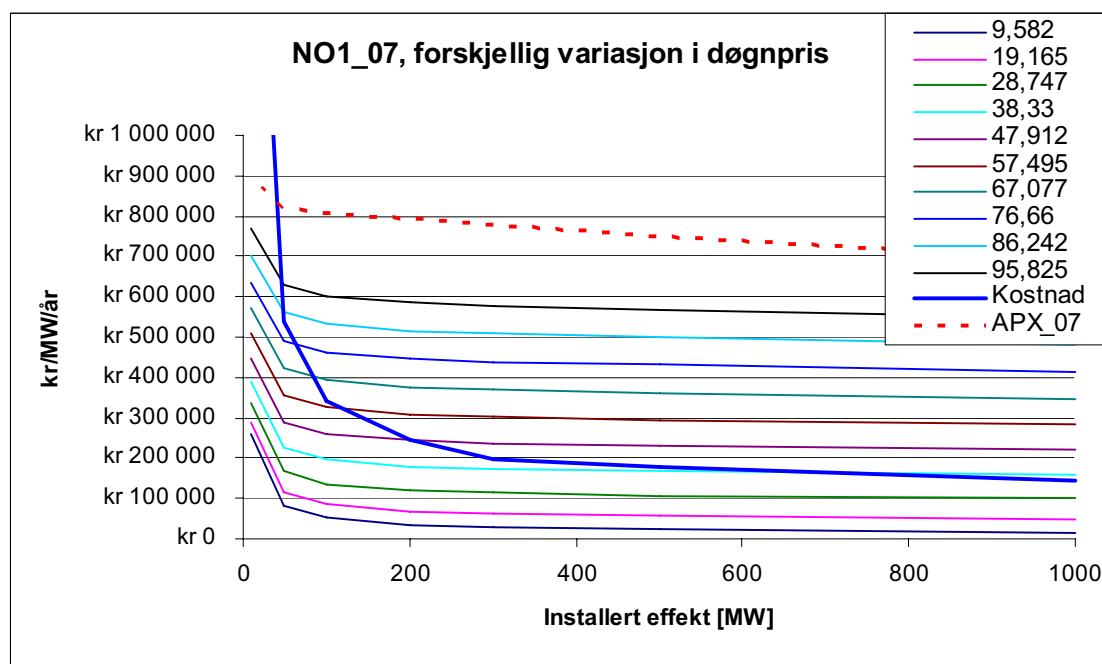
Simuleringene viser at hvis prisvariasjonene blir 4 ganger så store som i 2006-07 vil kraftverket kunne bli lønnsomt. Men da må effektinstallasjonen være over ca 500MW. Selv om magasinkapasiteten er lik for alle de installerte effektene øker lønnsomheten helt opp til 1000MW som var den høyeste installerte effekten i simuleringene. Med 1000MW installert tar det kun 11,1 time å tømme magasinet(tabell 8.1). At dette er den mest lønnsomme installasjonen illustrerer at det er døgnvariasjonene som gir mesteparten av inntektene.

tabell 8.1 produksjonstid fra fullt til tomt magasin

P[MW]	1000	500	300	200	100	50	10
Magasinkapasitet[h]	11,1	22,2	37,0	55,6	111,1	222,2	1111,1



figur 8.10 Inntjening i 2006 med oppskalerte døgnvariasjoner



figur 8.11 Inntjening i 2007 med oppskalerte døgnvariasjoner

8.4.2 Bestemmelse av installert effekt

Det er vanskelig å si hvordan prisprofilen vil være i framtida. Hvis variasjonene blir så knyttet til døgnet som i dag kan en forsvare en ganske stor effektinstallasjon i forhold til magasinvolumet. Hvis det blir en stor andel vindkraft i nordel-systemet vil kanskje variasjonen i vindstyrke dominere prisvariasjonen. Vinden kan ofte variere med en periode på flere dager, og det kan dermed være rasjonelt å ha et magasin som er stort nok til å romme flere døgns sammenhengende produksjon.

Nettkapasiteten er begrenset, men hvor stor installert effekt en kan ha før nettkapasiteten blir begrensende er ikke studert i denne oppgaven (se kapittel 4.2). Hvis kraftverket blir så stort som 1000MW vil nok nettkapasiteten begrense driften en del.

Grunnlaget for å bestemme mest lønnsomme effektinstallasjon er litt for tynt. Det er likevel ønskelig å velge en effektinstallasjon for å kunne dimensjonere anlegget litt mer i detalj en det som er mulig når en har alle alternativer fra 10 til 1000MW.

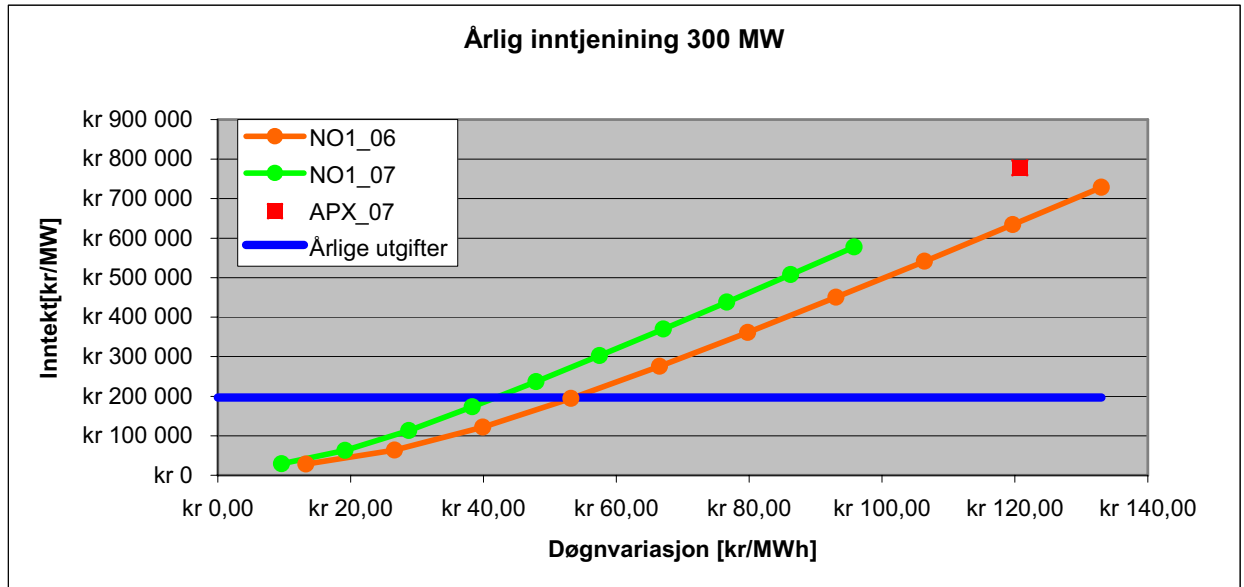
Med en installasjon på 300MW vil en kunne produsere sammenhengende i 37 timer før magasinet er tomt og en vil ikke bli like begrenset av nettkapasiteten som ved en installasjon på 1000MW. 300MW velges som installert effekt i den videre analysen.

8.4.3 Inntjening ved en installert effekt på 300MW

For at kraftverket skal lønne seg må prisvariasjonen på døgnbasis være over ca 50kr/MWh eller 5 øre/kWh (se figur 8.12). Hvis en får prisvariasjoner som er 5 ganger så høye som i 2006 og 2007 (66,50 kr/MWh og 47,91 kr/MWh) blir årlig netto avkastning 78

8 Inntjeningsmuligheter

672 kr/MW og 39 672 kr/MW eller 40% og 20% av investeringen i de to årene. 5-dobling av prisvariasjonene settes som utgangspunkt for den økonomiske dimensjoneringen av anlegget i kapittel 9.



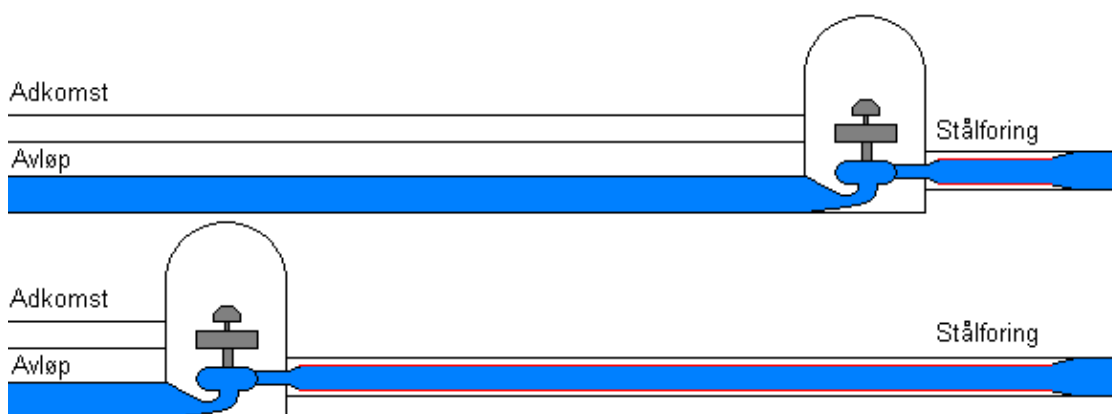
figur 8.12 Årlig inntjening med oppskalert prisvariasjon

9 Økonomisk dimensjonering

Når driftsmønsteret fra simuleringene i forrige kapittel legges til grunn kan komponentene som medfører falltap dimensjoneres økonomisk.

9.1 Plassering av stasjon

Hvor langt inn bør stasjonen ligge? Dette spørsmålet litt forenklet besvares ved å finne ut hva som er dyrest pr meter av adkomsttunnel og stålforing.



figur 9.1 Plassering av stasjon

Prisoverslag:

Med en installert effekt på 300MW ($Q = 65,18 \text{ m}^3/\text{s}$) og hastighet i tilløps- og avløpstunnel på 1m/s blir arealet på tilløps- og avløpstunnelen $65,18 \text{ m}^2$. Falltaper i tunnelen blir da $\frac{\Delta h}{l} = 3,33 \cdot 10^{-4} \text{ m/m}$ ($M=33$). Et stålrør med samme tap ($f=0,011$) vil ha en diameter på 6,5m ($A_{\text{rør}} = 33,17 \text{ m}^2$). Et rør med denne diameteren beregnet for et vanntrykk på 500m koster 319 224kr/m. Entreprenørkostnadene er på 5 022 kr/m. Dvs til sammen 324 246kr/m. Siden rør er så dyrt lønner det seg å gå en del ned i diameter og akseptere større falltap. Dette røret har en hastighet på ca 2m/s, det vanlige er en hastighet på 4-6m/s i stålrør. En hastighet på 6m/s gir rør med $D=3,72\text{m}$ ($A_{\text{rør}} = 10,86 \text{ m}^2$). Kostnaden blir da $90 650 + 3 778 = 94 428 \text{ kr/m}$. I tillegg kommer kostnadene av økt falltap. Atkomsttunnel, 40 m^2 , drevet på synk, koster 22 900kr/m. Altså bør stasjonen ligge lengst mulig inn slik at stålforingen blir kortest mulig.

9.2 Dimensjonering av komponenter i vannveien

Komponenter i vannveien som bidrar til hydrauliske tap må dimensjoneres slik at marginale utbyggingskostnader=marginal tapskostnad. Det vil si at for eksempel

kostnaden for å øke arealet på trykksjakta med en enhet er like stor som inntjeningen på grunn av redusert falltap.

