

# PUMPEKRAFTVERK MELLOM STORE UREVATNET OG VATNDALSVATNET I ØVRE OTRA - TUNNELSYSTEM

**Andreas Fløystad**

Bygg- og miljøteknikk (2 årig)

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Leif Lia, IVM

Medveileder: Ånund Killingtveit, IVM

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for vann- og miljøteknikk



# Forord

Denne rapporten er skrevet for å belyse potensialet for å bygge storskala pumpekraftverk i Øvre del av Otra- vassdraget. I tillegg har det vært hensikten å undersøke hvordan tunnelsystemet til et pumpekraftverk kan designes.

Jeg håper at rapporten vil brukes som grunnlag for videre undersøkelser av pumpekraft i Norge og planlegging av pumpekraftverk i Setesdalen.

Jeg ønsker å takke hovedveiler professor Leif Lia ved NTNU for god oppfølging og veiledning. Jeg vil også takke Agder Energi som har vært tilrettelegger for arbeidet med oppgaven. Her ønsker jeg spesielt å takke veileder Leif Ottar Tveito og Ole Morten Egeland for et godt samarbeid.

Grimstad, 10.2.2012

Andreas Fløystad



# Sammendrag

EU har planer for en storstilt utbygging av uregulerbar kraft, og etterspør regulerbar kraft som kan balansere forskjellen mellom kraftforbruk og kraftproduksjon. Norge har et fleksibelt vannkraftsystem, og kan bli en leverandør av balansekraft ved å bygge ut store pumpekraftverk. Urevatn og Vatndalsvatn i Setesdalen i Sør- Norge har potensiale for utbygging av pumpekraftverk. Det er særlig vannmagasinenes store vannvolum, korte innbyrdes avstand og høydeforskjellen mellom dem som gjør de interessante for en pumpekraftutbygging. Formålet med denne oppgaven er å skissere en mulig utforming av et pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn. Hovedfokuset i oppgaven er tunnelsystemet og at pumpekraftverket som helhet skal representere kombinasjonen av optimal økonomi og gode tekniske løsninger. Det er gjort en rekke tekniske og markedsmessige vurderinger for å kunne optimalisere de nødvendige elementene av pumpekraftverket. Den installerte effekten er dimensjonert ved å analysere variasjonen i dansk vindkraftproduksjon over en 10- års periode. Den optimale installerte effekten er beregnet til å være 1600 MW slik at kraftverket får en pumpeevne på  $549 \text{ m}^3/\text{s}$ . Ved design av vannveien er det i hovedsak benyttet beregningsmetoder av overslagsmessig karakter. Vannveien er 2630 meter lang og er designet med skrå tilløpstunnel og horisontal avløpstunnel. Det optimale tunnelverrsnittet er funnet til å være  $360 \text{ m}^2$ . Aggregatet må dykkes 44 meter i forhold til undervannet for å unngå kavitasjon. De totale kostnadene for bygging av det designede pumpekraftverket er beregnet til å være 3762 MNOK. På bakgrunn av enkle kriterier for stabilitet av det dynamiske systemet, er det funnet av det er behov for et svingesystem. Et luftputekammer er derfor valgt for å bedre stabiliteten. Likevel er det konkludert med at det må gjøres frekvensanalyser av det dynamiske systemet for å kunne avgjøre behovet for et svingesystem. Det er konkludert med at et pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn er meget godt egnet for å kunne levere balansekraft til Europa, der store mengder effekt kan bygges ut til en relativt lav kostnad.



# Abstract

The European Union has plans for a large-scale development of variable output power sources. This will increase the demand of flexible power that can balance the difference between power consumption and power production. Norway's hydropower system is flexible and can become a supplier of balancing power by developing pumped storage hydropower (PSH). The Urevatn and Vatndalsvatn reservoirs in Setesdalen in southern Norway have potential to develop PSH. In particular, the large reservoir volume, short distance apart and height difference between them which makes them interesting for PSH. The purpose of this paper is to outline a possible design of a PSH plant between Urevatn and Vatndalsvatn. The main focus in the thesis is the tunnel system and the total design of the PSH plant to represent the optimal combination of economic and technical solutions. It's made a number of technical and market assessments in order to optimize the main parts of the PSH plant. The installed power is designed by analyzing the variation in Danish wind power production over a 10 - year period. The optimum installed capacity is estimated to be 1600 MW, and the pump capacity to be 549 m<sup>3</sup> / s. The design of the tunnel system is mainly based on hand- calculation. The unlined tunnel system is in total 2630 meters long, and is designed with a sloped headrace tunnel and horizontal tailrace tunnel. The optimal tunnel cross section is found to be 360 m<sup>2</sup>. The reversible pump turbine must be placed 44 meters below the tailwater to avoid cavitation. The total cost of construction of the PSH plant is estimated to be 3762 MNOK. On the basis of criterias for stability of the dynamic system, it is found that a surging system is necessary. An air cushion chamber is chosen to improve the dynamic stability. Nevertheless, it is concluded that a frequency analysis of the dynamic system must be done to determine the need for an air cushion chamber. It is concluded that a PSH plant between Urevatn and Vatndalsvatn is very well suited to provide balance power to Europe, where large amounts of power can be developed at a relatively low cost.





# Innhold

Figurliste.....	9
Tabelliste.....	10
1. Innledning.....	11
1.1 Klimautfordringer og Norge som leverandør av balansekraft.....	11
1.2 Formålet med masteroppgaven.....	11
2. Bakgrunnsmateriale.....	12
2.1 Orientering.....	12
2.2 Pumpekraftverk som konsept.....	12
2.3 Inntjening og lønnsomhet til et pumpekraftverk.....	13
2.4 Dimensjoneringsgrunnlag og prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra".....	14
2.5 Miljømessige forhold.....	14
2.6 Turbin/pumpeteknologi.....	17
2.7 Stabilitet i strømmettet.....	22
2.8 Utenlandskabler.....	23
2.9 Aktuelle eksisterende vassdragsanlegg i Øvre Otra.....	24
2.10 Eksisterende strømmnett.....	25
2.11 Lokale geologiske forhold.....	27
2.12 Stabilitet av fyllingsdammer ved hurtig nedtapping.....	29
2.13 Kostnader ved bygging av et pumpekraftverk.....	30
2.14 Vertikal linjeføring.....	32
2.15 Driving og tverrsnittsutforming av vanntunneler.....	36
3. Markedsbetraktninger.....	39
3.1 Generelt.....	39
3.2 Framtidas energimiks.....	39
3.3 Ulike scenarioers påvirkning på utformingen av pumpekraftverket.....	41
4. Beregningsmetoder for dynamikk i vannveien.....	42
4.1 Dynamisk dimensjonering av et vannkraftverk.....	42
4.2 Numeriske modeller- LVTrans.....	47
4.3 Valg av beregningsmetode.....	47
5. Driftssimulering og optimalisering.....	49
5.1 Metode for optimalisering av installasjonen.....	49
5.2 Optimal installert effekt.....	52
5.3 Driftssimulering av pumpekraftverket.....	53
5.4 Optimalisering av tunneltverrsnittet.....	54
6. Beregninger og beregningsresultater.....	57
6.1 Generelt.....	57

6.2	Dynamisk dimensjonering.....	57
6.3	Vertikal linjeføring.....	59
7.	Design og valg av løsninger.....	63
7.1	Valg av antall og type aggregat.....	63
7.2	Stasjonshallen.....	63
7.3	Plassering av inntak og utløp.....	64
7.4	Tunnelens tverrsnittprofil.....	65
7.5	Linjeføring.....	66
7.6	Kostnader.....	69
8.	Diskusjon.....	72
8.1	Generelt.....	72
8.2	Optimal installert effekt.....	72
8.3	Utløps- og inntaksplassering.....	73
8.4	Dynamisk dimensjonering.....	73
8.5	Dykking av turbinen.....	74
9.	Konklusjon.....	75
10.	Videre arbeid.....	76
11.	Referanseliste.....	77
	Bibliografi.....	77
12.	Appendiks.....	79
12.1	Utrag av regneark som ligger til grunn for frekvenstabellen til i kapittel 5.1.....	79
12.2	Regneark for å finne optimal installert effekt.....	80
12.3	Magasinfyllingskurve fra simulering.....	82
12.4	Regnearktabell for optimalisering av tunneltverrsnitt.....	85
12.5	Utdrag fra Stortingets spørretime 2.5.2012 kl 10.00, spørsmål 15.....	86
12.6	E- post fra Øyvind Håland vedrørende nettkapasiteten mellom Holen og Kristiansand.....	88

# Figurliste

Figur 2-1: Kartutsnitt av de to aktuelle vannmagainene.....	12
Figur 2-2: Prinsippskisse av et pumpekraftverk.....	13
Figur 2-3: Kartutsnitt av landskapsvernområdet.....	15
Figur 2-4: Skisse av et ternært aggregat .....	18
Figur 2-5: Skisse av en reversibel pumpeturbin .....	18
Figur 2-6: Hill-diagram.....	19
Figur 2-7: Prinsipiell forklaring av løftehøyde( $H_{np}$ ), fallhøyde( $H_{nt}$ ) og brutto vanntrykk( $H_{st}$ ).....	19
Figur 2-8: Illustrasjon av de to referansepunktene i Bernoullis ligning .....	20
Figur 2-9: Kart over Statnetts utenlandsforbindelser .....	24
Figur 2-10: Oversiktskart over Øvre Otra.....	25
Figur 2-11: Flyfoto av terrenget mellom Urevatn og Vatndalsvatn.....	27
Figur 2-12: Berggrunnskart over området mellom Urevatn og Vatndalsvatn.....	28
Figur 2-13: Sikkerhetsfaktorer beregnet for Vatnedalsdammene ved hurtig nedtapping .....	30
Figur 2-14:Forklaring til dukking av inntak.....	33
Figur 2-15: Symbolforklaring for kontroll av fjelloverdekning .....	34
Figur 2-16: Hydraulisk optimalt utformet tunnelprofil .....	36
Figur 2-17:Tunnelprofil av store vanntunneler i Norge og Sverige .....	37
Figur 2-18: Tversnittet til avløpstunnelen ved Stornorrfors kraftverk.....	38
Figur 3-1: Prognoser for energimiksen i Europa fra til 2030.....	40
Figur 3-2:Prognoser for produksjon av fornybar energi .....	40
Figur 3-3: Effektutvidelse for ulike kraftkilder fram mot 2030.....	41
Figur 4-1: Trykkforløp ved hurtig og langsom turbinstengning.....	44
Figur 4-2: Prinsippskisse av svingesjakt/kammer og luftputekammer .....	45
Figur 4-3: Oppsettet av kraftverket i LVTrans .....	47
Figur 5-1:Vindkraftproduksjonen for en tilfeldig periode.....	50
Figur 5-2: Eksempel på terskelverdi.....	51
Figur 5-3: Eksempel på frekvenstabell for pumpemodus.....	51
Figur 5-4: Kostnadskurver for optimalisering av tunneltverrsnittet.....	56
Figur 6-1:Lengdesnitt av stasjonsområdet.....	62
Figur 7-1: Eksempel på driftsområde for et kraftverk med seks turbiner.....	63
Figur 7-2: Kart som viser plasseringen av terskelen mellom Store Urevatn og Lisle Urevatn.....	64
Figur 7-3: Skisse av vanntunnelens tverrsnittsprofil.....	65
Figur 7-4: Skisse av den vertikale linjeføringen .....	67
Figur 7-5: Planskisse av pumpekraftverket .....	68
Figur 7-6:Kostnader for pumpekraftverkene fra "Pumpekraft i Noreg".....	71

# Tabelliste

Tabell 2-1: Miljøparaetre for vannmagasiner.....	14
Tabell 2-2: Fordeler og ulemper ved ternære aggregat og reversibel pumpeturbin .....	17
Tabell 2-3: Erfaringstall for parameter a og b .....	21
Tabell 2-4: Magasinegenskaper. ....	25
Tabell 2-5: Oversikt over den installerte effekten i Otravassdraget.....	26
Tabell 2-6: Oversikt over kostnader for elektrotekniske og maskintekniske arbeider .....	31
Tabell 2-7: Oversikt over spesifikke kostnader for elektrotekniske og maskintekniske arbeider .....	31
Tabell 5-1: Sesongjusterte terskelverdier .....	52
Tabell 5-2: Oversikt over utbyggingsalternativer .....	53
Tabell 5-3: Dekningsgrad og brukstid for de to simuleringene. ....	54
Tabell 5-4: Ulike optimale tunneltverrsnitt ved ulike forutsetninger .....	56
Tabell 6-1: Verdier brukt til dimensjoneringen av vannkraftverket .....	57
Tabell 7-1: Grunnlag for hovedpostene for de bygningsmessige arbeidene. ....	69
Tabell 7-2: Estimerte totale byggekostnader for pumpekraftverket.....	71

# 1. Innledning

## 1.1 Klimautfordringer og Norge som leverandør av balansekraft

Global oppvarming som følge av økt klimagassutslipp er en av vår tids største utfordringer. Dystre prognoser for konsekvensene av temperaturøkningen på jordkloden krever blant annet at energiproduksjonen legges om, fra fossile brennstoffer til fornybar energi.

Flere politiske virkemidler og planer iverksettes for å legge til rette for fornybar kraftproduksjon. I Europa er ett av virkemidlene EUs "fornybardirektiv" (The European Parliament 2009), der de såkalte "20-20-20- målene" er formulert. EU- landene har forpliktet seg til at innen år 2020 skal 20 % av unionens samlede energiforsyning komme fra fornybare energikilder.

Dersom EU skal kunne innfri 20-20-20- målene må mye av Europas termiske kraftproduksjon erstattes av fornybar kraft. Det betyr blant annet at regulerbar kullkraft i stor grad må erstattes av uregulerbare kraftkilder som vind- og solkraft. Det er i hovedsak på vindkraftsiden at de store utbyggingene planlegges (Capros, et al. 2010), i størrelsesorden 100 000 MW (Energi21 2010).

Den storstilte vindkraftutbyggingen i Europa forutsetter mekanismer som sørger for balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. Storskala pumpekraftverk er meget godt egnet til å balansere produksjon og forbruk av kraft, og kan være en av løsningene for det framtidige europeiske kraftsystemet.

En av forutsetningene for å bygge storskala pumpekraftverk er store vannmagasiner med god reguleringssevne. Det norske vannkraftsystemet, med om lag 50 % av Europas magasinkapasitet, har de naturgitte forutsetningene som kreves. Det er derfor stor interesse i Europa, og i Tyskland spesielt, for norsk pumpekraft.

Øvre Otra- vassdraget i Setesdalen i Sør Norge, har med sine vannmagasiner blant Norges beste potensiale for å bygge storskala pumpekraftverk. Vassdraget er allerede kraftig regulert, har store magasiner med innbyrdes kort avstand og ligger nærme det europeiske kontinentet.

## 1.2 Formålet med masteroppgaven

Det er utarbeidet flere rapporter og utredninger som omhandler marked og pumpekraft og det nasjonale potensialet for pumpekraft. Det er derimot gjort få undersøkelser på teknisk nivå, der det gjøres rede for hva storskala pumpekraftverk vil si for teknisk design og dimensjonering. Denne masteroppgaven tar sikte på å belyse og vurdere tekniske løsninger for et storskala pumpekraftverk med særlig fokus på tunnelsystemet.

Muligheten for å bygge et storskala pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn ble undersøkt i prosjektoppgaven "*Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra*" (Fløystad 2011). Blant flere alternativer beskrives et pumpekraftverk mellom disse to magasinene som mest lovende. Masteroppgaven har til hensikt å belyse og drøfte relevante problemstillinger knyttet til det aktuelle pumpekraftverket. De mest sentrale temaene er miljø, marked, økonomi og teknologi.

Ulike forutsetninger drøftes og legges til grunn for designet av pumpekraftverket. Med alle mulige alternativer for enkeltelementer er det vurdert som uhensiktsmessig å presentere alle kombinasjoner av mulige valg. Ulike forutsetningers innvirkning på enkeltelementer er vist, men det er valgt å kun vise ett sannsynlig alternativ for det totale designet av pumpekraftverket.

## 2. Bakgrunnsmateriale

### 2.1 Orientering

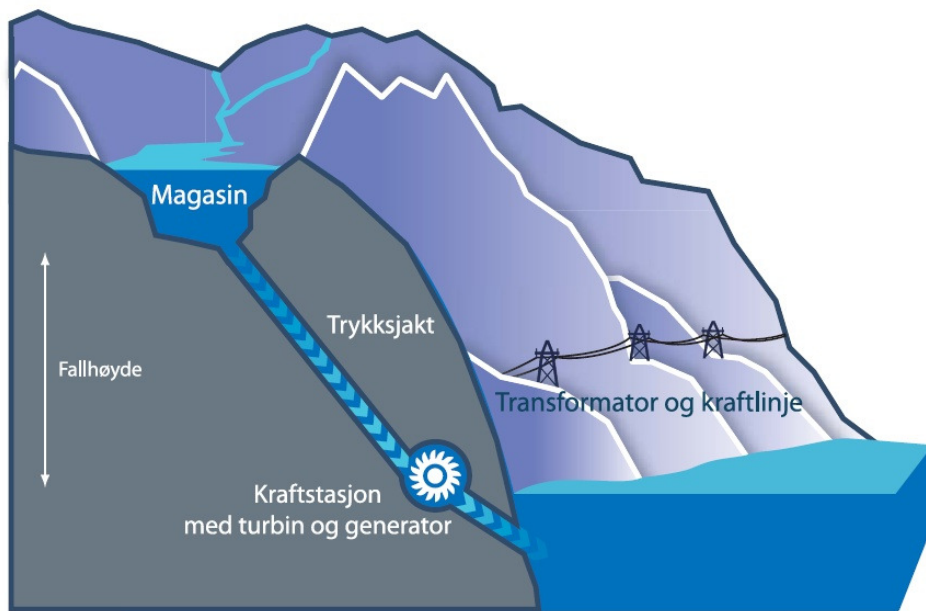
Masteroppgaven omhandler planleggingen av et mulig storskala pumpekraftverk i Øvre Otra i Setesdalen i Aust-Agder. Pumpekraftverket vil benytte Urevatn som øvre magasin og Vatndalsvatn som nedre magasin. Omtrentlig plassering av vannveien er markert med rød linje i Figur 2-1.



Figur 2-1: Kartutsnitt av de to aktuelle vannmagainene. Hentet fra [www.norgeskart.no](http://www.norgeskart.no).

### 2.2 Pumpekraftverk som konsept

Et pumpekraftverk er et vannkraftverk som kan produsere kraft på vanlig måte, men som også kan snu vannretningen ved å pumpe vannet tilbake i et vannmagasin. Det forutsetter at pumpekraftverket kan pumpe vann til et vannmagasin og ikke en elv, og vanligvis pumpes vannet fra et nedre magasin. Det hydrauliske maskineriet i et pumpekraftverk kan bestå av en reversibel pumpeturbin (RPT) som kan veksle mellom pumpe- og turbindrift ved å endre dreieretning, eller av separat pumpe og turbin. Pumpe- og turbinteknologi beskrives mer detaljert i kapittel 2.6.



Figur 2-2: Prinsippskisse av et pumpekraftverk- hentet fra fornybar.no (Brantenberg 2012)

Tradisjonelt har hensikten med å pumpe vann tilbake i magasinet vært knyttet til to forhold. Det ene er å utnytte prisvariasjoner ved å pumpe vann når kraftprisen er lav, for så å produsere kraft når prisen er høy. Det andre har vært å kunne lagre flomvann fra for eksempel et mindre magasin med periodevis stort lokaltilslig, i et større høyereliggende magasin. Andre bruksområder for pumpekraftverk enn de tradisjonelle er i nyere tid introdusert, som for eksempel leveranse av systemtjenester.

### 2.3 Inntjening og lønnsomhet til et pumpekraftverk

Et storskala pumpekraftverk i Norge, der hensikten er å balansere europeisk vindkraft, er med dagens kraftmarked trolig ulønnsomt, i beste fall er lønnsomheten usikker. Hovedbegrunnelsen for denne påstanden ligger i hvordan kraftmarkedet er bygd opp: det er prinsippet om tilbud og etterspørsel som styrer kraftprisen. Det vil si at dersom produksjonen er høy relativ til forbruket, vil kraftprisen være lav og vice versa. Et pumpekraftverk opptrer både på tilbuds- og på etterspørselssiden i kraftmarkedet, ved å være kjøper når tilbudet er høyt og selger når etterspørselen er høy. På denne måten balanserer et pumpekraftverk markedet, også kraftprisen. Kraftprisarbitrasjen, som er foretningsidéen til et pumpekraftverk "ødelegges" dermed av pumpekraftverket selv. Et motargument til denne påstanden er at balansekraft fra Norge ikke nødvendigvis utgjør en stor nok andel av markedet til å kunne påvirke prisen.

Om så pumpekraftverkene ikke "ødelegger" kraftprisarbitrasjen, er det særdeles vanskelig å forutse hvordan kraftprisene vil svinge med store mengder ny uregulerbar kraft inn i markedet. Framtidige inntjeningsmuligheter fra ulike systemtjenester er heller ikke kjent.

Usikkerheten rundt den framtidige kraftprisen og inntjeningsmuligheter gjør at kraftpris som dimensjoneringsgrunnlag i hovedsak velges bort i denne rapporten.

## 2.4 Dimensjoneringsgrunnlag og prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra"

Dimensjoneringsgrunnlaget for størrelsen på installasjonen til et pumpekraftverk henger sammen med hvilken funksjon pumpekraftverket skal ha, det vil si hvilket produkt det skal selge. Som nevnt i innledningen, er det den planlagte vindkraftutbyggingen i Europa som utløser behovet for balansekraft og utbygging av pumpekraftverk i Norge. Derfor er det naturlig å starte med å bruke produksjonsdata for vindkraft som dimensjoneringsgrunnlag for installasjonen til et pumpekraftverk.

Dimensjoneringsgrunnlag er mer utfyllende vurdert i rapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra" (Fløystad 2011), utført som prosjektoppgave ved NTNU høsten 2011. Deler av metodene og resultatene fra prosjektrapporten vil benyttes i denne masteroppgaven, og det vil klart framgå hva som er hentet fra prosjektoppgaven.

## 2.5 Miljømessige forhold

Byggingen av et storskala pumpekraftverk vil i hovedsak ha negative lokale miljøkonsekvenser og positive globale miljøkonsekvenser. Det er de lokale miljøkonsekvensene som diskuteres her. De miljømessige aspektene og vurderingene knyttet til utbyggingen av et storskala pumpekraftverk er svært omfattende, og har ikke hovedfokus i denne oppgaven. Siden det ikke er bygget store pumpekraftverk i Norge før, finnes det i lite kunnskap om de miljømessige forholdene og konsekvensene. Det er fokus på dette i forskningsmiljøene i Norge, blant annet gjøres det mye arbeid hos Centre for Environmental Design of Renewable Energy (CEDREN) i Trondheim. I denne oppgaven er det kun tatt sikte på å belyse de relevante miljøutfordringene ved det aktuelle pumpekraftverket, og peke på hvordan de miljømessige forholdene kan påvirke utformingen av det. Det er ved valg av løsning for pumpekraftverket tatt svært lite hensyn til de miljømessige forholdene.

### *Erosjon i magasinene*

For at vannmagasinene i seg selv skal kunne tåle hurtige vannstandsendringer uten for store skader, er det visse kriterier som bør være oppfylt. Det er i hovedsak erosjonsskader i magasinene det er snakk om da. Rapporten "Effektregulering- Miljøvirkninger og konfliktreduerende tiltak" (NVE/Statkraft Grøner 2001) beskriver de viktigste parameterne som, fra et miljømessig perspektiv, gjør at vannmagasinene kan egne seg for hurtige vannstandendringer. Disse er vist i Tabell 2-1.

Faktorer	Tidligere benyttet regulerings høyde	Magasinvolum	Basseng -form	Botntop ografi	Løsmasser	Sediment -tilførsel fra nedbørsfelt
1) Potensielt små miljøvirkninger	Stor > 10 m	Stort > 100 mill. m <sup>3</sup>	Dypt > 10 m Bratte strender	Jevnt Dypt	Ingen	Liten
2) Potensielt større miljøvirkninger	Liten < 2 m	Lite < 20 mill. m <sup>3</sup>	Grunt < 10 m Slake strender	Grunne terskler	Mye, finere masser	Stor

Tabell 2-1: Miljøparaetre for vannmagasiner. Hentet fra "Effektregulering- Miljøvirkninger og konfliktreduerende tiltak" (NVE/Statkraft Grøner 2001)

Ut fra Tabell 2-1 vil både Vatndalsvatn og Urevatn ha potensielt små miljøvirkninger. Begge magasinene har regulerings høyde over 10 meter, magasinvolum over 100 mill. m<sup>3</sup> og er dype med stort sett bratte strender. Det er lite eller ingen løsmasser rundt magasinene, og sedimenttilførselen er etter alt å dømme ubetydelig. Vatndalsvatn er jevnt dypt, mens Urevatn har ved lave vannstander en terskel mellom "gamle" Lisle og Store Urevatn, som vist i Figur 7-2. Denne terskelen anses ikke å

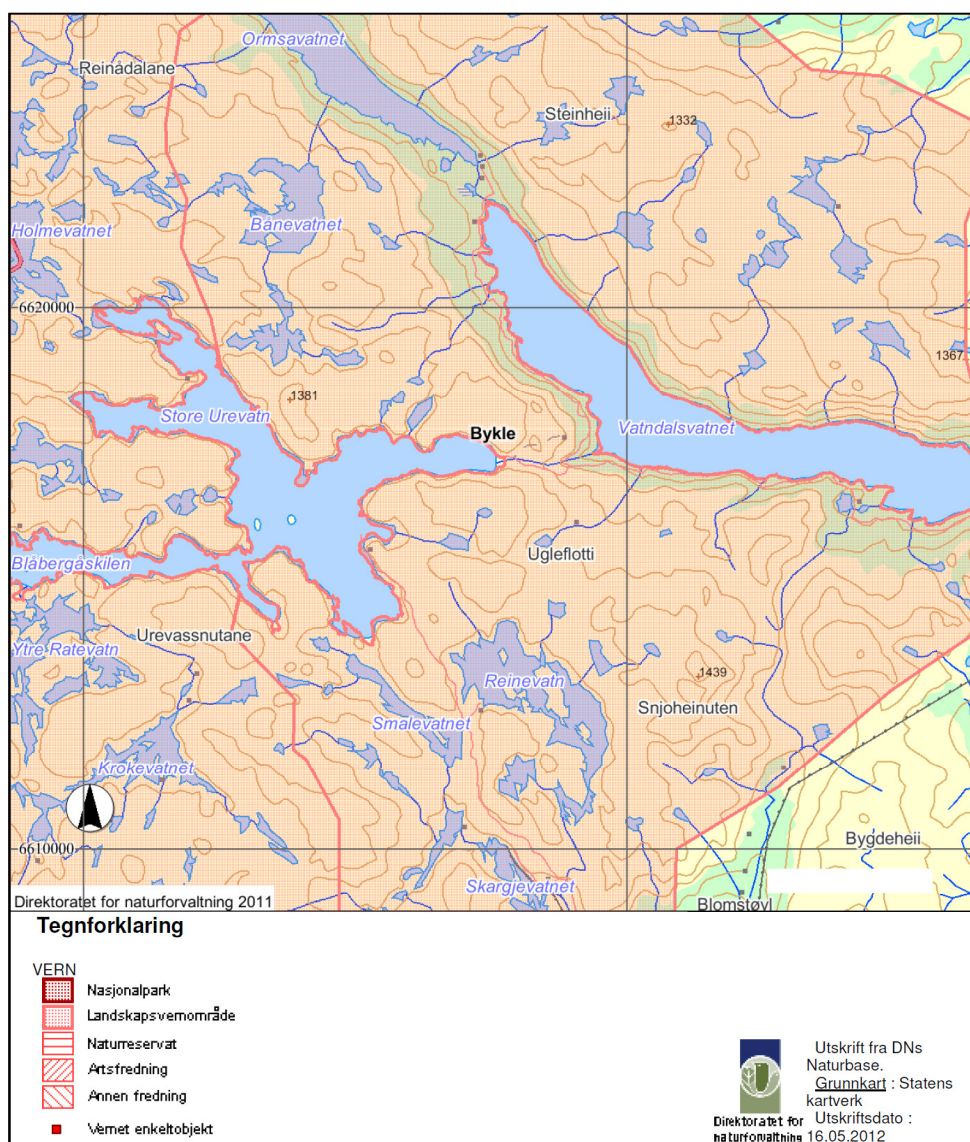


skape miljømessige problemet knyttet til erosjon. Det kan på bakgrunn av Tabell 2-1 konkluderes med at erosjon i magasinene som følge av hurtige vannstandsendringer vil ha minimale miljøkonsekvenser.

#### Landskapsvernområde

Området som pumpekraftverket planlegges i er ved "Forskrift om vern av Setesdal Vesthei Ryfylkeheiane landskapsvernområde" fra 2000 definert som landskapsvernområde. Formålet med vernet er i følge forskriften:

1. Å ta vare på eit samanhengande, særmerkt og vakkert naturområde med urørte fjell, hei og fjellskogsområde med eit særmerkt plante- og dyreliv, stølsområde, beitelandskap og kulturminne.
2. Å ta vare på eit samanhengande fjellområde som leveområde for den sørlegaste villreinstamma i Europa" (Miljøverndepartementet 2000)



Figur 2-3: Kartutsnitt av landskapsvernområdet, hentet fra Direktoratet for naturforvaltning sin kartdatabase "naturbase.no" (Direktoratet for naturforvaltning 2012)

Den aktuelle delen for utbygging av et pumpekraftverk i landskapsvernområde er allerede sterkt påvirket, med neddemte områder og stor regulering av Vatndalsvatn og Urevatn. Derfor anses ikke det første formålet med landskapsvernområdet å komme i vesentlig konflikt med en eventuell utbygging av pumpekraftverket.

Derimot vil trolig en eventuell utbygging trolig komme i konflikt med det andre formålet med landskapsvernområdet, nemlig bevaring av leveområdene for villreinstammen i Setesdalsheiene. Det er stort fokus på bevaring av denne veillreinstammen, blant annet med Norsk institutt for naturforskning (NINA) sin nylig utgitte rapport "*Villreinens bruk av Setesdalsheiene*" (Strand, et al. 2011) og NINAs rapport "*Store Urevatn- villrein*" (Bay og Jordhøy 2004). Begge rapportene skriver at villreinen er sensitiv for menneskelig aktivitet og infrastruktur som for eksempel veier, og at all menneskelig aktivitet i området vil true villreinbestanden. Særlig i en byggeperiode kan villreinstammen bli spesielt påvirket. Det er likevel i driftsfasen at et pumpekraftverk vil utgjøre den største trusselen for villreinstammen. Bay og Jordhøy (2004) henviser til tidligere tellinger av villrein som viser at hovedtyngden av villreinstammen har vinterbeite i områdene rundt Urevatn. Et storskala pumpekraftverk fører med seg et helt annet driftsregime av vannmagasinene, med hurtige vannstandsendringer på opptil flere meter i døgnet. Det ikke kjent om slike vannstandsendringer vil ødelegge isdekket på magasinet, eller om villreinen er avhengig av et bærende isdekke vinterstid. Leder i styringsgruppa for rapporten "*Villreinens bruk av Setesdalsheiene*", Per Øyvind Grimsby skriver i en e-post 13.4.2012 at villreinen vinterstid i hovedsak unngår store åpne magasin.

I tilknytning til pumpekraftverket må det antageligvis bygges ny kraftlinje mot Holen. Denne kan tenkes bygd gjennom landskapsvernområdet. En ny kraftlinje er nødvendig, men vil antageligvis telle svært negativt i en konsesjonssøknad. Denne type infrastruktur kan fungere som barrierer for villreinen hindre reinen i de tradisjonelle trekkrutene (Bay og Jordhøy 2004). Dessuten vil en synlig kraftlinje være i konflikt med landskapsvernområdets 2. formål. En kraftlinje vil framstå som et menneskelig inngrep i den urørte naturen.

#### *Konsesjonsbehandling*

Det er ingen etablert praksis for konsesjonsbehandling av anlegg som et storskala pumpekraftverk. Sira- Kvina kraftselskap søkte i november 2007 om konsesjon for en tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk på 1000 MW med mulighet for pumping (Sira- Kvina kraftselskap 2007). Siden har Sira- Kvina bedt NVE om å sette behandlingen på vent.

I følge Håvard Hamnaberg i NVE har NVE ikke signalisert hvordan en konsesjonssøknad om et storskala pumpekraftverk vil behandles (Hamnaberg 2012). Trolig vil behandlingen av en slik sak løftes til politisk nivå. Så sent som 2.5.2012 ble rammebetingelsene for storskala pumpekraftverk tatt opp i Stortingets spørretime, se vedlegg 12.5. Her gjør statsråd Ola Borten Moe det klart en konsesjonssøknad for et pumpekraftverk skal følge samme regler og rammevilkår som den øvrige kraftproduksjonen i Norge.

#### *Mulige avbøtende tiltak*

Dersom det viser seg at villreinen er avhengig av et bærende isdekke vinterstid, er det sannsynlig at dokumentasjon for at det dannes et fast isdekke kreves fremlagt. Hvilken vannstandsendingr magaset kan tåle og fortsatt beholde et fast isdekke er ukjent, men et mulig tiltak er å sette restriksjoner på vannstandssvingningene vinterstid.

Ny kraftlinje er antageligvis billigst å bygge i mer eller mindre rett linje fra pumpekraftverket mot Holen, og da krysse landskapsvernområdet. Alternativt kan linjen føres fra pumpekraftverket og langs veien ved sørsiden av Vatndalsvatn til riksvei 9. Deretter langs riksvei 9 og ned til Holen.

