

# Nytteverdien av å etablere pumpe i et eksisterende vannkraftsystem

**Birgit Longva**

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Torbjørn Kristian Nielsen, EPT

Medveileder: Knut Solnørdal, Norsk Hydro ASA

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for energi- og prosesseteknikk



EPT-M-2012-59

**MASTEROPPGAVE**

for

Stud.techn. Birgit Longva

Våren 2012

**Nytteverdien av å etablere pumpe i et eksisterende vannkraftsystem**

Benefit of implementing a pump in an existing hydropower system

**Bakgrunn og målsetting**

I forbindelse med oppgraderingen av Tyin kraftverk ble det for om lag ti år siden vurdert å bygge et kraftverk som skulle utnytte fallet på 28 m mellom Tyinsjøen og Torolmen, inntaksmagasinet til Tyin kraftverk. I prosjektoppgaven har kandidaten sett på alternative turbin- og vannveisløsninger. Kraftselskapet ønsker å se på muligheten av å installere en pumpe som kan løfte vannet opp fra Torolmen til Tyin for dermed å utnytte vannet i vassdraget bedre.

Masteroppgaven består i å se på nytteverdien av å implementere en pumpe i vannveisystemet.

**Oppgaven bearbeides ut fra følgende punkter**

- 1 Litteraturstudie
- 2 Vurdere en pumpeløsning for kraftverket
- 3 Analysere dynamiske forhold både for turbin og pumpe
- 4 Anbefale turbin-og pumpeløsning med vekt på driftsoptimalisering av hele systemet.

” \_ ”

Senest 14 dager etter utlevering av oppgaven skal kandidaten levere/sende instituttet en detaljert fremdrift- og eventuelt forsøksplan for oppgaven til evaluering og eventuelt diskusjon med faglig ansvarlig/veiledere. Detaljer ved eventuell 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 eventuelt figurnummer.

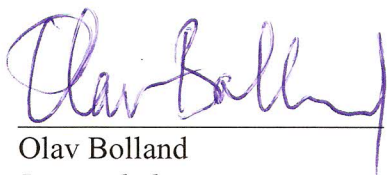
Det forutsettes at kandidaten tar initiativ til og holder nødvendig kontakt med faglærer og veileder(e). Kandidaten skal rette seg etter de reglementer og retningslinjer som gjelder ved alle (andre) fagmiljøer som kandidaten har kontakt med gjennom sin utførelse av oppgaven, samt etter eventuelle pålegg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

Risikovurdering av kandidatens arbeid skal gjennomføres i henhold til instituttets prosedyrer. Risikovurderingen skal dokumenteres og inngå som del av besvarelsen. Hendelser relatert til kandidatens arbeid med uheldig innvirkning på helse, miljø eller sikkerhet, skal dokumenteres og inngå som en del av besvarelsen.

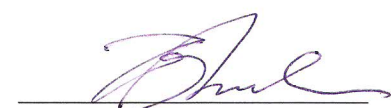
I henhold til "Utfyllende regler til studieforskriften for teknologistudiet/sivilingeniørstudiet" ved NTNU § 20, forbeholder instituttet seg retten til å benytte alle resultater og data til undervisnings- og forskningsformål, samt til fremtidige publikasjoner.

Besvarelsen leveres digitalt i DAIM. Et faglig sammendrag med oppgavens tittel, kandidatens navn, veileders navn, årstall, instituttnavn, og NTNUs logo og navn, leveres til instituttet som en separat pdf-fil. Etter avtale leveres besvarelse og evt. annet materiale til veileder i digitalt format.

NTNU, Institutt for energi- og prosesssteknikk, 17. januar 2012



Olav Bolland  
Instituttleder



Torbjørn K. Nielsen  
Faglig ansvarlig/veileder

Medveileder(e)

## Forord

Denne masteroppgaven er utført på vannkraftlaboratoriet ved NTNU våren 2012 i samarbeid med Norsk Hydro. Oppgaven bygger videre på prosjektoppgaven ”Alternative tekniske løsninger for utbygging av lavtrykks kraftverk” skrevet høsten 2011. Formålet er å vurdere nytten av en pumpe i systemet ved Tyin kraftverk i Årdal i Sogn. Det har vært spennende å se videre på problemstillinger for det samme systemet som det ble jobbet med i prosjektoppgaven.

Jeg ønsker å takke min veileder på vannkraftlaboratoriet, Torbjørn Nielsen for gode svar på de spørsmålene jeg har hatt underveis. En stor takk rettes også til Knut Solnørdal og Hans Simen Fougner hos Norsk Hydro for all hjelp de har gitt meg. Jeg vil også takke medstudenter på vannkraftlaboratoriet for hyggelig sosialt samvær og faglig hjelp i løpet av semesteret. Dette gjelder spesielt Remi André Stople og Simen Vogt-Svendsen som har latt meg bruke programmer fra deres masteroppgaver. Til slutt vil jeg takke Frederik Klokk Holst og Petter Longva for gode diskusjoner og hjelp i forbindelse med oppgaven.



Birgit Longva

Trondheim 15.06.2012



## Sammendrag

Hovedfokus for oppgaven er å analysere nytten av en pumpe som et tillegg til kraftverket som ble vurdert i prosjektoppgaven ”Alternative tekniske løsninger for utbygging av lavtrykks kraftverk”. Kraftverket er plassert ved overføringstunnelen mellom hovedmagasinet og inntaksmagasinet til Tyin kraftverk. Prosjektoppgaven anbefalte å installere en Kaplan-turbin med kapasitet på ca. 9,5 MW og 35 m<sup>3</sup>/s i kraftverket. Dette er derfor grunnlaget for denne oppgaven.

Hovedbegrunnelsen for en pumpe i systemet er at mye av tilsiget går direkte i inntaksmagasinet (Torolmen), som har relativt liten magasineringskapasitet. En må derfor noen ganger kjøre Tyin kraftverk selv om prisene er ugunstige og en heller skulle ønske å magasinere vannet. Ved å pumpe vannet fra for eksempel deler av vårflommen rundt 30 meter fra Torolmen og opp i det store magasinet i Tyinsjøen, kan en unngå produksjon i Tyin kraftverk til de mest ugunstige prisene. Kostnadene til investering i og drift av pumpa veies opp mot verdiøkningen som oppstår når dette vannet kjøres både gjennom Torolmen kraftverk og Tyin kraftverk etter at prisene har økt. Verdiøkningen gjelder hovedsaklig for produksjonen i Tyin kraftverk siden fallhøyden her er over 30 ganger så stor som pumpehøyden.

Fem forskjellige pumpestørrelser er vurdert, og brukt i simuleringer av mengde pumpet vann og inntekt fra prisdifferansene i årene 2006 til 2011. Det er også gjort overslagsberegninger på hvilken prisdifferanse som er nødvendig for å kunne betale ned kapitalkostnaden for pumpa med ulike mengder pumpet vann. Resultatene sannsynliggjør lønnsomheten for pumpa. Pumpa gir økt fleksibilitet for hele systemet til en forholdsvis liten kostnad. Den prisdifferansen som skal til for å tjene inn pumpa er liten. I et marked som periodevis vil ha stort overskudd med stor sannsynlighet for kortere perioder med priskollaps, kan en pumpe som tar unna vannet være meget lønnsom.

Stabiliteten til kraftverket er også vurdert. For å unngå for stor treghet i systemet og store trykkstøt som kan skade anlegget er en nødt til å ha en svingesjakt i systemet. Denne bør ha et vannspeilareal på minst 45 m<sup>2</sup> for å unngå ustabile U-rørssvingninger mellom sjakt og magasin. Ved avslag etter pådrag får en også mye vann som må tas vare på. For å unngå overløp, må en finne en måte å ta unna dette vannet på, for eksempel øke tverrsnittet av sjakten ytterligere. Trykkøkningen foran turbinen blir på over 30 prosent, selv med et vannspeilareal i sjakten på 70 m<sup>2</sup>. Det trengs derfor en ventil eller luke som åpner seg ved brått avslag for å unngå dette.

Tidskonstantene for vannveien gir en indikasjon på at systemet blir tungregulert og tregt, og et kraftverk ved Torolmen bør kjøres på et sterkt nett. Det vil mest sannsynlig si at kraftverket må kjøres samtidig med Tyin kraftverk. For å minske belastningen på nettet og sikre at pumpa ikke får fullt moment så raskt at det skader akslingen og motoren, kan en installere en soft-starter eller pumpe med turtallsregulering.





## Abstract

The focus of this thesis has been to analyse the possible benefits of a pump as an addition to the hydropower plant considered in the project thesis “Alternative technical solutions for low head power plant development”. The potential power plant is adjacent to the transfer tunnel connecting the main reservoir and forebay of the Tyin power plant. The project thesis recommended a Kaplan turbine with a capacity of 9,5 MW of power and 35 m<sup>3</sup>/s of water. This is also the basis for this thesis.

The main reason for a pump in the system is that much of the inflow goes directly to the forebay (Torolmen), which has a relatively small storage capacity. Thus the Tyin power plant sometimes has to run even though it would be more preferable to store the water. This situation may be avoided by pumping some of the inflow that goes directly into Torolmen to Tyinsjøen.

The investment and operation cost of the pump is weighed against the value increase by changing the timing of the production both in Torolmen and Tyin power plants. In this case the head of the production is more than 30 times bigger than the pump head.

The amount of pumped water and income from price differences for the years 2006 to 2011 is simulated using five different pump sizes. Rough calculations have also been done to find the price difference necessary to cover the capital costs of the pump with different amounts of pumped water. The simulations indicate that a pump will be profitable. A pump will increase the flexibility of the system at a relatively low cost. An improved ability to store water can be highly profitable in a market where excess unregulated power might lead to price collapses in certain times of the year.

The dynamic stability of the power plant is also considered. A surge shaft is necessary to avoid a water hammer that can damage the system. The surge shaft also reduces the reaction time of the system and makes it easier to regulate. The area of the water table in the surge shaft should be at least 45 m<sup>2</sup> to avoid unstable u-tube oscillations between the reservoir and shaft. Furthermore, this area has to be sufficiently large to avoid overflow of the shaft. The pressure increase in front of the turbine is over 30 percent, even with a surface area of 70 m<sup>2</sup>. In order to avoid this, it is possible to install a valve or hatch that opens automatically at abrupt shut-downs.

Changes of the flow rate will be slow and difficult. Operation of the torolmen power plant and pump depends on a highly stable grid. To avoid damage of the shaft and motor and causing unnecessary stress on the electrical grid, a starter or a variable speed drive for the pump should be considered.



# Innhold

Forord.....	i
Sammendrag.....	iii
Abstract.....	v
Innhold.....	vii
Figurliste.....	xi
Liste over tabeller.....	xiii
Symbolliste.....	xv
Forkortelser.....	xv
1 Innledning.....	1
2 Bakgrunn.....	3
2.1 Tyin kraftverk.....	3
2.2 Elsertifikater.....	4
2.3 Roterende reserve og regulerkraft.....	5
2.4 Sammendrag av Norconsults mulighetsstudie.....	6
2.5 Sammendrag av prosjektoppgave.....	7
2.6 Pumping.....	7
2.7 Systemdynamikk.....	7
3 Teori.....	9
3.1 Pumper.....	9
3.1.1 Generelt om pumper.....	9
3.1.2 Reversible pumpeturbiner.....	10
3.2 Variabelt omløpstall.....	11
3.3 Tap i vannveien.....	13
3.4 Lønnsomhetsvurderinger for pumper.....	14
3.5 Nåverdiberegninger.....	15
3.6 Systemdynamikk.....	16
3.6.1 Reguleringsstabilitet.....	16
3.6.2 Trykkøkning foran turbinen.....	17
3.6.3 Sjaktsvingninger.....	18
3.6.4 Frekvensanalyse.....	19
4 Beregningsgrunnlag.....	23

5	Analyse av pumping i systemet.....	25
6	Tekniske løsninger .....	27
6.1	Valg av pumpe-turbin løsning .....	27
6.1.1	Alternativ A: Reversibel pumpeturbin.....	27
6.1.2	Alternativ B: Pumpe og turbin separat .....	28
6.1.3	Alternativ C: Turbin og pumpeturbin.....	28
6.1.4	Valg av alternativ .....	29
6.2	Plassering av svingesjakt .....	29
6.3	Utforming av svingesjakten.....	32
6.4	Stabilitet i forhold til pumpa .....	32
7	Beregningsmetode.....	33
7.1	Pumping av vannet .....	33
7.2	Kjøring av pumpevannet .....	35
7.3	Overslagsberegninger for pumpeøkonomi.....	35
7.3.1	Kostnad for pumpen .....	35
7.3.2	Nødvendig prisdifferanse.....	35
7.4	Systemdynamikk.....	36
8	Resultater .....	39
8.1	Beregninger for pumpa .....	39
8.1.1	Økonomiske overslagsberegninger .....	39
8.1.2	Resultater fra programmet.....	39
8.1.3	Eksempel på pumpeoverslag.....	41
8.2	Systemdynamikk.....	41
8.2.1	Initielle vurderinger.....	41
8.2.2	Sjaktsvingninger.....	41
8.2.3	Trykkøkning foran turbinen.....	44
8.2.4	Reguleringsstabilitet .....	48
9	Diskusjon.....	49
9.1	Pumpe .....	49
9.2	Stabilitet .....	50
10	Konklusjon.....	51
11	Anbefaling videre .....	53

12	Referanser.....	55
	Vedlegg.....	I
1	Matlabkoder - pumping .....	III
2	Matlabkode fra Simen Vogt-Svendsen sin masteroppgave.....	XIII
3	Nødvendig prisdifferanse .....	XVII
4	Systemdynamiske overslag.....	XIX



## Figurliste

Figur 2.1: Oversikt over vassdraget .....	3
Figur 2.2: Kart over området rundt Torolmen (2) .....	4
Figur 2.3: Elsertifikatmarkedet (5) .....	5
Figur 2.4: Snitt av turbinkonfigurasjonen fra Norconsults mulighetsstudie (1).....	6
Figur 2.5: Oversikt over overføringstunnelen med Norconsults svingesjakt markert i blått og turbin med vannvei markert i grønt (1) .....	6
Figur 2.6: Diagram over systemet uten pumpe .....	7
Figur 3.1: Rørkarakteristikk og pumpekarakteristikk som funksjon av vannføring (10) .....	9
Figur 3.2: Virkningsgradskurve for pumpe i forhold til pumpekarakteristikken (11) .....	10
Figur 3.3: Hastighetsfordeling i roterende kanaler (13).....	11
Figur 3.4: Hastighetsvektor i forhold til turbinblad for tre ulike tilfeller (16) .....	12
Figur 3.5: System og pumpekarakteristikk for pumpe med og uten variabelt omløpstall (17) .....	12
Figur 3.6: Virkningsgrad som funksjon av trykkhøyde for turbin med og uten variabel omløphastighet (16).....	13
Figur 3.7: Illustrasjon av trykkøkning ved turbinavslag (23) .....	17
Figur 3.8: Blokkdiagram for et vannkraftsystem (23).....	20
Figur 3.9: Bode-diagram med forskterknings- og fasemargin (24).....	21
Figur 4.1: Magasinnivå for Tyin .....	23
Figur 5.1: Gjennomsnittlig magasinnivå for Tyin for 2005-2010.....	26
Figur 6.1: Bruksområde for reversible pumpeturbiner (27) .....	28
Figur 6.2: Diagram over systemet med pumpe.....	29
Figur 6.3: Plantegning av kraftverket med svingesjakt (1).....	30
Figur 6.4: Tverrsnitt av overføringstunnelen (1) .....	30
Figur 6.5: plantegning av overføringstunnelen, foreslått svingesjakt markert med kryss...	31
Figur 6.6: Forslag til utforming av svingesjakt.....	32
Figur 7.1: Flytdiagram for programmet .....	34
Figur 7.2: plantegning av turbinkonfigurasjon med tappeluke (1) .....	36
Figur 7.3: Forenklet vannveigeometri med stengt tappeluke .....	37
Figur 8.1: Forslag til svingesjakt .....	42
Figur 8.2: Sjaktsvingninger for maksimal fallhøyde og avslag etter pådrag i mest ugunstige fase for $A_s = 20 \text{ m}^2$ og $T_L = 10 \text{ s}$ .....	43
Figur 8.3: Sjaktsvingninger for maksimal fallhøyde og avslag etter pådrag i mest ugunstige fase for $A_s = 50 \text{ m}^2$ og $T_L = 15 \text{ s}$ .....	44
Figur 8.4: U-rørsvingningen for $Q = 35 \text{ m}^3/\text{s}$ og $A_s = 50 \text{ m}^2$ .....	45
Figur 8.5: Trykkøkning foran turbinen for største fallhøyde, $T_L = 10\text{s}$ og $A_s = 20 \text{ m}^2$ .....	46
Figur 8.6: Trykkøkning foran turbinen for største fallhøyde, $T_L = 15\text{s}$ og $A_s = 50 \text{ m}^2$ .....	47
Figur 8.7: Bode-diagram for systemet med $T_a=7\text{s}$ , $A_s = 50 \text{ m}^2$ .....	48





## Liste over tabeller

Tabell 8.1: Kostnader for pumpe og bygg.....	39
Tabell 8.2: Nødvendig prisdifferanse [kr/MWh], $r = 7\%$ .....	39
Tabell 8.3: Vannmengde [millioner m <sup>3</sup> ] for ulike pumpestørrelser .....	40
Tabell 8.4: Produsert energi i GWh for ulike pumpestørrelser.....	40
Tabell 8.5: Inntekter i millioner kroner for forskjellige år fra programmet, RKM = 0 .....	40
Tabell 8.6: Vannspeilareal for svingesjakt med $\Lambda = 20 \text{ m}^2$ .....	42
Tabell 8.7: Verdier for vurdering av dynamikken i systemet.....	43
Tabell 8.8: Trykkøkning foran turbinen for $T_L = 10\text{s}$ og tre ulike sjakt-vannspeil .....	45
Tabell 8.9: Trykkøkning foran turbinen for $T_L = 15\text{s}$ og tre ulike sjakt-vannspeil .....	45



## Symbolliste

Symbol	Navn	Enhet
$A$	Tverrsnittsareal	[m <sup>2</sup> ]
$a$	Lydhastigheten i vann	[m/s]
$b_t$	Regulatorens transienstatikk	-
$f$	frekvens	[Hz]
$g$	Tyngdens akselerasjon	[m/s <sup>2</sup> ]
$H$	fallhøyde	[m]
$h_f$	Friksjonstap	[m]
$k_i$	Tapskoeffisient	-
$L$	Lengde av tunnel	[m]
$M$	Manningtall	[m <sup>1/3</sup> /s]
$N$	Antall polpar	-
$n$	Turtall	[o/s]
$P$	effekt	[kW]
$p$	pris	[kroner]
$Q$	Vannføring	[m <sup>3</sup> /s]
$R$	Hydraulisk radius	[m]
$r$	diskonteringsrente	-
$T$	Svingningens periode	[s]
$T_a$	Svingmassenes akselerasjonstid	[s]
$T_d$	Regulatorens integraltid	[s]
$T_r$	Refleksjonstiden	[s]
$T_w$	Tilløpstiden til vannmassene	[s]
$v$	Hastighet	[m/s]
$z$	Nivå på svingesjakten	[m]
$\eta$	virkningsgrad	-
$\omega$	Frekvens	[1/s]

## Forkortelser

<b>NVE</b>	Norges vassdrags- og energidirektorat
<b>kWh</b>	Kilowatt-time
<b>MWh</b>	Megawatt-time
<b>GWh</b>	Gigawatt-time
<b>HRV</b>	Høyeste regulerte vannstand
<b>LRV</b>	Laveste regulerte vannstrand



# 1 Innledning

De fleste store vannkraftressursene i Norge er enten bygd ut eller fredet. Mesteparten av prosjektene i tiden fremover vil dermed være relativt små kraftverk eller rehabilitering og oppgradering av eksisterende anlegg. Kraftverket mellom hovedmagasinet Tyinsjøen og inntaksmagasinet Torolmen ble vurdert i forbindelse med byggingen av nye Tyin kraftverk. Prosjektet var da ikke lønnsomt og det ble kun bygget en overføringstunnel.

En felles svensk-norsk ordning med elsertifikater for fornybar kraft ble satt i gang 1. januar 2012. Det er ventet at dette vil gi en økt vannkraftutbygging i Norge, både i form av økt kapasitet i eksisterende anlegg og som småkraft. For at et kraftverk skal få rettigheter til sertifikatinntekter må produksjonen være ute på nettet innen 2020. Det betyr at mange kraftselskaper kommer til å starte vannkraftprosjekter i nærmeste framtid.

Dette er en fortsettelse av prosjektoppgaven ”Alternative tekniske løsninger for utbygging av lavtrykks kraftverk”. Formålet med oppgaven var å finne den mest egnede turbintypen, størrelse på turbinen og om en skulle ha en eller flere maskiner i et kraftverk mellom Tyinsjøen og Torolmen. I perioder er det mye tilsig som renner inn i systemet på nivå med Torolmen, som har liten reguleringsgrad. Dette begrenser fleksibiliteten i hele systemet.

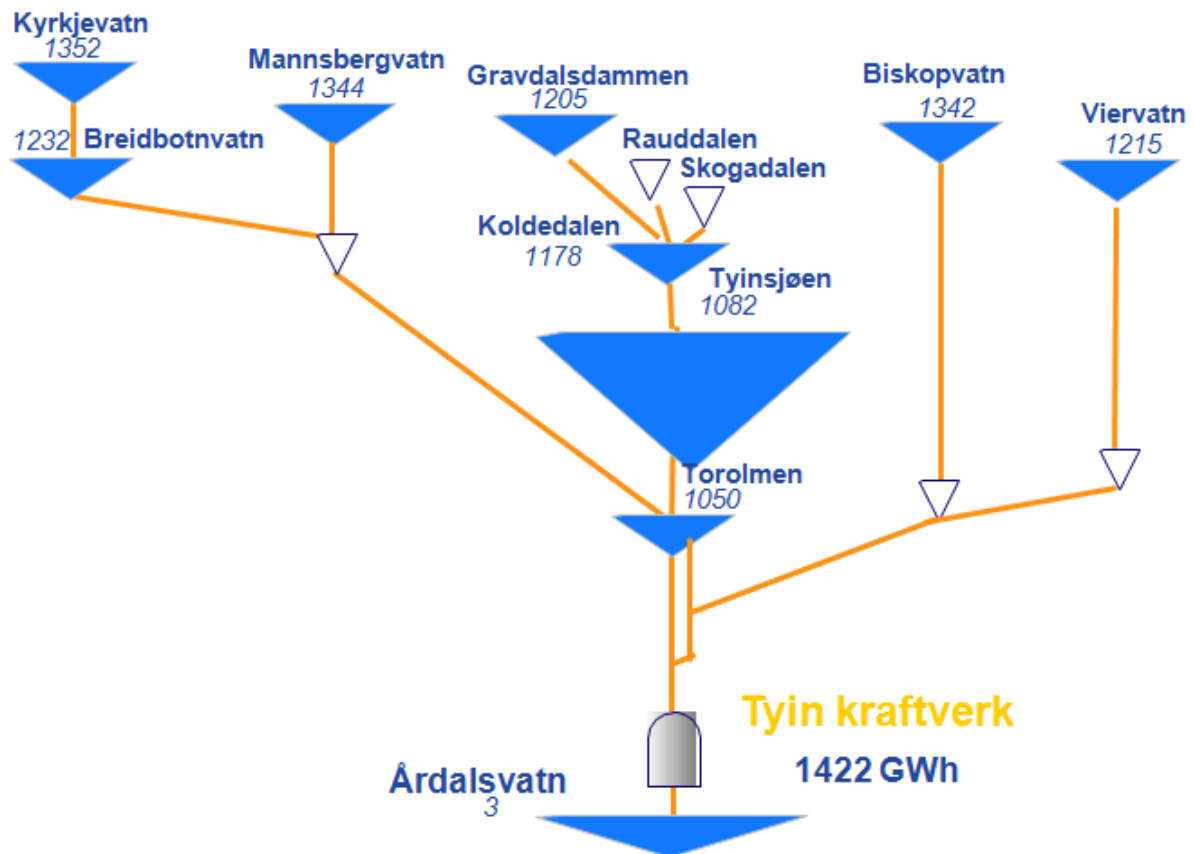
I denne oppgaven skal det vurderes om en i tillegg bør installere en pumpe i Torolmen kraftverk for å øke fleksibiliteten slik at en ikke trenger å kjøre Tyin-kraftverket når prisene er lave. Det skal også gjøres beregninger av den dynamiske stabiliteten for kraftverket ved Torolmen og noen enkle teknisk-økonomiske vurderinger av lønnsomheten for en pumpe.



## 2 Bakgrunn

### 2.1 Tyin kraftverk

Tyin kraftverk ligger i Årdal kommune i Sogn og Fjordane og eies og driftes av Norsk Hydro. Det nye kraftverket stod ferdig i 2004. Det opprinnelige hovedformålet med kraftverket er å gi kraft til Hydros aluminiumproduksjon i Årdal. Kraftverket ligger nær smelteverket og er viktig for forsyningsikkerheten der, men produksjonen styres i dag hovedsakelig etter markedsprisene. En oversikt over systemet er vist i Figur 2.1.



