

William Østrem Larsen og Iver Nerland

Analyse av utbygging av ny pumpekraft

Analysis of the expansion of new pumped storage power plant

Bacheloroppgave i ingeniørfag, fornybar energi

Veileder: Jacob Joseph Lamb

Medveileder: Aslak Bøhle Foss

Mai 2023

William Østrem Larsen og Iver Nerland

Analyse av utbygging av ny pumpekraft

Analysis of the expansion of new pumped storage
power plant

Bacheloroppgave i ingeniørfag, fornybar energi
Veileder: Jacob Joseph Lamb
Medveileder: Aslak Bøhle Foss
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Bacheloroppgave



NTNU Fakultet for ingeniørvitenskap Institutt for energi- og prosesssteknikk Studieretning: Fornybarenergi ingeniør	Intern veileders navn/tlf/e-postadr.: Jacob Joseph Lamb Epost: jacob.j.lamb@ntnu.no Telefon: 73598689, 90238329
Oppdragsgiver, Firma ANEO/TrønderEnergi	Ekstern veileder /navn: Aslak Bøhle Foss
	e-postadr: Aslak.Foss@tronderenergi.no Tlf :98057249 Adresse: Klæbuveien 118
Student Iver Nerland	
Student William Østrem Larsen	
Innleveringsdato: 22 mai 2023	
Prosjekt-tittel/arbeidstitel:	Analyse av utbygging av ny pumpekraft
Prosjektnr:	BIFOREN23-02
Antall sider / vedlegg	89/4

Forord

Denne rapporten som analyserer lønnsomheten ved en utbygging av et pumpekraftverk ved Storburusjøen-Samsjøen er et avsluttende arbeid for bachelorstudiet i ingeniørfag, fornybar energi. Bacheloroppgaven er gjennomført av to studenter ved Norges teknisk- naturvitenskaplige universitet (NTNU) i samarbeid med det nordiske fornybarselskapet ANEO. Oppgaven er skrevet våren 2023 og tilsier 20 studiepoeng i studieplanen.

Vi ønsker hovedsakelig å rette en stor takk til intern veileder førsteamanuensis ved Institutt for energi- og prosessteknikk Jacob Joseph Lamb, og ekstern veileder ved ANEO Aslak Bøhle Foss sivilingeniør i Vassdragsteknikk som har vært lett tilgjengelig ved behov. Ønsker også rette en takk for god hjelp fra førsteamanuensis ved Institutt for energi- og prosessteknikk Chirag Trivedi og dosent emeritus ved Institutt for elektrisk energi Trond Leiv Toftevaag.

Vi håper oppgaven kan vise seg nyttig ved eventuelle videre undersøkelser for pumpekraftverk ved Storburusjøen-Samsjøen.

Iver Nerland

Iver Nerland

William Ø. Larsen

William Ø. Larsen

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven tar for seg en analyse av utbygging av et pumpekraftverk mellom innsjøene Storburusjøen og Samsjøen. Problemstillingen til oppgaven fokuserer på lønnsomheten til kraftverket som potensielt kan utbygges.

For å finne lønnsomheten av en utbygging har gruppen egenrådig dimensjonert et pumpekraftverk mellom de to nevnte innsjøene. Det ble sett på to alternative driftsmuligheter av pumpekraftverket henholdsvis med seks og åtte timers varighet. Varighetene ble valgt ut ifra at gruppen ønsket å analysere muligheten for å utnytte differansen i strømpris i løpet av et døgn. Med dette utvikles det et døgnbasert pumpekraftverk foran et sesongbasert pumpekraftverk.

Kraftverket blir installert med kapasitet på henholdsvis 57.57 MW og 36.85 MW, og volumstrøm på $76 \text{ m}^3/\text{s}$ og $49 \text{ m}^3/\text{s}$ for seks og åtte timers varighet. Fra kostnadsberegningene kan investeringskostnadene presenteres til 377 mill. kr og 270 mill. kr for seks og åtte timers varighet. Dette i bakgrunn med en fallhøyden på 79,3 m.

Gjennom oppgaven ble det benyttet to alternative analyser av strømpris. En som tar for seg alle måneder i et år og en som tar for seg seks utvalgte måneder i et år. På bakgrunn av de respektive strømprisanalysene anbefales det ved videre arbeid å vurdere drifting i de månedene der differansen i strømpris overskrider utgifter. Det anbefales derfor å ikke benytte kraftverket i måneder med lav differanse i strømprisen mellom natt og dag. Her nevnes desember som en fornuftig måned med høy pris differanse og juni som en antatt svakere måned.

Fra økonomiske beregninger konkluderes det at de to alternativene for å dimensjonere kraftverket ikke er lønnsomt med en økonomisk levetid tilsvarende 40 år. Dette ved bakgrunn i at investeringskostnadene overskrider total inntekt iløpet av levetiden. Åtte timers varighet gir den laveste netto nåverdien på grunn av lavere investeringskostnader. Seks timers varighet har derimot betraktelig større årlig kontantstrøm fordi den kan utnytte større differanse i strømpris iløpet av et døgn. Det antas derfor at kortere tidsintervall er mer ettertraktet om investeringskostnader kan reduseres. For fremtidige undersøkelser av pumpekraftverk anbefales det dermed å vurdere korte tidsintervall for å best kunne nytte nåværende og fremtidige variasjoner i strømprisen.

I tillegg bør det nevnes at fallhøyden antas for lav til å kunne gjøre det dimensjonerte kraftverket lønnsomt. Trolig vil en lokasjon med større fallhøyde kunne gi bedre resultater for fremtidige analyser av pumpekraftverk.

Abstract

This bachelor's thesis deals with an analysis of the development of a pumped-storage power plant between the lakes Storburusjøen and Samsjøen. The thesis focuses on the profitability of the potential power plant expansion.

To determine the profitability of the development, the group independently designed a pumped-storage power plant between the aforementioned lakes. Two alternative operational durations of the power plant were considered: six and eight hours. These durations were chosen to analyze the possibility of utilizing the difference in electricity prices during a 24-hour period. Consequently, a day-based pumped-storage power plant is developed instead of a seasonal-based one.

The power plant is installed with capacities of 57.57 MW and 36.85 MW, and flow rates of $76\text{m}^3/\text{s}$ and $49\text{m}^3/\text{s}$ for six and eight hours of operation, respectively. From the cost calculations, the investment costs are estimated at 377 million NOK and 270 million NOK for six and eight hours of operation, respectively. These calculations consider a gross head of 79.3 meters.

Throughout the thesis, two alternative analyses of electricity prices were used. One analysis considers all months in a year, while the other analysis focuses on six selected months in a year. Based on the respective electricity price analyses, it is recommended for further work to consider operation during the months where the price difference exceeds expenses. Therefore, it is advised not to use the power plant during months with low price differences. December is mentioned as a sensible month with a high price difference, while June is assumed to be a weaker month.

From the economic calculations, it is concluded that neither of the two alternatives for sizing the power plant is profitable over an economic lifetime of 40 years. This is because the investment costs exceed the total income over the lifetime. The eight-hour duration yields the lowest net present value due to lower investment costs. However, the six-hour duration has significantly higher annual cash flow because it can take advantage of a greater price differential during a 24-hour period. It is therefore assumed that a shorter time interval is more desirable if investment costs can be reduced. For future investigations of pumped-storage power plants, it is recommended to consider shorter time intervals to better exploit current and future variations in electricity prices.

Additionally, it should be noted that the assumed gross head is considered too low to make the sized power plant profitable. A location with a greater gross head would likely yield better results for future pumped-storage power plant analyses.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Figurliste	vii
Tabelliste	viii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Struktur og oppsett	2
2 Forkunnskap	3
2.1 Vannkraft	3
2.2 Pumpekraftverk	4
2.3 Kraftmarkedet	6
2.3.1 Dagens Kraftmarked	6
2.3.2 Fremtidens kraftmarked	9
2.3.2.1 15 minutters kraftmarked	9
2.3.2.2 Uregulert kraft	9
2.3.2.3 Strømkabler i strømregioner	11
2.3.2.4 Oppsummering av fremtid	11
2.4 Generelt om strømpriser	11
2.5 Kongsnes	13
2.6 Lokasjon	14
2.6.1 Storburusjøen	15
2.6.2 Samsjøen	16
2.6.3 Eksisterende vannoverføring	18
3 Teknisk dimensjonering	19
3.1 Tunnel	19
3.1.1 Drifting av kraftverk	19
3.1.2 Tilløpstunnel	20
3.1.3 Svingsjakt	20
3.1.4 Trykksjakt	22
3.1.5 Utbygning av tunnelen	22
3.1.6 Dimensjonering av tunnelen	23
3.1.6.1 Tunnelverrsnitt	23
3.1.6.2 Varighetens innvirkning på kraftverket	25
3.1.6.3 Plassering av tunnel	26
3.1.6.4 Tunnellengde og helning	27
3.1.6.5 Overdekning	28
3.2 Hydrauliske komponenter og maskiner	29
3.2.1 Luke	29
3.2.2 Sandfang	29
3.2.3 Varegrind	30
3.2.4 Rørbruddsventil	31
3.2.5 Innløpsventil	31

3.2.6	Turbin	32
3.2.7	Pumpeturbin	33
3.2.8	Valg av turbin	34
3.3	Elektriske komponenter	35
3.3.1	Elektrisk maskin	35
3.3.1.1	Valg av elektrisk maskin	36
3.3.1.2	Turtall	36
3.3.1.3	Valg av poler på elektrisk maskin	37
3.3.2	Frekvensomformer	38
3.3.3	Transformator	38
3.3.4	Høyspentkabler	38
3.3.5	Andre elektriske komponenter	39
3.4	Dam	39
3.4.1	Betongdam	39
3.4.2	Fyllingsdam	40
3.4.3	Dam og reguleringsvolum ved Burusjøen	40
3.4.3.1	Reguleringsvolum	40
3.4.3.2	Ny dam	42
3.5	Kraftstasjon	44
3.5.1	Kraftsatsjon komponenter	44
3.5.2	Plassering av kraftstasjon	44
3.6	Transport	45
3.7	Teknisk oppsummering	46
4	Energi	47
4.1	Energitap	47
4.1.1	Singulærtap	47
4.1.2	Friksjonstap	48
4.1.3	Elektrisk tap	48
4.1.4	Total virkningsgrad	49
4.2	Produksjon	50
5	Økonomisk analyse	52
5.1	Strømpris	52
5.2	Kostnader	55
5.2.1	Tunnel	55
5.2.2	Hydrauliske komponenter og maskiner	56
5.2.2.1	Luke	56
5.2.2.2	Varegrind	57
5.2.2.3	Turbin	57
5.2.3	Elektriske komponenter	58
5.2.3.1	Generator	58
5.2.3.2	Transformator	58
5.2.3.3	Hjelpeanlegg	58
5.2.3.4	Kontrollanlegg	59
5.2.3.5	Høyspentkabler kostnad	59
5.2.3.6	Totale elektriske kostnader	59
5.2.4	Kraftstasjon	61
5.2.5	Damutvidelse	62
5.2.6	Anleggsvei	64
5.2.7	Drift og vedlikehold	64
5.2.8	Skatt	65

5.2.8.1	Naturressursskatt	65
5.2.8.2	Eiendomsskatt	66
5.2.8.3	Grunnrenteskatt	67
5.2.8.4	Høyprisbidrag	68
5.2.8.5	Konsesjonsavgift	69
5.2.8.6	Merverdiavgift	70
5.2.9	Totale investeringskostnader	71
5.3	Konsesjonskraft	71
5.4	Årlig Kontantstrøm	73
5.5	Nåverdi bergening	73
5.6	Økonomisk oppsummering	75
6	Diskusjon	77
6.1	Lønnsomhet	77
6.2	Feilkilder	79
6.2.1	Vannhastighet	79
6.2.2	Konstant fallhøyde	79
6.2.3	Strømpris data	79
6.2.4	Antatt likt tunneltverrsnitt	80
6.2.5	Investeringskostnader	80
6.2.6	Dimensjonering	80
6.3	Oppgaven i forhold til konsesjon	81
6.4	Forbedringer for videre arbeid	82
6.4.1	Øke fallhøyde	82
6.4.2	Lønnsom differanse i strømprisen	82
6.4.3	Driftsmuligheter og varighet	82
6.4.3.1	Endret varighet	82
6.4.3.2	Kjøring av Samburusjøen kraftverk	83
6.4.4	Øke virkningsgrad	84
6.4.5	Sammenligninger	84
7	Konklusjon	85
	Referanser	89
A	Python vedlegg	I
B	Kostnadsoverslag for investeringer	IV

Figurliste

2.1	Oversiktsbilde av vannkraftverk i Norge [6]	3
2.2	Illustrasjon av vannkraftverk	4
2.3	Skisse av vannkraftverk [7]	5
2.4	Strømregioner i Norge [13]	6
2.5	Sammenligning av strømprisene i NO3 (Trondheim) , NO4(Tromsø,Nederste graf) og NO1 (Oslo, øverste graf) [15]	7
2.6	Oppbygging av strømmettet til Skandinavia [18]	8
2.7	Forslag fra NVE rundt mulig utbyggings områder for offshore vindkraft langs Norskekysten. [22]	10
2.8	Fire tilfeldig utvalgte dager fra 2022 som viser strømpris i NO3 [15]	12
2.9	Utviklingen til strømprisen i løpet av år i NO3 [15]	13
2.10	Topografiske kart over det valgte området	15
2.11	Kart over Storburusjøe-Samsjøen [6]	16
2.12	Kart over de eksisterende kraftverkene Samsjøen [6]	17
2.13	Kart over eksisterende tunnel [6]	18
3.1	NVEs kostandsgrunnlag for entrepenørutgifter for tunnel [34]	24
3.2	Kostnadsoptimalisering av tunneltverrsnitt	25
3.3	Plassering av inntak ved Burusjøen [6]	26
3.4	Uttak og plassring av kraftstasjon [6]	27
3.5	Plassering av kraftverk [6]	27
3.6	Bilde av en standard varegrind [37]	30
3.7	Bilder av de tre vanligste turbinene	32
3.8	Francisturbin [39]	33
3.9	Bilde for sammenligning av franisturbin og pumpeturbin	34
3.10	Kostnadsgrunnlag for francisturbin [34]	37
3.11	Høyspentkabler	38
3.12	Zakariasdammen ved Zakariasvatn i Tajord (Møre og Romsdal) [45]	40
3.13	Utvidet areal av Burusjøen ved bruk av NVE atlas[6]	42
3.14	Ny dam ved økt høyde på en meter [48]	44
3.15	Skisse av anleggsvei [6]	46
5.1	Totale elektriske kostnader	60
5.2	Kostnads graf for nedre grense til oppgavens kraftstasjon[34]	61
5.3	Kostnads graf for dam [34]	63

Tabelliste

3.1	Anløpstid	21
3.2	Tabell for utregnede verdier for dimensjonering av svingesjakt	21
3.3	Tabell for varighetsavhengige verdier for dimensjonering av tunnelen	25
3.4	Oppsummering av varighetsuavhengige verdier for dimensjonering av kraftverket	46
4.1	Verdier for valgte tapskoeffisienter, Guttormsen(G)[33] Idechik(I)[49]	47
4.2	Produksjon for kraftverket gitt forskjellige varigheter	51
5.1	Gjennomsnittlig strømpriser for natt og dag for NO3 for alle måneder i 2022. [15]	53
5.2	Gjennomsnittlig strømpriser for natt og dag iløpet av hele 2022 for NO3. [15] . .	54
5.3	Gjennomsnittspriser for utvalgte måneder i 2022	54
5.4	Tabell for økonomisk analyse	75
5.5	Tabell for optimal differanse i strømpris for at kraftverket skal bli lønnsomt etter 40 år	76
5.6	Tabell for økonomiske beregninger ekskludert skatt, avgift og kraftavtaler	76

1 Innledning

Dette kapittelet tar for seg en innledning av oppgaven der bakgrunn, problemstilling og struktur og oppsett henholdsvis blir presentert.

1.1 Bakgrunn

Energiproduksjonen i Norge ligger per 2022 på rundt 156 TWh. Der vannkraft står for en produksjon på omtrent 88 %. Vannkraft er derav Norges største og viktigste kilde til energiproduksjon. Det finnes totalt 1761 vannkraftverk i Norge per november 2022. Av disse vannkraftverkene finnes det ti kraftverk som er definert som pumpekraftverk. Der samtlige er sesongbaserte kraftverk som lagrer energi i sesongperioder, eksempelvis sommer til vinter. [1], [2]

Inn mot fremtiden vil både Norge og Europa oppleve mer uregulert kraft i forsøk på å nå FNs bærekraftsmål. For oppgaven er bærekraftsmål 7 og 13 er mest aktuelle. Dette åpner muligheten for mer regulerbar kraft som for eksempel pumpekraftverk for å regulere den uregulerte kraften. Med dette som bakgrunn ønsker ANEO å se på muligheten for utbygning av pumpekraftverk med fokus på lønnsomhet. [3], [4]

1.2 Problemstilling

Med basis i lønnsomhet har ANEO gitt gruppen omtrent frie tøyler til både plassering og dimensjonering av et pumpekraftverk, med eneste begrensning at kraftverket må legges innenfor ANEO sitt operasjonsområde. Operasjonsområdet omfavner i hovedsak den sørlige delen av Trøndelag. Dette har resultert i at gruppen ved konsultasjon med ekstern veileder har valgt Storbursjøen og Samsjøen som øvre og nedre magasin for kraftverket. På bakgrunn av dette har gruppen valgt å døpe pumpekraftverket til oppgaven “Sambursjøen kraftverk”.

Med bakgrunn i at samtlige eksisterende pumpekraftverk i Norge per oppgavens skrivetidspunkt er drevet som sesongbaserte ønsker gruppen å se på muligheten for et døgnbasert kraftverk. Dette motivert i å kunne utnytte differansen i strømprisen iløpet av et døgn. Som følge velger gruppen å analysere seks og åtte timers tidsintervaller.

Formålet med denne oppgaven er å finne lønnsomhet av en eventuell utbygging av pumpekraft. Oppgaven vil basere seg på tekniske dimensjoneringer for å gjennomføre økonomiske analyser av et tenkt kraftverk. Fra dimensjoneringene bestemmes energiproduksjon, investeringskostnader og profitt iløpet av levetid. Pumpekraftverket blir derfor dimensjonert fullt og helt av gruppedeltakerne selv. Oppgaven skal gi svar på om en utbygging av pumpekraftverk mellom Storbursjøen og Samsjøen lønner seg nå eller i fremtiden.

1.3 Struktur og oppsett

Gruppedeltagerene har valgt å strukturere oppgaven slik at Forkunnskap kommer først. Der generell teori som er viktig for forståelse av oppgaven blir presentert, samt diskusjon rundt dens påvirkning på oppgaven. Etter dette blir det gjort en teknisk dimensjonering av hele kraftverket som gir basis i videre energi og økonomiske bergeninger. I diskusjon blir det fra de økonomiske analysene diskutert om problemstillingen til oppgaven om lønnsomhet er tilfredstilt.

Denne bacheloroppgaven er ikke fremlagt som en klassisk “labrapport”. Med tanke på at det ikke er fastsatt egen teori, metode, resultat og diskusjonsdel. Dette i forhold til at gruppen mener oppgaven ikke er tilpasset en sånn struktur. Denne antagelsen gjøres med bakgrunn i at oppgaven antas å bli repetitiv og uoversiktlig. Dermed struktureres oppgaven ved å samle teori, metode og mindre diskusjonparti hver for seg i de tilhørende hovedkapittel Teknisk dimensjonering, Energi og Økonomisk analyse. Det mindre diskusjonspartiet baserer seg på fremlagt teori for å gjøre antagelser og avgjørelser. Dette gjør at stort sett all informasjon rundt en komponent ligger under tilhørende kapittel. Til slutt samles den informasjon fra oppgaven i forhold til problemstillingen i et større diskusjonskapittel som oppsummerer oppgaven.

Alle kilder er oppgitt som tall ved enden av avsnitt og spesifikk informasjon rundt kilden finnes i referanselisten.

2 Forkunnskap

Her fremlegges basiskunnskap for oppgaven, og det diskuteres dens påvirkning for oppgaven.