## 2.6 Turbin/pumpeteknologi

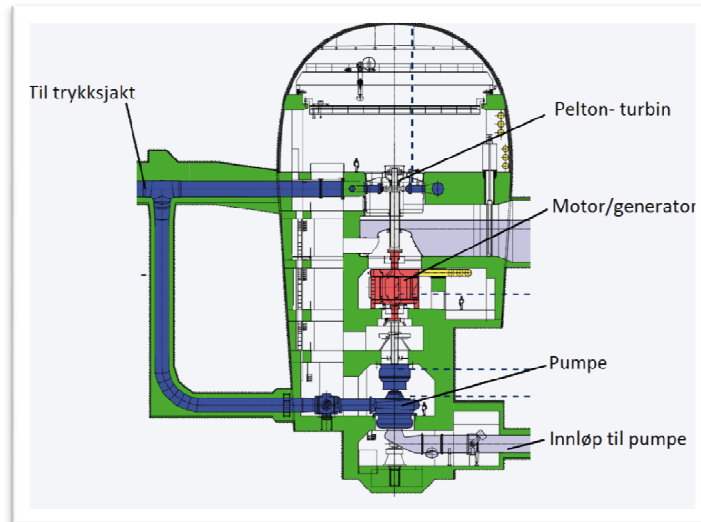
### Hoveddesign

Aggregatet i et pumpekraftverk kan designes på to måter. Den ene kalles for et ternært aggregat med eget løpehjul til pumpa og eget løpehjul til turbinen som er koblet til samme aksling (se Figur 2-4). Den andre måten er med en reversibel pumpeturbin (RPT), som i prinsippet er en Francis-turbin der løpehjulet endrer dreieretning ved pumpemodus (se Figur 2-5). Vattenfall har i NVEs rapport nr. 22/2011 (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011) listet opp fordelene og ulempene med de to ulike måtene å designe aggregatet på:

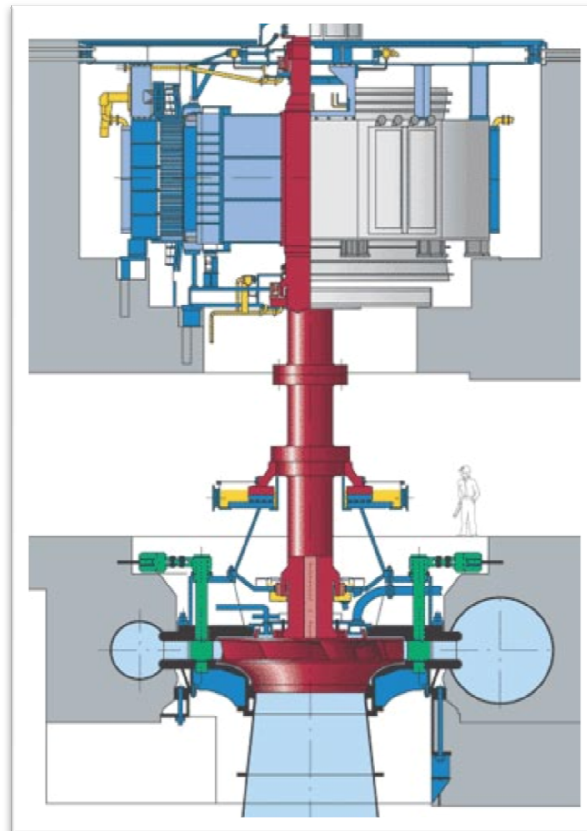
Konsept	Ternært aggregat	Reversibel pumpeturbin
Investering	-	+
Plassbehov	-	+
Verknadsgrad	+	-
Innfallsjonsdjup	+	-
Trykkhøgd	+	-
Driftskostnad	-	+
Vedlikehald	-	+

**Tabell 2-2: Fordeler og ulemper ved ternære aggregat og reversibel pumpeturbin, hentet fra NVEs rapport nr 22/2011 (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011)**

Et ternært aggregat er åpenbart dyrere fordi det er nødvendig med to løpehjul i stedet for ett. Selve kraftstasjonen blir også dyrere fordi denne løsningen krever mer plass. Drift og vedlikehold av to løpehjul i stedet for ett er naturligvis også dyrere. Virkningsgraden til et ternært aggregat er bedre sammenlignet med en reversibel pumpeturbin. Med to løpehjul kan det ene designes for pumping og det andre for produksjon, mens løpehjulet i en RPT får noe redusert virkningsgrad fordi det må designes som en pumpe (Brekke 2003). Et ternært aggregat kan benyttes ved høyere trykkehøyder enn en RPT. Et Francis-løpehjul som i en RPT brukes vanligvis opp til om lag 500 meter (Guttormsen 1988), mens et Pelton-løpehjul kan brukes som turbin i et ternært aggregat. Pelton-løpehjul kan brukes ved svært høye trykkehøyder, opp til 2000 meter (Brekke 2003). Videre vil kun RPT beskrives i mer detaljert grad, fordi det er denne løsningen som velges videre i oppgaven. Ternært aggregat er kun beskrevet kort for å kunne grunngi valg av aggregattype.



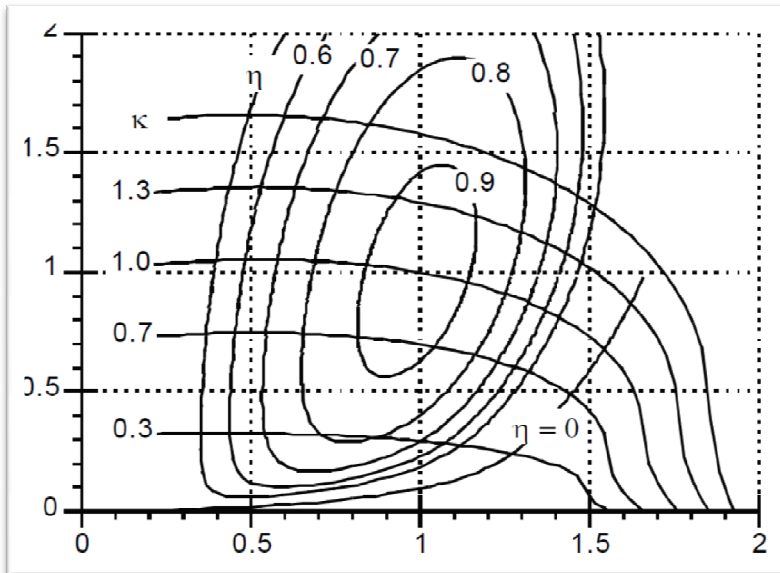
Figur 2-4: Skisse av et ternært aggregat, her fra pumpekraftverket Kops II i Østerrike. Figuren er hentet fra [www.kopswerk2.at](http://www.kopswerk2.at) (Vorarlberger Illwerke AG 2012)



Figur 2-5: Skisse av en reversibel pumpe-turbin, her fra Goldisthal i Tyskland. Figuren er hentet fra [www.voithhydro.com](http://www.voithhydro.com) (Voith Hydro 2012)

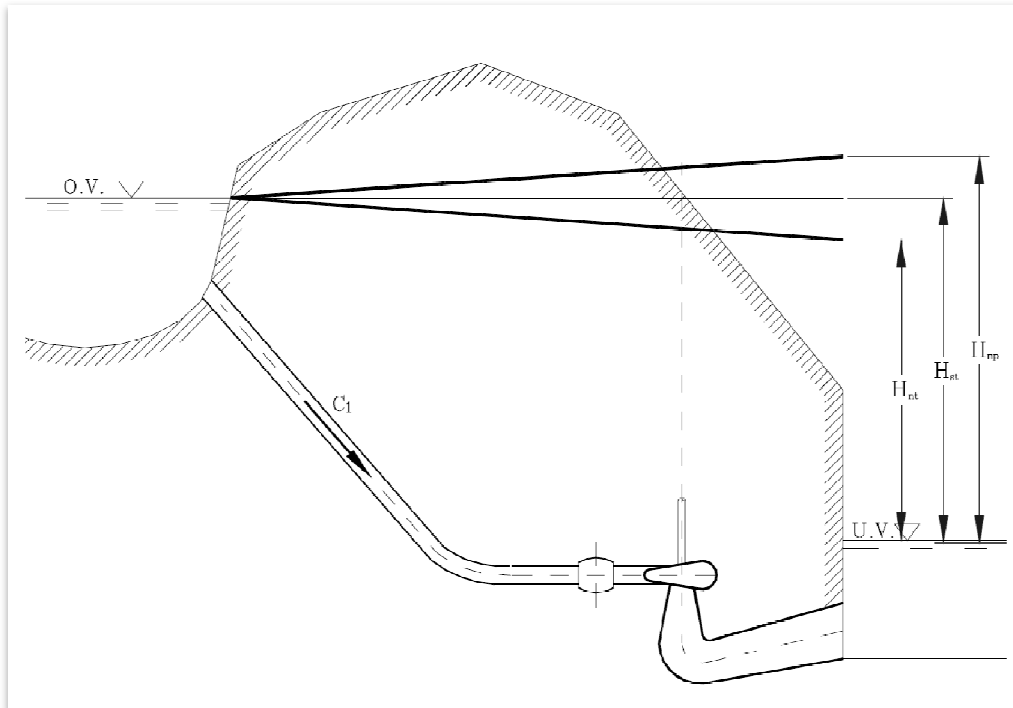
#### Design av løpehjul til en RPT

Ved design av et løpehjul finnes designpunktet til løpehjulet, det vil si den vannstrømmen,  $Q$ , og turtallet,  $n$ , som gir den høyeste virkningsgraden,  $\eta$ . Størrelser merket med \* angir designpunktet, som for eksempel  $*Q$ . Disse størrelsene kan finnes ved hjelp av et hill- diagram, som vist i Figur 2-6.



Figur 2-6: Hill-diagram, hentet fra "Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk" (Nielsen 1990)

Løpehjulet til en RPT designes som et kompromiss mellom pumpehjul og turbinhjul, men i hovedsak er det pumpeegenskapene som vektlegges. Årsaken er at i pumpemodus er løftehøyden på vannet høyere enn fallhøyden på vannet i turbinmodus. Løftehøyden består av summen av brutto vanntrykk og falltapet i vannveien, men fallhøyden er brutto vanntrykk fratrukket falltapet i vannveien. Forklaringen på løftehøyde og fallhøyde er illustrert i Figur 2-7.



Figur 2-7: Prinsipiell forklaring av løftehøyde( $H_{np}$ ), fallhøyde( $H_{nt}$ ) og brutto vanntrykk( $H_{st}$ ). Illustrasjonen er hentet fra "Pumper og turbiner" (Brekke 2003).

Kompromissløsningen mellom pumpe- og turbinløpehjul resulterer i redusert virkningsgrad, fordi designpunktet for pumpe- og turbinmodus er forskjellig. Det antas at virkningsgrad for turbinering for en RPT kan settes til 0,9, mens virkningsgrad for pumping kan typisk settes til 0,9.

#### Dykking av en RPT med hensyn på kavitasjon

Ved trykk lavere enn damptrykket vil vann gå over fra flytende fase til gassfase. Dette kalles kavitasjon, og kan forekomme lokalt i en turbin. Kavitasjon blir et problem når gassboblene, som beveger seg med vannet, kommer inn i soner i turbinen med høyere trykk og deretter kollapser. Dersom kollapsen skjer nærme skovlbladene i turbinen vil små stålpartikler rives løs fra skovlbladene, og løpehjulet vil over tid bli ødelagt.

Kavitasjon kan imidlertid unngås ved riktig dimensjonering av turbinen og dens vertikale plassering i vannveien, også kalt dykking. Kavitasjon er relatert til det absolutte trykket på nedstrøms side av turbinen, og ved å dykke turbinen vil mottrykket fra undervannet redusere kavitasjonsfaren. Trykklikevekten mellom turbinens avløp (subskript 1) og sugerørets utløp (subskript 2) kan settes opp ved hjelp av Bernoullis ligning kan brukes for å finne nødvendig dykking av turbinen for å unngå kavitasjon:

$$h_1 + \frac{v_1^2}{2g} = h_b - H_s + \frac{v_2^2}{2g} + \zeta \frac{v_2^2}{2g}$$

$h_1$  = statisk vanntrykk ved turbinavløpet

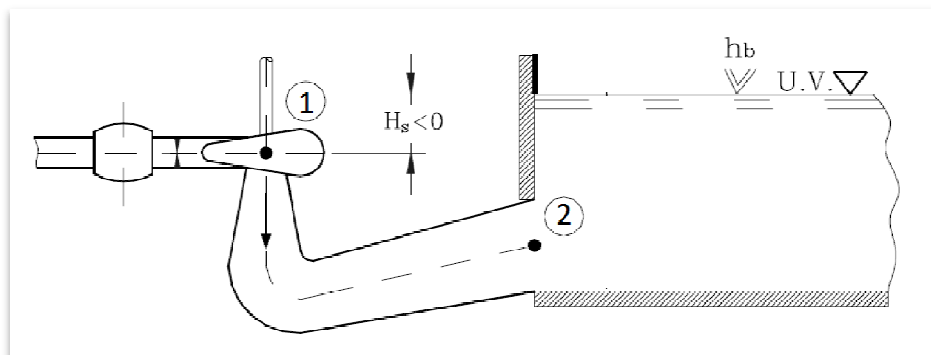
$\frac{v_1^2}{2g}$  = hastighetstrykket ved turbinavløpet

$h_b$  = barometertrykk

$H_s$  = høyden mellom undervannet og turbinsenter, negativt ved dykket turbin

$\frac{v_2^2}{2g}$  = hastighetshøyden ved sugerørsutløpet

$\zeta \frac{v_2^2}{2g}$  = falltapet i sugerøret



Figur 2-8: Illustrasjon av de to referansepunktene i Bernoullis ligning. Figuren er en redigert illustrasjon hentet fra Brekkes "Pumper og Turbiner" (Brekke 2003).

Dersom vi løser Bernoullis ligning med hensyn på trykket i turbinavløpet fåes:

$$h_1 = h_b - H_s + \frac{v_2^2}{2g} + \zeta \frac{v_2^2}{2g} - \frac{v_1^2}{2g}$$

Utrykket  $-\left(\frac{v_2^2}{2g} + \zeta \frac{v_2^2}{2g} - \frac{v_1^2}{2g}\right)$  kalles Net Positive Suction Head (NPSH). Kravet for dykking av turbinen blir da at  $h_1$  må være større enn  $h_{va}$ , som er vannets damptrykk. Det kan beskrives slik ved Bernoullis ligning:

$$h_1 = h_b - H_s - NPSH > h_{va}$$

Løst med hensyn på  $H_s$  får vi:

$$H_s < h_b - h_{va} - NPSH$$

NPSH er en størrelse som bestemmes ved dimensjonering av løpehjulet til turbinen. Dimensjonering av selve løpehjulet vil ikke behandles nøyere i denne oppgaven, men blir forenklet behandlet for å kunne bestemme turbinens vertikale plassering.

NPSH kan ifølge Brekke (2003) finnes ved følgende ligning:

$$NPSH = a * \frac{c_{m1}^2}{2g} + b * \frac{u_1^2}{2g}$$

$c_{m1}$  = vannhastighetens komponent i vertikal retning ved utløpet av turbinen

$u_1$  = vannhastighetens komponent i tangentiell retning ved utløpet av turbinen, ofte kalt periferihastighet

Parameterne a og b avgjøres av løpehjulets geometri. Tabell 2-3 fra "Pumper og Turbiner" (Brekke 2003) kan brukes for å finne rimelige verdier.

Parameter	Turbiner	Pumper
a	1,05-1,15	1,6-2,0
b	0,05-0,15	0,2-0,25

Tabell 2-3: Erfaringstall for parameter a og b, hentet fra "Pumper og Turbiner" (Brekke 2003)

Videre kan sammenhengen mellom turbinens avløpsvinkel,  $\beta_1$ ,  $c_{m1}$  og  $u_1$  brukes:

$$\tan \beta_1 = \frac{c_{m1}}{u_1} \rightarrow c_{m1} = \tan \beta_1 * u_1$$

Utgangspunktet for dimensjoneringen av turbinen/pumpa er \*Q og netto fallhøyde/løftehøyde. Deretter må  $\beta_1$  og  $u_1$  velges. Brekke (2003) foreslår  $\beta_1=22,5$  grader for pumper. Videre foreslås  $u_1=43$  m/s som øvre grense for turbiner og  $u_1=55$  m/s for RPT. Med en periferihastighet opp mot øvre grense kreves imidlertid stor dykking, anslagsvis 70- 100 meter.

### *Turtallsregulering*

Turtallet til et tradisjonelt aggregat, det vil si uten turtallsregulering, vil hele tiden være omtrent det forutbestemte, synkrone turtallet som gir en strømfrekvens på 50 Hz. Frekvensstabilitet og turtallsregulering er beskrevet i kapittel 2.7 og 4.1. En turbin uten turtallsregulering kan styre vanntilgangen til turbinen og således den produserte effekten, ut fra hvilket effektbehov det er på strømmettet. En pumpe eller en RPT i pumpemodus uten turtallsregulering, vil ikke kunne styre effektforbruket. Pumpa vil drives med den faste frekvensen i nettet og rotere med det synkrone turtallet.

På slutten av 80- tallet ble det produsert generatorer som kunne variere turtallet med  $\pm 10\%$  (Brekke 2003). Generatorene har en lavere virkningsgrad enn synkrone generatorer, om lag 3 % (Brekke 2003). Dessuten er turtallsregulerbare generatorer, også kalt asynkrone generatorer, vesentlig dyrere enn synkrone generatorer. Likevel gir asynkrone generatorer flere viktige muligheter sammen med en RPT.

For både turbin- og pumpemodus kan vi liste opp følgende fordeler ved asynkrone generatorer (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011):

- Aggregatet kan drives med optimalt turtall slik at virkningsgraden bedres
- Mindre vibrasjoner og støy
- Lavere minimumseffekt i turbinmodus

Men det er muligheten asynkrone generatorer gir til å endre effektforbruket i pumpemodus, som er den suverent største fordel. Med en synkron generator vil pumpa enten være "av eller på", mens pumping med en asynkron generator gjør det mulig for pumpekraftverket å selge regulertjenester også i pumpemodus (Holm 2007).

### **2.7 Stabilitet i strømmettet**

Kraftsystemet, herunder produsenter, forbrukere og kraftnettet må til en hver tid kontrolleres og styres for å opprettholde nødvendig kvalitet. Det betyr i hovedsak at det er balanse mellom forbruk og produksjon, og at frekvensen holdes stabil på en angitt verdi. I Norden skal frekvensen være 50 Hz, der det tillates et avvik på  $\pm 0,1$  Hz (Bruun, et al. 2008). Det er den systemansvarlige for kraftnettet sitt ansvar å sørge for stabilitet i kraftnettet. Systemansvarlig bemerkes ofte med TSO(Transmission system operator), og i Norge er det Statnett.

Det er flere funksjoner i kraftnettet som sørger for at TSOen leverer et stabilt kraftnett. I Norge er det flere balansetjenester, som det kalles, kategorisert under primær-, sekundær og tertiærregulering. De forskjellige balansetjenestene blir ikke nøyere forklart, men de skiller seg fra hverandre i hovedsak på hvor hurtig det kan leveres effekt for å "rette opp" ustabilitet i nettet.



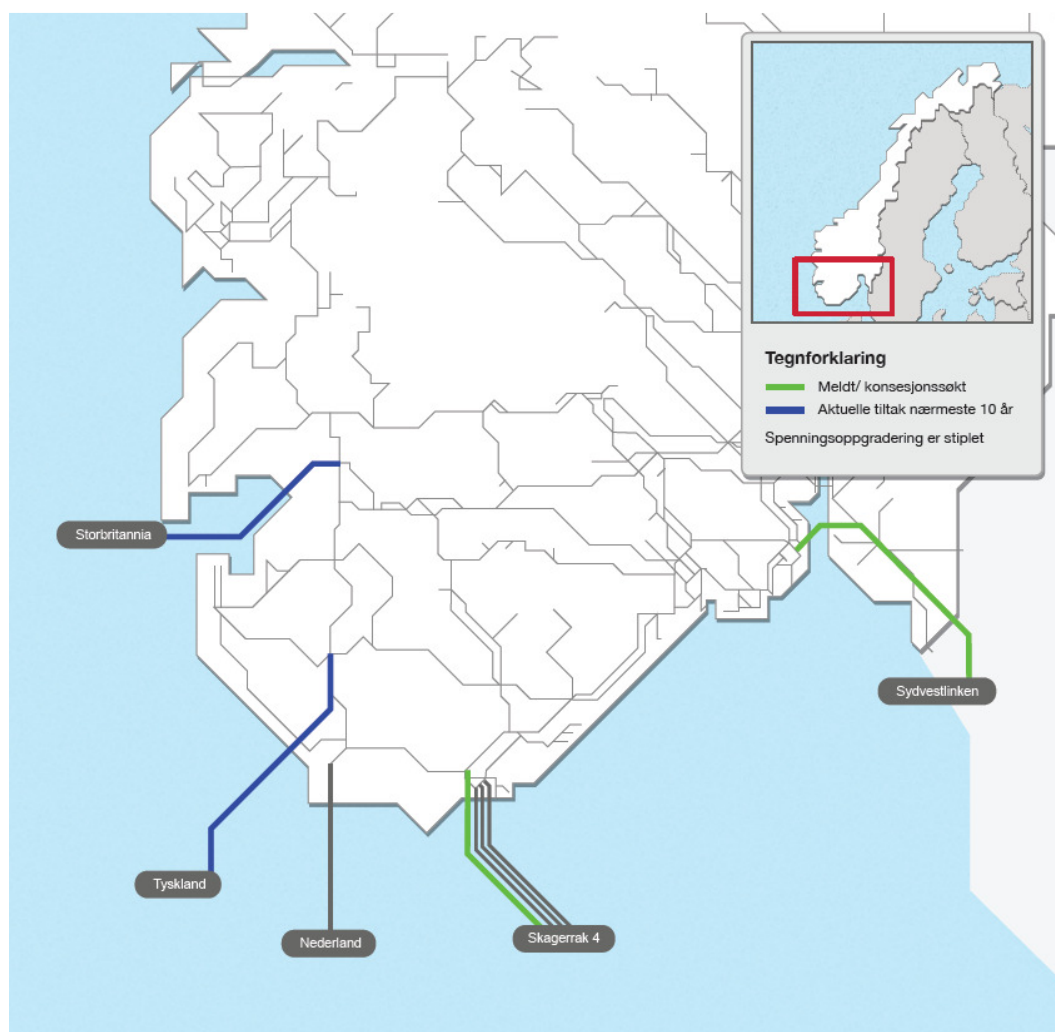
## 2.8 Utenlandskabler

For å utveksle balansekraft mellom Europa og Norge, behøves internasjonale utvekslingskabler. Det er foreløpig bare Statnett som er eier i Norge av utenlandskabler, med NorNed kabelen på 700 MW til Nederland, og Skagerrak- kablene på 950 MW til Danmark, som vist i Figur 2-9 (Statnett 2011).

Vannkraftgruppens rapport til Norges strategi for energisektoren, Energi21, hevder at Norge kan levere 20 000 MW balansekraft (Energi21 2010). I prinsippet krever dette at det bygges ut kabelkapasitet tilsvarende den effekten Norge vil tilby Europa. Statnett har i sin nettutviklingsplan for 2011 planlagt nye 1000 MW til Storbritannia (NSN), 1000 MW til Tyskland (NorGer/NORD.LINK) og 700 MW til Danmark (Skagerrak 4), se Figur 2-9. Det vil gi en samlet utvekslingskapasitet mot Europa (sett bort i fra Sverige, Finland og Russland) på 4350 MW, altså betydelig lavere enn det Energi21 antyder kan være behovet i nærmeste framtid.

Sjøkablene som er planlagt mellom Norge og Europa er tenkt som HVDC- kabler, det vil si høyspent likestrømskabler. Siden strømmettet på begge sider av kablene er basert på vekselstrøm, må likerettes i den ene enden, og vekselrettes i den andre enden av kabelen avhengig av hvilken vei strømmen går. På tross av at kabelen er en likestrømskabel, kan det, for eksempel fra et pumpekraftverk, leveres systemtjenester som frekvensstyring (Døble 2012).

Utteksling av balansekraft mellom et pumpekraftverk i Norge og Europa kan tenkes gjort to på minst måter. Den ene kan være å knytte en HVDC- kabel direkte til ett storskala pumpekraftverk, og således la kabel og pumpekraftverk være isolert fra det norske strømmettet. Den andre måten er å la HVDC- kabelen være knyttet til det norske strømmettet og "åpen for alle" slik dagens utenlandskabler er. Balansekraft og andre tjenester fra pumpekraftverket må da gjennom det norske strømmettet før det kan selges til Europa. Begge løsninger er trolig teknisk mulig, men politiske og økonomiske motiver kan bli avgjørende for hvilken løsning som velges.



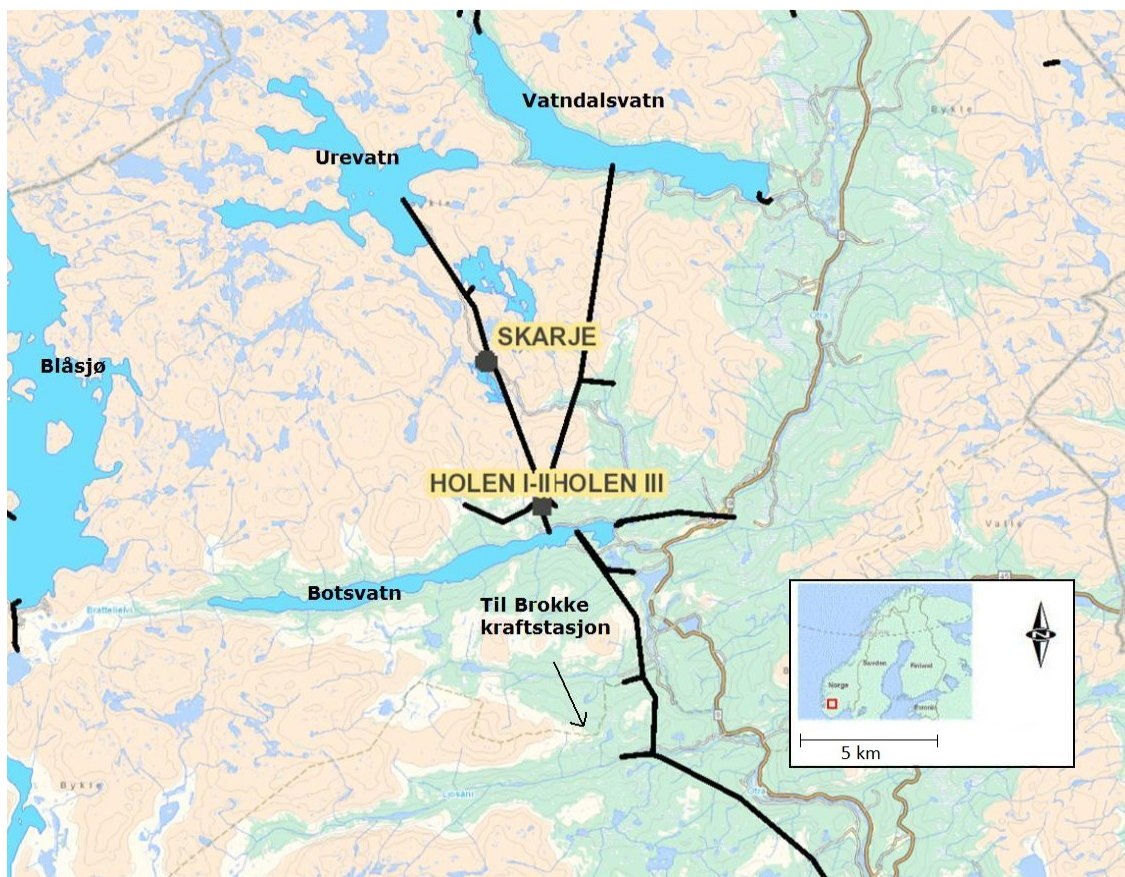
Figur 2-9: Kart over Statnetts utenlandsforbindelser, hentet fra "Nettutviklingsplan 2011" (Statnett 2011)

### 2.9 Aktuelle eksisterende vassdragsanlegg i Øvre Otra

Otra er en elv som strekker seg fra Bykle i Aust- Agder til Kristiansand i Vest Agder. Vassdraget er kraftig regulert med både elvekraftverk, høytrykkskraftverk, pumpestasjoner og vannmagasiner.

I øvre del av Otra- vassdraget er det i hovedsak tre store vannmagasiner. Det er Botsvatn, Urevatn og Vatndalsvatn. Disse Vatndalsvatn. Disse tre magasinene er knyttet sammen med vanntunneler fra blant annet Hølen kraftverk og Brokke kraftverk og Brokke kraftverk. I tillegg er Skarg kraftverk, med utløp i Botsvatn påbegynt i 2012.

Figur 2-10 viser magasinene i et oversiktskart.



Figur 2-10: Oversiktskart over Øvre Otra. Heltrukne sorte linjer viser vanntunneler, i tillegg vises Skarje pumpestasjon og Holen kraftverk. Brokke kraftverk ligger sør for dette kartutsnittet. Kartet er hentet fra NVE Atlas (NVE 2012).

Vatndalsvatn, Urevatn og Botsvatn er meget store vannmagasiner med særdeles god regulering, se Tabell 2-4. Det er også andre forhold ved magasinegenskapene som gjør at disse tre egner seg spesielt godt til storskala pumpekraftverk. Det er særlig den korte innbyrdes avstanden mellom dem som gjør det mulig å bygge pumpekraftverk uten uforholdsmessig lange vanntunneler. Dessuten er høydeforskjellen mellom dem i en akseptabel størrelsesorden for pumpeturbinene.

Magasin	Volum [mill. m <sup>3</sup> ]	HRV [m.o.h.]	LVR [m.o.h]
Urevatn	253,4	1175	1141
Vatndalsvatn	1150	840	700
Botsvatn	296	551	495 (530)

Tabell 2-4: Magasinegenskaper.

Holen kraftverk ligger i fjellet ved øst- enden av Botsvatn, hvor kraftverket også har sitt utløp. Tre aggregater har en årsmiddelproduksjon på 888 GWh (Otra Kraft DA 2012). De to eldste aggregatene fra 1981 får vann fra Vatndalsvatn, mens det nyeste fra 1986 får vann fra Urevatn. Brokke kraftverk, fra 1964, er det største i Otra- systemet med en årsmiddelproduksjon på 1462 GWh (Otra Kraft DA 2012). Vanninntaket ligger i Botsvatn, i tillegg til at en rekke bekkeinntak er tilkoblet tilløpstunnelen.

## 2.10 Eksisterende strømnett

I august 2009 ble den nye 420 kV- ledning gjennom Setesdalen satt i drift (Statnett 2012). Den knytter kraftproduksjonen i Øvre Otra til Kristiansand, og er med på å gjøre Kristiansand til et

kraftknutepunkt med mulighet for utenlandskabler. Den ledige kapasiteten på denne linjen vil være avgjørende for hvordan kraft fra et pumpekraftverk i Øvre Otra transporteres til Europa.

Å avgjøre tilknytningsmuligheten for et pumpekraftverk i størrelsesorden 1600 MW krever grundige undersøkelser, og det er flere faktorer som spiller inn. Øyvind Håland i Agder Energi Produksjon nevner i en e-post (se appendiks 12.6) noen av punktene som må vurderes:

- Termisk overføringsevne
- Endret flytmønster, flaskehals og driftsrestriksjoner
- Reserveforhold N-1
- Dynamisk spenningsstabilitet og lastvinkelstabilitet
- Grense for utkobling av produksjon ved utfall av linjer (1200 MW)

Omfanget av undersøkelsene som kreves for å vurdere disse punktene, er for stort for denne oppgaven. Likevel er det ut fra den termiske overføringsevnen antas at det er betydelig ledig kapasitet på 420 kV- ledningen fra Holen til Kristiansand. I Statnetts nettutviklingsplan fra 2010 (Statnett 2010) angis overføringskapasiteten i Sørlandssnittet, det vil hovedsakelig si linjen mellom Holen og Kristiansand, på om lag 2500 MW. Dersom vi ser på den samlede installerte effekten i Otravassdraget, kan vi få en pekepinn på den ledige kapasiteten i Sørlandssnittet:

Kraftverk	Installert effekt
Brokke	330 MW
Heikni	60 MW
Holen	230 MW
Hovatn	44,2 MW
Hunsfoss	23,6 MW
Iveland	44,3 MW
Longerak	1,2 MW
Nomeland	28,9 MW
Steinsfoss	107,5 MW
Uleberg	9,4 MW
Skarg (ferdig 2014)	24 MW
<b>Sum</b>	<b>903,1 MW</b>

Tabell 2-5: Oversikt over den installerte effekten i Otravassdraget. Data hentet fra Agder Energis hjemmeside (Agder Energi 2012)

Ved kun å ta hensyn til overføringskapasiteten til Sørlandssnittet isolert, kan det ut i fra Tabell 2-5 vises til en mulig ledig kapasitet på 2500 MW- 900 MW = 1600 MW. Dette er en særdeles grov forenkling av systemet, og det presiseres at andre forhold også kan bli styrende. Likevel gir regnestykket en indikasjon på at det kan være mulig å transportere kraft fra et storskala pumpekraftverk i Øvre Otra gjennom 420 kV- ledningen fra Holen til Kristiansand. Et pumpekraftverk kan også være med på å stabilisere nettet i området dersom det bygges for å levere systemtjenester.

Det bør også nevnes at linja fra Kvilldal i Suldal, Rogaland, til Rød i Porsgrunn, Telemark, krysser Setesdalen ved Holen. Dersom det bygges et pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn, er

det også mulig å knyttes til denne linja for å selge kraft gjennom en kabel fra Vestlandet til Storbritannia, eller til de sentrale østlandsområdene. Dette er ikke diskutert videre.