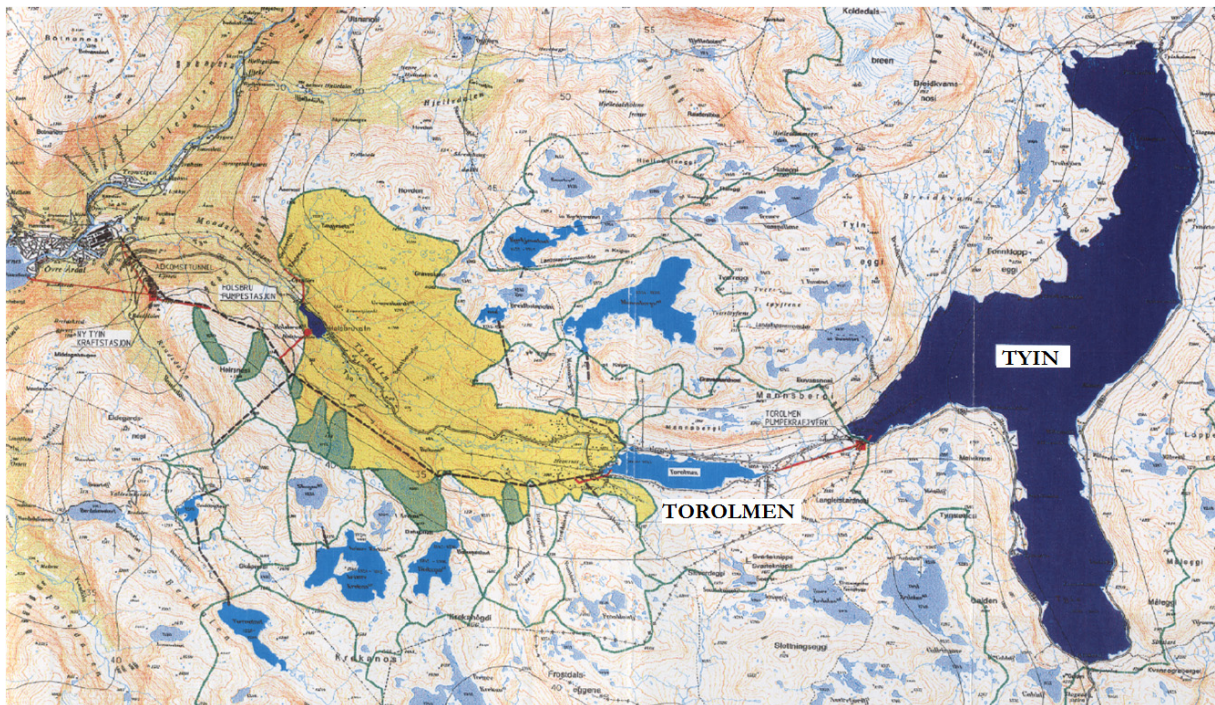
Figur 2.1: Oversikt over vassdraget

Fakta om Tyin kraftverk:

<b>Installert effekt:</b>	380 MW
<b>Midlere årsproduksjon:</b>	1,4 TWh
<b>Normaltilløp:</b>	466 mill m <sup>3</sup> /år
<b>Fallhøyde:</b>	1047 meter

Ved byggingen av nytt kraftverk ble fallhøyden økt ved at en flyttet kraftverket. Samtidig fikk en inkludert tidligere uutnyttede nedbørsfelt. I forbindelse med denne utbyggingen var det også planer om å bygge et pumpekraftverk ved Tyinsjøen. Planene ble forkastet og det ble kun bygd en overføringstunnel mellom Tyinsjøen og Torolmen. Ved byggingen av tunnelen ble tappeluken plassert så høyt at en ikke får utnyttet hele fallet mellom Tyin og

Torolmen hvis en bygger kraftverket ved Tyindammen. Et kraftverk som skal utnytte hele fallet må plasseres nærmere Torolmen. Da en fikk utsikter om inntekter på elsertifikater ble prosjektet tatt opp på nytt (1).



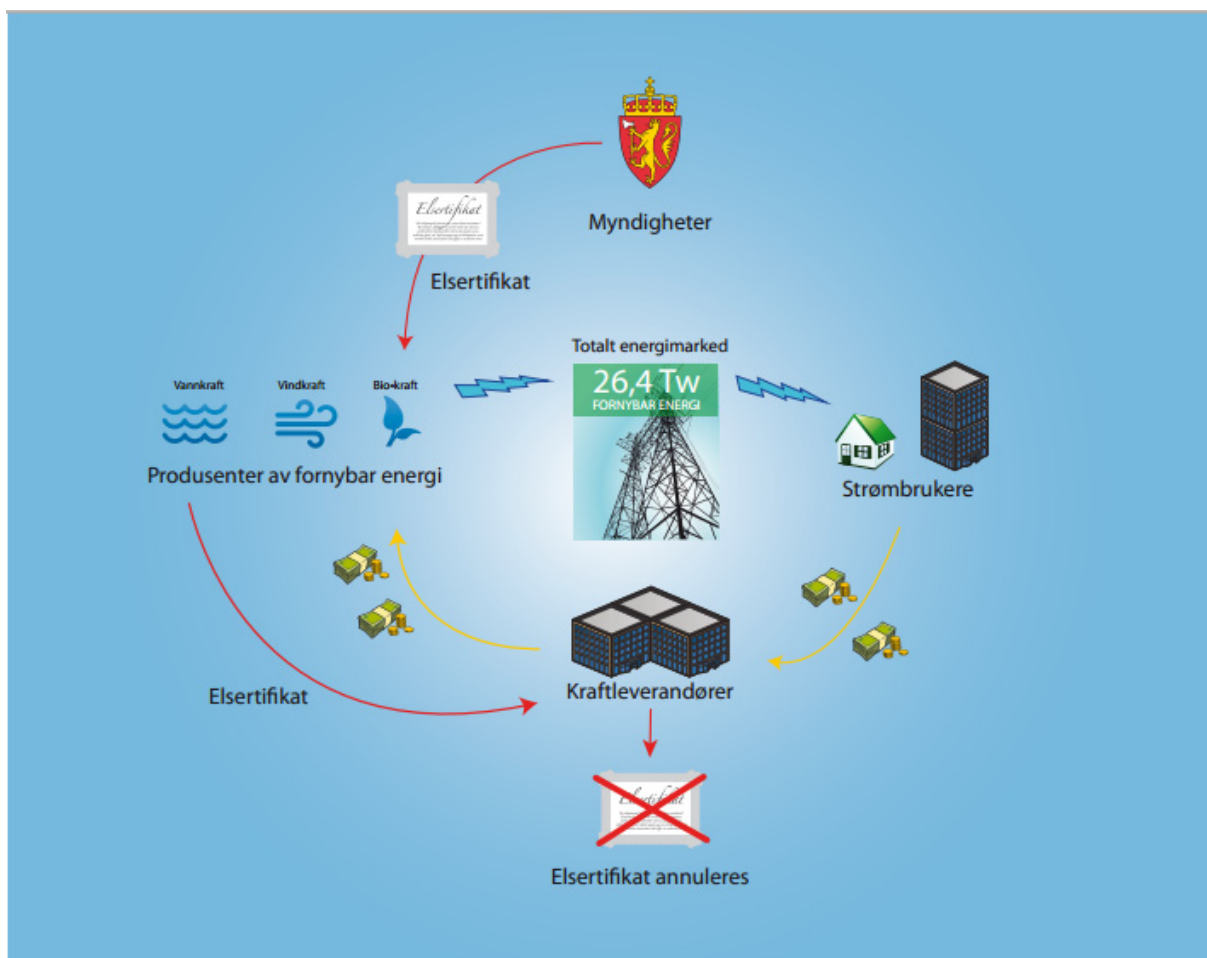
Figur 2.2: Kart over området rundt Torolmen (2)

## 2.2 Elsertifikater

I 2009 ble en enige om oppstarten av et felles norsk-svensk elsertifikatmarked fra 1. januar 2012. Målet med ordningen er at det skal bli produsert mer fornybar energi, med et mål om å få 26,4 TWh ny fornybar energi innen 2020. For å få rett på elsertifikater må kraftproduksjonen være på nett innen 2020. Finansieringen er likt fordelt på de to landene, men utbygging fordeles av markedet (3). Samtidig har Norge for tiden en konsesjonskø; NVE hadde per 20. september 2011 over 600 småkraftsaker under behandling (4).

Alle som etablerer ny energiproduksjon basert på fornybar energi kan motta elsertifikater. Kraftprodusentene får tildelt sertifikater i henhold til hvor mye elektrisitet de produserer. Kraftleverandørene er pliktige til å kjøpe et visst antall sertifikater regnet som en gitt prosentandel av salget. Ordningen blir finansiert ved at strømkundene får et påslag på strømregningen basert på kostnadene for innkjøp av elsertifikater.





Figur 2.3: Elsertifikatmarkedet (5)

Selv om strømkundene får en ekstra kostnad lagt på strømrregningen sin, betyr ikke det nødvendigvis at strømrregningen vil øke. Det er vanskelig å spå hvordan strømprisene vil utvikle seg i fremtiden, men siden denne ordning vil bety mer kraftproduksjon i systemet så kan det tenkes at strømprisen generelt vil gå ned til et lavere nivå og at totalprisen derfor ikke vil bli høyere. Tilbud og etterspørsel avgjør prisen på sertifikatene. Tilbudet er mengden fornybar energi som blir produsert og etterspørselen bestemmes av strømforbruket og elsertifikatkvoten som er satt for det aktuelle året. (6)

### 2.3 Roterende reserve og regulerkraft

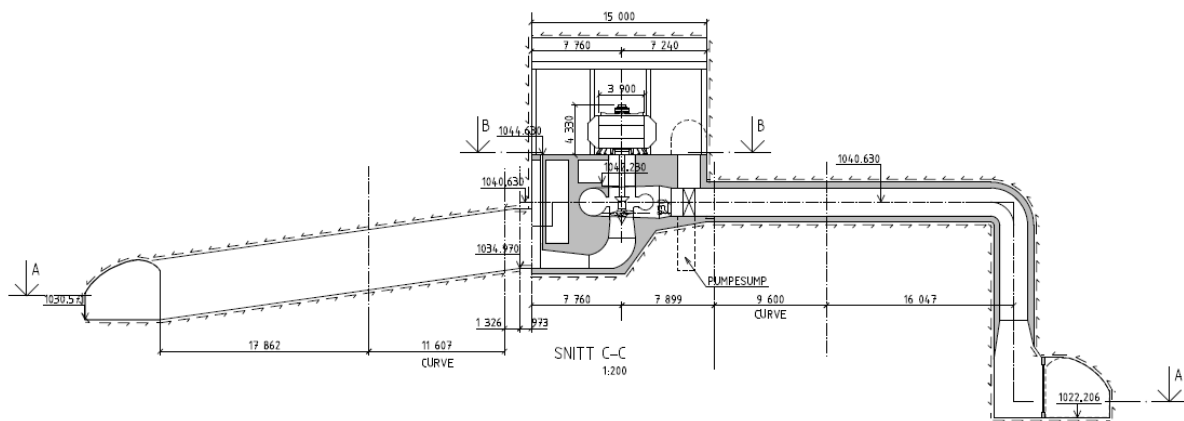
De fleste kraftverk har en turbinregulator slik at produksjonen økes eller reduseres automatisk når frekvensen avviker fra 50 Hertz. I det norske systemet er det nok roterende reserve fordi store deler av produksjonen kommer fra vannkraftverk med god regulering. I noen situasjoner, når store deler av produksjonen kommer fra import og/eller fra kraftverk med liten regulering, må imidlertid Statnett betale litt ekstra for å sikre roterende reserve gjennom produksjon i kraftverk med god regulering, f. eks. Tyn kraftverk. Da kan det lønne seg å produsere, selv om spotprisene er lave.

Regulerkraftmarkedet (RKM) er satt opp slik at Statnett manuelt kan øke eller redusere produksjonen i driftssituasjonen for å unngå for store avvik i nettfrekvensen. Her legger

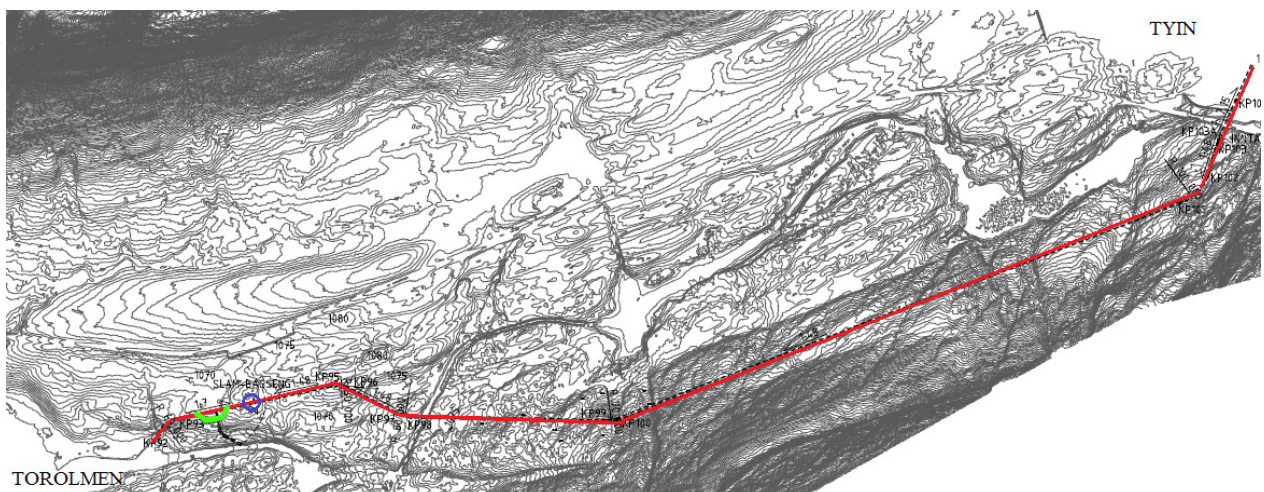
produsenter inn bud på opp- eller nedregulering av produksjonen. Budene som legges inn må ha varighet på minst en time og et kvantum på minst 25 MW (7), og Statnett ringer opp de produsentene som har det laveste budet når behovet melder seg.

## 2.4 Sammendrag av Norconsults mulighetsstudie

Norconsult har utført en mulighetsstudie for Norsk Hydro hvor det er utført produksjonsberegninger og kostnadsoverslag for alle delene av kraftverket for ulike tekniske løsninger. I følge Norconsults rapport er en Kaplan-turbin med kapasitet på 25 m<sup>3</sup>/s med en maksimal ytelse på 8,4 MW og årsproduksjon på 24,9 GWh den beste løsningen. Anbefalt plassering på kraftstasjonen er i fjell på kote 1040,6 i nærheten av utløpet på Torolmen. I denne rapporten er ikke en løsning med pumpe i systemet vurdert og det er heller ikke vurdert om systemet er systemdynamisk stabilt. Figur 2.4 viser turbinløsningen foreslått av Norconsult (1).



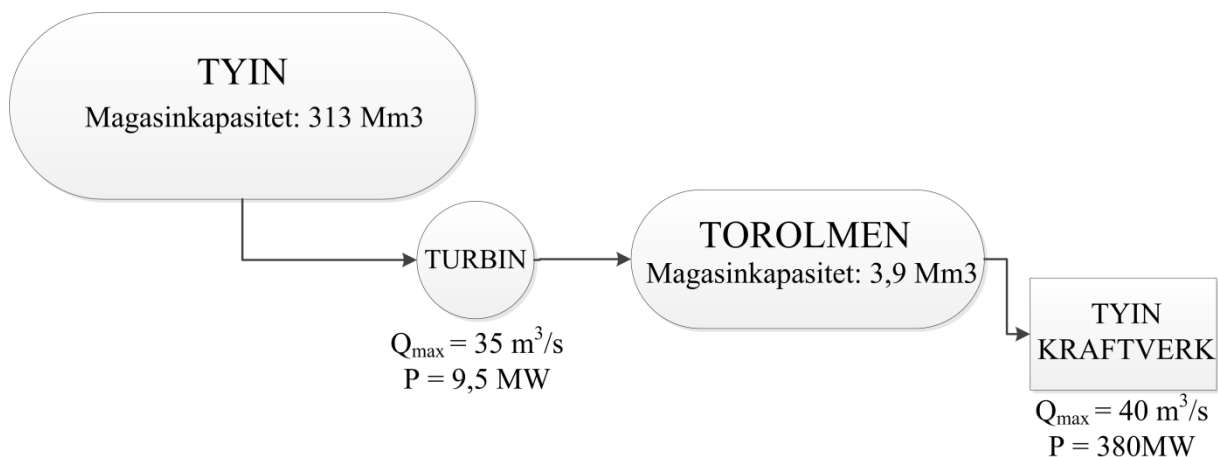
Figur 2.4: Snitt av turbinkonfigurasjonen fra Norconsults mulighetsstudie (1)



Figur 2.5: Oversikt over overføringstunnelen med Norconsults svingesjakt markert i blått og turbin med vannvei markert i grønt (1)

## 2.5 Sammendrag av prosjektoppgave

Prosjektoppgaven (8) omhandlet hovedsakelig valg av turbin type for kraftverket ved Torolmen. Produksjonsberegninger ble utført med og magasin- og vannføringsdata fra 2007 for seks ulike turbin størrelser og tre forskjellige virkningsgradskurver. Kostnadsgrunnlaget til NVE ble også brukt for å gjøre enkle kostnadsoverslag og nåverdiberegninger hvor hovedfokus var kostnadene som endrer seg mellom de ulike løsningene. Det ble også vurdert om det kunne lønne seg å installere to Kaplan-turbiner, siden det gir fordeler i forhold til vedlikehold og bredere driftsområde. Det viste seg at denne løsningen ga liten økning i total produksjon, samtidig som den ville være dyrere enn løsningen med én turbin. Konklusjonen i oppgaven ble at det bør installeres én Kaplan-turbin med en kapasitet på  $35 \text{ m}^3/\text{s}$ . Dette systemet brukes som utgangspunkt for resten av denne oppgaven, se Figur 2.6.



Figur 2.6: Diagram over systemet uten pumpe

## 2.6 Pumping

Bakgrunnen for at en vurderer en pumpe i systemet er hovedsaklig at Torolmen har relativt liten reguleringsmulighet, med en forskjell i LRV og HRV på kun tre meter og at det er mye uregulert tilsig under vårflommen. Tyin kraftverk må i perioder kjøre på ugunstige tidspunkt fordi det er for mye vann i Torolmen. Dette kan unngås hvis en har mulighet til å pumpe noe av vannet opp i Tyinsjøen og vente med å produsere til prisene er mer gunstige.

## 2.7 Systemdynamikk

I rapporten fra Norconsult er det tegnet opp en svingesjakt som kolliderer med en hytte i området. Dynamikken i systemet, om en skal bygge en svingesjakt, og plasseringen av svingesjakt i forhold til reguleringsstabilitet og trykkstøt i systemet skal vurderes.



## 3 Teori

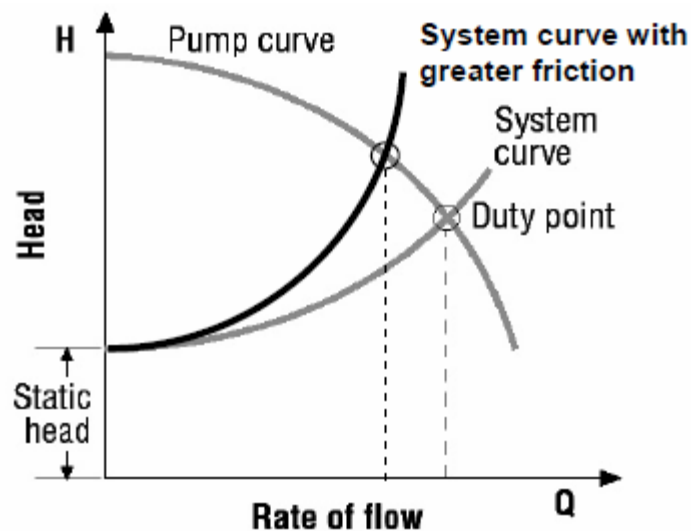
### 3.1 Pumper

#### 3.1.1 Generelt om pumper

Pumpene som brukes i et pumpekraftverk er som regel sentrifugalpumper. Dette er en radiell pumpe som leverer væsken radielt ut fra akslingen i motsetning til aksielle pumper som leverer væsken langs akselen (9).

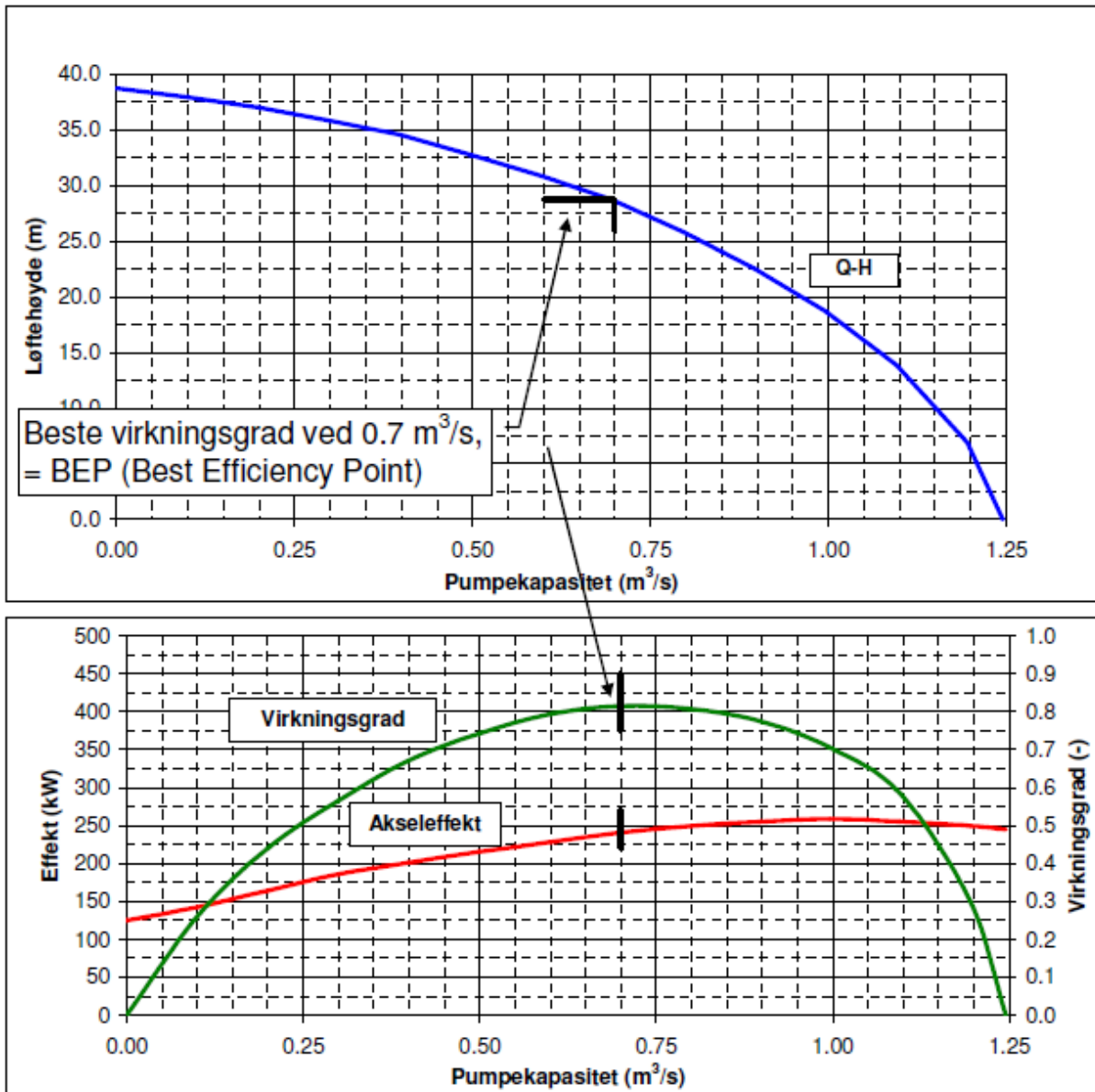
Slipp, friksjon og støt er viktige tapsfaktorer for en pumpe. Siden det er trykkforskjell mellom forside og bakside av skovlene vil en få en avbøyning av strømningslinjene som gir slipp. Det gir tap og reduserer løftehøyden. Støttapet kommer av at vannet raskt må skifte retning. Dette tapet er særlig stort når pumpen arbeider utenfor det optimale driftspunktet. Friksjonstapene får en blant annet på grunn av ruheten i overflaten til materialet. Dette tapet er proporsjonalt med kvadratet av strømningshastigheten. Pumpekarakteristikken viser løftehøyden til en pumpe som funksjon av vannføringen når disse tapene tas med i beregningen, se Figur 3.1.

Rørkarakteristikken, også kalt systemkarakteristikken, viser motstanden i systemet en skal pumpe i. Driftspunktet for pumpa ligger der rørkarakteristikken og pumpekarakteristikken krysser hverandre; det er da likevekt mellom trykket fra pumpa og mottrykket fra systemet (9).



Figur 3.1: Rørkarakteristikk og pumpekarakteristikk som funksjon av vannføring (10)

Eksempel på en virkningsgradskurve for pumper i forhold til dette punktet er gitt i Figur 3.2.

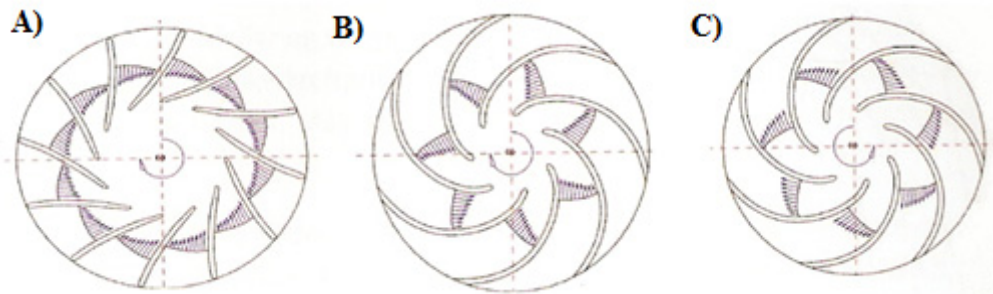


Figur 3.2: Virkningsgradskurve for pumpe i forhold til pumpekararakteristikken(11)

### 3.1.2 Reversible pumpeturbiner

En reversibel pumpeturbin er en maskin som fungerer som turbin i ene dreieretningen og pumpe i motsatt retning. Det vil si at generatoren også fungerer som motor for pumpe og turbinen blir pumpe når en reverser den. Denne typen system er ofte gunstige da en kan pumpe opp igjen vannet til det øvre magasinet og produsere kraft ved det tidspunktet som er mest økonomisk gunstig. Pumpekraft kan også brukes for å stabilisere nettet. (12)

En pumpe, pumpeturbin og Francisturbin ser relativt like ut siden de alle er radielle reaksjonsmaskiner. Forskjellen er avbøyningen på skovlene og at det er færre skovler på pumper og pumpeturbiner slik som Figur 3.3 viser. (13)



Figur 3.3: Hastighetsfordeling i roterende kanaler (13)

Her er A en Francisturbin, B en pumpeturbin og C en pumpe.