9.2.1 Falltapskostnad

For å finne falltapskostnaden, K_{tap} , må en i tillegg til hvor stort tapet er kjenne driftstiden til kraftverket. En må også vite hvilken pris en kunne fått for den energien som går tapt. Falltapskostnaden er gitt ved formel 9-1 der P_{tap} er effekttap ved fullastkjøring, T' er falltapets brukstid og p er strømprisen en kunne fått for energien som tapes. Årlig tapkostnad ganges med diskonteringsfaktoren, d (formel 9-4), slik at en får nåverdien av de årlige falltapene i kraftverkets økonomiske levetid og kan sammenligne falltapskostnadene direkte med investeringskostnadene. Falltapets brukstid er definert av formel 8,2 (Guttormsen, 06). Den tapte effekten er gitt av formel 9-3 der h_{tap} er falltapet i meter og $\eta_{stasjon}$ er virkningsgraden til turbin, generator og transformator.

$$\text{formel 9-1} \quad K_{tap} = P_{tap} \cdot T' \cdot p \cdot d$$

$$\text{formel 9-2} \quad T' = \sum_{\text{året}} \left(\frac{Q}{Q_{\max}} \right)^3 \cdot \Delta t$$

$$\text{formel 9-3} \quad P_{tap} = \rho g h_{tap} Q \eta_{stasjon}$$

$$\text{formel 9-4} \quad d = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} = \frac{(1+0,07)^{40} - 1}{0,07(1+0,07)^{40}} = 13,33$$

Driftsmønsteret er gitt i tabell 9.1. Falltapets brukstid blir da i $T'_{NO1_06} = 3089,38 \text{ timer}$ og $T'_{NO1_07} = 4025,31 \text{ timer}$. Gjennomsnittet av disse, $T' = 3557,5 \text{ timer}$ brukes i de videre beregningene. Gjennomsnittlig pris på det tapte vannet er $p_{NO1_06} = 385,37 \text{ kr} / MWh$ og $p_{NO1_07} = 199,18 \text{ kr} / MWh$. Gjennomsnittet vektet i forhold til driftstid blir da $p = 280,03 \text{ kr}$. Denne prisen blir brukt i de videre beregningene av falltapskostnader.

tabell 9.1 Antall timer i ulike produksjonsmodus

Antall timer i ulike prodksjonsmodus											
Q [m3/s]	Turbindrift					Stans		Pumpedrift			
	-1	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	0,2	0,4	0,6	0,8	
	65,2	52,1	39,1	26,1	13,0	0,0	13,0	26,1	39,1	52,1	
NO1_06	1872	13	16	8	10	4470	10	5	0	2356	
NO1_07	2440	16	20	7	12	3178	12	5	0	3070	

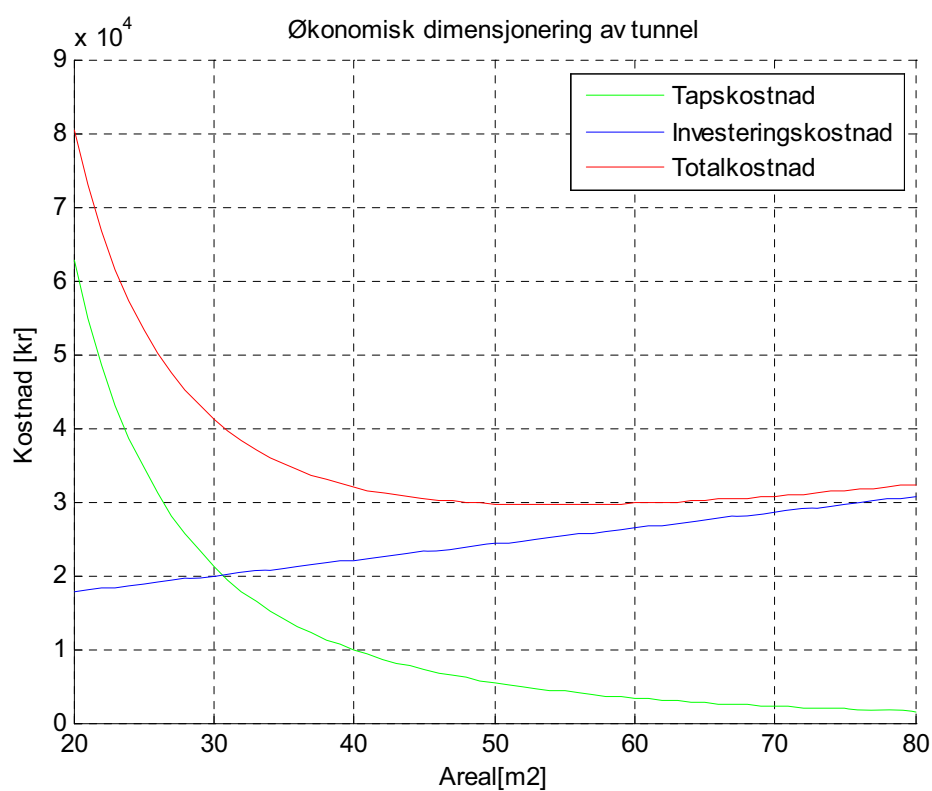
Dermed er tpskostnaden ca 7,7 mill kr/m(formel 9-5)

$$\begin{aligned}
 K_{tap} &= \rho g Q_{\max} \eta_{stasjon} \cdot T' \cdot p \cdot d \cdot h_{tap} \\
 \text{formel 9-5} \quad &= 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 65,2 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 90,5\% \cdot 3557,5 \text{h} \cdot 280,03 \frac{\text{kr}}{\text{MWh}} \cdot 13,33 \cdot h_{tap} \cdot 10^{-6} \frac{\text{MW}}{\text{W}} \\
 &= 7.686.786,18 \frac{\text{kr}}{\text{m}} \cdot h_{tap}
 \end{aligned}$$

9.2.2 Tunnel- og sjakttverrsnitt

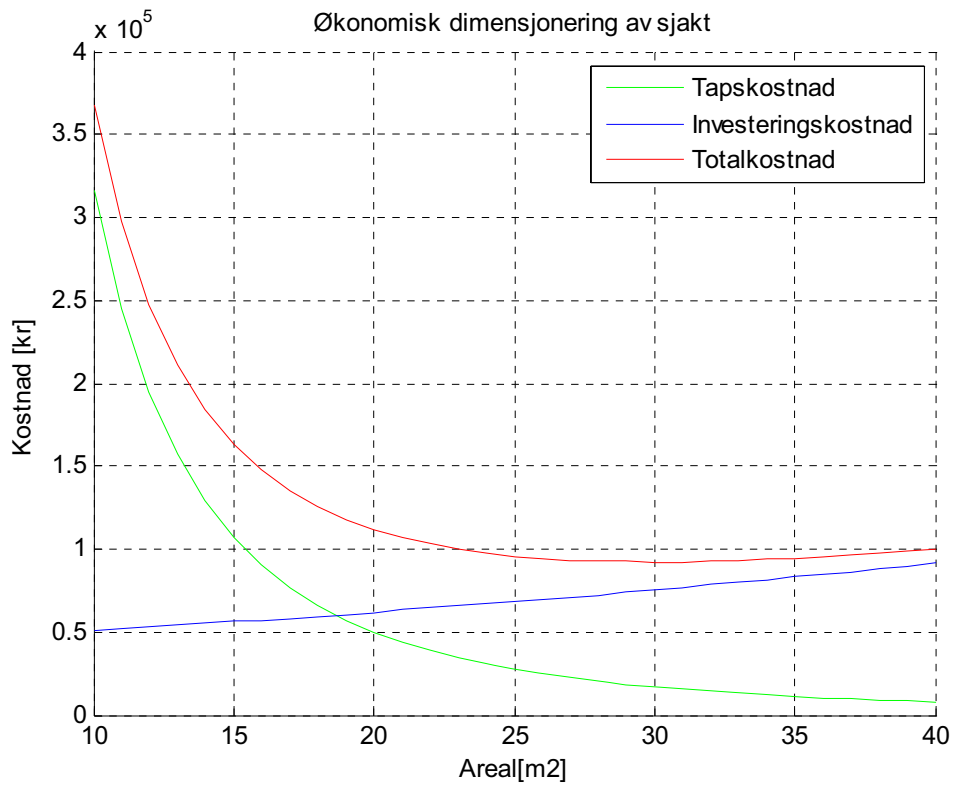
$$\text{formel 9-6} \quad \frac{h_{tap}}{L} = \frac{Q^2}{0,265^4 \cdot M^2 \cdot A^{\frac{8}{3}}}$$

Optimalt tunneltverrsnitt blir 54m²(se figur 9.2). I Kostnadsoverslaget var tunneltverrsnittet satt til 60m².



figur 9.2 Økonomisk dimensjonering av tilløps- og avløpstunnel

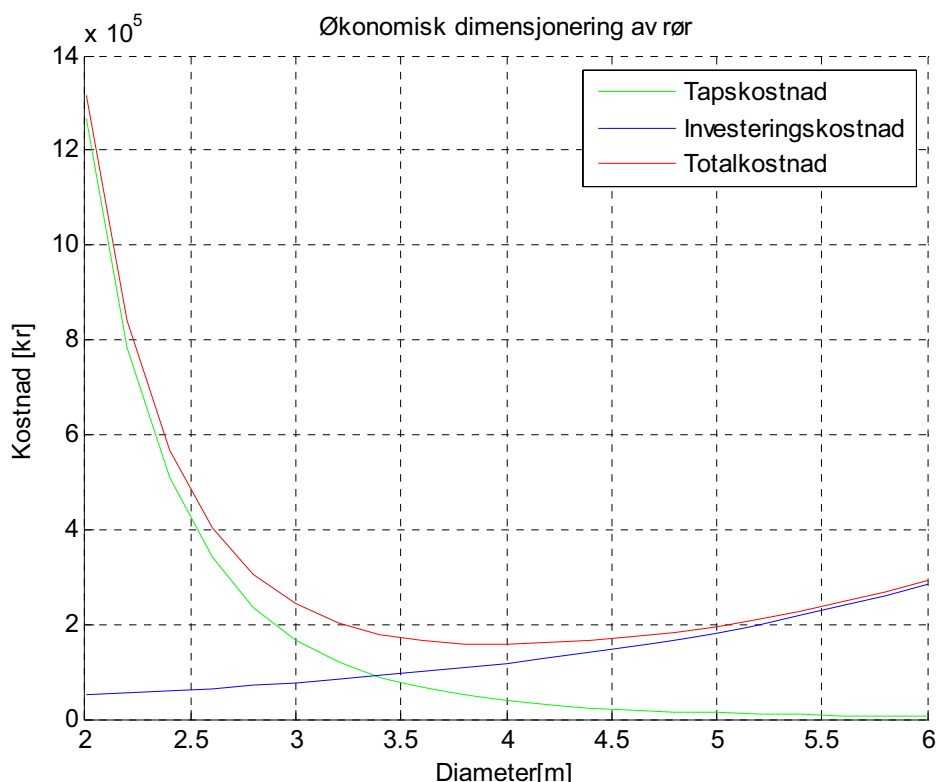
For sjakta blir det optimale tverrsnittet 30m²(se figur 9.3). Antatt tverrsnitt i kostnadsoverslaget var nettopp 30m².



figur 9.3 Økonomisk dimensjonering av sjakt

9.2.3 Rørtverrsnitt

Økonomisk diameter på stålforingen inn i stasjonen blir 4000mm. (Se figur 9.4) I kostnadsoverslaget var diameteren satt til 3720mm.



figur 9.4 Økonomisk dimensjonering av stålforing inn i stasjonen

9.2.4 Lukestørrelser og lukeinnstøpinger

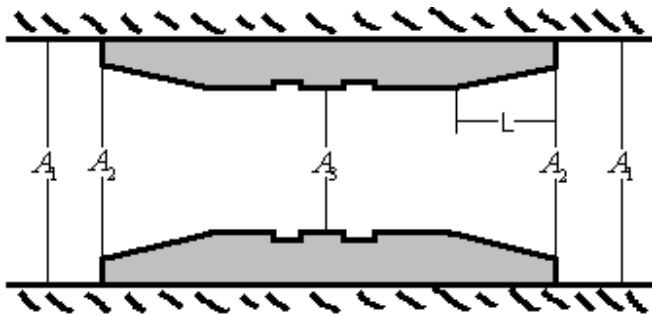
Lukearealet er vanligvis mindre enn tunneltverrsnittet fordi store luker koster mer enn små. Men små luker medfører større tap enn store luker. En godt utformet lukeinnstøping reduserer tapene ved at den økte hastighetsenergien i innsnevringen delvis gjenvindes til trykkenergi. I dette avsnittet skal 2 parametere dimensjoneres: lukeareal og lengden av lukeinnstøpingen.

Forenklinger:

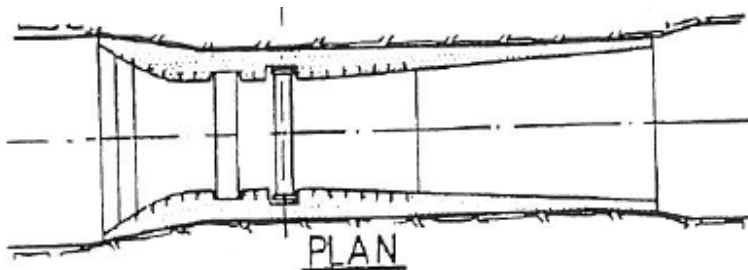
- Tunnelen har et kvadratisk tverrsnitt der luka skal støpes inn
- Lukeinnstøpingen har en fast pris pr lengdeenhet.
- Vannet skal strømme begge veier. Det antas symmetri slik at friksjonsfaktoren begge veier blir like store (figur 9.5).

I praksis vil det være rasjonelt å designe innstøpingen slik at tapsfaktoren er minst i turbindrift. Volumstrømmen er større i turbindrift enn i pumpedrift, og falltapskostnadene er høyere i turbindrift. I kraftverk der strømmingen bare går en vei er det vanlig å designe innløp og utløp forskjellig (figur 9.6).