### 2.11 Lokale geologiske forhold

Ved bygging av kraftstasjon i fjell og store vanntunneler er de geologiske forholdene svært avgjørende for kostnadsnivå og tekniske løsninger. Ved dårlig bergkvalitet kreves dyre og omfattende sikringstiltak, og kan i ytterste konsekvens gjøre prosjektet ulønnsomt.

For å bestemme bergkvaliteten må det utføres flere typer geologiske undersøkelser. Likevel vil det i tidlig fase være mulig å si noe om de lokale geologiske forholdene ved å studere topografiske kart og berggrunnskart. Dessuten finnes det omfattende geologiske rapporter fra tidligere bygde anlegg i området.

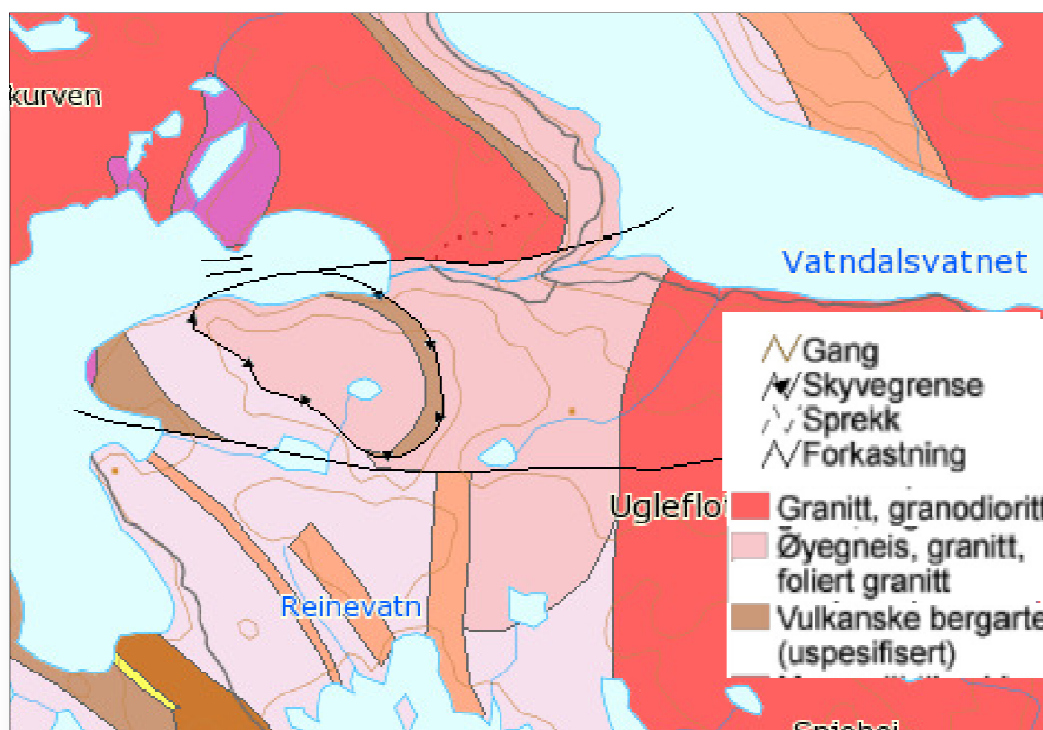


Figur 2-11: Flyfoto av terrenget mellom Urevatn og Vatndalsvatn der tunneltraséen vil plasseres. Urevatn med Urevassdammen kan sees nede til venstre i bildet, mens det er Vatndalsvatn som ligger oppe til høyre i bildet. Uraråjuvet går fra Urevassdammen og rett øst. Foto fra [www.Norgeskart.no](http://www.Norgeskart.no).

I tidlig fase er det viktig å kartlegge mulige svakhetssoner i berget. Svakhetssoner er soner der berget er oppknut og svakt, ofte fylt av leirholdig masse. Slike soner er problematiske å drive tunnel gjennom, og krever omfattende sikringstiltak. Svakhetssoner bør, om mulig, krysses med en vinkel nærmest mulig 90 grader slik at krysningslengden blir kortest mulig. Svakhetssoner framkommer ofte

på jordoverflaten som skar, bekkedaler og juv. I kan flere mulige svakhetssoner oppdages. Vatndalsforkastningen som går gjennom Urearåjuvet, er den mest åpenbare, og må unngås ved bygging av undergrunnsanlegg. I tillegg er to mindre tydelige svakhetssoner synlige på flyfoto, en med strøk ca. N130°Ø og en med strøk ca. N45°Ø. I Figur 2-11 markerer hvit pil der disse svakhetssonene krysser hverandre. Disse to sonene er ikke mulig å unngå ved bygging av tunnel mellom Vatndalsvatn og Urevatn.

Vatndalsforkastningen vises i Figur 2-12, som er et berggrunnskart over det aktuelle område. En forkastning er en sone der bergmassene på hver side er forskjøvet. Her finnes typisk oppkjust og svakt berg. Figur 2-12 viser at det aktuelle området er dominert av bergartene granitt og gneis. Det er også innslag av vulkanske bergarter.



Figur 2-12: Berggrunnskart over området mellom Urevatn og Vatndalsvatn. Kartet er hentet fra NGUs karttjeneste på nett (NGU 2012).

Ved byggingen av Holen kraftverk ble det laget en ingeniørgeologisk sluttrapport. Her omfattes vanntunnelen fra Vatndalsvatn til Botsvatn. Denne vanntunnelen ligger nære det aktuelle området for vannveien til pumpekraftverket, og konklusjonene i den ingeniørgeologiske sluttrapporten kan være relevante for pumpekraftverket.

Sluttrapporten inneholder blant annet notatet "En oppsummering av ingeniørgeologiske hovedtrekk ved Holen kraftverk" (Selmer- Olsen 1983). Det er særlig to geologiske forhold som nevnes som problematiske, det første er til dels store horisontalspenninger i NV- lig retning:

"En primær oppsprekking i NV- retning sammen med stor stivhet i bergarten og stor horisontalspenningsanisotropi, har imidlertid nord for Øystøl gitt partier med svært lave normalspenninger på det nevnte sprekkesettet med betydelige lekkasjer som følge" (Selmer- Olsen 1983).

Det andre forholdet som Selmer- Olsen trekker fram som problematisk er leirsoner:

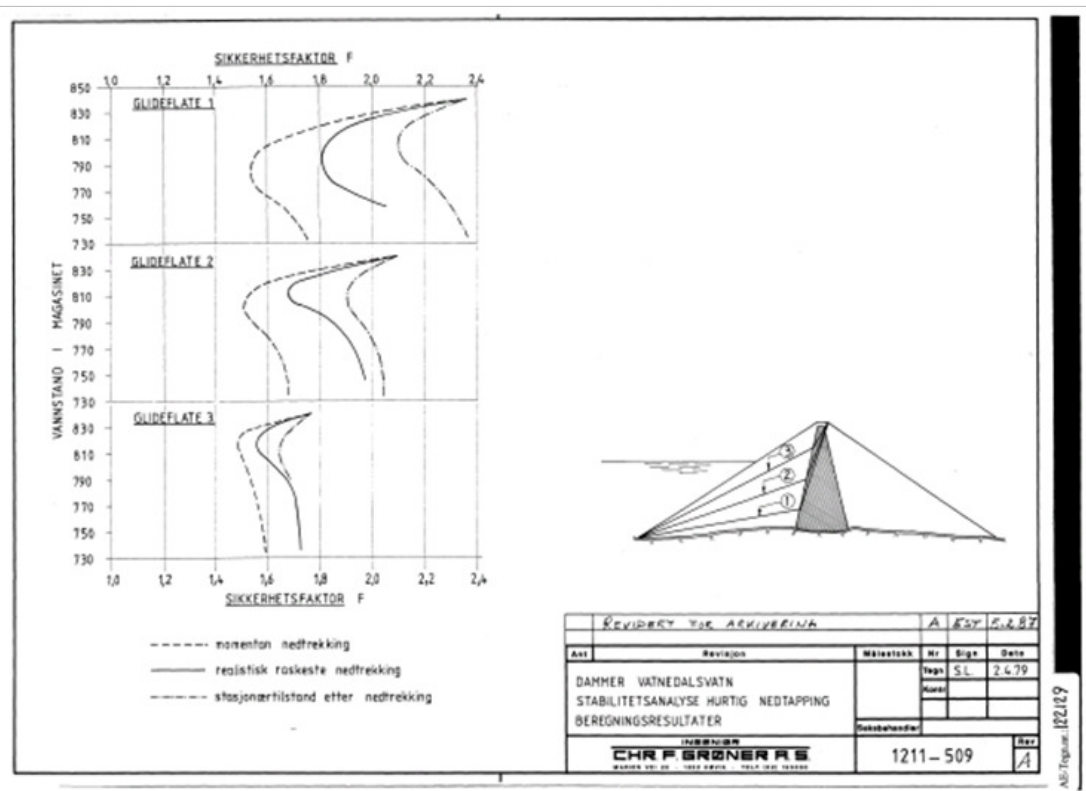
”Antallet leirsoner som ble krysset var totalt sett forholdsvis lite og ubetydelig i søndre tredjedel av driftstunnelen. Lengdre nord hadde leirsonene til dels lav konsolidering og førte svelleleire og vann. Dette og store vannlekkasjer under høyt trykk vanskeliggjorde fremdriften betydelig.” (Selmer- Olsen 1983)

Likevel framgår det i den ingeniørgeologiske sluttrapporten at sikringsomfanget i vanntunnelen ikke ble uvanlig høyt, i forhold til sammenlignbare tunnelprofiler.

### **2.12 Stabilitet av fyllingsdammer ved hurtig nedtapping**

Ved drift av et storskala pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn vil det være snakk om svært hurtige og store vannstandsendringer i magasinene, opp mot flere meter i døgnet (Fløystad 2011). Disse vannstandsendringene kan ha betydning for stabiliteten og driften av fyllingsdammer i magasinene. I hovedsak gjelder dette Vatndalsdammene som har tetningskjerner av morene. Urevassdammen er også en fyllingsdam, men her er kjernen av asfalt, og det er lite trolig at det vil være stabilitetsproblemer knyttet til en fyllingsdam med så godt som impermeabel asfalt.

Hurtige vannstandsendringer fører med seg endret poretrykk i damkroppen, og kan i ytterste konsekvens føre til utglidning av masser. Ved hurtig nedtapping av magasinet vil poretrykket i de udrenerte massene i dammen, det vil si morenekjernen, dreneres saktere enn vannstandssenkningen. Poretrykket vil ”henge igjen” i kjernen og senke sikkerheten mot utglidning av massene. Det kreves i ”Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg” (Olje- og energidepartementet 2010), at dammer i konsekvensklasse 4 kan tappes ca. 1 meter i døgnet. Vatndalsdammene er i konsekvensklasse 4 og skal være dimensjonert for å tåle en tappehastighet på minst ca. 1 meter i døgnet fra HRV til 6 meter under HRV, slik forskriften krever. Resultatet av stabilitetsberegningene for Vatndalsdammene er vist i Figur 2-13, som er et scannet dokument fra Otra Krafts arkiver. Figuren viser sikkerhetsfaktorer for 3 mulige glideplan i dammen. Selv ved momentan nedtrekking av hele regulerings høyden er sikkerhetsfaktoren godt over 1,4 for alle tre glideplanene.



Figur 2-13: Sikkerhetsfaktorer bereget for Vatnedalsdammene ved hurtig nedtapping

Det betyr at dammen vil være beregningsmessig stabil ved et reguleringsregime på flere meter i døgnet. Sikkerhetsfaktoren er, i følge Figur 2-13, i den samme størrelsesorden ved momentan og raskest mulig nedtrekking. Dette kan forklares teoretisk ved at det vil anslagsvis ta år å drenere morenemasse med permeabilitet på  $10^{-7}$  m/s (Fell, et al. 2005), altså vil poretrykket i morenekjernen være det samme ved momentan og realistisk raskeste nedtapping.

Selv om dammene vil være beregningsmessig stabile ved hurtige vannstandsendringer, kan likevel et reguleringsregime med hurtige og store vannstandsendringer få konsekvenser for fyllingsdammene. Det er blant annet påpekt av vassdragsteknisk ansvarlig(VTA) for Vatnedalsdammene, Ole Morten Egeland, at deformasjoner i dammen kan bli et problem (Egeland 2012).

### 2.13 Kostnader ved bygging av et pumpekraftverk

Ved beregning av kostnader for bygging av et storskala pumpekraftverk, kan i stor grad NVEs "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" (SWECO Norge AS 2010) benyttes ved beregning av byggetekniske arbeider. Her er fjellarbeider som tunnel og stasjonshall de dominerende postene. Ved store anlegg, som for eksempel et pumpekraftverk, vil trolig kostnadssammenhengene knyttet til fjellarbeider kunne ekstrapoleres fordi prisen per faste  $m^3$  kan regnes som konstant.

NVEs "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" gir trolig derimot en lite nøyaktig pris når det gjelder de elektrotekniske og maskintekniske arbeidene. Kostnadsgrunnlaget er basert på erfaringstall, og det er lite erfaringsgrunnlag i Norge med store asynkrone generatorer. I NVEs Kostnadsgrunnlag foreslås det et tillegg på 25 % på prisen for en Francis-turbin for å få prisen på en RPT. Det er i kostnadsgrunnlaget ikke sagt noe om hvordan prisen påvirkes dersom aggregatet kan



turtallsreguleres, eller annet elektroteknisk og maskinteknisk utstyr. Det er derfor nødvendig å sammenligne med nyere kostnadsdata for store RPTer med asynkron generator.

Fra prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet i Øvre Otra" ble fire mulige utbyggingsalternativer i Øvre Otra kostnadsregnet med NVEs Kostnadsgrunnlag. Tabell 2-6 viser en oversikt over kostnadene for de elektrotekniske og maskintekniske arbeidene.

Utbyggingsalternativ	Kostnad for elektrotekniske og maskintekniske arbeider	Installasjon	Spesifikk kostnad for el-mek
1:Botsvatn- Blåsjø	2235 MNOK	2320 MW	0,96 MNOK/MW
2:Botsvatn- Urevatn	1459 MNOK	1367 MW	1,07 MNOK/MW
3:Botsvatn: Vatndalsvatn	1194 MNOK	1304 MW	0,91 MNOK/MW
4:Vatndalsvatn- Urevatn	1419 MNOK	1455 MW	0,98 MNOK/MW

Tabell 2-6: Oversikt over kostnader for elektrotekniske og maskintekniske arbeider fra utbyggingsalternativene i prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra" (Fløystad 2011)

Fra tabellen kan det leses at med kostnadstall fra NVEs Kostnadsgrunnlag kommer man ut med en spesifikk kostnad for elektro- og maskinteknisk utstyr på om lag 1,0 MNOK/ MW installert effekt.

Som sammenligning benyttes tre andre kilder for kostnadstall, og kostnadene er satt opp i Tabell 2-6:

- NVEs rapport "Pumpekraft i Noreg- Kostnader og utsiktar til potensial" (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011), de tre største utbyggingsalternativene er tatt med
- Kostnadsoversalg fra Alstom til Sira- Kvinas konsesjonssøknad for pumpekraftverk på Tonstad (Alstom 2012)
- Anbud for pumpekraftverket Nant de Drance i Sveits (Hydroworld 2009)

Kraftverk	Kostnad for elektrotekniske og maskintekniske arbeider	Installasjon	Spesifikk kostnad for el-mek
Lassajarvrre V1	2405 MNOK	1200 MW	2,00 MNOK/MW
Fagervollan V1	2388 MNOK	1460 MW	1,64 MNOK/MW
Blåfalli V1	2052 MNOK	1000 MW	2,05 MNOK/MW
Tonstad	1200 MNOK	1000 MW	1,20 MNOK/MW
Nant de Drance	938 MNOK	628 MW	1,49 MNOK/MW

Tabell 2-7: Oversikt over spesifikke kostnader for elektrotekniske og maskintekniske arbeider for utvalgte pumpekraftverk

Tabell 2-7 krever flere kommentarer. Som vi ser er det stort sprik i de spesifikke kostnadene, fra 1,20-2,00 MNOK/MW. For det første skal det sies at man skal være svært forsiktig med å sammenligne de samlede elektro- og maskintekniske kostnadene. De forskjellige anleggene kan ha svært forskjellige løsninger, som for eksempel fordelingen av turtallsregulerte og synkrone aggregat. Likevel kan det være hensiktsmessig å gjøre denne forenklingen i et så tidlig stadium av planleggingsprosessen. Det har nemlig vist seg å være vanskelig å oppdrive andre relevante kostnadstall enn de samlede kostnadene for maskin og elektro. Dessuten krever en RPT med turtallsregulering andre maskintekniske og elektrotekniske systemer, slik at kostnadene trolig blir høyere for flere kostnadsposter enn selve aggregatet. Derfor vil det trolig være mer riktig å oppjustere kostnadene

med en gitt faktor enn å bruke kostnadsgrunnlaget fra NVE direkte. Kostnadsoverslagene for et pumpekraftverk blir, på et så tidlig stadium som dette, meget usikre.

Blant de fem utvalgte pumpekraftverkene i Tabell 2-7 er de tre øverste rene "skrivebordsstudier", Tonstad representerer tall hentet fra en leverandør og Nant de Drance representerer reelle tilbudstall fra et pumpekraftverk som er under bygging. Det gir grunn til å legge mest vekt på kostnadstallene fra Nant de Drance, mindre vekt på kostnadstallene fra Tonstad og minst vekt på kostnadstallene fra NVEs rapport " *Pumpekraft i Noreg- Kostnadar og utsiktar til potensial*". Det skal imidlertid sies at det i kilden til kostnadstallene for Nant de Drance (Hydroworld 2009), kan knyttes usikkerhet til om kostnadstallene innebærer alle kostnader for maskin og elektro.

Ved kostnadsregning for maskin- og elektroarbeider brukes Kostnadsgrunnlaget til NVE, for så å multiplisere med en faktor basert på Tabell 2-6 og Tabell 2-7. Siden kostnadstallene fra Nant de Drance anses for å være de mest realistiske, tas det utgangspunkt i disse kostnadstallene. Forholdet mellom kostnadstallene fra Nant de Drance og kostnadstallene fra prosjektoppgaven " *Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra*", basert på NVEs Kostnadsgrunnlag, blir da  $1,5 / 1,0 = 1,5$ .

#### 2.14 Vertikal linjeføring

Med vertikal linjeføring menes vassdragsanleggets vertikale plassering, fra inntak til utløp. For et pumpekraftverk er den ideelle vertikale linjeføringen den løsningen som tilfredsstiller de nødvendige tekniske kriteriene og som samtidig er den beste økonomiske løsningen. De viktigste tekniske kriteriene kan oppsummeres i følgende punkter:

- Vertikal plassering av inntak og utløp
- Fjelloverdekning
- Drivemetode
- Avrivning av vannstrengen i avløpstunnelen ved pumping
- Nødvendig dykking av turbinen/pumpa for å unngå kavitasjon

##### *Plassering av inntak og utløp*

I et kraftverk uten pumpefunksjon vil inntaket ligge i øvre magasin og utløpet i nedre magasin. I et pumpekraftverk vil derimot begge ender av vannveien fungere som utløp og inntak avhengig av om det pumpes vann eller produseres kraft. Derfor må også det "tradisjonelle utløpet" dykkes tilstrekkelig.

I følge " *Inntakshåndboken*" (Jensen, et al. 2006) skal tilstrekkelig dykking hindre at luft suges inn i inntaket. Det antas at luftinnsugning vil være dimensjonerende for dykkingen av inntaket/utløpet ved et storskala pumpekraftverk også. Likevel kan andre elementer også spille inn, for eksempel kan det tenkes at isforholdene vinterstid vil spille inn på dykkingen. Dette er imidlertid ikke undersøkt videre.

Knauss (1987) har foreslått blant annet to kriterier for å unngå luftmedrivning (se Figur 2-14):

$$\frac{h}{d} = 0,5 + 2F \rightarrow h = \left( 0,5 + 2 * \frac{\frac{Q}{A}}{\sqrt{g * d}} \right) * d$$

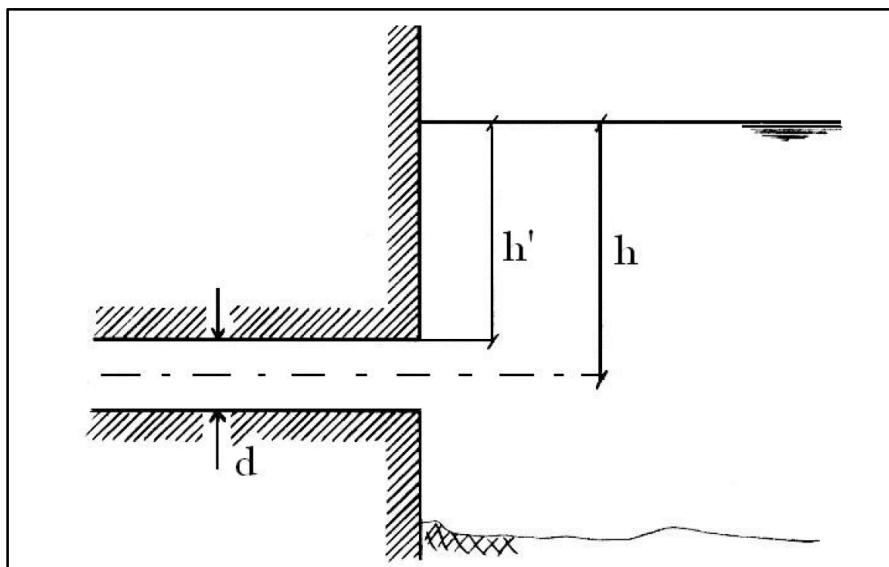
$$\frac{h'}{d} = 1 + 2,3F \rightarrow h' = \left( 1 + 2,3 * \frac{\frac{Q}{A}}{\sqrt{g * d}} \right) * d$$

$h$  = dykkingen målt fra vannflaten til innløpets senter

$h'$  = dykkingen målt fra vannflaten til topp innløp

$d$  = innløpets høyde

$F$  = innløpets froudetall



Figur 2-14:Forklaring til dykking av inntak. Hentet fra "Inntakshåndboken" (Jensen, et al. 2006)

Guttormsen (1988) foreslår en lignende tommelfingerregel:

$$h' \geq 0,6 * v * d$$

For et storskala pumpekraftverk, med en slukeevne på flere hundre kubikkmeter vann per sekund, er det høyst usikkert om Strauss og Guttormsens kriterier er brukbare. Ved bestemmelse av nødvendig dykking må detaljerte undersøkelser gjøres, som for eksempel CFD- analyser og modellforsøk. Det antas likevel at Strauss kriterier vil gi en pekepinn på nødvendig dykking av inntaket.

I tillegg til selve dykkingen av inntaket, er det en vurdering hvor mye av reguleringshøyden i både øvre og nedre magasin som er hensiktsmessig å benytte seg av. Her må det tas hensyn til arbeidsvolumet, trykkehøyde, påvirkning av eksisterende anlegg, dykking av stasjonen og lengden av vannveien. I utgangspunktet vil dette være en komplisert optimaliseringsoppgave, fordi merinntekten av ulike løsninger er meget usikker. Dessuten er det krevende å vurdere ulike løsnings påvirkning på de eksisterende anleggene.

#### Fjelloverdekning

Den såkalte norske metoden for bygging av vanntunneler er basert på råsprenge og uforedede tunneler. Det betyr at bergmassen må ta opp kreftene fra det indre vanntrykket. Dette er mulig i

Norge blant annet på grunn av generelt god bergkvalitet. Dersom bergkvaliteten ikke er god nok kan fordyrende tiltak som for eksempel stålforing eller full betongutstøpning være alternativer.

I tidlig fase av planleggingen kan to "tommelfingerregler", presentert av blant annet Broch (1982), brukes for å kontrollere at trykkspenningene i bergmassen er større enn det indre vanntrykket i tunnelen:

$$\rho_f * g * h * \cos \alpha > H * \rho_w * g$$

$$\rho_f * g * L * \cos \beta > H * \rho_w * g$$

$\rho_f$  = bergmassens densitet

$h$  = vertikal avstand fra sjakt til overflaten

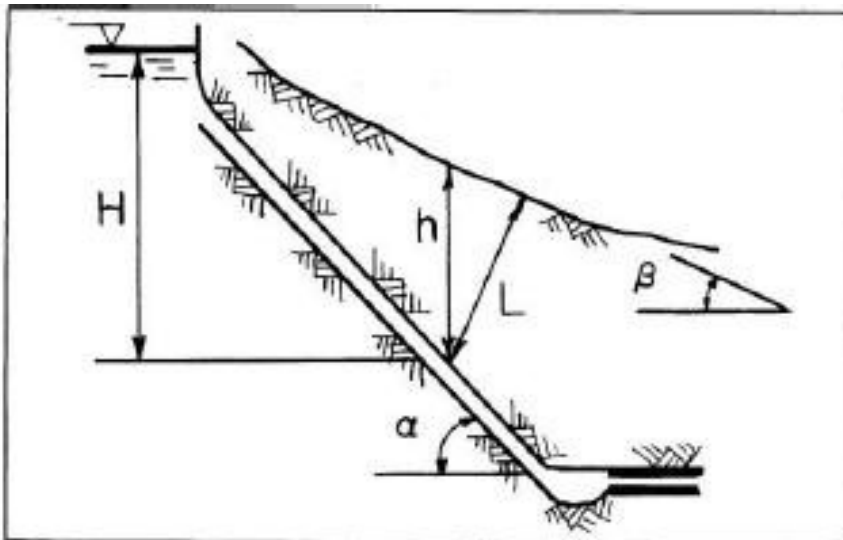
$\alpha$  = tunnelens fallvinkel

$H$  = det statiske vanntrykket

$\rho_w$  = vannets densitet

$L$  = avstanden fra vinkelrett til dalsiden

$\beta$  = gjennomsnittelig fallvinkel på dalsiden



Figur 2-15: Symbolforklaring for kontroll av fjelloverdekning, hentet fra "The development of unlined pressure shafts and tunnels in Norway" (Broch 1982)

Det presiseres at kriteriene for overdekning er enkle likevektsbetraktninger som kun må benyttes alene i et tidlig stadium i planleggingsprosessen.

#### Drivemetode

Vanntunneler/sjakter kan drives ved forskjellige metoder som påvirker linjeføringen. Ved tradisjonell boring og sprengning og for store fullprofilborede tunneler er det i følge Bruland en praktisk grense

for helningen på tunnelen på om lag 1:6 (Bruland, Fullprofilboring av tunneler 2002). Sprengte sjakter drives vanligvis med en vinkel på 45 grader.

#### *Avrivning av vannstrengen*

Et pumpekraftverk må kunne starte og stoppe hurtig for å til en hver tid levere den balansekraften som er etterspurt. Ved oppstart av pumpe vil vannet i avløpstunnelen akselereres mot pumpe. Akselerasjonen introduserer et trykkfall i avløpstunnelen. Dersom trykkfallet blir mindre enn damptrykket til vannet, vil vannet koke og vannstrengen rives i praksis av. Det vil være svært uheldig, og det må kontrolleres at trykkfallet i avløpstunnelen ikke blir for stort ved oppstart av pumpe. Dersom falltap og vannets elastisitet neglisjeres, og det forutsettes lineær økning av vannstrømmen, kan trykkfallet,  $\Delta H$ , beregnes med bevegelsesligningen:

$$\Delta H = \frac{L * Q}{g * A * T_o}$$

$L$  = lengden på avløpstunnelen

$Q$  = maksimal vannføring

$A$  = tverrsnittsarealet til avløpstunnelen

$T_o$  = Oppstartstiden for pumpe

Kontrollen for avrivning av vannstrengen blir da etter Bernoullis ligning(jfr. kapittel 2.6):

$$H_s < h_b - h_{va} + \Delta H$$

$H_s$  = høyden mellom undervannet og turbinsenter, negativt ved dykket turbin

$h_b$  = barometertrykk

$h_{va}$  = vannets damptrykk

Denne beregningen antas å gi et rimelig estimat for trykkfallet i avløpstunnelen ved enkle tunnelsystemer og kort avløpstunnel. Bedre ville det imidlertid være å bruke simuleringsprogram som for eksempel LVTrans.

#### *Nødvendig dykking av turbinen/pumpe for å unngå kavitasjon*

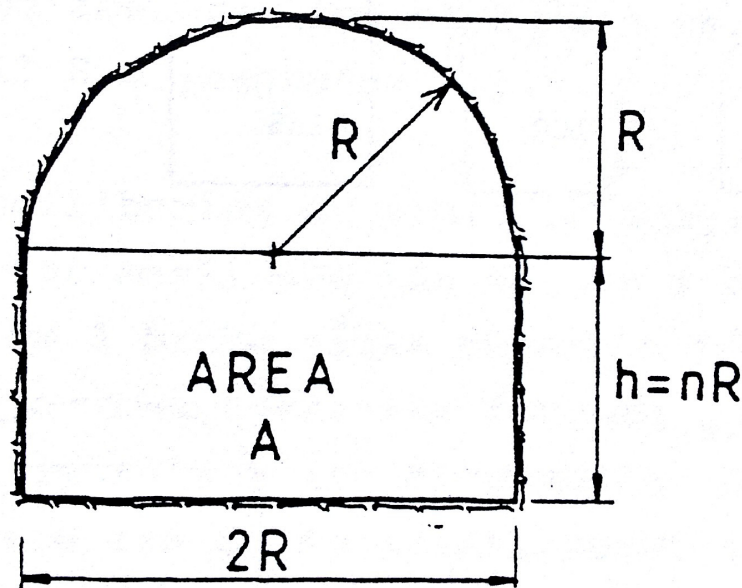
Kavitasjon unngås ved å dykke turbinen/pumpe tilstrekkelig. Beregningsmetodene er beskrevet i kapittel 2.6. Hydraulisk sett er det enten avrivning av vannstrengen eller kavitasjon i pumpe som er bestemmende for den vertikale plasseringen av aggregatet.

## 2.15 Driving og tverrsnittsutforming av vanntunneler

Vanntunneler kan i hovedsak drives ved tradisjonell boring og sprengning eller ved fullprofilboring. I Norge har den dominerende metoden vært boring og sprengning, kun et fåtall av vanntunnelene er fullprofilboret.

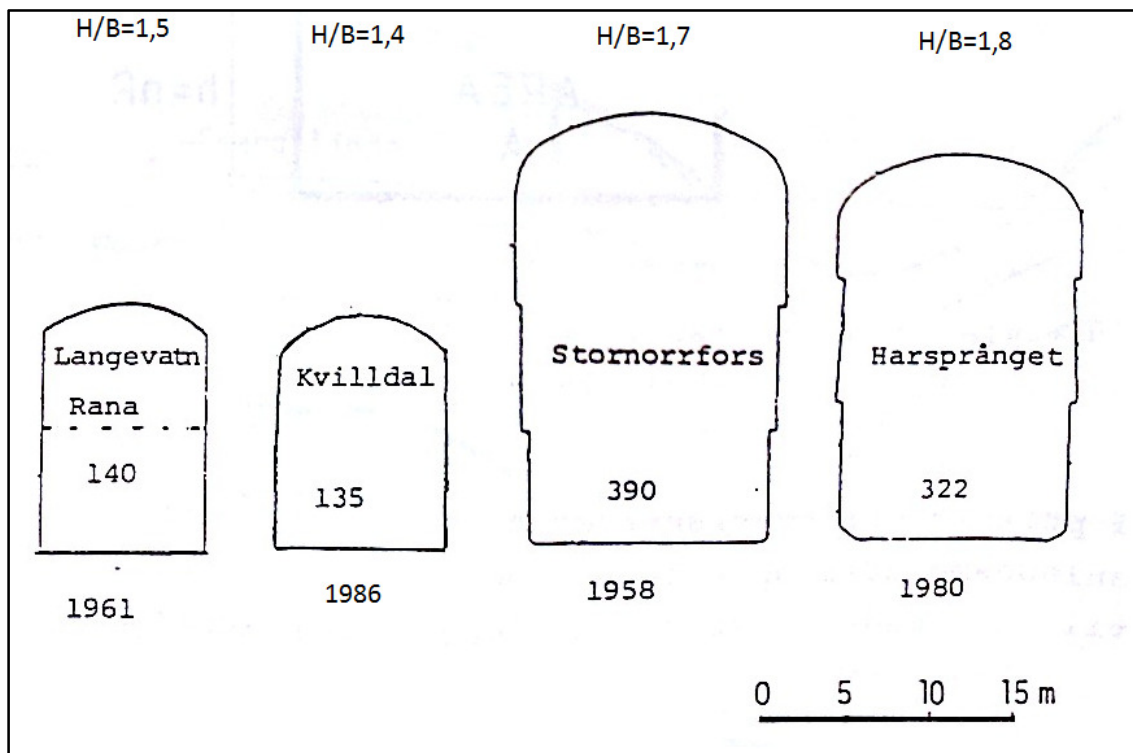
### Tverrsnitt

Utforming av tverrsnittet omfatter optimalisering av tverrsnittets størrelse som beskrevet i kapittel 5.4, og design av profilet på tverrsnittet. For tverrsnittsprofilet er det i første omgang drivemetoden som er avgjør type tverrsnittsprofil. Dersom tunnelen fullprofilbores blir selvfølgelig tverrsnittsprofilet sirkulært. Hydraulisk sett er dette den optimale tverrsnittsformen, fordi den gir den lavest mulige hydrauliske radien. Ved driving med boring og sprengning er vanligvis tverrsnittet hestekoformet, men flat såle og buet heng. Det optimale hydrauliske tverrsnittsprofilet ved boring og sprengning er i følge Guttormsen (1988) som vist i Figur 2-16.