2.1 Vannkraft

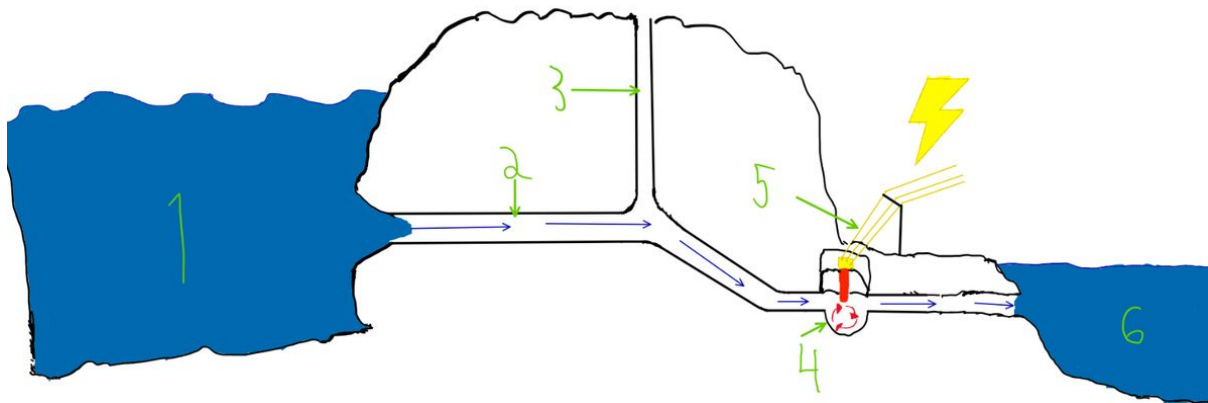
Som nevnt er vannkraft Norges største og viktigste kilde til energiproduksjon og stod for en produksjon på 136,7 TWh i 2022. Til sammenligning produserte den nest viktigste energikilden Vindkraft i 2022 rundt 16,4 TWh. Både vindkraft og vannkraft er sterkt væravhengig og kan av den grunn oppleve stor periodevis variasjon i produksjon gjennom et år. Vannkraft har derimot en stor fordel ved at det kan lagres vann i magasiner for senere bruk og behov. I Norge finnes det i dag over 1000 magasiner som bidrar til at Norge har et stort “batteri” i form av vann som kan bli brukt til produksjon ved en senere anledning. Det skilles mellom små kraftverk og store kraftverk. Der vannkraftverk med installert effekt på under 10 MVA regnes som små kraftverk, og over er større kraftverk. Figur 2.1 viser en oversikt over plasseringen av nåværende vannkraftverk i Norge. Utfra figuren kan det observeres at det er flest kraftverk i den vestlige delen av Norge. [1], [5]



Figur 2.1: Oversiktsbilde av vannkraftverk i Norge [6]

Vannkraft utnytter vannets fallhøyde mellom et øvre og et nedre magasin fra potensiell energi til kinetisk energi i form av mekanisk energi. Mekanisk energi genererer av dette grønn energi i form av elektrisk strøm som kan sendes ut på strømmettet. For oppgaven defineres fallhøyde fra HRV ved øvre magasin til HRV ved nedre magasin. Vannet har en potensiell energi når det befinner seg i det øvre magasinet og det går over til kinetisk energi når det faller ned til turbinen. Den mekaniske energien roterer turbinen som induserer en strøm i generatoren som er koblet i aksling med turbinen.

[5]



Figur 2.2: Illustrasjon av vannkraftverk

Figur 2.2 viser en enkel skisse av et vannkraftverk, hvor “1” er vannmagasinet på “oppstrømsside”, “2” er kraftverkets “tunnel” som fungerer som vannveien, “3” er “svingesjakt”, “4” er turbin, og aksling, “5” representerer elektrisiteten generert og sendt ut på el.nettet, “6” er vannmagasinet på “nedstrømsside”. Grovt sett viser dette hvordan et tradisjonelt vannkraftverk er bygd opp.

Vannkraftverk blir gjerne delt opp i to kategorier: lavtrykks, og høytrykkskraftverk. Et lavtrykkskraftverk er et vannkraftverk som utnytter en stor vannmengde med liten fallhøyde. Dermed kategoriseres ofte som småkraftverk. Produksjon kommer kontinuerlig når vanntilførselen er tilgjengelig og det er dermed vanskelig å regulere i motsetning til høytrykkskraftverk. De bruker kinetisk energi som mekanisk energi. Høytrykkskraftverk utnytter store fallhøyder og mindre vannmengder. De kan også kalles for magasin kraftverk, siden det tar i bruk magasin. Disse er lettere å regulere, siden vann kan pumpes opp ved å ta i bruk et pumpekraftverk som gjøres i denne oppgaven. Derfor er det interessant for gruppen å se på høytrykkskraftverk. [7]

Vannkraft er et felt som har undergått mye forskning og har dermed kommet fram til høye virkningsgrader som tas til fordel for kraftverkene. Et tradisjonelt kraftverk kan få en virkningsgrad på omlag 90% for gode kraftverk. [8]

2.2 Pumpekraftverk

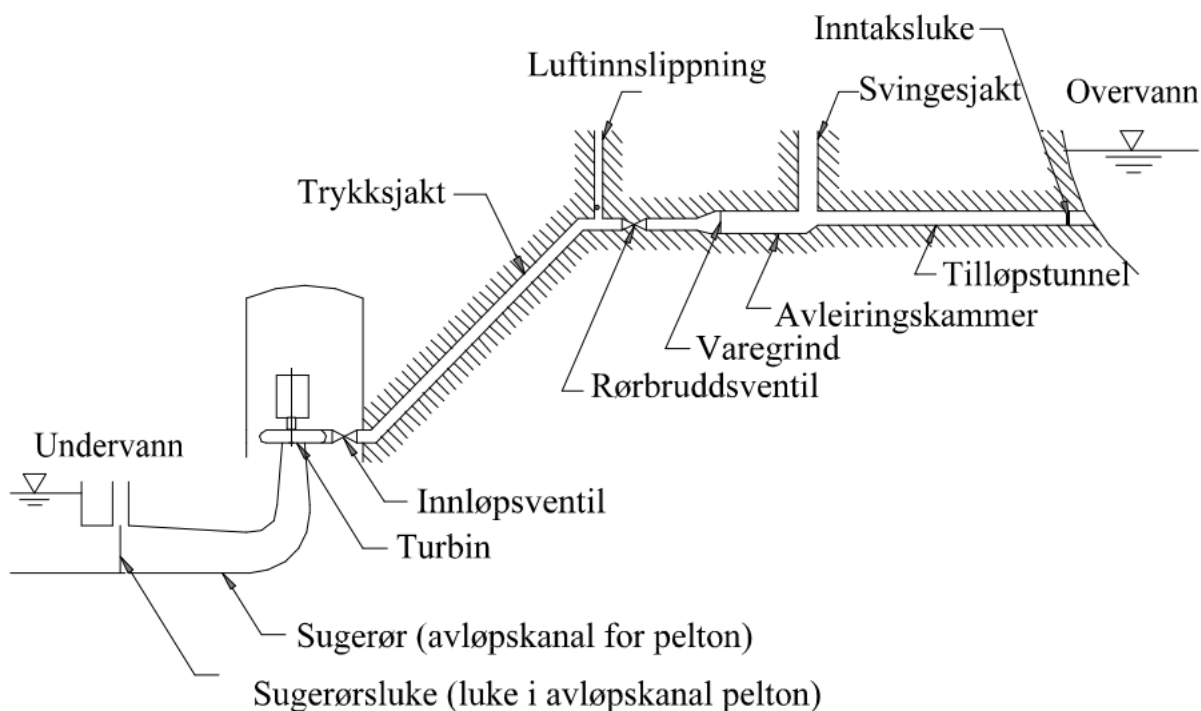
Pumpekraftverk er et vannkraftverk som har mulighet til å fungerer som et tradisjonelt vannkraftverk i turbinmodus, og har mulighet til å pumpe opp igjen vann til øvre magasin slik det kan benyttes på nytt. Dette kan i sin hensikt brukes til å regulere strømmettet og ved høy differanse i strømprisen kan også pumpekraftverk benyttes for økonomisk vinning. På samme måte som vannkraftverk så består det av to vannmagasiner, et øvre og et nedre reservoar, og en kraftstasjon med minimum et aggregat. Det er også oftest et høytrykksanlegg. Den største forskjellen i dimensjoneringen til pumpekraftverket i forhold til et tradisjonelt kraftverk er at det som oftest består av en pumpe og en turbin på samme aksling. Det er standard å benytte en av to alternative løsninger for pumpekraftverk. I Norge brukes hovedsakelig pumpe turbin, men det finnes også kraftverk med pumpe og turbin separat i utlandet.

Fra SNL kan det siteres at “Pumpe turbin er en såkalt reaksjonsturbin (eller fullturbin) hvor løpehjulet er utformet slik at det også kan drives som pumpe ved endring av omdreining retning og med drift av generatoren som motor”[9]. Det er vanlig å bruke en asynkronmaskin eller

synkronmaskin som har muligheten til å fungere som både en generator og motor etter behov. [7], [10]

Per oppgavens skrive tidspunkt er ti av Norges vannkraftverk regnet som pumpekraftverk der alle er sesongbaserte pumpekraftverk. Dvs. at pumpekraft benyttes som sesonglagring av energi, og da gjerne mellom sommer og vinter. En av grunnene til at Norge per 2023 ikke har flere enn ti pumpekraftverk er at over 75% av Norges kraftproduksjon er regulerbar kraft. Pumpekraftverk kan regnes som et svært batteri. I grunnlag av muligheten til å pumpe opp vann som lagrer potensiell energi i øvre magasin. Energi kan dermed produseres ved etterspørsel og behov. Av det faktumet at pumpekraftverk kan fungere som et batteri regnes det som regulerbar kraft. Ved et større andel uregulert kraft vil pumpekraftverk være ønskelig på bakgrunn av at pumpekraftverk har evnen til å regulere den uregulerte kraften. [2], [11]

En annen grunn for at pumpekraftverk ikke er like utbredt i Norge som tradisjonelle vannkraftverk er fordi pumpekraftverk har en lavere virkningsgrad. Dette er på grunn av at vannet må pumpes opp igjen som gjør at den totale virkningsgraden ligger på rundt 60-70 % for eksisterende pumpekraftverk, men det er mulig å oppnå en syklusvirkningsgrad på rundt 80 % ifølge NVE. [12]



Illustrasjon I: "Vannkraftverk"

Figur 2.3: Skisse av vannkraftverk [7]

Figur 2.3 er en skisse som viser de viktigste komponentene i et vannkraftverk. Den største forskjellen mellom dette og et pumpekraftverk er at det er en pumpeturbin i aksling ved generatoren i stasjonen istedenfor bare en turbin. Med unntak av dette er kraftverket dimensjonert tilnærmet likt.

2.3 Kraftmarkedet

Dette kapitlet gir en oversikt over dagens kraftmarked og antatt fremtidig kraftmarked.

2.3.1 Dagens Kraftmarked

Generelt tar dagens kraftmarked utgangspunkt i kjøp og salg av energi i form av strøm gitt ved penger per energi, trivielt kalt strømpris. I dagens marked endres strømprisene og kraftbalanse kontinuerlig med en times oppløsning, og kan endres med bakgrunn på mange ulike årsaker der tilbud og etterspørsel er regnet som en fremtredende årsak. På bakgrunn av at kapasitet, situasjon og behov varierer fra region til region er markedet delt opp i ulike “strømregioner” hvor strømprisene kan variere. I Norge er det i dag fem slike strømregioner vist ved figur 2.4

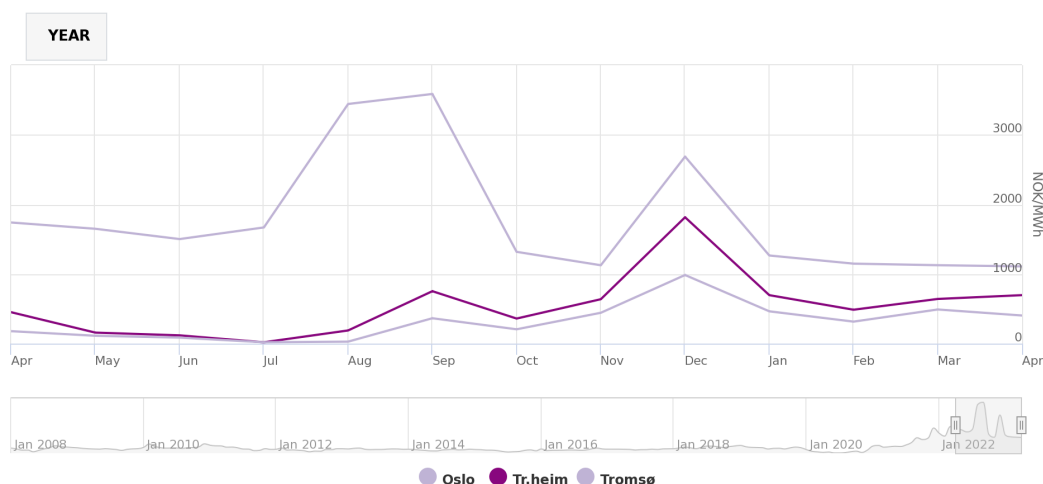


Figur 2.4: Strømregioner i Norge [13]

Tilbake i tid har Norge opplevd svært lave strømpriser over lange perioder (se figur 2.9) på grunn av større energiproduksjon enn forbruk, og begrenset med eksport til andre Europeiske land. Derimot i perioder der energiproduksjonen var redusert kunne prisene etter all formodning stige. Eksempelvis i perioder med mye tørke og lite vann som begrenset Norges hovedenergikilde, vannkraft. Norge som et isolert land er på bakgrunn av dette veldig avhengig av en enkelt energikilde, og strømregionene behøver derfor i perioder også import fra andre strømregioner i og utenfor Norge. [14]

For å muliggjøre krafthandel og forsyningssikkerhet for ulike strømregioner blir det koblet strømkabler i varierende størrelse mellom både land og regioner rundt om i Norge og Europa. Jo større og bedre disse kablene er jo mer avhengig blir strømprisene i den ene strømregionen av den andre som den er koblet til. Dette i forhold til slik strømmettet fungerer i dag, der strømmen flyter fra billigst område til dyrest. Eksempelvis er de tre Norske strømregionene NO1, NO2 og NO5 (se figur 2.4) tett koblet sammen med både hverandre og det Europeiske markedet. Per oppgavens skrive tidspunkt brukes strømkablene mellom Europa og Sør-Norge først og fremst til eksport av strøm, og bidrar til at Norge tjener gode penger på kraftproduksjon. I tillegg bidrar kablene til å forbedre forsyningssikkerheten, men bidrar også til at et potensielt kraftunderskudd i Sør-Europa kan øke strømprisene betraktelig i disse strømregionene.

Siden de tre regionene er koblet sammen med det Europeiske strømmettet vil de være veldig avhengig av resten av Europa. Dette medfører til en mer “europaisk strømpris” i forhold til de tidligere relativt lave Norske strømprisene. På sikt vil det antageligvis også medføre til en mer jevn og stabil strømpris. Med tanke på at det meldes om at Norge går med kraftunderskudd allerede i 2027 vil gode tilkoblings muligheter til andre strømregioner være essensielt. Et underskudd vil i høyeste grad påvirke Norges strømpriser og strømforsyning i et isolert tilfelle, og forsterker avhengigheten av å være koblet sammen med resten av Europa sitt kraftmarked. [14]



Figur 2.5: Sammenligning av strømprisene i NO3 (Trondheim), NO4 (Tromsø, Nederste graf) og NO1 (Oslo, øverste graf) [15]

Ved observasjon ifra figur 2.5 kan det framlegges at prisene i strømregionene NO3 og NO4 generelt er lavere enn resten av strømregionene. Dette kommer av at strømkablene som kobler sammen NO3 og NO4 med de tre strømregionene i den sørlige delen av Norge ikke har stor nok overføringskapasitet til at det i stor skala kan overføres strøm igjennom de. NO3 og NO4 er imidlertid tett koblet sammen med strømregioner på omtrent samme breddegrad i Sverige og som igjen er koblet sammen med Finland og deler av Baltikum. Dette bidrar til at NO3 og NO4 kan eksportere og importere strøm også utenfor Norges grenser til en viss grad. På grunn av flaskehals i strømkablene og mindre antall samenkoblinger med resten av Europa er som regel ikke strømprisen til NO3 og NO4 like høy som resten av Norge. NO3 og NO4 er dermed ofte regnet som mer isolerte og enkeltstående som strømregioner enn de i sør.

Grunnet den lave prisen i NO3 og NO4 importerer Sverige ofte strøm fra disse strømregionene, og selger dem for en høyere pris til den sørlige delen av Norge. Dette bidrar til en økonomisk vinning for Sverige. Strømmen selges gjennom strømkabler med høyere overføringskapasitet som kobler sammen sørlige del av Sverige og Norge. Ved utbygging av pumpekraftverk i NO3 og NO4 kan strømmen som Sverige benytter til økonomisk vinning heller brukes til å pumpe opp og lagre vann i NO3 og NO4.

[13], [14], [16], [17]



Figur 2.6: Oppbygging av strømmettet til Skandinavia [18]

Figur 2.6 gir en grafisk fremstilling av hvordan strømmettet i Norge og norden er bygd opp per 2022. Det kan utfra figuren observeres at NO3 har en mindre tilknytning til sørlige delen av Norge.

2.3.2 Fremtidens kraftmarked

Dette kapitlet gir en oversikt over det predikerte fremtidig kraftmarkedet.

2.3.2.1 15 minutters kraftmarked

Som nevnt bruker dagens kraftmarked i Norden per tidlig 2023 en times oppløsning. 22 mai 2023 går derimot både Norge og de tre andre nordiske landene over til 15 minutters oppløsning på kraftmarkedet. Strømpriser vil nå bli endret hvert 15 minutt. Dette gjøres med bakgrunn på å nå FNs klimamål i tillegg til å kunne balansere strømmettet enklere. Med mye uregulert kraft og mange usikkerheter blir det store ubalanser i strømmettet. På bakgrunn av dette vil 15 minutters kraftmarked kunne balanseres markedet i mye større grad. Dette vil trolig bidra til et mer effektivt kraftmarked som kan gi positive fortrinn for kraftmarkedets klimaavtrykk. [4], [19]

15 minutters marked vil også påvirke det økonomiske aspektet til kraftmarkedet. I tilfeller der det er høye strømpriser i markedet vil det være ønskelig for en kraftprodusent å produsere og selge så mye kraft som mulig innenfor denne tidsrammen. Fra en kraftprodusent sitt perspektiv åpner dette for at kraftproduksjon med høy effekt over kort tid er mer ettertraktet en kraftproduksjon med lav effekt over lengre tid. Dette med bakgrunn på at det i et 15 minutters periode vil kunne gi en høyere økonomisk gevinst. [20]

2.3.2.2 Uregulert kraft

Videre for fremtidens kraftmarked kan det også ses på all den uregulerte kraften som enten har blitt bygd eller skal bli bygd. Dette er først og fremst ved tanke på solkraft og vindkraft. Uregulert kraft er energikilder med bakgrunn i at ingen kan kontrollere tilførselen av energikildene ved gitte tidspunkt. Regulert kraft har derimot muligheten til å kontrollere bruken av energikilden etter behov. Eksempel på regulerbar kraft er kjemisk batteri, vannkraft eller pumpekraftverk. Regulerbar kraft har sin hensikt at det kan holde kraftmarkedet balansert ved at det kan produsere kraft når det er et underskudd av uregulert kraft. For fremtidens kraftmarked er det derfor en etterspørsel etter regulerbar kraft med høy effekt. [3]

Noe som er viktig å nevne i forhold til uregulert kraft er at det de neste årene er spesielt mye snakk om en storslagen utbygging av offshore vindkraft i Norge og generelt vindkraft i Europa. Offshore vindkraft har potensial til å bidra til både norsk og europeisk kraftproduksjon i stor skala, og kan vise seg særs viktig inn mot kraftunderskudd de neste årene. Regjeringen har blant annet meldt i media at de innen 2040 har ambisjoner om å tildele 30 GW med havvind på norsk sokkel. I tillegg har en rekke selskaper både i Europa og Norge et stort ambisjonsnivå om å bygge ut havvind i og rundt nordsjøen. NVE har lagt frem 20 områder langs Norskekysten som anses som åpen for videre utredning og utbygging av offshore vindkraft vist i figur 2.7. Som en konsekvens av dette vil mengden uregulert kraft de neste 15 årene etter all sannsynlighet øke drastisk. [21]



Figur 2.7: Forslag fra NVE rundt mulig utbyggings områder for offshore vindkraft langs Norskekysten. [22]

For å gå mer i dybden på uregulert kraft kan kraftproduksjon fra vindkraft samlet potensielt forsyne et helt land med kraft på et gitt tidspunkt. Noe som både i høyeste grad er fornybart og miljøvennlig, men også kan gi relativt billige strømpriser ved overproduksjon. På en dag med lite vind vil derimot kraftproduksjonen fra vindkraft ikke være tilstrekkelig for å kunne forsyne et helt land. I dette tilfelle vil det være avgjørende med annen type kraftproduksjon som kan bidra til å ta over for vindkraftens sin produksjon. Substitutt for uregulert kraftproduksjon som vindkraft bør da helst være regulert kraft som for eksempel pumpekraft.

Tatt alt dette i betraktning vil det i fremtiden være ønskelig med kraftproduksjon med høy regulerbar effekt for å regulere og balansere strømmettet. Dette faller i favør for oppgavens problemstilling, siden pumpekraftverk kan være en løsning på fremtidens etterspørsel etter regulerbar kraft.

[21]

2.3.2.3 Strømkabler i strømregioner

De neste årene er det oppe til debatt og sterk vurdering å koble strømkabler mellom nordlige del av Norge og sørlige del. Dette er på bakgrunn av mediaoppslag og meldinger fra blant annet Statnett. I fremtiden forventes det derfor at både NO3 og NO4 vil få strømkabler med økt kapasitet til resten av strømregionene. Som en konsekvens av dette vil NO3 og NO4 sin forsyningssikkerhet og mulighet for eksport øke, men vil etter all sannsynlighet også heve strømprisene i disse strømregionene. Prisnivået kan potensielt legge seg på samme nivå som de andre strømregionene, og i større grad være påvirket av Europa sitt kraftnett. Dette er gunstig for kraftprodusenter i NO3 og NO4 som vil kunne produsere kraft for en høyere pris, men ikke nødvendigvis like populært blant forbrukerne. Det kan derfor antas at dette de neste årene vil bli heftig debattert, men mest sannsynlig vil strømkabelene få økt kapasitet innen de neste 15 årene. For en kraftprodusent i områdene NO3 og NO4 kan det dermed lønne seg å investere i ny kraftutbygging de neste årene i påvente av økte strømpriser. Her av kan det også bli mer lønnsomt for pumpekraftverk.