Vinkelen på diffusoren etter luka bør ha en vinkel under 10° . Hvis vinkelen er større vil strømmingen avløse og en får ikke gjenvunnet trykket. Hvis diffusoren skal være så kort at en ikke kan ekspandere til fullt tverrsnitt, A_1 (se figur 9.5), med en vinkel under 10° er det bedre å ekspandere til et mindre tverrsnitt, A_2 , og avslutte med skarp kant (Guttormsen, 06).



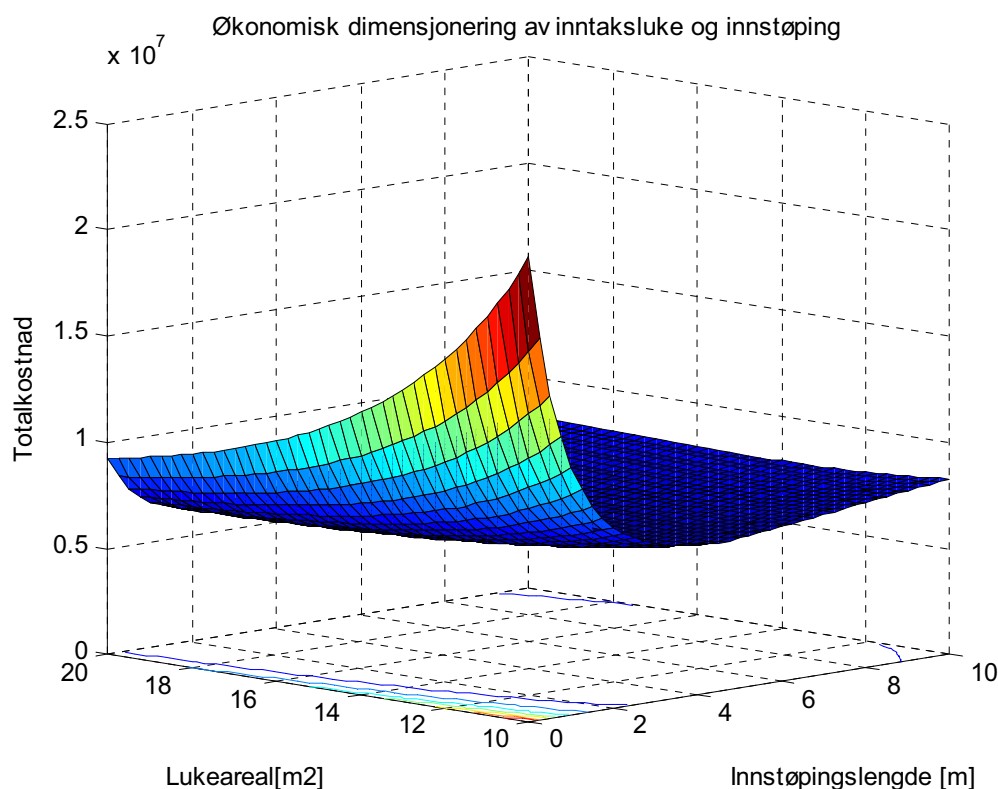
figur 10.5 Utforming av lukeinnstøping for pumpekraftverk



figur 10.6 Utforming av lukeinnstøping i vanlig kraftverk (Guttormsen, 06)

Sugerørsluke

For å finne optimalt luketverrsnitt og optimal diffusorlengde ble det kjørt et skript i matlab (vedlegg P 5.2.2) der de to parameterne (L og A_3 i figur) ble variert og kostnadene beregnet. Resultatene fra kjøringen er gitt i figur 10.7 som har et bunnpunkt der luketverrsnittet var $17,0 m^2$ og lengden på diffusorene; $2,75m$. Det gir et utløpsareal fra diffusoren, $A_2 = 53,4 m^2 \approx A_1 = 54 m^2$. Det lønner seg altså å gjenvinne så mye som mulig av hastigheten. Men luka i seg selv er såpass dyr at det ikke lønner seg å bruke fullt tverrsnitt på den. Tapet i sugerørsluka blir $9,9cm$.

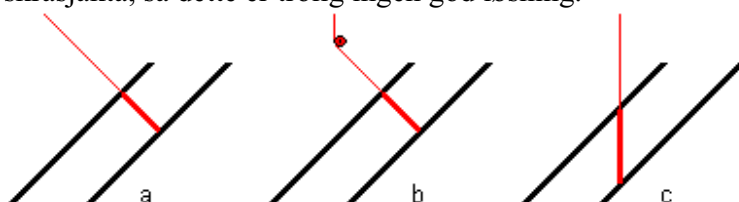


figur 9.7 Økonomisk dimensjonering av inntaksluke og innstøping

Inntaksluke

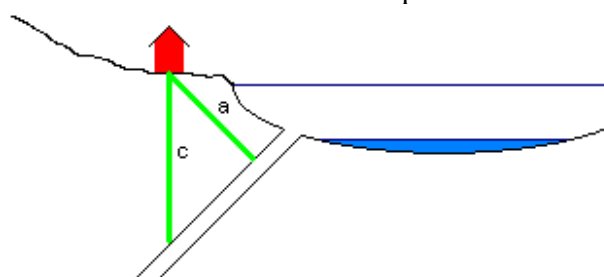
Det er planlagt at skråsjakta skal gå rett ut i overmagasinet, og inntaksluka må da enten stå skrått (figur 9.8a,b) eller stå loddrett og ha 40% større areal (figur 9.8c). Inntaksluka plasseres vanligvis i horisontal tunnel. Å plassere luka i skråsjakta gjør arbeidet med innstøping av luka vanskeligere og kreftene som virker på luka og innstøpingen blir endret. Luka, lukeføringene og innstøpingen må dermed designes litt annerledes enn det som er vanlig. Hvis det viser seg å være for vanskelig å plassere luka i skråsjakta må tunnelsystemet endres. Dette må undersøkes nærmere. I denne oppgaven forutsettes det at det er mulig å plassere luka i skråsjakta.

Hvis luka står på skrå må lukesjakta også være skrå slik at luka kan settes ned fra lukehuset og trekkes helt opp for inspeksjon. Alternativt kan lukesjakta være loddrett som på figur 9.8b, men da er det ikke mulig å trekke luka helt opp og luka må settes inn via skråsjakta, så dette er trolig ingen god løsning.



figur 9.8 Luke i skråsjakt

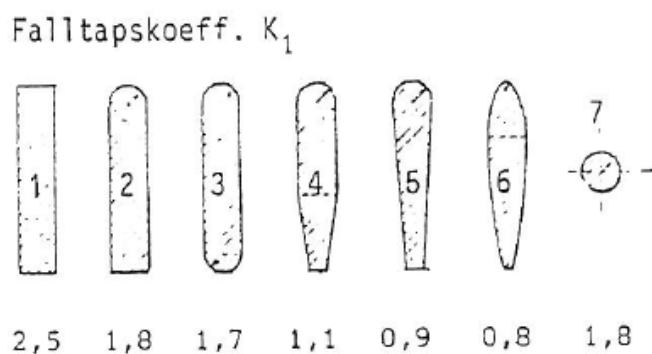
Lukehuset må plasseres på land og over DFV(dimensjonerende flomvannstand) slik at det ikke kommer vann opp i lukehuset ved flom. Inntaket er på kote 1440 og HRV er på kote 1480. Lukehuset bør dermed ikke stå lavere enn ca kote 1485. Da blir den horisontale avstanden fra lukehuset til inntaket ca 200m. Lengden av lukeføring a(figur 9.9) blir da 173m mens lukeføring c blir 245m. Alternativ a (figur 9.8 og figur 9.9) gir minst lukeareal og kortest lukesjakt. Derfor velges dette alternativet, og luka og innstøpingen dimensjoneres på samme måte som sugerørsluka. Men i tillegg tas kostnaden til lukesjakta med siden den er en del lengre enn sjakta ned til sugerørsluka. Også denne optimaliseringen ble kjørt i matlab, og resultatet ble et optimalt luketverrsnitt på 13,5m² og 1,75m lange diffusorer. Falltapet ble 15,5cm. Kostnadene til den lange lukesjakta gjør marginalkostnadene for bygging av luka høyere enn for sugerørsluka. Derfor må en tåle et større falltap i denne luka enn i sugerørsluka.



figur 9.9 To alternative lukeføringer

Varegrinder

Varegrinder bør også dimensjoneres økonomisk. Her er det formen på stavene den viktigste parameteren når det gjelder økonomisk dimensjonering.(se figur 9.10). Men ennå viktigere er det at rista holdes ren. Hvis rista stoppes til øker tapene dramatisk. Det må derfor legges til rette for ristrensning og det kan være aktuelt å installere utstyr for å måle falltapet over rista. For å finne kostnadsforskjellene til de forskjellige stavformene bør leverandør kontaktes.



figur 9.10 Falltapskoeffisienter for ulike stavformer i varegrinder(Guttormsen, 06)

9.2.5 Arealoverganger

I overgangen fra sjakt til tunnel endres arealet fra 30 til 54m² Og retningen på tunnelen endres med 37°. Hvis arealovergangen og bendet gjøres brått vil en tape hele

hastighetshøyden fra sjakta(35 cm) i turbinmodus. Tilsvarende er utformingen av overgangen fra rør til tunnel ut fra stasjonen viktig for tapene i pumpemodus. For å dimensjonere denne overgangen økonomisk må de byggtekniske kostnadene beregnes ganske detaljert.

9.2.6 Resultater av økonomisk dimensjonering

Falltapene og investeringskostnadene har endret seg litt etter den økonomiske dimensjoneringen. Men endringene er så marginale at konklusjonen etter økonomisk dimensjonering først og fremst må være at antagelsene som ligger bak beregningen av utbyggingskostnadene er ganske gode.

Falltapene blir marginalt høyere, øker fra 3,36m til 3,38m(Vedlegg E 3). Når totalvirkningsgraden som gjaldt for alle effektinstallasjoner ble regnet ut i kapittel 5 ble de hydrauliske tapene satt lik 4 m både i turbin- og pumpedrift. Utbyggingskostnadene endret seg fra 666 til 655 mill kr etter den økonomiske dimensjoneringen. Dette gir ikke grunnlag for å gjøre lønnsomhetsberegningene på nytt.

10 Miljøkonsekvenser

Miljøkonsekvensene er avgjørende for om prosjektet kan få konsesjon. De gjennomgås ikke i detalj her, men nevnes kort her. En ordentlig gjennomgang krever en del kartlegging.

Området som skal demmes ned er lite brukt. Om vinteren er det relativt utilgjengelig, om sommeren er det mulig å gå opp dit, men det går ingen viktige stier dit. Landskapet er urete og har lite planteliv. Det fiskes i Tyrvelsvatnet, om det fiskes i tjerna som skal demmes ned er uvisst. Det drives også reinsdyrjakt i området.

Dammen kan bli synlig fra Strandevatn avhengig av hvor langt inn den legges. Hvis det legges vei opp til damstedet vil denne bli ganske tydelig i lia opp fra Strandevatn.

Det må etableres et koblingsanlegg mellom stasjonen og en eller begge 420kV-linjene. Dette kan legges inne i fjellet, men hvis det legges i dagen må det legges på et sted som ikke sjenerer for mye. I kostnadsberegningene i denne oppgaven er det forutsatt at koblingsanlegget ligger i dagen.

Massene fra tunneldrifta må deponeres eller brukes. Et deponi vil føre til en landskapsendring, men vil kunne maskeres fint med vegetasjon. Hvis det er behov for veitvidelse, rassikring, masser til tomter etc. er det positivt om massene kan brukes direkte til det. Plassering av deponi er ikke utredet i denne oppgaven.

Det vil over en 2-3årsperiode bli høy aktivitet i forbindelse med anleggsarbeidet. Det er noen hytter i det aktuelle stasjonsområdet men ingen hytter nær dammen og overmagasinet. Det kan bli aktuelt med kompensasjon til hytteiere for forstyrret hytteliv i anleggsperioden.

11 Diskusjon

11.1 Plassering av pumpekraftverk

Av hensyn til stabilitet og tap i nettet bør et pumpekraftverk ligge slik at strømtransporten blir minst mulig. Det betyr at hvis du har en stabil produsent og en ustabil forbruker bør pumpekraftverket ligge nær forbrukeren. Hvis det er produsenten som er mest ustabil bør pumpekraftverket ligge nærmest denne. Dette betyr at en ideell plassering for et pumpekraftverk kan være nær en stor by i Europa. Men der mangler en viktig forutsetning, nemlig muligheten for å lagre vann på 2 nivåer med tilstrekkelig høydeforskjell. Det er dette som gjør at det er aktuelt å etablere effektreguleringsverk for Europa i Norge.