Figur 2-16: Hydraulisk optimalt utformet tunnelprofil når  $n=1$ . Figuren er hentet fra "Vannkraftverk og vassdragsteknikk II" (Guttormsen 1988)

Ved praktisk dimensjonering er det også viktig å ta hensyn til de geologiske forholdene, drivemetoder, utstyr og størrelsen på tverrsnittet. Tunnelsystemet til et storskala pumpekraftverk kjennetegnes ved store tunneltverrsnitt. Som beskrevet i kapittel 5.4 er det snakk om tverrsnitt på flere hundre kvadratmeter. Ved slike størrelser vil tunneltverrsnittet har et høyde-bredde- forhold på over 1 (Zare 2007). Det er svært få vanntunneler i Norden med tverrsnitt på flere hundre kvadratmeter, men i Figur 2-17 kan vi se tunnelprofilet til to av de største vanntunnelene i Norge og to av de største i Sverige. Høyde/bredde- forholdet ligger på 1,7- 1,8 for de to største tunnelene.



Figur 2-17: Tunnelprofil av store vanntunneler i Norge og Sverige. Modifisert fra "Vannkraftverk og vassdragsteknikk II" (Guttormsen 1988)

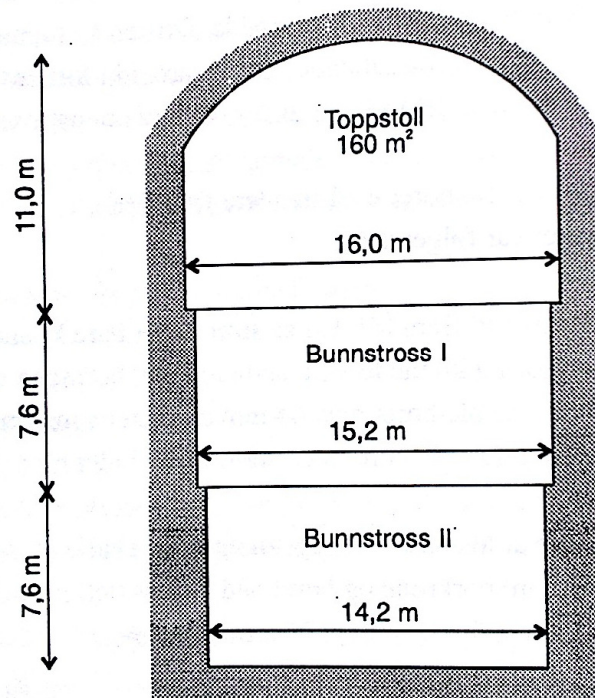
### Driving

I følge Bruland (2002) kan tunneler fullprofilbores opp til 154 m<sup>2</sup>, og ved fullprofilboring kan et Mannings tall opp mot 65 oppnås. 154 m<sup>2</sup> er trolig betydelig mindre enn det optimale fullprofilborede tverrsnittet. Dessuten er tunnelen som skal drives meget kort, om lag 2,5- 2,0 kilometer. Fullprofilboring krever store ressurser ved tilrigging/nedrigging, og ved en så kort tunnel vil trolig riggekostnadene bli forholdsmessig høye. På bakgrunn av disse argumentene antas det at tradisjonell boring og sprengning vil være den gunstigste drivemetoden. Tradisjonell boring og sprengning har i prinsippet ingen begrensning på tverrsnitt, det er en metode som gir stor grad av fleksibilitet og den er velutprøvd for norske forhold som norske entreprenører regnes å være gode på. Det presiseres likevel at fullprofilboring bør vurderes nøyer.

Ved tradisjonell boring og sprengning kan det videre deles inn to hovedmetoder. Tunnelen kan enten drives ved såkalt full face, eller ved oppdelt drift. Under full face- drift sprenges hele tverrsnittet i en salve, mens ved oppdelt drift deles tverrsnittet inn i flere salver. Full face er i utgangspunktet det mest lønnsomme, men ved store tverrsnitt kan utstyr og geologiske forhold gjøre at oppdelt drift foretrekkes. I følge Bruland (2002) vil det være naturlig å velge oppdelt drift ved tverrsnitt over 90-100 m<sup>2</sup>. Med et tunneltverrsnitt på flere hundre kvadratmeter for et pumpekraftverk er oppdelt drift det naturlige valget.

For å undersøke om det lar seg gjøre å drive en tunnel på om lag 360 m<sup>2</sup> (se kapittel 5.4), er det naturlig å sammenligne med avløpstunnelen til Stornorrfors kraftverk. Dette tunnelarbeidet er av det mest omfattende som noen gang er utført, med et tverrsnitt på om lag 380 m<sup>2</sup>. Den ble drevet med oppdelt drift etter toppstoll- bunnstrossmetoden. Det vil si at en toppstoll først ble sprengt ut som en

tunnel og deretter ble bunnen pallet ut i to omganger, se Figur 2-18. Fjellet var en homogen granitt og varierte mellom god og utmerket (Bruland 2002).



Figur 2-18: Tversnittet til avløpstunnelen ved Stornorrfors kraftverk i Sverige, hentet fra "Sprengning og masseflytting under jord- Bruk av undergrunnen" (Bruland 2002)



## 3. Markedsbetraktninger

### 3.1 Generelt

På tross av at Norge har store komparative fortrinn for bygging av storskala pumpekraftverk, er én konsesjonssøknad (Tonstad, Sira- Kvina), som nå er trukket, det nærmeste vi har vært realisering av storskala pumpekraftverk. Som tidligere nevnt er inntjeningspotensialet den viktigste ukjente faktoren lønnsomhetsberegninger for pumpekraftverk. Energi21, Norges nasjonale strategi for ny energiteknologi, skriver at den kanskje største utfordringen for etablering av ny energiteknologi er usikkerheten rundt forventede rammebetingelser (Energi21 2011).

Dagens markedssystem, med kjøp og salg av kraft på blant annet Nordpool kraftbørs, har vist seg å være et velfungerende system for den tradisjonelle vannkraftproduksjonen i Norge. Med velfungerende menes det at markedet gir gevinst til lønnsomme prosjekter, og straffer de ulønnsomme prosjektene.

Det er å balansere den planlagte utbyggingen av enorme mengder vindkraft i Europa som er hovedmotivasjonen for å bygge storskala pumpekraftverk i Norge. Det er viktig å være klar over at den planlagte vindkraftutbyggingen er politisk drevet med bakgrunn i EUs "20- 20-20 mål" (The European Parliament 2009). Hovedsakelig er det altså ikke det etablerte kraftmarkedet som "sørger for" at ny, grønn teknologi bygges ut.

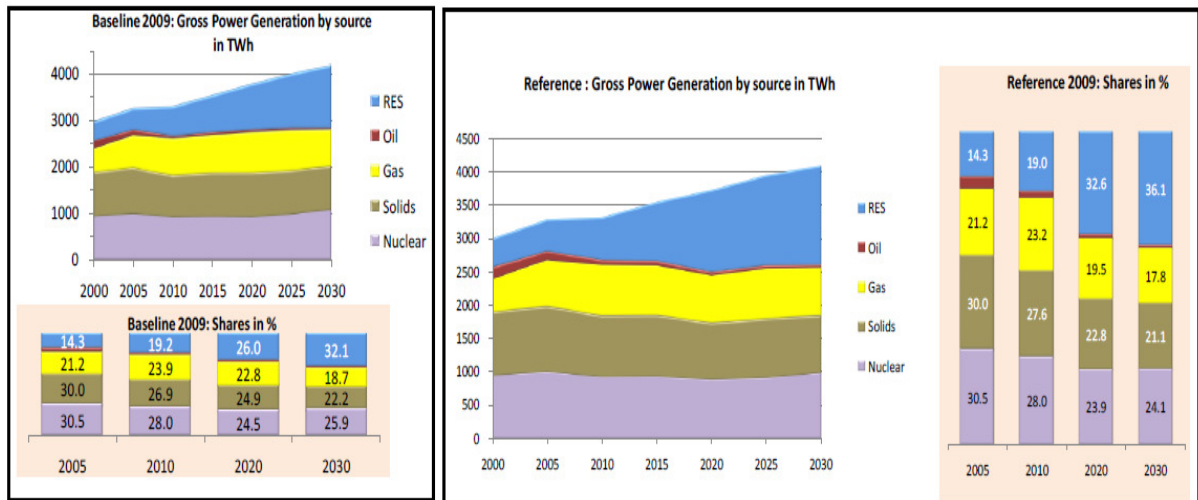
På bakgrunn av politisk styrte rammebetingelser og hvordan dagens kraftmarked er innordnet, er det vanskelig å se for seg at det vil lønne seg for kraftselskapene i Norge å bygge ut storskala pumpekraftverk. Utfordringen ligger i første rekke i usikkerheten, det kan selvfølgelig hende at flere titusener av MW med ny vindkraft vil gi de nødvendige prisarbitrasjene, slik at et pumpekraftverk vil bli lønnsomt. Det kan derfor være nødvendig å se etter nye markedsmodeller for krafthandel. Det går an å se for seg at en utbygging av pumpekraftverk og kabel finansieres i ett, med langsiktige bilaterale avtaler over for eksempel 20 år. På den måten kan kraftselskaper i Norge "leie" ut et pumpekraftverk som en nettkomponent til en europeisk TSO. En slik avtale er kanskje politisk umulig, men den kan være lønnsom for begge parter. Det norske kraftselskapet får sikker tilbakebetaling på investeringen sin, mens den europeiske TSOen vil få tilgang på nødvendig balansekraft og muligens systemtjenester til en forutsigbar pris.

### 3.2 Framtidas energimiks

Uavhengig markedsmodell er det framtidas energimiks som vil være styrende for etterspørselen av balansekraft og systemtjenester. Dersom etterspørselen er høy, vil også prisene på salg av balansekraft bli høye. Dersom framtidas energimiks har en høy andel av uregulerbar kraft, vil etterspørselen etter balansekraft være stort.

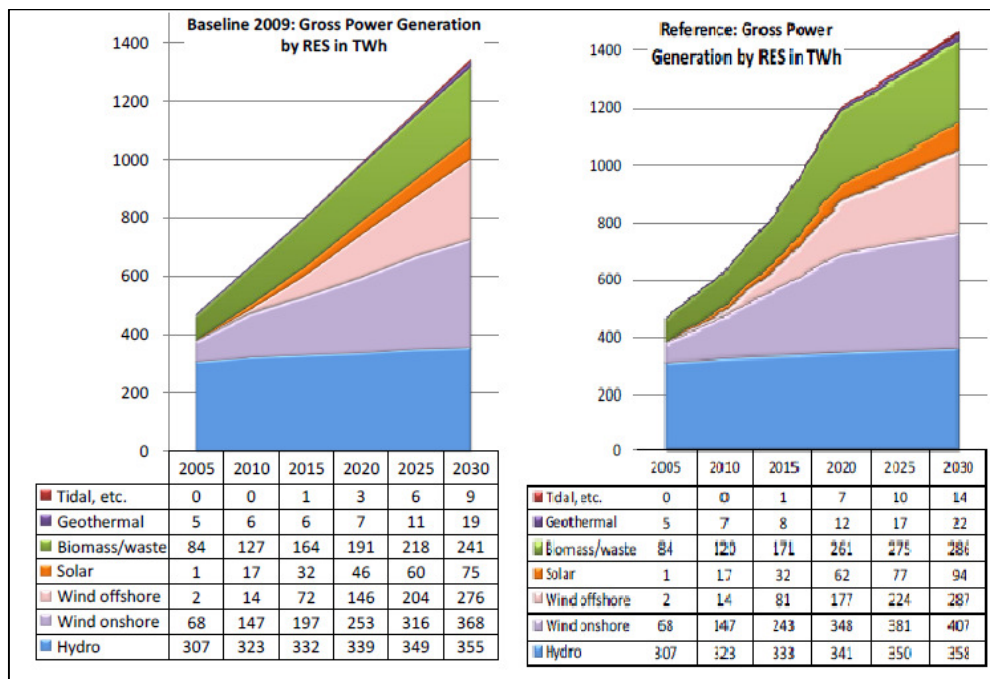
Det er laget mange prognoser for hvordan energimiksen vil se ut de neste 20 årene i Europa. Blant dem er "*EU energy trends to 2030*" (Capros, et al. 2010), laget på oppdrag fra Den europeiske kommisjon. I denne rapporten skisseres det to framtidsscenarioer, ett kalt baseline- scenario og ett annet kalt referansescenario. Baseline- scenarioet tar utgangspunkt i dagens markedsordninger for blant annet handel av utslippskvoter og ulike politiske klimatiltak som per 2009 har trådt i kraft. Referansescenarioet er i hovedtrekk det samme som baseline- scenarioet, men inkluderer også tiltak som ikke ennå ikke er vedtatt, men som er planlagt. Referansescenarioet er således noe mer optimistisk med tanke på mer fornybar energi enn baseline- scenarioet.

Det er for begge scenarioene beregnet hvordan energimiksen vil se ut fra til år 2030. Figur 3-1 viser brutto produsert elektrisk energi for de to scenarionene for ulike energikilder.



Figur 3-1: Prognoser for energimiksen i Europa fra til 2030, henter fra Capros, et al. (2010).

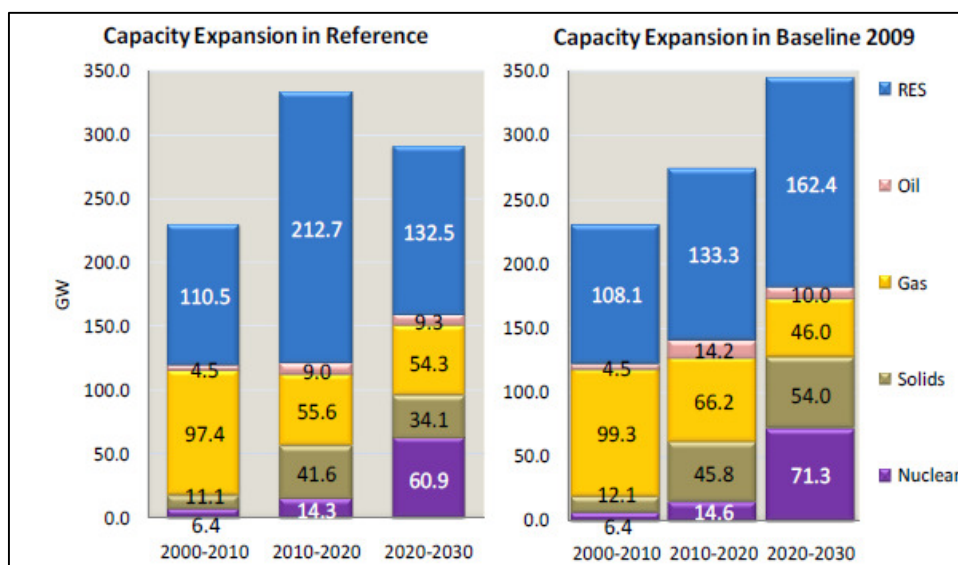
Dersom vi ser på prognosene vil penetrasjonsgraden av fornybar energi(RES) øke fram mot 2030. I år 2030 er penetrasjonsgraden beregnet til å være mellom 32,1- 36,1 %, mot om lag 19 % i 2010. Det vil si at om lag en tredjedel av elektrisitetsproduksjonen kommer fra fornybare energikilder i 2030. Blant denne tredjedelen viser Figur 3-2 at om lag 50 % av den fornybare produksjonen består av uregulerbar kraft, det vil si vind og sol. Uregulerbar vannkraft er da ikke tatt med, selv om en andel av vannkraften er uregulerbar.



Figur 3-2: Prognoser for produksjon av fornybar energi, henter fra Capros, et al. (2010)

Baseline- scenarioet og referansescenarioet har ikke de store forskjellene. Den viktigste forskjellen vises i Figur 3-2 i år 2020. Baseline- scenarioet har en tilnærmet lineær utvikling av fornybar kraft, mens referansescenarioet har en tydelig knekk i år 2020. Dette skyldes at oppnåelse av EUs "20-20-20 mål" er en av forutsetningene for referansescenarioet, slik at økningen av fornybar produksjon er stor fra mot 2020, men flater ut etter det. Kvantitativt er hovedresultatet det samme. Om lag én sjettedel av energiproduksjonen i 2030 er beregnet til å være fornybar uregulert kraft, mot dagens drøye 5 %.

Samtidig er det beregnet en betydelig effektutvidelse for gasskraft, i takt med utbyggingen av fornybar kraft, se Figur 3-3. Likevel er det kun en liten produksjonsøkning for gasskraft, se Figur 3-1. Det betyr at regnemodellen som er benyttet tar sikte på at gasskraft i større grad enn i dag skal levere balansekraft. I tillegg er det verdt å merke seg at en stor effektutvidelse av kjernekraft, selv om all tysk kjernekraft skal fases ut innen 2022 (Moe 2011).



Figur 3-3: Effektutvidelse for ulike kraftkilder fram mot 2030, hentet fra Capros, et al. (2010)

### 3.3 Ulike scenarioers påvirkning på utformingen av pumpekraftverket

Baseline- scenarioet og referansescenarioet er svært like med tanke på penetrasjonsgraden av fornybar uregulert kraftproduksjon. Rapporten "EU energy trends to 2030" (Capros, et al. 2010) baserer seg på en utvikling i kraftproduksjon som etter undertegnede vurdering kan oppsummeres i at det i hovedsak er gasskraft som skal dekke topplasten i et framtidig kraftsystem. Da kan man se for seg et framtidig prisbilde der et pumpekraftverk kan pumpe vann tilnærmet gratis i perioder med mye uregulert kraftproduksjon. Men i perioder med topplast og/eller liten produksjon av uregulerbar kraft vil ikke pumpekraftverket få spesielt mye mer enn en gjennomsnittspris for kraftsalget, fordi pumpekraftverket i stor grad må "dele" dette markedet med gasskraft.

Som et alternativ til dette prisbildet basert på rapporten "EU energy trends to 2030" (Capros, et al. 2010), kan det tenkes et prisbilde med mindre fleksibel gasskraft. Det er da sannsynlig med større prissvingninger, fordi tilgangen på regulerbar kraft er mindre uten gass.

Disse to prisbildene er lagt til grunn for dimensjoneringen av tunnelverrsnittet, og viser hvordan ulike scenarier kan påvirke utformingen av pumpekraftverket.

## 4. Beregningsmetoder for dynamikk i vannveien

### 4.1 Dynamisk dimensjonering av et vannkraftverk

Et vannkraftverk er et dynamisk system der turbin og generator, vannveien og regulatoren er hovedkomponentene. Dynamikken disse tre komponentene i mellom må kontrolleres slik at systemet er stabilt. Det er en komplisert analyse, og i denne oppgaven benyttes kun de metodene som er nødvendig for å avgjøre designet av vannveien til det aktuelle pumpekraftverket. Teorien under kapittel 2.8 er i hovedsak hentet fra "Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk" (Nielsen 1990). Her beskrives det at dynamikken i et vannkraftverk generelt sett er relatert til to forhold. Det ene er å regulere effekten til generatoren slik at det er balanse mellom produksjon og forbruk på nettet. Det andre forholdet er knyttet til effektene av store lastendringer. Videre beskriver Nielsen (1990) tre problemstillinger det er vanlig å dele dynamisk dimensjonering av kraftverk inn i:

- Svingegrenser i sjakter o.l
- Trykkoppbygging foran turbinen
- Reguleringsstabilitet

#### *Regulator*

Disse tre problemstillingene er knyttet sammen, og tiltakene mot dem påvirker hverandre. Det kan være naturlig å starte med reguleringsstabilitet. Den første reguleringen ved ubalanse i kraftnettet gjøres av regulatoren. Et hvert vannkraftverk av en viss størrelse er utstyrt med en regulator, som har som oppgave å hele tiden sørge for at turbinen kjører på det som kalles synkront turtall. Synkront turtall er det turtallet som gjør at generatoren leverer 50 Hz til strømmettet. Dersom vi ser for oss et kraftsystem der produksjon og forbruk av kraft initialt er likt, kan vi forklare regulatorens rolle ved å se på hva som skjer dersom forbruket endres. Hvis for eksempel forbrukes plutselig økes uten at generatoren øker sin produksjon, vil det økte effektforbruket føre til at turtallet til de roterende massene (hovedsakelig den roterende delen av generatoren, kalt rotor) i aggregatet synker. Siden strømfrekvensen er direkte knyttet til turtallet vil frekvensen i strømmettet også synke. Regulatoren måler det synkende turtallet, og svarer med å åpne ledeskovlene til turbinen slik at effektproduksjonen øker, og synkront turtall opprettes. Dette skjer automatisk, og regulatoren opererer vanligvis med tidsintervaller på sekund-nivå. Det finnes flere typer av regulatorer, og oppbygningen av dem er i liten grad relevant for denne oppgaven og blir derfor heller ikke detaljert behandlet her.

#### *Vannmassenes treghet og tregheten til aggregatets roterende masser*

For at regulatoren skal fungere tilfredsstillende, må det stilles krav til forholdet mellom tregheten til vannmassene og tregheten til de roterende massene i aggregatet. Det er ønskelig med liten treghet til vannmassene sammenlignet med tregheten til de roterende massene. Årsaken til dette beskrives i "Vannkraftverk og vassdragsteknikk II" (Guttormsen 1988), ved å se på ligningen for ytelse i et vannkraftverk:

$$P = \rho * g * H * Q * \eta$$

$P = \text{effekt}$

$\rho = \text{tyngdetettheten til vann}$

$g = \text{tyngdeaksellerasjonen}$

$H = \text{netto fallhøyde}$

$Q = \text{vannstrøm}$

$\eta = \text{virkningsgrad på aggregat}$

Vi vet at  $Q = v * A = \sqrt{2 * g * H} * A$ , der A er gjennomstrømningsarealet til turbinen, også kalt turbinpådraget. Dersom denne ligningen settes inn i ligningen for ytelse over, og forenkler ved å si at  $k = \rho * g * \sqrt{2 * g} * \eta \sim \text{konstant}$ , kan vi skrive:

$$P = k * A * H^{\frac{3}{2}}$$

Dersom vi igjen ser for oss en plutselig økning av kraftforbruket, vil regulatoren øyeblikkelig øke turbinpådraget slik at den produserte hydrauliske effekten svarer til kraftforbruket. Men ved en pådragsøkning vil fallhøyden avta fordi noe av denne "går med" til å akselerere vannmassene i vannveien. En pådragsøkning kan dermed medføre et øyeblikks reduksjon i levert effekt dersom tregheten i vannmassene er for stor i forhold til tregheten i de roterende massene. Et slikt reguleringsystem er uholdbart, og det må sikres at tregheten i vannmassene ikke er for stor. Tregheten i vannmassene kan uttrykkes ved vannets anløpstid,  $T_w$ . Anløpstiden kan i følge Nielsen (1990) defineres som:

*"Den tid det tar å akselerere vannmassene fra nærmeste frie overflate oppstrøms turbin til nærmeste frie overflate nedstrøms turbinen fra 0 til  $Q_0$  under påvirkning av fallhøyden  $H$ "*

$$T_w = \frac{Q_0}{g * H} * \Sigma \frac{l}{A}$$

$\Sigma \frac{l}{A}$  er summen av forholdene mellom lengden og tverrsnittsarealet i til alle delene i vannveien mellom øvre og nedre frie vannspeil, og  $Q_0$  er slukeevnen til turbinen. Videre kan tregheten til de roterende massene i aggregatet uttrykkes ved svingmassenes akselerasjonstid,  $T_a$ . Det viser seg at svingmassenes akselerasjonstid varierer lite, for større aggregater er  $T_a$  i område 5- 7 sekunder (Nielsen 1990). Ved å undersøke om systemet er stabilt brukes ofte et amplitude- fase-frekvensdiagram (AFP- diagram). I praksis viser en AFP- analyse til at følgende forhold må tilfredsstilles for at reguleringskvaliteten er god nok (Nielsen 1990):

$$\frac{T_a}{T_w} > 6$$

*Trykk foran turbinen*

Endring i vannstrømmen gjennom en turbin forårsaker en endring i det dynamiske trykket i vannveien på grunn av at vannmassene akselereres eller retarderes. Ved retardasjon av vannmassene vil det dynamiske trykket øke. Trykkøkningen blir størst ved fullt turbinavslag, og denne situasjonen blir derfor dimensjonerende.

Vi definerer lukketiden til turbinen,  $T_L$  som den tiden det tar for turbinen å gå fra full åpning til stengning. Dersom man antar at vannet og vanntunnelen/røret er uelastisk, at endringen av volumstrøm skjer lineært og ser bort i fra falltapet, kan bevegelsesligningen brukes for å finne trykkøkningen,  $\Delta H$  (Nielsen 1990):

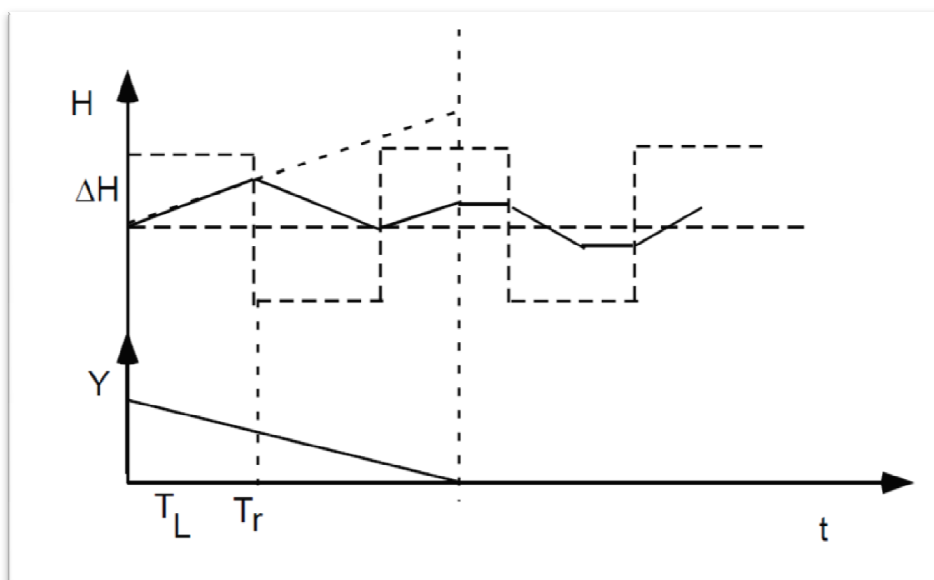
$$\Delta H = \frac{L}{g * A} * \frac{Q_0}{T_L}$$

$L =$  tunnellenlengden fra turbinen til nærmeste oppstrøms vannspeil

Antagelsen om at vannet oppfører seg uelastisk kan ikke brukes dersom vannveien er lang. Vannets elastiske egenskaper vil føre til en ytterligere trykkøkning, kalt trykkstøt. Et trykkstøt er en elastisk bølge som forplater seg med lydfarten,  $a$ , og reflekteres mellom turbinen og nærmeste oppstrøms vannspeil. Trykkstøt er detaljert forklart i "Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk" (Nielsen 1990). Tiden det tar for bølgen å bevege seg fra turbinen, til nærmeste frie vannspeil og tilbake igjen, kalles i følge Guttormsen (1988) bølgens refleksjonstid,  $T_R$ . Den kan defineres som:

$$T_R = \frac{2 * L}{a}$$

Dersom  $T_L \leq T_R$  kalles turbinstengningen for hurtig, og dersom  $T_L > T_R$  kalles turbinstengningen for langsam. Figur 4-1 viser trykkforløpet ved hurtig turbinstengning (stiplet linje) og langsam turbinstengning (heltrukket linje).



Figur 4-1: Trykkforløp ved hurtig og langsam turbinstengning, hentet fra "Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk" (Nielsen 1990)

Dersom  $T_R$  er omtrent like stor som  $T_L$  må altså trykkstøtet tas med når trykkøkningen foran turbinen skal beregnes. Dette må gjøres ved hjelp av numeriske metoder, men Nielsen (1990) viser at følgende grove overslagsformel kan brukes, dersom  $T_L > T_R$ :

$$\Delta H = 2 * \frac{L}{g * A} * \frac{Q_0}{T_L}$$

Her ser vi at trykkøkningen blir dobbelt så stor som om vi skulle regnet vannet som uelastisk.

#### Rørkarakteristikk

Som tidligere nevnt kan frekvensanalyser brukes for å undersøke om et vannkraftsystem er dynamisk stabilt. Dersom trykkstøt- frekvensen blir for lav, vil denne frekvensen gjøre reguleringen av systemet ustabil. Frekvensanalyser er avansert og blir ikke behandlet her, men ved hjelp av rørkarakteristikken kan det vises om systemet er stabilt. Rørkarateristikken,  $\rho$ , defineres som forholdet mellom  $T_w$  og  $T_R$  (Ervik 1971):

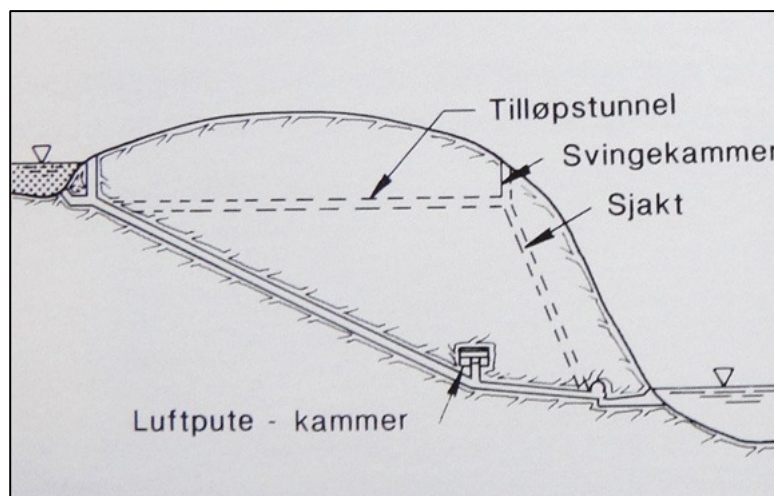
$$\rho = \frac{T_w}{T_R} = \frac{Q_0 * a}{2 * g * H * A}$$

Det kan i følge Nielsen (1990) bevises at dersom  $\rho > 1$ , vil trykkstøt- frekvensen ha liten påvirkning på systemet.

#### Svingesystem

Ved å innføre et svingesystem i vannveien vil problemer knyttet til reguleringskvalitet og høye trykkstøt løses. Prinsippet er at det introduseres et fritt vannspeil så nærme turbinen som mulig, slik at anløpstiden til vannmassene blir kortere, trykkstøtbølgens refleksjonstid blir kortere og rørkarakteristikken blir større.

Tradisjonelt har et svingesystem bestått av en svingesjakt og et svingekammer tilknyttet vannveien. Fra midten av 1970- tallet har det også blitt bygd luftputekammer i stedet for svingesjakt. Figur 4-2 viser den prinsipielle forskjellen på svingesjakt/kammer og luftputekammer. Luftputekammer kan være lønnsomt for å gjøre vannveien kortere, fordi det da er mulig å bygge skråtunnel langt inne i fjellet, i stedet for horisontaltunnel og skråsjakt nær fjelloverflaten.



Figur 4-2: Prinsippskisse av svingesjakt/kammer og luftputekammer. Hentet fra "Surge Chamber design for Jukla" (Bergh-Christensen 1982)

Et svingesystem introduserer ufordelaktige massesvingninger, såkalte u- rørssvingninger. Når turbinpådraget endres og vannmassene akselereres eller retarderes, vil dette føre til at vannspeilet i svingekammeret henholdsvis dras ned eller løftes i forhold til vannspeilet ved inntaket. Når pådraget igjen stabiliseres, vil vannmassene strømme mellom svingekammeret og magasinet, som i et u- rør, helt til friksjonstapene sørger for at svingningene avtar og til slutt dør ut.

Massesvingningenes frekvens kan ved riktige omstendigheter gjøre reguleringen ustabil. For at reguleringen skal være stabil, må svingekammeret ha et minste tverrsnitt, kalt Thoma- tverrsnittet (Nielsen 1990). Thoma- tverrsnittet, i kombinasjon med Mannings friksjonsformel, kan beskrives som:

$$A_{th} = 0,0085 * \frac{M^2 * A^{\frac{5}{3}}}{H}$$

$M =$  Mannings tall

$A =$  tunneltverrsnittet

$H =$  fallhøyden

I følge Nielsen (1990) settes svingekammerarealet lik 1,5 ganger Thoma- tverrsnittet for sikkerhets skyld.

Ei luftpute fungerer på samme måte som et svingekammer, men her vil vannspeilet inne i luftputa trykke mot et lukket luftkammer og komprimere lufta. Vannspeilet vil dermed virke mot et lufttrykk som vil variere med luftvolumet, og systemet vil være ulineært. Nødvendig luftvolum i luftputa kan finnes ved å beregne et ekvivalent svingekammertverrsnitt,  $A_{eq}$  (Nielsen 1990):

$$A_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{A_1} + \frac{\kappa * h_{po}}{V_0}}$$

$A_1 =$  arealet på vannspeilet i luftputa

$\kappa =$  adiabateksponenten – 1,4 for luft

$h_{po} =$  initielt trykk i luftputa

$V_0 =$  nødvendig luftmengde i luftputa

Dersom ligningen løses med hensyn på  $V_0$ , får vi:

$$V_0 = \frac{\kappa * h_{po}}{\frac{1}{A_{eq}} - \frac{1}{A_1}}$$



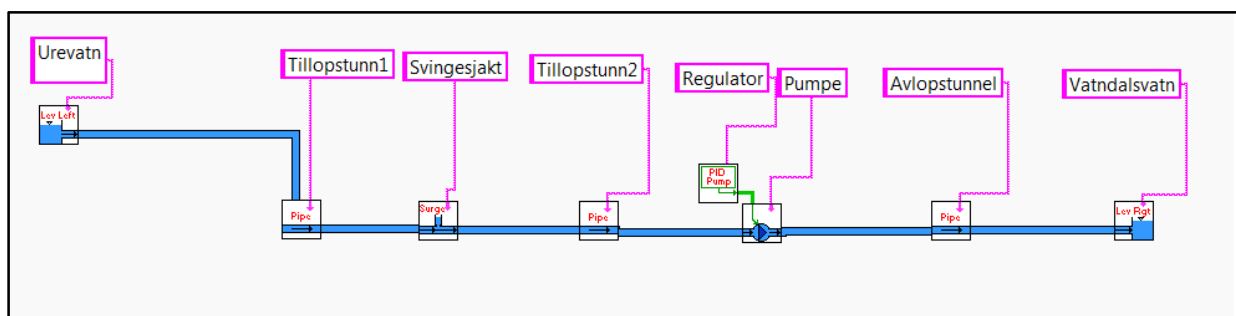
## 4.2 Numeriske modeller- LVTrans

De dynamiske prosessene i et vannkraftverk er kompliserte og kan ikke løses ekstakt ved analytiske beregninger. Ligningene og metodene som er beskrevet i kapittel 4.1 gir resultater som er unøyaktige tilnærminger. Det dynamiske systemet må derfor dimensjoneres på bakgrunn av numeriske modeller som kan gi presise resultater.