[23]

2.3.2.4 Oppsummering av fremtid

Kort oppsummert vil fremtidens kraftmarked etter all sannsynlighet se mer av uregulert kraft, og vil i påvente av dette kreve mer regulerbar kraft gjerne med høy effekt for å balansere nettet. Denne regulerbare kraften bør gjerne også ha en viss evne til å lagre den uregulerte kraften. Med det som grunnlag er dermed pumpekraftverk å anse som en løsning for fremtidens kraftmarked. I tillegg kan det forventes at strømpriser i NO3 inn mot fremtiden vil øke i påvente av bedre overføringskapasitet i strømkabler.

2.4 Generelt om strømpriser

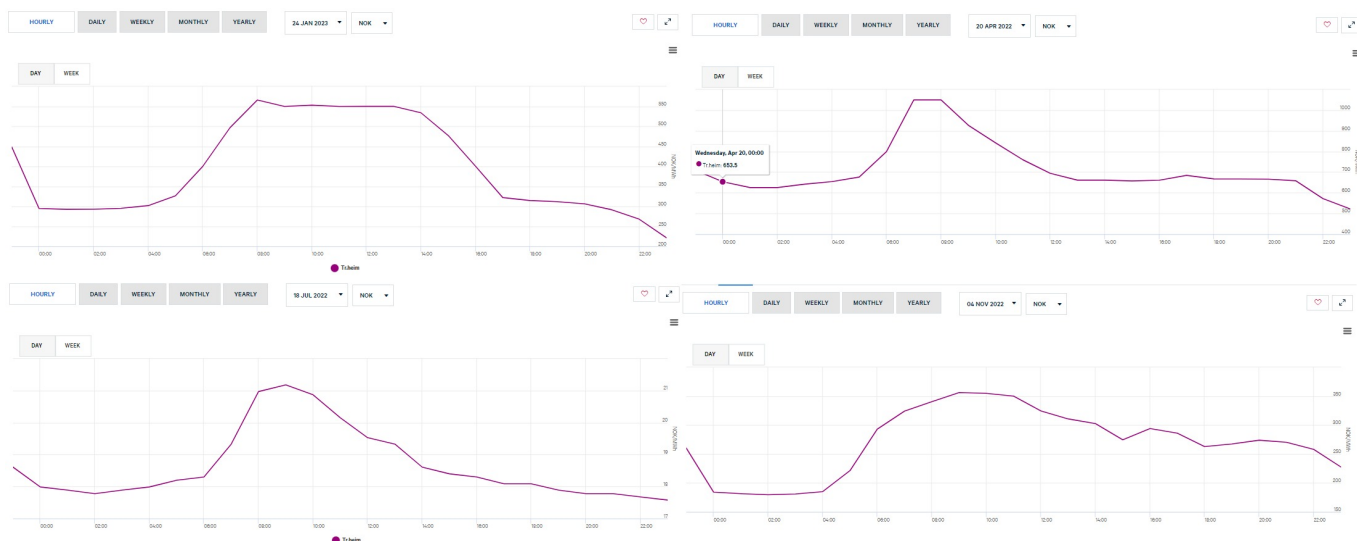
Gjennom det forrige kapitlet om kraftmarked ble det gjennomgått at strømprisen kan endre seg kontinuerlig gjennom hver time med grunnlag i tilbud og etterspørsel. For at en kraftprodusent skal ha en størst mulig inntekt er det derfor grunnleggende at kraftverk kjøres ved høyst mulig strømpris. I et slikt tilfelle er det mulig for en produsent å benytte seg av det som blir kalt day-ahead markedet, en tjeneste fra blant annet Nordpool. Day-ahead markedet estimerer en salgspris for strømpris basert på tilbud og bud som en form for auksjon mellom selger og kjøper. Produksjon og trolig forbruk blir innsendt klokken tolv hver dag for neste dag. Strømprisene for neste dag blir dermed låst for både kjøper og selger om de velger å delta i systemet. Her kan kjøper gjerne være en strømleverandør, og selger en kraftprodusent. At prisen er fastlåst har både fordeler og ulemper for begge parter i forhold til et uforutsigbart kraftmarked hvor prisene endrer seg kontinuerlig. Day-ahead markedet er dermed en metode for en kraftprodusent å skaffe seg “kontrakter” for kraftproduksjon, og får med dette vite hvilken inntekt de kan vente seg neste dag og både når og hvor mye kraft de bør produsere. Det kan også benyttes av de som ikke deltar i systemet for å prøve å forutsi morgendagens strømpriser. Siden day-ahead markedet er basert på trolig forbuk kan det virkelige forbuket for neste dag variere. Dvs. at ved ubalanser i markedet vil det bli benyttet et “levende kraftmarked” (intraday) som varierer i løpet av dagen for å balansere nettet.

Utenom day-ahead systemet kan det også analyseres hvilke klokkeslett som i løpet av en dag i snitt gir den laveste og høyeste strømprisen. Dette gjøres ved å analysere data over strømpriser

hentet fra Nordpool sine hjemmesider. Ved å analysere en rekke tilfeldige dager gjennom året 2022 ses det på lavest pris og høyest strømpris i snitt. Figur 2.8 viser fire av en rekke tilfeldige dager som har blitt undersøkt. Hverken figur 2.8 eller den informasjonen som er kommet fram til er å regne som representativt med hver eneste dag gjennom et år, men kan gi et lite utdrag av hvordan prisene i snitt vill oppføre seg.

Fra undersøkelsene kan det observeres at prisen i snitt faller etter klokka 22:00 om kvelden, og er på et bunnnivå mellom midnatt og 04:00. Dette kan forklares ved at befolkningen går å legger seg for å sove mellom 22:00 og midnatt i hverdager, som forminsker strømforbruket. Ut ifra figur 2.8 holder prisen seg stabilt lavt i snitt helt fram til klokken er rundt 06:00-07:00. Etter det stiger prisene jevnt frem til klokken 08:00 og 09:00. Dette kan forklares ved at de fleste starter på jobb rundt 08:00 og 09:00, og våkner derfor rundt 06:00 og 07:00. Forbruket øker da i takt med at samfunnet våkner, og gir en høyere strømpris. Strømprisen holder seg deretter stabilt utover arbeidsdagen frem til rundt 16:00 og 17:00 tiden hvor strømprisene ser ut til å falle. Før de igjen holder seg stabile mellom 18:00 og 22:00 når de fleste er hjemme og forbruker strøm.

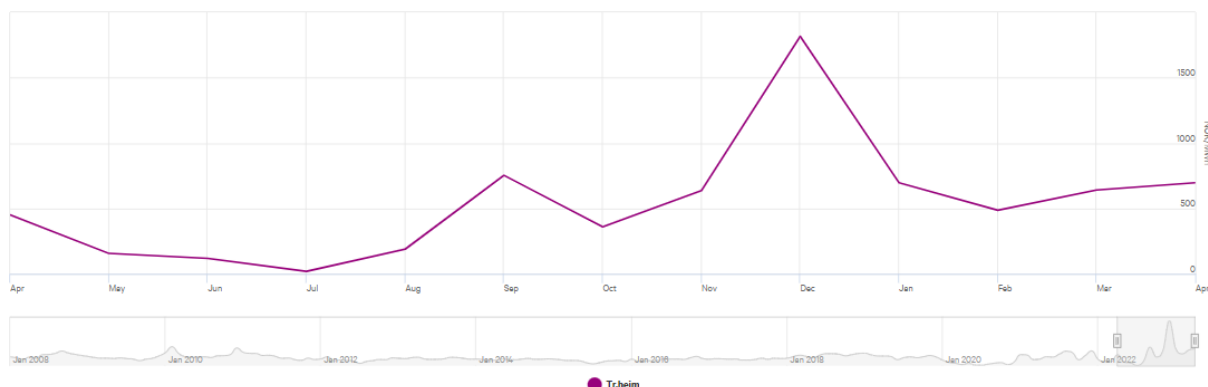
Oppsummert er prisen billigst på natten mellom klokka 23 og 7, og dyrest i perioden 8 til 16. Dette kan blant annet brukes for et pumpekraftverk for å vite når kraftverket bør produsere og når det bør forbruke strøm. [15]



Figur 2.8: Fire tilfeldig utvalgte dager fra 2022 som viser strømpris i NO3 [15]

Det er også interessant å se på utvikling av strømpris iløpet av et år. Øvre del av figur 2.9 viser utviklingen av strømprisen i snitt iløpet av et år. Utfra graf 2.9 blir det funnet ut at strømprisen i snitt er på sitt høyeste i vintermånedene og høstmånedene, der Desember ligger høyest. Dette kan forklares ved at omtrent 78 % av husholdningers elektrisitet i snitt brukes til oppvarming. Ved vinterstid og sen høst er det stort behov for oppvarming som øker forbruket og som konsekvens strømpris. På sommerstid er derimot oppvarmingsbehovet minimalt. I tillegg til at store deler av samfunnet bruker mindre elektrisitet. Dermed faller strømprisene i sommermånedene i tillegg til sen vår. Nederste del av figur 2.9 viser også utviklingen av strømpriser i løpet av de siste 15 årene. Det vises da at strømprisene har økt de siste par årene. Noen faktorer som kan ha påvirket dette er Russlands gasskrig mot Europa, tørkeperioder og lite vann, Russlands krig mot Ukraina, økt overføringskapasitet for strømkabler og mange flere faktorer. [15], [24], [25]

Oppsummert kan det konkluderes utfra figur 2.9 at månedene mai, juni, og juli er i snitt de billigste månedene for strøm. Samtidig som september, oktober, november, desember, januar, og april i snitt har høyere strømpriser.



Figur 2.9: Utviklingen til strømprisen i løpet av år i NO3 [15]

2.5 Konesjon

En konsesjon vil si en tillatelse eller en bevilgning til å både bygge i og eller utnytte et område. En konsesjon må være godkjent for at en eventuell investor skal få lov til å starte sitt prosjekt. I oppgavens tilfelle vil det også kreves en godkjent konsesjon for at oppgavens pumpekraftverk skal bli en realitet. I planlegging av oppgavens kraftverk er det derfor prøvd å lagt til grunn at en eventuell konsesjon skal teoretisk kunne godkjennes. [26], [27]

En konsesjonssøknad består av ulike prosesser som må gjennomføres for at prosjektet skal godkjennes. For et vannkraftverk er disse prosessene delt opp i seks trinn, der trinn en og to er ansett som nærliggende del av bacheleroppgaven, mens resten av trinnene er like aktuelle for en eventuell gjennomføring av konsesjonssøknad. [26], [27]

Trinn en:

For utbygninger av vannkraftverk over 40 GWh skal det utstedes en melding etter forskrift om konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven. En slik melding i konsesjons sammenheng er en form for varsel til kommune, stat, og andre interessenter om at det planlegges en mulig utbygging i området. Meldingen skal gi en god framstilling av tiltaket og de innvirkningen en ventar at tiltaket vil ha på miljø og samfunn i området. Her skal det også presenteres info om anlegget som for eksempel utforming av inntak, tunneltverrsnitt, installert effekt, osv. Etter at meldingen er lagd og formulert blir den sendt på det som blir kalt høring. Når en melding blir sendt på høring får alle parter og interessenter informasjon rundt saken, og gir alle parter en mulighet til å uttale seg. Dette skaper en dialog mellom involverte parter og deres synspunkt i tillegg til at det også kan bidra til at enkelte planer blir endret. I oppgavens tilfelle velges det basert på dette å anse denne bacheleroppgaven som en form for en mindre detaljert trinn en melding. Dette i form av at oppgaven tar for seg en grov dimensjonering, plassering av anlegget, grov konsekvens utredning, og en liten beskrivelse på hvordan et anlegg som i oppgaven kan bidra til samfunnet. Det anses derfor som teoretisk mulig å benytte informasjon fra denne oppgaven til en teoretisk melding som kan sendes på en høring. [26], [27]

Trinn to:

Etter en høring fastsetter NVE et endelig konsekvensutredningsprogram, forkortet til “KU”. Gjennom KU skal det legges frem et dokument som går i detalj på hvilken konsekvenser den gitte saken gir, både med hvem og hva som påvirkes, ulike synspunkt, hva skal og bør gjøres og hvilken positive og negative ringvirkninger dette gir. Selv om omfanget av KU for prosjektet fastsettes av NVE kan tiltaksdriver/ investor selv bestemme hvem som skal utføre KU. For oppgavens tilfelle antas trinn to som tidspunktet hvor all utredning av anlegg overlates til kvalifiserte eksperter. [26], [27]

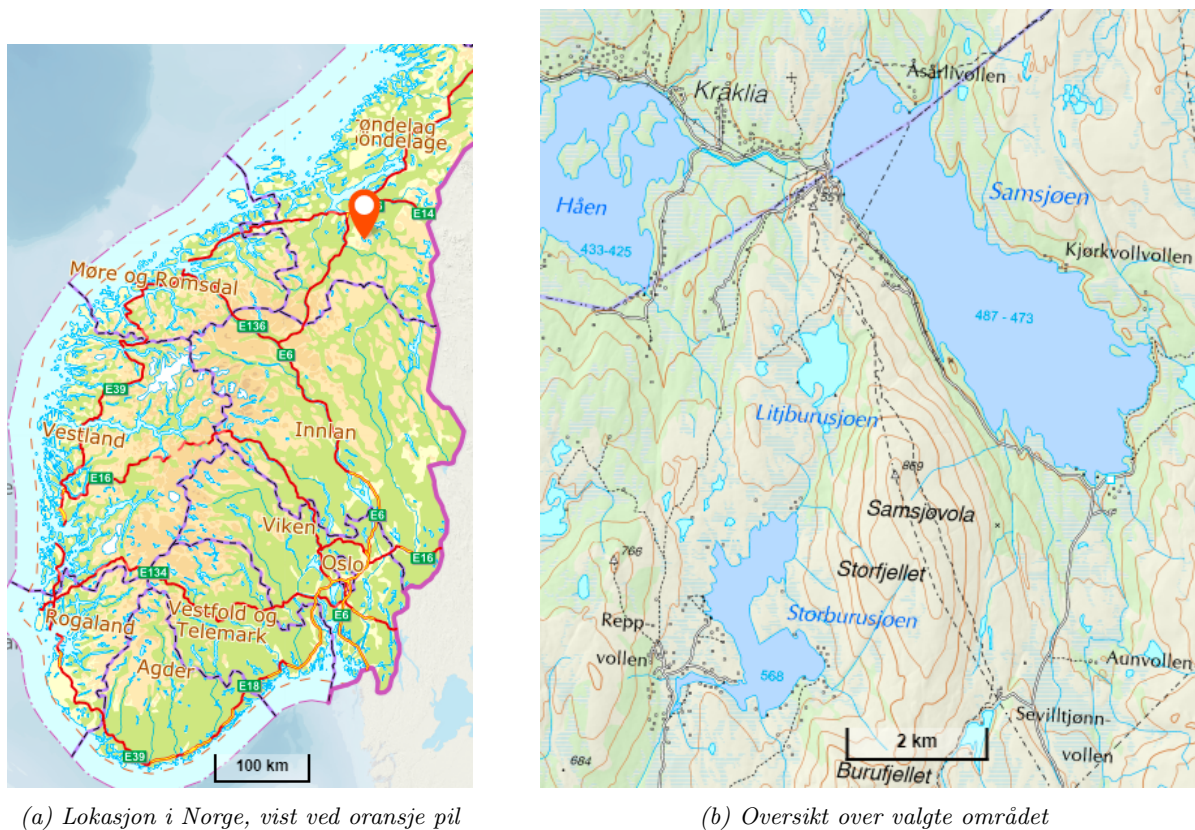
Trinn tre til seks:

Trinn tre til seks kan oppsummeres med mange ulike utredninger og høringer i forskjellige lovinstanser og ved forskjellige interessenter. Ved godkjenning av alle disse trinnene har kraftverket “klarsignal” og prosjektet kan ved den tid starte. [26], [27]

På bakgrunn av statistikk samlet av “Energi Norge” kan det forventes at alle de nevnte trinnene vil ta mellom seks til åtte år å få gjennomført. Denne tiden er basert på tradisjonelle vannkraftverk, men i mangel på tall fra pumpekraftverk antas dette som en god indikator. Det kan derfor antas at om en konsekvensutredningsprosess for oppgavens kraftverk starter i 2024 må det regnes med at det ikke kan startes bygging før tidligst 2030 med dagens søknadsprosess. Med regnet bygningstid på rundt tre år antas det at pumpekraftverket tidligst kan stå ferdig i 2033. I tillegg til tid kreves det store mengder ressurser for å planlegge og prosjektere oppgavens anlegg for å muligens kunne få godkjenning. Tid og arbeidsomfang må derfor settes opp mot lønnsomheten, og det må vurderes grundig for at det med dagens konsesjonsprosess skal lønne seg å bygge ut et pumpekraftverk. [28]

2.6 Lokasjon

Denne bacheloroppgaven tar for seg en mulig pumpekraftutbygging mellom de to innsjøene “Storburusjøen” og “Samsjøen”. Dette hovedkapittelet gir en oversikt over den utvalgte lokasjonen og hva som befinner seg i området. Området ligger sør i Trøndelag fylkeskommune og er en del av strømregion NO3. For oppgaven har det tenkte pumpekraftverket fått tilnavnet Samburusjøen. Figur 2.10 viser topografiske kart og beliggenhet over området Storburusjøen og Samsjøen.



Figur 2.10: Topografiske kart over det valgte området

2.6.1 Storburusjøen

Storburusjøen er en innsjø innenfor Midtre Gauldal kommune i Trøndelag, og blir populært kalt bare for “Burusjøen”. For enkelhetens skyld betegnes derfor Storburusjøen som “Burusjøen” for resten av oppgaven.

Burusjøens HRV ligger 565 meter over havet (HRV = Høyest regulerte vannstand), har dimensjonerende flomvannstand (DFV) på 565,91 moh, og har et nedbørsfelt på tilsvarende $17,8 \text{ km}^2$. Videre har innsjøen et magasinareal på $2,18 \text{ km}^2$, og nåværende reguleringsvolumet ligger på rundt 1,05 mill. m^3 . Vanntilsig for innsjøen er oppgitt til 38 l/skm^2 . Per våren 2023 finnes det allerede en overføringstunnel som overfører vann direkte fra Burusjøen til Samsjøen. I forhold til at Burusjøen per oppgavens skrive tidspunkt benyttes som et overføringsmagasin til Samsjøen er det også en eksisterende dam. Eksisterende dam sørger for at vannet fra Burusjøen følger overføringstunnel ned til Samsjøen og ikke finner andre vannveier. Den eksisterende dammen er lokalisert helt sør slik vist på figur 2.11. Den eksisterende dammen er på høyde med Burusjøens HRV. Dette blir benyttet senere i oppgaven. Burusjøen er i oppgaven tiltenkt som det øvre magasinet til pumpekraftverket og skal muliggjøre lagring og bruk for et kraftverk ned mot Samsjøen. [6]



Figur 2.11: Kart over Storburusjøe-Samsjøen [6]

Burusjøen er omringet av fjell og høyder i varierende grad på alle sider med unntak av den sørlige delen av innsjøen (se figur 2.10). Samsjøen ligger i forhold til dette på Nord-øst side av Burusjøen og skilles av en fjellrygg. Naturmessig er område rundt innsjøen bestående av en god del skog pluss en god del myrlagte områder. Etter informasjon tildelt fra oppdragsgiver er det oppgitt at området består av faste sedimentære bergarter. Dette er fordelaktig angående utbygging og drift av oppgavens kraftverk. I forhold til dyreliv finnes det både fisk i vannet pluss at det sannelig skal være et rikt fugl og småviltliv i og rundt vannet. [29]

Omkring Burusjøen finnes det også en kommunalvei som leder til et hyttefelt pluss en del naust som sammen med miljøet i område må tas hensyn til ved en eventuell utbygning. Det meste av bebyggelse rundt Burusjøen befinner seg i sør-vestlig del av innsjøen.

2.6.2 Samsjøen

Samsjøen er en innsjø i Trøndelag delt mellom to kommuner: Midtre Gauldal kommune og Melhus kommune. Der øverste del av Samsjøen ligger i Melhus kommune og resten tilhører Midtre Gauldal. Området mellom Burusjøen og Samsjøen som er aktuelt for oppgaven er dermed å anse som en del av Midtre Gauldal kommune. Samsjøen er per 2023 en regulert innsjø på bakgrunn av at det er øvre magasin for Sama kraftverk. Etter Sama kraftverk renner vannet videre til Håen kraftverk, før vannet føres videre ned til Sokna kraftverk. Alle disse kraftverkene er på bakgrunn av dette til en viss grad avhengig av Samsjøens vannnivå. Figur 2.12 viser et kart over hvor de nevnte kraftverkene befinner seg i forhold til Samsjøen. Alle de nevnte kraftverkene er eid av oppdragsgiver ANEO, og har en samlet installert kapasitet på 67,5 MW. Der Sokna og Håen hver har 30 MW installert kapasitet, og Sama har 7,5 MW.