Falltapet i vannveien gjør at en ikke får samme trykkhøyde i pumpemodus og turbinmodus. For turbinen vil trykkhøyden være det statiske trykket fratrukket falltapet, mens en for pumpen vil legge til falltapet. Løpehjulet må dimensjoneres som et pumpehjul for at maskinen skal klare den høyere trykkhøyden i pumpemodus. Dette gjør at en reversibel pumpeturbin vil ha dårligere virkningsgrad både i pumpemodus og turbinmodus sammenlignet med separat turbin og pumpe. Et pumpekraftverk med pumpeturbin vil bli utsatt for stor belastning siden det er mye start og stopp av anlegget og utstyret kjøres i begge dreieretninger(14).

### 3.2 Variabelt omløpstall

Vanligvis er turtallet til en turbin en fast størrelse som er gitt av hvor mange polpar en har i generatoren og nettfrekvensen på 50 Hz.

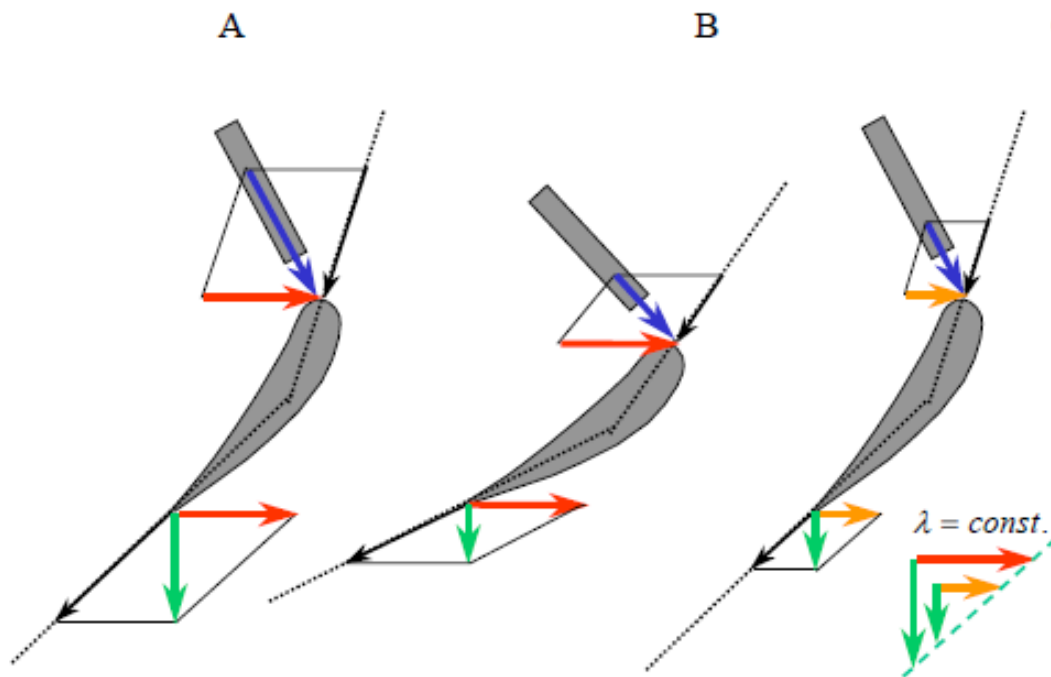
$$n = \frac{f \cdot 60}{N} [o/s] \quad (1)$$

Her er  $n$  omløpstall,  $N$  antall polpar og  $f$  nettfrekvensen.

En turbin med mulighet for variabelt omløpstall gir høyere effektivitet ved dellast og er gunstig ved stor variasjon av trykkhøyde og vannmengder (15).

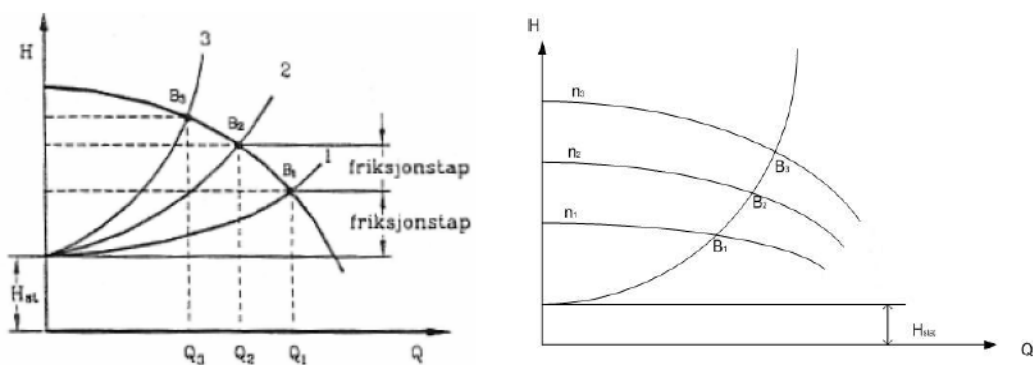
Noe av det som gjør at turbiner med mulighet for variabelt omløpstall mer effektive er at en tilpasser hastigheten på turbinen til hastigheten til vannet. Det gjør at en får hastighetsvektorer som treffer turbinbladet på en måte som er mer lik slik det er i bestpunktet. Figur A viser drift i bestpunktet, figur B viser drift med lavere vannhastighet men samme omløpstall, figur C er drift med samme vannhastighet som i B men med

tilpasset omløpstall. Siden vektorene i figur C stemmer bedre med bestpunktet vil også effektiviteten bli høyere (16).



Figur 3.4: Hastighetsvektor i forhold til turbinblad for tre ulike tilfeller (16)

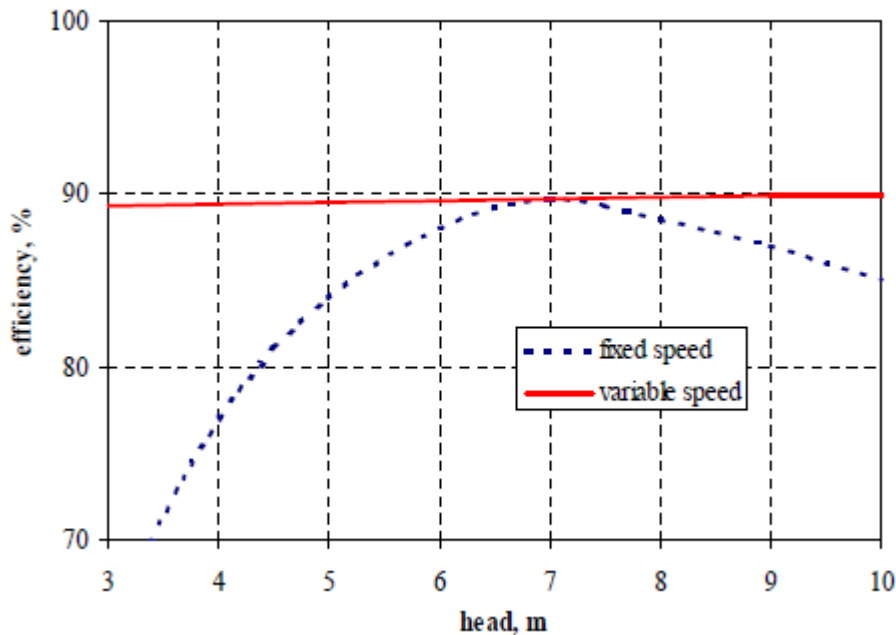
For en pumpe er alternativet til variabelt omløpstall bruk av en strupeventil for å regulere vannmengden, noe som gir tap og lavere effektivitet. Fra Figur 3.5 ser en at en strupeventil gir ekstra motstand i systemet slik at systemkarakteristikken endrer seg når vannmengden blir regulert. Ved å endre omløpstallet til pumpen, endres istedet pumpekarakteristikken. Det gir mindre tap og mer fleksibel regulering av pumpa. (15)



Figur 3.5: System og pumpekaraktistikk for pumpe med og uten variabelt omløpstall (17)



For å endre omløpstallet er en avhengig av en frekvensomformer. Dette ekstra leddet gjør at en får lavere totalvirkningsgrad for systemet i bestpunktet til turbinen eller pumpa. Utenfor bestpunktet blir tapene mindre med variabelt omløpstall, siden virkningsgraden med fast omløpshastighet da vil synke betraktelig (15). Figur 3.6 viser fordelene med variabel omløpshastighet når en har stor variasjon i trykkhøyde. Det er her sett bort i fra tapet i frekvensomformerer. Med mulighet for variabel omløpshastighet får en høy virkningsgrad for et bredere spekter av trykkhøyder enn en får med fast omløpshastighet.



Figur 3.6: Virkningsgrad som funksjon av trykkhøyde for turbin med og uten variabel omløpshastighet (16)

### 3.3 Tap i vannveien

Ved strømming i tunneler og rør vil strømmingen møte motstand langs veggen av tunnelen og en får et friksjonstap. For råsprenge tunneler kan en bruke Mannings formel for å beregne friksjonstapet (18):

$$h_f = \frac{L v^2}{M^2 R^{4/3}} [m] \quad (2)$$

hvor, R er hydraulisk radius, M er manningstallet, L er lengden på tunnelen og v er hastigheten på vannet. For tunneler som har tverrsnitt med form som en hestesko, kan R tilnærmes med (12):

$$R = 0,265 \times \sqrt{A} \quad (3)$$

som kan settes inn i ligning(2) så den blir:

$$h_f = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot 0,265^{4/3} \cdot A^{8/3}} [m] \quad (4)$$

For enkeltelementer i vannveien som for eksempel luker, varegrinder osv. kan ligning(5) brukes:

$$\Delta h_f = k_i \frac{v^2}{2g} \quad (5)$$

Her er  $k_i$  tapskoeffisienter for de ulike elementene (18).

### 3.4 Lønnsomhetsvurderinger for pumper

Som tidligere nevnt vil trykkhøyden være større for en pumpe enn en turbin for det samme systemet. Det betyr at en bruker mer energi på å pumpe en viss mengde vann opp enn en produserer når en kjører den samme vannmengden gjennom turbinen. Det gjør at en er avhengig av en viss prisforskjell når en pumper i forhold til når en kjører turbinen. Dette kravet er utledet i Arild Høydals prosjektoppgave og vist i ligning (6). (19)

$$\frac{p_t}{p_p} > \frac{1 + \frac{h_f}{H}}{\eta_p \eta_t (1 - \frac{h_f}{H})} \quad (6)$$

Her er  $p_t$  pris i turbinmodus,  $p_p$  pris i pumpemodus,  $\eta_t$  virkningsgrad i turbinmodus og  $\eta_p$  virkningsgrad i pumpemodus. Dette er en formel en kan bruke for et tradisjonelt pumpekraftverk for å sørge for at en tjener penger på vannet en pumper opp.

Optimering i forhold til inntekt for et vannkraftsystem kan skrives som:

$$\max I = \sum_{k=1}^{\infty} q_k p_k \quad (7)$$

$$q_k \leq q_{max} \quad (8)$$

$$q_k \leq x_k + v_k^r + v_k^u - x_{min} \quad (9)$$

$$x_{k+1} = \min(x_{max}, x_k + v_k^r - \max(q_k - v_k^u, 0)) \quad (10)$$

$I$	Inntekt
$K$	Tidsindeks
$q_k$	Produksjons i tidssteg $k$
$p_k$	Pris i tidssteg $k$
$x_k$	Magasinnivå i slutten av tidssteg $k$
$x_{\max}$	Maksimalt magasinnivå
$x_{\min}$	Minimalt magasinnivå
$v_k^r$	Regulert tilsig i tidssteg $k$
$v_k^u$	Uregulert tilsig i tidssteg $k$
$q_{\max}$	Maksimal produksjonskapasitet

Dette er en forenkling av formuleringen gitt i (20).

Her er alle størrelsene med unntak av inntekt og pris målt i energienheter. Målfunksjonen er inntekten for systemet og magasinnivået og produksjonen er frie variable med restriksjonene som er gitt. Det er antatt konstant virkningsgrad i produksjonen.

Produksjonen er begrenset av kapasiteten til maskinene og av tilgangen på vann når magasinnivået er lavt. Magasinnivået er magasinnivået for forrige periode pluss tilsig minus produksjon. Magasinnivået kan ikke overskride det maksimale nivået. I praksis vil alltid det uregulerte tilsiget bli brukt hvis prisen er positiv siden alternativet vil være å la det gå til spille.

### 3.5 Nåverdiberegninger

Ved nåverdiberegninger tar en hensyn til både tidsverdien av penger (risikofri rente) og økende risiko for inntekter som ligger langt ute i tid. Nåverdier gjør fremtidige kostnader og inntekter sammenlignbare med kostnader og inntekter i dag. En positiv netto nåverdi viser at prosjektet er lønnsomt, og jo høyere nåverdien er, jo bedre er prosjektet.

Diskonteringsrenten velges ut fra risikoen til prosjektet. Hvis det er et prosjekt hvor en mener en har et stabilt inntektsgrunnlag kan diskonteringsrenten settes lavere enn om det er et prosjekt med høy risiko og usikkerhet i fremtiden. Netto nåverdi kan uttrykkes som (21):

$$NPV = -I + \sum_{i=0}^n \frac{CF}{(1+r)^i} \quad (11)$$

NPV (Net Present Value) er nåverdien,  $I$  er investeringskostnaden,  $CF$  er årlig inntekt,  $r$  er diskonteringsrenten og  $n$  er levetiden til prosjektet. Hvis en antar at kontantstrømmen  $CF$  er konstant over alle årene så kan en skrive denne formelen som:

$$NPV = -I + \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} CF \quad (12)$$

### 3.6 Systemdynamikk

Det er to forhold som er spesielt viktige når en snakker om dynamikken i et vannkraftsystem; reguleringen av effekten som produseres i forhold til effektbehovet på nettet, og store lastendringer som kan gi for høyt trykk foran turbinen.

#### 3.6.1 Reguleringsstabilitet

For å undersøke om en svingesjakt er nødvendig i systemet kan en finne tilløpstiden til vannmassene,  $T_w$ .

$$T_w = \frac{Q}{gH} \sum \frac{L}{A} \text{ [s]} \quad (13)$$

Denne tidskonstanten er definert som:

*”Tiden det tar å akselerere vannmassene fra nærmeste frie overflate oppstrøms turbin til nærmeste frie overflate nedstrøms turbinen fra 0 til  $Q$  under påvirkning av fallhøyden  $H$ .” (22)*

Denne tidskonstanten beskriver hvor stor treghet det er i vannmassene som blir regulert. Hvis  $T_w$  er stor betyr det at de tar lang tid før vannmassene lar seg stoppe. Dette kan føre til trykkvariasjoner i systemet som kan gjøre at reguleringen virker mot sin hensikt. Et eksempel på det er at en reduserer vannføringen i et system for å senke effekten som går ut på nettet. Hvis  $T_w$  er stor får en store retardasjonskrefter i systemet som fører til en trykkøkning og dermed også en økning av effekten. Hvis  $T_w$  er mye større enn én bør en innføre en svingesjakt eller et luftputekammer for å korte ned vannstrengen (22).

Tidskonstanten  $T_a$  er svingmassenes akselerasjonstid og er definert som:

*”Den tid det tar å akselerere turbin og generator fra vinkelhastighet 0 til  $\omega$  under påvirkning av fullastmoment.” (22)*

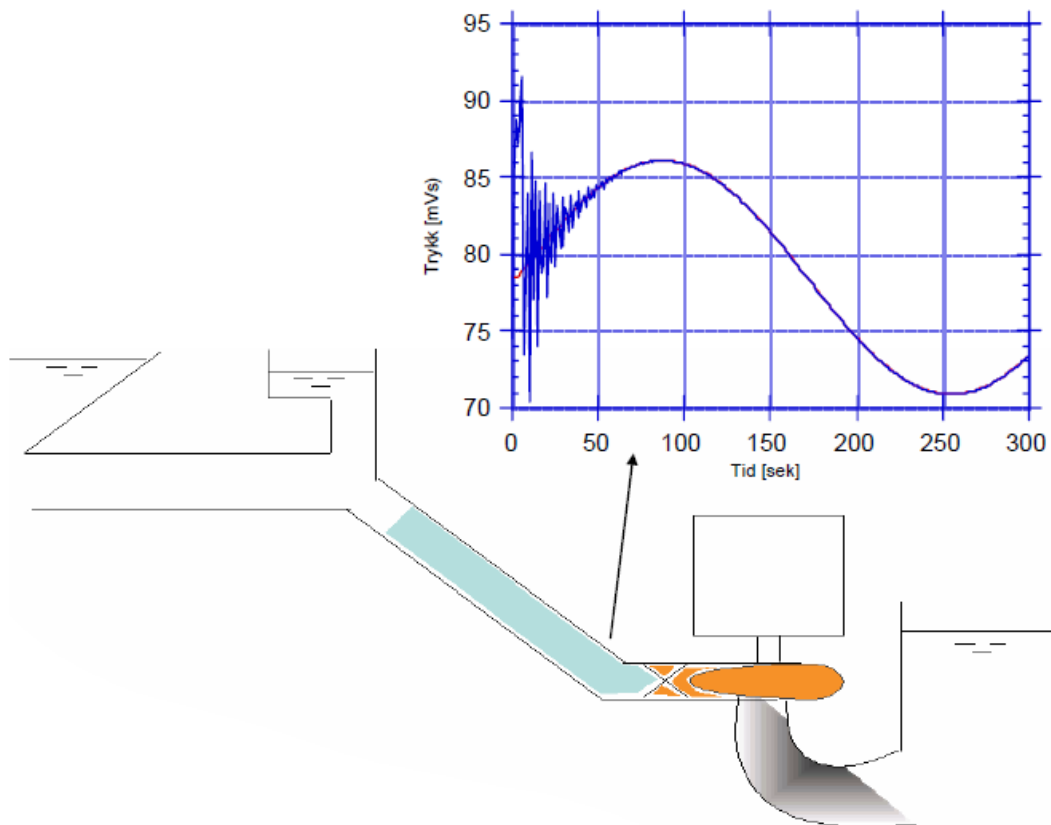
Det tar tid å akselerere generator og turbinhjul, noe som er med på å stabilisere systemet siden regulatoren får tid til å reagere på det som skjer. En økning av denne tidskonstanten er det samme som å minke forsterkningen i systemet. Forsterkningen bestemmer hvor sterk reaksjon reguleringsystemet skal ha på en input det får. Hvis forsterkningen i systemet er for stor kan dette føre til ustabilitet.

En tyngre generator betyr større  $T_a$  siden det tar lengre tid å akselerere tyngre masse. En ønsker derimot ikke en for høy verdi for  $T_a$ , og for større aggregater ligger  $T_a$  på rundt 5-7 sekunder. Forholdet mellom svingmassenes akselerasjonstid og vannmassenes tilløpsti bør være større enn 6 (22).

$$\frac{T_a}{T_w} \geq 6 \quad (14)$$

### 3.6.2 Trykkøkning foran turbinen

Forholdet mellom lengde på vannstrengen fra turbinen til nærmeste frie vannspeil oppstrøms turbinen og arealet på dette vannspeilet er ekvivalent med vannmassene som må bremses opp. En svingesjakt reduserer lengden på vannstrengen og dermed dette forholdet.



Figur 3.7: Illustrasjon av trykkøkning ved turbinavslag (23)

Refleksjonstiden i et vannkraftsystem er definert som:

$$T_R = \frac{2L}{a} \quad (15)$$

hvor  $a$  er lydshastigheten i vann og  $L$  er avstanden fra turbinen til nærmeste frie overflate oppstrøms turbinen.

Når trykksjakt i et vannkraftsystem er lang vil refleksjonstiden være i størrelsesorden med lukketiden,  $T_L$ . Da må de elastiske effektene inkluderes i modellen.

Overlagsmessig brukes disse formlene for å beregne trykkøkningen foran turbinen(23):

$$\Delta H = \frac{a \Delta v}{g} \quad \text{når } T_L \leq \frac{2L}{a} \quad (16)$$

$$\Delta H = 2 \frac{L \Delta Q}{gA T_L} \quad \text{når } T_L > \frac{2L}{a} \quad (17)$$

$$\Delta H = \frac{L \Delta Q}{gA T_L} \quad \text{når } T_L \gg \frac{2L}{a} \quad (18)$$

For å finne maksimalt trykk foran turbinen legges verdien av U-rørsvingningen ved  $t = T_L$  sammen med trykkøkningen foran turbinen ved avslag.

Ved brå avstenging som for eksempel ved at nettet faller ut er en nødt til å ha et system som sikrer at en ikke får alvorlige trykkstøt som kan skade anlegget. Trykkstøtet kan minkes ved at en reduserer vannmengden som skal bremses opp eller at en utfører endringen av volumstrøm over lengre tid ved for eksempel å øke lukketiden til turbinen. Samtidig må en sørge for at ikke lukketiden er for lang da det kan føre til rusing av turbinen siden turbinen mister motstand samtidig som vannet fortsetter å strømme gjennom.

### 3.6.3 Sjaktsvingninger

Med en svingesjakt i systemet får en U-rørsvingninger mellom magasin og svingesjakt når pådraget til turbinen endres. Det er fordi magasinet og svingesjakt danner et masse-fjær system. En må da passe på er at en ikke får ustabile U-rørsvingninger som kan gi luft i systemet eller overflom i svingesjaktet.

Ved U-rørsvingninger for svingesjakten kan en se bort fra de elastiske egenskapene til vannet og behandle vannstrengen som stiv (22). For å unngå ustabile U-rørsvingninger

dimensjoneres sjakta slik at vannspeilarealet er større en Thoma-tverrsnittet som kan finnes ved hjelp av ligning(19):

$$A_{th} \approx 0,0085 \frac{M^2 A_T^{5/3}}{H_0} \quad (19)$$

$A_T$  er arealet på tunnelen mellom magasin og svingesjakt.

For å ha en sikkerhetsmargin dimensjoneres ofte sjakta slik at

$$A_S \geq 1,5A_{th} \quad (20)$$

Hvis en har flere U-rørsvingninger i systemet må en også kontrollere at svingningene ikke har samme frekvens siden en da kan få resonans.

For å finne overslagsmessig opp- og nedsving i svingesjakten kan ligning(21) brukes.

$$\Delta z = \Delta Q \sqrt{\frac{L/A_T}{gA_S}} [m] \quad (21)$$

Her er  $A_T$  er arealet i tunnelen mellom svingesjakten og turbinen og  $A_S$  er arealet på det frie vannspeilet i svingesjakten.

Egenfrekvensen,  $\omega$  og perioden for u-rørsvingning mellom magasin og sjakt,  $T$  kan finnes ved hjelp av disse ligningene:

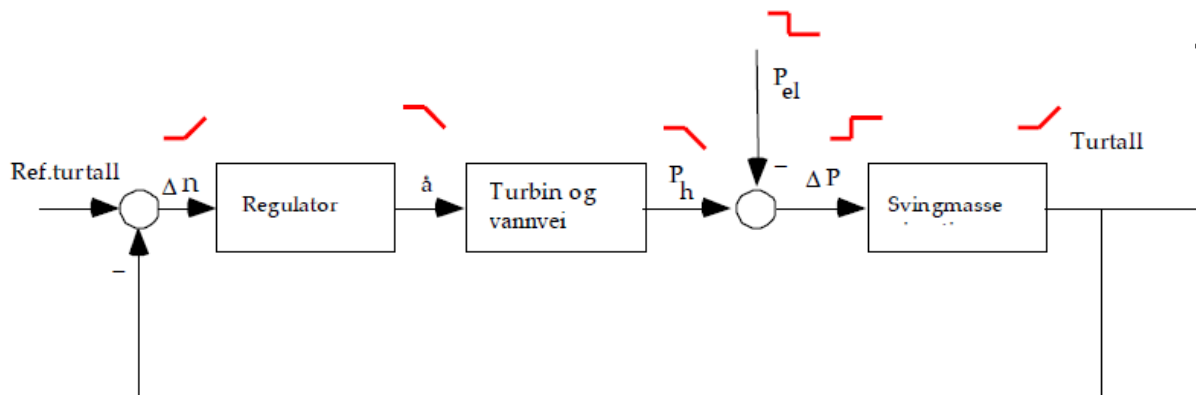
$$\omega = \sqrt{\frac{g}{A_S L/A_T}} [1/s] \quad (22)$$

$$T = \frac{2\pi}{\omega} [s] \quad (23)$$

### 3.6.4 Frekvensanalyse

Hovedformålet med en frekvensanalyse er å undersøke systemets respons når en påtrykker forstyrrelser ved ulike frekvenser. En kan da se om systemets respons blir udempet eller dempet. For å få systemet over i frekvensplanet må en først linearisere differensiallikningene som beskriver systemet i tidsplanet rundt et arbeidspunkt. Deretter

Laplace-transformerer en disse likningene for å få transferfunksjonen til systemet i frekvensplanet. Transferfunksjonene kan settes sammen til et blokkdiagram som beskriver systemet i frekvensplanet. Blokkdiagrammet for et vannkraftsystem er vist i Figur 3.8.



Figur 3.8: Blokkdiagram for et vannkraftsystem (23)

Svingmasse er i hovedsak generatoren. Hvis effektbehovet på nettet,  $P_{el}$ , avviker fra den leverte hydrauliske effekten,  $P_h$  så vil  $\Delta P$  være ulik 0. Hvis det som i figuren over leveres mer enn det behovet tilsier så vil det bli et effektoverskudd  $\Delta P$ . Dette overskuddet går med til å akslerere svingmassene og turtallet går opp. Dette vil gjøre at turtallet avviker fra referanseturtallet med  $\Delta n$  slik at regulatoren sørger for å lukke ledeapparatet for å få dette avviket mot null.