LVTrans er et simuleringsprogram av generell karakter som kan brukes til å beregne dynamiske prosesser i væskefylte rørsystem. Hovedsakelig er LVTrans utviklet og tilpasset vannkraftsystemer, men kan også benyttes til andre systemer. Programmet er utviklet av Dr. ing. Bjørnar Svingen i Rainpower og er bygget på databehandlingsprogrammet LabVIEW.

LVTrans beregner trykk- og hastighetsforhold full- transient for elastisk væskestrøm, som betyr at løsningene er tilnærmet analytisk eksakt. Tilnærmet uendelig komplekse systemer kan modelleres og beregningene skjer meget hurtig.

Oppsettet av kraftverket er enkelt og gjøres med "drag-and-drop" prinsippet. De forskjellige elementene til kraftsystemet gir de nødvendige spesifikasjonene og settes sammen som vist i Figur 4-3.



Figur 4-3: Oppsettet av kraftverket i LVTrans

Når så systemet er satt opp som vist i Figur 4-3, fungerer LVTrans i prinsippet som et virtuelt kraftverk der driften simuleres i sanntid. Her kan turbinpådraget endres som ønsket, og interessante parametere som for eksempel trykk i de forskjellige elementene leses av og logges. Eksempelvis kan turbinavslag simuleres og trykket foran turbinen logges. Kraftverket kan både kjøres mot et nett med fast frekvens, eller i et isolert nett der kraftverket regulerer frekvensen.

I tillegg til å simulere driften av kraftverket, kan også LVTrans brukes til tuning av regulatoren og frekvensanalyser. I følge Bjørnar Svingen er frekvensanalyser og tuning av regulatoren komplisert og uten fasitsvar (Svingen 2007).

## 4.3 Valg av beregningsmetode

For å designe vannveien og gjøre dynamiske analyser av pumpekraftverket, er LVTrans i utgangspunktet godt egnet. Spesielt ville analyser med LVTrans muligens kunne gi svar på hvorvidt forskjellige design av vannveien og valg av type aggregat vil påvirke pumpekraftverkets egenskaper til å levere systemtjenester. Dess mer dynamisk stabilt pumpekraftverket er, jo mer egnet er det til å levere systemtjenester. LVTrans ville sannsynligvis kunne gi gode svar på hvordan svingesystemet best skulle designes, og om pumpekraftverket muligens kan bygges uten svingesystem.

Selv om LVTrans i utgangspunktet er enkelt å sette opp og kjøre, er det erfart at det kreves gode bakgrunnskunnskaper for å gjøre frekvensanalyser, en god del utover det som er bakgrunnen for denne oppgaven. Det har heller ikke lyktes å finne ut på hvilken måte en frekvensanalyse vil kunne påvirke designet av vannveien, sammenlignet med de analytiske kriteriene for reguleringsstabilitet, vannets tilløpstid og rørkarakteristikken.

Likevel er hovedbegrunnelsen for at LVTrans ikke er benyttet for dynamiske analyser i denne oppgaven at programmet ikke uten videre kan beskrive funksjonene til et pumpekraftverk. LVTrans kan settes opp med både pumpe og turbin, med en RPT finnes ikke som eget element. Siden kildekoden til programmet er åpent kan et element for en RPT lages, men det har ikke i løpet av arbeidet med denne oppgaven vært tid til å gjøre det. Det har vært forsøkt å sette opp pumpekraftverket kun med mulighet for pumping, siden pumpemodus er mest interessant ved dynamisk dimensjonering. Det har da vært to utfordringer som det ikke har lyktes å løse. For det første kreves det at et pumpeelement beskrives med en såkalt suter- kurve. Suter- kurver brukes i metoder for å transformere sammenhengen mellom moment, trykk og vannføring til et format som er egnet til transient simulering (Svingen 2007). I følge Bjørnar Svingen må disse lages "for hånd", og er en komplisert øvelse. Denne oppgaven har et byggeteknisk utgangspunkt, og for å lage en suter- kurve behøves mer kompetanse innen de maskintekniske fagene. Det ble likevel forsøkt å modellere pumpekraftverket med en standard suter- kurve som følger med programmet. Det lyktes ikke å få pumpeelementet til å "finne" den tilhørende suter- kurven. Bjørnar Svingen bistod med å finne feilen, men lyktes heller ikke.

Ved å modellere pumpekraftverket i LVTrans kan det gjøres analyser som vil være svært interessante for design og dimensjonering av pumpekraftverket. Siden det ikke har lyktes å modellere pumpekraftverket, vil vannveien designes på bakgrunn av de analytiske kriteriene som er beskrevet i kapittel 4.1. Selv om grundigere analyser gjerne skulle vært utført, er det grunn til å tro at de analytiske kriteriene vil kunne gi rimelige resultat, og at designet av vannveien fortsatt vil være et sannsynlig design.

## 5. Driftssimulering og optimalisering

### 5.1 Metode for optimalisering av installasjonen

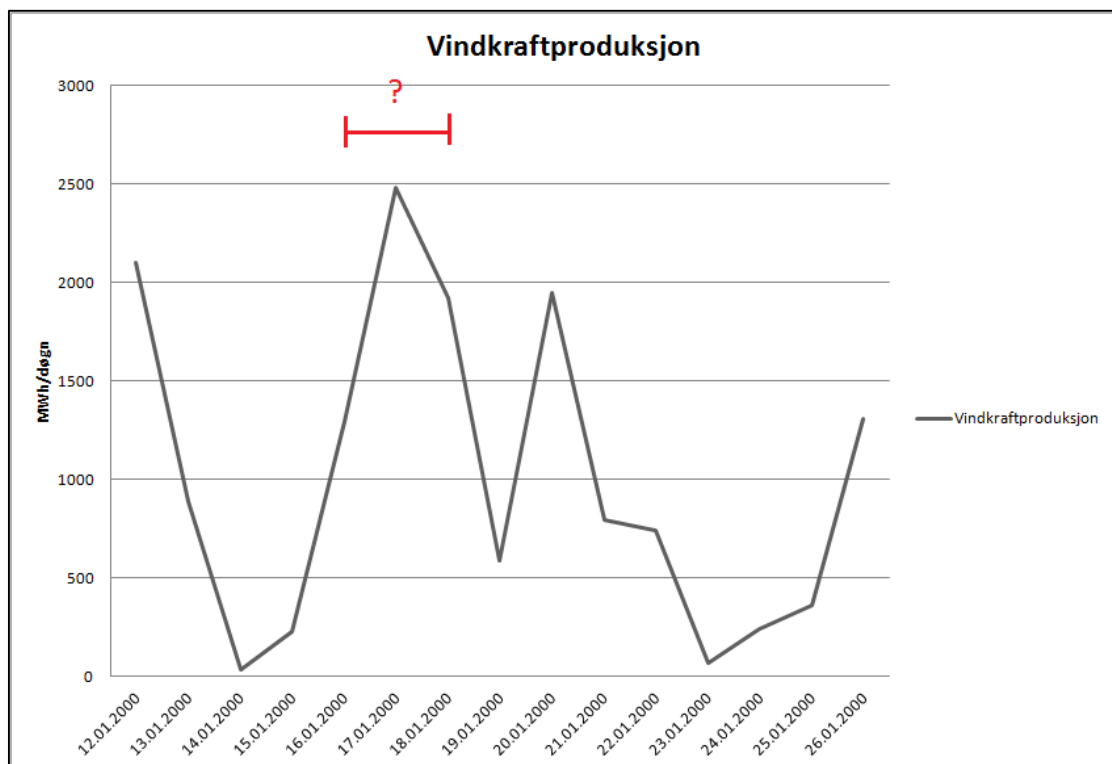
#### *Generelt*

Installasjonens effekt er den viktigste størrelsen ved prosjektering av pumpekraftverket, fordi denne setter premisser for alle andre anleggsdeler. Installasjonen er også, som diskutert i *"Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra"* (Fløystad 2011), meget vanskelig å bestemme. Installasjonens optimale størrelse er den størrelsen som gir den beste inntjeningen i forhold til størrelsen på investeringskostnaden. Størrelsen på investeringskostnaden kan bestemmes med akseptabel feilmargin etter kjente metoder. Inntjeningen til et pumpekraftverk er derimot vanskelig å bestemme. Det skyldes at dersom et pumpekraftverk skal selge og kjøpe kraft på børs i dagens marked, vil forretningsidéen til et pumpekraftverk vil være å tjene penger på prisdifferanser i markedet, såkalte arbitrasjer.

Størrelsen og markedssensitiviteten på arbitrasjene er svært vanskelig å prognosere av flere årsaker. For det første er det stor usikkerhet knyttet til framtidens energimiks, da spesielt penetrasjonsgraden av uregulerbare energikilder som vind og sol. For det andre vil storstilt utbygging av vindkraft i Europa kreve balansekraft i en eller annen form. Pumpekraft og gasskraft er to alternativ. Fordelingsforholdet mellom dem, og hvordan balansekraften vil påvirkeprisbildet er ukjent. For det tredje er prisarbitrasjer svært avhengig av kapasitet på kraftnett og utvekslingskapasitet på utenlandskabler. Liten kapasitet skaper såkalte flaskehals i nettet. Hvordan kraftnettet vil se ut i framtida vet vi noe om, blant annet fra Statnetts nettutviklingsplan (Statnett 2011), men kraftprispåvirkningen av framtidige nettutbygginger er vanskelig å kvantifisere. Disse tre argumentene er blant dem som gjør det vanskelig å optimalisere installasjonen basert på forventet inntjening fra et pumpekraftverk. Derimot kan andre metoder benyttes.

#### *Energibalansemetoden*

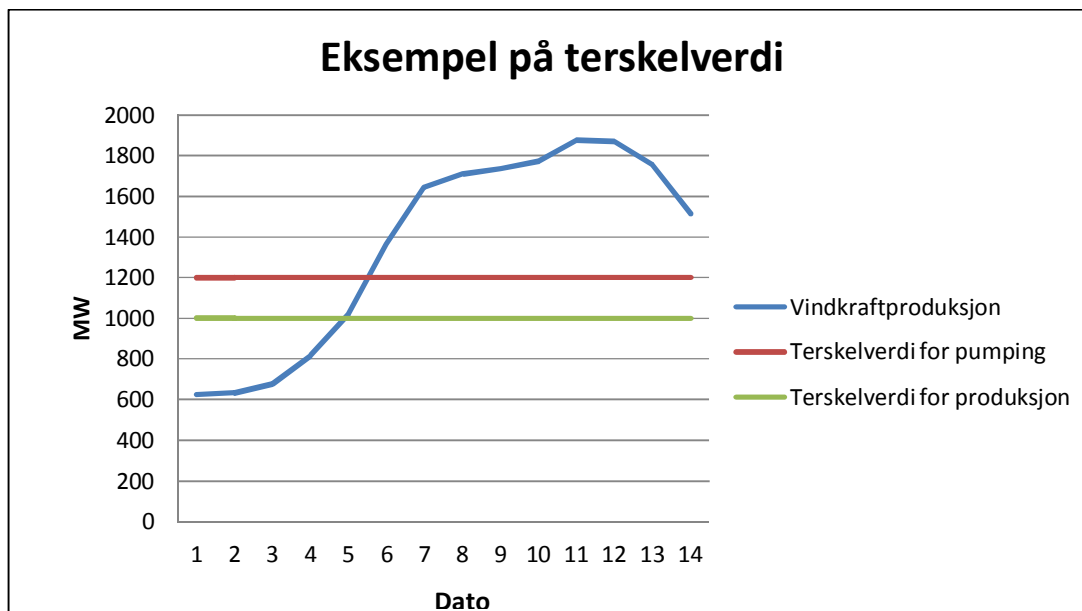
I *"Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra"* (Fløystad 2011) beskrives en metode kalt energibalansemetoden. Den kan kort beskrives som en metode der installasjonen bestemmes ved at pumpekraftverket skal balansere variasjonen i kraftproduksjon fra en representativ uregulerbar kraftkilde. Således er det energibalansen i kraftsystemet som er grunnlaget for å bestemme installasjonens størrelse. Det ble laget en regnearkmodell basert på energibalansemetoden under arbeidet med prosjektrapporten *"Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra"*, for å bestemme det som i rapporten kalles for den dimensjonerende perioden, se Figur 5-1. Den dimensjonerende perioden er den perioden et pumpekraftverk må kunne levere balansekraft. Med et gitt magasinivolum tilgjengelig vil den dimensjonerende perioden være bestemmende for hvor stor den installerte effekten i pumpekraftverket blir. Denne regnearkmodellen brukes også i denne oppgaven, men med noen justeringer.



Figur 5-1: Vindkraftproduksjonen for en tilfeldig periode. Den røde linjen markerer en periode med mye vind, og illustrerer hva som menes med den dimensjonerende perioden.

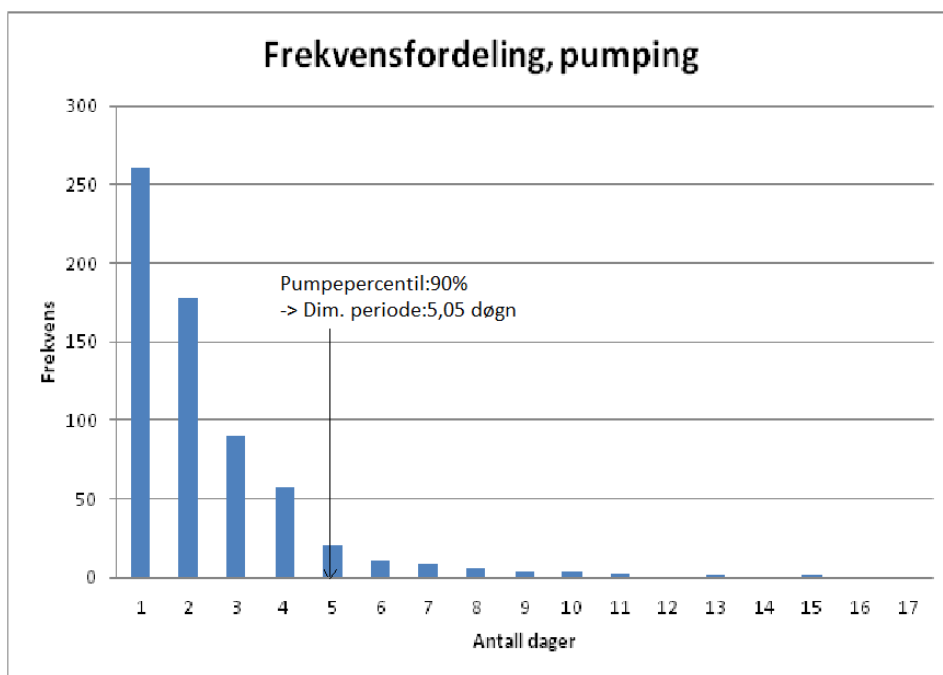
#### Beskrivelse av regnearkmodellen for den dimensjonerende perioden

Den dimensjonerende perioden skal beskrive den typiske, gjentagende perioden med stor vindkraftproduksjon. Årsaken til at periodene med stor vindkraftproduksjon benyttes framfor perioder med liten vindkraftproduksjon, er at pumpemodus anses for å være dimensjonerende for pumpekraftverket. Dette er utdypet i prosjektrapporten "*Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra*". Videre defineres det en terskelverdi for pumping, som bestemmer hvor stor vindkraftproduksjonen må være for at pumpekraftverket skal begynne å pumpe vann. På samme måte defineres det en terskelverdi for produksjon, som bestemmer hvor lav vindkraftproduksjonen må være for at pumpekraftverket skal begynne å produsere kraft. Terskelverdien definerer altså behovet for balansekraft, ut fra vindproduksjonsdata. Figur 5-2 viser et eksempel på en terskelverdi for pumping på 1200 MW, og en terskelverdi for produksjon på 1000 MW. Det betyr at ved vindkraftproduksjon over 1200 MW vil modellen angi at pumpekraftverket skal gå i pumpemodus, mens ved vindkraftproduksjon på under 1000 MW vil pumpekraftverket produsere kraft. Det er gjort flere justeringer av regnearkmodellen fra den ble laget i forbindelse med prosjektrapporten "*Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra*". Blant annet følger terskelverdien sesongvariasjonene i vindkraftproduksjon. På den måten blir det unngått at modellen kun angir pumping i vinterhalvåret når det er mye vind, og produksjon i sommerhalvåret når det er lite vind. Et pumpekraftverk er nemlig avhengig av at behovet for pumping/produksjon stemmer omtrent overens med vannbalansen mellom øvre og nedre magasin.



Figur 5-2: Eksempel på terskelverdi. De døgnene med vindkraftproduksjon mellom 1000 MW og 1200 MW vil pumpekraftverket stå stille i dette eksempelet.

Ut i fra en valgt terskelverdi for pumping lager modellen en frekvenstabell som angir hvor mange dager på rad det er vindkraftproduksjon over terskelverdien for pumping i 1 dag, 2 dager, 3 dager osv. Eksempel på en slik frekvenstabell er vist i Figur 5-3. Et utdrag av regnearket som er bakgrunn for frekvenstabellen, er vist i appendiks 12.1.



Figur 5-3: Eksempel på frekvenstabell for pumpemodus. For den gitte perioden er det om lag 260 enkelstående dager med vindkraftproduksjon over den angitte terskelverdien for pumping. Tilsvarende er det om lag 180 perioder á to dager med vindkraftproduksjon over den angitte terskelverdien for pumping, osv.

Historisk vindproduksjonsdata er hentet fra "energinet.dk" fra perioden 1.1.2000 til 27.9.2011. Representativiteten til disse er vurdert i prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra". Når så en frekvenstabell er laget med historiske vindproduksjonsdata og en terskelverdi som inngangsparametre, finnes den dimensjonerende perioden ved å velge et pumpepercentil. Pumpepercentilet er i "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra" definert som et valgt percentil av frekvensfordelingen til pumping. For eksempel vil et pumpepercentil på 90 % for frekvenstabellen i Figur 5-3 gi en dimensjonerende periode på 5,05 dager. Installasjonen finnes så ved at tilgjengelig vannmengde fordeles på den dimensjonerende perioden.

## 5.2 Optimal installert effekt

Som i prosjektrapporten "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra" velges en terskelverdi for pumping på 1,15 ganger middeffekten for vindkraftproduksjonen. Middeffekten for hver måned er beregnet og vises i Tabell 5-1.

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Middeffekt [MW]	1245	1123	1047	783	763	753	585	679	871	955	1165	1077
Terskelverdi(1,15) [MW]	1432	1291	1204	901	877	866	673	781	1001	1098	1339	1239

Tabell 5-1: Sesongjusterte terskelverdier

Det velges et pumpepercentil på 90 %, som også er i samsvar med overnevnte prosjektrapport. Terskelverdien og pumpepercentilet er to faktorer som er meget viktige for størrelsen på installasjonen, og er valgt kun på bakgrunn av at de antas som rimelige. En noe mer detaljert vurdering av faktorene er gjort i "Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra".

Den dimensjonerende perioden blir med de gitte faktorene på 5,05 døgn. Det skiller seg fra den dimensjonerende perioden i prosjektrapporten på 5,5 døgn. Differansen skyldes små justeringer av modellen, som for eksempel sesongjustering av terskelverdien.

Den optimale effekten finnes så ved å undersøke hvilken pumpeeffekt som vil fylle øvre magasin på 5,05 døgn. Det er her forutsatt en virkningsgrad for pumping på 0,8. Beregningen er gjort med tidsskritt på 1 time, slik at pumpehøyden og vannmengden som pumpes endres for hver time. Det betyr at pumpekraftverket effektdimensjoneres, det vil si at det designes for å levere en konstant effekt ved varierende trykkehøyde/løftehøyde. En kopi av regnearket for utbyggingsalternativ A1 finnes i appendiks 12.2.

Vertikal plassering av inntaket i Urevatn og utløpet i Vatndalsvatn påvirker tilgjengelig fallhøyde og tilgjengelig vannvolum. Vurderingene rundt plasseringen av inntak og utløp er nærmere beskrevet i kapittel 7.3. Det er valgt to plasseringsalternativ for inntaket i Urevatn, og to plasseringsalternativ for utløpet i Vatndalsvatn. Det gir fire forskjellige utbyggingsalternativer, som vist i Tabell 5-2. Tilgjengelig vannmengde, eller arbeidsvolum, defineres av Urevatn fordi det er det minste magasinet. Arbeidsvolumet er vannmengden mellom laveste vannstand i Urevatn til HRV (1175 m.o.h.) i Urevatn. Største trykkehøyde blir høyden mellom laveste vannstand i Vatndalsvatn og HRV Urevatn.

Utb.Alt.	Laveste vannstand, Urevatn	Laveste vannstand, Vatndalsvatn	Arb. Vol.	Største trykkehøyde	Minste dim. trykkehøyde	Optimal installert effekt	Største vannstrøm
-	[m.o.h.]	[m.o.h.]	[mill. m <sup>3</sup> ]	[m]	[m]	[MW]	[m <sup>3</sup> /s]
A1	1150	750	222	425	371	1600	549
A2	1150	800	222	375	331	1420	545
A3	1160	750	158	425	388	1160	381
A4	1160	800	158	375	347	1030	379

Tabell 5-2: Oversikt over utbyggingsalternativer

Vi ser fra Tabell 5-2 at plasseringen av inntak og utløp har stor betydning for installasjonen, fra om lag 1000 MW til 1600 MW.

Det er i kapittel 7.3 argumentert for at A1 representerer det beste valget for plassering av inntak og utløp. A1 blir valgt som utbyggingsalternativ, men de resterende alternativene er tatt med i Tabell 5-2 for å vise inntakets/utløpets betydning for installasjonens størrelse.

### 5.3 Driftssimulering av pumpekraftverket

Beregningene for å bestemme installasjonen er gjort på bakgrunn av det analyserte behovet for balansekraft. Men, det er nemlig ikke sikkert at det vil være tilgjengelig vann nok til å produsere om lag 1600 MW i 5,05 døgn til enhver tid. Det er derfor laget en vannbalansemodell for å simulere driften med hensyn på fyllingsgraden i øvre og nedre magasin. Slik kan det kontrolleres at behovet for balansekraft og balansekraften som er tilgjengelig stemmer rimelig overens.

Modellen er basert på samme data for vindkraftproduksjon fra Danmark som ble benyttet for å finne installasjonen. Datasettet strekker seg fra 1.1.2000 til 27.9.2011 og er hentet fra energinet.dk. Lokaltilsig tas ikke med i modellen, det betyr at det modelleres et lukket system der vann verken kommer inn eller ut av magasinene.

Det er også antatt at pumpekraftverket, med hensikt å levere balansekraft, enten pumper for fullt, produserer for fullt eller står stille. Dette kan være en rimelig antagelse på bakgrunn av tre punkter. Det første er at det antageligvis vil være knapphet på balansekraft. Det andre er at et pumpekraftverk produserer balansekraft så å si uten merkostnad. Det gir grunn til å tro at balansekraft fra et pumpekraftverk vil settes i gang før balansekraft fra for eksempel et gasskraftverk, som må betale for gassen den bruker til produksjon av kraft. På den måten kan det antas at pumpekraftverket vil gå for fullt før andre kilder til balansekraft settes inn. Det tredje punktet er at et pumpekraftverk er mer eller mindre enerådende når det gjelder å lagre overskuddskraft, og kan antageligvis pumpe for fullt når det er overskudd av vindkraft. Hvorvidt dette er realistiske antagelser er et komplisert spørsmål. Det kan som et godt motargument sies at veldig mange faktorer vil styre hvor stor effekt et pumpekraftverk skal levere, for eksempel har et pumpekraftverk mulighet til å levere systemtjenester som krever et helt annet regime enn "av eller på". Men på et tidlig stadium som dette vil det være nødvendig å gjøre forenklinger for å tegne et bilde av hvordan driften kan bli sendt ut.

Simuleringsmodellen er relativt enkel regnearkmodell, delvis programmert i Visual Basic(VBA). Kort fortalt styres pumpe- og vannstrømmen mellom magasinene av historiske produksjonsdata fra dansk vindkraft(energinet.dk), som for installasjonsberegningen. Valgte terskelverdier for pumping og produksjon bestemmer om kraftverket skal pumpe eller produsere. Simuleringen har timesoppløsning. Det er gjort to simuleringer med to ulike sett av terskelverdier. Den ene

simuleringen, heretter kalt 15/15, har en terskelverdier for pumping og produksjon på henholdsvis  $\pm 15$  % av middeleffekten for vindkraft. Den andre simuleringen, heretter kalt 50/50, har terskelverdier for pumping og produksjon på henholdsvis  $\pm 50$  % av middeleffekten for vindkraft.

Simuleringsmodellen resulterer i magasinfyllingskurver for perioden med vindproduksjonsdata, 1.1.2000- 27.9.2011. Magasinfyllingskurvene er vedlagt i appendiks 12.3.

Fra simuleringen kan det beregnes to viktige parametere. Den ene er hvor stor del av tiden det kan leveres balansekraft, i forhold til behovet gitt av vindproduksjonen. Dette forholdet defineres som dekningsgraden. Den andre er pumpekraftverkets brukstid, som er viktig for å optimalisere blant annet tunneltverrsnittet. For simuleringen blir pumpekraftverkets brukstid og driftstid den samme, siden det enten pumpes eller produseres for fullt. Resultatet av de to simuleringene er gitt i Tabell 5-3.

Simulering	Dekningsgrad	Brukstid
15/15	82 %	73 %
50/50	82 %	50 %

Tabell 5-3: Dekningsgrad og brukstid for de to simuleringene.

Dekningsgraden for begge simuleringene blir den samme, og er på 82 %. Det vil si at Pumpekraftverket kan levere/forbruke balansekraft i 82 % av tiden det er behov for det. De resterende 18 % av tiden er altså Urevatn enten tomt for vann når det behøves produksjon, eller fullt av vann når det behøves pumping. Det er logisk at dekningsgraden blir den samme for de to simuleringene, siden dekningsgraden først og fremst begrenses av volumkapasiteten i det minste magasinet.

Brukstiden er imidlertid svært forskjellig for de to simuleringene, med henholdsvis 73 % av tiden (6395 timer i året) for simulering 15/15 og 50 % av tiden (4380 timer i året) for simulering 50/50. Forklaringen på forskjellen er naturlig nok at terskelverdier nærme middeleffekten krever mindre svingninger i vindkraftproduksjonen for å starte pumpekraftverket, enn terskelverdier lengre unna middeleffekten.

Simuleringsmodellen er en god modell for å vurdere magasinenes utnyttelse og begrensninger, direkte simulert mot vindkraftproduksjon. Likevel må dette resultatene fra modellen benyttes med forsiktighet uten videre undersøkelser. Modellen er svært forenklet både hydrologisk og markedsmessig. Av andre viktige forhold som må vurderes er lokalt tilsig til modellen, forbruksmønster og systemtjenesters innvirkning på pumpekraftverket.

#### 5.4 Optimalisering av tunneltverrsnittet

Ved optimalisering av anleggsdeler, som for eksempel et tunneltverrsnitt benyttes ofte marginalkostnadskriteriet (Guttormsen 1988). Marginalkostnaden er kostnaden for å utvide med én enhet, for eksempel én kvadratmeter tunnel. Marginalkostnadskriteriet definerer det optimale tverrsnittet der summen av alle marginalkostnadene er lavest. I hovedsak består kostnadene for en vanntunnel i byggekostnader og falltapskostnader. Falltapskostnadene finnes ofte ved nåverdimetoden med et gitt avkastningskrav, økonomisk levetid og forventet kraftpris. For et pumpekraftverk er det som tidligere nevnt svært vanskelig å anslå en kraftpris som representerer inntjeningen til kraftverket, fordi inntjeningen baserer seg på en differanse mellom kjøpspris ved pumping og salgspris ved produksjon, og ikke en gjennomsnittelig kraftpris.



Likevel kan et optimalt tverrsnitt overslagsmessig finnes ved å gjøre visse antagelser og forenklinger. Byggekostnaden kan enkelt estimeres med "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg" (SWECO Norge AS 2010), ofte bare kalt NVEs Kostnadsgrunnlag. Falltapskostnaden,  $K_f$ , finnes ved følgende ligning:

$$K_f = \rho * g * H_f * Q * \Delta t * p$$

$\Delta t =$  falltaps årlige brukstid

$p =$  kraftpris

$H_f =$  falltaps

Falltaps kan vanligvis overslagsmessig settes lik friksjonstapet i tunnelen fordi singulærtapene er små i forhold. Men fordi dette pumpekraftverket har meget kort vannvei, må også singulærtapene komme til uttrykk i tverrsnittsdimensjoneringen. Luker, nisjer, utstøpninger osv. fører til singulærtap i vannveien. Disse singulærtapene settes samlet lik to ganger hastighetstrykket i vanntunnelen. Dette overslaget er meget grovt, men det vil være mer riktig å ta med et bidrag fra singulærtapene enn å utelukke dem. Videre settes falltaps brukstid lik falltaps driftstid, og vannhastigheten,  $v$ , settes lik vannhastigheten ved maksimal vannføring. Hydraulisk radius,  $R$ , kan overslagsmessig settes lik  $0,265 * A^{1/2}$  (Guttormsen 1988). Mannings friksjonsfaktor ligger vanligvis mellom 30 og 38 for råsprenge tunneler, ofte rundt 30 for store tunneler (Lysne, et al. 2003). Vannveiens lengde,  $L$ , vil i dette tilfelle være omtrent 2500 meter. Dermed kan falltaps beregnes med Mannings formel for et gitt tunneltverrsnitt:

$$H_f = \frac{v^2 * L}{M^2 * R^3} + 2 * \frac{v^2}{2 * g}$$

For å beregne falltapskostnaden mangler kun falltaps brukstid og kraftprisen. Falltaps årlige brukstid finnes fra Tabell 5-3, det vil si 6395 timer i året for simulering 15/15 og 4380 timer i året for simulering 50/50. Dette er pumpekraftverkets totale brukstid der både pumping og produksjon er inkludert.

For så å finne en representativ kraftpris introduseres det to prisscenarioer. I det første scenarioet antas det at salgsprisen for kraften ved produksjon og kjøpsprisen for kraften som brukes til pumping vil være symmetrisk om den gjennomsnittlige spotprisen. Det vil si at falltaps kostnad har en gjennomsnittspris lik den forventede gjennomsnittlige kraftprisen på markedet. Det presiseres at denne antagelsen ikke underbygd av annen litteratur eller undersøkelser. Likevel kan det være en rimelig antagelse. Den framtidige gjennomsnittlige spotprisen antas å være 0,4 kr/kWh. Det kan også argumenteres for at kjøpsprisen for pumpekraften vil ligge lengre unna den gjennomsnittlige spotprisen enn salgsprisen for produksjonskraften. Den andre kraftprisen er satt til 0,2 kr/kWh, og representerer et scenario der kraftprisen for pumping er tilnærmet null, mens den gjennomsnittlige produksjonsprisen er på 0,4 kr/kWh.

Basert på alle disse overslagene og antagelsene kan det optimale tunneltverrsnittet beregnes. Det er selvsagt, alle antagelsene og overslagene tatt i betraktning, stor usikkerhet knyttet til størrelsen av det beregnede tunneltverrsnittet. Som i "Pumpekraft i Noreg" (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011) benyttes et avkastningskrav på 6,5 % og en tilbakebetalingstid på 20 år. Det blir da beregnet fire optimale tunneltverrsnitt, der resultatene er vist i Tabell 5-4.