I Norsk sammenheng slik systemet er i dag er Østlandet og Midt-Norge aktuelle områder for et pumpekraftverk Disse områdene importerer mer energi enn de eksporterer og er dermed å se på som forbruksområder. Gaute Bremnes konkluderer i sin prosjektoppgave i 2002 med at det er lurt å plassere et pumpekraftverk på Østlandet heller enn Sørlandet(Tonstad) nettopp av denne grunn. Men med tilstrekkelig kapasitet på linjer ned til Europa vil Sørlandet være en bedre lokalitet for et pumpekraftverk fordi en da ligger nærmere de europeiske forbrukerne.

Det kan være nyttig å plassere et pumpekraftverk i tilknytning til en vindpark. Hvis en etablerer vindparker i et område med en installert effekt på til sammen for eksempel 2000MW og linjenettet bare tåler 1000MW kan et pumpekraftverk på 1000MW nær vindparken løse situasjonen. Dette taler for å plassere pumpekraftverk langs kysten av nord- og midtnorge.

11.2 Utbyggingskostnader

Et pumpekraftverk på 960MW på Tonstad ble kostnadsberegnet til 2,7 mrd kr i 2007(Sira-Kvina kraftselskap, 2007). Da er det grunn til å lure litt på om det er mulig å bygge et 1000MW pumpekraftverk i Hol for 1,6mrd kr. En viktig forskjell på de to prosjektene er at på Tonstad er vannveien 12,5km lang mot 1,88km for Tyrvla. Høydeforskjellen på Tonstad er også noe lavere, 421,5- 450m mot 482-530m, noe som gir litt høyere volumstrøm i forhold til effekt, og dermed større tverrsnitt på tunnelen. Ved å øke lengden på vannveien i kostnadssoveslaget for Tyrvla til 12,5km og endre fallhøyden fra 510 til 435m øker de totale kostnadene til 2,1mrd kr. For å kunne sammenligne kostnadene med Tonstad må en i tillegg ta med kostnader til svingekammer og fjerne damkostnaden. Elektrokostnadene på Tonstad er beregnet nesten like som for Tyrvla, men i maskinkostnadene er det et stort avvik. Mens maskinkostnadene med 3 aggregater a 333MW i Tyrvla er beregnet til 388 mill kr er maskinkostnadene med 2 aggregater a 480 MW ca 600 mill kr. NVE's kostnadskurver er ikke definerte for så store installasjoner som 480 MW, og det har trolig vært innhentet anbud fra leverandør på pumpeturbiner. Detaljplanene på Tonstad er ikke kjente i forbindelse med denne oppgaven, men hvis utbyggingen ellers er ganske lik som i Tyrvla tyder dette på at kostnadsnivået for kraftverket i Tyrvla er satt noe under nivået for Tonstad. Usikkerheten

i utbyggingskostnadene er mye større enn denne forskjellen, så det er vanskelig å trekke konklusjoner ut fra denne forskjellen. Men på grunn av den kortere vannveien blir Tyrvla pumpekraftverk billigere enn pumpekraftverket på Tonstad.

På Tonstad skal vannveien gå parallelt med vannveien til det eksisterende kraftveket, så fjellkvaliteten er godt dokumentert. Dette sammen med erfaringen til Norconsult som har utarbeidet kostnadsoverslaget, gir grunn til å tro at kostnadsoverslaget for Tonstad er bedre enn overslaget for Tyrvla.

At investeringskostnadene er lavere for Tyrvla enn for Tonstad betyr ikke nødvendigvis at Tyrvla er mer lønnsomt enn Tonstad. Overmagasinet til det nye pumpekraftverket er et av overmagasinene til den eksisterende Tonstad-utbyggingen. En del av inntektene som er tatt med i lønnsomhetsberegningene for Tonstad er verdien av økt effekt til å kjøre ned tilsiget til dette magasinet. En kan da redusere driftstiden for eksisterende kraftverk og kjøre vannet ned til gjennomsnittlig høyere pris. I tillegg reduserer en flomtapene. Tonstad ligger gunstig til i forhold til Nor-Ned forbindelsen, og Statnett har varslet at forbindelsen vil føre til eget prisområde på sørlandet. Tonstad er innenfor dette prisområdet.

11.3 Simuleringene

I simulering 2 som ble brukt for å beregne hvor stor døgnvariasjon en må ha for at pumpekraftverket skal lønne seg, var prisene for hele året kjente. Det gjør at inntektene nok blir noe høyere enn det en kan forvente i virkeligheten der en ikke kjenner de fremtidige strømprisene. På den andre siden er ikke inntektene fra regulerkraftmarkedet og systemtjenester tatt med i beregningene, så det er ikke sikkert modellen gir alt for høye inntekter allikevel. Dessverre fungerte ikke simulering 3 tilfredsstillende. I simulering 3 var det kun prisene i de første 24 timene etter en time som var beslutningsgrunnlag produksjonen i timen. Det er en mye mer realistisk forutsetning enn i simulering 2.

For å gjøre modellen bedre hadde det vært ønskelig å få med start/stoppkostnader og inntekter i regulerkraftmarkedet i modellen. Men en kan ikke at med alle faktorer i en slik modell. Jo mer kompleks modellen er jo lengre tid tar simuleringene. Simulering2 tar allerede ca 8 minutter, og må kjøres 161 ganger for å variere alle parameterne som skal varieres. Til sammen tar dette over 20 timer. Hvis algoritmen hadde vært skrevet på en mer effektiv måte kunne nok denne tiden vært redusert betraktelig. Da kunne en også gjort modellen mer avansert.

11.4 Installert effekt for kraftverket

Lønnsomheten for prosjektet øker med installert effekt. Det er trolig mulig å øke effektinstallasjonen til over 1000MW som var grensen for beregningene i denne omgang. Det er trolig også mulig å bygge minst et pumpekraftverk i til i samme størrelsesorden i samme område(se vedlegg P 2). Dagens linjekapasitet på ca 2200MW som i stor grad er beslaglagt av effektflyten fra vestlandet og Hallingdal inn mot Oslo-området kan ikke ta

imot nye kraftverk i denne størrelsesorden. Hvis Statnett er villig til å øke denne kapasiteten ved f. eks å oppgradere en av de eksisterende linjene til Triplex-linjer vil installasjoner i denne størrelsesorden være aktuelle.

Men med dagens linjer er det kan en trolig ikke installerer så mange hundre megawatt før overføringskapasiteten blir et problem. Det ble ikke tid til å analysere belastningshistorikken til linjene i denne oppgaven. Dermed ble det vanskelig å fastsette hvor stor ekstra effektbelastning linjene kan tåle uten oppgradering. Det ble valgt en installert effekt på 300 MW for å kunne regne litt nøyere på den økonomiske dimensjoneringen. 200 eller 500 MW kunne like gjerne vært valgt.

11.5 Priser

Hvis prisdifferansene blir så store at det lønner seg å bygge Tyrvla pumpekraftverk er det mange andre effektprosjekter som lønner seg. Når eldre vannkraftanlegg oppgraderes eller skiftes ut i dag økes som regel effektinstallasjonen. Det er nok mange slike oppgraderingsprosjekter som vil lønne seg før et rent effektverk lønner seg. Hvis en er raskt ute med å bygge et effektverk når prisvariasjonene har blitt store nok kan en risikere at billigere prosjekter kommer etter og reduserer lønnsomheten. Alle som vil tjene penger på prisdifferansen reduserer differansen.

Lønnsomhetsberegningene i denne oppgaven er kun basert på prisene i 2006 og 2007. Dette er begrunnet med at systemet har endret seg så mye at priser fra lengre tilbake ikke er relevante. Selv om en hadde brukt en lengre periode i simuleringene ville ikke investeringen vært i nærheten av lønnsom. I 2006-2007 var døgnvariasjonen ca 1 øre/kWh. For at prosjektet skal bli lønnsomt må systemet endres så mye at døgnvariasjonen øker til 5øre/kWh, og da er det ikke engang relevant å se på dagens priser.

11.6 Alternative finansieringer

Det er i all hovedsak markedet som skal finansiere investeringer i elproduksjon. Det betyr at Tyrvla pumpekraftverk sannsynligvis må vente til markedet etterspør effekt ved at prisvariasjonene blir store nok. Helst bør markedet fungere slik at når en investering er samfunnsøkonomisk lønnsom så er det markedsøkonomisk lønnsom. Men dette er ikke alltid tilfelle. Da er det om å gjøre for myndighetene å innføre tiltak som gjør at investeringen blir gjennomført likevel. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved at en norsk by mister strømforsyningen i den timen i året med høyest last er mye større enn kostnaden et energiselskap har ved ikke ha nok installert effekt til å dekke forbruket i denne timen. Derfor har Statnett i Norge ansvar for leveringssikkerhet og får bøter for ikke levert effekt(kile-kostnader). I områder der effekt kan bli et problem går Statnett inn og subsidierer økt effektinstallasjon. Ansvar for leveringssikkerhet er også grunnen til at Statnett har investert i mobile gasskraftverk i midtnorge.

Nedover i Europa er svingningene i effektproduksjon et problem som fører til at kullkraftverk må gå på tomgang i beredskap og må strupe ned energien når forbruket

reduseres. Dette fører til unødvendige CO₂-utslipp. Med en massiv linjeutbygging mot Norge og utvidelse av effektinstallasjonen i Norge vil EU redusere sine CO₂-utslipp. I tillegg blir nettet større og mer fleksibelt. Det bedrer forsyningsikkerheten i Europa. Det er ikke usannsynlig at EU vil innføre tiltak som stimulerer linjeutbygging til Norge og effektutvidelse i Norge (Abelsen, 07). På hvilken måte en eventuelt vil stimulere til dette spekuleres ikke i her, men en bør holde øynene åpne for slike finansieringsmuligheter.

12 Konklusjoner og anbefalinger

Tyrvla egner seg godt for et rent effektverk. Linjer er på plass, fallhøyden på ca 500m er godt egnet og avstanden mellom over- og undermagasin er kort. På grunn av den korte vannveien slipper en svingekammer. Stålforet sjakt er dyrt. For å unngå stålforing legges stasjonen minst 500m inn i fjellet og et utradisjonelt tunnelsystem velges. Fra stasjonen går det tunnel et stykke innover i fjellet slik at sjakta får tilstrekkelig overdekning til at en ikke trenger å stålfore den. Ved å etablere et bunntappeløp kan 45 ° -sjakta drives direkte ut i magasinet uten utslag under vann. Bygging av en fyllingsdam på nesten 200 000 m³ 1480 m.o.h. uten veiforbindelse blir en utfordring i prosjektet.

Ved å pumpe vann fra Strandevatn til Tyrvelsdammen og så ta ut energien igjen gjennom turbin taper en ca 20 % av energien. Dermed må strømmen være 20 % billigere når det pumpes enn når det produseres for at driften skal gå i null. For å tjene på pumpekraftverket må prisforskjellene være over 20 %.

Størrelsen på pumpekraftverket begrenses av linjekapasiteten i området. Hvor mye linjekapasiteten begrenser produksjonen er ikke undersøkt i oppgaven, men uten å ta hensyn til linjekapasitet øker lønnsomheten med økt installert effekt hele veien fra 10 MW til 1000 MW. Dette selv om magasinet er like stort for alle installasjonene og en installasjon på 1000 MW gjør at magasinet tømmes etter 11 timers drift.

Med en døgnvariasjon på ca 1 øre/kWh i dag(2006-2007) er det ikke lønnsomt å bygge pumpekraftverk for effektproduksjon i Tyrvla. For at dette skal bli lønnsomt må døgnvariasjonen opp på ca 5 øre/kWh med dagens gjennomsnittspris, og installasjonen må være på 300 MW eller mer. Hvis gjennomsnittsprisen øker må døgnvariasjonen øke mer enn 5 øre/kWh fordi lønnsomheten til pumpekraftverket er avhengig av prosentvis forskjell mellom lav og høy pris. Hvis en mindre installasjon enn 300MW velges må døgnvariasjonen være større enn 5 øre/kWh.

Hvis prisforskjellene blir 5x prisforskjellene i 2006 og 2007 vil inntektene bli ca 30% høyere enn utgiftene med en installert effekt på 300MW.

Døgnvariasjonen i Nederland var i 2007 på ca 12 øre/kWh. Med slike variasjoner ville et effektverket vært veldig lønnsomt. Det er for tidlig å si hvor mye den nye NorNed-kabelen vil påvirke prisene i NO1, men kapasiteten på overføringen er trolig for liten til at endringen i priser blir stor nok. I tillegg til at forbindelsene mot Nederland og Danmark er begrenset har Statnett varslet eget prisområde på Sørlandet på grunn av begrenset overføringskapasitet over sørlandssnittet. Dermed vil prisvariasjonene fra kontinentet dempes ytterligere mot Østlandet og Hallingdal. Flere forbindelser mot kontinentet vil trolig ikke gi økte prisforskjeller i Hallingdal med mindre nettet mellom Sørlandet og Hallingdal styrkes.