Nyquists stabilitetskriterium brukes for å vurdere om systemet er absolutt stabilt:

$$\angle h(j\omega) > -180^\circ \text{ når } |h(j\omega)| < 1, \text{ der } 1 = 0\text{dB}, \quad (24)$$

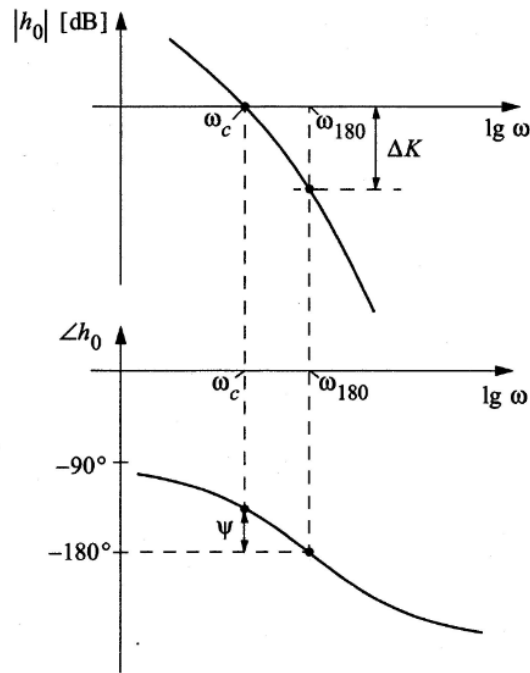
hvor vinkel  $h(j\omega)$  er systemets frekvensrespons og  $|h(j\omega)|$  er amplitudeforholdet

For å være sikker på at systemet er stabilt brukes ofte kriteriene

$$\psi > 45^\circ \text{ og } \Delta k > 2 = 6 \text{ dB} \quad (25)$$

Hvor  $\Psi$  er fasemarginen og  $\Delta k$  er forsterkningsmarginen. Fasemarginen er avstand mellom frekvenskurven og -180 grader ved kryssfrekvensen  $\omega_c$ . Den sier noe om hvor mye ekstra negativ fasedreining som tåles før systemet blir ustabil. Forsterkningsmarginen er hvor mye en kan øke forsterkningen med før systemet blir ustabil der fasekurven krysser -180 grader, altså avstanden mellom amplitudekurven og 0 dB ved  $\omega_{180}$ . Disse størrelsene er vist i Figur 3.9.





Figur 3.9: Bode-diagram med forsterknings- og fasemargin (24)

Kravet i ligning(25) blir ofte brukt i reguleringsteknisk sammenheng, men for vannkraftsystemer brukes ofte kravet om at fasemarginen skal være større enn 30 grader og forsterkningsmarginen større enn -3 til -4 dB (25).

For å forbedre stabiliteten så kan en enten endre på tidskonstantene i eller endre forsterkningen. Fra Figur 3.9 ser en at en ved å øke forsterkningen minker fase- og forsterkningsmarginen fordi en flytter amplitudekurven oppover. Systemet blir raskere men også mindre stabilt. Den beste måten å bedre stabiliteten på er derfor å endre på tidskonstantene ved for eksempel å innføre svingesjakt i systemet eller velge generator og regulator med passende parametre.

For å finne regulatorparametre brukes ofte Steins empiriske formler som et utgangspunkt (22):

$$b_t = 2,6 \frac{T_w}{T_a} \quad (26)$$

For en PID – regulator:

$$T_d = 3T_w \quad (27)$$

Her er  $b_t$  regulatorens transientstatikk og  $T_d$  regulatorens integraltid.



## 4 Beregningsgrunnlag

Data som er brukt i oppgaven har oppløsning på en time og er for årene 2006 - 2011.

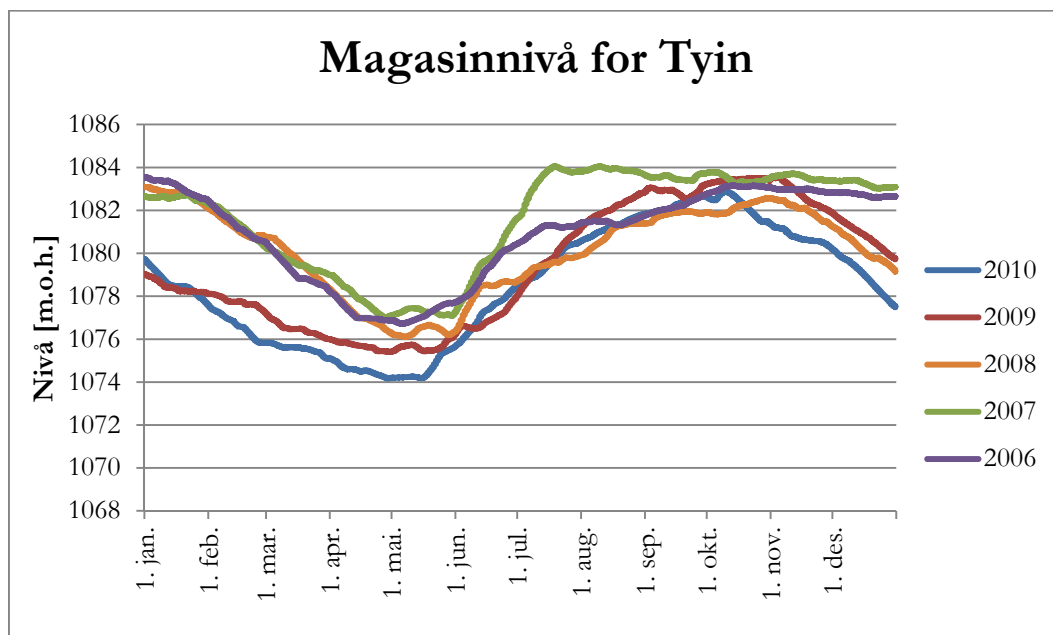
Disse er:

- Nivå og luketapping for Tyinsjøen
- Spotpriser for prisområdet
- Produksjon i Tyin i MW

I tillegg til dette er døgnmidlede verdier for vannforbruket i m<sup>3</sup>/s i Tyin brukt.

For å finne kostnader for pumpen er kostnadsgrunnlaget til NVE brukt.

Magasinnivå for Tyinsjøen er vist i Figur 4.1. Disse nivåene er basis for beregningen av pumpet vannmengde for de forskjellige årene.



Figur 4.1: Magasinnivå for Tyin



## 5 Analyse av pumping i systemet

Dette er ikke et klassisk pumpekraftverk hvor nettoinntekten er differansen mellom kostnadene når en pumper ved lave priser og inntektene når en produserer det samme vannet ved høye priser. Hensikten her er å øke reguleringsgraden i tilsiget og dermed fleksibiliteten i bruken av Tyin kraftverk ved å kunne pumpe hele eller deler av det tilsiget som kommer til Torolmen opp i Tyinsjøen. I dag må man kjøre Tyin kraftverk hvis Torolmen går full, selv om prisen er lav. En har en viss reguleringsmulighet på døgnbasis, slik at en kan kjøre på dagen når prisene er høyere og stanse maskinene på natten når prisene ofte er lavere. Det en mangler, er mulighet til å utsette produksjonen i noen uker eller måneder. En pumpe vil dermed gi økt fleksibilitet i produksjonsplanleggingen.

Hvis vannverdien<sup>1</sup> er høyere enn markedsprisen, er det et signal om at en bør spare vannet til markedsprisene blir høyere. Dette har en mulighet til å gjøre med en pumpe mellom Tyin og Torolmen. En pumpe kan også gjøre det enklere å stabilisere vannstanden i Torolmen visse deler av året, noe som er ønskelig i forhold til at Torolmen ligger i et fritidsområde.

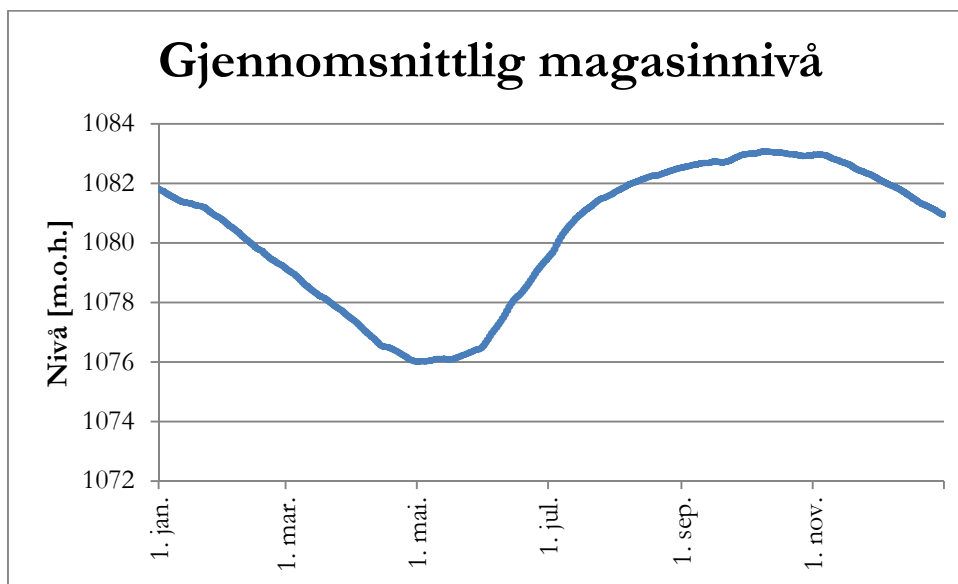
Noe som kan redusere behovet for pumping i systemet og dermed påvirke dimensjoneringen, er at en får inntekter ved å la Tyin være roterende reserve. Dette betyr at en kan få gode inntekter når en kjører i denne perioden, selv om prisene er lave. Det er usikkert hvordan kraftprisene vil utvikle seg. En kan dessuten fortsatt bruke Tyin som roterende reserve selv om det er en pumpe i systemet, og velge hva en gjør i forhold til prisene på det tidspunktet. Det er også mulig å pumpe deler av tilsiget og kjøre resten gjennom Tyin.

For denne oppgaven har ikke måledata for lokaltilsiget og heller ikke nivådata for Torolmen vært tilgjengelig. Differansen mellom produksjonen i Tyin og tappingen fra Tyinsjøen er derfor brukt som en tilnærming. Denne differansen blir et overslag på hvor mye vann som kommer inn til Torolmen uten å ha gått om Tyinsjøen. Dette er vannet som en kan ønske å pumpe opp i Tyinsjøen.

Pumping er bare aktuelt fra snøsmeltingen starter i begynnelsen av mai og så lenge lokaltilsiget varer om høsten. Pumping er dessuten lite aktuelt når Tyinsjøen er nesten full eller nokså sikkert kommer til å fylles om kort tid, se Figur 5.1. Magasinnivået varierer imidlertid mye fra år til år. Verdien av pumping vil være ekstra stor om våren når magasinet er sterkt nedtappet og markedet forventer høye priser over sommeren eller hvis markedsprisen kollapser i flomsituasjoner.

---

<sup>1</sup> Nettoverdien av å beholde en ekstra kWh-ekvivalent i magasinet fremfor å tappe den ut umiddelbart (32)



Figur 5.1: Gjennomsnittlig magasinnivå for Tyin for 2005-2010

Den viktigste begrensningen på hvor lenge en kan pumpe er størrelsen av ubrukt magasinkapasitet i Tyin. En stor pumpe vil fylle opp magasinet fort, mens en liten tar unna mindre vann fra Torolmen. En er da avhengig av å kjøre Tyin kraftverk for at Torolmen ikke skal fylle seg opp. Når magasinet i Tyinsjøen er nesten fullt, vil pumpen være lite nyttig, siden en da har mistet mye av fleksibiliteten i forhold til kjøring og prisen i markedet. En må derfor slutte å pumpe før magasinet er fullt slik at en har en viss margin.

Pumping av vann opp i Tyinsjøen vil i praksis føre til at magasinet blir fortere fullt enn vanlig. Det vannet en har pumpet opp må brukes i perioden før magasinet ville vært fullt uten kjøring, ved gunstigst mulig pris.

I et vanlig pumpekraftverk er det verdiøkningen av dvannet en pumper som er lønnsomhetsgrunnlaget. For en pumpe ved Torolmen kraftverk gjelder verdiøkningen en fallhøyde som er over 30 ganger større enn pumpehøyden. I overslagsberegningene av lønnsomheten er det derfor sett bort fra pumpekostnadene og inntektene fra pumpet vann i Torolmen kraftverk. En ser deretter om verdiøkningen i Tyin kraftverk dekker kapitalkostnadene til pumpen. Investeringen kan tjenes inn selv med en liten prisdifferanse mellom tidspunktet en vanligvis kjører det vannet en har pumpet opp i Tyin og tidspunktet en velger å kjøre Tyin på.

## 6 Tekniske løsninger

### 6.1 Valg av pumpe-turbin løsning

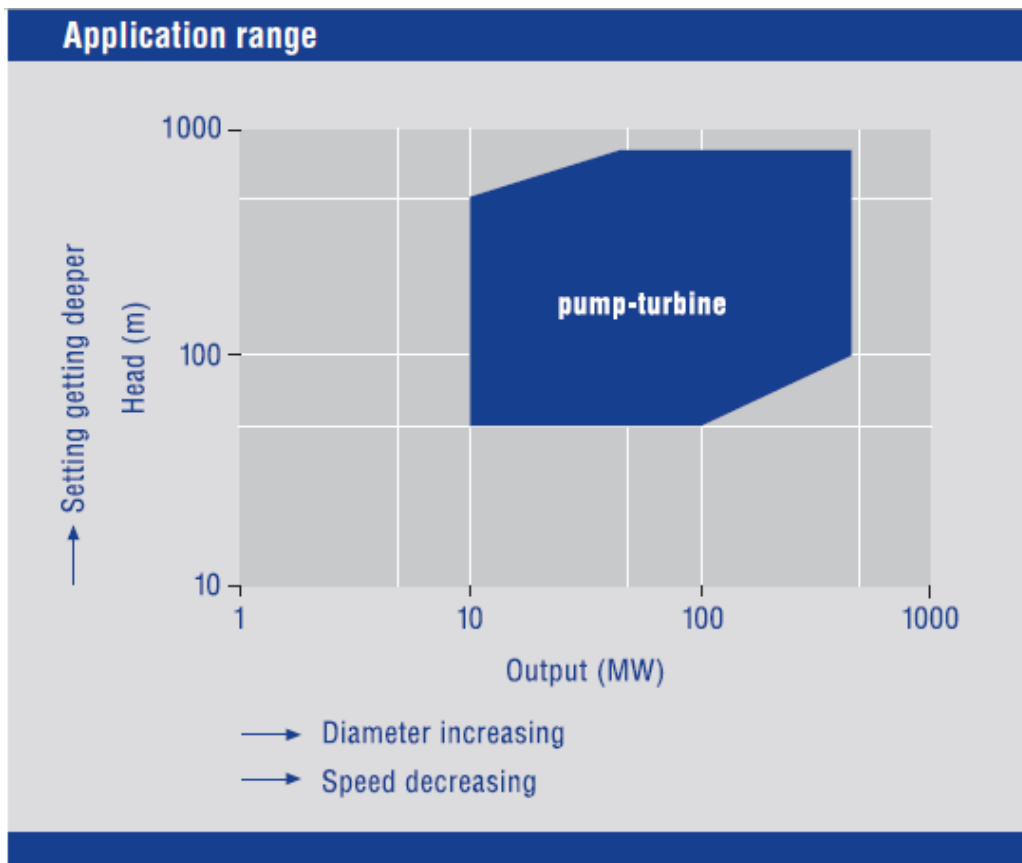
#### 6.1.1 Alternativ A: Reversibel pumpeturbin

Det mest opplagte alternativet er å installere en reversibel pumpeturbin som kan installeres der en kun har vurdert en turbinløsning tidligere. Dette er den enkleste løsningen i forhold til det byggetekniske i anlegget. En har to utfordringer med denne løsningen. Før det første er de mengdene som skal produseres jevnt over mye større enn de som skal pumpes. Det generelle problemet med lav virkningsgrad utenom optimalpunktet blir da større enn vanlig. En pumpeturbin må dimensjoneres slik at pumpen klarer å pumpe ved den trykkhøyden som er nødvendig. Prioriteten for dette kraftverket er produksjonsdelen og det er derfor lite gunstig å sitte igjen med en løsning med dårlig virkningsgrad for turbinen.

Hvis en velger en pumpeturbin med variabelt turtall kan en spare mye energi på pumpesiden og få et bredere område med høy virkningsgrad. Pumpeturbiner er ofte en Francisturbin som kan reverseres. Francisturbiner takler variasjoner i fallhøyde dårligere enn Kaplan-turbiner, men hvis en har mulighet for variabelt turtall vil dette kunne bli bedre.

Hvis en skal ha en maskin med mulighet for variabelt turtall er en også avhengig av en frekvensomformer som vil gi ekstra kostnader. Frekvensomformere har blitt rimeligere de siste årene, men dette anlegget ligger utenfor den størrelsen på frekvensomformere som leveres som standard hyllevare. Det kan gå ut over både investeringskostnader, driftsstabilitet og vedlikeholdskostnadene. I andre land er turtallsregulering ofte brukt for hurtig regulering av nettstabilitetshensyn i pumpedrift, men det er ikke vanlig i Norge og vil heller ikke ha den samme verdien her. (26)

Dette anlegget befinner seg utenfor det generelle bruksområdet for pumpeturbiner, se Figur 6.1. Vanlige pumpekraftverk har ofte 300-400 meter fallhøyde og en størrelse på 50-400 MW. Dette gjør at en reversibel pumpeturbin for dette tilfellet vil måtte være en skreddersydd spesialleveranse med høye kostnader, samtidig som en får en turbin med dårlig virkningsgrad (26).



Figur 6.1: Bruksområde for reversible pumpeturbiner (27)

### 6.1.2 Alternativ B: Pumpe og turbin separat

Det neste alternativet er separat turbin og pumpe slik at de kan optimaliseres hver for seg. Totalkostnaden for dette alternativet er trolig høyere enn for en reversibel turbin. Det kan være gunstig med en frekvensomformer og mulighet for variabelt turtall for pumpen og/eller turbinen i dette tilfellet også. For mindre pumper er variabelt turtall nærmest standard, men for pumper i denne størrelsesordenen er det mindre vanlig.

Hvis en har mulighet til å regulere turtallet, kan en Francisturbin igjen være en aktuell turbintype. Det vil derimot ikke være noen stor gevinst prismessig på å installere Francis med turtallsregulering i forhold til en dobbeltregulert Kaplanturbin. Kaplanturbiner er ofte veldig store, men en Francisturbin for de samme forholdene er ikke nødvendigvis noe mindre (26). Alternativet her vil derfor være en installasjon som beskrevet fra prosjektoppgaven med en separat pumpe.

### 6.1.3 Alternativ C: Turbin og pumpeturbin

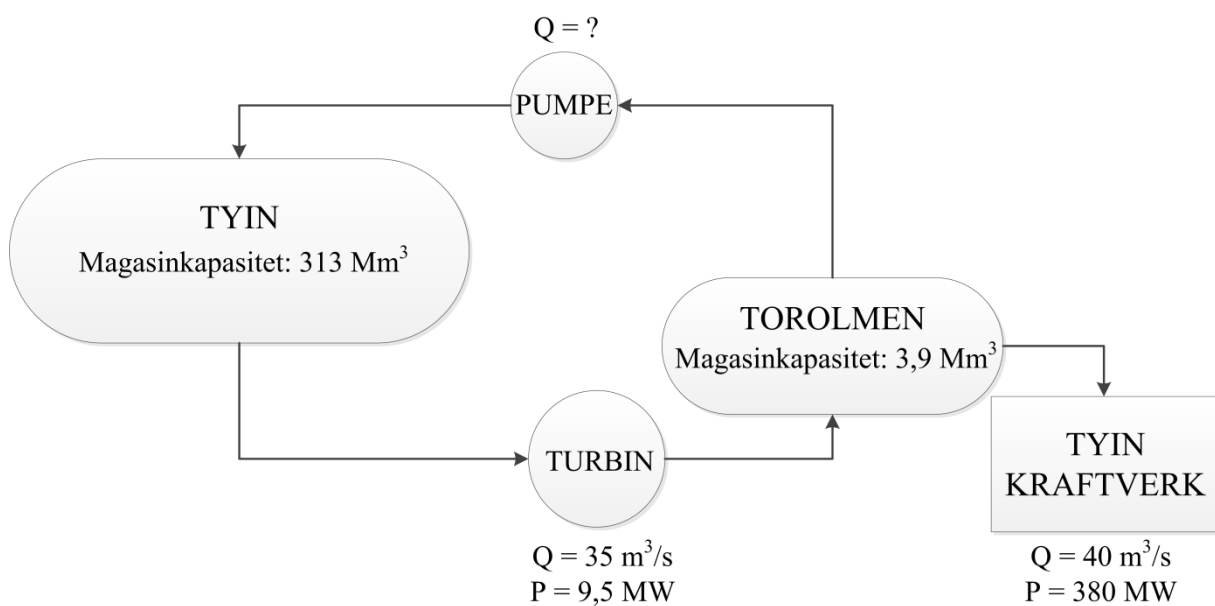
Et tredje alternativ er å installere en kombinasjon av en turbin og en reversibel pumpeturbin for å øke mengden energi en kan produsere. Dette alternativet vil nok være det dyreste siden en pumpeturbin er vesentlig dyrere enn en ren pumpe. Det en da må vurdere er om den ekstra produksjonen er verdt den ekstra kostnaden en får. Dette



alternativet er nok det minst aktuelle siden en pumpeturbin i dette tilfellet vil måtte være enda mindre enn om en kun hadde én pumpeturbin. Det vil nok være vanskelig å få tak i leveranse, samtidig som totalkostnaden kan bli svært høy.

#### 6.1.4 Valg av alternativ

Av alternativ A, B og C er det alternativ B som er mest aktuelt for dette kraftverket. Den eventuelle pumpe løsningen vil da være en utvidelse av det tidligere foreslåtte kraftverket fra prosjektoppgaven, se (8) for nærmere informasjon. Turbinen vil ha kapasitet på 35 m<sup>3</sup>/s og pumpen installeres i forbindelse med kraftverket som er tegnet opp i Norconsults mulighetsstudie. Nærmere plassering av pumpen og andre tekniske detaljer i forbindelse med dette vil ikke bli diskutert videre.

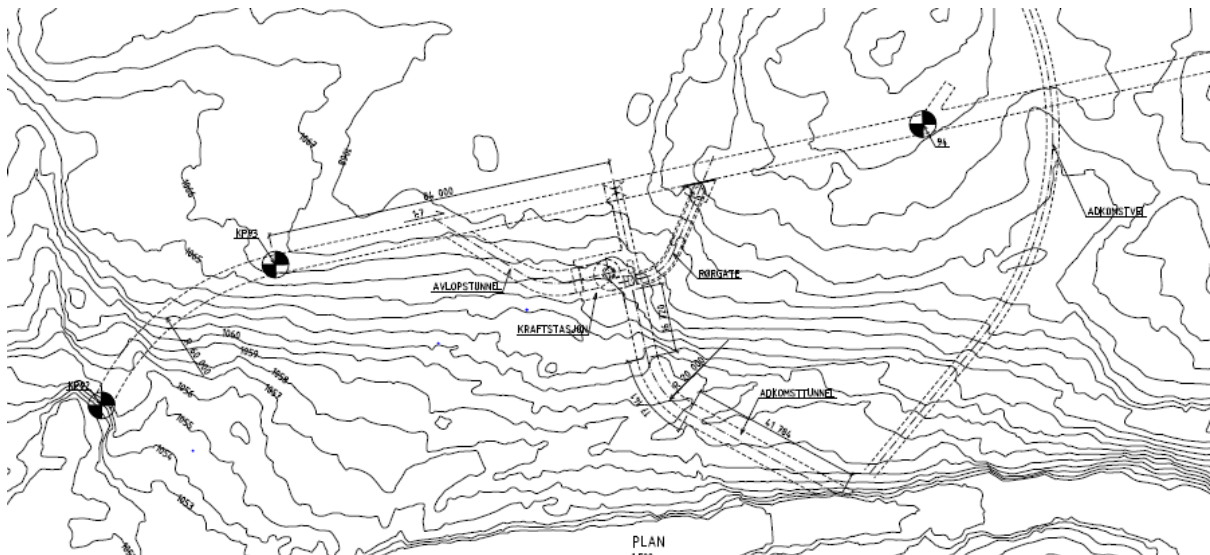


Figur 6.2: Diagram over systemet med pumpe

## 6.2 Plassering av svingesjakt

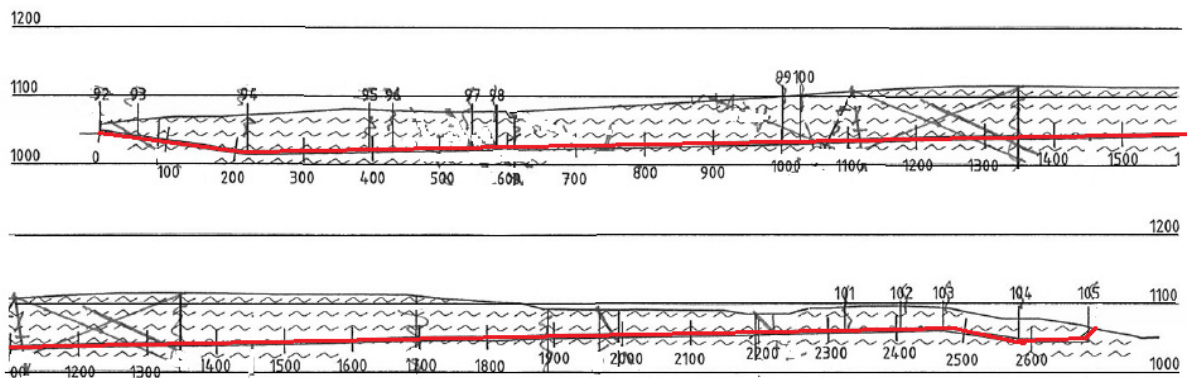
Plasseringen av svingesjakten må vurderes på nytt, blant annet fordi plasseringen kolliderer med en hytte i området og usikkerhet på om det er tilstrekkelig overdekning der den er plassert i følge Norconsults rapport. Svingesjakten er plassert ca 60 meter oppstrøms fra der turbinen kobles på overføringstunnelen i denne rapporten.