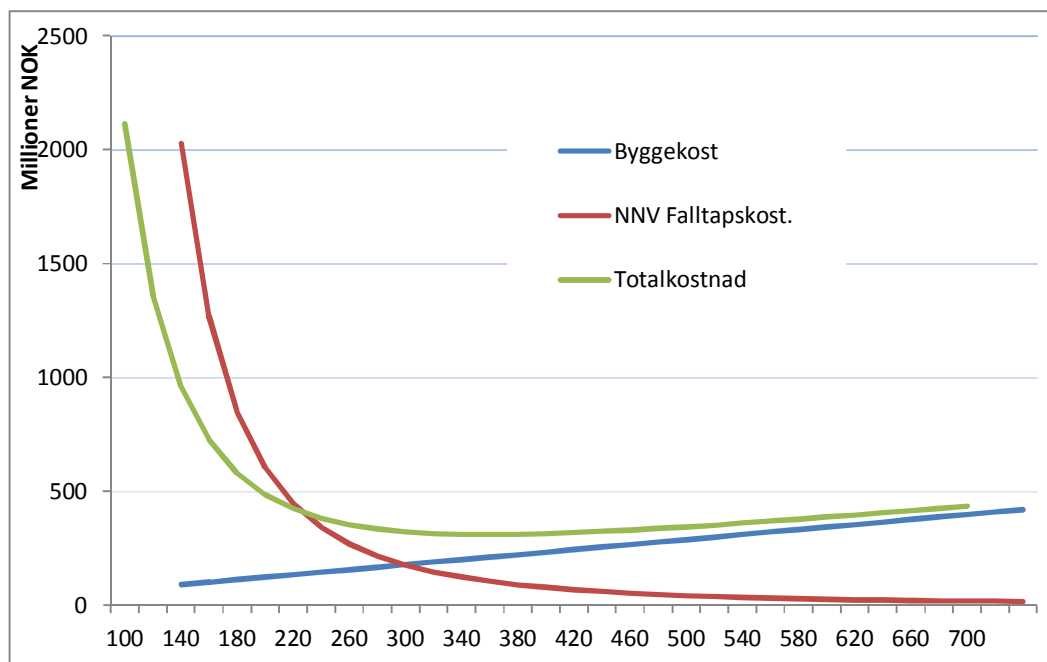
Kraftpris/Brukstid	6395 timer i året (sim. 15/15)	4380 timer i året (sim. 50/50)
0,4kr/kWh	440 m <sup>2</sup>	400 m <sup>2</sup>
0,2kr/kWh	360 m <sup>2</sup>	320 m <sup>2</sup>

Tabell 5-4: Ulike optimale tunneltverrsnitt ved ulike forutsetninger

De ulike optimale tverrsnittene er funnet ved å beregne en årlig falltapskostnad og en investeringskostnad for ulike tunneltverrsnitt. Deretter er netto nåverdi for falltapskostnaden summert med byggekostnaden for å få kurven for totaltallkostnaden. Det optimale tunneltverrsnittet er der den deriverte av totaltallkostnaden er lik null, se Figur 5-4. Utrekningene for det valgte tunneltverrsnittet er vist i appendiks 12.4.

Blant de fire tverrsnittene i Tabell 5-4 må ett av dem velges for det endelige designet av vannveien. Det er vanskelig å gi gode argumenter for å velge noen av dem framfor de andre. Likevel velges 360 m<sup>2</sup> som det optimale tverrsnittet. Det legges ikke skjul på at ut fra kriteriene kraftpris og brukstid kan alle de fire tverrsnittstørrelsene være sannsynlige optimale tverrsnitt. Likevel kan det argumenteres for å ikke velge én av de største verdiene for tunneltverrsnittet, basert på hvordan optimaliseringen er gjort. Falltaptet er nemlig beregnet med maksimal vannhastighet. Det er en forenkling, fordi vannhastigheten kun vil være maksimal når fallhøyden/løftehøyden er på det minste. Ved å ta dette med i beregningen ville falltaps brukstid reduseres, og det optimale tunneltverrsnittet bli mindre. Derfor er det fornuftig å velge ett av de minste verdiene for det optimale tunneltverrsnittet.

Ved et tverrsnitt på 360 m<sup>2</sup> blir vannhastigheten 1,5 m/s ved full vannføring. Det er noe høyt i forhold til hva som er vanlig for typisk "norske tunneltverrsnitt", der 1,1- 1,3 m/s er en tommelfingerregel for optimal vannhastighet. Likevel er det sannsynlig at vannhastigheten kan økes ved store tunneltverrsnitt som her, på grunn av en større hydraulisk radius ved store tverrsnitt. Derfor anses 360 m<sup>2</sup> som en rimelig verdi for tunneltverrsnittet.



Figur 5-4: Kostnadskurver for optimalisering av tunneltverrsnittet, ved brukstid på 6395 timer i året og en kraftpris på 0,2 kr/kWh.

## 6. Beregninger og beregningsresultater

### 6.1 Generelt

De ulike beregningene i dette kapitlet er av overslagsmessig karakter. Hensikten med dem er å til slutt kunne gi et sannsynlig design av vannveien til pumpekraftverket. Derfor har det ikke vært hensiktsmessig å benytte annet enn omtrentlige verdier for inngangsparameterne i beregningene. For eksempel er det funnet en eksakt verdi for lengden av vannveien senere i oppgaven, men det anses ikke som nødvendig og avgjørende for vannveiens design å iterere slike verdier ved kontroll av reguleringsstabiliteten.

Følgende verdier benyttes ved de ulike beregningene:

Element	Verdi	Kilde
$L_{\text{tilløp}}$	2000 meter	(Fløystad 2011)
$L_{\text{avløp}}$	500 meter	(Fløystad 2011)
$Q_{\text{dim}}$	550 m <sup>3</sup> /s	Kapittel 5.2
$H_{\text{dim}}$	425 meter	Kapittel 5.2
$L_{\text{svingekammer}}$ (Avstand fra turbin til svingekammer)	100 meter	Antagelse
$T_L$	5 sekunder	Antagelse
$T_0$	5 sekunder	Antagelse
$d$ (tunneltverrsnittets høyde)	26 meter	Samme som Stornorrfor

Tabell 6-1: Verdier brukt til dimensjoneringen av vannkraftverket

### 6.2 Dynamisk dimensjonering

#### Kontroll av reguleringsstabilitet

Den dynamikken i vannveien kontrolleres etter kriteriene gitt i kapittel 4.1. Først kontrolleres det om tregheten til vannmassene i tunnelsystemet er lav nok. Det antas at svingmassenes akslerasjonstid  $T_a = 6$  sekunder. Vannmassenes treghet beregnes i første omgang uten svingesystem:

$$T_w = \frac{Q_0}{g * H} * \Sigma \frac{l}{A} = \frac{550 * 2500}{9,81 * 425 * 360} = 0,92 \text{ sekunder}$$

Kriteriet for vannmassenes treghet:

$$6 < \frac{T_a}{T_w} = \frac{6}{0,91} = 6,5$$

Ut fra kriteriet for vannmassenes treghet er reguleringsevnen tilfredsstillende uten svingesystem.

I tillegg må rørkarakteristikken kontrolleres. Her beregnes også rørkarakteristikken uten svingesystem:

$$\rho = \frac{T_w}{T_R} = \frac{Q_0 * a}{2 * g * H * A} = \frac{550 * 1200}{2 * 9,81 * 425 * 360} = 0,22$$

Kravet er at  $\rho > 1,0$ . Vi ser derfor av utregningen over at trykkstøtfrekvensen blir for lav til at reguleringsstabiliteten er tilfredsstillt. Et svingesystem er derfor antageligvis nødvendig.

### Trykk foran turbinen

For å beregne om trykket foran turbinen vil være uforholdsmessig stort, er det nødvendig å ta stilling til hva slags lukketid turbinen i pumpekraftverket vil ha. Et pumpekraftverk som skal kunne levere systemtjenester må kunne regulere vannstrømmen gjennom turbinen hurtig, og også kunne skifte mellom pumpe- og turbinmodus på kort tid. Det er i litteraturen ikke funnet noe om hvilke krav som stilles her. Gjennom strategidokumentet for energisektoren, Energi21 (2011), foreslås det å bygge et testsenter for pumpekraftverk der nettopp disse kravene skal undersøkes. I Energi Norges prosjektbeskrivelse "Pk2.0- Forprosjekt Pumpekraft FoU installasjon" foreslås det at en verdi for endring fra full turbindrift til full pumpedrift kan være 30 sekunder, slik som pumpekraftverket Koppes II i Østerrike. Det betyr at vannet må retarderes fra full hastighet til full stans på maksimalt 15 sekunder.

For å være på "sikker side", velges en lukketid,  $T_L$ , på turbinen på 5 sekunder. Refleksjonstiden for trykkbølgen blir:

$$T_R = \frac{2 * L}{a} = \frac{2 * 100}{1200} = 0,17 \text{ sekunder}$$

Siden  $T_L > T_R$  kan trykkøkningen beregnes som:

$$\Delta H = 2 * \frac{L}{g * A} * \frac{Q_0}{T_L} = \frac{2 * 100 * 550}{9,81 * 360 * 5} = 6,2 \text{ meter}$$

Vi ser at trykkøkningen foran turbinen er ubetydelig, på grunn av svingesystemet. Parameterne kan som tidligere nevnt variere noe i forhold til det endelige designet, men fortsatt vil trykkøkningen foran turbinen som følge av for eksempel turbinavslag være neglisjerbar.

Uten et svingesystem ville trykkøkningen foran turbinen ved et turbinavslag bli følgende:

$$\Delta H = 2 * \frac{L}{g * A} * \frac{Q_0}{T_L} = \frac{2 * 2500 * 550}{9,81 * 360 * 5} = 155 \text{ meter}$$

Trykkøkningen foran turbinen uten svingekammer er betydelig og vil ha betydning for dimensjoneringen av luker, ventiler osv.

### Svingesystem

På grunn av reguleringsstabiliteten må det bygges et svingesystem. Det antas  $M=33$ , og Thoma-tverrsnittet beregnes som:

$$A_{th} = 0,0085 * \frac{M^2 * A^{\frac{5}{3}}}{H} = 0,0085 * \frac{33^2 * 360^{\frac{5}{3}}}{425} \approx 400 \text{ m}^2$$

For å være på "sikker side" finnes arealet av svingekammeret ved å multiplisere Thoma-tverrsnittet med 1,5. Tverrsnittsarealet til svingekammeret blir da:

$$A_{svingekammer} = 400 * 1,5 \approx 600 \text{ m}^2$$

Dersom det velges luftputekammer som svingesystem må minste luftvolum i kammeret beregnes. Det velges at  $A_1 = 15 * A_{eq}$ :

$$V_0 = \frac{\kappa * h_{po}}{\frac{1}{A_{eq}} - \frac{1}{A_1}} = \frac{1,4 * 425}{\frac{1}{600} - \frac{1}{600 * 15}} \approx 380\,000 \text{ m}^3$$

Det er viktig at luftputekammeret også er delvis vannfylt, slik at det ikke suges luft ut av kammeret ved en pådragsøkning. Siden tilløpstunnelen er såpass kort, og vannets anløpstid er under ett sekund selv uten svingekammer, antas det at vann/luft- forholdet kan være lite. Det antas at en faktor på 1,1 mellom luftvolumet og det nødvendig utsprengte volumet er rimelig. Det vil si at det totale utsprengte volumet til luftputekammeret må bli  $1,1 * 380\,000 \text{ m}^3/\text{s} = 418\,000 \text{ m}^3$ . Til sammenligning anbefaler NVE i Kostnadsgrunnlaget en faktor på 1,35 i forhold til det nødvendige luftvolumet.

Kvilldal kraftverk i Suldal kommune har verdens største luftputekammer og er på  $120\,000 \text{ m}^3$ , og har et lufttrykk på om lag 420 meter (Statkraft 2012), fallhøyden er 538 meter. Arealet av tilløpstunnelen til Kvilldal kraftverk er på  $135 \text{ m}^2$  (se Figur 2-177). Dersom vi på bakgrunn av disse parameterne beregner det nødvendige luftvolumet til Kvilldal kraftverk etter samme metode som for det aktuelle pumpekraftverket, fås et nødvendig luftvolum på om lag  $74\,000 \text{ m}^3$ . Dersom dette er det reelle luftvolumet i luftputekammeret i Kvilldal, er det benyttet en faktor mellom luftvolum og nødvendig utsprengt volum på omtrent 1,6. Tilløpstunnelen til Kvilldal kraftverk er 3300 meter lang, det vil si 1,5 ganger lengden av tilløpstunnelen til et pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn.

Et nødvendig kammervolum på om lag  $418\,000 \text{ m}^3$  kan virke høyt. Basert på sammenligningen mellom overslaget av luftputekammeret til Kvilldal kraftverk og det faktisk bygde kammeret viser at metoden som er brukt kan gi en rimelig verdi. Derfor benyttes  $418\,000 \text{ m}^3$  som det nødvendige utsprengte volumet. Kammerets høyde blir, med et tverrsnittsareal på  $9000 \text{ m}^2$ , på  $418\,000/9000 = 46$  meter.

### 6.3 Vertikal linjeføring

Beregningene som må gjøres for å bestemme den vertikale linjeføringen av vannveien er hovedsakelig knyttet til dykking av turbinen, dykkingen av inntak/utløp og nødvendig fjelloverdekning.

#### *Dykking av turbinen*

Først beregnes den nødvendige dykkingen av turbinen med bakgrunn i avrivning av vannstrengen i avløpstunnelen. Akselerasjonstiden for vannmassene antas å være like lukketiden for turbinen, dvs.  $T_0 = 5$  sekunder. Fra bevegelsesligningen beregnes  $\Delta H$ :

$$\Delta H = \frac{L * Q}{g * A * T_0} = \frac{500 * (-550)}{9,81 * 360 * 5} = -16 \text{ meter}$$

Kontrollen for avrivningen av vannstrengen er gitt av ligningen under. Vannets damptrykk kan settes lik 0,2 meter ved  $10^\circ\text{C}$ , mens barometertrykket er om lag 10,3 meter ved havnivå og avtar 0,12 meter for hver hundre meter (Brekke 2003). Derfor blir  $h_b = 10,3 - 8 * 0,12 = 9,3$  meter. Kontrollen for nødvendig dykking blir da:

$$H_s < h_b - h_{va} + \Delta H = 9,3 - 0,2 + (-16) = -6,9 \text{ meter}$$

Med de gitte forutsetningene blir den teoretisk og overslagsmessige minste nødvendige dykkingen for å unngå avrivning av vannstrengen i avløpstunnelen 6,9 meter. I praksis vil det naturligvis legges på en god sikkerhetsmargin.

Nødvendig dykking for å unngå at løpehjulet i turbinen kaviterer må også kontrolleres. Først må net positive suction head (NPSH) beregnes, og det må gjøres visse forutsetninger for å beregne denne som beskrevet i kapittel 2.6. For det første må periferihastigheten ved turbinavløpet,  $u_1$ , velges. Brekke (2003) foreslår  $u_1=53$  m/s som øvre grense for RPTer, og  $u_1=40$  m/s velges fordi den antas som en rimelig verdi et stykke under øvre grense. Vannets vertikale hastighet,  $c_{m1}$ , finnes ved å bruke  $\beta=22,5^\circ$  og følgende sammenheng:

$$c_{m1} = \tan \beta_1 * u_1 = \tan 22,5 * 40 = 17 \text{ m/s}$$

Deretter må parameterne a og b fra Tabell 2-3 bestemmes. En RPT må som tidligere beskrevet dimensjoneres som en pumpe, og Brekke (2003) foreslår a=1,8 og b=0,23 for oppstart av pumpa, som er det kritiske driftspunktet. NPSH kan da beregnes:

$$NPSH = a * \frac{c_{m1}^2}{2g} + b * \frac{u_1^2}{2g} = 1,8 * \frac{17^2}{2 * 9,81} + 0,23 * \frac{40^2}{2 * 9,81} = 45,3 \text{ meter}$$

Så kan nødvendig dykking beregnes ut i fra følgende kriterium:

$$H_s < h_b - h_{va} - NPSH = 9,3 - 0,2 - 45,3 = -36,2 \text{ meter}$$

Den nødvendige teoretiske dykkingen for å unngå kavitasjon på løpehjulet er større enn den teoretiske dykkingen for å unngå avrivning av vannstrengen. Derfor er dykking i forhold til kavitasjon på løpehjulet dimensjonerende. Det velges en sikkerhetsfaktor på 1,2, slik at turbinens vertikale plassering i forhold til undervannet må være:

$$1,2 * (-36,2) \approx 44 \text{ meter}$$

Det kan være naturlig å anta at trykkfallet i avløpstunnelen, som følge av akslerasjon av vannmassene, kan forårsake kavitasjon på løpehjulet. Det er ikke tilfelle, og har sammenheng med hvordan oppstart av pumpa foregår. Pumpa startes mot lukket ledeapparat og trykket bygges opp inne i turbinen til det tilsvarer mottrykket i tilløpstunnelen. Under trykkoppbyggingen vil vannet i avløpstunnelen stå i ro. Når så ledeskivene åpnes og vannet i avløpstunnelen akselereres og vi får et trykkfall, er jo allerede trykket i turbinen lik mottrykket i tilløpstunnelen. Da er det ikke fare for kavitasjon.

#### *Dykking av inntak/utløp*

Dykkingen av avløpet og inntaket blir tilnærmet den samme, siden vannstrømmen kan gå begge veier i vannveien. Metoden som er beskrevet i kapittel 2.14 benyttes:

$$h = \left( 0,5 + 2 * \frac{\frac{Q}{A}}{\sqrt{g * d}} \right) * d = \left( 0,5 + 2 * \frac{\frac{550}{360}}{\sqrt{9,81 * 26}} \right) * 26 = 18 \text{ meter}$$

$$h' = \left( 1 + 2,3 * \frac{\frac{Q}{A}}{\sqrt{g * d}} \right) * d = \left( 1 + 2,3 * \frac{\frac{550}{360}}{\sqrt{9,81 * 26}} \right) * 26 = 32 \text{ meter}$$

32 meter blir dimensjonerende for dykkingen av inntaket, siden h' er avstanden fra toppen av innløpet til vannoverflaten, se Figur 2-14.

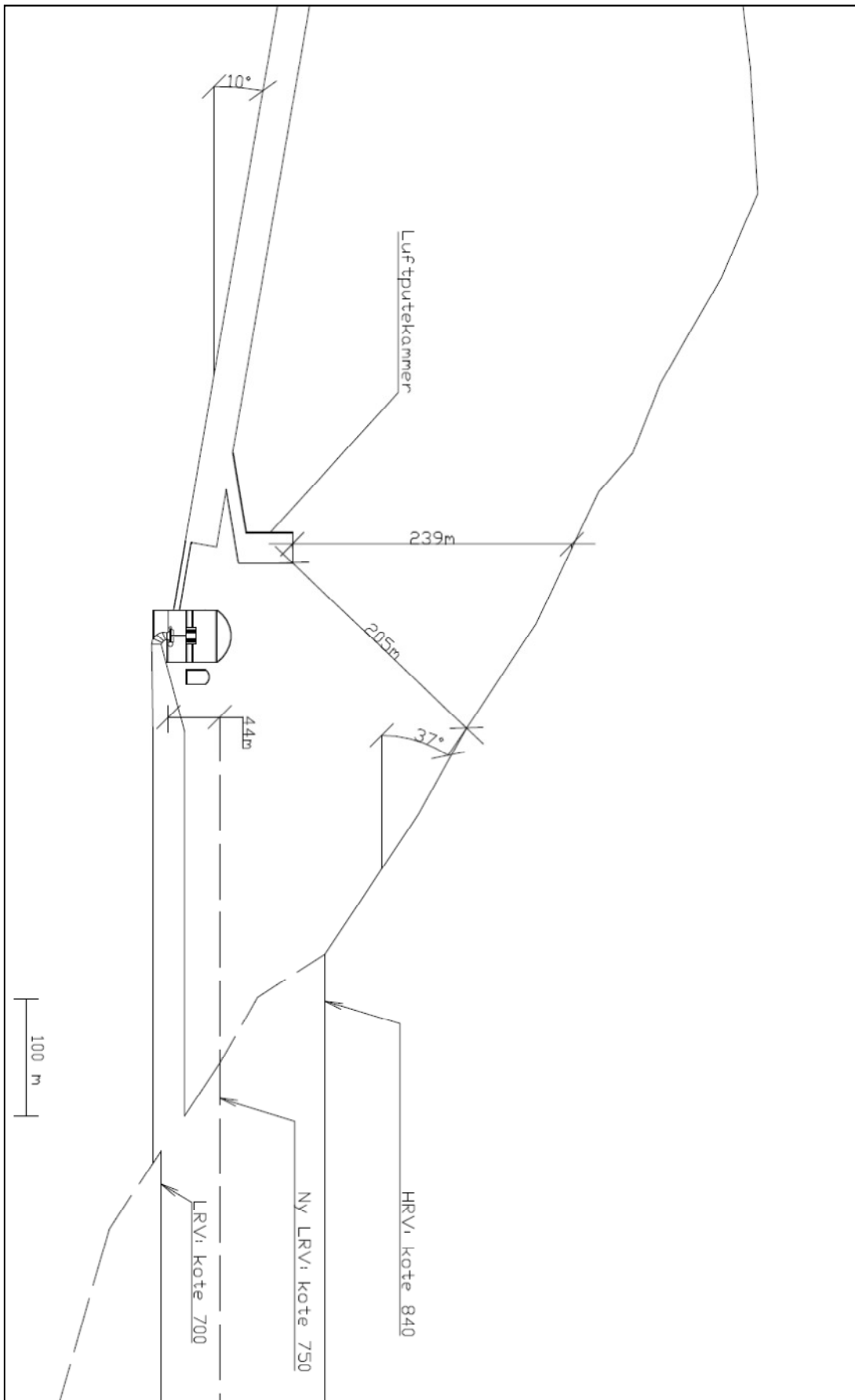
#### *Fjelloverdekning*

Det kontrolleres om fjelloverdekningen er stor nok. Det kritiske punktet som kontrolleres er toppen av luftputekammeret. Det antas at bergmassen har en tetthet,  $\rho_f = 2600 \text{ kN/m}^3$ . Krav til overdekning, med geometriske inndata fra Figur 6-1 blir da:

$$h = 239 \text{ m} > \frac{H * \rho_w}{\rho_f * \cos \alpha} = \frac{425 * 1000}{2600 * \cos 10} = 166 \text{ meter}$$

$$L = 205 \text{ m} > \frac{H * \rho_w}{\rho_f * \cos \beta} = \frac{425 * 1000}{2600 * \cos 37} = 204 \text{ meter}$$

Som vi ser av målene på Figur 6-1 er kravene til fjelloverdekning tilfredsstillt. Det presiseres at dette er grove likevektsbetraktninger, og at det videre må gjøres omfattende undersøkelser for å vurdere overdekningen.



Figur 6.1-1 Längdsnitt av stationsområdet

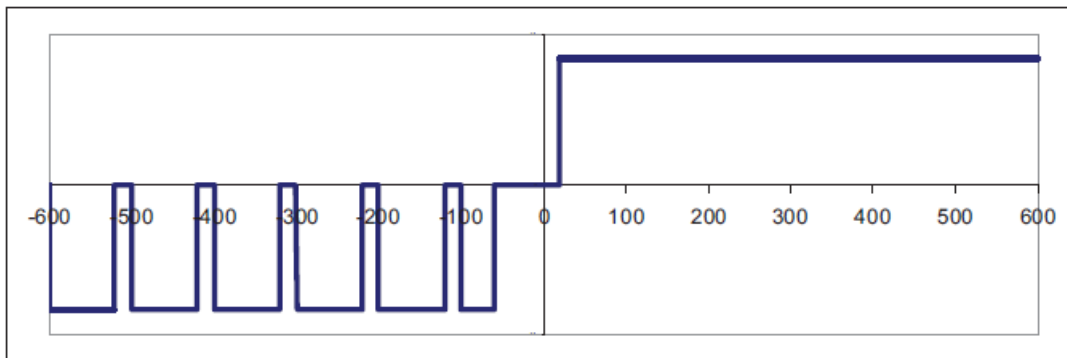


## 7. Design og valg av løsninger

### 7.1 Valg av antall og type aggregat

Det antatt beste valget av aggregattype for det aktuelle pumpekraftverket, er RPT framfor ternære aggregat. Siden den maksimale trykkhøyden på 425 meter er innenfor det et Francis- løpehjul kan klare, bør RPT velges. RPT er både billigere og tar mindre plass.

Det må også tas stilling til antall aggregater med og uten turtallsregulering. Det velges to aggregater med turtallsregulering og resten med fast turtall. Argumentet for det er det samme som er brukt i rapporten "Pumpekraft i Noreg" (Hamnaberg og Vattenfall, Pumpekraft i Noreg 2011). Her vises det til at en RTP kan med turtallsregulering driftes mellom -60 % til -100 % av det maksimale effektforbruket i pumpemodus. Sammen kan to aggregat driftes mellom -120 % og -200 %. Ved å supplere med aggregat med faste turtall vil det kun være "dødsener" på 20 % for hvert aggregat, som vist i Figur 7-1.



Figur 7-1: Eksempel på driftsområde for et kraftverk med seks turbiner, hvorav to av dem har regulerbart turtall. Figuren er hentet fra "Pumpekraft i Noreg" (Hamnaberg og Vattenfall 2011).

Ved valg av antall aggregat er det i utgangspunktet kostnadsbesparende å velge færrest mulig. Med dagens teknologi er det mulig å velge aggregater med en effekt opp til 500 MW (Voith 2012). Det velges 4 aggregater på samme størrelse. Det blir to aggregater med regulerbart turtall á 400 MW og to med fast turtall á 400 MW.

### 7.2 Stasjonshallen

Det gjøres ikke spesielle vurderinger i forhold til design av kraftstasjonshallen, annet enn omtrentlig hvilken størrelse den må ha. Det nødvendige volumbehovet for kraftstasjonen overslagsberegnes ut fra formel hentet fra NVEs Kostnadsgrunnlag:

$$V = 78 * H^{0,5} * Q^{0,7} * n^{0,1} = 78 * 425^{0,5} * 550^{0,7} * 4^{0,1} = 153\ 000\ \text{m}^3$$

$V$  = utsprengt volum

$H$  = netto fallhøyde

$Q$  = total maks vannføring

$n = \text{antall aggregater}$

Vi ser at kraftstasjonshallen må ha et volum på om lag 150 000 m<sup>3</sup>.

### 7.3 Plassering av inntak og utløp

Det er gjort beregninger for to mulige plasseringer av inntak i Urevatn og to mulige utløp i Vatndalsvatn. Til sammen gir dette fire mulige utbyggingsalternativer som beskrevet i Tabell 5-2.

Inntaksplasseringen i Urevatn er avgjørende for arbeidsvolumet til kraftverket fordi Urevatn er det minste magasinet. Det er vist to mulige koter for plassering av inntaket i Urevatn, én slik at ny LRV blir på kote 1150 og én slik at ny LRV blir på kote 1160. Valg av de to forskjellige plasseringene er knyttet til en fjellterskel mellom Store og Lisle Urevatn, med kote 1160 som vist i Figur 7-2.



Figur 7-2: Kart som viser plasseringen av terskelen mellom Store Urevatn og Lisle Urevatn, hentet fra [www.norgeskart.no](http://www.norgeskart.no).

Med en inntaksplassering i Lisle Urevatn slik at LRV blir på kote 1160 kan Urevannsmagasinet reguleres mellom kote 1160 og 1175, uten å gjøre tiltak med terskelen mellom dem. Dersom det derimot lages en kanal med bunnkote 1150 i terskelen, økes arbeidsvolumet fra 158 mill. m<sup>3</sup> til 222 mill. m<sup>3</sup>. Kanalarbeidet utløser 64 mill. m<sup>3</sup> med ekstra arbeidsvolum, og vurderes til å være et gunstig tiltak vurdert opp mot det ekstra arbeidsvolumet som utløses. Derfor vurderes utbyggingsalternativ A1 og A2, med inntak i Lisle Urevatn slik at LRV blir på kote 1150, som klart bedre enn A3 og A4 som har inntaket i Lisle Urevatn på kote 1160.

Det er også valgt to alternative utløp i Vatndalsvatn, én slik at LRV blir på kote 800, og én slik at LRV blir på kote 750. Fordelen ved å plassere utløpet slik at kote LRV blir på 800, er mindre dykking av kraftstasjonen ved HRV, som representerer en sikkerhetsrisiko. I tillegg blir variasjonen i trykkehøyde mindre. Ved å plassere utløpet slik at LRV Vatndalsvatn blir på kote 750, er det flere store fordeler. For det første Beholdes mer av magasinkapasiteten i Vatndalsvatn. I tillegg blir installasjonen til

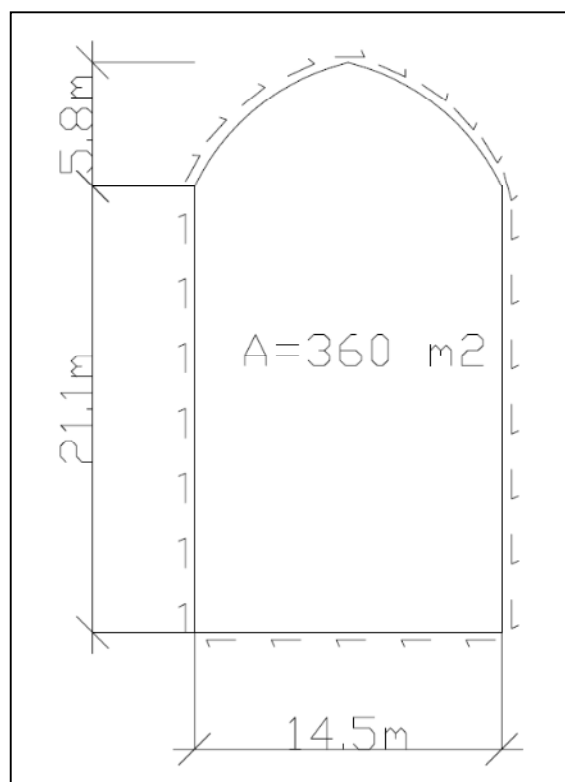
pumpekraftverket større, på grunn av større største fallhøyde. Fordelene ved å plassere ny LRV på kote 750 vurderes til å være større enn å plassere ny LRV på kote 800, fordi mye av magasinkapasiteten beholdes ved kote 750. Derfor velges utbyggingsalternativ A1 som det gunstigste, og A1 blir derfor valgt ved design av pumpekraftverket.

Det er viktig å presisere at det ikke er fremskaffet bunnkotekart for Lisle Urevatn, og at det ved å plassere LRV i Urevatn på kote 1150 kan bli problemer med tilstrekkelig dykking av inntaket.

#### 7.4 Tunnelens tverrsnittprofil

Tunneltverrsnittet ble optimalisert i kapittel 5.4, og det ble funnet et optimalt tverrsnitt på 360 m<sup>2</sup>, gitt et standard tunnelprofil. Dette profilet må justeres etter de geologiske forholdene og etter drivemetoder for så store tverrsnitt.

Tunneltverrsnittet er i samme størrelsesorden som Stornorrfor og Harsprånget. Trolig vil vanntunnelen mellom Urevatn og Vatndalsvatn få et lignende tverrsnitt, med et høyde/breddeforhold på om lag 1,7- 1,8. Det er også kjent at området er dominert av til dels store horisontale spenninger i NV- lig retning. Disse spenningene vil stå om lag normalt på tunnelens lengdekase. Dette kan medføre store spenningskonsentrasjoner i hengen. For å gjøre området som må sikres minst mulig, designes tunnelen med spiss heng, som foreslått "Ingeniørgeologi- berg" (Nilsen og Broch 2009). Det velges en tunnelbredde på 14,5 meter, og med et H/B- forhold på om lag 1,8 blir tunnelhøyden om lag 27 meter. Med spisset heng blir tunneltverrsnittet da 360 m<sup>2</sup>. Figur 7-3 viser tunnelprofilet.



Figur 7-3: Skisse av vanntunnelens tverrsnittprofil

## 7.5 Linjeføring

### *Vertikal linjeføring*

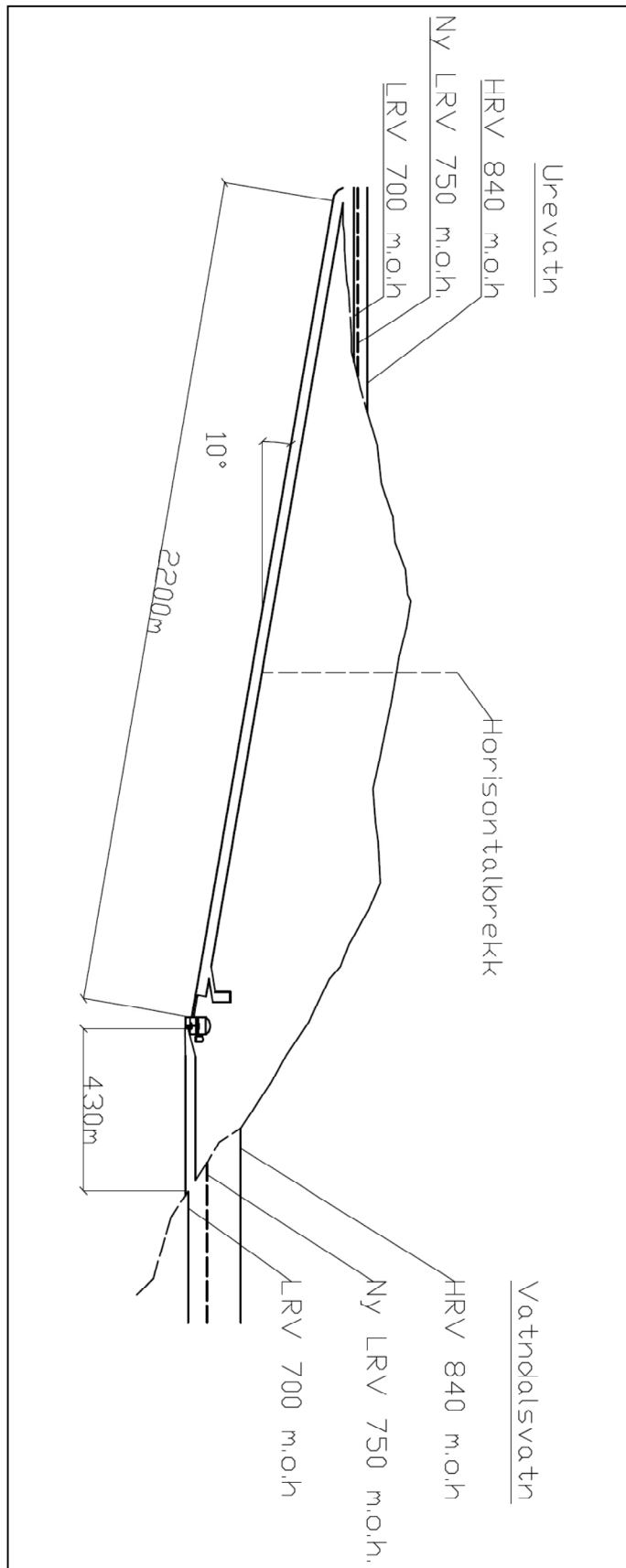
Det er i kapittel 6 og 7.3 beregnet og gjort rede innenfor hvilke rammer den vertikale linjeføringen kan designes. Inntak og utløp må dykkes 32 meter, og LRV Urevatn er satt til kote 1150, men LRV Vatndalsvatn er satt til kote 750. Det betyr at koten for inntak og utløp blir henholdsvis 1118 og 718. Den nødvendige dykkingen av turbinen er beregnet til 44 meter, kraftstasjonen må ha en fjelloverdekning på om lag 200 meter. Ut i fra disse rammene kan den vertikale linjeføringen bestemmes.