12.1 Videre arbeid

Det anbefales ikke at en jobber videre med dette prosjektet i første omgang, men hvis døgnvariasjonene nærmer seg 5 øre/kWh og prognosene peker mot ytterligere økte variasjoner fremover bør prosjektet hentes frem igjen. En bør da undersøke en del ting før en bestemmer seg for å investere: For det første må linjekapasiteten kartlegges for å avgjøre hvilke begrensninger denne setter på prosjektet. Videre, for å kunne utarbeide bedre kostnadsoverslag bør fjellkvaliteten undersøkes, en bør måle opp damstedet og undersøke geologien der. Magasinkapasiteten bør også undersøkes nærmere, og flere damstørrelser bør vurderes. Prisen for pumpeturbin fra NVE's kostnadsgrunnlag misstenkes å være altfor lav, og det anbefales derfor innhenting av anbud på pumpeturbin.

En bør også vurdere utbyggingen i sammenheng med planer om fremtidige linjeutbygginger, både internt i Sør-Norge, og linjer til omliggende prisområder.

13 Referanser

Abelsen, A., EU vil kreve krafttak fra Norge, *Elektro*, Nr. 9, 2007

Bakken, S. A., Norge som svingprodusent, *Elektro*, Nr. 9, 2007

Berdal Strømme, *Oslo energi produksjon Aurland III pumpekraftverk, Termodynamiske virkningsgradsmålinger aggr.2, Falltapsmålinger*(1998, Sandvika)

Brekke, H., *Pumper og turbiner* (Kompendium, tapir akademiske forlag, 2004
Trondheim. Skrevet i 1999)

Bremnes, G., *Pumpekraftverk i Norge*(Prosjektoppgave, NTNU, 2002, Trondheim)

Bremnes, G., *Pumpekraftverk i Norge*(Hovedoppgave, NTNU, 2003, Trondheim)

Bruland, A., (prof. ved Institutt for Bygg og Anlegg, NTNU) Samtale om tunneldrift og anleggsdrift på damstedet(14/2-08)

Cicero, 2 grader varmare – kva skjer? [Online] URL:
<http://www.cicero.uio.no/webnews/index.aspx?id=10960> [19.05.08]

Guttormsen, O., (prof II ved Institutt for vann og miljøteknikk, NTNU) Samtale om byggtekniske problemstillinger rundt pumpekraftverket (5/2-08, Trondheim)

Guttormsen, O., *Vassdragsteknikk I* (kompendium TVM4164 Vannkraftverk og vassdragsteknikk, tapir akademiske forlag, 2006, Trondheim)

Guttormsen, O., *Vassdragsteknikk II* (kompendium TVM4164 Vannkraftverk og vassdragsteknikk, tapir akademiske forlag, 2006, Trondheim)

Hallingkart (ansvarlig: Norkart AS) [Online] URL: <http://hallingkart.no/> [25.10.07]

Hubert, C. I., *Electric Machines Second Edition*(Prentice Hall, 2002, USA)

Idelchik, I. E., *Handbook og hydraulic resistance* second edition(Hemisphere publishing corporation,New York,1986)

Mohan, N., Undland, T. M., Robbins, W. P., *Power electronics third edition*(John Wiley & Sons, INC.,2003, USA)

Nielsen,T., *Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk*(kompendium,NTNU Vannkraftlaboratoriet,1990,Trondheim)

Nilsen, J., Helgesen, O.,”Vil selge norsk vannkraft til Europa”, *Teknisk Ukeblad*, Nr. 04, 2008

- Nordpool [online] URL: <http://nordpool.no/> [31.10.07]
- NVE, *Energi i Norge* (informasjonsbrosjyre, e.s. trykk, 2005, Oslo)
- NVE, *Kraftsituasjonen pr. 14. Mai* [online] URL: <http://www.nve.no/FileArchive/503/Monitor-uke-19.pdf> [20.05.08]
- NVE-atlas [online] URL: <http://arcus.nve.no/website/nve/viewer.htm> [25.10.07]
- Røssum, E., *Tjener milliarder på CO2-kutt*, Bergens Tidene [Online] URL: <http://www.bt.no/na24/article483104.ece> [13.02.08]
- Sira-Kvina kraftselskap *Konsesjonssøknad Tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk med mulighet for pumping* (2007)[Online] URL: <http://www.nve.no/FileArchive/100/Tonstad-pumpe-s%C3%B8knad.pdf> [08.05.08]
- Slapgård, J. for NVE, *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 000kW)*(Håndbok nr1/2005, NVEs hustrykkeri, 2005, Oslo)
- Slapgård, J. for NVE, *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*(Håndbok nr2/2005, NVEs hustrykkeri, 2005, Oslo)
- Slapgård, J. for NVE, *Kostnadsindekser vannkraftanlegg 01.01.2005-01.01.2007*(Notat, NVE, 28.03.2007)
- Solberg, A., (ada.solberg@e-co.no), 1. Feb 2008, *Kraftpriser og vurderinger rundt overføringskapasitet* E-post til Øygard, K. (oygard@stud.ntnu.no)
- Solberg, J. M., *Bygging av pumpe i tilknytning til Ørteren kraftverk*(prosjektoppgave, NTNU Vannkraftlaboratoriet, 2007, Trondheim)
- Statnett SF, *Kraftsystemutredning for sentralnettet 2005-2020*(2005, Oslo)
- Statnett SF, *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2007-2025*(2007, Oslo)
- Søreide, L., *Hva betyr endret kjøremønster for maskinparkens levetid?*(notat fra foredrag i forum for generatorer, 2007, Oslo)
- Wangensteen, I., *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*(tapir academic press, 2007, Trondheim)
- White, F. M., *Fluid mechanics*, fifth edition, international edition (McGraw Hill, New York, 2003)

Zero [Online] URL: <http://www.zero.no/klima/eu-kommisjonen-vil-ha-bindende-malsetninger-for-klimagassutslipp-og-fornybar-energi/> [13.02.08]

Vedlegg

Papirvedlegg

- P 1 Kostnadsoverslag; byggmessige, maskintekniske og elektrotekniske kostnader
- P 2 Kart med 2 alternativer til pumpekraftverk
- P 3 Definisjon av spotprisens døgnvariasjon
- P 4 Fysiske data for pumpeturbin
- P 5 Matlabkode

Elektroniske vedlegg

- E 1 Dam.xls
 - E 2 Kostnadsberegning.xls
 - E 3 falltap.xls
 - E 4 matlabfiler (mappe)
-

P1 Kostnadsoverslag

P1 Kostnadsoverslag

bygg	enhet	antall	10	50	100	200	300	500	1000
effekt	MW	10	2,172566053	10,86283026	21,72566053	43,45132105	65,17698158	108,6283026	217,2566053
volumstrøm	m3/s	18		18	20	40	60	100	200
tunnelareal	[m2]	30		30	30	40	40	40	40
areal adkomst	[m3]	3 091,10		9 536,58	15 492,22	25 167,18	33 427,09	51 226,61	86 661,41
volum stasjon	[m3]	150		200	250	300	300	400	800
volum trafohall	[m2]	4,0		5,0	10,0	20,0	30,0	50,0	100,0
sjaktareal		0,7		4,5	4,7	6,7	8,2	10,6	15,0
rørdiameter									
dam m/asfaltetting, til kote 1480		kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071	kr 48 951 071
transport damsted	30 %	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321	kr 14 685 321
tunnel bunnappeløp	200	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600	kr 3 465 600
lukeinnstøping bunnapp	1	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256	kr 329 256
utslag under vann	1	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000
ekstra riggekost(3 overliggende pkt)	30 %	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457	kr 1 858 457
innstøping varegrind	1	kr 187 968	kr 198 060	kr 248 520	kr 349 440	kr 450 360	kr 652 200	kr 1 156 800	kr 1 156 800
innstøping inntaksluke	1	kr 187 968	kr 198 060	kr 248 520	kr 349 440	kr 450 360	kr 652 200	kr 1 156 800	kr 1 156 800
innstøping revisjonsluke	1	kr 187 968	kr 198 060	kr 248 520	kr 349 440	kr 450 360	kr 652 200	kr 1 156 800	kr 1 156 800
Sjakt for lukeoppтрекк	100	kr 2 957 572	kr 2 957 572	kr 2 994 452	kr 3 309 483	kr 3 573 510	kr 4 036 048	kr 5 047 744	kr 5 047 744
lukehus	1	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000	kr 1 000 000
sjakt 45gr	590	kr 15 459 418	kr 15 882 508	kr 18 178 115	kr 36 568 077	kr 44 486 049	kr 80 666 456	kr 142 468 549	kr 142 468 549
overgang sjakt-tunnel	1	kr 531 012	kr 531 012	kr 553 392	kr 748 368	kr 1 126 800	kr 1 674 000	kr 3 042 000	kr 3 042 000
tunnel 1:7	790	kr 13 689 120	kr 13 689 120	kr 14 030 400	kr 17 443 200	kr 20 856 000	kr 27 681 600	kr 44 745 600	kr 44 745 600
sandfang(strosset ut)	30	kr 213 840	kr 213 840	kr 237 600	kr 475 200	kr 712 800	kr 1 188 000	kr 2 376 000	kr 2 376 000
innstøping finvaregrind	1	kr 329 256	kr 329 256	kr 349 440	kr 551 280	kr 753 120	kr 1 156 800	kr 2 166 000	kr 2 166 000
propp fra tunnel til rør	1	kr 964 736	kr 964 736	kr 1 023 040	kr 1 606 080	kr 2 189 120	kr 3 355 200	kr 6 270 400	kr 6 270 400
innstøping av rør	80	kr 231 859	kr 396 072	kr 406 534	kr 490 983	kr 555 783	kr 658 541	kr 847 374	kr 847 374
Stasjonshall	1	kr 6 305 852	kr 19 454 622	kr 31 604 127	kr 51 341 056	kr 68 191 254	kr 104 502 288	kr 176 789 278	kr 176 789 278
Transformatorhall	1	kr 306 000	kr 408 000	kr 510 000	kr 612 000	kr 612 000	kr 816 000	kr 1 632 000	kr 1 632 000
Rom for sugerørslukeoppтрекк	1	kr 183 600	kr 183 600	kr 204 000	kr 408 000	kr 612 000	kr 1 020 000	kr 2 040 000	kr 2 040 000
Adkomst transformator og sugerørsluke	200	kr 5 109 600	kr 5 109 600	kr 5 109 600	kr 5 500 800	kr 5 500 800	kr 5 500 800	kr 5 500 800	kr 5 500 800
avløpstunnel	500	kr 8 664 000	kr 8 664 000	kr 8 880 000	kr 11 040 000	kr 13 200 000	kr 17 520 000	kr 28 320 000	kr 28 320 000
innstøping av sugerørsluke	1	kr 329 256	kr 329 256	kr 349 440	kr 551 280	kr 753 120	kr 1 156 800	kr 2 166 000	kr 2 166 000
innstøping av revisjonsluke	1	kr 329 256	kr 329 256	kr 349 440	kr 551 280	kr 753 120	kr 1 156 800	kr 2 166 000	kr 2 166 000
innstøping av varegrind	1	kr 329 256	kr 329 256	kr 349 440	kr 551 280	kr 753 120	kr 1 156 800	kr 2 166 000	kr 2 166 000
utslag under vann	1	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 2 400 000	kr 4 800 000	kr 4 800 000	kr 4 800 000	kr 4 800 000	kr 4 800 000
Adkomsttunnel	500	kr 12 774 000	kr 12 774 000	kr 12 774 000	kr 13 752 000	kr 13 752 000	kr 13 752 000	kr 13 752 000	kr 13 752 000
Forskjøring med port	1	kr 262 440	kr 262 440	kr 262 440	kr 336 720	kr 336 720	kr 336 720	kr 336 720	kr 336 720
Kabelsjakt	300	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721	kr 7 860 721
sum		kr 152 484 402	kr 166 352 751	kr 181 861 446	kr 232 235 833	kr 265 418 822	kr 354 641 879	kr 530 653 291	