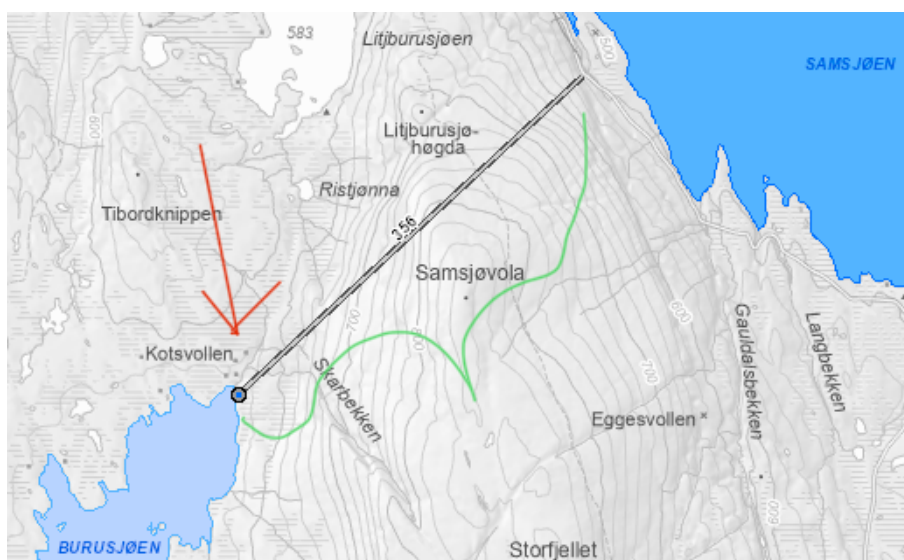
Figur 2.12: Kart over de eksisterende kraftverkene Samsjøen [6]

Samsjøen har HRV ved 486,7 moh, DFV ved 487,87 moh og LRV ved 473 moh. Dette gir en nåværende brutto fallhøyde på 78,3 m fra Burusjøen. Det nåværende reguleringsvolumet er oppgitt til 112,13 mil. m^3 med areal på 10,2 km^2 . Samsjøen har i tillegg oppgitte verdier på nedbørsfelt og vanntilsig på henholdsvis 73,4 km^2 og 35 l/skm^2 . Vanntilsig og nedbørsfelt for både Burusjøen og Samsjøen blir ikke brukt i videre beregninger i oppgaven på bakgrunn av arbeidsomfang, men presenteres for å få et helhetligbilde av de to aktuelle innsjøene. [6]

Samsjøen har som Burusjøen en del eiendommer rundt vannet. Der av de fleste er fritidseiendommer i form av hytter. I tillegg til hytteområdet er også Samsjøen kjent som et bra fiskevann og det bedrives derfor en del fritidsfiske. Rundt Samsjøen er det også et naturreservat i form av skogvern. Generelt er det også opplagt til turområde rundt Samsjøen, Burusjøen og andre nærliggende vann. Der hvor blant annet pilgrimsferden "pilgrimsleden" går i gjennom området. Dette er ting som må tas hensyn til ved en eventuell utbyggelse av pumpekraftverk mellom Burusjøen og Samsjøen. Samsjøen er i oppgaven tiltenkt som pumpekraftverkets nedre magasin [30]

2.6.3 Eksisterende vannoverføring

Den eksisterende overføringstunnelen som går mellom Burusjøen og Samsjøen er 2833 m lang. Denne tunnelen er lagd for å kunne overføre vann effektivt fra Burusjøen til Samsjøen som gjør at vannet i Burusjøen også til en viss grad er koblet sammen med nedre kraftverk fra Samsjøen. Den eksisterende tunnelen har et tverrsnitt på 5 m^2 , og en maks volumstrøms kapasitet på $6,5\text{ m}^3/\text{s}$. Ved bruk av formelen 4.14 som blir framlagt i kapittelet kalt “Energi” blir vannhastigheten i overføringstunnelen regnet ut til å være $1,3\text{ m/s}$. Den eksisterende overføringstunnelen er illustrert ved figur 2.13.



Figur 2.13: Kart over eksisterende tunnel [6]

3 Teknisk dimensjonering

I teknisk dimensjonering blir utregninger og avgjørelser i forhold til dimensjoneringen av kraftverket presentert. Det blir gått igjennom hvilke komponenter kraftverket består av og hvordan det dimensjoneres. Samt ulike diverse kostnader koblet til kraftverket.

Kraftverket til oppgaven har først et inntak som består av en grovvaregrind og så en inntaksluke med en finvaregrind lengre inne i tunnelen. Etter dette består tunnelen av en tilløpstunnel, svingesjakt og trykksjakt. Videre fra trykksjakta ligger kraftstasjonen som består av francis reversibel pumpeturbin (RPT) i samme aksling med en synkronmaskin. I innløpet til turbinen trengs det også en innløpsventil. Synkronmaskinen er koblet opp til en frekvensomformer og så en transformator som leverer den produserte strømmen til nettet. Ved utløpet av turbinen installeres det en sugerørsluke etterfulgt av en “mellomvaregrind” i uttaket. De avgjørelsene gruppen har gjort forsvares nedover i dette kapitlet.

For videre bergeninger er fallhøyden definert som konstant mellom HRV til Burusjøen og HRV Samsjøen. Dette gjøres for å forenkle beregninger.

3.1 Tunnel

Dette kapitlet tar for seg dimensjoneringen av selve tunnelen til kraftverket, som er den viktigste delen for dimensjonering av Samburusjøen kraftverk. Ved utbyggingen av et kraftverk er tunnel erfaringsmessig den største kostanden og kraftverket dimensjoneres følgelig etter tunnelen.

Tunnel anses i oppgaven som en konvensjonell tunnel som går omtrent horisontalt gjennom et fjell, mens sjakter går gjennom fjellet i en brå helning eller vertikalt. Når det nevnes tunneltverrsnitt så gjelder det for hele tunnelen.

3.1.1 Drifting av kraftverk

Før alle dimensjoneringene i oppgaven gjøres blir det bestemt en passende varighet å kjøre kraftverket i turbinmodus og pumpemodus. For oppgaven defineres varigheter som tidsrammen der kraftverket blir driftet både i turbin- og pumpemodus. Dette tilsier faste tidsrammer hver dag i begge moduser. Denne avgjørelsen gjøres ved bakgrunn av det som blir lagt frem i kapittel 2.3.2 om fremtidens kraftmarked. Spesifikt med tanke på å kunne utnytte og balansere fremtidens kraftmarked med tanke på høy effekt og raske endringer i strømpriser. På baggrunn av dette velges det å se på to ulike varigheter som er sammenlignbare. Henholdvis seks og åtte timers varighet. Dette tilsier konstant turbin og pumpedrift i en seks eller åtte timers tidsramme.

De respektive varighetene gjør at kraftverket benyttes på daglig basis. Som nevnt er alle pumpekraftverkene i Norge sesongbaserte. Et dagsbasert kraftverk med kortere varighet vil i sammenheng med fremtidens kraftmarked (se kap 2.3.2) være å foretrekke i forhold til et sesongbasert kraft på grunn av ubalansen i strømprisene. Det er også fordelaktig å benytte så høy effekt som mulig ved undersøkelse for at en kan få mest mulig profitt når produksjonen selges på nett inn mot fremtiden.

Figur 2.8 og tatt i betraktning det som ble diskutert i kapittelet 2.4 så er det hensiktsmessig basert på lønnsomhet å fordele tidsrammene til turbin- og pumpemodus for de forskjellige varighetene slikt vist under:

Seks timers varighet:

- Pumpemodus: 24-6
- Turbinmodus: 9-15

Åtte timers varighet:

- Pumpemodus: 23-7
- Turbinmodus: 8-16

3.1.2 Tilløpstunnel

Tilløpstunnel, driftstunnel, eller adkomsttunnel som det også kalles er en tunnel som fører vannet fra et magasin videre fra inntaksluken bort til trykksjakt der det endrer vinkel i et bend. Lengde på tilløpstunnelen til et kraftverk kan variere i stor grad, og kan være opptil flere titalls kilometer lang.

[31]

3.1.3 Svingsjakt

Svingsjakt er til for å utligne trykket i vannkraftverk. Det er til for å redusere retardasjonstrykket foran turbinen. Svingsjakt kan også kalles luftputekammer og er en råsprengt fjellhall som er forbundet med trykktunnelen via en kort forbindelsestunnel. Svingsjakt kan både ha et kammer som er åpent til dag og lukket. Når svingsjakten er lukket så må volumet være større slik det fortsatt er gode muligheter for trykkregulering. [32], [33]

Reguleringsstabilitet

Når en turbin reguleres fører tregheten i vannstrengen til et transient positivt bidrag i reguleringssløyfa. Dermed så vil det bli vanskelig å få en stabil regulering av systemet hvis tregheten i vannstrengen er for stor. Man kan bruke denne formel 3.1 til å måle vannets tidskonstant: [33]

$$T_w = \frac{Q}{gh} \cdot \sum \frac{l}{A} \quad (3.1)$$

- Der T_w er anløpstiden [s]
- Q er kraftverkets volumstrøm [m^3/s]
- g er tyngdeakselerasjonen [m/s^2]
- h er brutto fallhøyde [m]
- l er tunnallengden [m]
- A er tunnelverrsnittet [m^2]

Ved å bruke denne formelen og se om anløpstiden $T_w > 1$ for alle effektinnstallasjoner så kan man se om det er nødvendig med svingsjakt eller ikke. Hvis $T_w > 1$ så er svingsjakt ikke nødvendig for vannkraftverket. [33]

Tabell 3.1: Anløpstid

	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
P	57.57MW	36.85MW
T_w	5s	5.1s

Som det kan observere fra de utregnede verdiene for tidskonstanten i tabell 3.1 så resulterer den til over et sekund for både seks timers varighet og åtte timers varighet. Det er dermed nødvendig å dimensjonere tunnelen med en svingesjakt.

For å dimensjonere svingesjakten benyttes formel 3.2 og 3.3 for å finne Thoma-tverrsnittet og svingesjaktens tverrsnitt. For å finne lengden svingesjakt som er nødvendig for å sikre kraftverket benyttes formel 3.4 for finne maksimal oppsving/nedsving av vann. Maksimal oppsving antas i oppgaven å være lik lengden til svingesjakten som presentert i 3.2. [33]

$$A_{th} = \frac{L \cdot A_t \cdot v^2}{2g \cdot H_0 \cdot h_f} \quad (3.2)$$

- H_0 er brutto fallhøyde [m]
- h_f er falltap [m]

$$A_s = 1,5 \cdot A_{th} \quad (3.3)$$

- A_{th} er Thoma-tverrsnittet [m^2]
- Konstanten for sikkerhetsfaktoren antas å være 1,5 [-] [33]

$$\Delta z = \pm v \sqrt{\frac{L \cdot A_t}{A_s \cdot g}} \quad (3.4)$$

- Δz er høyden til vannets oppsving [m]
- v er vannhastigheten [m/s]
- L er lengden på vannstrengen [m]
- A_t er tunneltversnittet til vannveien [m^2]
- A_s er Thoma-tverrsnittet inkludert en sikkerhetsfaktor [m^2]
- g står for tyngdeakselerasjonen [m/s^2]

Tabell 3.2: Tabell for utregnede verdier for dimensjonering av svingesjakt

Svingesjakt dimensjoner	Symbol	Enhet	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Thoma-tverrsnitt	A_{th}	m^2	105.18	50.88
Sikkerhetskorrigert Thoma-tverrsnitt	A_s	m^2	157.77	76.32
Maksimalt oppsving/nedsving	Δz	m	13.80	15.93

I praksis så må svingesjakten tilpasses etter hva som er praktisk på stedet. Det er også vanlig å runde opp når man operer med lengden på svingesjakten. Svingesjakt blir ikke tatt

med i de økonomiske beregningene på bakgrunn av at det ikke er oppgitt grafer på nve sitt kostnadsgrunnlag som belager seg på et tunnelverrsnitt i oppgavens område.

[33]

3.1.4 Trykksjakt

Trykksjakt er den siste tunnelen før turbinen og burde ikke ha en vinkel på mindre enn 45° . Sjakter drives som regel mellom 45 og 90° , men hvis det blir tatt i bruk fullprofilboring ved utbygging så driftes tunnelen i vinkler mellom $1:7$ og 45° . Trykksjakta burde ikke ha slakere vinkel enn 45° siden dette kan føre til at steinmasser kan ligge igjen oppe i tunnelen ved utsprengning av tunnelen. Hvis steinmasser ligger igjen vil det bli vanskelig å sprengne dem ut igjen i etterkant uten rasfare.

[32]

3.1.5 Utbygning av tunnelen

Når gruppen ser på utbygning av tunnelen så utføres det et valg mellom sprengning og fullprofilboring av tunnelen. Sprengning kan gjøres ved råsprengt tunnel eller ved stålforet tunnel der begge kan utføres med forskjæring med port under post for tverrslag i forkant av sprengningen. For sprengning vil råsprengt tunnel være det billigste alternative. For stålforede sjakter er det forutsatt skinnegang langs sålen, mens råsprengt ikke benytter foring. Det må også nevnes at for større tunnelverrsnitt enn $40 m^2$ må man strosse, som vil gjelde for dette kraftverket. Samtidig vil det være større krav for sikring ved større tunnelverrsnitt. Fullprofilboring er boring med en roterende og knusende borr som danner en sirkulær tunnel. Det benyttes ofte TBM-maskineriet (tunnelboremaskin) som kan oppleves som tung og tungvindt, men som har sine fordeler der de bergmessige forholdene er lagt til rette. Fullprofilboring er en mer kontrollert utbygningsmetode som gjør det lettere å fjerne løsmasser i forhold til sprengning. Ved større tunnelverrsnitt er det ikke tilgjengelig utstyr for fullprofilboring, og sprengning må derfor ofte benyttes ved store tverrsnitt. [34]

NVE sitt kostnadsgrunnlag sier at “når man skal velge mellom konvensjonell eller fullprofildrevet tunnel, er det viktig å foreta sammenlignende stabilitetsvurderinger og svingeberegninger for kraftverket” [34]. I denne oppgaven blir det valgt sprengning av tunnelen med bakgrunn av konsultasjon med ekstern veilder som hevder at oppgavens tunnelverrsnitt ikke kan utbygges med bruk av fullprofilboring, på grunn av for stort tunnelverrsnitt. For å tilfredstille oppgavens problemstilling om lønnsomhet velges også råsprengt tunnel på bakgrunn av pris. I tillegg er det ikke oppgitt noen brukbare grafer for fullprofilboring som gjør det vanskelig å dimensjonere kraftverket etter fullprofilboring.

På NVE sitt kostnadsgrunnlag finnes det en graf for totalpris på sprengte tunneler med enetrepenørutgifter som gjør utregningene enklere. Den benyttede grafen presenteres i figur 3.1. Grafen velges med grunnlag for å få et mest mulig realistisk estimat til utbygning av tunnelen i en økonomisk analyse. I praksis bør det i hvert tilfelle vurderes mellom fullprofilboring og sprengning med hensyn på pris, men dette tilsvarer i et annet tversnitt.

[34]

Det er vanlig å inkludere forskjæring med påhugg og vegg med port under post for tverrslag før en kan begynne å sprengne ut tunnelen. Tverrslag blir brukt for å fjerne løsmasser fra lengre tunneler

under utbygging. Fordelen med forskjæring er at det forminsker turbulente strømnings som kan forårsake uønsket tap i vannveien. Etter konsultasjon med ekstern veileder har ikke kraftverk behov for tverrslag og dermed heller ikke behov for forskjæring i den sammenhengen. Dette er siden tunnelen har en lengde på underkant av 3 km, og det er ikke nødvendig å benytte tverrslag for kortere tunnallengder. Det er også vanlig å bruke forskjæring i utbyggingen av kraftstasjonen og hovedtunnelen, men vedrørende dimensjoneringsmå utarbeides av eksperter i etterkant av oppgaven på grunn av oppgavens arbeidsomfang. Forskjæring tas derfor ikke med i oppgaven. [34]

3.1.6 Dimensjonering av tunnelen

Tunnelen antas å være en råsprenget tunnel. Der sprengningen antas å starte ved uttaket, siden det blir lettere å drive ut alt utsprengt fjellmateriale. Når sprengningen er kommet halvveis opp i tunnelen kan en begynne oppstrøms. Under byggingen av kraftverket anses det også som en mulighet å drifte den eksisterende overføringstunnelen som normalt samtidig som kraftverket bygges. Dette vil gjøre at nåværende vannnivå i Samsjøen og dets tilknyttede kraftverk ikke påvirkes i noen stor grad av byggeperioden.

Selve dimensjoneringen av tunnelen blir gjort etter et tradisjonelt kraftverk. Dette er på grunnlag av det antas gunstig å dimensjonere kraftverket etter produksjon og dermed inntekt. Kraftverket optimaliseres etter grafene til NVE-kostnadsgrunnlag og den viktigste delen av optimaliseringen er tunneltverrsnittet, som går igjennom i neste delkapittel 3.1.6.1. Virkningsgraden til et pumpekraftverk i turbinmodus blir benyttet. Dette er for å kunne simulere Samburusjøen kraftverk mest mulig likt et pumpekraftverk og ikke et tradisjonelt kraftverk. Det er kun dimensjonert for det som gir direkte inntekt (turbinmodus) og ikke det som indirekte kan gi en tapt inntekt (pumpemodus). Oppsummert vil Samburusjøen kraftverk isolert sett dimensjoneres etter et tradisjonelt kraftverk med en litt dårligere virkningsgrad.

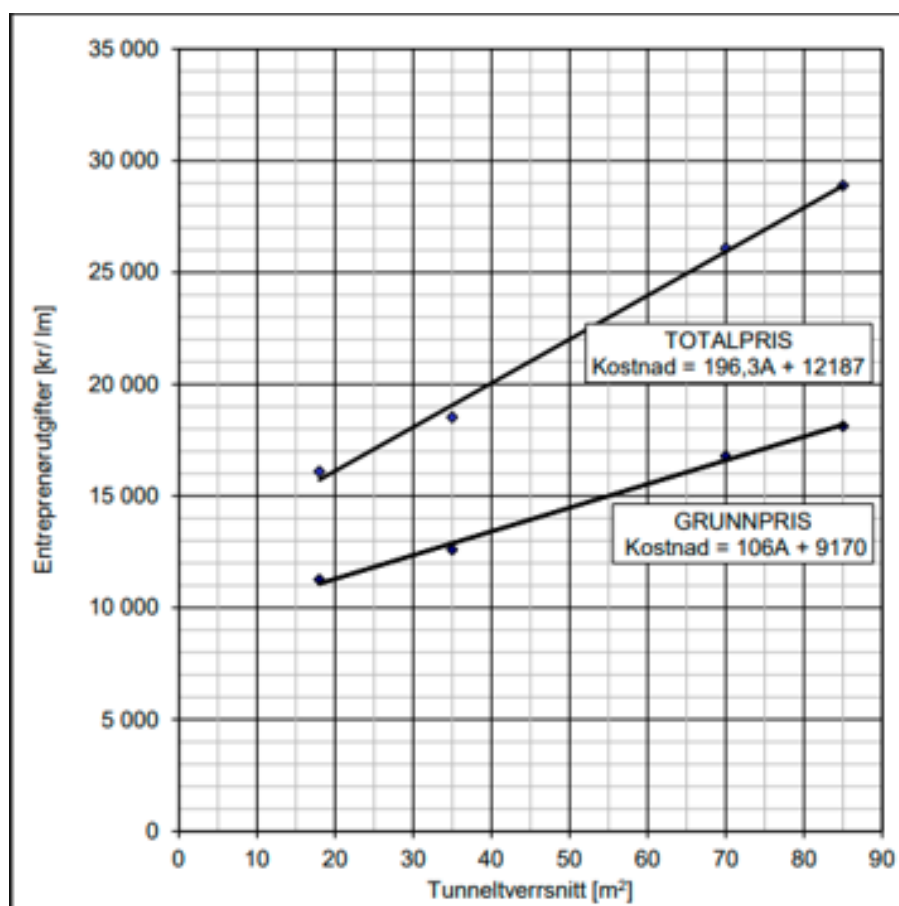
For dimensjonering av tunnel antas det for oppgaven ulike konstanter ved optimalisering. Som nevnt i kap. 2.6.3 finnes det en eksisterende (tunnel) som har en konstant hastighet på 1.3m/s, med bakgrunn av dette antas hastigheten i kraftverkstunnelen til å også være 1.3m/s. Ved optimalisering av tunnel benyttes det også en fastsatt og konstant salgspris for strøm for inntektsberegninger. Dette tilsvarer en "årligningspris" ved turbinmodus fra tabell 5.2 på 0,635 kr/kWh og 0,611 kr/kWh for henholdsvis seks og åtte timers varighet. I tillegg er brutto fallhøyde angitt som 79,3 m (se kap. 3.4.3.1) og lengde tunnel tilsvarende 2981,35 m (se kap. 3.1.6.4. Alt dette resulterer til at tunneltverrsnittet er eneste ukjente verdi.

3.1.6.1 Tunneltverrsnitt

Dimensjoneringen av kraftverket baserer seg hovedsakelig på å dimensjonere det etter tunneltverrsnittet til tunnelen. Dette gjøres siden utbyggingen av tunnelen er den største kostnaden til kraftverket om hver kostnad singles ut hver for seg. Resten av komponentene avhenger også av tunneltverrsnittet. Det resulterer i at alle komponentene benytter samme tunneltverrsnitt.