For å tilfredsstille kravene til fjelloverdekning med horisontal avløpstunnel, må avløpstunnelen være 380 meter lang, se Figur 6-1. Vannveien fra kraftstasjonen til Urevatn kan bygges som skråtunnel, eller med tunnel og sjakt. Dersom vannveien bygges som skråtunnel, må tunnelen drives med en helning på om lag 10 grader. Det er om lag en halv grad brattere enn det som regnes som den praktiske grensen for driving av tunneler. I tillegg er det usikkert hvilken påvirkning det store tunneltverrsnittet har å si for hvilken helning tunnelen kan drives på. Likevel antas det at det er mulig å drive skråtunnel, dog vil muligens entreprenøren ta ekstra betalt for å drive brattere enn vanlig. Dersom vannveien fra kraftstasjonen til Urevatn skal bygges med horisontaltunnel og skråsjakt, er det knyttet store utfordringer til sjaktarbeidene. Skråsjakt kan med skinnegang i hengen og to opprigger drives i ett for tverrsnitt opp mot 40m<sup>2</sup>, og da er prisen om lag 2,7 ganger høyere per fm<sup>3</sup> enn for tunnel (SWECO Norge AS 2010). Det vil si at det trolig må drives flere skråsjakter, som også er vesentlig dyrere å bygge per fm<sup>3</sup> fjell. I tillegg vil flere sjakter føre til dårligere hydrauliske forhold, og således et høyere samlet optimalt tverrsnitt for sjaktene enn for én tunnel. Den muligens noe høyere kostnaden for å drive en bratt skråtunnel, vurderes på dette grunnlaget for å være vesentlig lavere enn for å drive horisontaltunnel og skråsjakter. Derfor velges det å designe vannveien som en skråtunnel.

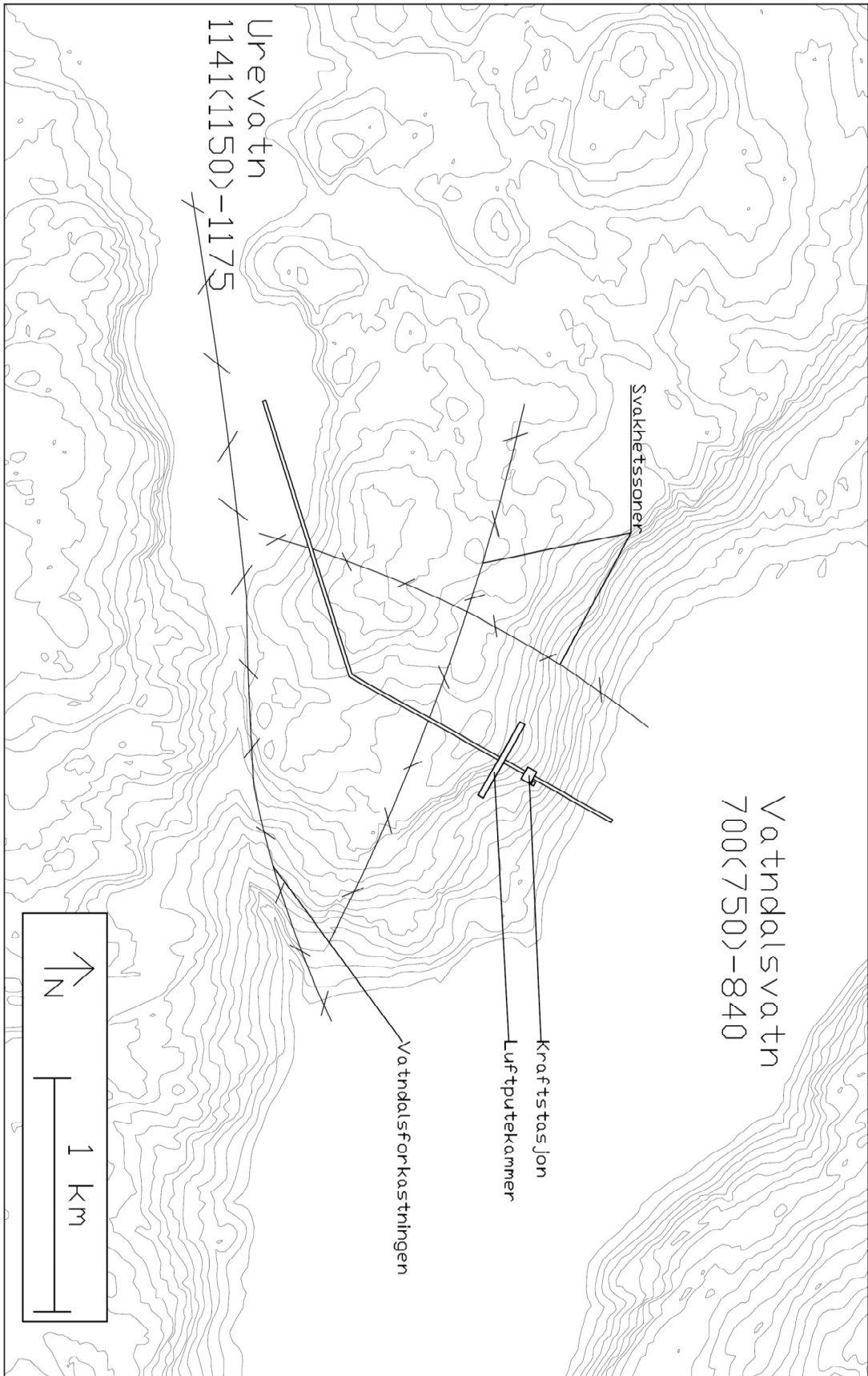
Det er vist i kapittel 6.2 at det er nødvendig med et svingesystem. Et luftputekammer er også dimensjonert. I prinsippet kan det også bygges et tradisjonelt svingesystem med svingesjakt og svingekammer til friluft. Luftputekammer er valgt fordi det med skråtunnel vil være for lang avstand fra vannveien til fjelloverflaten til at svingesjakt og svingekammer er gunstigst og bygge. Den dynamiske stabiliteten til kraftverket blir best ved å plassere luftputa nærmest mulig kraftstasjonen. Luftputa er derfor plassert om lag 100 meter oppstrøms kraftstasjonen. En skisse med de beregnede dimensjonene og målene vises i Figur 7-4.

### *Horisontal linjeføring*

Horisontal plassering av vannveien er vist i Figur 7-5. Vannveien er forsøkt lagt slik at den blir så kort som mulig, og at den samtidig krysser svakhetssonene mest mulig normalt. Inntaket i Urevatn er plassert der det antageligvis er dypest, samtidig som at avstanden til Vatndalsforkastningen er størst mulig. Dersom inntaket blir plassert i Vatndalsforkastningen vil det bety store problemer for fjellstabiliteten ved inntaket.



Figur 7-4: Skisse av den vertikale linjeføringen



Figur 7-5: Planskisse av pumpekraftverket

## 7.6 Kostnader

De beregnede kostnadene for bygging av pumpekraftverket er i hovedsak basert på NVEs Kostnadsgrunnlag. Der det i oppgaven ikke er funnet nødvendige dimensjoner på elementene i kraftverket for å gjøre nødvendige kostnadsoverslag, er det kun antatt rimelige verdier, som for eksempel luker, adkomsttunnel osv. Disse kostnadspostene representerer kun en liten andel av totalkostnaden.

Det er beregnet byggerenter for en byggetid på 4 år med 6 % rente p.a. og lineært påløpende kostnader.

Det er i kostnadsberegningen ikke tatt med kostnader for eventuelt nedtapping av magasinene og eventuelt redusert produksjon i øvrige anlegg som følge av byggingen.

Tunnelsystemet, kraftstasjonen og luftputekammeret er de tre store kostnadspostene innen de bygningsmessige arbeidene. Kostnadene er beregnet ut i fra utsprengt volum, og er gitt en enhetspris basert på NVEs Kostnadsgrunnlag. Verdiene er vist i Tabell 7-1. Øvrige kostnadsposter for bygningsmessige arbeider er vist i Tabell 7-2.

Konstruksjonsdel	Volum	Enhetspris	Kostnad
Tilløps- og avløpstunnel	360m <sup>2</sup> *2630m= 947 000m <sup>3</sup>	NVE: 260 kr/m <sup>3</sup>	246,2 mill. NOK
Kraftstasjon	150 000 m <sup>3</sup>	NVE:2000 kr/m <sup>3</sup>	300 mill. NOK
Luftputekammer	418 000 m <sup>3</sup>	NVE: 360 kr/m <sup>3</sup> Tillegg pga stort tv.snitt: 40 kr/m <sup>3</sup> Totalt: 400 kr/m <sup>3</sup>	167,2 mill. NOK

Tabell 7-1:Grunnlag for hovedpostene for de bygningsmessige arbeidene.

Som forklart i kapittel 2.13, er de maskintekniske og elektrotekniske arbeidene er multiplisert med en faktor på 1,5. Tabell 7-2 viser en oppstilling av de totale kostnadene for planlegging og bygging av pumpekraftverket. I kolonnen for merknader er det angitt nødvendige forutsetninger og antagelser som er tatt for å finne kostnadene for ulike elementer. Som vist i kostnadsoversikten er kostnadene prisindeksregulert i henhold til "Kostnadsutvikling vannkraftprosjekter, indeksregulering fra 1997 til 2012" (Aamot 2012).

KONSTRUKSJONDEL	KOSTNAD	ANMERKNING
	[NOK]	
<b>Bygningsmessige arbeider</b>		
Kanal mellom Lisle og Store Urevatn	10 000 000	Antagelse: 50 000 m <sup>3</sup> , 200 kr/m <sup>3</sup>
Inntakskonstruksjon	50 000 000	Antagelse
Lukeinnstøpning	1 000 000	Lukeareal: 100m <sup>2</sup>
Lukesjakt	30 000 000	Sjaktareal: 100m <sup>2</sup>
Arbeider i lukesjakten	2 000 000	Sjaktlengde: 100m
Lukehus	3 000 000	Antagelse
Tilløpstunnel	206 000 000	Gjelder driving, sikring, rigg og drift og diverse uforutsett

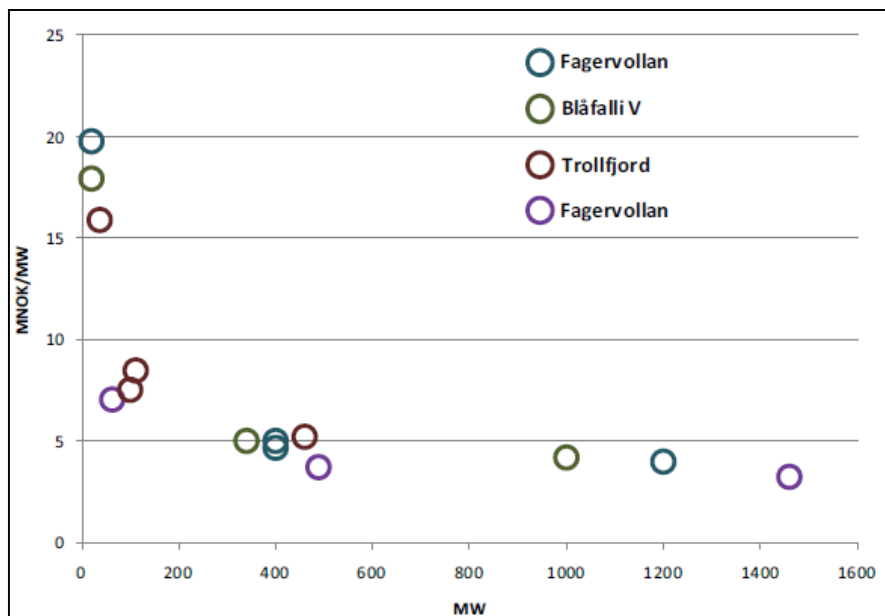
<b>Kraftstasjon</b>		
Kraftstasjon i fjell	300 000 000	
Transformasjonshall	30 000 000	15 000m <sup>3</sup>
Adkomsttunnel	12 000 000	Tverrsnitt: 100m <sup>2</sup> , Lengde: 300m
Forskjæring med port	1 000 000	
Anleggsvei	8 000 000	Høy standard, vanskelig terreng: Utbedring av eksisterend vei
<b>Kraftstasjon til utløp</b>		
avløpstunnel	40 000 000	
utslag under vann	10 000 000	stor tunnel, 70m trykk. Doblet i.f.t. NVEs Kostnadsgrunnlag
Lukeinnstøpning	1 000 000	Lukeareal: 100m <sup>2</sup>
Lukesjakt	59 000 000	Sjaktareal: 100m <sup>2</sup>
Arbeider i lukesjakten	3 000 000	Sjaktlengde: 200m
Lukehus	3 000 000	Antagelse
<b>Sum bygningsmessige arbeider</b>	<b>769 000 000</b>	
<b>Prisindeksregulert</b>	<b>806 000 000</b>	<b>4,7 % fra 2010</b>
<b>Elektrotekniske arbeider</b>		
Generator	423 000 000	Turtall=500
Transformator	98 000 000	
Høyspent koplingsanlegg	56 000 000	420 kV, SF6
Kontrollanlegg	37 000 000	Pumpeaggregat
hjelpelanlegg	66 000 000	
kabelanlegg	7 000 000	800 m, 420kV
Linjetilkobling	65 000 000	luftlinje, 420kV, triplex parrot. 15 km, til Holen
<b>Sum elektrotekniske arbeider</b>	<b>751 000 000</b>	
<b>Prisindeksregulert</b>	<b>770 000 000</b>	<b>2,5 % fra 2010</b>
<b>Maskintekniske arbeider</b>		
Pumpeturbin	473 000 000	H=400m, faktor: 1,25 for pumpeturbin
Diverse utstyr	35 000 000	H=500
Inntaksluke, øvre	20 000 000	H=100, revisjonsluke er med
Inntaksluke, nedre	20 000 000	H=100, revisjonsluke er med
<b>Sum maskintekniske arbeider</b>	<b>548 000 000</b>	
<b>Prisindeksregulert</b>	<b>559 000 000</b>	<b>2,0 % fra 2010</b>
<b>Sum maskin og elektro</b>	<b>1329 000 000</b>	
<b>Maskin og elektro*1,5</b>	<b>1994 000 000</b>	<b>Faktor 1,5 for pumpekraftverk med</b>



turtallsregulering		
<b>Sum byggekostnader</b>	2799 000 000	
Uforutsett	140 000 000	5 % av byggekostnader
Planlegging og byggeledelse	420 000 000	15 % av byggekostnader
Renter i byggetiden	403 000 000	
<b>Total investering</b>	<b>3762 000 000</b>	

Tabell 7-2: Estimerte totale byggekostnader for pumpekraftverket

Den totale investeringen for pumpekraftverket er overslagsmessig beregnet til 3748 MNOK. Det presiseres at det er stor usikkerhet knyttet til beregningene. Den spesifikke utbyggingskostnaden blir  $3748 \text{ MNOK} / 1600 \text{ MW} = 2,3 \text{ MNOK/MW}$ . Dersom NVEs rapport "Pumpekraft i Noreg" (Hamnaberg og Vattenfall 2011) brukes som sammenligningsgrunnlag, ser vi at NVE- rapportens billigste alternativ, Fagervollan V1, er beregnet til å være om lag 40 % dyrere per MW enn pumpekraftverket mellom Urevatn og Vatndalsvatn (se Figur 7-6).



Figur 7-6: Kostnader for pumpekraftverkene fra "Pumpekraft i Noreg" (Hamnaberg og Vattenfall 2011).

## 8. Diskusjon

### 8.1 Generelt

Design og dimensjonering av et storskala pumpekraftverk er preget av stor usikkerhet knyttet til rammevilkårene på en rekke viktige områder. Markedsstruktur, miljø, utvekslingskapasitet mot utlandet, politiske beslutninger og nettkapasitet er blant de viktigste. Dimensjoneringsgrunnlaget og ulike designvalg er derfor i stor grad basert på antagelser og enkle vurderinger. Det har vært nødvendig fordi det ikke finnes etablerte metoder for dimensjonering av pumpekraftverk. De aller fleste av valg og antagelser som er gjort, bør være gjenstand for diskusjon og ikke aksepteres uten videre. Mange av forutsetningene er drøftet underveis i oppgaven. I dette kapittelet diskuteres et utvalg av de faktorene som i størst grad påvirker designet av pumpekraftverket.

### 8.2 Optimal installert effekt

Den dimensjonerende perioden er en helt sentral verdi for hvor stor den optimale installerte effekten blir. Derfor er usikkerheten knyttet til verdien av perioden og usikkerheten til metoden som er benyttet for å finne den, kanskje den faktoren som representerer det største usikkerhetsmomentet ved optimaliseringen av den installerte effekten. Flere årsaker til den store usikkerheten kan nevnes. For det første vil ikke vindkraftproduksjonen alene være avgjørende for driftsmønsteret til pumpekraftverket. Modellen som er benyttet for å finne den dimensjonerende perioden er kun basert på variasjonen av vindkraftproduksjon, og andre elementer som spiller inn er: annen uregulerbar kraft, annen regulerbar kraft, flaskehals i nettet og ikke minst forbruksmønster. Særlig er det framtidige kraftforbruksmønsteret en viktig faktor som ikke er inkludert i analysene. Dersom det for eksempel er god korrelasjon mellom kraftforbruk og vindkraftproduksjon vil behovet for å balansere vindkraften være mindre. Likevel vurderes den benyttede metoden som god for å anslå hvilken størrelse på installasjonen som kan være aktuell.

For å bestemme installasjonen til pumpekraftverket er det valgt å dimensjonere ut i fra effekt og ikke energi. Det vil si at den installerte effekten er optimalisert ut i fra å kunne levere en fast effekt over en tidsperiode. Da vil vannføringen gjennom turbinen variere, fordi trykkehøyden varierer. Turbinen har ett bestpunkt definert som en gitt vannføring der turbinen har den beste virkningsgraden. Vanligvis kjøres kraftverk med magasin så nærme bestpunktet som mulig for å utnytte energien i vannet best mulig. Formålet med et pumpekraftverk er i første omgang å balansere effekten i strømmettet, og det er derfor det er valgt å effektdimensjonere kraftverket. I tillegg må et pumpekraftverk sees i sammenheng med utbygging av nye kabler, som representerer størstedelen av investeringskostnaden pumpekraftverk og kabel sett under ett. Det er derfor økonomisk gunstig å utnytte kabelkapasiteten fullt ut i de tidsperiodene det er behov for balansekraft. Da vurderes det som lite sannsynlig at pumpekraftverket vil kjøres energioptimalt og da muligens på redusert effekt. Dersom pumpekraftverket hadde blitt energioptimalisert ville vannstrømmen gjennom turbinen blitt holdt konstant gjennom den dimensjonerende perioden. Det ville medført en større beregnet installasjon. Dersom et pumpekraftverk blir bygget etter denne optimaliseringsmetoden vil det kunne utnytte den maksimale effekten kun i korte perioder. Dette anses som en lite gunstig utnyttelse av anlegget.

Analysen som er gjort viser at 1600 MW kan være en optimal installasjon basert på tilgjengelig arbeidsvolum og behovet for balansekraft. Likevel kan andre faktorer ende opp med å bli dimensjonerende for den installerte effekten. Det vurderes som svært sannsynlig at enten nettkapasitet, kabelkapasiteten mot kontinentet eller miljørestriksjoner på bakgrunn av isforholdene i Urevatn vil sette begrensninger på den installerte effekten.

### 8.3 Utløps- og inntaksplassering

Den vertikale plasseringen av utløpet i Vatndalsvatn påvirker i stor grad hele designet av pumpekraftverket, men også kraftsystemet nedover i Otra- vassdraget. Fordelene ved å plassere inntaket så dypt som mulig er:

- Beholde mest mulig av det regulerbare vannvolumet i Vatndalsvatn
- Potensielt større installasjon i pumpekraftverket på grunn av større fallhøyde

Argumentene som taler for å plassere utløpet høyere i magasinet er:

- Mindre variasjon i fallhøyde for aggregatene
- Tilløpstunnelen kan drives med mindre fall
- Mindre dykking av kraftstasjonen ved HRV i Vatndalsvatn medfører mindre risiko for vanninnslag i kraftstasjonen
- Kortere vannvei

Det er i kapittel 7.3 foreslått to mulige plasseringer, en slik at LRV blir på kote 800 og slik at LRV blir på kote 750. Det er svært vanskelig å gjøre en kvantitativ vurdering av den optimale vertikale utløpsplasseringen fordi svært mange faktorer spiller inn. Likevel blir trolig plasseringen av utløpet en vurdering av hvor mye av magasinvolumet i Vatndalsvatn man er villig til å "ofre" for de fordelene det gir for pumpekraftverket. Det har også sammenheng med driften av magasinet. Dersom magasinet svært sjeldent trekkes under for eksempel kote 750, er det liten grunn til å beholde de siste 50 meterne av reguleringen. Det kan godt være at andre utløpsplasseringer enn de to som er benyttet i oppgaven vil være gunstigere, men de to som er benyttet viser hvilke utslag utløpsplasseringen gir på blant annet installasjonen.

Når det gjelder inntaksplasseringen i Urevatn er det en enklere vurdering enn utløpsplasseringen i Vatndalsvatn. Årsaken er at Urevatn er bestemmende for størrelsen av arbeidsvolumet, og det er svært fordelaktig at det er størst mulig. Det er forutsatt at Lisle Urevatn, som inntaket er plassert i, er dypt nok slik inntaket blir tilstrekkelig dykket ved den valgte inntaksplasseringen. Det betyr at bunnen av Lisle Urevatn må ligge på maks ca. kote 1120. Det er høyst usikkert, og dersom Lisle Urevatn viser seg å være grunnere vil det føre til andre dimensjoner på kraftverket, på grunn av et mindre arbeidsvolum.

### 8.4 Dynamisk dimensjonering

Den dynamiske dimensjoneringen av vannveien er gjort på bakgrunn av kjente metoder. Det er viktig å presisere at en fullstendig analyse ikke er gjort, men at de viktigste kriteriene er beregnet for å kunne gi et sannsynlig design av vannveien. Som forklart i kapittel 4.3 ville en frekvensanalyse av systemet kunne gi bedre svar, men dette er altså ikke gjort. Kriteriene som er benyttet i den dynamiske dimensjoneringen kan det knyttet noen kommentarer til.

I følge Nielsen (1990) kan det vises at dersom rørkarakteristikken er over 1 vil trykkstøtfrekvensen være så høy at stabiliteten til systemet ikke er truet. Under arbeidet med oppgaven har det ikke lyktes å fremskaffe en utledning av uttrykket. Det som fremstår som underlig ved kriteriet er at lengden av vannveien ikke inngår i uttrykket for rørkarakteristikken, se kapittel 4.1. Lengden av vannveien har en proporsjonal sammenheng med trykkstøtfrekvensen, og skulle således være en viktig parameter for å avgjøre hvorvidt trykkstøtet har en akseptabel frekvens.

Det kan også synes som at kriteriet for rørkararakteristikken er noe konservativt. Rørkararakteristikken er definert som forholdet mellom vannets anløpstid og refleksjonstiden for den elastiske trykkbølgen. Dersom vannets anløpstid settes lik 1 sekund, og lyd hastigheten i vanntunneler settes lik 1200 m/s, kan det settes opp et uttrykk for den maksimale lengden en vanntunnel kan ha uten svingesystem:

$$\rho = \frac{T_w}{T_R} = \frac{T_w}{\frac{2 * L}{a}} = \frac{1}{\frac{2 * L}{1200}} = \frac{600}{L}$$

Dersom  $\rho$  skal være større enn 1, krever det at lengden,  $L$ , må være mindre enn 600 meter. Det synes som et konservativt kriterium, og underbygger behovet for en frekvensanalyse av systemet.

Behovet for et luftputekammer er utløst av kravet til rørkararakteristikken. Siden det hefter en viss usikkerhet ved dette kravet, kan det hende at pumpekraftverket likevel kan bygges uten svingesystem. Kravet til vannets anløpstid er jo tilfredsstillt.

Dessuten kan det hende at det beregnede volumet av luftputekammeret er u hensiktsmessig høyt. Siden det er trykkstøtfrekvensen som utløser kravet om svingesystem, kan det tenkes at et mindre luftputekammer vil være i stand til å reflektere trykkstøtet på en tilfredsstillende måte. Likevel er det brukt tradisjonelle metoder for å dimensjonere luftputekammeret. En analyse av systemet i LVTrans vil muligens kunne gi et svar på det nødvendige volumet av luftputekammeret.

### **8.5 Dykking av turbinen**

Det er vist at kavitasjonsfaren på løpehjulet ved pumping blir dimensjonerende for dykkingen av turbinen. Avrivning av vannstrengen ved oppstart av pumping gir en vesentlig lavere nødvendig dykking.

Den beregnede nødvendige dykkingen er altså avhengig av løpehjulets design. Dykkingen for det aktuelle pumpekraftverket ble beregnet til å være om lag 44 meter, basert på et grovt overslag av løpehjuldesignet til pumpeturbinen. Selvsagt krever design av løpehjulet en mye grundigere analyse, og derfor må den beregnede dykkingen på 44 meter behandles som en meget usikker verdi. Designet av løpehjulet er til dels basert på valgte subjektive verdier som vil virke inn på den nødvendige dykkingen i tillegg til at en rekke andre faktorer spiller inn. Likevel kan den beregnede dykkingen i tidlig fase av planleggingen være en rimelig verdi.

## 9. Konklusjon

Opgaven tar for seg en helhetlig drøfting av relevante problemstillinger ved bygging av et pumpekraftverk mellom Urevatn og Vatndalsvatn. Basert på vurderingene som er gjort konkluderes det med at Urevatn- Vatndalsvatn representerer et særdeles godt alternativ for bygging av storskala pumpekraftverk. Vannmagasinenes egenskaper i form av vannvolum, den korte innbyrdes avstanden og høydeforskjellen mellom dem er spesielt avgjørende for at dette vurderes til å være et meget godt prosjekt.

Pumpekraftverket er dimensjonert i et forsøk på å oppnå en kombinasjon mellom gode tekniske løsninger og optimal økonomi. Fordi det foreløpig er knyttet stor usikkerhet til de økonomiske og markedsmessige rammene for pumpekraft, er det for tidlig å konkludere med at det valgte designet representerer optimal økonomi. Likevel konkluderes det med at det valgte designet har gode tekniske løsninger, og at det i grove trekk representerer optimal økonomi.

Pumpekraftverket som er dimensjonert har følgende optimale hoveddata:

<b>Installert effekt</b>	1600 MW
<b>Slukeevne</b>	549 m <sup>3</sup> /s
<b>Største trykkehøyde</b>	425 meter
<b>Arbeidsvolum</b>	222 mill. m <sup>3</sup>
<b>Lengde av vannveien</b>	2630 meter
<b>Tunneltverrsnitt</b>	360 m <sup>2</sup>
<b>Total investeringskostnad</b>	3762 MNOK

Tunnelsystemet og dynamisk dimensjonering er spesielt undersøkt i oppgaven. Den korte vannveien gjør at pumpekraftverket kan bygges med god dynamisk stabilitet. Det kan ikke konkluderes med hvorvidt det et svingesystem er nødvendig, fordi dette krever omfattende frekvensanalyser og er også avhengig av hvilke krav som stilles fra systemansvarlig for strømmettet. Tunnelsystemet som er designet representerer dimensjoner som ikke er bygget i Norge før. De geologiske forholdene i tunnelområdet krever videre undersøkelser før det kan konkluderes om det er mulig å bygge tunnelene som er dimensjonert. Men, det er ikke kommet frem til annet enn at det designede tunnelsystemet er mulig å bygge.

## 10. Videre arbeid

Pumpekraftverk er på ingen måte et ferdigutviklet konsept, og det gjenstår mye arbeid på omtrent alle fagområder. Det er i videre arbeid nødvendig at utviklingen av teknologi på maskin, elkraft og bygg samkjøres for å kunne finne de totalt sett beste løsningene. Spesielt gjelder dette for pumpekraftverk som skal kunne levere systemtjenester.

Når det gjelder denne oppgavens hovedfokus, tunnelsystemet, har det kommet fram at det må gjøres frekvensanalyser av kraftverket for å kunne avgjøre om det blant annet er nødvendig for den dynamiske stabiliteten at det bygges et svingesystem.

Det bør også gjøres et arbeid i å undersøke realismen i å drive tunneler med tverrsnitt på flere hundre kvadratmeter brattere enn 1:6, og ekstrakostnaden ved dette.

Det bør gjøres flere analyser med ulike metoder for å avgjøre hvilken installasjon som er den optimale. Metoden som er benyttet i denne oppgaven kan videreutvikles til også å inkludere kraftforbruksmønsteret.

På miljør siden er det i første omgang is- og reinsdyrproblematikken ved Urevatn som må avklares.

# 11. Referanseliste

## Bibliografi

- Aamot, Erland. "Kostnadsutvikling vannkraftprosjekter, indeksregulering fra 1997 til 2012." NVE/Norconsult, Februar 29, 2012.
- Agder Energi. *ae.no*. 2012. <http://www.aep.no/ae/aep/kraftstasjoner/Otravassdraget/> (accessed Mai 15, 2012).
- Alstom. "Sitat fra Alstoms representant på Produksjonsteknisk konferanse." Oslo, Mars 5, 2012.
- Bay, Lars Arne, and Per Jordhøy. *Store Urevatn- villrein- Etterundersøkelse i forbindelse med tilleggsregulering av Store Urevatn*. Trondheim: Norsk institutt for naturforskning, 2004.
- Bergh- Christensen, J. *Surge Chamber design for Jukla*. Oslo: A/S Geoteam, 1982.
- Brantenberg, Kim. "Fornybar.no." April 11, 2012. <http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1858> (accessed April 11, 2012).
- Brekke, Hermod. *Pumper og Turbiner*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2003.
- Broch, Einar. "Development of unlined tunnels and pressure shafts in Norway." 1982. —. "The development of unlined pressure shafts and tunnels in Norway." *Rock Mechanics: Caverns and pressure shafts*. Rotterdam: A.A. Balkema, 1982.
- Bruland, Amund. *Fullprofilboring av tunneler*. Kompendium, Trondheim: NTNU: Institutt for bygg- og anleggsteknikk, 2002.
- Bruland, Amund. *Sprengning og masseflytting under jord- Bruk av undergrunnen*. Kompendium, Trondheim: NTNU: Institutt for bygg- og anleggsteknikk, 2002.
- Bruun, Erik, Ragnar Mangelrød, Rune Kristian Mork, Steinar Gjevre, Svein Losnedal, and Øystein Kirkeluten. *Funksjonskrav i kraftsystemet*. Statnett SF, 2008.
- Capros, Prof. P., Dr. L. Mantzos, N. Tasios, A. De Vita, and N. Kouvaritakis. *EU energy trends to 2030- Update 2009*. Luxembourg: The Uropeian Comission, 2010.
- Direktoratet for naturforvaltning. *naturbase.no*. 2012. [http://dnweb12.dirnat.no/nbinsyn/NB3\\_viewer.asp](http://dnweb12.dirnat.no/nbinsyn/NB3_viewer.asp) (accessed Mai 16, 2012).
- Døble, Trygve. "Sitat fra møte hos Agder Energi." Kristiansand, 2012.
- Egeland, Ole Morten. *e-post vedrørende stabilitet av fyllingsdammer*. februar 23, 2012.
- Energi21. *Nasjonal strategi for forskning, utvikling, demonstrasjon og komersialisering av ny energiteknologi*. Oslo: Energi21/Norges forskningsråd, 2011.
- Energi21. *Rapport fra vannkraftgruppen*. Energi21, 2010.
- Ervik, M. *Regulatorer for vannkraftmaskiner*. Universitetsforlaget, 1971.
- Fell, Robin, Patrick MacGregor, David Stapeldon, and Graeme Bell. *Geotechnical engineering of dams*. Leiden: A.A Balkema Publishers, 2005.
- Fløystad, Andreas. *Pumpekraftpotensialet for Øvre Otra*. Trondheim: NTNU, 2011.
- Guttormsen, Odd. *Vannkraftverk og vassdragsteknikk II*. Trondheim: Tapir Akademiske forlag, 1988.
- Hamnaberg, Håvard. "Sitat fra møte mellom representanter fra NTNU og NVE." Oslo: NVE, April 10, 2012.
- Hamnaberg, Håvard, and Vattenfall. *Pumpekraft i Noreg*. Oslo: NVE, 2011.
- Holm, Øyvind. *Pumpekraftverk: Utstyr og løsninger for pumpekraftverk med variabelt turtall*. Voith Hydro, 2007.
- Hydroworld. *hydroworld.com*. Mai 5, 2009. [http://www.hydroworld.com/index/display/article-display/7571727092/articles/hrhrw/hydroindustrynews/pumpedstoragehydro/First\\_variable-speed\\_pumped\\_storage\\_set\\_for\\_628-MW\\_Nant\\_de\\_Drance.html](http://www.hydroworld.com/index/display/article-display/7571727092/articles/hrhrw/hydroindustrynews/pumpedstoragehydro/First_variable-speed_pumped_storage_set_for_628-MW_Nant_de_Drance.html) (accessed Mars 3, 2012).