P1 Kostnadsoverslag

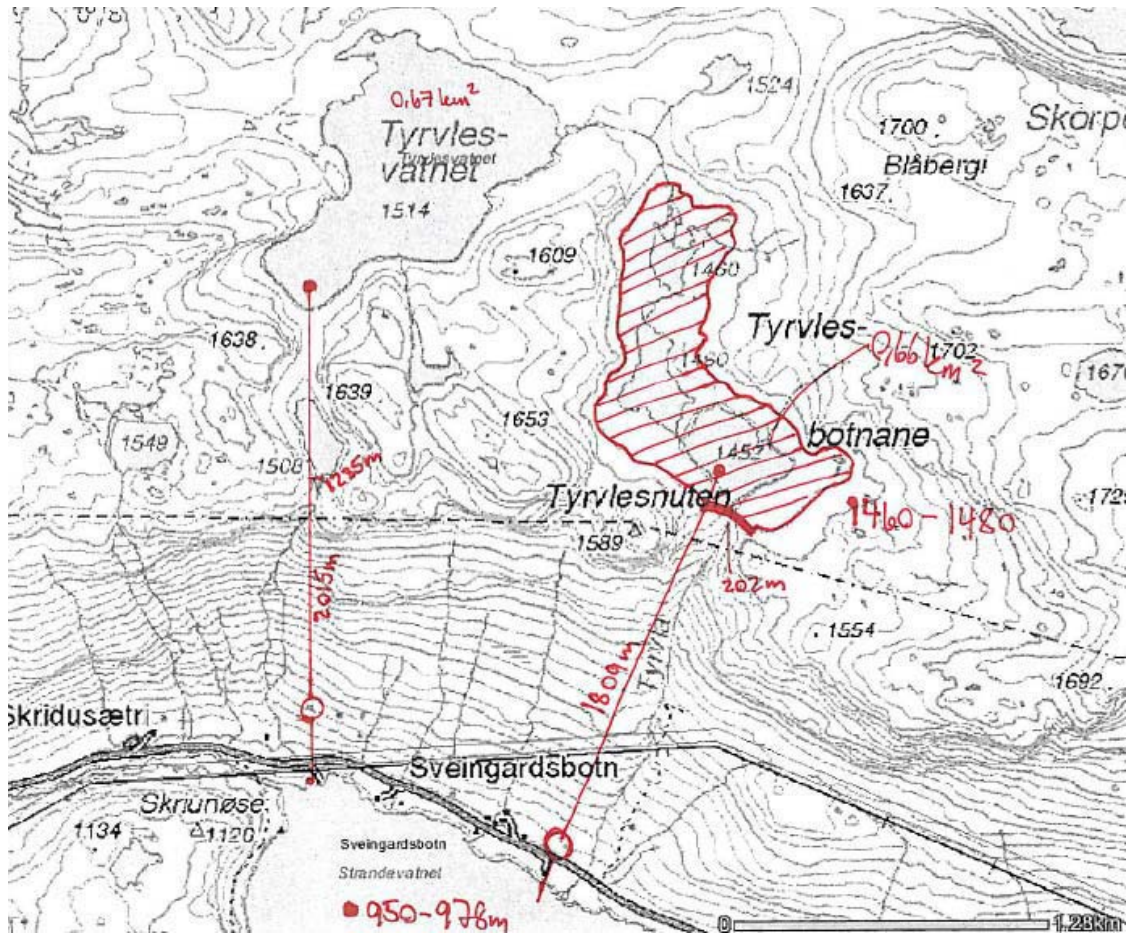
	10	50	100	200	300	500	1000
elektro							
turtall	10	50	100	200	300	500	1000
	750	600	428	300	300	300	300
Generatorer	kr 6 713 630	kr 19 984 180	kr 35 663 404	kr 62 560 842	kr 80 021 665	kr 143 273 756	kr 255 922 349
Transformatorer	kr 4 773 545	kr 12 337 675	kr 18 571 245	kr 27 954 306	kr 35 509 337	kr 63 775 757	kr 113 360 235
Koblingsanlegg	kr 7 000 000	kr 7 000 000	kr 9 000 000	kr 18 000 000	kr 18 000 000	kr 18 000 000	kr 18 000 000
Kontrollanlegg	kr 4 408 124	kr 6 934 480	kr 8 428 569	kr 10 244 571	kr 11 483 214	kr 13 259 095	kr 16 115 873
Hjelpeanlegg	kr 3 011 405	kr 7 172 223	kr 10 422 434	kr 15 145 532	kr 18 846 597	kr 24 822 973	kr 36 071 912
420kV kabel	kr 4 600 000	kr 4 600 000	kr 4 600 000	kr 4 600 000	kr 4 600 000	kr 4 600 000	kr 9 200 000
diverse/uforutsett	10 %	kr 3 050 670	kr 8 668 565	kr 13 850 525	kr 16 846 081	kr 26 773 158	kr 44 867 037
sum	kr 33 557 374	kr 63 831 413	kr 95 354 217	kr 152 355 776	kr 185 306 895	kr 294 504 740	kr 493 537 406

	10	50	100	200	300	500	1000
maskin							
MW	10	50	100	200	300	500	1000
m3/s	2,17	10,86	21,73	43,45	65,18	108,63	217,26
rørdiameter	0,68	1,52	2,15	3,04	3,72	3,40	3,92
Pumpeturbiner	kr 8 935 962	kr 26 955 541	kr 43 370 090	kr 69 783 160	kr 92 169 883	kr 162 660 475	kr 297 242 758
Inntaksluker	kr 1 290 182	kr 2 826 488	kr 4 413 156	kr 6 890 509	kr 8 942 167	kr 15 906 516	kr 31 813 033
Bunnappeluke	kr 1 381 630	kr 1 381 630	kr 1 381 630	kr 1 381 630	kr 1 381 630	kr 1 381 630	kr 1 381 630
Innstøpt rør [m]	kr 2 011 779	kr 2 942 384	kr 3 912 247	kr 5 853 323	kr 7 973 821	kr 13 770 406	kr 26 203 885
Diverse utstyr	kr 2 050 446	kr 5 292 751	kr 7 962 479	kr 11 978 852	kr 15 211 364	kr 20 553 295	kr 30 920 629
sum	kr 15 669 998	kr 39 398 793	kr 61 039 601	kr 95 887 474	kr 125 678 866	kr 214 272 322	kr 387 561 934

	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW	300 MW	500 MW	1000 MW
totalt							
Bygg	kr 152 484 402	kr 166 352 751	kr 181 861 446	kr 232 235 833	kr 265 418 822	kr 354 641 879	kr 530 653 291
Elektro	kr 33 557 374	kr 63 831 413	kr 95 354 217	kr 152 355 776	kr 185 306 895	kr 294 504 740	kr 493 537 406
Maskin	kr 15 669 998	kr 39 398 793	kr 61 039 601	kr 95 887 474	kr 125 678 866	kr 214 272 322	kr 387 561 934
Sum bygg elektro maskin	kr 201 711 775	kr 269 582 958	kr 338 255 264	kr 480 479 083	kr 576 404 582	kr 863 418 941	kr 1 411 752 632
Admin(7%)	kr 14 119 824	kr 18 870 807	kr 23 677 869	kr 33 633 536	kr 40 348 321	kr 60 439 326	kr 98 822 684
Finans(8%)	kr 17 266 528	kr 23 076 301	kr 28 954 651	kr 41 129 010	kr 49 340 232	kr 73 908 661	kr 120 846 025
Total [Mkr]	kr 233 098 127	kr 311 530 066	kr 390 887 783	kr 555 241 628	kr 666 093 136	kr 997 766 928	kr 1 631 421 341

P2 Kart med 2 alternativer til pumpekraftverk

Alternativet som er studert i oppgaven er med det skraverte området som overmagasin. Et alternativ til dette er å bruke Tyrvelsvatnet som overmagasin uten demning og regulere kun ved å senke vannstanden. Det er usikkert hvor dypt vannet er og dermed hvor stort volum magasinet rommer. Utløpet av vannet er i et flat område der en eventuell dam ville blitt veldig lang.

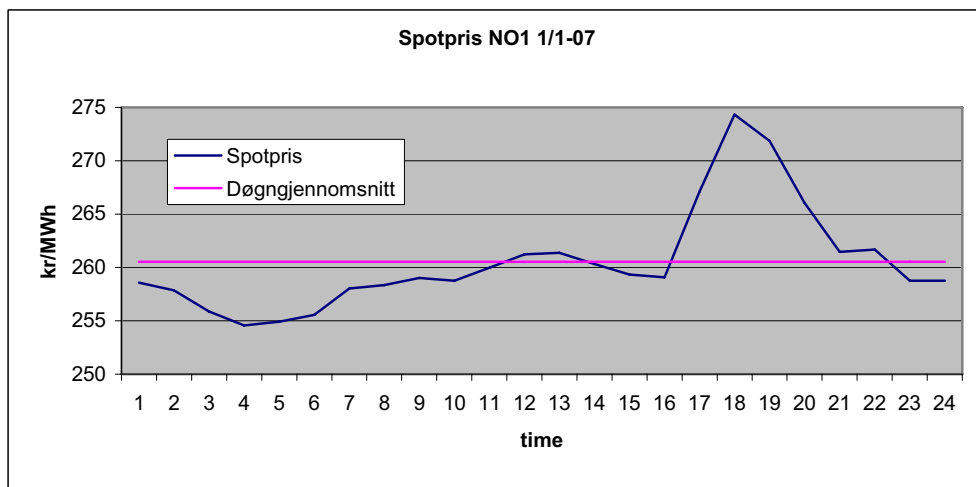


P3 Definisjon av spotprisens døgnvariasjon

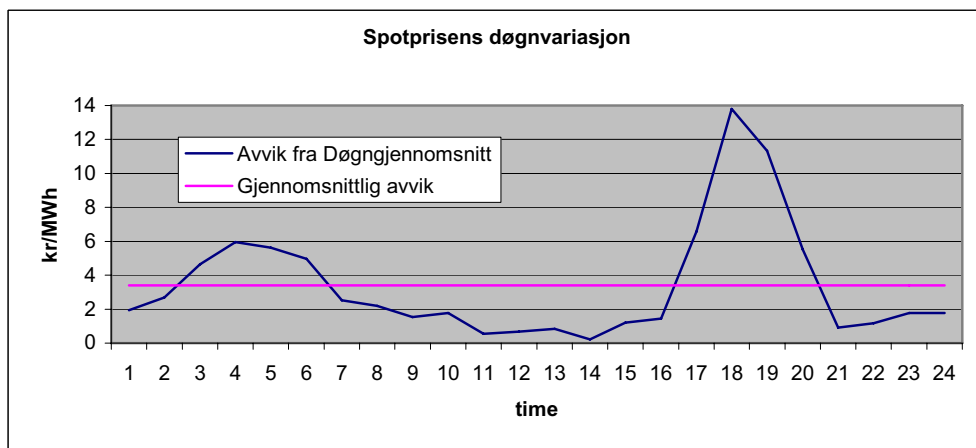
Spotprisens døgnvariasjon er i denne oppgaven definert som timesprisens gjennomsnittlige avvik fra døgnprisen. For å regne ut døgnvariasjonen er avviket fra døgnprisen absoluttverdiene (kvadratrota av kvadrert verdi) av alle avvika summert og delt på antall timer.

Eksempel på utregning:

Spotprisen 1/1-07 er gitt i figur 3.1. Gjennomsnittsprisen i døgnet er 260,53 kr. Avviket fra timesprisen er gitt i figur 3.2. Gjennomsnittlig avvik er 3,40kr/MWh, eller 0,34øre/kWh. 3,40kr/MWh er da spotprisens døgnvariasjon.



figur 3.1 Spotpris i NO1 1/1-07



figur 3.2 Spotprisens døgnvariasjon

P4 Fysiske data for pumpeturbin

For å anslå fysiske parametere for pumpekraftverket brukes Aurland III som referanse. Det er et pumpekraftverk med fallhøyde og volumstrøm i nærheten av det planlagte pumpekraftverket.

P4.1 Data fra Aurland III

Aurland III stod ferdig i 1979. Etter en ombygging ble det i 1998 gjort falltapmålinger på hele vannveien og termodynamiske virkningsgradsmålinger på aggr. 2. Data for Aurland III er hentet fra rapporten til Berdal Strømme etter disse målingene.

P4.1.1 Virkningsgrader

Beste virkningsgrad i pumpe drift: 91,45% ved løftehøyde 409m, $Q=26,6\text{m}^3/\text{s}$.

Beste virkningsgrad turbindrift: 92,35% ved løftehøyde 390m, $Q=32,3\text{m}^3/\text{s}$.

Falltap i vannvei: $\Delta h = 0,00214 \cdot Q^2 + 0,0007658 \cdot Q_{gren}^2$

Der Q er total volumstrøm for begge turbinene og Q_{gren} er volumstrømmen til en turbin.