Optimalt sett så vil forskjellige deler av tunnelen ha ulikt tverrsnitt. Det er mulighet for å regne ut det optimale tverrsnittet ved å bruke priskurven til råsprenget trykkjakt og tilløpstunnel i NVE-kostnadsgrunnlag, men for å simplificere oppgaven antas det at tverrsnittet vil være likt over hele tunnelen. Dette gjør at kostnadsberegningene blir noe unøyaktige og gjerne litt dyrere enn de ville vært i praksis. [34]

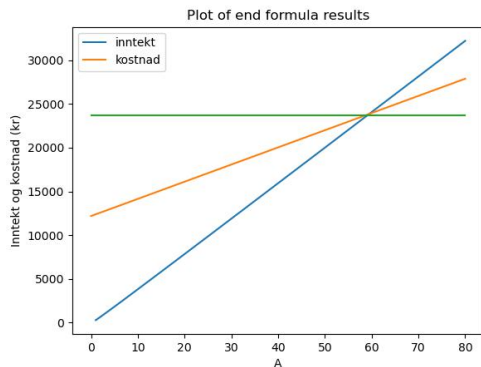
Metoden gruppen brukte for å optimalisere tunnelen var å finne bestpunktet mellom NVE sitt kostnadsgrunnlag for entrepenørutgifter til sprengte tunneler (se figur 3.1 neste side) og en graf for inntekt fra kraftverket. Bestpunktet tilsier krysningspunktet til grafene. Begge er avhenging av tunnelverrsnittet og verdien for tunnelverrsnittet i bestpunktet tilsir dermed det optimale tversnittet for inntekt og kostnad. Ved å lese av på y-aksen finnes den optimale kostnaden per løpemeter for utbyggingen av tunnelen. Krysningspunktene kan observeres i figur 3.2. Python ble tatt i bruk for å finne dette krysningspunktet (se vedlegg A) og den grønne linjen blir brukt som et verktøy for å finne krysningspunktet.



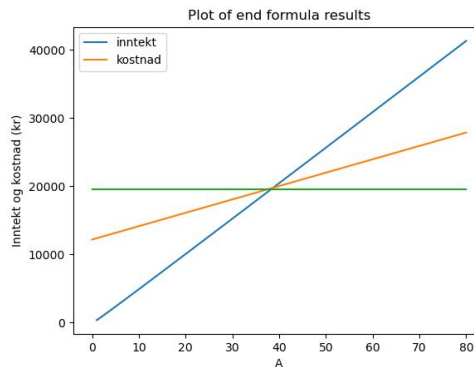
Figur 3.1: NVEs kostandsgrunnlag for entrepenørutgifter for tunnel [34]

Funksjonen til grafen ser slik ut: $Kostnad = 196,3A + 12187$. Grafen for inntekt består av tre formler. En for singulærtap (formel 4.1), friksjonstap (formel 4.2) og en for energi produsert fra vannkraft som er multiplisert med strømprisen og dividert på antall meter (formel 4.11). Formlene er lagt fram i Energikapittelet (4) og benytter verdier oppgitt. Siden dimensjoneringen baseres seg på et pumpekraftverk i turbinmodus så blir ikke tapskoeffisientene for komponentene som kommer etter turbinen tatt med i dimensjoneringen av tunnelverrsnittet. [34]

Metoden for å finne det optimale tunnelverrsnittet går ut på å finne der forholdet mellom inntektene og kostnadene for kraftverket som gir størst mulig profitt. Ved observasjon i figur 3.2 på neste side så framlegges det at i området før krysningspunktet vil forholdet mellom inntekt og kostnad øke mot profitt og etter krysningspunktet vil det synke mot tap. Dermed så kan man velge både større og mindre tunnelverrsnitt og fortsatt potensielt tjene på bygningsdelen av tunnelen for kraftverket, men det er ønskelig å velge det tunnelverrsnittet som gir størst profitt. [33], [34]



(a) Seks timers varighet



(b) Åtte timers varighet

Figur 3.2: Kostnadsoptimalisering av tunnelverrsnitt

Ut ifra krysningspunktet til grafen i figur 3.2 og videre utregninger gjort i programmeringspråket Python kan de varighetsavhengige verdiene for dimensjonering bli presentert i tabell 3.3 nedenfor. Kostnaden for de henholdsvis tunnelverrsnittene blir presentert i kapittelet “Økonomianalyse” 5.

Tunnelverrsnittet er som nevnt optimalisert ved bruk av Python som verktøy, Python scriptet er vedlagt i vedlegg A.

[34], [35]

Tabell 3.3: Tabell for varighetsavhengige verdier for dimensjonering av tunnelen

Varighetsavhengige verdier	Symbol	Enhet	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Installert effekt	P	MW	57.57	36.85
Volumstrøm	Q	m^3/s	76.01	49.02
Tunnelverrsnitt	A	m^2	58.47	37.71
Netto fallhøyde	H	m	77.44	76.86
Turtall	n	rpm	300	375

3.1.6.2 Varighetens innvirkning på kraftverket

Varigheten valgt for oppgaven tilsier seks timer turbinmodus og seks timer pumpemodus eller åtte timer turbinmodus og åtte timer pumpemodus. Varigheten avgjør brukstiden til kraftverket som igjen er med på å påvirke hvilket tunnelverrsnitt som blir det optimale for kraftverket, siden brukstiden er med på å påvirke formelen for inntekten i Python scriptet. Brukstid vil si tiden anlegget er i drift i løpet av året. I oppgavens tilfelle finnes brukstiden ved å ta varigheten multiplisert med antall dager i et år. Forskjellige varigheter medfører til forskjellige dimensjoner til tunnelen og komponentene. Dette er på bakgrunn av at tunnelen dimensjoneres for at det skal gi mest mulig profitt i forhold til tap og kostnad.

Hovedårsaken til forskjellen på varigheten kommer av at det skal være et stort nok tunnelverrsnitt slik at det gir en effekt som tilsvarer mest mulig profitt for utbygningen av tunnelen. Dette tunnelverrsnittet bestemmer verdien på volumstrømmen og det tilsvarer i hvor mye reguleringsvolum som drives opp og ned iløpet av tidsrammen. For seks timers varighet drives et volum på 1.209 mill. m^3 og 1.027 mill. m^3 for åtte timers varighet. Dvs. i løpet av disse gitte periodene er dette volumene med vann som fjernes og legges til i reguleringsvolumet.

Dette volumet antas konstant for drifting av kraftverket både ved pumpe og turbinmodus. Selv om det i praksis er vanntilslig og nedbør i Burusjøen som nevnt tidligere som kan påvirke det nødvendige pumpevolumet ved drift.

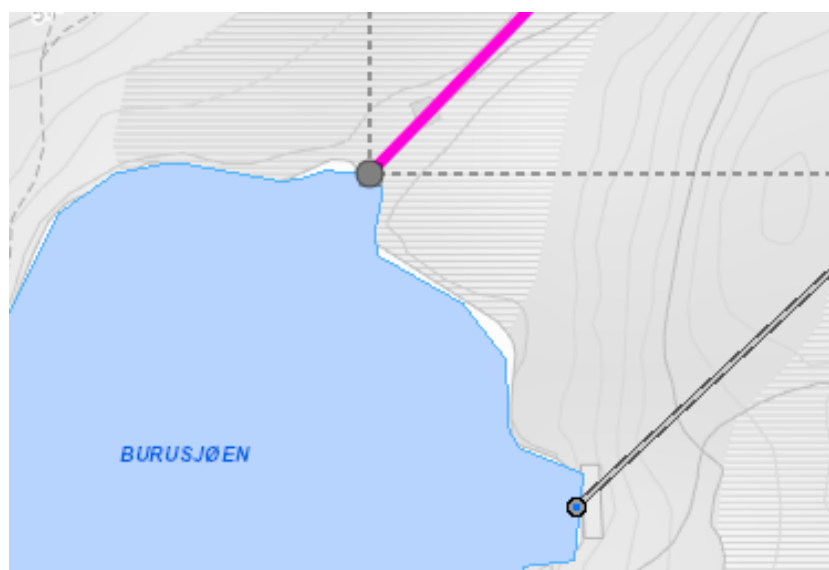
Ut ifra resultatet så vises det at det kreves mer effekt ved seks timers varighet som tilsvarer større volumstrøm som igjen tilsvarer mer volum over kortere tid. Dette er på grunn av lavere varighet gir større effekt og tunneltverrsnitt.

3.1.6.3 Plassering av tunnel

Ved plassering av tunnel tas det spesielt hensyn til hvor inntaket skal ligge og hvor uttaket skal ligge. Målet er at tunnelen skal være minst mulig estetisk synlig og være et så lite inngrep på området som mulig. Dette for å hjelpe på i en konsesjonsprosess. Samtidig skal tunnelens plassering være mest mulig funksjonell for kraftverket. Plasseringen av inntaket og uttaket vil også påvirke lengden av tunnelen. Dette er viktig med tanke på at lengre tunnel fører til større kostnad. På bakgrunn av det førnevnte blir inntaket plassert helt øverst i Burusjøen i nærheten av eksisterende inntak til overføringstunnel. Dette er vist ved bruk av NVE Atlas i figur 3.3 med grå prikk som inntak og tunnel som rosa farget. Om man observerer figur 3.3 går tunnelen videre fra inntaket under en “firkant” som kan minne om et hus. Ved bruk av eiendomskart kommer det derimot ikke opp at dette er noen eiendom som må tas hensyn til. Det antas derfor at denne “firkanten” er å regne som ubetydelig og eller flyttbar for en eventuell utbygging.

Figur 3.4 viser uttaket fra kraftstasjonen til Samsjøen med den blå linjen. I tillegg viser figuren kraftverkets kraftstasjon med den gule prikken, men dette forklares mer i detalj i kapittelet 3.5 om kraftstasjon lengre ned. Utfra kraftverkets plassering blir uttaket til kraftverket på rundt 5,35 m.

Figur 3.5 viser den tiltenkte plasseringen av oppgavens kraftverk. Her kraftverketstunnel vist med gul farge og er i luft linje rundt 2960 m lang. Det ferdige kraftverket har da som nevnt fått kallenavnet: “Sam-Burusjøen kraftverk”



Figur 3.3: Plassering av inntak ved Burusjøen [6]



Figur 3.4: Uttak og plassring av kraftstasjon [6]



Figur 3.5: Plassering av kraftverk [6]

3.1.6.4 Tunnellengde og helning

I oppgaven sitt tilfelle så gjennomføres det utspregning av tunnelen og det er derfor nødvendig med 45° vinkel på trykksjakta for å unngå å utsette fare for ras. 45° er den vanlige vinkelen å drive sprengte sjakter på. Ved konsultasjon med ekstern veileder argumenteres det at vinkelen på tilløpstunnelen ikke pleier å ligge på mer enn 1% helning for å få vannet til å sige nedover. Fra figur 3.5 gis det en verdi på omtrent 2960 m i luft linje fra inntak til kraftstasjon. På grunnlag av behov for helning i tunnel blir derimot tunnelens virkelige lengde litt lengre. Gruppen gjennomfører derfor beregning for dimensjonering av tunnelen med bruk av simpel trigonometri. Tunnellengden resulterer til omtrent 2981,35m der tilløpstunnelen er omtrent 2910.13m og trykksjakten er 71,22m. Beregningene blir gjort med et ønske om at trykksjakta skal være 45° og tilløpstunnelen med helning på 1%. Ved en reel utbygging av oppgavenskraftverk vil tunnellengden etter all sannsynlighet avvike litt fra den utregnede tunnel lengden, men det antas som et godt nok estimat for oppgavens utregning. I videre utregninger brukes derfor 2981 m som tunnelens lengde.

[10]

3.1.6.5 Overdekning

Det er krav for tunnelen å ha stor nok overdekning til overflaten for at fjellet skal klare å stå imot vanntrykket. Overdekningen dimensjoneres også for at lastene påført komponentene i kraftverket ikke skal bli skadet. Det kan nevnes at det finnes permanente laster, variable laster og ulykkeslaster, men det går ikke i detalj på grunn av oppgaven arbeidsomfang. [36]

$$H > \frac{\gamma_v \cdot h}{\gamma_f \cdot \alpha} \quad (3.5)$$

- Der H står for fallhøyden
- γ_v og γ_f for tyngdetettheten for vann og fjell henholdsvis
- α for helningsvinkelen til tunnelen
- h for vanntrykket

For å regne ut kravet til overdekningen er det mulig å bruke formel 3.5, men gruppen har ikke tilgang til informasjon eller kunnskap for å finne vanntrykket til kraftverket. I det tilfelle så må det gjøres flere beregninger gjennom hele tunnelen. Det anbefales derfor å ta kontakt med en geolog eller andre eksperter for å dimensjonere overdekningen til tunnelen. Siden oppgaven belager seg på lønnsomhet og det er mest lønnsomt med råsprengt tunnel stilles det enda strengere krav for sikkerhet enn for en stålforet tunnel.

Sett bort ifra dette så finnes det allerede en eksisterende overføringstunnel som går i samme strekning som Samburusjøen kraftverk. Den har allerede tilstrekkelig med overdekning så det er rimelig å anta at tunnelen til Samburusjøen kraftverk også vil ha tilstrekkelig med overdekning.

[33], [34]

3.2 Hydrauliske komponenter og maskiner

Dette kapittelet tar for seg kraftverkets hydrauliske komponenter og maskiner. Det blir gjort rede for teori og valg i forhold til dimensjoneringene i oppgaven.

3.2.1 Luke

En luke er en lukkbar mekanisk komponent som kan benyttes til å stenge vanntilførselen til et kraftverk. Luker blir benyttet for å stanse anlegget og kunne gjennomføre inspeksjon og vedlikehold av tunnelen. Det finnes mange forskjellige type luker, men i oppgaven blir det benyttet en luke ved inntaket (rulleluke) og en luke nedenfor turbinen (sugerørsluke). [33]

For inntak kreves store og tildels kompliserte lukekonstruksjoner i betong for vannmengder i størrelsesorden rundt 50 til 60 m^3/s som gjelder for oppgaven. Inntaksluke er inntaket til tilløpstunnelen. Optimalt sett så må den ha en form som ligner enden av en trompet. Den er da strømlinjeformet og uten skarpe kanter slik at innstrømmingen blir jevnest mulig. Dette er for at det ikke skal forekomme strømvirvler i tunnelen som kan påvirke forholdene helt ned til turbinen. Fra NVE sin håndbok så er konsekvensene av virveldannelse ved inntak at “luft og rask suges inn i inntaket, vann med kraftig rotasjon suges inn i tilløp og turbin. Dette øker fare for kavitasjon og vibrasjoner” [32].

Som inntaksluke kan en velge mellom glideluke eller rulleluke. Glideluke benyttes for mindre kraftverk mens rulleluke for større. Fra NVE sitt kostnadsgrunnlag anbefales det en tommelfingerregel som hevder at når $trykk (m) \cdot areal (m^2) > 500$ bør en velge rulleluke. For dette kraftverket blir verdien for $trykk (m) \cdot areal (m^2) > 500$ for både seks timers og åtte timers varighet. Det er også nødvendig med lukehus og revisjonsluke. Revisjonsluke er tilgjengelig for å kunne bytte ut under vedlikehold eller i tilfelle den skulle bryte sammen og det trengs ny. Dette medfører et pristillegg. Inntaksluke trenger et lukehus som har en lukesjakt imellom og ligger i området ved inntaksluken. Dette antas ikke medregnet i lukekostnader.

[32], [34]

Det blir i denne oppgaven tatt i bruk en sugerørsluke ved utgangen av pumpeturbinen, siden NVE kostnadsgrunnlag anbefaler å bruke en sugerørsluke ved uttaket for kraftverk som benytter dykkete francis og kaplanturbiner. Denne oppgaven har nettopp en francis reversibel pumpeturbin og det egner seg med en avstengningsluke i form av sugerørsluke utført som en glideluke for å kunne tømme turbinen under inspeksjon og vedlikehold. [33], [34]

3.2.2 Sandfang

For å forhindre at løsmassene beveger seg nedover tunnelen å kommer inn i turbinen og potensielt gjøre skade trengs det et sedimentbasseng, som også kalles sandfang. Sandfang er en nedsunken del av tilløpstunnelen hvor sedimenter i tunnelen kan fanges opp. Den befinner seg som regel mellom grovwaregrinden og finvaregrinden. Sandfang er nødvendig for at løsmasser ikke skal samle seg på varegrinden som fører til falltap fordi grinda dekkes. Disse løsmassene pleier å samle seg til lag på 5-8 cm. I denne oppgaven er det ikke nødvendig med sandfang på grunn av faste sedimenter i området nevnt i kapittel 2.6.1. [33]

3.2.3 Varegrind

Varegrinder også kalt grovvaregrind plasseres i eller foran inntaket og er til for å hindre drivgods og andre større objekter til å drive lengre inn i tunnelen. Åpningen mellom stavene til grinda tilpasses etter det som kan tillates for ikke å forstyrre driften eller skade turbinen. Grinden er der for å beskytte turbinen. Varegrinden er bygd med solide vertikale eller skråstilte flatstål. Generelt sett burde den være så fin at den stopper de største objektene, men så grov at den ikke stopper vanntilførselen og øke tap i betydelig grad. Objekter som går igjennom grovvaregrind fanges i etterkant kan opp av sandfanget (ikke for dette kraftverket), eller en finvaregrind lengre inn i tunnelen. [32] Figur 3.6 viser et bilde av en standard varegrind.



Figur 3.6: Bilde av en standard varegrind [37]

På større kraftverk er det vanlig å ta med finvaregrind i etterkant av varegrinden (grovvaregrind). Denne er finere enn varegrinden og skal kunne ta det meste av partikler som går forbi varegrinden. Finvaregrinden skal være så fin at så mye som mulig rent vann går videre til turbinen uten skadelige objekter. Finvaregrind regnes som nødvendig i oppgavens kraftverk. [32]

Når kraftverket er i pumpemodus er det også viktig å beskytte turbinen. For dette kan det være en god løsning å installere en varegrind ved utløpet. På bakgrunn av at det er ønskelig med minst mulig tap og grovvaregrind anses for grov og finvaregrind har en høyere tapskoeffisient velges “mellomvaregrind”. En mellomvaregrind defineres som en grind som har en grovhet mellom grovvaregrind og finvaregrind og er i hovedsak ikke et faguttrykk. På fagspråket vil mellomvaregrind være en grovvaregrind med mindre åpning mellom grindstavene, men for oppgaven får det tilnavnet mellomvaregrind for å effektivisere begrepet. Det antas at mellomvaregrind er nødvendig i dimensjoneringene ved konsultasjon med ekstern veileder og er dermed inkludert. [32]

Ved kjøring av kraftverket samles det ofte seg rusk og rask på varegrinden. Dette gjør at grinden ved jevnlig mellomrom må renskes. Det ses på to alternative metoder for rensking. Den første inkluderer en “grindrensker”. En grindrensker er en mekanisk enhet eller maskin som enten helautomatisk eller delvis automatisk kan renske varegrinden. Grindrenskeren har fordelen at den kan forenkle rensingsarbeidet og kan spesielt ved vanskelig fremkommelighet

være tid og ressursbesparende over lengre tid. Ulempen er derimot at investeringskostnaden for en grindrensker i mange tilfeller ikke er lønnsomt. Den andre metoden for å renske varegrinden er å manuelt renske den. Siden pumpekraftverket ikke kjøres hele dagen er det mulighet for vedlikehold i de timene pumpekraftverket ikke kjøres. [32]

Av den grunn at anlegget er et pumpekraftverk går vannet begge veier i forhold til om kraftverket er i pumpemodus eller i turbinmodus. Det antas derfor at mye av rusket og rasket som fester seg til varegrinden ved inntaket i turbinmodus vil bli forskjøvet vekk og fjernet når kraftverket er i pumpemodus. På bakgrunn av dette antas det derfor at et pumpekraftverk i teorien vil kreve sjeldnere rensking av grind enn et tradisjonelt kraftverk vil kreve. Behovet for rensking avhenger også betraktelig av floraen og sediment i området. Begge magasinene ligger omtrent ved tregrensen og området består av faste sedimenter, så kraftverket vil oppleve et lite behov for rensking. Med dette tatt i betrakning, i tillegg til kostnad, velges derfor manuell rensking fremfor grindrensker for Samburusjøenkraftverk.

Totalt medfører dette til tre varegrinder for oppgavnes kraftverk, fin-, mellom- og grovvaregrind.

3.2.4 Rørbruddsventil

Rørbruddsventil er en sikkerhetsventil. Den dimensjoneres for stengning ved maksimal stasjonær bruddvannføring. Det er vanlig å velge mellom to rørbruddsventiler, som er spjeldventiler og kuleventiler. Spjeldventiler anvendes i tilfeller med små og mellomstore trykk med en fallhøyde på inntil 200 m og kuleventiler i tilfeller med høyere trykk med en fallhøyde på over 200 m. Siden fallhøyden til oppgavens pumpekraftverk er på under 200 m, så passer det best med en spjeldventil. [36] [38]

Hvis anlegget har svingesjakt, trengs ikke nødvendigvis rørbruddsventil. Dette forutsetter at trykket ikke er for stort, og at svingesjakten tar unna trykkbølgene. Siden dette er et kraftverk med lavere fallhøyde som tilsier mindre trykk og benytter svingesjakt blir ikke rørbruddsventil tatt med i oppgaven. Avgjørelsen ble gjort i samarbeid med førstemanuensis ved institutt for energi- og prosesssteknikk Chirag Trivedi. Det er derimot helt nødvendig med innløpsventil i anlegget.