En kan vurdere å flytte hele kraftverket nærmere Tyinsjøen. Da vil en unngå hyttefeltet helt og kan plassere svingesjakten der det er mest gunstig i forhold til den dynamiske stabiliteten. Adkomsttunnelen blir imidlertid lengre og dyrere.



**Figur 6.3: Plantegning av kraftverket med svingesjakt (1)**

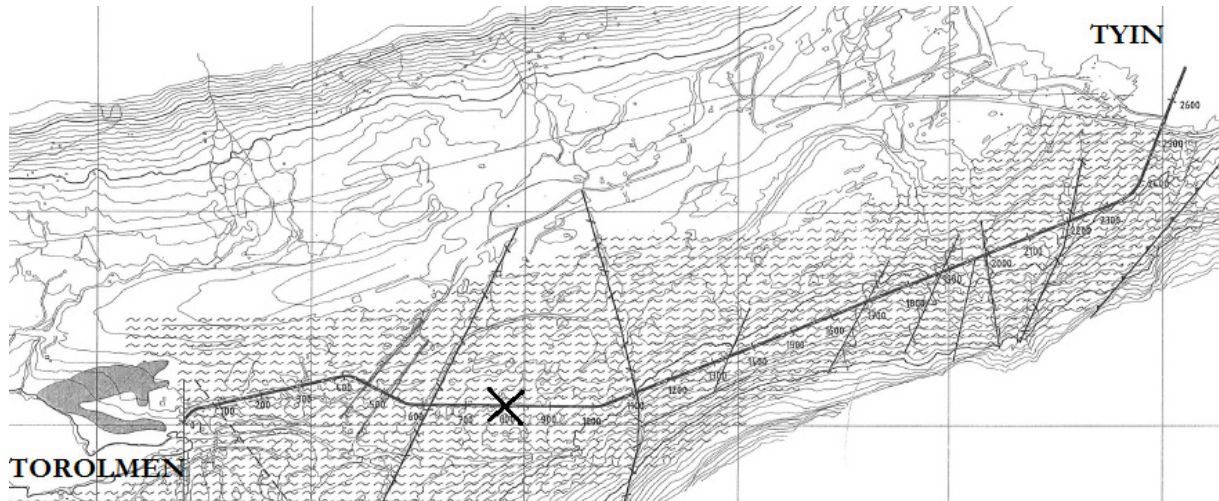
Hvis en plasserer kraftverket lenger oppstrøms, vil vannstrengen etter kraftverket bli lengre og  $T_w$  øker. En må passe på at turbinsenter ikke ligger over kote 1050 fordi det da vil ligge over undervannet. Hvis vannstrengen nedstrøms turbinen blir for lang blir det behov for en svingesjakt her også. Begrensningen i forhold til dykking av turbinen gjør at en ikke får plassert kraftverket så langt opp at en unngår svingesjakt oppstrøms av turbinen. En ender da opp med to svingesjakter i systemet, noe en helst vil unngå av kostnadmessige årsaker. Det kan derfor være en fordel å plassere kraftverket omtrent der det er tegnet opp, men svingesjakten må flyttes.



**Figur 6.4: Tverrsnitt av overføringstunnelen (1)**

En er avhengig av å ha overdekning til samme kote som magasinnivået er på for å unngå at vannet skal strømme over. Overdekningen for Norconsults plassering er for liten. En alternativ plassering av svingesjakten er ca 600 meter oppstrøms fra der innløpsrøret til turbinen kobler seg på overføringstunnelen. Her har en tilstrekkelig overdekning og dykking.

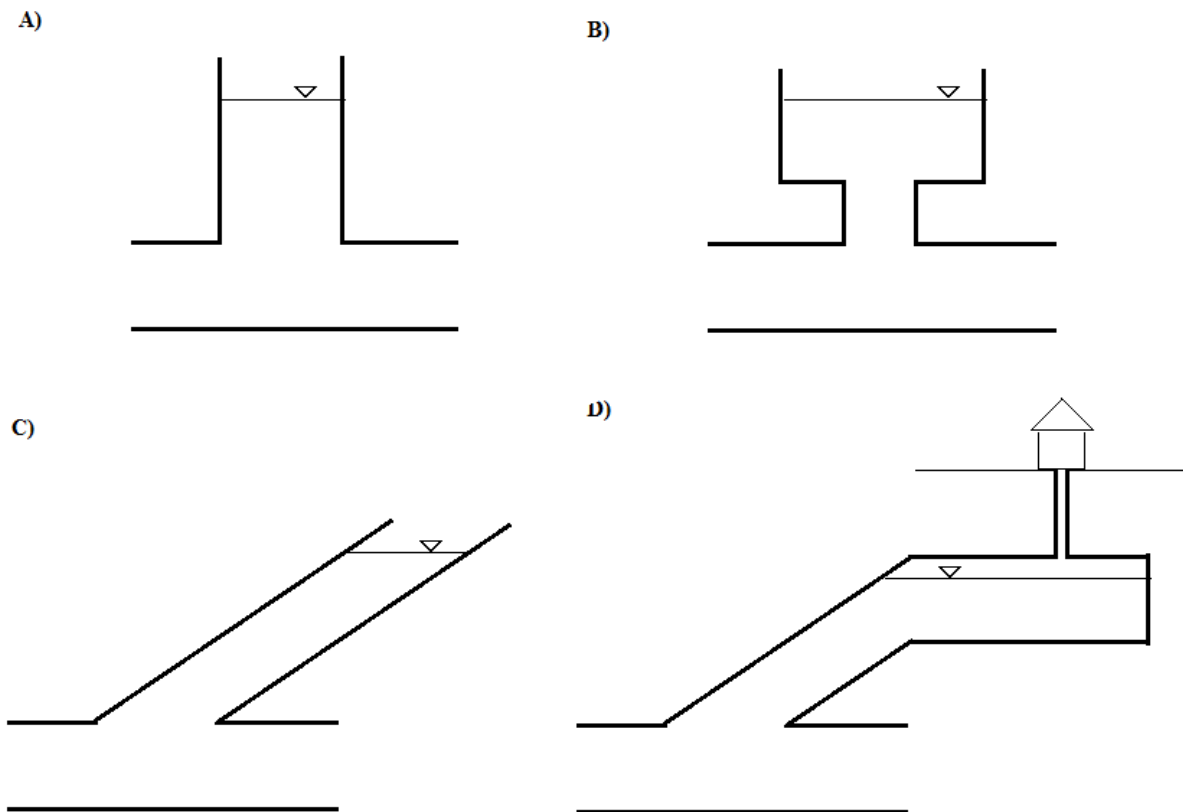
Nivået på tunnelen er på ca. 1025 m.o.h. og overdekningen er også tilstrekkelig for denne plasseringen siden bakken over har et nivå på 1088 m.o.h. Svingesjakten vil da være plassert som vist med et kryss i Figur 6.5.



Figur 6.5: plantegning av overføringstunnelen, foreslått svingesjakt markert med kryss

### 6.3 Utforming av svingesjakten

Figur 6.6 gir eksempler på utforming av en svingesjakt. Alternativ B) og D) gir gode muligheter for stort areal for det frie vannspeilet siden sjakten kan utvides i bredden. Hvis sjakt A) får en helning blir vannspeilarealet større, slik som vist i alternativ C).



Figur 6.6: Forslag til utforming av svingesjakt

### 6.4 Stabilitet i forhold til pumpa

I forhold til stabiliteten for pumpa må en sørge for at pumpa ikke får for brå innfasing på nettet. Hvis pumpa umiddelbart får fullt moment på akslingen medfører det en stor belastning for motor og aksling. For rask innfasing kan også gi stor belastning på nettet. En kan da installere en såkalt ”soft-starter” for å redusere turtallsøkningen og dermed belastningen (28). En pumpe med mulighet for variabelt omløpstall kunne også ha bedret problematikken med for brå start på pumpa, men som nevnt tidligere er denne pumpa mest sannsynlig større enn det som er standard hyllevare for pumper med variabelt turtall. Hvilken løsning en velger for å ta hånd om dette problemet, avhenger mest av økonomi. Priser bør hentes inn i markedet både for soft-startere og pumper med variabelt omløpstall, men det vil ikke bli gjort i denne oppgaven.

## 7 Beregningsmetode

### 7.1 Pumping av vannet

I en driftssituasjon ville en benyttet stokastisk-dynamisk programmering til å beregne vannverdier og kjøresignaler for produksjon og pumping basert på prisforventninger i markedet og en kompleks beskrivelse av usikkerheten i pris og tilsig. I denne oppgaven er hovedformålet å få et innblikk i hvor mye vann en kan ønske å pumpe, så disse metodene vil ikke bli brukt her.

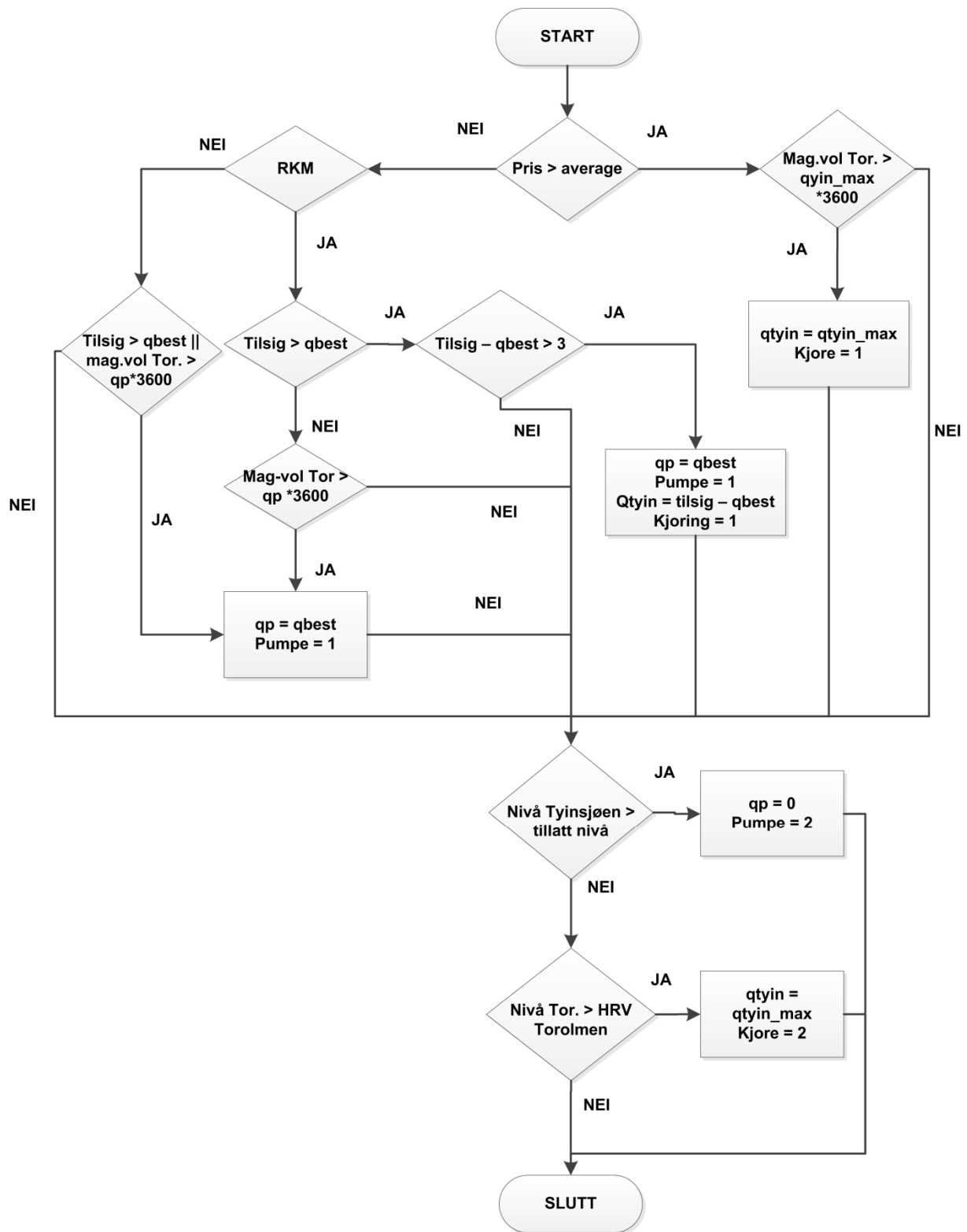
For å gjøre beregningene som er nødvendig for denne oppgaven brukes Matlab og Excel. Koden til disse beregningene er gjengitt i vedlegg (1). Programmet har tidsoppløsning på en time. For hvert år blir 5 forskjellige pumpestørrelser vurdert opp mot hverandre siden størrelsen på pumpen kan være veldig utslagsgivende for resultatet. Først beregnes det hvordan nivået i Tyinsjøen ville vært hvis en ikke tappet vann i perioden fra mai og ut året. Dette brukes som grunnlag i neste beregning. Nivået på Torolmen til enhver tid er ikke kjent, det antas derfor at dette magasinet er på LRV ved begynnelsen av mai.

For hver time sjekkes det om prisen er høyere eller lavere enn gjennomsnittet for perioden. Hvis prisen er lavere enn gjennomsnittet sjekkes størrelsen på lokaltilsiget for denne timen og vannstanden i Torolmen og Tyin. Hvis lokaltilsiget er større enn kapasiteten til pumpa eller volumet i Torolmen er større enn volumet pumpen tar unna på en time settes den binære variabelen "pumpe" til verdien 1. Pumpa kjører da i bestpunktet med en antatt virkningsgrad på 0,9. Dette gjøres til det øverste magasinet har nådd det spesifiserte nivået.

Hvis prisen er over gjennomsnittet og Torolmen har et tilgjengelig vannvolum som er større enn det maskinene i Tyin tar unna på en time, kjøres Tyin kraftverk for den timen og variabelen "kjøre" settes til 1. Denne variabelen vil ellers være 0 når en ikke kjører. Dette gjør at de mindre pumpene kan pumpe i en lengre periode siden en sørger for at Torolmen ikke blir for full. Variabelen "pumpe" blir satt til verdien 2 når Tyin magasin har nådd det predefinerte maksimumsnivået og en slutter å pumpe. Variabelen "kjøre" blir satt til 2 hvis Tyin kraftverk er nødt til å kjøre fordi Torolmen er full, uavhengig av pris og tilsig.

Hvis variabelen "RKM" blir aktivert, sjekkes det om lokaltilsiget er såpass stort at en kan kjøre pumpen på bestpunkt og likevel ha nok til overs til å kjøre maskinene i Tyin som roterende reserve. Minstebudet i RKM på 25 MW, og det tilsvarer en volumstrøm på rundt 3-4 m<sup>3</sup>/s i Tyin. Dette alternativet gir altså beregninger hvor det er rom for at Tyin kan brukes som roterende reserve i tillegg til pumping. Mengden med pumpet vann blir også mindre siden en kjører unna vann som ellers ville blitt lagret i Torolmen til pumpene kunne tatt det unna.

For flytdiagrammet i Figur 7.1 er "qbest" vannføring i bestpunktet til pumpa og "qtyin\_max" maksimal vannføring for Tyin kraftverk. Variabelen "qp" og "qtyin" er vannføringen for henholdsvis pumpa og Tyin kraftverk på det aktuelle tidspunktet.



Figur 7.1: Flytdiagram for programmet

## 7.2 Kjøring av pumpevannet

Vannet en har pumpet opp må kjøres gjennom systemet før Tyinsjøen magasin blir fullt på grunn av tilsig. Den aktuelle perioden for å kjøre vannet en har pumpet kan derfor tilnærmes til tidspunktet fra en slutter å pumpe til den timen hvor magasinet når HRV. Timene i denne perioden blir sortert fra høyest til lavest og vannet som er pumpet opp blir fordelt slik at kjøringen av kraftverket foregår ved høyest mulig pris. Turbinen kjøres på maksimal kapasitet til pumpevannet er brukt opp.

## 7.3 Overslagsberegninger for pumpeøkonomi

### 7.3.1 Kostnad for pumpen

For å beregne kostnadene for pumpa er prisen for horisontale pumper fra kostnadsgrunnlaget til NVE brukt (29):

$$\frac{\text{pris}}{\text{kW}} = 1782,2 \cdot Q^{-0,1676} \quad (28)$$

Denne formelen gjelder i utgangspunktet opp til en kapasitet på ca 6 m<sup>3</sup>/s, og når den er brukt utenfor dette området vil den kun gi et grovt overslag. Det må derfor tas høyde for at denne formelen gir kostnader som er lavere enn det de ville være i virkeligheten.

I tillegg til dette må en også regne med ekstra kostnader ved byggingen av kraftstasjonen. Det legges derfor til en ekstra kostnad på 3 prosent av det de bygningstekniske arbeidene koster for alternativet med kapasitet på 37 m<sup>3</sup>/s i Norconsults mulighetsstudie (1).

### 7.3.2 Nødvendig prisdifferanse

Det en kan tjene penger på med en pumpe i dette systemet, er at en får en differanse mellom prisen på tidspunktet en velger å produsere vannet med en pumpe i systemet og prisen på tidspunktet en ellers ville kjørt vannet. For å få et overslag på hvor stor prisdifferanse som trengs for å tjene in kostnaden for de forskjellige pumpealternativene, beregnes først den nødvendige årlige inntekten for å få en nåverdi på null i ligning(12). Investeringskostnaden er kostnaden for pumpe og bygningsarbeider, levetiden settes til 40 år. Dette regnes ut for to ulike diskonteringsrenter, 5 og 7 prosent.

Hvis en deler den nødvendige årlige inntekten på produsert energi fra pumpevannet får en differansen i pris som er nødvendig for å oppnå den årlige inntekten.

$$\text{Årlig inntekt} = p_2 E_2 - p_1 E_1$$

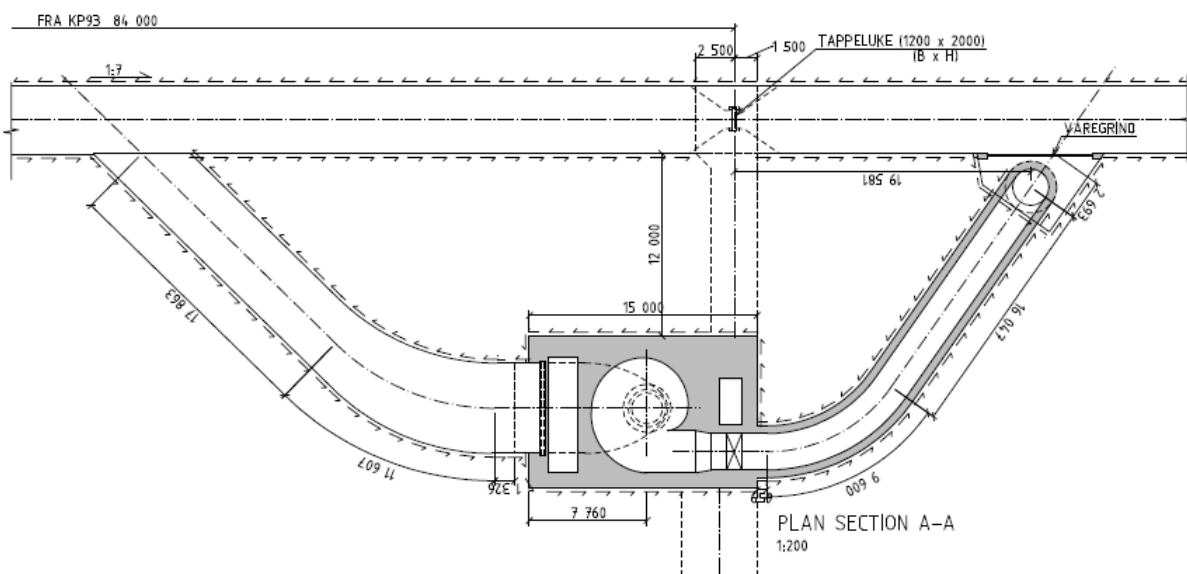
$$E_1 = E_2 = E$$

$$p_2 - p_1 = \frac{\text{årlig inntekt}}{E} \quad (29)$$

hvor E er energien produsert fra pumpevannet, og  $p_1$  og  $p_2$  er prisen i periode én og to. Energien i periode 1 og 2 blir den samme fordi det er antatt konstant virkningsgrad. Resultatene fra disse beregningene blir så sammenlignet med resultatene fra programmet beskrevet tidligere i dette avsnittet.

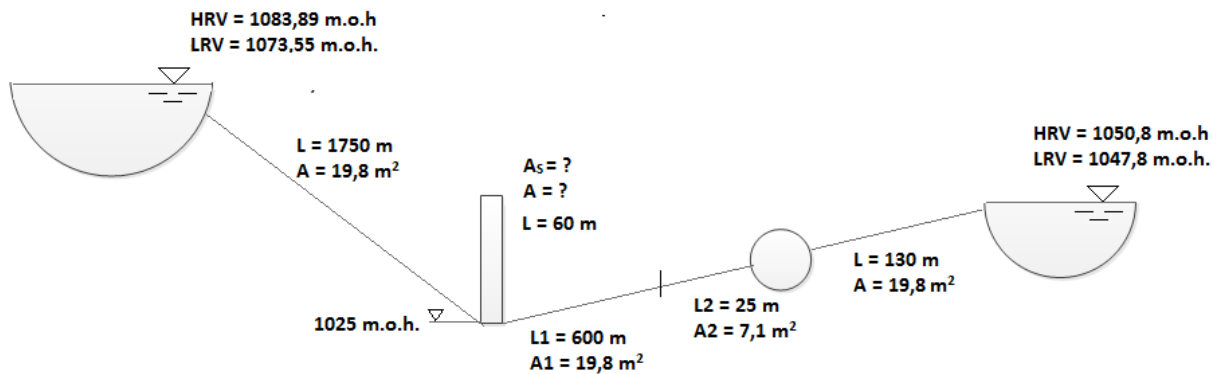
#### 7.4 Systemdynamikk

For å ikke tape trykk over turbinen kan vann normalt sett ikke tappes forbi i overføringstunnelen mens turbinen kjøres. En har muligheten til å installere en ventil som struper trykket i den delen av overføringstunnelen som går parallelt med vannveien til turbinen. For enkelthets skyld regnes likevel tappeluken som stengt i overslagsberegningene av stabiliteten for kraftverket. Det vil bare bli gjort beregninger i forhold til stabiliteten for turbinen siden pumpen ikke vil være dimensjonerende i dette tilfellet.



Figur 7.2: plantegning av turbinkonfigurasjon med tappeluke (1)





Figur 7.3: Forenklet vannveigeometri med stengt tappeluke

For å finne trykkøkningen foran turbinen ved brått avslag vil det først bli gjort overslagsberegninger med formlene fra del 3.6.2. Det vil også bli presentert resultater for systemet fra programmet til Remi André Stople. Dette programmet gjør numeriske beregninger med bruk av karakteristikkmetoden (30).

Reguleringsstabiliteten blir vurdert ved hjelp av overslagsberegninger med ligninger fra del 3.6.1. og Bode-diagram for systemet fra programmet til Simen Vogt-Svendsen (31). I dette programmet blir deler av parametrene endret og satt til verdier ved hjelp av Steins empiriske formler, se del 3.6.4.



## 8 Resultater

### 8.1 Beregninger for pumpa

#### 8.1.1 Økonomiske overslagsberegninger

Tabell 8.1 viser priser for de forskjellige pumpene som er beregnet som beskrevet i del 7.3. Den viser også den årlige inntekten som er nødvendig for å få en nåverdi på null med en levetid på prosjektet på 40 år.

Tabell 8.1: Kostnader for pumpe og bygg

Pumpekapasitet[m <sup>3</sup> /s]	5	10	15	20	25
Effekt [kW]	1 000	2 000	2 900	3 900	4 900
Pris/kW [kr]	1 400	1 200	1 100	1 100	1 000
Pris [1000 kr]	1 400	2 400	3 190	4 290	4 900
Ekstra kostnad, byggteknisk [1000 kr]	710	710	710	710	710
Totalt [mill. kr]	2,1	3,1	3,9	5,0	5,6
Annuitet [1000 kr], 40 år, r = 5 %	123	181	227	291	327
Annuitet [1000 kr], 40 år, r = 7 %	158	233	293	375	421

Tabell 8.2 viser prisdifferansen en må ha for å få annuiteten med diskonteringsrente på 7 prosent i Tabell 8.1 forutsatt at en produserer en energimengde fra pumpevann som vist i venstre kolonne.

Tabell 8.2: Nødvendig prisdifferanse [kr/MWh], r = 7 %

	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
Energi [GWh]	5	10	15	20	25
10	15,5	23,5	29,9	36,9	43,5
50	3,1	4,7	6,0	7,4	8,7
100	1,6	2,4	3,0	3,7	4,4
130	1,2	1,8	2,3	2,8	3,3

#### 8.1.2 Resultater fra programmet

Tabell 8.3 viser mengde vann en får pumpet opp med ulike størrelser på pumpa. For denne tabellen er alternativet med Tyin som roterende reserve ikke benyttet. Resultatet av å ha Tyin som roterende reserve er at en får mindre vann pumpet opp og trenger dermed større prisdifferanser, se vedlegg(3).

Tabell 8.3: Vannmengde [millioner m<sup>3</sup>] for ulike pumpestørrelser

År	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
	5	10	15	20	25
2006	16,4	23,1	24,2	24,6	24,9
2007	14,8	26,1	31,1	34,5	37,5
2008	18,1	34,3	49,2	60,9	66,8
2009	4,9	8,0	10,1	10,9	11,4
2010	20,5	30,9	35,9	37,0	37,7
2011	1,9	2,9	3,4	3,5	3,3

Tabell 8.4 viser overslag av produsert energi i Tyin kraftverk for vannmengdene gitt i Tabell 8.3 for årene 2006-2011.