Generator-/motorvirkningsgrad: 98,9%

Hvis begge turbinene kjøres på bestpunkt blir den totale virkningsgraden (inkl falltap):

$$\eta_{turbindrift} = \frac{(h - 0,00214 \cdot Q^2 - 0,0007658 (\frac{Q}{2})^2) \cdot \eta_{turb} \cdot \eta_{gen}}{h} = 89,1\%$$

Når begge pumpene kjøres på bestpunkt blir den totale virkningsgraden (inkl falltap):

$$\eta_{pumpedrift} = \frac{h \cdot \eta_{turb} \cdot \eta_{gen}}{(h + 0,00214 \cdot Q^2 + 0,0007658 (\frac{Q}{2})^2)} = 89,0\%$$

Det betyr at hvis en pumper en viss mengde vann opp for så å produsere vanne ned igjen i Aurland III, kan en ta av generatoren omtrent 79% av energien som ble brukt til å pumpe. Det er ikke tatt hensyn til tap i transformator og nett her.

P4.1.2 Dykking

Nominell effekt turbinmodus: 150MW

Nominell effekt pumpemodus: 120MW

Nominell fallhøyde: 400m

Diameter avløp 1800 [mm]

$Q_{max,pumpe}$ 33,6 [m³/s]

$Q_{max,turbin}$ 44,4 [m³/s]

Turtall 500 [rpm]

(Berdal Strømme, 1998)

Utløpshastighet turbindrift $c_{2m,turb} = 17,5 \text{ m/s}$

Innløpshastighet pumpedrift $c_{2m,pump} = 13,2 \text{ m/s}$

Løpehjulets periferihastighet, utløp $u_2 = 47,1 \text{ m/s}$

P4 Fysiske data for pumpeturbin

$$NPSH_R = a \frac{c_{2m}^2}{2g} + b \frac{u_2^2}{2g}$$

Pumpedrift: $a=1,8$ (Pumper og turbiner s. 146)
 $b=0,23$

Turbindrif: $a=1,1$ (Pumper og turbiner s. 46)
 $b=0,1$

Det gir:

$$NPSH_{r,turbin} = 28,5m$$

$$NPSH_{r,pumpe} = 42,0m$$

Dermed er mottrykket i pumpedrift dimensjonerende. Stasjonen må dykkes ca 32m.
Turbinsenteret må ligge minst 32 meter lavere enn vannspeilet i undervannet for å unngå kavitasjon i pumpedrift.

Fysiske data for pumpeturbin

P5 Matlabkode

P5.1 Produksjonssimulering

P5.1.1 Simulering1

simulering1.m

```
%beregner teoretisk inntjeningsmulighet for pumpekraftverk med spotpris for
%et år
%antar uendelig store over- og undermagasin med konstante nivå
%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

run prisdata
disp('Velg prisserie:'); disp('1: NO1-06'); disp('2: NO1-07'); disp('3: APX-07');disp('4: annen');
prisserie=input('prisserie: ');

%_____Konstanter_____
pumpefaktor=0.8; %volum som pumpes i forhold til volum som produseres i.l.a lh
energigjenvinning=0.8; %energien du sitter igjen med etter pumping og produksjon
eurokurs=8; %1 euro = 8 kr

if prisserie==1
    prisvektor=NO1_06;
elseif prisserie==2
    prisvektor=NO1_07;
elseif prisserie==3
    prisvektor=APX_07*eurokurs;
elseif prisserie==4
    disp('bruker forhåndsdefinert prisserie')
else
    exit
end

prisvektor_sortert=sort(prisvektor);

%_____Initialverdier_____
vann=0; %starter med tomt overmagasin

pumpeid=0;
turbintid=0;
pumpeutgift=0;
turbininntekt=0;
n=0;

%_____Beregning_____
while prisvektor_sortert(1,1)<energigjenvinning*prisvektor_sortert(8759-n,1)
    prod=0;
    pump=0;
    n=n+1;
    if vann<1;
        pump=1;
        pumpeutgift=pumpeutgift+prisvektor_sortert(1,1);
        pumpeid=pumpeid+1;
        prisvektor_sortert=prisvektor_sortert(2:8760-n+1);
    else
        prod=1;
        turbininntekt=turbininntekt+prisvektor_sortert(8760-n);
        turbintid=turbintid+1;
        prisvektor_sortert=prisvektor_sortert(1:8760-n);
    end
end

vann=vann-prod+pumpefaktor*pump;
end
```



```

%_____Resultater_____
aarlig_inntekt=(turbininntekt-pumpeutgift);
disp('Årlig inntekt');
disp(num2str(aarlig_inntekt));
disp(['kr/MWh installert']);

```

P5.1.2 Simulering2

simulering2.m

```

%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008
%tic
%_____Optimalisering_____
kjoringer=1000;
inntekt_old=0; %startverdi
inntekt=1;     %startverdi

while inntekt>inntekt_old;
    matrise_temp=matrise;
    for q=1:kjoringer;
        pumpstart=1;
        pumpstopp=8760;
        prodstart=1;
        prodstopp=8760;
        ferdig=0;

        while ferdig==0;

            pumpetime=sortrows(matrise_temp(pumpstart:pumpstopp,:),3);
            if pumpetime(1,3)>9999
                ferdig=2;
                break
            end
            matrise_temp(pumpetime(1,1),5)=matrise_temp(pumpetime(1,1),5)+prodstep;
            matrise_temp(:,4)=opdater_magasin(pumpetime(1,1),prodstep,matrise_temp(:,4));
            siste_pumpepris=matrise_temp(pumpetime(1,1),3);
            if matrise_temp(pumpetime(1,1),5)>=0.8
                matrise_temp(pumpetime(1,1),3)=100000;
            end

            for m=pumpetime(1,1):-1:1 %finn siste time med tomt magasin før pumpetimen
                if matrise_temp(m,4)<=0
                    prodstart=m+1;
                    break
                else
                    prodstart=1;
                end
            end

            prodstopp=8760;
            for m=pumpetime(1,1):8760
                if matrise_temp(m,4)>=magasin-0.1
                    prodstopp=m-1;
                    break
                end
            end

            %produser i dyreste time etter siste tomt før pumpetimen, men før fullt
            produksjonstime=sortrows(matrise_temp(prodstart:prodstopp,:),-2);
            matrise_temp(produksjonstime(1,1),5)=matrise_temp(produksjonstime(1,1),5)-prodstep;
            matrise_temp(:,4)=opdater_magasin(produksjonstime(1,1),-prodstep,matrise_temp(:,4));

```

```

if matrise_temp(produksjonstime(1,1),5)<=-1
    matrise_temp(produksjonstime(1,1),2)=-10000;
end
siste_turbinpris=matrise_temp(produksjonstime(1,1),8);

if siste_pumpepris/siste_turbinpris<=differansekrav;
    matrise(:,4:8)=matrise_temp(:,4:8);
    matrise(:,2)=matrise_temp(:,2);
    matrise(:,3)=matrise_temp(:,3);
    %for i=1:8760
    %     if matrise_temp(i,3)==2000000
    %         matrise(i,3)=100000;
    %     elseif matrise_temp==3000000
    %         matrise(i,3)=matrise(i,8);
    %     else
    %         mstrise(i,3)=matrise_temp(i,3);
    %     end
    %end
else
    if matrise_temp(pumpetime(1,1),2)<=-1000;
        ferdig=1;
    end

    matrise_temp(:,4:8)=matrise(:,4:8);
    if matrise_temp(pumpetime(1,1),3)==100000
        matrise_temp(pumpetime(1,1),3)=2000000; %timer der det allerede pumpes for fullt
    else
        matrise_temp(pumpetime(1,1),3)=3000000; %timer som ikke har full pumping fra før
    end
end

end
end
% _____
% Beregner inntekt
inntekt_old=inntekt;
for ii=1:8760
    if matrise(ii,5)>0
        matrise(ii,6)=-matrise(ii,8)*matrise(ii,5)/sqrt(0.8);
    elseif matrise(ii,5)<0
        matrise(ii,6)=-matrise(ii,8)*matrise(ii,5)*sqrt(0.8);
    end
end
inntekt=sum(matrise(:,6));
for i=1:8760
    if matrise_temp(i,3)==2000000
        matrise(i,3)=100000;
    elseif matrise_temp==3000000
        matrise(i,3)=matrise(i,8);
    else
        matrise(i,3)=matrise_temp(i,3);
    end
end
end
% _____
%toc
end

```

P5.1.2.2 Hjelpfiler til simulering 2

kjorefil.m

```

% dette programmet kjører alle delprogrammene som er nødvendige i en
% simulering
%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008
tic

```

```

%prisserie=1;
%magasin=37;
%faktor=1;
runder=10;
run initialisering
run dogngjennomsnitt
run okning_prisvariasjon
run simulering2

```

toc

helgesimulering.m

```

%i dette programmet kjøres flere forskjellige simuleringer etter hverandre.
%dette tar flere timer
%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008
tic
clear all
global prisserie magasin matrise k

mag=[11.1 22.2 37.0 55.6 111.1 222.2 1111.1];
k=0;

%simulering av inntektene ved forskjellige magasin størrelser for
%prisseriene NO1_06 NO1_07 og APX_07
faktor=1;
for prisserie=1:3;
    for jj=1:7;
        magasin=mag(jj);
        run kjorefil
        k=k+1;
        matrisebank(:, :, k)=matrise; %her lagres råresultatet fra
        %alle simuleringene
        inntektsbank(k, :)= [prisserie jj faktor magasin inntekt]; %de beregnede
        %inntektene for hver simulering lagres her
        disp(inntekt);
    end
end

%simulering der prisforskjellene for NO1_06 og NO1_07 skaleres opp
for prisserie=1:2;
    for jj=1:7
        for faktor=1:10;
            magasin=mag(jj);
            run kjorefil
            k=k+1;
            matrisebank(:, :, k)=matrise;
            inntektsbank(k, :)= [prisserie jj faktor magasin inntekt];
            disp(inntekt);
        end
    end
end

for u=1:161
    [startantall(u,1), startantall(u,2)]=antall_start(matrisebank(:, :, u));
    [driftstimer(u,1), driftstimer(u,2)]=antall_driftstimer(matrisebank(:, :, u));
    variasjon(u)=dognavariasjon(matrisebank(:, :, u));
end
resultater=[round(inntektsbank(:,5)*1000) startantall driftstimer round(variasjon*1000)];
toc

```

P5.1.3 Simulering3

simulering3.m

```

%i dette programmet regnes inntektene ut ved at en tar beslutning om
%produksjon eller ikke på bakgrunn av hvor høy prisen er i en gitt time i

```

```

%forhold til gjennomsnittsprisen de neste 24 timene.
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

maxmag=magasin; %magasinstørrelse
minmag=0;
matrise(:,2)= matrise(:,8); %priser
matrise(:,3) = matrise(:,2); %pris pumping(manipuleres underveis)
matrise(:,4)=maxmag/2; %magasin, startverdi: halvfullt
matrise(:,5)=0; %produksjon
matrise(:,6)=0; %inntekt
matrise(:,7)=0; %gjennomsnittspriser

% _____Beregning av gjennomsnittspriser_____
midlingstid=24; %timer
for j=1:8760
matrise(j,7)=mean(priser(j+120:j+120+midlingstid)); %midler kun over fremtidige priser
end
% _____

prod=-1;
pump=0.8;

for i=1:8760
if matrise(i,2)*0.85>matrise(i,7);
if matrise(i,4)>minmag-prod;
matrise(i,5)=prod;
matrise(:,4)=oppdater_magasin(i,prod,matrise(:,4));
matrise(i,6)=matrise(i,2);
matrise(i,2)=0;
end
elseif matrise(i,3)*1.15<matrise(i,7);
if matrise(i,4)<maxmag-pump;
matrise(i,5)=pump;
matrise(:,4)=oppdater_magasin(i,pump,matrise(:,4));
matrise(i,6)=-matrise(i,3);
matrise(i,3)=10000;
end
end
end

inntekt=sum(matrise(:,6));
% _____Algoritme for å sørge for at magasinet har samme fylling som ved starten av året_____
if matrise(8760,4)>maxmag/2
[pumpetimer,turbintimer]= justering(matrise);
pumpepris=mean(pumpetimer(:,8));
inntekt=inntekt+(matrise(8760,4)-maxmag/2)*pumpepris*1.125;
elseif matrise(8760,4)<maxmag/2
[pumpetimer,turbintimer]= justering(matrise);
turbinpris=mean(turbintimer(:,8));
inntekt=inntekt-(maxmag/2-matrise(8760,4))*turbinpris*1.125;
end

%disp('1MW installert effekt vil gi')
%disp(num2str(inntekt))
%disp('kr i inntekt pr år');
magasinkrav=max(matrise(:,4))-min(matrise(:,4));
%%disp('magasinet må romme')
%disp(num2str(magasinkrav))
%disp('timesproduksjoner')