3.2.5 Innløpsventil

Innløpsventilen har samme funksjon som rørbruddsventilen, bare at den skal kunne avstenge vanntilførselen til turbinen. Hvis det skal gjøres vedlikehold eller ved nødstengning så aktiveres innløpsventilen og den senkes ned foran turbinen. Innløpsventilen er viktig å ta med i dimensjoneringen av tunnelen og inkluderes for oppgavens kraftverk [7]

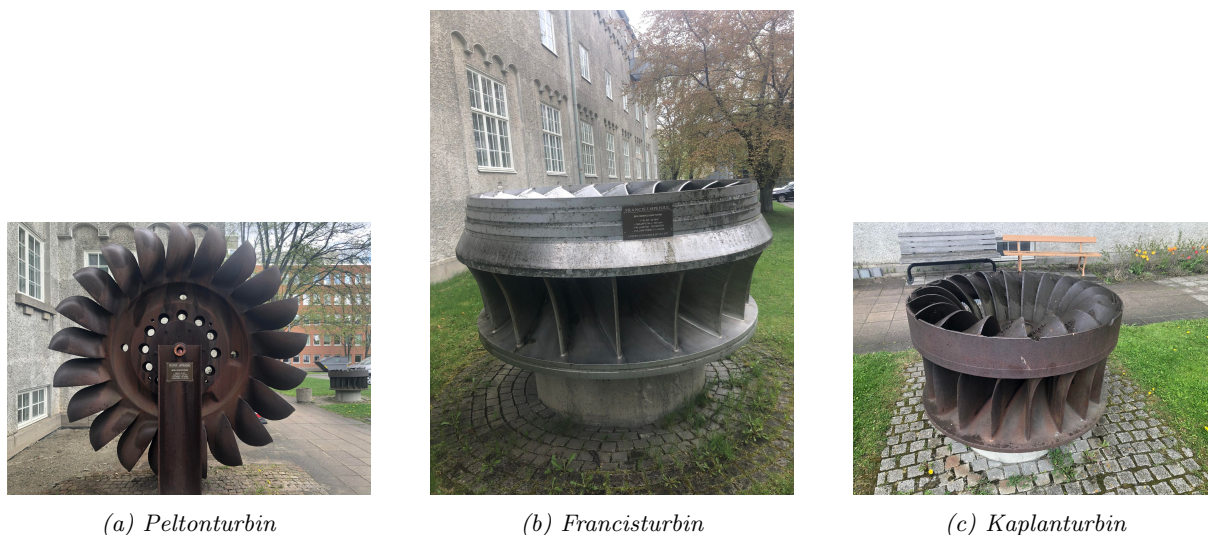
3.2.6 Turbin

Det finnes mange forskjellige turbiner, men de vanligste er Pelton, Francis og Kaplan som vist i figur 3.7. Valget for en turbin gjøres hovedsakelig for et vannkraftverk ut ifra hvilken fallhøyde og vannmengde den dekker.

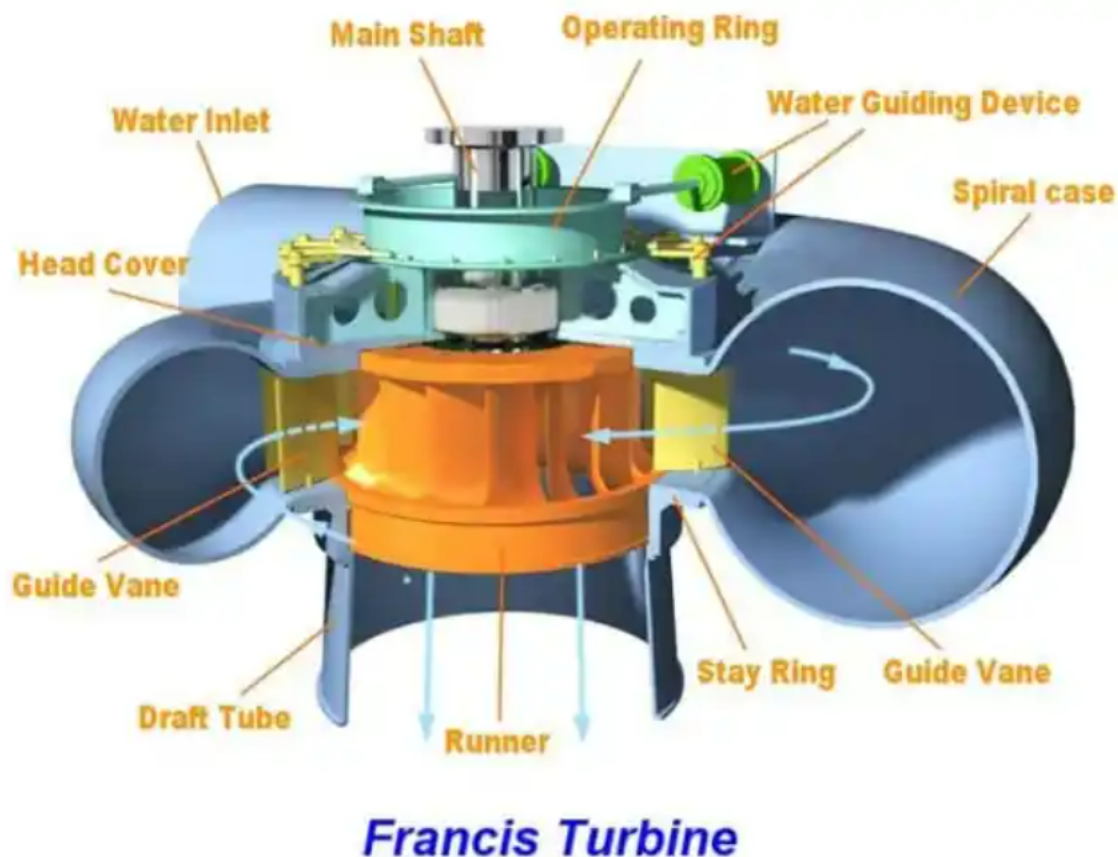
Pelton er en impulsturbin som tas i bruk med vannkraftverk som har fallhøyde på ca 600 m og oppover lavere vannmengde. Den er bygd slik at den har mellom en til seks stråler som går igjennom en regulerbar nål som er styrt av en servomotor. Disse nålelementene stråler vannet videre til løpehjulet med en serie av skovler mellom på antall 15-40. Pelton kan både være vertikal og horisontal, mens for større maskiner monteres de vertikalt og for mindre horisontalt. [33]

Francis er en reaksjonsturbin som tas i bruk ved en fallhøyde på typisk 50-500 m og middels vannmengde, som dekker det største anvendelsesområdet. Den fungerer som regel slik at vann kommer inn horisontalt og går ut aksialt vertikalt nedover. Vannet kommer inn i en turbintromme der det sendes rundt løpehjulet for å treffe ledeskovlene uniformt. Dette skaper en rotasjon som induserer strøm ved bruk av en generator koblet i samme aksling med løpehjulet. Det er også mulighet for å regulere stagskovlene opp og ned (guide vanes) ut ifra vannstrømningen som er tilgjengelig. Dette gir en fordel siden kraftproduksjonen er synkronisert med kraftbehovet. Dette gjør det hensiktsmessig i et pumpekraftverk. Til slutt så er det et sugerør ved utgangen av turbinen som leder vannet ut for å unngå potensiell trykkforskjell som kan forårsake kavitasjon. En oversiktlig illustrasjon av en francis turbin er vist i figur 3.8. [33]

Kaplan er også en reaksjonsturbin, men den arbeider på mindre fallhøyder som 50-60 m. Kaplanturbinen er oppbygd på lik måte som en francisturbin, men forskjellen ligger i løpehjulet. Karakteristikken for en kaplanturbin er at den har løpehjulet som en form av en propell med vridbare blad. Den egner seg best for kjøring med store vannmengder med liten variasjon i vannføringen, siden virkningsgradskurven til kaplanturbinen blir mye spissere med løpehjulet formet som en propell. [33]



Figur 3.7: Bilder av de tre vanligste turbinene



Figur 3.8: Francisturbin [39]

3.2.7 Pumpeturbin

Siden denne oppgaven tar utgangspunkt i et pumpekraftverk må en francis reversibel pumpeturbin vurderes. Denne påstanden kommer av en konsultasjon med førsteamanuensis ved institutt for energi- og prosesssteknikk Chirag Trivedi som nevner at dette er konvensjonelt for pumpekraftverk.

En pumpeturbin er designet for optimal pumpedrift. Maskinen dimensjoneres etter designkravene til pumpeturbin i pumpemodus siden disse er strengest. Dette vil føre til mer tap i turbinmodus enn en vanlig francisturbin. Derfor er det uansett viktig å ta hensyn til turbinen selv om det er pumpen som pumpeturbinen hovedsakelig dimensjoneres for. Ved design av RPT inngås det dermed et kompromiss, som gir noe ekstra trykktap både i pumpemodus og turbinmodus. En kan se i figur 3.9 at kompromisset i designet til RPTen i forhold til en vanlig francis-turbin er at det har færre blader, lengre blader og bladene er bøyde mer bakover. Dette gjør også at det oppstår kavitasjon lettere for RPTen. Teorien bak det at pumpeturbin dimensjoneres for optimal pumpedrift kan hentes fra sitat fra masteroppgaven til Knut Øygard: “For pumpemodus til pumpeturbinen er det et krav at pumpeturbinen dimensjoneres med bakoverlente skovler ($\beta < 90^\circ$) for å oppnå en stabil pumpekarakteristikk, som gir foroverlente skovler i turbindrift” [10]. Dette vil i praksis redusere netto fallhøyde i turbindrift og øke netto fallhøyde i pumpedrift. [10], [11], [40]



(a) Francisturbin



(b) Pumpeturbin

Figur 3.9: Bilde for sammenligning av francisturbin og pumpeturbin

Når man sammenligner virkningsgraden til en pumpe og en pumpeturbin i pumpedrift har de omtrent lik virkningsgrad mens en pumpeturbin i turbindrift har noe lavere virkningsgrad enn en turbin. Pumpekraftverket Aurland III har en virkningsgrad på 91,45 % i pumpedrift og 92,35 % i turbindrift. En god turbin med samme fallhøyde kan ha en virkningsgrad på 94-95 %, mens 91,5 % for en pumpe. Gruppen antar samme virkningsgrad som Aurland III til denne oppgaven for enkelthetens skyld og blir medregnet i videre arbeid. Dette vil ikke samsvare helt med den pumpeturbinen som faktisk burde installeres ved Samburusjøen kraftverk. Bakgrunn for dette er at fallhøyden ved aurland er 400 m og 79,3 m ved Samburusjøen, men det er et godt estimat for en pumpeturbin. Så i realiteten kan virkningsgraden variere. [40], [41]

3.2.8 Valg av turbin

Med differansen i virkningsgraden kommer spørsmålet om det lønner seg å installere en pumpeturbin eller en pumpe og en turbin. I Norge er det vanlig å velge pumpeturbin men det finnes eksempler fra utlandet på at en velger en pumpe og en turbin på samme aksling med felles generator/motor som nevnt i kap. 2.2. Ulempen med pumpeturbin er at man får problemer med å oppnå like høy virkningsgrad i begge dreieretninger. Pumpe og turbin har høyere sammenlagt virkningsgrad enn pumpeturbin, men fordelen med å bruke turbinen som pumpe i stedet for å installere en separat pumpe er at man sparer en del i byggekostnader. Dette er siden det må gjøres større inngrep i utbygningen av kraftstasjonen ved pumpe og turbin enn en pumpeturbin. Det er derfor mer gunstig å velge en pumpeturbin i dette pumpekraftverket siden det tar hensyn til økonomi. [10]

I denne oppgaven ligger fallhøyden mellom Burusjøen og Samsjøen på 79,3 m og det er et ønske om å ha mulighet til å drifte kraftverket i pumpe- og turbinmodus. Om kraftverket

kun skulle blitt driftet som et tradisjonelt kraftverk hadde det på bakgrunn av volumstrøm og fallhøyde blitt valgt en francisturbin. Samtidig er francisturbin den turbinen som passer best for pumpekraftverk, siden den har mulighet til å driftes i pumpe- og turbinmodus. Valget faller derfor på en reversibel francis pumpe- og turbin for Samburusjøen kraftverk.

En francis turbin kan både være dykket og ikke dykket, men i oppgaven sitt tilfelle så får gruppen informasjon om prisen av turbin fra NVE kostnadsgrunnlag ved moderat dykket løpehjul og det gjøres en antagelse om at turbinen er moderat dykket. Antar også at turbinen ligger på HRV for å utnytte den fulle fallhøyden. Turbinen er også dykket for å unngå fare for kavitasjon.

3.3 Elektriske komponenter

Dette kapittelet tar for seg alle de viktigste elektriske installeringene til oppgavens kraftverket.

3.3.1 Elektrisk maskin

Ved et pumpekraftverk kan det benyttes både en asynkronmaskin og en synkronmaskin for å produsere eller forbuke strøm ut ifra om det er i pumpe- eller i turbinmodus. Det finnes flere metoder for turtallsregulering. En av metodene er ved å bruke en asynkronmaskin og en annen er ved å ha en synkronmaskin med frekvensomformer. Turtall er for oppgaven definert som antall omdreininger per minutt i akslingen til aggregatet. [42], [43]

Asynkronmaskin kan fungere både som en generator og motor. For å regulere turtallet til turbinen benytter maskinen seg av fenomenet slip. Når synkronhastighet (n_s) er positiv og så opptrer maskinen som en generator der den leverer strøm/effekt til nettet (turbinmodus) og turtallet er over synkront turtall. Når synkronhastighet (n_s) er negativ så opptrer den som en motor der den trekker strøm/effekt fra nettet (pumpemodus) og turtallet er under synkront turtall. Asynkronmaskinen har mulighet for turtallsregulering ved at den har variabelt turtall siden den avhenger av vannstrømmen som treffer turbinen. Dette gjør at den gir den en mulighet for fleksibel produksjon. Om det er nødvendig eller et krav for enda mer nøyaktighet er det et alternativ å implementere en frekvensomformer i kraftverket. Så selv om en asynkronmaskin alene kan brukes til turtallsregulering, vil en frekvensomformer være en mer fleksibel og effektiv løsning. [42]

Problemet med en asynkronmaskin er at den trekker mye reaktiv effekt på grunn av sackingen mellom hastigheten til rotor og stator. Dette er problematisk siden kostnadene for den reaktive effekten må tas med i økonomiberegningene. Når asynkronmaskinen kobler seg på nettet vil den kobles på med feltstrøm fem ganger høyere enn merkestrømmen som skaper et spenningsfall i nettet. Dette gjør det mindre fordelaktig med asynkronmaskin for kraftverk med høy effekt. Nettet i området må da takle å trekke veldig stor strøm i noen få sekunder.[10]

En synkronmaskin driftes kun på et turtall som blir synkronhastigheten, men for å operere ved ulike turtallet må det tas i bruk en frekvensomformer. Synkronmaskin er også selvmagnetiserende og kan dermed forsyne et isolert nettverk. For synkronmaskinen er det nødvendig med en spenningsregulator og jevnt turtall. Siden synkronmaskinen er satt til en hastighet vil den være mer stabil enn en asynkronmaskin. Synkronmaskinen har også mulighet til å regulere nettet med reaktiv effekt ved å styre effektfaktoren. Dette gjør den mer kompatibel for nettet, siden det holder nettet stabilt og er mer fordelaktig for større kraftverk.

[10], [36], [42]–[44]

3.3.1.1 Valg av elektrisk maskin

Generelt sett så er det vanlig å velge asynkronmaskin for mindre kraftverk og synkronmaskin for større kraftverk. Asynkronmaskin kan imidlertid være mer fleksibel når det gjelder å tilpasse seg endringer i belastningen, siden asynkronmaskinen har mulighet til å endre effektforbruket og turtallet kontinuerlig. Den kan derfor være mer egnet for mindre pumpekraftverk eller når det er svingninger i strømbehovet. Synkronmaskin har et jevnt turtall som egner seg best når pumpekraftverket ønskelig skal kjøre på et spesifikt turtall en viss periode og ikke et variabelt turtall, samt gjør det en mindre belastning. [42]

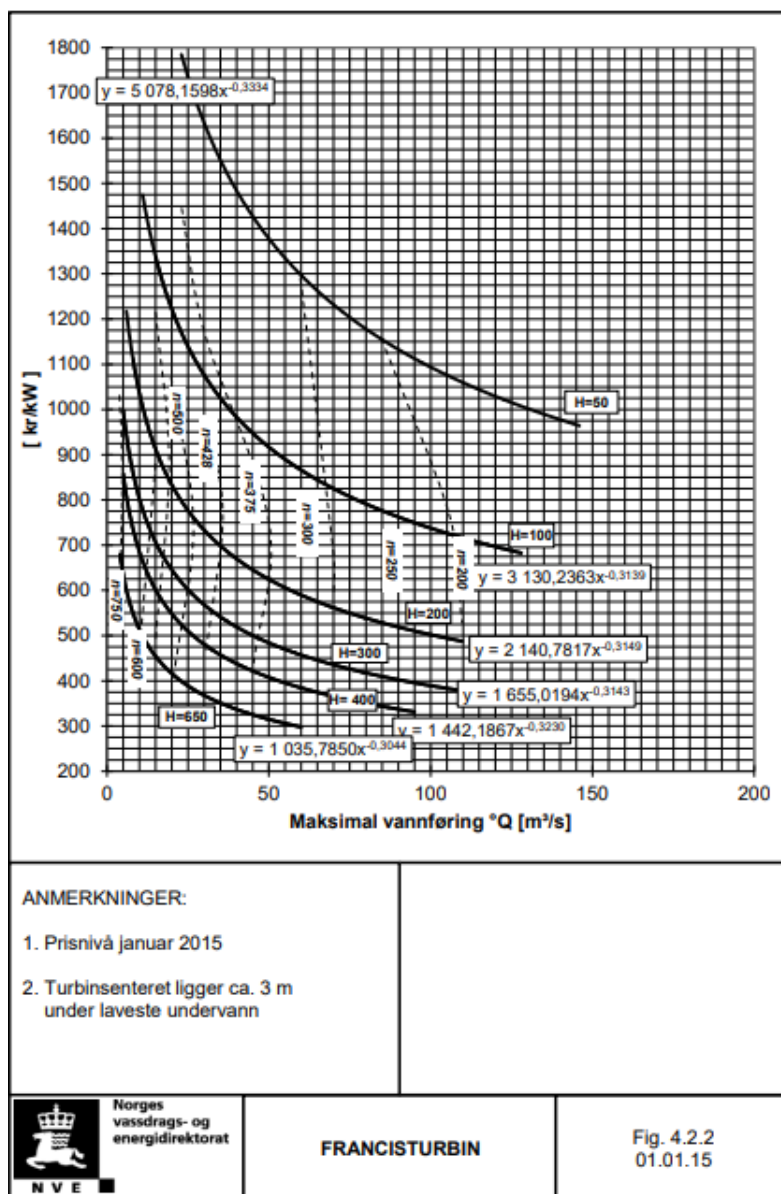
For tradisjonelle kraftverk kan man i praksis si at asynkronmaskin brukes i kraftverk under 1 MW der det finnes et sterkt samkjøringsnett som er egnet for å kunne avgi reaktiv effekt til generatoren, mens en synkronmaskin kan brukes i alle ytelser. Asynkrone maskiner er også vesentlig dyrere enn synkrone generatorer, som gjør synkronmaskin til det mest lønnsomme valget. [36]

Opgavens kraftverket er et større kraftverk med enten 57.57 MW eller 36.85 MW avhengig av varighet og ønsker et spesifikt turtall, samt minst mulig belastning på nettet. Tatt alt dette i betraktning i tillegg til en konsultasjon med dosent emeritus Trond Leiv Toftevaag velges det en synkronmaskin for pumpekraftverket ved Samburusjøen. For generatoren så er det generelt høyere virkningsgrad for større kraftverk og mindre virkningsgrad for mindre kraftverk. Ved konsultasjon ble det også anbefalt en virkningsgrad på 95 % både som generator og motor og $\cos(\phi) = 1$. Synkronmaskin har mulighet til å trekke eller produsere reaktiv effekt. For å få mest mulig utnytte av produksjonen velges $\cos(\phi) = 1$. Dette gjør at all produsert effekt blir aktiv effekt. Aktiv effekt defineres som brukbar elektrisk effekt.

3.3.1.2 Turtall

I kraftverket så ligger generatoren og turbinen på samme aksling som medfører at de ligger på samme turtall. Turtallet kan bli estimert på bakgrunn av turtallskurver indikert i kostnadsdiagrammet for francisturbiner i figur 3.10. Dermed er dimensjonere turtallet til kraftverket etter turbinens hastighet. Det er også greit å nevne at det ikke er helt riktig å anta samme turtall for pumpeturbin som for francisturbin. Dette er i bakgrunn av delkap. 3.2.7, der designforskjellene mellom francisturbin og pumpeturbin fremlegges. Uavhengig av dette antas turtallet å være riktig nok for oppgaven. [7], [34]

Ved å lese av for den faktiske trykkehøyden og volumstrømmen blir turtallet omtrent 300 rpm for seks timers varighet og 375 rpm for åtte timers varighet. Dette er et gunstig turtall siden det ved høyere turtall er lettere for kavitasjon å forekomme. I det tilfelle så må vannkraftverket dimensjonere på bakgrunn av dette. [10]



Figur 3.10: Kostnadsgrunnlag for francisturbin [34]

3.3.1.3 Valg av poler på elektrisk maskin

Når man har regnet ut turtallet kan en bestemme antallet poler som velges på generatoren. For å gjøre utregningen blir formel 3.6 nedenfor benyttet: [44]

$$n_s \cdot P = 120 \cdot f \quad (3.6)$$

- n_s står for synkronhastigheten
- f står for frekvensen
- P for antall poler i generatoren

Ved å løse formel 3.6 for antall poler (P), så gir det 16 poler for seks timers varighet og 20 poler for åtte timers varighet.