Tabell 8.4: Produsert energi i GWh for ulike pumpestørrelser

År	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
	5	10	15	20	25
2006	33,1	51,7	63,1	64,9	65,8
2007	34,6	58,1	76,0	87,8	98,8
2008	47,7	85,5	112,5	133,8	154,7
2009	12,9	21,1	26,6	28,9	30,1
2010	45,6	74,9	94,7	97,6	99,6
2011	4,6	7,6	9,0	9,2	8,6

Tabell 8.5 viser differansen mellom inntekten en får for det pumpede vannet ved tidspunktet en velger å pumpe og tidspunktet vannet blir kjørt i Tyin.

Tabell 8.5: Inntekter i millioner kroner for forskjellige år fra programmet, RKM = 0

År	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
	5	10	15	20	25
2006	1,9	3,6	6,5	6,5	6,3
2007	0,7	0,6	2,0	2,8	3,5
2008	6,0	9,8	11,4	13,4	17,2
2009	0,8	1,3	1,6	1,7	1,7
2010	-0,2	1,5	4,1	3,9	3,8
2011	0,4	0,9	1,1	1,1	1,0

### 8.1.3 Eksempel på pumpeoverslag

Normaltilløpet til Tyin er på 466 millioner m<sup>3</sup>. Hvis 10 prosent av dette er uregulert og en ønsker å pumpe halvparten av det uregulerte vannet, blir dette rundt 23 millioner m<sup>3</sup>. Dette gir en produksjon i Tyin basert på pumpet vann på rundt 60 GWh. Fra Tabell 8.2 ser en at en trenger en prisdifferanse i 3 - 8 kr/MWh for å få annuiteten for pumpeinvesteringen gitt i Tabell 8.1 Som nevnt er estimatet for prisen på pumpen usikkert. Hvis en for å være på den sikre siden dobler eller tredobler prisen blir den nødvendige differansen på henholdsvis 6 - 18 kr/MWh og 9 - 26 kr/MWh, se vedlegg(3).

Hvis det bare er hvert 10. år en ønsker å pumpe, må prisdifferansen tidobles. En trenger da en prisdifferanse på:

<b>Estimert investeringskostnad:</b>	30 – 80 kr/MWh
<b>Doblet kostnad:</b>	60 – 180 kr/MWh
<b>Tredoblet kostnad:</b>	90 – 260 kr/MWh

## 8.2 Systemdynamikk

### 8.2.1 Initielle vurderinger

For alle resultater er kapasiteten til turbinen satt til 35 m<sup>3</sup>/s. Det antas også at det er denne vannmengden som går gjennom tunnelen når turbinen kjøres, altså at det ikke er vann som tappes forbi i overføringstunnelen ved kjøring av turbinen.

Tilløpstiden til vannmassene blir regnet ut til å være ca 16 sekunder for systemet uten svingesjakt, se vedlegg(4). Dette gir en klar indikasjon på at en svingesjakt er nødvendig. Siden svingesjakten på Norconsults tegninger ikke har tilstrekkelig overdekning vil resten av resultatene fokusere på en svingesjakt plassert som beskrevet i del 6.2.

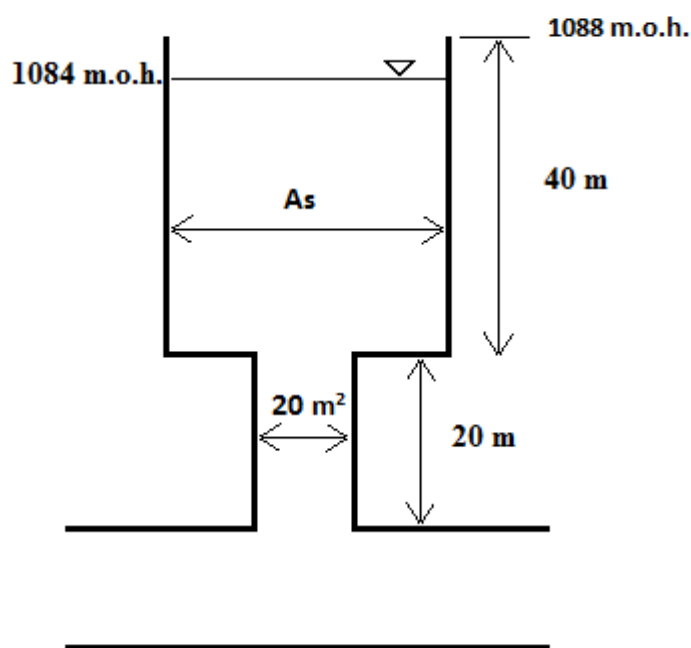
### 8.2.2 Sjaktsvingninger

Thoma-tverrsnittet blir regnet ut til verdien 44,7 m<sup>2</sup> ved hjelp av ligning (19), se vedlegg (4). Hvis en skal følge dimensjoneringskriteriet beskrevet i del 3.6.3 så skal vannspeilarealet være større eller lik 1,5 ganger Thoma-tverrsnittet. Vannspeilareal for en svingesjakt med tverrsnitt på 20 m<sup>2</sup> og ulike helningsvinkler fra horisontalen er vist i Tabell 8.6.

Tabell 8.6: Vannspeilareal for svingesjakt med  $A = 20 \text{ m}^2$

Vinkel [ ° ]	Areal[m <sup>2</sup> ]
15	77,27
20	58,48
25	47,32
30	40,00
35	34,87
40	31,11
45	28,28
50	26,11

En helning på svingesjakten gir for lite vannspeilareal i forhold til Thoma-tverrsnittet med mindre en gir den en helning som gjør den nærmest horisontal. Det kan derfor være mer gunstig å vurdere enten utforming B) eller D) for å øke vannspeilarealet. Et eksempel på hvordan sjakten kan være er vist i Figur 8.1.



Figur 8.1: Forslag til svingesjakt

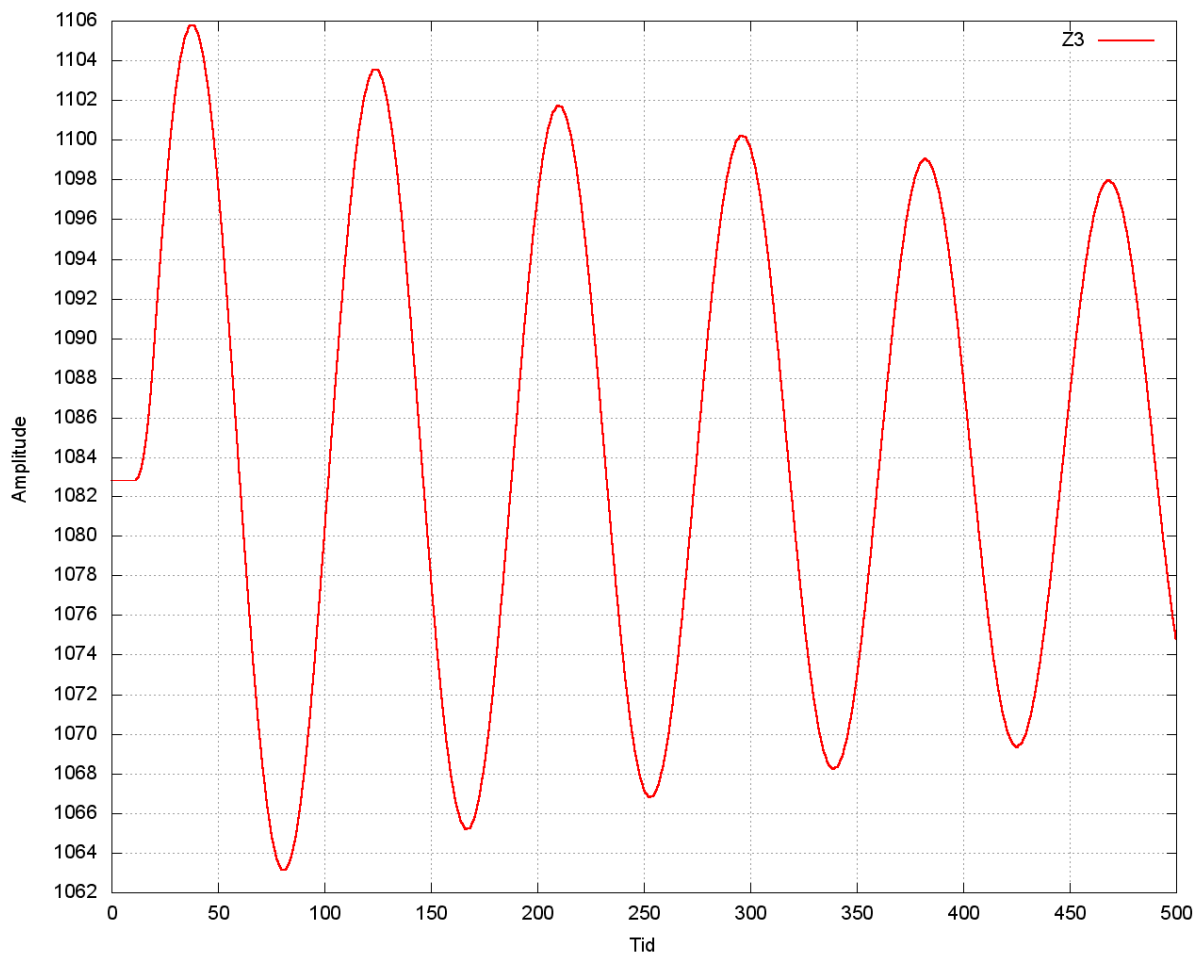
Tilløpstiden for vannmassene, maksimalt opp- og nedsving for svingesjakten og frekvens og periode for U-rørsvingningene er vist i Tabell 8.7 med tre forskjellige vannspeilareal i svingesjakten. Det er her antatt at svingesjakten er som vist i Figur 8.1.

Tabell 8.7: Verdier for vurdering av dynamikken i systemet

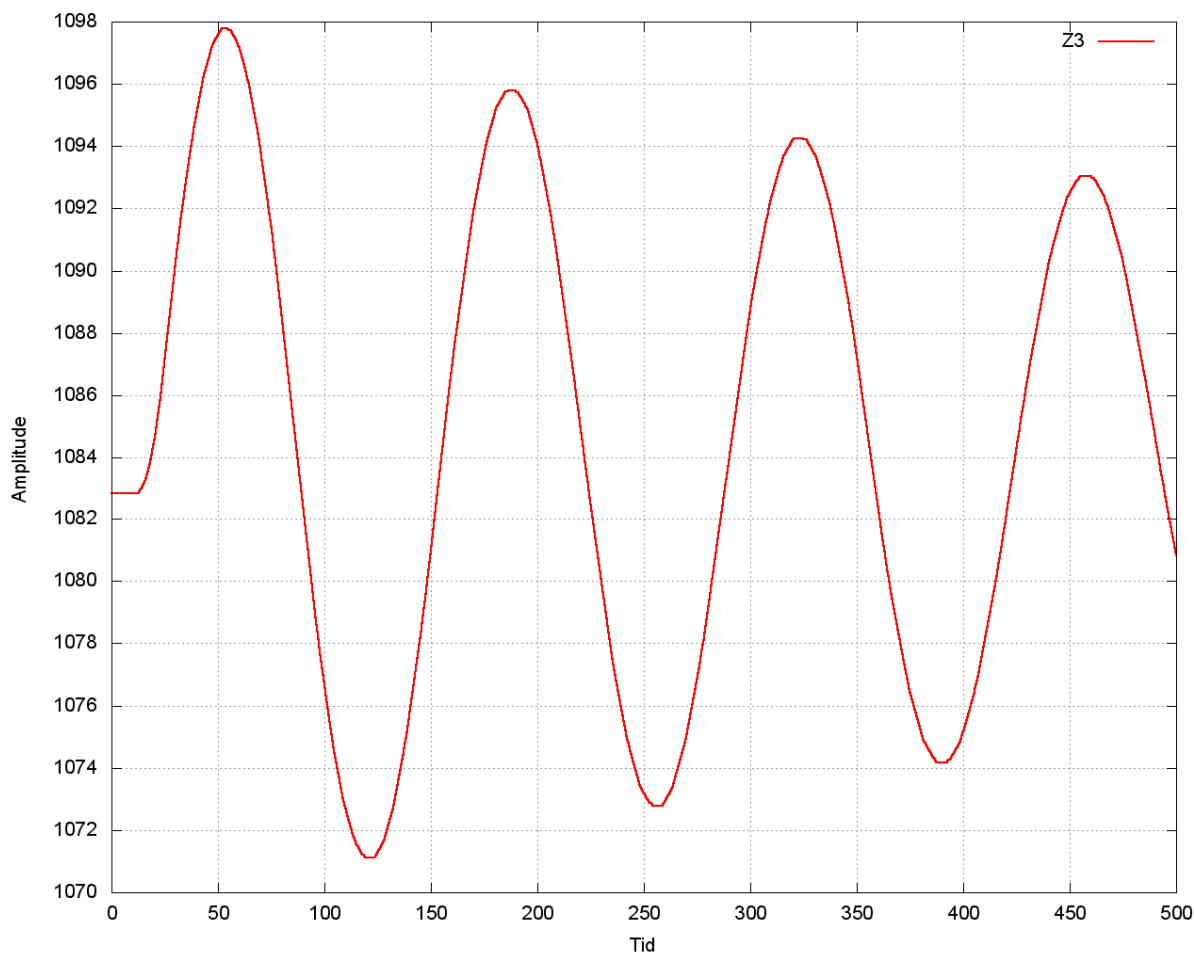
$A_s[m^2]$	20	50	70
$T_w[s]$	5,2	5,0	5,0
$\Delta z[m]$	$\pm 23,9$	$\pm 15,0$	$\pm 12,7$
$\omega[1/s]$	0,073	0,047	0,039
$T [s]$	86	135	159

Det statiske nivået på svingesjakten vil være lik nivået på Tyinsjøen når kraftverket ikke kjører. Når Kraftverket er i drift vil det statiske nivået i svingesjakten være magasinnivået fratrukket friksjonstapet.

Sjaktsvingninger for ulike situasjoner er vist i Figur 8.2 og Figur 8.3. Her er det antatt avslag etter pådrag i mest ugunstige fase og maksimal fallhøyde.



Figur 8.2: Sjaktsvingninger for maksimal fallhøyde og avslag etter pådrag i mest ugunstige fase for  $A_s = 20 \text{ m}^2$  og  $T_L = 10 \text{ s}$



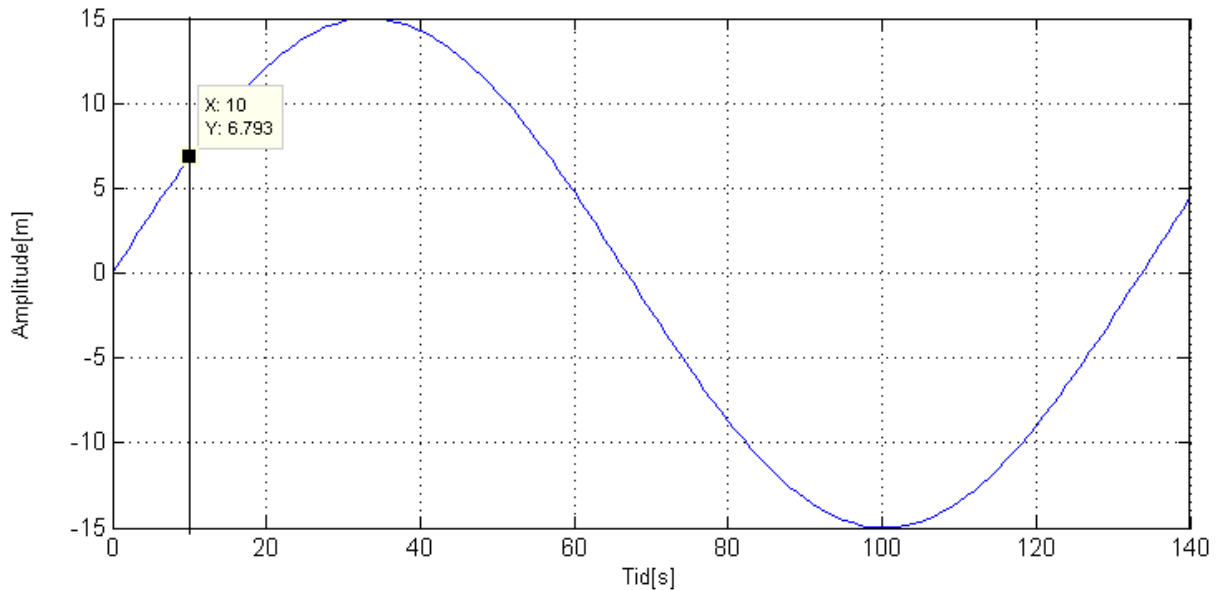
**Figur 8.3: Sjaktsvingninger for maksimal fallhøyde og avslag etter pådrag i mest ugunstige fase for  $A_s = 50 \text{ m}^2$  og  $T_L = 15 \text{ s}$**

Fra overslagsberegningene og figurene fra de numeriske beregningene så er det tydelig at en her får et problem med at vannstanden flommer over toppen av sjakten. Både for et vannspeilareal på 20 og 50 får en et oppsving som går til rundt 1100 m.o.h. Dette går over overdekningen på svingekammeret. En kan vurdere å flytte svingesjakten lenger opp, men vannmengden som skal bremses opp vil da også øke. En er derfor avhengig av å finne en måte å ta unna vannet på, som for eksempel å utvide til et enda større basseng på toppen av sjakten, eller utvide hele sjaktarealet.

### 8.2.3 Trykkøkning foran turbinen

Hvis en antar en lydshastighet i vann på 1200 m/s blir  $T_r$  ca 1,1 sekunder. Ligning (18) brukes derfor for å finne trykkøkningen foran turbinen siden  $T_L$  er mye større enn refleksjonstiden i dette tilfellet.





Figur 8.4: U-rørsvingningen for  $Q = 35 \text{ m}^3/\text{s}$  og  $A_s = 50 \text{ m}^2$

I Figur 8.4 er  $Z = 0$  det statiske nivået i svingesjaktet ved normal kjøring av turbinen og amplituden ved  $t = T_L$  er markert.

For å finne den totale trykkøkningen foran turbinen må U-rørsvingningen i  $t = T_L$  finnes. Hvis en superponerer verdien på U-rørsvingningen ved  $t = T_L$  med trykkstøtet så får en et overslag på trykkøkningen ved turbinen. Trykkøkningen foran turbinen for forskjellige vannspeilareal for svingesjaktet og lukketid for turbinen er vist i Tabell 8.8 og Tabell 8.9.

Tabell 8.8: Trykkøkning foran turbinen for  $T_L = 10\text{s}$  og tre ulike sjakt-vannspeil

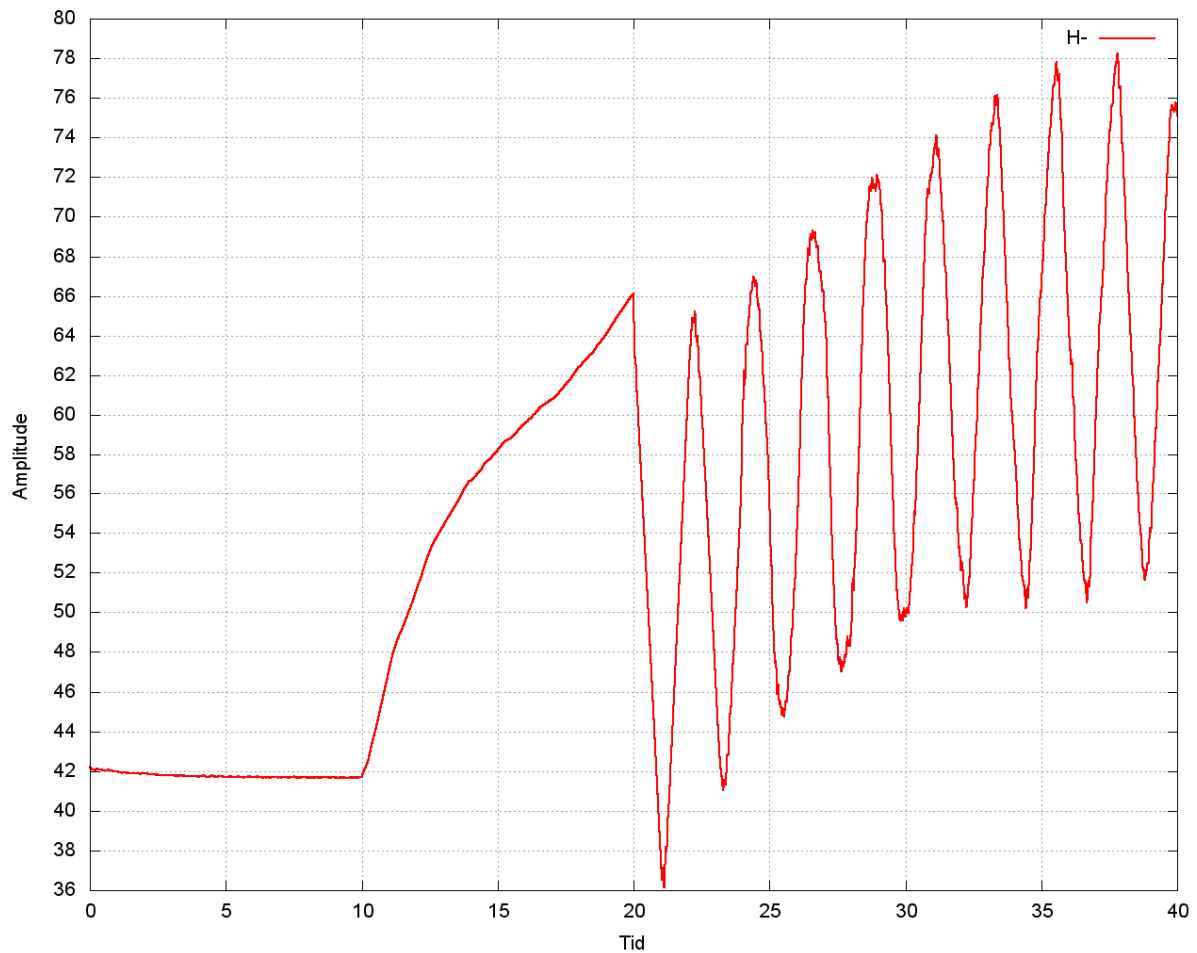
$A_s$	20	50	70
$\Delta h[\text{mVs}]$	13,1	12,7	12,6
U-rør[m]	16,0	6,7	4,9
Totalt	29,1	19,5	17,5
Økning[%]	69,3	46,3	41,7

Tabell 8.9: Trykkøkning foran turbinen for  $T_L = 15\text{s}$  og tre ulike sjakt-vannspeil

$A_s[\text{m}^2]$	20	50	70
$\Delta h[\text{mVs}]$	8,8	8,5	8,4
U-rør[m]	21,3	9,7	7,1
Totalt[m]	30,0	18,1	15,5
Økning[%]	71,5	43,2	36,9

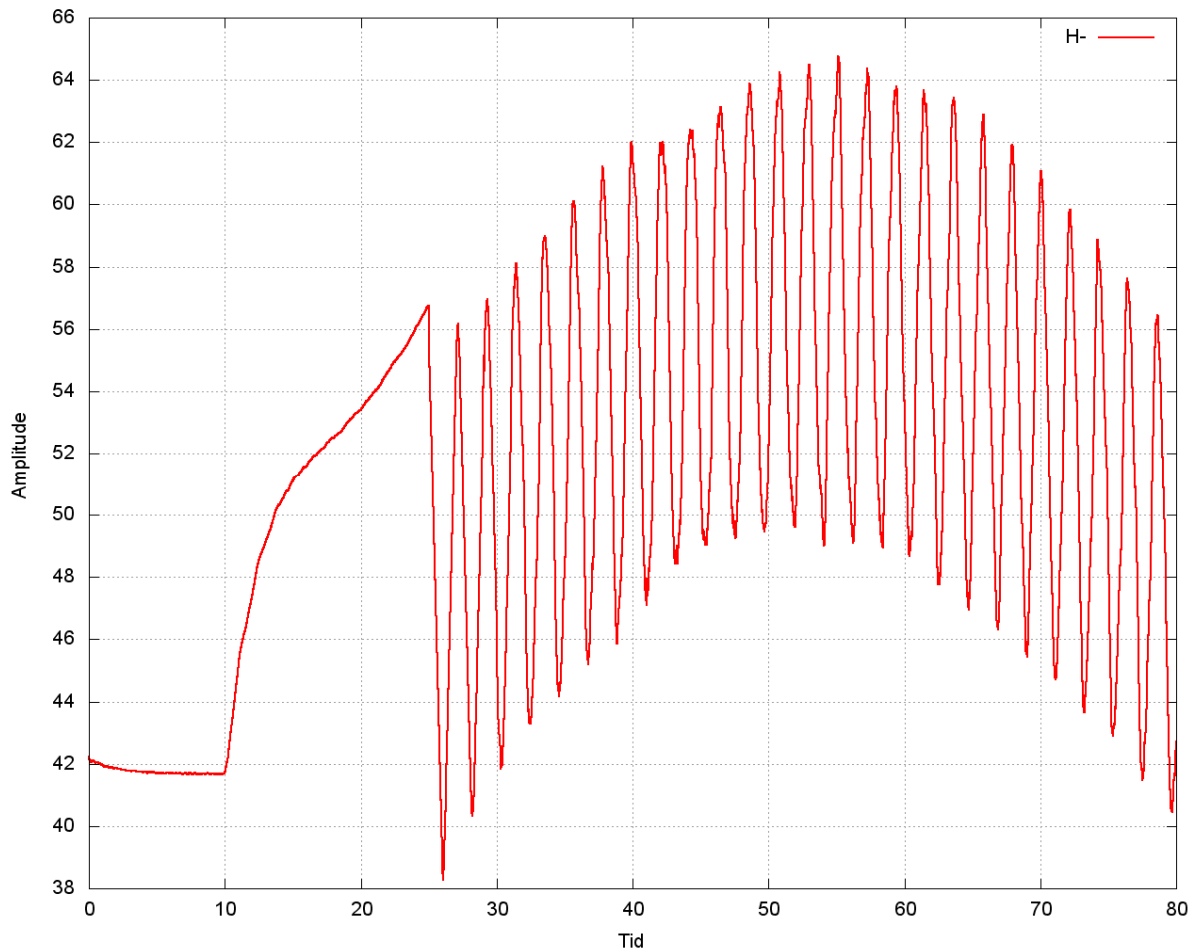
Figur 8.5 og Figur 8.6 viser trykkøkningen foran turbinen for forskjellige situasjoner. Her er både bidraget fra U-rørsvingningen og trykkstøtet inkludert. Det statiske trykket foran

turbinen inkluderer dykkingen av turbinen og friksjon. Disse figurene er fra gjennomkjøring av Remi André Stoples program.