```

P5.1.3.2 Hjelpfiler til simulering3

kjorefil24.m

```

%i denne fila kjøres alle filene som er nødvendige i simulering 3
%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

%_____Inntasting i manuell kjøring_____
%disp('Velg magasin størrelse')
%magasin=input('magasin:');%hvor mange timeproduksjoner magasinet inneholder
%disp('Velg prisserie:'); disp('1: NO1-06'); disp('2: NO1-07'); disp('3: APX-07');
%priserie=input('priserie: ');

%_____Autokjøring_____
%magasin=22.2;
%priserie=3;
%faktor=1;

run initialisering
run dogngjennomsnitt
run okning_prisvariasjon
run simulering3

```

helgesimulering24.m

```

%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

tic
clear all
global prisserie magasin matrise k

mag=[11.1 22.2 37.0 55.6 111.1 222.2 1111.1];
k=0;

%simulering av inntektene ved forskjellige magasin størrelser for
%priseriene NO1_06 NO1_07 og APX_07
faktor=1;
for prisserie=1:3;
    for jj=1:7;
        magasin=mag(jj);
        run kjorefil24
        k=k+1;
        matrisebank(:, :, k)=matrise;
        inntektsbank(k, :)= [prisserie jj faktor magasin inntekt];
        disp(inntekt);
    end
end

%simulering der prisforskjellene for NO1_06 og NO1_07 skaleres opp
for prisserie=1:2;
    for jj=1:7
        for faktor=1:10;
            magasin=mag(jj);
            run kjorefil24
            k=k+1;
            matrisebank(:, :, k)=matrise;
            inntektsbank(k, :)= [prisserie jj faktor magasin inntekt];
            disp(inntekt);
        end
    end
end

%simulering for å sammenligne fortjenesten med forskjellige prismønster
for prisserie=1:3;
    run initialisering
    run dogngjennomsnitt
    faktor=50/dognvariasjon(matrise);
    for jj=1:7
        magasin=mag(jj);
        run kjorefil24
        k=k+1;
        matrisebank(:, :, k)=matrise;
        inntektsbank(k, :)= [prisserie jj faktor magasin inntekt];
        disp(inntekt);
    end
end

```

```

    end
end

for u=1:182
    [startantall(u,1),startantall(u,2)]=antall_start(matrisebank(:, :, u));
    [driftstimer(u,1),driftstimer(u,2)]=antall_driftstimer(matrisebank(:, :, u));
    variasjon(u)=dognavariasjon(matrisebank(:, :, u));
end
resultater=[round(inntektsbank(:,5)*1000) startantall driftstimer round(variasjon*1000)];
toc

```

P5.1.4 Felles hjelpefiler

prisdata.m

Denne filen inneholder de 3 prisseriene som er brukt i simuleringene. Filen er for stor til at den egner seg på papir, og er derfor kun vedlagt elektronisk.

initialisering.m

```

%i dette programmet hentes prisseriene inn og matrisen som blir brukt i
%driftssimuleringene initialiseres.
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

% _____Konstanter_____
differansekrav=0.8; %pumpepris<differansekrav*turbinpris
pumpmax=0.8;
prodmax=1;
prodstep=0.2;
kurs=8; %1€=8kr
run prisdata %henter inn priser

% _____Initiering av matrise_____
matrise=zeros(8760:8); %matrise med alle timene i et år
matrise(:,1)=1:8760; %timenummer

if prisserie==1
    matrise(:,2)=NO1_06;
    priser=[NO1_05(8641:8760); NO1_06; NO1_07(1:120)];
elseif prisserie==2
    matrise(:,2)=NO1_07;
    priser=[NO1_06(8641:8760); NO1_07; NO1_08(1:120)];
elseif prisserie==3
    matrise(:,2) = APX_07;
    priser=[priser06*kurs; matrise(:,2); priser08*kurs]; %for beregning av gjennomsnittspriser
else
    break
end

matrise(:,3) = matrise(:,2); %pris pumping(manipuleres underveis)
matrise(:,4)=magasin/2; %magasin, startverdi: fullt/2
matrise(:,5)=0; %produksjon
matrise(:,6)=0; %inntekt
matrise(:,7)=0; %gjennomsnittspriser
matrise(:,8)= matrise(:,2); %priser

```

dogngjennomsnitt.m

```

%lager døgn gjennomsnittspris i kolonne 7 i matrise
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008
tt=1;
ttt=1;

```

```

for u=1:365
    for t=1:24
        matrise(tt,7)=mean(matrise(ttt:ttt+23,8));
        tt=tt+1;
    end
    ttt=ttt+24;
end

```

dognavariasjon.m

%finder gjennomsnittlig avvik fra gjennomsnittlig døgnpris ved å kvadrere
%og ta rota av avviket fra gjennomsnittlig døgnpris
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

```

function [variasjon]=dognavariasjon(matrise)
variasjon=0;
for y=1:8760
    variasjon=variasjon+((matrise(y,8)-matrise(y,7))^2)^(1/2);
end
variasjon=variasjon/8760;
end

```

okning_prisvariasjon.m

% dette programmet endrer forskjellene i døgnpris. programmet brukes når
% prisvariasjonene skal endres i driftssimuleringene
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

```

for yy=1:8760
    matrise(yy,8)=matrise(yy,7)+(matrise(yy,8)-matrise(yy,7))*faktor;
end
matrise(:,2)=matrise(:,8);
matrise(:,3)=matrise(:,8);

```

oppdater_magasin.m

%funksjon for å holde styr på magasinnivået i forbindelse med kjøring
%av driftsoptimalisering
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

```

function [magasin]= oppdater_magasin(t,v,magasin)
for i=t:8760;
    magasin(i)=magasin(i)+v;
end

```

tid_produksjonsmodus.m

%program for å finne ut hvor lenge aggregatet opererer i forskjellige modus
%tallene fra dette programmet brukes til å beregne falltapets brukstid
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

```

tid=[-1 -0.8 -0.6 -0.4 -0.2 0 0.2 0.4 0.6 0.8 7; 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0; 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
for q=1:8760
    posisjon=1;
    while a(q,5)~=tid(1,posisjon)
        posisjon=posisjon+1;
        if posisjon>=11
            break
        end
    end
    tid(2,posisjon)=tid(2,posisjon)+1;
    tid(3,posisjon)=tid(3,posisjon)+a(q,8);
end

```

P5.2 Økonomisk dimensjonering

P5.2.1 Tverrsnittsoptimalisering

tverrsnittsoptimalisering.m

```
%i dette programmet beregnes optimalt tverrsnitt for tunnel sjakt og
%innstøpt rør. Summen av investeringskostnader og falltapskostnad skal bli
%minst mulig.
%skrevet av Knut Øygaard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008
clear all
%tunnel
Q_max=65.2;
M=33;
tapskostnad=7686786.184; %[kr/m]
for A=20:1:80
hf=Q_max^2/(0.256^(4/3)*M^2*A^(8/3));
K_tap_t(A-19)=hf*tapskostnad;
K_inv_t(A-19)=(0.18*A+11.2)*1000*1.2;
K_tot_t=K_tap_t+K_inv_t;
end
A=[20:1:80];
Total_tunnel=[A; K_tap_t;K_inv_t; K_tot_t];
% Klargjør figur:
figure(1)
clf
Title('Økonomisk dimensjonering av tunnel')
%axis([])
xlabel('Areal[m2]')
ylabel('Kostnad [kr]')
grid
hold on
plot(A,K_tap_t,'green');
plot(A,K_inv_t,'blue');
plot(A,K_tot_t,'red')
legend('Tapskostnad','Investeringskostnad','Totalkostnad');

hold off

%sjakt
M=37;
for A=10:1:40
hf=Q_max^2/(0.256^(4/3)*M^2*A^(8/3));
K_tap_s(A-9)=hf*tapskostnad;
K_inv_s(A-9)=34.9*exp(0.0196*A)*1000*1.2;
K_tot_s=K_tap_s+K_inv_s;
end
A=[10:1:40];
Total_sjakt=[A; K_tap_s;K_inv_s; K_tot_s];
% Klargjør figur:
figure(2)
clf
Title('Økonomisk dimensjonering av sjakt')
%axis([])
xlabel('Areal[m2]')
ylabel('Kostnad [kr]')
grid
hold on
plot(A,K_tap_s,'green');
plot(A,K_inv_s,'blue');
plot(A,K_tot_s,'red')
legend('Tapskostnad','Investeringskostnad','Totalkostnad');

hold off

%rør
f=0.015;
```



```

step=0.2;
teller=0;
for D=2:step:6
    teller=teller+1;
    hf=f*Q_max^2/(2*9.81*(3.1415/4)^2*D^5);
    K_tap_r(teller)=hf*tapskostnad;
    %D/step-4
    K_inv_r(teller)=16.8079*exp(0.453*D)*1.1*1000+(448*D+2111)*1.2;
    K_tot_r=K_tap_r+K_inv_r;
end
D=[2:step:6];
Total_ror=[D; K_tap_r;K_inv_r; K_tot_r];
% Klargjør figur:
figure(3)
clf
Title('Økonomisk dimensjonering av rør')
xlabel('Diameter[m]')
ylabel('Kostnad [kr]')
grid
hold on
plot(D,K_tap_r,'green');
plot(D,K_inv_r,'blue');
plot(D,K_tot_r,'red')
legend('Tapskostnad','Investeringskostnad','Totalkostnad');

hold off

```

P5.2.2 Lukedimensjonering

sugerorsluke.m

```

%beregning av optimalt luketverrsnitt og lengde på lukeinnstøping for
%sugerørsluke
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

```

```

Q_max=65.2;
innlopstap=0.03;
diffusortap=0.1;
tapskostnad=7686786.184; %[kr/m]
A1=54;
H=sqrt(A1);
step=0.25;
for A3=10:step:20;
    for L=0:step:10;
        i=(A3-10)/step+1;
        j=L/step+1;
        K_luke(i,j)=0.3731*A3^(0.6428)*1000000*1.5*1.09;
        K_innstopping(i,j)=(11.16*A1+186)*1000*1.2*(H+2*L)/(150/20);
        A2=A3*(1+2*tan(8*pi/180)*L)^2;
        if A2>A1
            A2=A1;
        end
        trykktap=(Q_max/A2)^2-(Q_max/A1)^2;
        hf=(innlopstap+diffusortap)*(Q_max/A3)^2+trykktap/(2*9.81);
        K_tap(i,j)=hf*tapskostnad;
    end
end
L=0:step:10;
A3=10:step:20;
K_total=K_luke+K_innstopping+K_tap;

% Klargjør figur:
figure(4)
clf
Title('Økonomisk dimensjonering av inntaksluke og innstøping')
%axis([])
xlabel('Innstøplingslengde [m]')
ylabel('Lukeareal[m2]')

```

```

xlabel('Totalkostnad')
grid
hold on
surfc(L,A3,K_total);
%plot3(L,A3,K_total);
%plot(K_total);
%legend('Tapskostnad','Investeringskostnad','Totalkostnad');

hold off

```

inntaksluke.m

```

%beregning av optimalt luketverrsnitt og lengde på lukeinnstøping for
%sugerørsluke
%skrevet av Knut Øygard, NTNU Vannkraftlaboratoriet 2008

Q_max=65.2;
innlopstap=0.03;
diffusortap=0.1;
tapskostnad=7686786.184; %[kr/m]
A1=54;
H=sqrt(A1);
step=0.25;
for A3=10:step:20;
    for L=0:step:10;
        i=(A3-10)/step+1;
        j=L/step+1;
        K_luke(i,j)=0.3731*A3^(0.6428)*1000000*1.5*1.09;
        K_innstoping(i,j)=(11.16*A1+186)*1000*1.2*(H+2*L)/(150/20);
        A2=A3*(1+2*tan(8*pi/180)*L)^2;
        if A2>A1
            A2=A1;
        end
        trykktap=(Q_max/A2)^2-(Q_max/A1)^2;
        hf=(innlopstap+diffusortap)*(Q_max/A3)^2+trykktap/(2*9.81);
        K_tap(i,j)=hf*tapskostnad;
    end
end
L=0:step:10;
A3=10:step:20;
K_total=K_luke+K_innstoping+K_tap;

% Klargjør figur:
figure(4)
clf
Title('Økonomisk dimensjonering av inntaksluke og innstøping')
%axis([])
xlabel('Innstøplingslengde [m]')
ylabel('Lukeareal [m2]')
xlabel('Totalkostnad')
grid
hold on
surfc(L,A3,K_total);
%plot3(L,A3,K_total);
%plot(K_total);
%legend('Tapskostnad','Investeringskostnad','Totalkostnad');

hold off

```