3.3.2 Frekvensomformer

Frekvensomformere likeretter spenningen fra nettet for så å bli omformet til ønsket frekvens for generatoren/motoren. Den regulerer spenningens frekvens og amplitude. Frekvensomformer brukes for å stabilisere frekvensen i forhold til nettet i sammenheng med både en asynkronmaskin og synkronmaskin, og til å endre turtallet i sammenheng med en synkronmaskin. Frekvensomformeren anses nødvendig og tas derfor med i dimensjoneringene, men ikke i de økonomiske beregningene. Dette er på bakgrunn av mangel på informasjon rundt kostnadene og at prisen burde etableres av en spesialisert leverandør. Prisanslaget for frekvensomformer kan derfor variere i stor grad av kraftverkets faktorer.

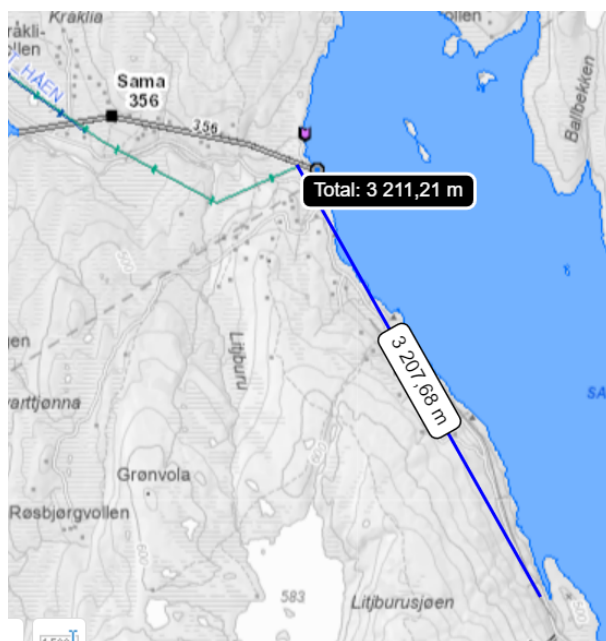
[43]

3.3.3 Transformator

Transformator er en elektromagnetisk enhet som brukes til å overføre elektrisk energi mellom to eller flere kretser ved hjelp av elektromagnetisk induksjon i form av en spole. Den brukes for å kunne transportere strømmen produsert i generatoren ut og inn på høyspentnettet. Spenningen blir økt for at strømmen kan reduseres for å redusere tap i ledningene. Transformatoren er den elektriske komponenten som har minst tap og virkningsgraden antas å være lik 99,5 % for denne oppgaven. [10], [41]

3.3.4 Høyspentkabler

Den nærmeste tilkoblingen til høyspentnettet blir ved Sama kraftverk. Dette er vist i figur 3.11 som ligger omtrent 3,2 km unna kraftstasjonen, så det er nødvendig å dimensjonere 3,2 km med høyspentkabler. Høyspentkablene ved Sama kraftverk har en spenning på 24kV og tatt dette i betraktning antas kablene mellom kraftstasjonen og Sama kraftverk ligger på 24kV. Det kan også nevnes at det rundt en km unna Sama kraftverk er tilkoblet høyspentnett med spenning på 73 kV. 24 kV regnes likevel som aktuelle høyspentnett. [6]



Figur 3.11: Høyspentkabler

3.3.5 Andre elektriske komponenter

Det er også greit å nevne kjapt at for større kraftverk kan det være nødvendig med et komplekst system av elektriske og mekaniske komponenter for å starte opp generatoren. Dette kan inkludere hjelpemotorer, oljesystemer, styringssystemer og andre komponenter som er nødvendige for å sikre at generatoren starter og fungerer på en effektiv måte. Kontrollanlegg og hjelpeanlegg tas med i de økonomiske beregningene, men blir ikke dimensjonert i oppgaven på bakgrunn av arbeidsomfanget. [42]

3.4 Dam

En dam er til for å samle opp vann innenfor et gitt område, og blir i vanlig tale kalt for en “demning”. I Norge bygges som oftest dammer for regulering, flomkontroll, eller direkte for bruk til vannkraftanlegg. En dam er særs viktig for at et vannkraftverk skal få et stort magasinivolum til å benytte seg av, og gir et kraftverk en større mulighet til å lagre vann til et senere tidspunkt. Det finnes mange ulike måter å bygge en dam på, både med tanke på materialer og form. Eksempelvis deler vi ofte dammer inn i to hovedgrupper: betongdammer og fyllingsdammer. I tillegg finnes det også mange andre typer dammer som for eksempel kan være laget av alt fra stål til tømmer, men disse blir som regel brukt på mindre dammer. [35]

Ved valg av hvilken damtype som skal benyttes for et område må det ses på mange ulike faktorer både med tanke på topografi, geologi, sikkerhet, miljøpåvirkning, og økonomi. Der økonomi ofte er veldig avhengig av de andre faktorene, men anses ofte som den viktigste faktoren. I tillegg til alle de andre faktorene vil økonomi avhenge av størrelse på dammen og hvilket material som brukes. Ved bygging av dam er det dermed veldig viktig å ta hensyn til alle faktorer når man skal velge hvilken dam som passer det gitte området.

[35]

3.4.1 Betongdam

Som navnet tilsier lages betongdammer av betong, og gjerne med god armering for å dekke norske sikkerhetskrav. Betongdammer deles som oftest inn i tre undergrupper: hvelvdam, pillardam, og gravitasjonsdam (massivdam). Der hver enkelt type har ulike bruksområder. [35]

Hvelvdammen har et bruksområde på trange steder damsteder, og er buet/kuleformet for å bedre fordele trykket inn mot sidene (vederlaget) av dammen. Gravitasjonsdammer er stabile massive og solide dammer som ofte brukes for større områder som krever spesifikke sikkerhetstiltak. Grunnet en gravitasjonsdam er massiv brukes det derimot store mengder betong for bygge dem. Pillardammer bruker i motsetning til gravitasjonsdammen mye mindre betong (rundt 1/4 del). Dette kommer av at pillardammer er lette betongdammer som er bygd opp av to hovedkomponenter i form av en oppstrømsplate og en rekke av støttende pillarer. Pillardammens konstruksjon gjør at den øker i stabilitet ved høyere vannstand, men vil også være mindre stabil og mer utsatt for velting ved lavvannstand. Grunnet mengden av betong (sement) som kreves for å konstruere en gravitasjonsdam blir pillardammer sett på som mye mer miljøvennlig. I tillegg er den mer økonomisk gunstig ved tanke på materialbruken, men er derimot dyrere å konstruere enn en gravitasjonsdam i forhold til arbeidsmengden. Hvilken betongdam som lønner seg å konstruere er derfor en vurderingsak. Figur 3.12 viser et eksempel på en betongdam. Her vist med Zakariasdammen som er en hvelvdam ved Zakariasvatnet i Tafjord. [35]



Figur 3.12: Zakariasdammen ved Zakariasvatn i Tajord (Møre og Romsdal) [45]

3.4.2 Fyllingsdam

Den andre hovedtypen er fyllingsdammen. Fyllingsdammen deles som regel inn i undergruppene: steinfyllingsdam og jordfyllingsdam. Der den klare forskjellen på disse er materialet som brukes til “fylling” av dammen, henholdsvis jord og stein i form av grus eller sprengstein. Valg av materiale til fyllingsdammen vil avhenge av det materialet som både er lettest tilgjengelig i utbyggingsområde, og hva som er nødvendig. Dette vil gi et kostnadsutslag.

[35]

3.4.3 Dam og reguleringsvolum ved Burusjøen

Dette kapitlet tar for seg opprinnelig og utvidet reguleringsvolum for Samburusjøen kraftverk, og gir oversikt over hvordan det bør utvides.

3.4.3.1 Reguleringsvolum

Størrelsen av reguleringsvolum er sentralt for at oppgavens pumpekraftverk skal få økt produksjon gjennom økt nyttbart vann. Reguleringsvolum er det volumet av vann som gjennom konsesjon er tillatt å benytte seg av i en gitt innsjø eller magasin. Dette er gjengitt og basert på lov om regulering og kraftutbygging i vassdrag (vassdragsreguleringsloven). Reguleringsvolum angir volumet av vann fra lavest regulert vannstand “LRV” og høyst regulerte vannstand “HRV”. Vannstanden skal dermed så langt det lar seg gjøre aldri gå utenfor grensene satt av LRV og HRV gitt fra godkjent konsesjon. Det hender at disse grensene brytes i for eksempel situasjoner med langvarig tørke og lite vann (under LRV) og perioder med flom (opp mot DFV). Dette kan føre til konsekvenser i form av bøtelegging eller sanksjoner. [46], [47]

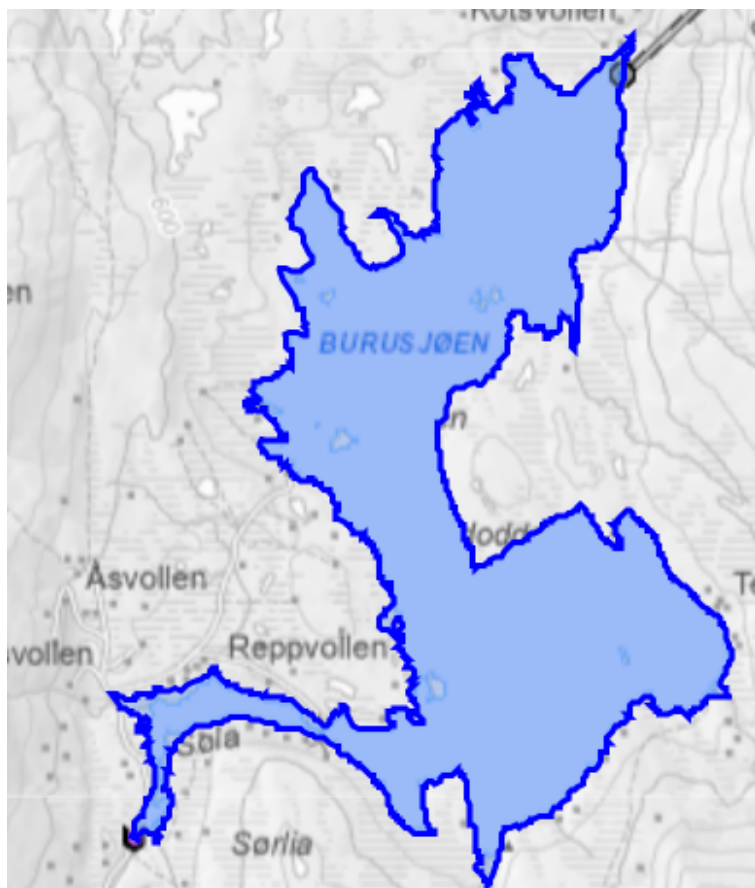
Som nevnt i kap.2.6 er reguleringsvolumet i Burusjøen og Samsjøen per oppgavens skrive tidspunkt henholdsvis 1,05 mill. m^3 og 112,133 mill. m^3 , som tilsvarer at Samsjøen er omtrent 112 ganger større. Siden oppgaven baserer seg på at et pumpekraftverk er både reguleringsvolumet i øvre og nedre magasin viktig med tanke på at vann skal både kunne renne ned fra øvre magasin, og i tillegg pumpes opp fra nedre magasin. For å gi oppgavens kraftverk best mulig utgangspunkt bør det undersøkes om nyttbart reguleringsvolum kan økes. Dette spesielt ved tanke på at Burusjøens reguleringsvolum antas mulig lavt for å kunne drifte et kraftverk basert på varigheten og ønske om høy effekt, som tilsier større vannmengde.

Ved endring av reguleringsvolum bør det tas hensyn til at reguleringsvolumet til Samsjøen er en del av Sama, Håen og Sokna kraftverk sitt vannsystem. Det er derfor ønskelig at nyttbart reguleringsvolum i Samsjøen ikke endres i stor grad ved blant annet pumping til Burusjøen som kan påvirke driftingen av nedre kraftverk. I bakgrunn av størrelsesforskjellen i reguleringsvolumene mellom øvre og nedre magasin antas det at en økning av nyttbart reguleringsvolum kun vil avhenge av Burusjøen sitt reguleringsvolum. Dette siden Burusjøen har minst volum og benyttes som øvre magasin for Samburusjøen kraftverk. På grunn av størrelse vil oppgavens kraftverk sitt nyttbare reguleringsvolum antatt ikke påvirke nedre kraftverk i noen stor grad ved en økning av volum i Burusjøen.

Ved øking av reguleringsvolumet i Burusjøen ses det på to muligheter: senke LRV eller øke HRV. Å senke LRV er i praksis tilnærmet umulig med tanke på at LRV har blitt bestemt basert på miljø forutsetninger i området, vannveier i området, estetikk, osv. Alt dette med basis i vassdragsreguleringsloven. Å senke LRV er derfor ikke et reelt alternativ. Alternativet blir da å øke nåværende HRV i Burusjøen. Dette kan gjøres ved å for eksempel øke eksisterende damhøyde. [46], [47]

Ved økning av HRV må konsekvensene dette gir for området rundt Burusjøen tas i betraktning. Dette gjelder både for folk og natur. På bakgrunn av informasjon gitt i kapittel 2.6 er det ønskelig å ikke øke vannstanden for mye. Dette ved tanke på at dette både vil påvirke økosystemet rundt Burusjøen i tillegg til at det vil ødelegge store deler av eiendommene rundt innsjøen. I et reelt tilfelle hvor konsesjonsøknad skal bli godkjent og i tillegg til å ikke skape negativ oppmerksomhet rundt kraftverket er HRV sin påvirkning på eiendommene i området viktig. I et tilfelle der HRV vil oversvømme eiendommer antas det at eier av eiendom vil kunne kreve kompensasjon for tapt eiendom. Dette vil gi en innvirkning på den totale kostnaden av å bygge pumpekraftverket. [47]

På bakgrunn av alt dette ønskes det å øke HRV med en meter i vertikal retning. Denne økningen er gjennom undersøkelse av området antatt å gjøre minimalt med skade på både økosystem og eiendommer i området. Dette vil både spare investeringskostnader for kraftverket og i tillegg øke sjansene for å få godkjent en eventuell konsesjonsøknad. Ved å øke HRV med en meter blir Burusjøens areal utvidet til å bli seende ut omtrent slik vist i figur 3.13. [47]



Figur 3.13: Utvidet areal av Burusjøen ved bruk av NVE atlas[6]

En HRV økning på en meter medfører at Burusjøens HRV blir 566 moh. Økning av HRV er ikke nødvendigvis korrelerende med DFV ved informasjon fra ekstern veileder. For å etablere Burusjøens nye DFV trengs derfor en videre undersøkelse av en flomhydrolog. Det nye arealet til Burusjøen blir på tilsvarende 2,34 mill. m^2 . Det utvidede reguleringsvolumet finnes ved å ta $(Nytt\ Areal\ [m^2] \cdot 1\ [m]) + Gammelt\ reguleringsvolum\ [m^3]$. Ferdig utregnet gir dette et nytt reguleringsvolum på 3,39 mill. m^3 . Til sammenligning gir dette over en tredobling av nåværende reguleringsvolum, som fortsatt er betraktelig lavere enn Samsjøen. Dette reguleringsvolumet blir benyttet for oppgaven.

3.4.3.2 Ny dam

Ved økning av HRV med en meter anses det som eneste løsning å heve den nåværende damhøyden i Burusjøen. Her er det et sentralt punkt at det allerede eksisterer en dam helt nederst i Burusjøen som bidrar til at dagens reguleringsvolum overføres direkte til Samsjøen via den eksisterende overføringstunnelen, og ikke følger andre vannveier. Ved en utvidelse av dam er det to alternativer: Bygge en ny dam, eller utvide eksisterende dam.

Å bygge en ny dam kan lønne seg om den eksisterende dammen ved Burusjøen uansett må utskiftes i løpet av de nærmeste årene. I tillegg vil det kunne lønne seg å bygge en ny dam ved en stor økning av HRV. Dette er på bakgrunn av at en stor økning i toppen av en dam vil kunne påvirke dammens stabilitet. I et tilfelle hvor man ser at det er nødvendig med en ny dam blir spørsmålet hvilken type dam som bør bygges, og da i hovedsak Fyllingsdam eller Betongdam. Dette vil avgjøres av området. For eksempel vil det kunne antas billigst å installere

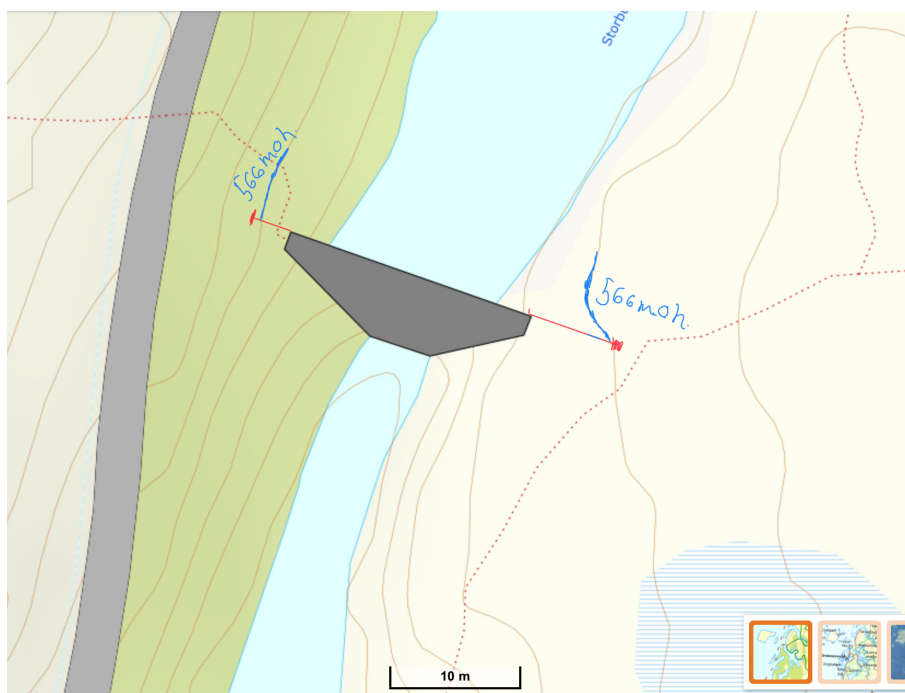
en fyllingsdam om det i nærheten er god tilgang på løsmasser, store steiner, morene osv for å bygge den. Derimot vil ikke en fyllingsdam kunne fungere som et flomoverløp da et eventuelt vannoverløp vil kunne ødelegge nedstrømside av dammen. Dette er et problem en betongdam med overløp ikke har, og det vil derfor kunne være mulig å bruke dammens overløp som et flomoverløp. Ved bygging av en ny dam hadde dette derfor vært en vurderingssituasjon hvor man kunne ha vurdert ulike alternativer for øvre magasin. [34], [35]

I tilfelle hvor det ikke trengs å bygge en ny dam er alternativet å utvide dammen. Som nevnt settes dammens stabilitet i hovedfokus, og det bør da utredes om en mulig økning av dam er gunstig for damsikkerheten. Hvilken type dam den eksisterende dammen er vil være avgjørende for om dette er mulig. I oppgavens tilfelle er den eksisterende dammen en massiv gravitasjonsdam. Gravitasjonsdammer egner seg godt for en eventuell økning av damhøyde da de på generell basis ofte er meget stabile dammer med gode sikkerhetsmarginer. Ved basis i kunnskap nevnt ovenfor velges det å utvide eksisterende dam. Dette ved basis i at å øke damhøyde med en meter antas å være økonomisk gunstig i form av at det ikke trengs en ny dam. I tillegg til at det antas å fortsatt være et stabilitetssikkert tiltak. Realitetsmessig bør dette utredes og beregnes, men på grunn av oppgavens arbeidsomfang antas det at en meters økning vil være gunstig for oppgavens tilfelle. [34], [35]

Den eksisterende dammen er en massiv gravitasjonsdam med både buet flomoverløp mot nedstrømside og flomluke dimensjonert for DFV i Burusjøen. Det antas derfor at denne dammen også etter utvidelsen skal kunne brukes som flomoverløp i tillegg til fungerende flomluke. Krav om dimensjonering for DFV i Burusjøen antas derfor som godkjent men bør som nevnt utredes av flomhydrolog. Ut fra informasjon gitt av oppdragsgiver har dammen en skrålengde på 4,6 m med målt helning på 48 grader som gir en vertikal høyde på tilsvarende 3,4 m. I tillegg er dammens lengde satt til 16,45 m. Dette kan brukes til beregninger av den nye dammen.