**Figur 8.5: Trykkøkning foran turbinen for største fallhøyde,  $T_L = 10s$  og  $A_s = 20 m^2$**

Trykkøkningen for det første tilfellet er på ca 57 prosent. Det er lavere enn overslagsberegningene som fikk en økning på 69,3 prosent for det samme tilfellet.



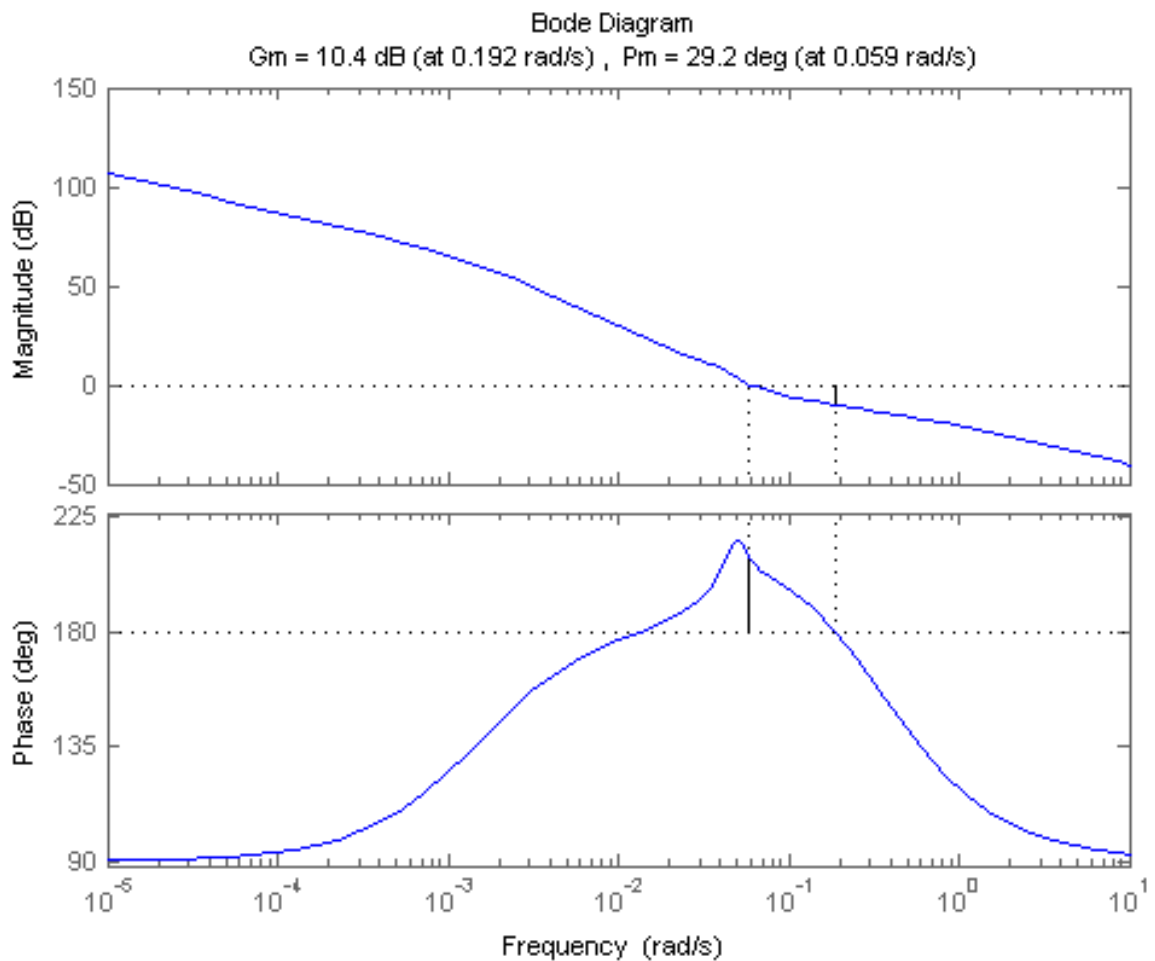
Figur 8.6: Trykkøkning foran turbinen for største fallhøyde,  $T_L = 15s$  og  $A_s = 50 m^2$

Trykkøkningen i dette tilfellet ble også lavere enn for overslagsberegningene med ca 36 prosent økning for de numeriske beregningene og 43 prosent for overslagsberegningene.

Svingningene etter trykkstøtet i Figur 8.5 og Figur 8.6 er svingninger mellom svingesjakt og turbin. Den kommer av at en i det ventilen blir lukket har en trykkbølge som så blir reflektert mellom svingesjakten og turbinen. Dette kan oppstå når lukketiden er lengre enn refleksjonstiden som det er i dette tilfellet. I dette programmet er det ikke implementert en friksjonsmodell som tar høyde for friksjon når volumstrømmen er null. Hvis en hadde fått implementert friksjon for dette tilfellet så ville disse svingningene ha dempet seg ut.

## 8.2.4 Reguleringsstabilitet

Bode-diagram for systemet med åpen sløyfe er vist i Figur 8.7.



Figur 8.7: Bode-diagram for systemet med  $T_a=7s$ ,  $A_s = 50 \text{ m}^2$

Verdier på to av regulatorparametre som er endret i programmet:

$$T_d = 15,6$$

$$bt = 2,9$$

Disse parametrene er satt ved å først finne verdier ved hjelp av Steins formler i ligning (26) og (27) og deretter prøve seg frem til systemet blir stabilt. Resten av parametrene er satt til verdier som erfaringsmessig gir stabil regulering for en Kaplan-turbin, se vedlegg(2) for verdier for disse. Med en  $T_a$  på 7 sekunder blir Bode-diagrammet for systemet som vist ovenfor. Her er fasemarginen 10,9 og forsterkningsmarginen 29,2 grader.

## 9 Diskusjon

### 9.1 Pumpe

Simuleringene av pumping de ulike årene er basert på mekaniske regler. Hensikten er å få en følelse for hvor store vannmengder det er snakk om, og hvilken verdiøkning en kunne få med relativt små tidsavstander mellom pumping og kjøring. Mengden pumpet vann blir som forventet forskjellig for årene som er med i beregningen på grunn av variasjoner i pris og tilsig. Det er ikke grunnlag for å si noe om størrelsen på pumpa med de metodene som er brukt her.

Lønnsomheten i et vanlig pumpekraftverk er basert på at inntektene fra produksjonen av vannet skal dekke både pumpekostnadene og kapitalkostnadene for hele anlegget. Prisforskjellene må derfor være nokså store over pumpesykler som er veldig korte. En pumpe på Torolmen brukes til å øke den delen av tilsiget som er regulert. Ved å pumpe vannet 30 meter kan en dermed få glede av verdiøkning på dette vannet over en fallhøyde på over 1000 meter.

En pumpe ved Torolmen kraftverk vil være særlig verdifull i ekstremisituasjoner og trenger ikke brukes så mye for å øke fleksibiliteten og dermed verdien av hele kraftsystemet. Den vil i enkelte situasjoner kunne tjenes inn på kort tid slik det er illustrert ved simuleringen av inntekspotensialet i 2008.

Det er vanlig å anta at en i løpet av dette tiåret vil få et kraftoverskudd i det nordiske kraftmarkedet, blant annet på grunn av elsertifikatene. Det gir i så fall en økt sannsynlighet for priskollaps i våte år og perioder av året med mye vind og mye uregulert tilsig, særlig i vårflommen og på sen høst når magasinene er så godt som fulle. En utsettelse av produksjonen til prisene har stabilisert seg kan gi en stor verdiøkning på vannet.

Resultatene gir en indikasjon på at en ikke trenger en stor prisdifferanse for å tjene inn investeringskostnaden for pumpa. I de årene hvor en ønsker å pumpe mye, er prisforskjellene små og motsatt. Med et prisnivå på 250 kr/MWh og volumindikasjonene som er gitt trenger en for den minste pumpa og kostnadsestimatet fra NVE bare en økning i pris på rundt 12 prosent. Hvis en antar en tredobbel investeringskostnad og den største pumpa, må en ha en fordobling av kraftprisen over pumpesyklusen.

Tabell 8.5 gir indikasjoner på at lønnsomheten for pumpa kan være god. Simulering med de enkle mekaniske reglene i programmet gir en inntekt rundt millionen for mange av årene, og i enkelte tilfeller også høyere. Prisen på pumpa ligger i området 2 til 6 millioner, så det skal ikke mange år til før en har tjent det inn.

Det må tas høyde for at prisestimatet for pumpa kan være noe lavt og at kostnadene ikke inkluderer en soft-starter eller pumpe med mulighet for turtallsregulering for å hindre forbrå innfasing i systemet.

Simuleringene er basert på full innsikt i prisutviklingen. Dette gir en fordel en ikke har i virkeligheten, og gir en overvurdering av den reelle inntektsmuligheten. En vil imidlertid kunne fange opp en stor del av dette potensialet ved bruk av god prismodellering og gode analysemodeller i produksjonsplanleggingen.

## 9.2 Stabilitet

Hvis en plasserer svingesjakten der det er nok overdekning i forhold til magasinnivået i Tyin, får en verdier på  $T_w$  på rundt 5 sekunder. Denne tidskonstanten bør vanligvis ligge rundt 1 sekund for et vannkraftverk. En høy  $T_w$  betyr et tregt system som tar lang tid å regulere, så en er avhengig av å kjøre kraftverket på noenlunde konstant vannføring. Hvis dette hadde vært et frittstående kraftverk kunne det blitt problematisk. Torolmen kraftverk er et lite kraftverk i dette systemet som neppe vil kjøre uten at Tyin kraftverk kjører. Det betyr at Torolmen kraftverk ikke vil være avgjørende i forhold til regulering av effekt på nettet.

I forhold til reguleringen av selve turbinen så gir marginene fra Bode-diagrammet indikasjoner på at en med riktige innstillinger på regulatoren vil få en stabil regulering for turbinen. Fasemarginen er på 29,2 grader og forsterkningsmarginen er 10,9 dB. Dette er i området av det som regnes som stabilt for et vannkraftsystem.

Trykkøkningen foran turbinen blir i følge overslagsberegningene på over 30 prosent. Vanligvis bør ikke trykkøkning være mye høyere enn 20 prosent. Resultatene fra de numeriske beregningene indikerer at trykkstøtet vil være noe lavere enn det overslagsberegningene sier. Likevel får en et problem med trykkstøt med mindre en dimensjonerer for en svingesjakt med stort areal og/eller øker lukketiden. Det er begrenset hvor mye en kan øke lukketiden til turbinen på grunn av rusing av turbinen.

For å unngå for stor trykkøkning foran turbinen er det mulig å installere en luke eller ventil som sørger for at vannet vil gå forbi i overføringstunnelen hvis nettet skulle falle ut. En er da avhengig av et hydraulisk system eller nødbatteri som gjør at luken kan åpnes selv om en ikke har tilgang til strøm fra nettet. Denne luken må åpnes tilstrekkelig fort slik at den kan ta av for trykkstøtet. En er helt avhengig av at dette virker hvis systemet ikke er dimensjonert for trykkøkningen. Hvis det er mulig å tappe vann forbi i overføringstunnelen samtidig som en kjører turbinen, vil nok ikke trykkøkningen foran turbinen bli like stor som beregningene viser her.

For å unngå ustabile U-rørsvingninger må en ha et vannspeilareal i svingesjakten på minst 45 m<sup>2</sup>. Dette kan løses ved at en kan ha et mindre tverrsnittsareal for den nederste delen av sjakten og et større areal øverst. Dette gjør at en får et større vannspeilareal uten at hele sjakt-tverrsnittet må økes.

## 10 Konklusjon

De enkle overslagsberegningene i denne oppgaven sannsynliggjør lønnsomhet for en pumpe hvis en uansett ønsker å bygge et kraftverk.

Hovedårsakene er:

- Det skal ikke mange episoder med store prisdifferanser til før en har tjent inn igjen investeringen; Tyin har en trykkehøyde som er over 30 ganger så stor som pumpehøyden
- Den økte fleksibiliteten en får ved at en øker mengden regulert tilsig kan være verdifull i situasjoner med priskollaps eller andre faktorer som gjør at en får stor variasjon i pris innenfor sesongen
- Et simuleringsprogram med svært enkle beslutningsregler synliggjør gode inntektsmuligheter for en pumpe i systemet.

Hvis en bygger et Torolmen kraftverk, er det lite sannsynlig at det ikke lønner seg å bygge en pumpe samtidig – pumpen utgjør bare en liten del av totalkostnaden.

Dimensjoneringen av pumpen kan ikke avgjøres ut fra overslagsberegningene. Mer presise beregninger trengs også for å avgjøre om en pumpe er så lønnsom at den bærer deler av felleskostnadene for kraftverket og dermed bidrar til at det kan bygges.

Systemet må ha svingesjakt for at ikke tregheten i reguleringen skal bli for stor. Svingesjakten må dimensjoneres med et vannspeilareal større enn  $45 \text{ m}^2$  for å unngå ustabile U-rørssvingninger. Den må også dimensjoneres slik at en ikke får overløp i svingesjakten; dette kan gjøres ved å ha et basseng øverst eller ved å øke tverrsnittet på større eller mindre deler av svingesjakten.

Trykkøkningen ved avslag er høyere enn det som vanligvis aksepteres ved dimensjonering av kraftverk (over 30 prosent), en er derfor avhengig av å ha en luke som åpner seg hvis en får brått avslag. Kraftverket blir tungregulert siden tilløpstiden for vannmassene har en verdi på rundt 5 sekunder. En kan kompensere med tyngre svingmasse, men tregheten til vannmassene gjør at systemet fortsatt vil være tungregulert. Konsekvensen av dette er at kraftverket bør kjøres på et sterkt nett og da mest sannsynlig samtidig med Tyin kraftverk.





## 11 Anbefaling videre

Overslagsberegningene gir klare indikasjoner på at en pumpe vil være et lønnsomt tillegg til et Torolmen kraftverk. Dimensjonering av turbin og pumpe og lønnsomhetsberegninger for kraftverket må imidlertid gjøres med beregninger for hele vannsystemet, inkludert Tyin kraftverk. Realistiske anslag på inntekspotensialet med ulike løsninger får en bare med bruk av stokastisk-dynamisk programmering basert på realistiske prisforutsetninger.

Dette er et lavtrykksanlegg med relativt stor vannmengde, og en får derfor særlige systemdynamiske utfordringer, både i forhold til regulering og til trykkstøt. Konklusjonene i denne oppgaven er gjort med overslagsberegninger og forenklete programmer. Ytterligere systemdynamiske beregninger må gjøres med mer avanserte programmer for å kontrollere resultatene og for å sikre at systemet er stabilt i alle situasjoner. Dette kan gi ytterligere krav til svingesjakten og til installasjon av omløpsventil, luke e. l.



## 12 Referanser

1. **Neset, Ragnar K., Schaaning, Pål og Ørjaseter, Arne.** *Tynoset kraftverk mulighetsstudie*. Sandvika : Norconsult, 2010.
2. **Hydro Energi, marked.** *Planendringssøknad nytt Tyin kraftverk*. Oslo : Norsk Hydro ASA, 2004.
3. **Energi Norge.** Bakgrunn og formål med elsertifikater. [Internett] 20 oktober 2011. [Besøkt: 29 mai 2012.] <http://www.energinorge.no/elsertifikater/bakgrunn-og-formaal-med-elsertifikaterarticle8858->.
4. **Nilsen, Jannicke.** [Internett] 20 september 2011. [Besøkt: 20 mai 2012.] <http://www.tu.no/energi/2011/09/20/nve-varsler-ny-konsesjonsko>.
5. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** NVE. [Internett] 2012. [Besøkt: 30 mai 2012.] [http://www.nve.no/Global/Elsertifikater/hovedfigur\\_vektorisert.pdf?epslanguage=no](http://www.nve.no/Global/Elsertifikater/hovedfigur_vektorisert.pdf?epslanguage=no).
6. **Norges vassdrags- og energidirektorat.** Elsertifikater. NVE. [Internett] 6 September 2011. [Besøkt: 15 mai 2012.] <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/>.
7. **Statnett.** www.statnett.no. [Internett] 2012. [Besøkt: 30 mai 2012.] <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraft-RKM/>.
8. **Longva, Birgit.** *Alternative tekniske løsninger for utbygging av lavtryks kraftverk*. Trondheim : NTNU, 2011.
9. **Brekke, Hermod.** *Grunnkurs i hydrauliske Strømningsmaskiner*. Trondheim : Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2000.
10. **Sproul, Alistair.** *Managing Energy Efficiency, Lecture slides week 7-8*. Sydney : UNSW, Spring 2011.
11. **Hofstad, Åge.** *Pumpeteori - sentrifugalpumper*. Stavanger : Norconsult, 2007.
12. **Lia, Leif.** Forelesning i TVM4165: vannkraftverk og vassdragsteknikk. Trondheim : NTNU, Høst 2010.
13. **Fjærvold, Lars.** *Pumpekraftverk i tilknytning til et eksisterende vannkraftverk*. Trondheim : NTNU, 2011.
14. **Brekke, Hermod.** *Pumper & Turbiner*. Trondheim : Vannkraftlaboratoriet NTNU, 1999.
15. **Merino, José M. og Lopez, Ángel.** ABB Varspeed generator boosts efficiency and operating flexibility of hydropower plant. *ABB Review*. 1996, 3.

16. **KWI ARCHITECTS ENGINEERS CONSULTANTS.** *Status report on variable speed operation in small hydropower.* Østerrike : European communities, 2000.
17. **Jenssen, Trond W.** *Evaluering av pumpene i vannkraftlaboratoriet.* Trondheim : NTNU, 2008.
18. **Guttormsen, Odd.** *Vannkraftverk og vassdragsteknikk - vassdragsteknikk II.* Trondheim : tapir akademiske forlag, 2006.
19. **Høydal, Arild.** *Pumpekraftverk Vesterdalsstjern- Svartvatn.* Trondheim : NTNU, 2010.
20. **Fosso, Olav B., et al.** Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems.* 1999, Vol. 14, 1.
21. **Doorman, Gerard og Ulseth, Rolf.** *Energy System Planning and Operation.* Trondheim : NTNU, 2009.
22. **Nielsen, Torbjørn K.** *Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk.* Trondheim : NTNU, 1990.
23. **Nielsen, Torbjørn K.** *Power Point Presentasjon, systemdynamikk i vannkraftverk.* Trondheim : Vannkraftlaboratoriet NTNU.
24. **Balchen, Jens G., Andresen, Trond og Foss, Bjarne A.** *Reguleringsteknikk.* Trondheim : Institutt for teknisk kybernetikk, NTNU, 2003.
25. **Nielsen, Torbjørn.** *Hjelp og veiledning underveis i prosjektet.* Trondheim : NTNU, 2012.
26. **Holm, Øyvind.** *Mail- og telefonkorrespondanse.* Våren 2012.
27. **Voith Hydro.** *Pumped Storage machines.* 2012.
28. **Siskind, Charles S.** *Electrical Control Systems in Industry.* New York : McGraw-Hill, 1963.
29. **SWECO Norge AS.** *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg.* Oslo : Norges vassdrags- og energidirektorat, 2010.
30. **Stople, Remi André.** *Dynamisk analyse av vannkraftverk.*
31. **Vogt-Svendsen, Simen.** *Simulation Program for Stability Study of Hydropower Systems.* Trondheim : NTNU, 2012.
32. **Olje- og Energidepartementet.** *regjeringen.no.* [Internett] [Besøkt: 31 mai 2012.] <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/6/3.html?id=349012>.

## Vedlegg

1. Matlabkoder – pumping
2. Matlabkode fra Simen Vogt-Svendsens masteroppgave(31)
3. Nødvendig prisdifferanse for vannmengdene fra programmet
4. systemdynamiske overslag

For matlabkoder og Excelark i sin helhet, se elektroniske vedlegg.



# 1 Matlabkoder - pumping

## Pumpeberegninger\_20xx.m

```
startnivaa_inn = xlsread('nivaa_tyin_pumping',3,'C2:I5881'); % tar inn nivå for
Tyin
tilsig_inn = xlsread('inndata_lokaltilsig',1,'D2881:H8760'); % tar inn tilsig til
Torolmen
pumper = xlsread('inndata_lokaltilsig',3,'C3:F7'); % tar inn data om pumpene
dato = xlsread('inndata_lokaltilsig',4,'B2:B5881');
pris_inn = xlsread('inndata_lokaltilsig',4,'C2:I5881'); % tar inn spotpriser for
området

RKM = input('RKM?: ');

A = [2006 2007 2008 2009 2010 2011];
for k = 1: length(A)

switch A(k)
    case 2006
        startnivaa = startnivaa_inn(:,2);
        tilsig = tilsig_inn(:,1);
        pris = pris_inn(:,2);
    case 2007
        startnivaa = startnivaa_inn(:,3);
        tilsig = tilsig_inn(:,2);
        pris = pris_inn(:,3);
    case 2008
        startnivaa = startnivaa_inn(:,4);
        tilsig = xlsread('inndata_lokaltilsig',1,'K2905:H8784');
        pris = pris_inn(:,4);
    case 2009
        startnivaa = startnivaa_inn(:,5);
        tilsig = tilsig_inn(:,3);
        pris = pris_inn(:,5);
    case 2010
        startnivaa = startnivaa_inn(:,6);
        tilsig = tilsig_inn(:,4);
        pris = pris_inn(:,6);
    case 2011
        startnivaa = startnivaa_inn(:,7);
        tilsig = tilsig_inn(:,5);
        pris = pris_inn(:,7);
end

average = (sum(pris)/length(pris));

timer = length(startnivaa);
pumpeantall = length(pumper);

hrv_tyin_pumpe = 1082;
hrv_tyin = 1083.89;
lrv_tyin = 1073.55;
hrv_tor = 1050.8;
lrv_tor = 1047.8;

vgr_pumpe = 0.9;

nivaa_magvol = zeros(timer,pumpeantall);
nytt_magvol = zeros(timer,pumpeantall);
nytt_nivaa = zeros(timer,pumpeantall);
```

```

vgrad = zeros(timer,pumpeantall);
qtabell = zeros(timer,pumpeantall);
binary = zeros(timer,pumpeantall);
binary_tyin = zeros(timer,pumpeantall);
nivaatabell_tor = zeros(timer,pumpeantall);
magtabell_tyin = zeros(timer,pumpeantall);
magtabell_tor = zeros(timer,pumpeantall);

qmax = pumper(:,1);
qmin = pumper(:,2);
qbest = pumper(:,3);
minstevol = pumper(:,4);
qtyin_max = 40;

qp = zeros(timer,1);
qtyin = zeros(timer,1);

for i = 1:pumpeantall
    lager = 0;
    ekstra = 0;
    torolmen(1,1) = 1047.8;
    torolmen(1,2) = 0;

    for j = 2:timer

        qp(j) = 0;
        qtyin(j) = 0;
        pumpe=0;
        kjore=0;

        if (pris(j) < average)
            switch RKM
                case 1
                    if (tilsig(j)>qbest(i))
                        qp(j)=qbest(i);
                        pumpe = 1;
                        if (tilsig(j)-qbest(i)> 3)
                            qtyin(j) = tilsig(j) - qbest(i);
                            kjoring = 1;
                        end
                    elseif torolmen(1,2)> minstevol(i)
                        qp(j) = qbest(i);
                        pumpe = 1;
                    end
                case 0
                    if (tilsig(j)>qbest(i) || torolmen(1,2)> minstevol(i) )
                        qp(j)=qbest(i);
                        pumpe = 1;
                    end
            end

        elseif (pris(j) > average)
            if(torolmen(1,2) > qtyin_max*3600*10^(-6))
                qtyin(j) = qtyin_max;
                kjore = 1;
            end
        end

        if (nytt_nivaa(j-1,i) > hrv_tyin_pumpe)
            qp(j)=0;
            pumpe = 2;
        end

        if (torolmen(1,1)> hrv_tor )

```



```

    qtyin(j) = qtyin_max;
    kjore = 2;
end

    lager = lager + qp(j)*3600/10^6;
    nivaa_magvol(j,i) = magvol_tyin(startnivaa(j));
    nytt_magvol(j,i) = nivaa_magvol(j,i) + lager;
    nytt_nivaa(j,i) = nivaa_tyin(nytt_magvol(j,i));

    ekstra = (tilsig(j)*3600*10^(-6)) - (qp(j)*3600*10^(-6)) -
(qtyin(j)*3600*10^(-6));
    torolmen(1,2) = torolmen(1,2) + ekstra ;
    torolmen(1,1) = nivaa_torolmen(torolmen(1,2));

    qtabell(j,i) = qp(j);
    vgrad(j,i) = vgr_pumpe;
    nivaatabell_tor(j,i) = torolmen(1,1);
    magtabell_tor(j,i) = torolmen(1,2);
    binary(j,i) = pumpe;
    binary_tyin(j,i) = kjore;

end

end

switch A(k)
case 2006
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
    xlswrite('2006_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
case 2007
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
    xlswrite('2007_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
case 2008
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
    xlswrite('2008_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
case 2009
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
    xlswrite('2009_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
case 2010
    xlswrite('2010_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
    xlswrite('2010_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
    xlswrite('2010_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');

```

```

        xlswrite('2010_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
        xlswrite('2010_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
        xlswrite('2010_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
        xlswrite('2010_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
        xlswrite('2010_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
    case 2011
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',vgrad,1,'C2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',qtabell,1,'I2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',nytt_nivaa,2,'C2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',nivaatabell_tor,2,'I2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',nytt_magvol,3,'C2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',magtabell_tor,3,'I2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',binary,3,'O2');
        xlswrite('2011_utdata_pumpe',binary_tyin,7,'B2');
end
end