Jensen, Lars, Einar Tesaker, Steinar Lund, and Dorothée Huber. *Inntakshåndboken*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat, 2006.

Knauss, J. "Swirling flow problems at intakes." *Hydraulic Structures Design Manual 1*. Rotterdam: IAHR, 1987.

Lysne, Dagfinn, Brian Glover, Håkon Støle, and Einar Tesaker. *Hydraulic Design*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2003.

Magnell, Jan Petter, Kjetil Sandsbråten, and Ånund S. Kvambekk. *HYDROLOGISKE FORHOLD I SULDALSVASSDRAGET- SLUTTRAPPORT PRØVEREGLEMENT*. Mijørappport, Statkraft SF, 2004.

Miljøverndepartementet. "Forskrift om vern av Setesdal Vesthei Ryfulkeheiane landskapsvernområde." 2000.

Moe, Ola Borten. "En helhetlig politikk for energi, klima og verdiskapning." Tale- Energirikekonferansen 9. august 2011, Haugesund, 2011.

NGU. *ngu.no*. 2012. <http://geo.ngu.no/kart/berggrunn/> (accessed februar 8, 2012).

Nielsen, Torbjørn K. *Dynamisk dimensjonering av vannkraftverk*. Trondheim: Vannkraftlaboratoriet NTNU, 1990.

Nilsen, Bjørn, and Einar Broch. *Ingeniørgeologi- berg*. Kompendium, Trondheim: Tapir Akademisk Forlag, 2009.

NVE. *NVE Atlas*. Mai 2012. [www.atlas.nve.no](http://www.atlas.nve.no).

NVE/Statkraft Grøner. *Effektregulering- Miljøvirkninger og konfliktreducerende tiltak*. Norges forskningsråd, 2001.

OED. *Fakta 2008, Energi og vannressurser i Norge*. Olje-og energidepartementet, 2008.

Olje- og energidepartementet. "Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg." 2010.

Otra Kraft DA. *Otrakraft.no*. 2012. <http://otrakraft.no/content/kraftstasjoner> (accessed mai 2, 2012).

Selmer- Olsen, R. *En oppsummering av ingeniørgeologiske hovedtrekk ved Holen kraftverk*. Notat, Trondheim: A/S GEOTEAM, 1983.

Sira- Kvina kraftselskap. "Tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk med mulighet for pumping." Konesjonssøknad, Tonstad, 2007.

Statkraft. *Velkommen til Ulla- Førre*. Infofolder, Statkraft, 2012.

Statnett. *Nettutviklingsplan 2010*. Statnett, 2010.

Statnett. *Nettutviklingsplan 2011*. Oslo: Statnett, 2011.

—. *www.statnett.no*. 2012. <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Skareheia-Holen/> (accessed Mai 2, 2012).

Strand, O., M. Panzacchi, P. Jordhøy, B. Van Moorter, R. Andersen, and L. A. Bay. *Villreinens bruk av Setesdalsheiene*. Trondheim: Norsk institutt for naturforskning, 2011.

Svingen, Bjørnar. *Maua LVTrans for versjon 8\_1.2.4*. Brukermanual, Trondheim: SINTEF Energiforskning AS, 2007.

SWECO Norge AS. *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*. Oslo: Norges vassdrags-og energidirektorat, 2010.

The European Parliament. *DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*. Strasbourg: Official Journal of the European Union, 2009.

Voith . *www.voith.com*. 2012. <http://voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines/pump-turbines-564.html> (accessed Mai 25, 2012).

Voith Hydro. "voithhydro.com." April 17, 2012. [http://www.voithhydro.com/vh\\_e\\_prfmc\\_pwrful\\_prdcts\\_turbines\\_pump.htm](http://www.voithhydro.com/vh_e_prfmc_pwrful_prdcts_turbines_pump.htm) (accessed April 17, 2012).

Vorarlberger Illwerke AG. "www.kopswerk2.at." April 17, 2012. [http://www.kopswerk2.at/downloads/Folder\\_061006\\_englisch.pdf](http://www.kopswerk2.at/downloads/Folder_061006_englisch.pdf) (accessed April 17, 2012).

Zare, Shokrollah. *Drill and Blast Tunneling*. Doctoral Thesis, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2007.



## 12. Appendiks

### 12.1 Udrag av regneark som ligger til grunn for frekvenstabellen til i kapittel 5.1

Dato	Måned	Dag for dag vindeff, årsjustert	Gj.sn. Middeleffekt, måned	Pumping(0)/kjøring(1)/stans(-)	Pumpeintervall	Produksjonsintervall	Stansintervall
		[MW]	[MW]	-	[Antall dager]	[Antall dager]	[Antall dager]
01.01.2000	1	656	1245	-			
02.01.2000	1	1083	1245	-			
03.01.2000	1	1230	1245	-			
04.01.2000	1	908	1245	-			
05.01.2000	1	994	1245	-			5
06.01.2000	1	1767	1245	0	1		
07.01.2000	1	1336	1245	-			1
08.01.2000	1	1752	1245	0	1		
09.01.2000	1	620	1245	-			
10.01.2000	1	736	1245	-			2
11.01.2000	1	1459	1245	0			
12.01.2000	1	2102	1245	0	2		
13.01.2000	1	885	1245	-			1
14.01.2000	1	32	1245	1			
15.01.2000	1	225	1245	1		2	
16.01.2000	1	1291	1245	-			1
17.01.2000	1	2479	1245	0			
18.01.2000	1	1922	1245	0	2		
19.01.2000	1	585	1245	-			1
20.01.2000	1	1946	1245	0	1		
21.01.2000	1	795	1245	-			
22.01.2000	1	742	1245	-			2
23.01.2000	1	65	1245	1			
24.01.2000	1	238	1245	1			
25.01.2000	1	358	1245	1		3	

De tre kolonnene til høyre i tabellen teller opp antall døgn på rad vindproduksjonen er innenfor de gitte terskelverdiene.

## 12.2 Regneark for å finne optimal installert effekt

Time	Trykkehøyde	Vannstand, Øvre	Vannstand, Nedre	Volum, Øvre	Volum, Nedre
0	332	1150	818	31	846
1	332	1150	818	33	844
2	332	1150	818	35	842
3	333	1151	818	37	840
4	333	1151	818	39	838
5	333	1151	818	41	836
6	334	1151	817	43	834
7	334	1151	817	45	832
8	334	1151	817	47	831
9	334	1151	817	49	829
10	334	1151	817	51	827
11	337	1154	817	53	825
12	337	1154	817	55	823
13	337	1154	816	56	821
14	337	1154	816	58	819
15	339	1155	816	60	817
16	339	1155	816	62	815
17	339	1155	816	64	813
18	339	1155	816	66	811
19	339	1155	816	68	809
20	340	1155	815	70	807
21	340	1155	815	72	806
22	340	1155	815	74	804
23	340	1155	815	76	802
24	340	1155	815	78	800
25	340	1155	815	79	798
26	341	1155	814	81	796
27	341	1155	814	83	794
28	341	1155	814	85	792
29	345	1159	814	87	790
30	345	1159	814	89	788
31	345	1159	814	91	787
32	345	1159	814	93	785
33	345	1159	813	95	783
34	347	1160	813	96	781
35	347	1160	813	98	779
36	347	1160	813	100	777
37	347	1160	813	102	775
38	347	1160	813	104	773
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
121	372	1172	800	253	624

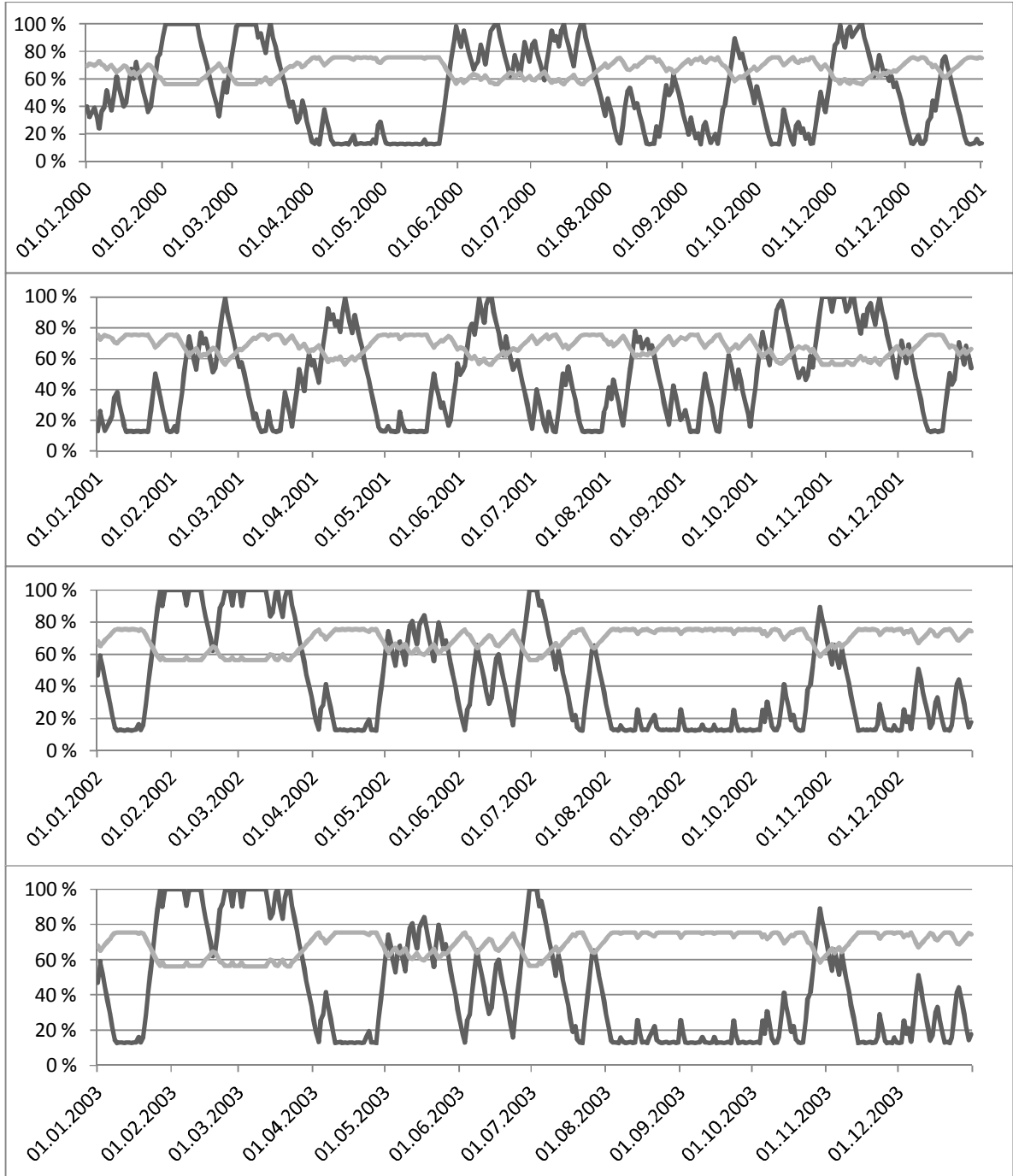
Den optimale installasjonen er den installasjonen som klarer å pumpe Urevatn fullt på 5,05 døgn, dvs. 121 timer.

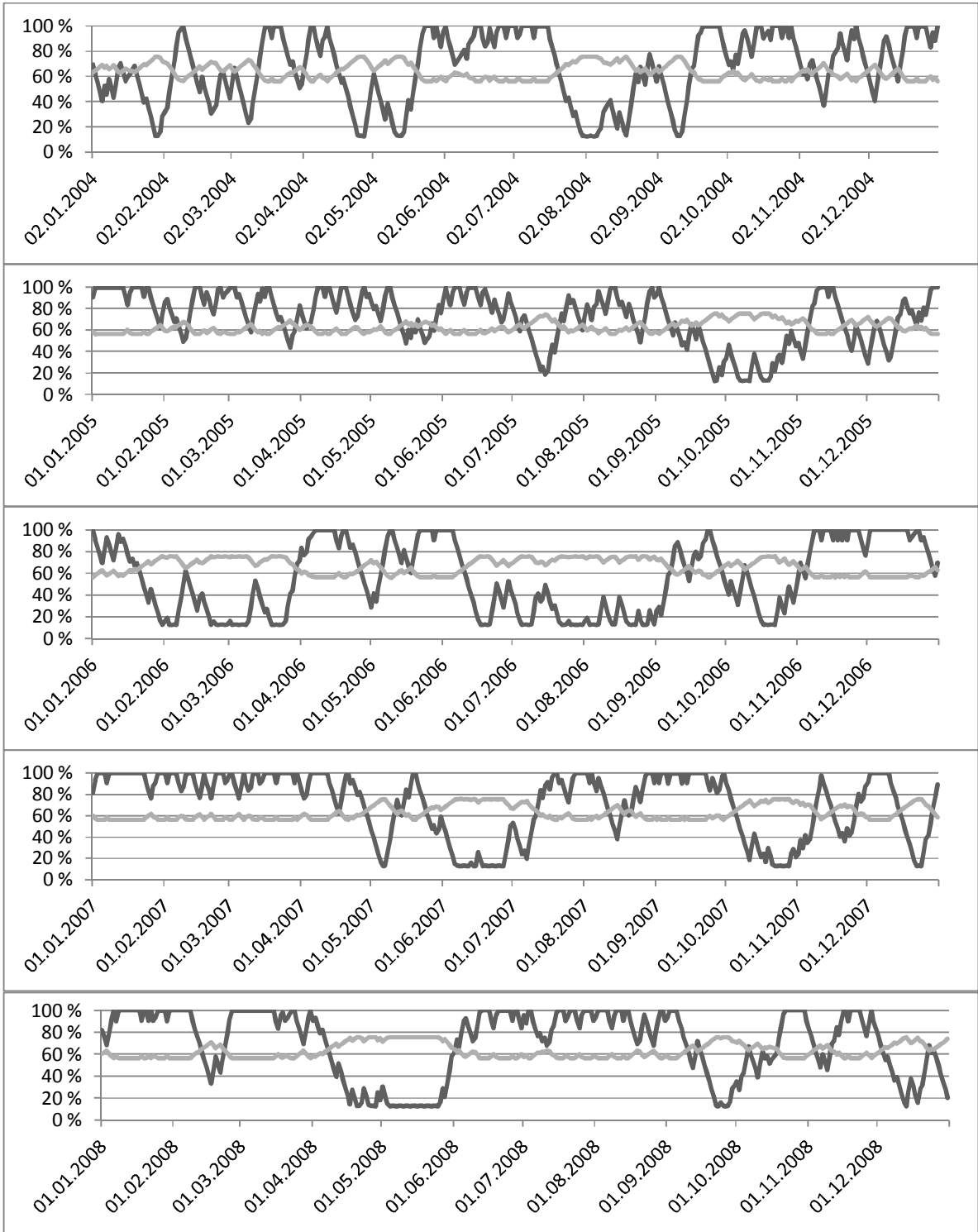
### 12.3 Magasinfyllingskurve fra simulering

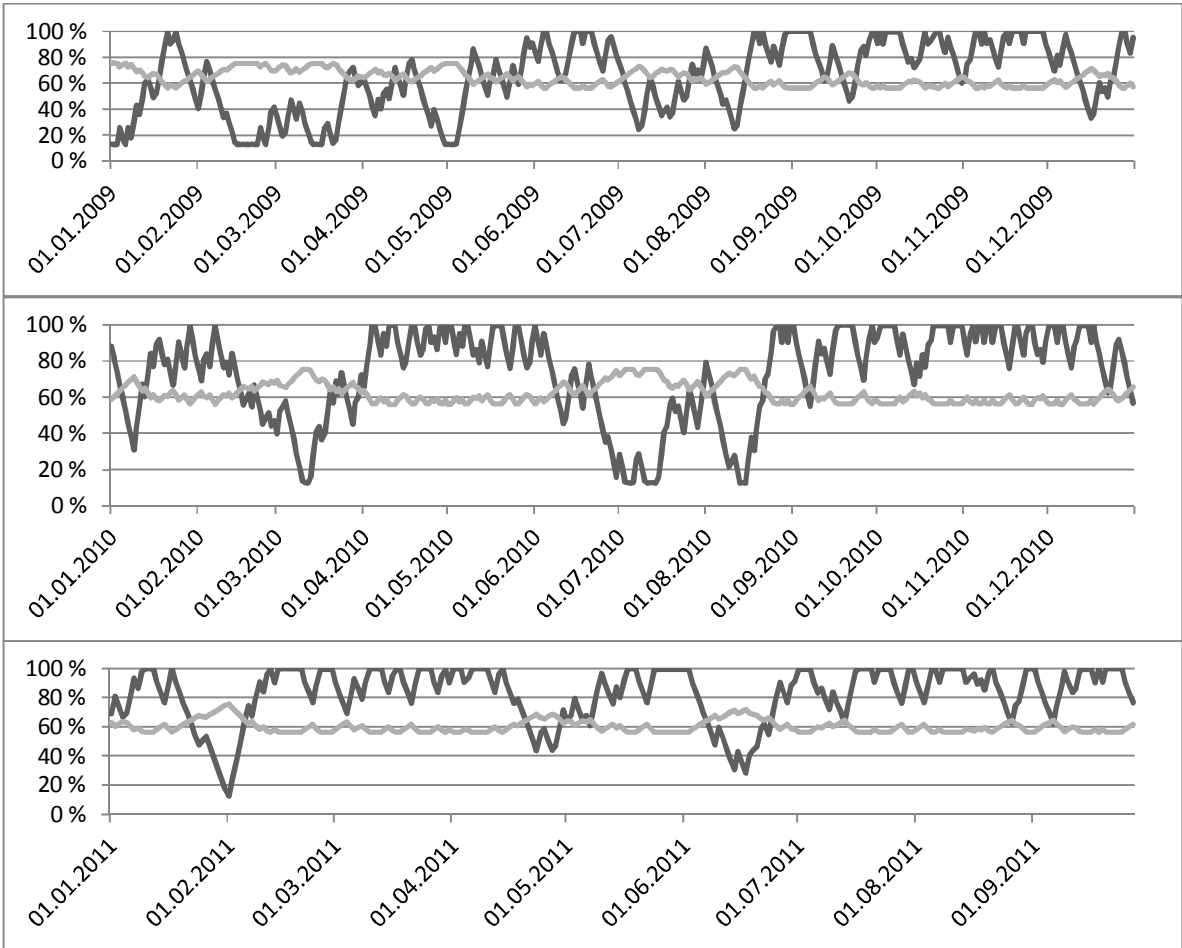
Lys kurve- Vatndalsvatn

Mørk kurve- Urevatn

0 % fylling representerer ny LRV for begge magasinene, dvs. kote 1150 for Urevatn og kote 750 for Vatndalsvatn.







## 12.4 Regnearktabell for optimalisering av tunneltverrsnitt

Beregningene er vist for en brukstid på 6395 timer i året og en gjennomsnittelig kraftpris på 0,2 kr/kWh.

Tverrsnittsareal [m <sup>2</sup> ]	Vannhastighet [m/s]	Byggekost. [NOK]	NNV Falltapskost. [NOK]	Totalkost. [NOK]	Falltap [m]
0					
100	5,5	89 142 500	2 024 561 883	2 113 704 383	26,00
120	4,6	100 142 000	1 264 119 692	1 364 261 692	16,23
140	3,9	111 141 500	850 003 009	961 144 509	10,91
160	3,4	122 141 000	603 343 582	725 484 582	7,75
180	3,1	133 140 500	446 312 288	579 452 788	5,73
200	2,8	144 140 000	341 063 582	485 203 582	4,38
220	2,5	155 139 500	267 572 255	422 711 755	3,44
240	2,3	166 139 000	214 513 505	380 652 505	2,75
260	2,1	177 138 500	175 128 790	352 267 290	2,25
280	2,0	188 138 000	145 201 302	333 339 302	1,86
300	1,8	199 137 500	121 999 904	321 137 404	1,57
320	1,7	210 137 000	103 698 420	313 835 420	1,33
340	1,6	221 136 500	89 041 734	310 178 234	1,14
360	1,5	232 136 000	77 146 283	309 282 283	0,99
380	1,4	243 135 500	67 376 799	310 512 299	0,87
400	1,4	254 135 000	59 267 915	313 402 915	0,76
420	1,3	265 134 500	52 472 982	317 607 482	0,67
440	1,3	276 134 000	46 729 879	322 863 879	0,60
460	1,2	287 133 500	41 837 698	328 971 198	0,54
480	1,1	298 133 000	37 640 542	335 773 542	0,48
500	1,1	309 132 500	34 016 076	343 148 576	0,44
520	1,1	320 132 000	30 867 308	350 999 308	0,40
540	1,0	331 131 500	28 116 615	359 248 115	0,36
560	1,0	342 131 000	25 701 326	367 832 326	0,33
580	0,9	353 130 500	23 570 436	376 700 936	0,30
600	0,9	364 130 000	21 682 122	385 812 122	0,28
620	0,9	375 129 500	20 001 849	395 131 349	0,26
640	0,9	386 129 000	18 500 918	404 629 918	0,24
660	0,8	397 128 500	17 155 332	414 283 832	0,22
680	0,8	408 128 000	15 944 913	424 072 913	0,20
700	0,8	419 127 500	14 852 601	433 980 101	0,19

## 12.5 Utdrag fra Stortingets spørretime 2.5.2012 kl 10.00, spørsmål 15

Siri A. Meling (H) [12:39:15]: Jeg vil gjerne stille følgende spørsmål til olje- og energiministeren:

«Med tanke på Europas behov for balansekraft fremover har norske energiprodusenter muligheter for ytterligere verdiskaping ved å tilby regulerbar vannkraft. Et eksempel er såkalte pumpekraftverk hvor man kan tappe magasinet og selge kraften mens prisene er høye, og importere kraft fra Europa for å pumpe vannet tilbake i magasinene når prisene er lave.

Vil statsråden legge forholdene til rette for denne typen verdiskaping gjennom en klarleggning av rammebetingelsene for pumpekraftverk?»

Statsråd Ola Borten Moe [12:39:56]: Siden Norge har store magasiner med mulighet for å lagre energi, har det historisk vært lite fokus på å bygge pumpekraft. I de få pumpekraftanleggene vi har, pågår det pumping på sesongbasis, dvs. at vann pumpes opp i høvereliggende magasin om sommeren med tanke på produksjon om vinteren.

Europa ser på Norge som en stadig viktigere energipartner, ikke minst når det gjelder mulighetene for å utnytte samspillet mellom regulerbar vannkraft og vindkraft og for pumping over kortere tidsintervaller. Denne typen pumpekraft må ses i sammenheng med utvekslingskapasitet utlandet som kan gi en annen utnyttelse av ressursene, økt prisstabilitet og økt forsyningssikkerhet. Statnett har vedtatt å bygge en ny forbindelse til Danmark. Den er under bygging, og det vurderes nå nye forbindelser til Sverige, Tyskland og England – totalt sett en betydelig økning i utvekslingskapasiteten. Nye forbindelser til andre land skal etableres i den grad de er samfunnsøkonomisk lønnsomme, hvor bidraget til å styrke forsyningssikkerheten også vil være en viktig del av analysen.

Det kan være betydelige utfordringer knyttet til pumpekraft, ikke minst for naturmangfoldet og økosystemene i og rundt magasinene og regulerte vassdrag. Regjeringen mener likevel at det er et potensial for å øke vår kapasitet til relativt lave eller akseptable miljøkostnader. Dette vil primært være tilfellet der utløpet går til et annet magasin eller til sjø.

Det er imidlertid opp til bransjen å foreta de nødvendige analysene av lønnsomheten i dette og om det er noe de ønsker å gå videre med. Andre utfordringer er knyttet til behov for innenlandske nettførsterkninger, kostnader ved kabler, virkninger på kraftsystemene og konsesjonsforhold.

Det er viktig å understreke at det i dag ikke er noen hinder i rammeverket, i regelverket og i lovverket for at kraftselskap kan søke om konsesjon til pumpekraftverk på samme måte som andre kraftverk. Det er bransjen selv som har ansvaret for planleggning og investering i nye kraftverk.

Siri A. Meling (H) [12:42:09]: Jeg takker statsråden for svaret. Det er nok riktig at det ikke er noen formelle hindringer for å søke konsesjon, men spørsmålet er hvorfor ingen da gjør det. Statsråden kjenner sikkert også til at Sira-Kvina kraftanlegg for en tid tilbake la sine planer på is, nettopp på grunn av usikkerhet rundt lønnsomhet og usikkerhet rundt rammebetingelser. Så spørsmålet igjen er: Hvor aktiv ønsker statsråden å være i forhold til å gripe det mulighetsbildet Europa gir oss nå frem mot 2020, hvor de skal legge om sin energiforsyning, og Norge har en mulighet til ytterligere å forsterke sin verdiskaping? I en slik situasjon er det klart at statsråden vil ha et valg om han ønsker å være en aktiv pådriver for å få dette til eller sitte passiv bak et skrivebord og vente på at eventuelle søknader skal komme. Så spørsmålet er: Hvor aktiv ønsker statsråden selv å være for å få til dette?

Statsråd Ola Borten Moe [12:43:21]: La meg begynne med å si at jeg tror representanten Meling var inne på deler av svaret på hvorfor det ikke er flere som søker om dette allerede i dag. Det tror jeg er lønnsomhetsbetraktninger. Norsk energipolitikk handler om å få best mulig forsyningssikkerhet og best ressursutnyttelse til lavest mulig kostnad og til lavest mulig påvirkning på miljøet. Så er det min jobb og statens jobb å sørge for gode rammevilkår, det er bransjens jobb å sørge for at det er de gode – de lønnsomme – prosjektene som føres fram, og det er min jobb å sørge for at man får konsesjon og tillatelse til å bygge. Det skjer heldigvis i stor grad over hele landet – det bygges nå både nett og produksjon i stor skala. Jeg tror Norge er i ferd med å innta en unik posisjon i det nye, fornybare Europa. Det vitner om en aktiv regjering og en aktiv statsråd, ikke det motsatte.

Siri A. Meling (H) [12:44:25]: Jeg gjenntar at Sira-Kvina bl.a. la dette prosjektet til side på grunn av lønnsomheten, men også på grunn av uklarhet i rammebetingelsene. En av uklarhetene går på miljøkonsekvenser – hvilke krav vil stilles til denne type aktivitet? En annen rammebetingelse går på lokalsamfunnene og hva som, jeg holdt på å si, skal bli lokalsamfunnens andel av den ytterligere verdiskaping et kraftverk kan representere. Begge deler vil slå inn på lønnsomhetsvurderinger hos selskapene.

Igjen vil jeg si at statsråden har et valg, når det gjelder det å være proaktiv, for å kunne utnytte dette mulighetsbildet – som bare går noen få år frem i tid, hovedsakelig frem til 2020 – til å gi et tydelig signal til EU om at vi ønsker å være en leverandør også når det gjelder balansekraft til kontinentet, i større grad enn det ligger an til i dag. Dette er et begrenset tidsvindu, og derfor haster det når det gjelder signalene til EU.



Statsråd Ola Borten Moe [12:45:30]: Det er viktig å rydde litt opp når det gjelder tidsvinduet – i alle fall hvis det er virketiden for de grønne sertifikatene representanten Meling sikter til.

Pumpekraftverk bidrar ikke nødvendigvis til økt totalproduksjon, men de bidrar til økt effekt og gir dermed muligheten til å operere i et svingmarked. Det vinduet vil derfor være lenger enn vinduet som er knyttet til grønne sertifikater, som er knyttet til økt totalproduksjon.

Når det gjelder rammevilkårene for miljø og deling av verdiskaping, har vi et velutviklet regelverk, lovverk og konsesjonssystem som skal ivareta alle de hensynene. Det er selvsagt ikke slik at man fordi man har et pumpekraftprosjekt, får en annen behandling enn man vil få på et hvilket som helst annet prosjekt.

Jeg ønsker pumpekraftverk og den typen prosjekt velkommen. Jeg tror de kan gi et viktig bidrag, men ikke til andre regler og rammevilkår enn den øvrige kraftproduksjonen i Norge.

## 12.6 E- post fra Øyvind Håland vedrørende nettkapasiteten mellom Holen og Kristiansand

Hei,

Spennende saker du jobber med. Tilknytning av et **1500 MW** pumpekraftverk er ingen liten sak og er grunnlag nok for en egen masteroppgave. Det er ikke mulig å gi svar på ditt spørsmål om det er ledig nettkapasitet for dette kraftverket uten at det gjennomføres omfattende kraftsystemanalyser i samarbeid med Statnett, som sitter på kraftsystemdataene og erfaring med driften av det berørte kraftsystemet.

Som svar på ditt konkrete spørsmål om overføringskapasitet for 420 kV ledninger ut fra Holen så kan det vises til "Norgesmodellen Stadium 2015" med følgende termiske overføringsgrenser:

Holen – Kristiansand	2515 MVA
Holen – Kvildal	2064 MVA
Holen – Rød	1732 MVA

Sett kun ut fra nettrestriksjonen med termiske overføringsgrenser, vil 1500 MW beslaglegge stor grad av overføringskapasiteten i ledningene ut fra Holen. Hvis det også tas hensyn til annen lastflyt, er det ikke sikkert at det er kapasitet i ledningene. Innmating/uttak på 1500 MW i Holen vil også kunne endre flytmønsteret vesentlig i tilstøtende nett og det kan oppstå andre flaskehals/driftsrestriksjoner i den aktuelle masket nettstruktur. Det er en rekke faktorer som har betydning for vurdering av ledig nettkapasitet. Termisk grenselast er kun en faktor. Reserveforhold N-1 er en annen viktig faktor. Dynamisk spenningsstabilitet og lastvinkelstabilitet er to andre faktorer. Det er også en grense på hvor mye produksjon som kan tillates å koples ut i nettet på 1200 MW ved utfall av linjer. Denne grensen planlegges økt til 1400 MW jf. Statnett og er en systemgrense satt av hensyn til opprettholdelse av frekvensstabiliteten i det nordiske kraftsystemet. Denne grensen vil uansett på betydning for et 1500 MW pumpekraftverk og kan bl.a. bety at det må anlegges en dobbel 420 kV linje fra pumpekraftverk ned til Holen, eller vil bety at det ved utfall av viktige ledninger i det berørte overføringsnett, ikke kan tillates tilknyttet en slik stor produksjon. Alternativ til store nettforsterkninger er da reduksjon av installert effekt i pumpekraftverk. Hvis spenningsstabiliteten er dimensjonerende for nettkapasiteten i dette nettet, så vil valg av teknisk løsning til pumpekraftverket (bl.a. valg av generator/motorløsning) kunne være avgjørende og ha betydning for nivå på bestemmelse av ledig nettkapasitet. Det kan ikke utelukkes at et slikt pumpekraftverk systemmessig vil kunne yte verdifull systemstøtte (f.eks. regulerkraftstøtte og spenningsstøtte i nettet) hvis dette utformes og drives riktig. Regulatoriske grep med innføring av eget prisområde for Sørlandet vil også kunne ha betydning for om det er plass til og størrelsen på et slikt pumpekraftverk.

Mht. nettkapasitet er det dog mulig å si noe kvalitativt om det berørte kraftsystemet.

- Det er i dag overskudd av kraft på Sørlandet. Hvis alle småkraftplaner og vindkraftplaner realiseres på Sørlandet inkl. Sør-Vest Rogaland, vil kraftoverskuddet øke ytterligere. Kraftoverskuddet må eksporteres ut av regionen enten mot Østlandet/Syd Sverige og eller mot Europa via eksisterende og nye planlagte kabler.
- Det må forventes et betydelig kraftoverskudd på Vestlandet hvis alle småkraftplaner og vindkraftplaner realiseres, hvilket vil ha betydning for lastflyten over Sauda snittet med lastflyt nord/syd mot Sørlandet.
- Planlagte spenningsoppgraderinger for Vestre og Østre ledningskorridor til sentralnettet på Sørlandet vil vesentlig øke overføringskapasiteten i snittet nord/syd og øst/syd.
- Det er grunn til å anta at etablering av kabel fra Kvildal mot UK er mer optimal for kraftsystemet og produksjon i Norge enn etablering av NorGer fra Feda.

- Pumpestasjon i Holen ligger strategisk plassert med kort avstand til 420 kV nettet med forbindelse mot Rød (Østlandet), Kr.sand (Skagerak kablene inkl. planlagt SK4) og eventuell kabel til UK fra Kvildal.

Jeg anbefaler deg å ta kontakt med Statnett direkte v. områdesjef for Sørlandet, Kai Soland, Tlf. 23903376. Kaia Solland [Kaia.Solland@statnett.no]. Hun er veldig opptatt, men hun er forhåpentlig villig å si noe om generelt om nettkapasitet og nettutfordringer i sammenheng med ditt pumpekraftverk. Muligens kan hun si noe generelt mht. hvordan et slikt kraftverk vil fungere i det berørte kraftsystemet. Det som Statnett nok er usikker på, er hvordan et slikt pumpekraftverk vil fungere over døgnet og året mht. pumping og produksjon som funksjon av pris, vanddisponering og samvirke med kabel eksport/import, samt hvordan dette vil innvirke på lastflyten og annen produksjon i området. Statnett må ta hensyn til worst case scenario. Jeg anbefaler deg å lese igjennom vedlegg 1 og 2, samt referanse [1] (kapittel Sørlandet) før du eventuelt kontakter Statnett. For øvrig er det folk i Sintef som har nødvendig kompetanse på kraftsystemer.

Da tema om nettkapasitet og funksjonskrav mht. tilknytning for et slikt pumpekraftverk, er svært omfattende og komplisert og kan være gjenstand for en egen masteroppgave, og helt klart krever gjennomføring av omfattende kraftsystemanalyser, så foreslår jeg at du begrenser din oppgave til kort å beskrive problemstillingene, inkludert beskrive generelt hvilken betydning dette har for tilknytning og utforming av pumpekraftverket.

Mvh Øivind