```

## prissortering\_20xx.m

```

% program som tar inn data om hvor mange timer som skal kjøres for å bruke
% opp pumpevannet og fordeler dem på timene med høyest pris
A = [2006 2007 2008 2009 2010 2011];
for k = 1: length(A)

switch A(k)
    case 2006
        dato = xlsread('2006_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2006_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2006_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2006_kjoredata',6,'D3:D7');
    case 2007
        dato = xlsread('2007_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2007_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2007_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2007_kjoredata',6,'D3:D7');
    case 2008
        dato = xlsread('2008_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2008_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2008_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2008_kjoredata',6,'D3:D7');
    case 2009
        dato = xlsread('2009_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2009_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2009_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2009_kjoredata',6,'D3:D7');
    case 2010
        dato = xlsread('2010_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2010_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2010_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2010_kjoredata',6,'D3:D7');
    case 2011
        dato = xlsread('2011_kjoredata',4,'B2:B5881');
        pris = xlsread('2011_kjoredata',4,'C2:C5881');
        kriterie = xlsread('2011_kjoredata',4,'J2:N5881');
        kjoretimer = xlsread('2011_kjoredata',6,'D3:D7');
end

[timer,pumper] = size(kriterie);
pumpe1 = zeros(timer,2);
pumpe2 = zeros(timer,2);
pumpe3 = zeros(timer,2);
pumpe4 = zeros(timer,2);
pumpe5 = zeros(timer,2);

```

```

for i = 1:pumper
counter = 0;
kjore = 0;
for j = 1:timer
if (kriterie(j,i) == 1 || (counter < kjoretimer(i) && kjore == 1))
kjore = 1;
counter = counter + 1;
switch i
case 1
pumpe1(j,1) = dato(j);
pumpe1(j,2) = pris(j);
case 2
pumpe2(j,1) = dato(j);
pumpe2(j,2) = pris(j);
case 3
pumpe3(j,1) = dato(j);
pumpe3(j,2) = pris(j);
case 4
pumpe4(j,1) = dato(j);
pumpe4(j,2) = pris(j);
case 5
pumpe5(j,1) = dato(j);
pumpe5(j,2) = pris(j);

end
else
switch i
case 1
pumpe1(j,1) = dato(j);
case 2
pumpe2(j,1) = dato(j);
case 3
pumpe3(j,1) = dato(j);
case 4
pumpe4(j,1) = dato(j);
case 5
pumpe5(j,1) = dato(j);
end
end

end
end

sortert1 = flipdim(sortrows(pumpe1,2),1);
sortert2 = flipdim(sortrows(pumpe2,2),1);
sortert3 = flipdim(sortrows(pumpe3,2),1);
sortert4 = flipdim(sortrows(pumpe4,2),1);
sortert5 = flipdim(sortrows(pumpe5,2),1);

for i = 1:pumper
switch i
case 1
sortert1((kjoretimer(i) + 1):end,2) = 0;
case 2
sortert2((kjoretimer(i) + 1):end,2) = 0;
case 3
sortert3((kjoretimer(i) + 1):end,2) = 0;
case 4
sortert4((kjoretimer(i) + 1):end,2) = 0;
case 5
sortert5((kjoretimer(i) + 1):end,2) = 0;

end
end

sortert1 = sortrows(sortert1,1);

```

```

sortert2 = sortrows(sortert2,1);
sortert3 = sortrows(sortert3,1);
sortert4 = sortrows(sortert4,1);
sortert5 = sortrows(sortert5,1);

switch A(k)
    case 2006
        xlswrite('2006_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2006_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2006_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2006_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2006_kjoredata', sortert5,5,'N2');
    case 2007
        xlswrite('2007_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2007_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2007_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2007_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2007_kjoredata', sortert5,5,'N2');
    case 2008
        xlswrite('2008_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2008_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2008_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2008_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2008_kjoredata', sortert5,5,'N2');
    case 2009
        xlswrite('2009_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2009_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2009_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2009_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2009_kjoredata', sortert5,5,'N2');
    case 2010
        xlswrite('2010_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2010_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2010_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2010_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2010_kjoredata', sortert5,5,'N2');
    case 2011
        xlswrite('2011_kjoredata', sortert1,5,'B2');
        xlswrite('2011_kjoredata', sortert2,5,'E2');
        xlswrite('2011_kjoredata', sortert3,5,'H2');
        xlswrite('2011_kjoredata', sortert4,5,'K2');
        xlswrite('2011_kjoredata', sortert5,5,'N2');
end
end

```

## kjoring\_20xx.m

```

A = [2006 2007 2008 2009 2010 2011];
for k = 1: length(A)
    switch A(k)
        case 2006
            volum_tyin = xlsread('2006_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
            volum_tor = xlsread('2006_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

            kriterie = xlsread('2006_kjoredata',7,'C2:G5881');
            turbindata = xlsread('2006_kjoredata',6,'G4:G6');
            pumpemengde = xlsread('2006_kjoredata',1,'C5882:G5882');
        case 2007
            volum_tyin = xlsread('2007_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
            volum_tor = xlsread('2007_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

            kriterie = xlsread('2007_kjoredata',7,'C2:G5881');
            turbindata = xlsread('2007_kjoredata',6,'G4:G6');
            pumpemengde = xlsread('2007_kjoredata',1,'C5882:G5882');
    end
end

```

```

case 2008
    volum_tyin = xlsread('2008_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
    volum_tor = xlsread('2008_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

    kriterie = xlsread('2008_kjoredata',7,'C2:G5881');
    turbindata = xlsread('2008_kjoredata',6,'G4:G6');
    pumpemengde = xlsread('2008_kjoredata',1,'C5882:G5882');
case 2009
    volum_tyin = xlsread('2009_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
    volum_tor = xlsread('2009_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

    kriterie = xlsread('2009_kjoredata',7,'C2:G5881');
    turbindata = xlsread('2009_kjoredata',6,'G4:G6');
    pumpemengde = xlsread('2009_kjoredata',1,'C5882:G5882');
case 2010
    volum_tyin = xlsread('2010_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
    volum_tor = xlsread('2010_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

    kriterie = xlsread('2010_kjoredata',7,'C2:G5881');
    turbindata = xlsread('2010_kjoredata',6,'G4:G6');
    pumpemengde = xlsread('2010_kjoredata',1,'C5882:G5882');
case 2011
    volum_tyin = xlsread('2011_utdata_pumpe',3,'C3:G5882');
    volum_tor = xlsread('2011_utdata_pumpe',3,'I3:M5882');

    kriterie = xlsread('2011_kjoredata',7,'C2:G5881');
    turbindata = xlsread('2011_kjoredata',6,'G4:G6');
    pumpemengde = xlsread('2011_kjoredata',1,'C5882:G5882');
end

```

```

pumpemengde_tor = transpose(pumpemengde);
pumpemengde_tyin =transpose(pumpemengde);

```

```

hrv_tyin = 1083.89;
lrv_tyin = 1073.55;
hrv_tor = 1050.8;
lrv_tor = 1047.8;

```

```

manningstall = 33;
lengde = 2586;
areal = 19.8;

```

```

[timer,pumper] = size(kriterie);

```

```

qbest = turbindata(1);
qmax = turbindata(2);
qmin = turbindata(3);
qtyin_best = 40;

```

```

nytt_magvol_tyin = zeros(timer,pumper);
nytt_nivaa_tyin = zeros(timer,pumper);
nytt_magvol_tor = zeros(timer,pumper);
nytt_nivaa_tor = zeros(timer,pumper);

```

```

hf = zeros(timer,pumper);
hbrutto = zeros(timer,pumper);
hnetto = zeros(timer,pumper);

```

```

vgrad_tabell = zeros(timer,pumper);
qtabell = zeros(timer,pumper);
qtabell_tyin = zeros(timer,pumper);
energitabell = zeros(timer,pumper);

```

```

qt = zeros(timer,1);
qtyin = zeros(timer,1);

```

```

for i = 1:pumper
    kjoring = 0;
    fratrekk = 0;
    lager = 0;
    for j = 1:timer

        qt(j) = 0;
        qtyin(j) = 0;
        kjoring = 0;

        if (kriterie(j,i)==1)
            qt(j) = qmax;
            qtyin(j) = qtyin_best;
            kjoring = 1;

            if (pumpemengde_tor(i) < qmax)
                qt(j) = pumpemengde_tor(i);
            end

            if (pumpemengde_tyin(i) < qtyin_best)
                qtyin(j) = pumpemengde_tyin(i);
            end

        end

        pumpemengde_tor(i) = pumpemengde_tor(i)-qt(j);
        pumpemengde_tyin(i) = pumpemengde_tyin(i)-qtyin(j);

        fratrekk = fratrekk + qt(j)*3600/10^6;
        nytt_magvol_tyin(j,i) = volum_tyin(j,i) - fratrekk;
        nytt_nivaa_tyin(j,i) = nivaa_tyin(nytt_magvol_tyin(j,i));

        lager = lager + qtyin(j)*3600/10^6;
        nytt_magvol_tor(j,i) = volum_tor(j,i) + fratrekk - lager;
        nytt_nivaa_tor(j,i) = nivaa_torolmen(nytt_magvol_tor(j,i));

        vgrad = virkningsgrad3_kaplan(qt(j),qmax);
        vgrad_tabell(j,i) = vgrad;
        qtabell(j,i) = qt(j);
        qtytabell_tyin(j,i) = qtyin(j);
        hf(j,i) = friksjonstap(areal, lengde, manningstall, qt(j));
        hbrutto(j,i) = nytt_nivaa_tyin(j,i) - nytt_nivaa_tor(j,i);
        hnetto(j,i) = hbrutto(j,i) - hf(j,i);

        energitabell(j,i) = produksjon(vgrad,qt(j),hnetto(j,i));

    end
end

switch A(k)
    case 2006
        xlswrite('2006_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');
        xlswrite('2006_kjoredata',qtabell,8,'C2');
        xlswrite('2006_kjoredata',qtytabell_tyin,8,'I2');

        xlswrite('2006_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
        xlswrite('2006_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
        xlswrite('2006_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
        xlswrite('2006_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

        xlswrite('2006_kjoredata',energitabell,10,'C2');
        xlswrite('2006_kjoredata',hf,10,'I2');
    case 2007
        xlswrite('2007_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');

```

```

xlswrite('2007_kjoredata',qtabell,8,'C2');
xlswrite('2007_kjoredata',qtabell_tyin,8,'I2');

xlswrite('2007_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
xlswrite('2007_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
xlswrite('2007_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
xlswrite('2007_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

xlswrite('2007_kjoredata',energitabell,10,'C2');
xlswrite('2007_kjoredata',hf,10,'I2');
case 2008
xlswrite('2008_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');
xlswrite('2008_kjoredata',qtabell,8,'C2');
xlswrite('2008_kjoredata',qtabell_tyin,8,'I2');

xlswrite('2008_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
xlswrite('2008_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
xlswrite('2008_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
xlswrite('2008_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

xlswrite('2008_kjoredata',energitabell,10,'C2');
xlswrite('2008_kjoredata',hf,10,'I2');
case 2009
xlswrite('2009_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');
xlswrite('2009_kjoredata',qtabell,8,'C2');
xlswrite('2009_kjoredata',qtabell_tyin,8,'I2');

xlswrite('2009_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
xlswrite('2009_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
xlswrite('2009_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
xlswrite('2009_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

xlswrite('2009_kjoredata',energitabell,10,'C2');
xlswrite('2009_kjoredata',hf,10,'I2');
case 2010
xlswrite('2010_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');
xlswrite('2010_kjoredata',qtabell,8,'C2');
xlswrite('2010_kjoredata',qtabell_tyin,8,'I2');

xlswrite('2010_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
xlswrite('2010_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
xlswrite('2010_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
xlswrite('2010_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

xlswrite('2010_kjoredata',energitabell,10,'C2');
xlswrite('2010_kjoredata',hf,10,'I2');
case 2011
xlswrite('2011_kjoredata',vgrad_tabell,7,'I2');
xlswrite('2011_kjoredata',qtabell,8,'C2');
xlswrite('2011_kjoredata',qtabell_tyin,8,'I2');

xlswrite('2011_kjoredata',nytt_nivaa_tor,9,'C2');
xlswrite('2011_kjoredata',nytt_nivaa_tyin,9,'I2');
xlswrite('2011_kjoredata',nytt_magvol_tor,9,'O2');
xlswrite('2011_kjoredata',nytt_magvol_tyin,9,'U2');

xlswrite('2011_kjoredata',energitabell,10,'C2');
xlswrite('2011_kjoredata',hf,10,'I2');
end
end

```





## 2 Matlabkode fra Simen Vogt-Svendsen sin masteroppgave hydropowersystem.m

```
% Enkelt vannkraftsystem
% function hydropowersystem=hydropowersystem(Ta,Td,bt,bp,bs)
clear all;
clc;

governor='self-regulation';
compensator='none'; %none, araki, xinxin or murty
water_conduits='complete'; %penstock or complete
bode=1;           %1 for ON, 0 for OFF
rootlocus=0;     %1 for ON, 0 for OFF
nichols=0;       %1 for ON, 0 for OFF

%CONSTANTS
Q0=35;%!
H0=30;%!
A=19.8;%!
M=33;%!
g=9.81;%!
a=1200;%!
As=50;%!
Lt=1750;%! lengde fra magasin til svingesjakt
V0=Q0/A;%!
At=0.0083*((M^2)*A^(5/3))/H0;

%CALCULATIONS
Tw=Q0/(g*H0)*((40/50)+(20/20)+(600/19.8)+(25/7.1)+(130/19.8))%!sum(L/A)
Tws=(As*H0)/Q0;
Twt=(Lt*V0)/(g*H0);
K=0.0001; %?
Tr=1.14;%!
Fn=1;
Td=15.6;%!
bt=2.9;%!
Ta=7;
bs=-0.01; % self-regulation
bp=0.0; % statics
as=As/At

%%Compensator control parameters:
T1=1;
T2=100;
T3=10;
%%% PID regulation tuning (Hagihara et al (1979):
% KP = (4*Ta)/(5*Tw);
% KP/KI=Tw/3;
% KP/KD=3/Tw;

%%%Stein empirical regulation formulas:
%PI
% % % Gain=zeros(10,10);
% % % Phase=zeros(10,10);
% % % variable1=1:1:10;
% % % variable2=1:1:10;
% % %
% % % for counter1=1:length(variable1)
% % %     for counter2=1:length(variable2)
% % %         Td=variable1(counter1)*Tw;
% % %         bt=variable2(counter2)*(Tw/Ta);

%PID
% Td=3*Tw;
% TN=0.5*Tw;
% KP=1.5*(Tw/Ta);
switch water_conduits
```

```

    case 'penstock'
        wc_num = [-Tw 1];
        wc_denom = [0.5*Tw 1];
    case 'complete'
        wc_num = [-Tw*Tw*Twt (Tws*Twt-K*Tw*Tws) (K*Tw-Twt-Tw) 1-K];
        wc_denom = [0.5*Tw*Tws*Twt*Twt (Tws*Twt-0.5*K*Tw*Tws) (K*Tw-0.5*Twt-0.5*Tw) 1-
0.5*K];
end

switch governor
    case 'pi'
        KP = Ta*bt*Td;
        TF_num = (1/KP)*conv([Td 1], [-Tw 1]);
        TF_denom = conv([0.5*Tw 1], [1 0 0]);
    case 'pid'
        TF_num = conv([Td 1], [-Tw 1]);
        TF_denom = conv([0.5*Tw*Ta Ta 0], [bt*Td bp]);
    case 'self-regulation'

        switch compensator
            case 'araki'
                TF_denom = conv([0.5*Tw 1], [Ta Fn]);
            case 'shen'
                TF_denom = [0.1*Tr^2 0.5*Tw 1];
            case 'xinxin'
                compensator = conv([Td 1], conv([T2 1], [T3 1])) - [0 bt*T1*Td 0 0];
                TF_num = conv(compensator, wc_num);
                TF_denom = conv([T2 1], conv([T3 1], conv([Ta bs], conv(wc_denom, [bt*Td
bp]))));
            case 'none'
                TF_num = conv([Td 1], wc_num);
                TF_denom = conv([Ta bs], conv(wc_denom, [bt*Td bp]));
        end
end

hd = tf(TF_num, TF_denom);
w = logspace(-3, 1, 1000);

%%plot
if bode==1
figure(1)
[Gm, Pm, Wg, Wp] = margin(hd);
% Gain(counter1, counter2)=db(Gm);
% Phase(counter1, counter2)=Pm;
margin(hd)
hold on;
end

% N=1/(1+hd);
% % [Closedloop_Gm, Closedloop_Pm, CLWg, CLWp] = margin(N);
% margin(N)
% hold off;
if rootlocus==1
figure(2)
rlocus(hd);
hold on;
zero(hd);
hold off;
end

if nichols==1
figure(3)
nichols(hd)
end

% %%Alternative plotting algorithm%%
% figure(2)
% x=10^-3:1:10^1;

```

```

% y1=zeros(1,length(x));
% y2=-ones(1,length(x)).*180;
%
% subplot(2,1,1)
% [amp0 phase0]=bode(TF_num, TF_denom, w);
% semilogx(w,20*log10(amp0), 'LineWidth',2),grid;
% hold on;
% plot(x,y1,'black')
% set(get(1,'CurrentAxes'),'YTick',[-50 -40 -30 -10 0 10 20 30 40 50 60 70])
% set(get(1,'CurrentAxes'),'YLim',[-50 70])
% hold on;
% ylabel('Magnitude(dB)')
% title(['    b_{p}= ',num2str(bp),'    b_{s}= ',num2str(bs)];['T_{w}= ',num2str(Tw),'    T_{a}= ',num2str(Ta),'    T_{d}= ',num2str(Td),'    b_{p}= ',num2str(bp),'    b_{s}= ',num2str(bs),'    b_{t}= ',num2str(bt),'    T_{d}= ',num2str(Td)],'FontWeight','bold')
%
% N=1/(1+hd);
% % [Closedloop_Gm,Closedloop_Pm,CLWg,CLWp] = margin(N);
% [amp1 phase1]=bode(N,w);
% amp2=zeros(size(w));
% semilogx(w,20*log10(amp1(1,:)),'-r','LineWidth',2)
% hold off;
%
% subplot(2,1,2)
% semilogx(w,phase0-360,'LineWidth',2),grid
% hold on;
% plot(x,y2,'black')
% set(get(1,'CurrentAxes'),'YTick',[-270 -180 -135 -90 -45 0 90])
% set(get(1,'CurrentAxes'),'YLim',[-270 90])
% ylabel('Phase(deg)')

% figure(2)
% bode(TF_num, TF_denom, w)

```



### 3 Nødvendig prisdifferanse

For vannmegder i programmet

RKM = 0	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
År	5	10	15	20	25
2006	9,4	9,1	9,5	11,4	13,2
2007	9,0	8,1	7,9	8,4	8,8
2008	6,5	5,5	5,3	5,5	5,6
2009	24,0	22,2	22,5	25,6	28,9
2010	6,8	6,3	6,3	7,6	8,7
2011	68,2	62,0	66,7	80,4	100,6

RKM = 1	Pumpekapasitet [m <sup>3</sup> /s]				
År	5	10	15	20	25
2006	10,8	10,5	10,9	12,6	14,1
2007	10,4	9,3	9,0	9,6	10,1
2008	7,0	6,3	6,1	6,3	6,4
2009	25,0	23,5	23,4	25,9	29,2
2010	7,8	7,2	7,2	8,3	9,4
2011	82,0	73,6	73,2	79,3	100,6

For ulike energimengder produsert i Tyin og tre forskjellige prisscenarier

NVE, r = 7 %	Q [m <sup>3</sup> /s]				
Energi [GWh]	5	10	15	20	25
10	15,50	23,50	29,90	36,90	43,50
20	7,75	11,75	14,95	18,45	21,75
30	5,17	7,83	9,97	12,30	14,50
40	3,88	5,88	7,48	9,23	10,88
50	3,10	4,70	5,98	7,38	8,70
60	2,58	3,92	4,98	6,15	7,25
70	2,21	3,36	4,27	5,27	6,21
80	1,94	2,94	3,74	4,61	5,44
90	1,72	2,61	3,32	4,10	4,83
100	1,55	2,35	2,99	3,69	4,35
110	1,41	2,14	2,72	3,35	3,95
120	1,29	1,96	2,49	3,08	3,63
130	1,19	1,81	2,30	2,84	3,35

dobbel NVE, r = 7 %		Q [m3/s]				
Energi [GWh]	5	10	15	20	25	
10	31,10	47,00	59,90	73,80	87,00	
20	15,55	23,50	29,95	36,90	43,50	
30	10,37	15,67	19,97	24,60	29,00	
40	7,78	11,75	14,98	18,45	21,75	
50	6,22	9,40	11,98	14,76	17,40	
60	5,18	7,83	9,98	12,30	14,50	
70	4,44	6,71	8,56	10,54	12,43	
80	3,89	5,88	7,49	9,23	10,88	
90	3,46	5,22	6,66	8,20	9,67	
100	3,11	4,70	5,99	7,38	8,70	
110	2,83	4,27	5,45	6,71	7,91	
120	2,59	3,92	4,99	6,15	7,25	
130	2,39	3,62	4,61	5,68	6,69	
trippel NVE, r = 7 %		Q [m3/s]				
Energi [GWh]	5	10	15	20	25	
10	46,60	70,50	89,80	110,60	130,60	
20	23,30	35,25	44,90	55,30	65,30	
30	15,53	23,50	29,93	36,87	43,53	
40	11,65	17,63	22,45	27,65	32,65	
50	9,32	14,10	17,96	22,12	26,12	
60	7,77	11,75	14,97	18,43	21,77	
70	6,66	10,07	12,83	15,80	18,66	
80	5,83	8,81	11,23	13,83	16,33	
90	5,18	7,83	9,98	12,29	14,51	
100	4,66	7,05	8,98	11,06	13,06	
110	4,24	6,41	8,16	10,05	11,87	
120	3,88	5,88	7,48	9,22	10,88	
130	3,58	5,42	6,91	8,51	10,05	

## 4 Systemdynamiske overslag

Uten svingesjakt

<b>Q</b>		35	
<b>g</b>		9,81	
<b>H0</b>		30	
<b>L1</b>	<b>A1</b>		<b>L/A</b>
	2400	19,8	121,2121
<b>L3</b>	<b>A3</b>		
<b>L4</b>	<b>A4</b>		
	25	7,068583	3,536777
<b>L5</b>	<b>A5</b>		
	30	28,27433	1,061033
<b>L6</b>	<b>A6</b>		
	100	19,8	5,050505
	$\sum L/A$		130,8604

$T_w$  15,56274

Med ulike vannspeilareal:

$A_s = 20$

	<b>L</b>	<b>A</b>	<b>L/A</b>
<b>1</b>	1750	19,8	88,38384
<b>2</b>	20	20	1
<b>3</b>	40	20	2
<b>4</b>	600	19,8	30,30303
<b>5</b>	25	7,1	3,521127
<b>6</b>	30	19,6	1,530612
<b>7</b>	100	19,8	5,050505

91,38384

$\sum L/A$  43,40527

<b>Q</b>	<b>35</b>
<b>g</b>	9,81
<b>H0</b>	30
<b><math>T_w</math></b>	<b>5,162027</b>
<b><math>T_r</math></b>	1,141667
<b>TL</b>	15
<b><math>T_a?</math></b>	20,64811
<b><math>A_s</math></b>	20
<b><math>dZ</math></b>	<b>23,88654</b>
<b><math>\omega</math></b>	<b>0,073263</b>
<b>T</b>	<b>85,76203</b>
<b><math>t = 10</math> s</b>	<b>21,27642</b>

## trykkøkning

sum(L/A)	36,82416
dH	8,758719



**As = 50**

	<b>L</b>	<b>A</b>	L/A
<b>1</b>	1750	19,8	88,38384
<b>2</b>	20	20	1
<b>3</b>	40	50	0,8
<b>4</b>	600	19,8	30,30303
<b>5</b>	25	7,1	3,521127
<b>6</b>	30	19,6	1,530612
<b>7</b>	100	19,8	5,050505

90,18384

$\sum L/A$  42,20527

<b>Q</b>	<b>35</b>
<b>g</b>	9,81
<b>H0</b>	30
<b>Tw</b>	5,019316
<b>Tr</b>	1,141667
<b>TL</b>	15
<b>Ta?</b>	20,07726
<b>As</b>	50
<b>dZ</b>	15,00766
<b>ω</b>	0,046643
<b>T</b>	134,7084
<b>t = 10 s</b>	9,664098

<b>sum(L/A)</b>	35,62416
<b>dH</b>	8,473296

**As = 70**

	<b>L</b>	<b>A</b>	L/A
<b>1</b>	1750	19,8	88,38384
<b>2</b>	20	20	1
<b>3</b>	40	70	0,571429
<b>4</b>	600	19,8	30,30303
<b>5</b>	25	7,1	3,521127
<b>6</b>	30	19,6	1,530612
<b>7</b>	100	19,8	5,050505

89,95526696

$\sum L/A$  41,9767

<b>Q</b>	<b>35</b>
<b>g</b>	9,81
<b>H0</b>	30
<b>Tw</b>	4,992133
<b>Tr</b>	1,141667
<b>TL</b>	15
<b>Ta?</b>	19,96853
<b>As</b>	70
<b>dZ</b>	12,6677
<b>ω</b>	0,03947
<b>T</b>	159,187
<b>t = 10 s</b>	7,069452

<b>sum(L/A)</b>	35,39559
<b>dH</b>	8,41893

Statisk trykk

HRV -

HRV 42

hf 4,030676

<b>As[m<sup>2</sup>]</b>	<b>20</b>	<b>50</b>	<b>70</b>
<b>Δh[mVs]</b>	8,8	8,5	8,4
<b>U-rør[m]</b>	21,3	9,7	7,1
<b>Totalt[m]</b>	30,0	18,1	15,5
<b>Økning[%]</b>	71,5	43,2	36,9

<b>As[m<sup>2</sup>]</b>	<b>20</b>	<b>50</b>	<b>70</b>
<b>Tw[s]</b>	5,2	5,0	5,0
<b>Δz[m]</b>	23,9	15,0	12,7
<b>ω[1/s]</b>	0,073	0,047	0,039
<b>T [s]</b>	86	135	159