Som nevnt i kap. 2.6.1 om Burusjøen er den eksisterende dammen på høyde med HRV. Basert på dette skal dammen heves med en meter og bør helst ha forankring til stødig og solid fjell ved endene av dammen for å være stabil. Det antas i dette tilfelle at området rundt dammen har lett tilgang til solid fjell. For å nå det antatte solide fjellet må damlengden utvides for å være tilpasset den nye høyden. Figur 3.14 viser omtrentlig ny utvidet damlengde ved å øke damhøyden med en meter. Der det grå fargede objektet er den eksisterende dammen ved Burusjøen. De røde linjene viser den utvidede lengden av dammen. [35]

Av gitte parametre er den nåværende dammen oppgitt til å være 16,45 m lang. Ut fra figur 3.14 må dammen utvides med det som antas som omtrent halvparten av dagens lengde for å være knyttet til stabilt fjell. Det antas derfor at den nye dammen har en lengde på omtrent $16,45 \text{ m} + 8,22 \text{ m} = 24,67 \text{ m}$. Høyden på den nåværende dammen satt til 3,4 m. Ved økning på en meter blir dammen satt til 4,4 m. Flere tekniske parametre blir ikke dimensjonert på grunn av oppgavens arbeidsomfang.



Figur 3.14: Ny dam ved økt høyde på en meter [48]

3.5 Kraftstasjon

Dette kapitlet tar for seg Samburusjøen kraftverk sin kraftstasjon, og forklarer komponenter og plassering.

3.5.1 Kraftsatsjon komponenter

Kraftstasjonen er kraftverkets “hovedhus”. Det er her den mekaniske energien fra vann omdannes til elektrisk strøm og sendes ut til det store strømmettet. På grov skala er hovedkomponentene: turbin, generator, frekvensomformer, og trafo. Disse komponentene er helt nødvendig for at kraftverket skal være funksjonelt. I tillegg finner du mindre komponenter som kraftstasjonen bør eller er lovpålagt å inneholde. Dette inkluderer kontrollrom med kontrollanlegg hvor man kan styre anlegget, maskinsal, hjelpeanlegg, sanitærrrom og oppholdsrom for arbeidere, evakueringsrom for nødsituasjoner, vvs anlegg, intern strøm på anlegget, osv. I tillegg bør anlegget være lett fremkommelig for arbeidere og vedlikeholds personell. [34]

Oppgavens kraftstasjon er utstyrt med et aggregat med pumpeturbin, generator, frekvensomformer og trafo. Kostnader for alle nevnte mindre komponenter i forrige avsnitt er medregnet i kraftstasjonens kostnad i den økonomiske analysen.

3.5.2 Plassering av kraftstasjon

Det mest sentrale punktet ved plassering av kraftstasjon er om den skal plasseres inne i fjell eller ute i åpen dag, der det er fordeler og ulemper ved begge alternativ. Kraftverk i fjell har fordelen at den vil være mindre synlig i området enn kraftstasjon bygd ute i åpen dag. Dette vil også muligens gi et positivt fortrinn for en godkjent konsesjon. I tillegg kan en kraftstasjon i fjell gi en høyere sikkerhetsfaktor i forhold til høyere konsekvensklasser, men det tas ikke hensyn til i oppgaven. Kraftstasjon ute i åpen dag er derimot ansett som mye billigere enn kraftstasjon i fjell på bakgrunn av større arbeidsomfang, utstyr og tid. Dette spesielt i forhold til at kraftstasjon i

fjell må sprenges ut, mens en kraftstasjon i dag kan bygges direkte på et solid fundament uten ekstra arbeid. I oppgavens tilfelle er kostnad ansett som det aller viktigste holdepunktet da dette vil gi utslag på kraftverkets lønnsomhet. Lønnsomhet prioriteres derfor over andre fordeler enn av hva alternativene kan gi. På bakgrunn av dette velges kraftstasjon bygd i åpen dag. [33], [34]

Ved plassering av kraftstasjon i dag fokuseres det på å legge kraftstasjonen så nærme Samsjøen som mulig. Dette er først og fremst for å minske avstanden fra kraftstasjon til vann. Det gjør det lettere å pumpe vannet opp igjen ved pumpedrift. Dette i forhold til å minske energitap. I tillegg spiller jevn overdekking for tunnelen og utformingen på uttaket fra kraftstasjonen en rolle på hvor den bør plasseres. Plassering i forhold til utforming og overdekking er derimot en lang og avansert prosess som kan kreve ekspertise. På bakgrunn av dette og arbeidsomfanget det gir tas ikke dette hensyn til. Videre bør stasjonen plasseres over Samsjøen sin DFV. Dette fordi det antas at kraftstasjonen kan skades ved en eventuell flom i Samsjøen. Dvs. kraftstasjonen må plasseres over 487,87 moh. Disse bemerkningene gjøres ved bakgrunn på konsultasjon ved ekstern veilder og NVE sitt kostnadsgrunnlag. Kraftstasjonen velges da å bli plassert nær Samsjøen på rundt 490 moh som vist ved den gule prikken i figur 3.4 [34]

I forhold til den plasserte kraftstasjonen er det også tenkt litt på fremkommelighet til stasjonen. I kraftverkene som befinner seg i nærområdet til Samsjøen er det fremkommelighet med bil via vei. Erfaringsmessig fra oppdragsgiver kommer det ofte derimot mye snø i vinter månedene som gjør det umulig å benytte veiene i området på denne tiden. Det blir da benyttet snøscooter til og fra kraftstasjonene. Dette kan også være en løsning for oppgavnes kraftverk da det også er eksisterende vei helt bort til den plasserte kraftstasjonen som kan benyttes i sommer månedene.

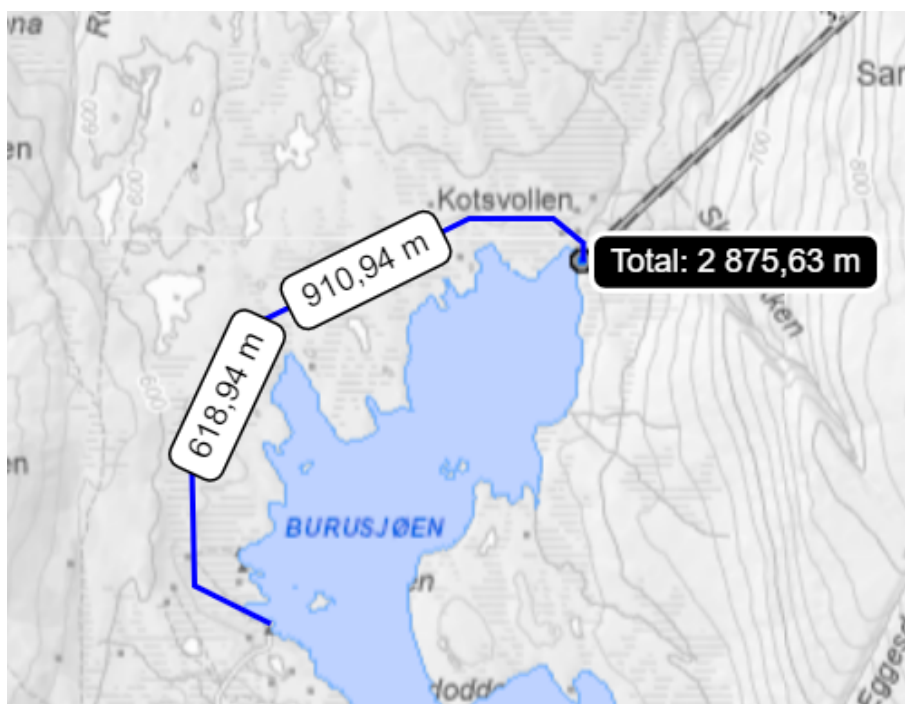
3.6 Transport

Det finnes to alternative metoder for transport av byggemateriale til anleggsområdet. Å bygge en vei eller benytte helikoptertransport. Ved å bygge ut en vei så er kostnadene for å bygge ut veien dyre, men når den først er utbygget vil en kunne benytte biltransport istedenfor helikoptertransport. Det vil være lønnsomt å velge transport i form av vei for større kraftverk med mer byggemateriale og anleggsperiode og helikopter for mindre kraftverk. Et problem ved utbygging av vei som man må ta hensyn til er at man må få konsesjon for å bygge veien. For å gjøre en avgjørelse om hvilket alternativ som er det beste så må det gjøres en analyse av hvor mye byggemateriale som er nødvendig og hvor lang tid anleggsperioden vil ta. [10]

Per dags dato finnes det eksisterende bilvei helt opp til uttaket ved Samsjøen og vei opp til hyttefeltet til Burusjøen som er på andre siden av dammen i forhold til inntaket. For oppgaven antas det at eksisterende vei er egnet godt nok som anleggsvei. I praksis vil det derimot kunne forventes at deler av den eksisterende veien må utredes, men tas ikke hensyn til i oppgaven. Siden kraftverk antas å være et relativt stort kraftverk og det allerede er tilgjengelig vei så vil det lønne seg å bygge ut anleggsvei for å frakte byggemateriale, verktøy og personale, med unntak av at anleggsveien ikke får konsesjon. Området rundt Burusjøen er mellom hytteområdet og inntaket består mye av natur og det vil kunne skape synlige inngrep i naturen. I et slikt tilfelle egner det seg best med helikoptertransport for å komme fram ved Burusjøen. Siden det er valgt at man begynner ved uttaket med Samsjøen og jobber seg oppover vil mesteparten av jobben bli gjort der det allerede eksisterer vei. [34]

Valget mellom anleggsvei og helikoptertransport er en vurderingssak, men hovedsakelig lønner det seg å bygge anleggsvei. Hvis i motsetning arbeidet som skal gjøres ved inntaket (Burusjøen)

er såpass minimalt at det er billigere med helikopter samt hvis konsesjonen for anleggsvei ikke går igjennom burde helikopter vurderes. Prisen for utbygging av anleggsvei vil presenteres i økonomikapittelet. Skissen 3.15 nedenfor viser hvor anleggsveien kunne ha gått til inntaket ved Burusjøen. På skissen ble anleggsveien 2875m , men i praksis vil ikke anleggsveien ligge på samme sted som ved skissen, så et estimat på 3km blir mer realistisk til utregningen. Det må kontaktes entreprenører i dette feltet for å gjøre en pålitelig tegning av veien.



Figur 3.15: Skisse av anleggsvei [6]

3.7 Teknisk oppsummering

I dette kapitlet blir det gjort en kort oppsummering av de viktigste dimensjoneringene og avgjørelsene som er gjort for oppgaven. Dette medfører til forskjellige verdier som presenteres både i tabell 3.3 og tabell 3.4 nedenfor.

Tabell 3.4: Oppsummering av varighetsuavhengige verdier for dimensjonering av kraftverket

Verdier for dimensjonering	Enhet	Antall
Vannhastighet	m/s	1.3
Total tunnellengde	m	2981.35
Tilløpstunnel	m	2910.13
Trykksjakt 45	m	71.22
Gammelt reg. volum - Burusjøen	m^3	1.05 mill.
Nytt reg. volum - Burusjøen	m^3	3.39 mill.
Reg. volum - Samsjøen	m^3	112.13 mill.
Ny HRV - Burusjøen	m	566
HRV - Samsjøen	m	486.70

4 Energi

I dette kapitlet blir det framlagt hvordan produksjonen for kraftverket blir utregnet. Det blir gjort rede for falltap i tunnelen og komponentene, samt virkningsgraden til de mekaniske og elektriske komponentene.

4.1 Energitap

En av ulempene ved et pumpekraftverk sammenlignet med tradisjonelle kraftverk er at de er mindre effektive. Dette kommer av at virkningsgraden er lavere som går mer nøye inn på i kap. 4.1.4. Det forekommer tap i vannveien i form av friksjonstap og singulærtap tap i de hydrauliske komponentene til kraftverket og elektrisk tap.

4.1.1 Singulærtap

Singulærtap kan utledes fra bernoullis ligning og den kan forklares fra NVEs inntakshåndbok slik: “Singulærtap skyldes vanligvis endring i strømningsstverrsnitt, dvs. utvidelse eller sammentrekning av vannstrømmen, eller at strømmingen endrer retning” [32]. Singulærtapet utledes med formelen:

$$H = k \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (4.1)$$

[33]

- Der k er enhetsløs tapskoeffisienten [-]
- v er hastigheten [m/s]
- g er tyngdensakselerasjon lik 9,81 [m/s^2]

Tapskoeffisienten avhenger av hindringen vannet passerer og det finnes mange håndbøker og anbefalinger av hvilke tapskoeffisienter forskjellige deler av tunnel har. Siden gruppen ikke regner på et eksisterende anlegg og det ikke er oppgitt noen tall på tapskoeffisientene til tunnelen antas det å brukes tapskoeffisienter for et lignende kraftverk ved Tyrvåla pumpekraftverk. [10]

Under er det oppgitt de utvalgte verdiene for tapskoeffisienten til pumpekraftverket:

Tabell 4.1: Verdier for valgte tapskoeffisienter, Guttormsen(G)[33] Idechik(I)[49]

Singulærtap	k	Kilde
Inntak	0.5	I s.113
Varegrind	0.12	I s.411
Finvaregrind	0.37	I s.411
Inntaksluke	0.2	G2 s.25
45 Bend	0.17	I s.289
Overgang sjakt/tunnel	0.25	I s.145 4,1
Konus	0.4	I s.167
Sugerørsluke	0.2	G2 s.25

4.1.2 Friksjonstap

Ut ifra NVE inntakshåndbok sin definisjon av friksjonstap så defineres det slik: “Friksjonstapet, $H_{friksjon}$, avhenger av rørets lengde, diameter og ruhet, og vannets viskositet og hastighet” [32]. Det finnes to formler for å regne ut friksjonstapet. Man kan bruke Darcy-Weisbach formel med friksjonstallet eller mannings formel med manningstallet som benyttes i oppgaven. Formelen vist under i formel 4.2:

$$H_{friksjon} = \frac{Q^2 \cdot L}{M^2 \cdot R_h^{4/3} \cdot A^2} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (4.2)$$

- Der $H_{friksjon}$ er falltap i form av friksjonstap [m]
- Q er volumstrømmen m^3/s
- L tunnelens lengde [m]
- M manningstallet [$m^{1/3}/s$]
- R_h er den hydrauliske radiusen som er det samme som $0.265\sqrt{A}$
- A tilsier tunnelverrsnittet for kraftverket

Siden tunnelen er råsprengt velges manningstallet velges til $34m^{1/3}/s$. [33]

4.1.3 Elektrisk tap

De største tapene i oppgavens pumpekraftverk befinner seg i vannveien og i de hydrauliske komponentene til kraftverket, men det er også tap i de elektriske komponentene. De elektriske tapene tilsier altså tapene i generatoren og transformatoren. Det finnes også tap i frekvensomformereren og ledninger ut til nettet, men disse antas neglisjerbar for oppgaven. De totale elektriske tapene kan tas med ved å inkludere virkningsgradene gitt for komponentene. Fra kap. 3.3.3 og 3.3.1.1 er det oppgitt at virkningsgraden til transformator på 99,5 % og 95 % for synkronmaskinen.

4.1.4 Total virkningsgrad

Som nevnt hovedsakelig i kap.2.2 og også senere så har pumpekraftverket en virkningsgrad i turbinmodus og en i pumpemodus. Nedenfor blir hver av dem utledet og til slutt den totale virkningsgraden. Det ble avgjort i Teknisk dimensjonering hvilken virkningsgrad pumpe- og turbinen har i både pumpedrift og turbindrift. Denne antagelsen ble gjort i kapittel 3.2.7 ut ifra et lignendes pumpekraftverk ved Aurland III. Der lå virkningsgraden til pumpe- og turbinen i pumpedrift på 91,45 % og 92,35 % i turbindrift. Virkningsgraden til synkronmaskin ble satt til 95 % og transformatoren til 99,5 %.

Ved å bruke de nevnte verdiene kan en regne ut virkningsgraden for kraftverket i pumpedrift (formel 4.3), turbindrift (formel 4.6) og den totale virkningsgraden (formel 4.10). Det blir vist hvordan formlene er utledet nedenfor gjeldene for seks timers varighet. Metoden er identisk for åtte timers varighet, ved unntak av falltapet. Falltapet ligger på 1,86 m og 2,44 m for henholdsvis seks timers og åtte timers varighet. Metode og utregninger vises i formel 4.3 til 4.10 nedenfor: [10]

$$\eta_{pumpedrift} = \frac{H \cdot \eta_{pumpe} \cdot \eta_{generator} \cdot \eta_{trafo}}{(H + \Delta H_{tap})} \quad (4.3)$$

$$\eta_{pumpedrift\ 6t} = \frac{79.3 \cdot 91.45\% \cdot 95\% \cdot 99.5\%}{(79.3 + 1.86)} = 84.52\% \quad (4.4)$$

$$\eta_{pumpedrift\ 8t} = \frac{79.3 \cdot 91.45\% \cdot 95\% \cdot 99.5\%}{(79.3 + 2.44)} = 83.86\% \quad (4.5)$$

$$\eta_{turbindrift} = \frac{(H - \Delta H_{tap}) \cdot \eta_{turbin} \cdot \eta_{generator} \cdot \eta_{trafo}}{H} \quad (4.6)$$

$$\eta_{turbindrift\ 8t} = \frac{(79.3 - 1.86) \cdot 92.35\% \cdot 95\% \cdot 99.5\%}{79.3} = 84.60\% \quad (4.7)$$

$$\eta_{turbindrift\ 6t} = \frac{(79.3 - 2.44) \cdot 92.35\% \cdot 95\% \cdot 99.5\%}{79.3} = 85.31\% \quad (4.8)$$

For å finne den totale virkningsgraden til kraftverket må en legge sammen virkningsgraden for å pumpe opp og å kjøre vannet ned igjen (formel 4.10).

$$\eta_{tot\ 6t} = \eta_{turbindrift} \cdot \eta_{pumpedrift} = \underline{72.10\%} \quad (4.9)$$

$$\eta_{tot\ 8t} = \eta_{turbindrift} \cdot \eta_{pumpedrift} = \underline{70.95\%} \quad (4.10)$$

- Der H er brutto fallhøyde [m]
- ΔH_{tap} er falltapet [m]
- η_{turbin} er virkningsgraden til turbinen [%]
- η_{pumpe} er virkningsgraden til pumpen [%]
- $\eta_{generator}$ er virkningsgraden til generatoren [%]
- η_{trafo} er virkningsgraden til transformatoren [%]

Ut fra utregningene tilsvarer den totale virkningsgraden for både seks og åtte timers varighet til at en taper ca 30 % av energien ved å først pumpe vann opp og så produsere når vannet går ned igjen. Dermed må strømprisen under turbindrifft være minst 30 % høyere når det produseres enn når det pumpes for å få et positivt driftsoverskudd. [10]

4.2 Produksjon

Ved turbindrifft av kraftverket blir formel 4.6 benyttet for virkningsgraden når en ser på produsert effekt og ved pumpedrifft benyttes formel 4.3. For å regne ut effekt som blir forbrukt i pumpedrifft og produsert i turbindrifft blir den standard vannkraftformel (se formel 4.11) brukt sammen med virkningsgraden for pumpedrifft og turbindrifft. [33]

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (4.11)$$

$$P_{pumpedrift} = \eta_{pumpedrift} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (4.12)$$

$$P_{turbindrifft} = \eta_{turbindrifft} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (4.13)$$

- Der P står for effekt [W]
- $\eta_{turbindrifft}$ er virkningsgraden til turbinen [%]
- $\eta_{pumpedrift}$ er virkningsgraden til pumpen [%]
- ρ er vannets massetetthet [kg/m^3]
- g tyngdeakselerasjonen [m/s^2]
- Q er volumstrøm [m^3/s]
- H er fallhøyden [m]

Formlene for effektproduksjon gjenspeiler til teoretisk maks siden volumstrømmen antas å være teoretisk maks. I virkeligheten så vil volumstrømmen kunne variere stort på grunn av faktorer som strømpris og sikkerhetsmarginer. Formell for volumstrøm er presentert nedenfor:

$$Q = v * A \quad (4.14)$$

- Der Q er volumstrøm [m^3/s]

- v er hastighet [m/s]
- A er tverrsnittsareal [m^2]

[33]

Ved å bruke formlene ovenfor blir produksjonen for kraftverket presentert i tabell 4.2 nedenfor.

Tabell 4.2: Produksjon for kraftverket gitt forskjellige varigheter

Produksjon	Symbol	Enhet	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Installert effekt	P	MW	57.57	36.85
Brukstid	t	h	2190	2920
Energi uten virkningsgrad	E	GWh	128.08	107.61
Energi inkludert virkningsgrad for turbinmodus	E_t	GWh	109.27	91.80
Energi inkludert virkningsgrad for pumpemodus	E_p	GWh	-151.54	-128.32

Produksjonen til kraftverket baserer seg på en brukstid der kraftverket driftes i løpet av hele året. Den totale brukstiden for kraftverket vil være det dobbelte av det som er presentert for produksjonen, siden brukstiden for kraftverket i pumpemodus også må tas med. Produksjonen presentert i tabell 4.2 gjenspeiles ikke med virkeligheten siden produksjonen kan varieres i løpet av året og mellom hvert år. Dette er ved at produksjonen er veldig avhengig av hvordan kraftverkseier velger å kjøre anlegget. Kraftverket kan kjøres hele året eller kun i enkelte perioder som igjen forandrer produksjonen. I hovedkap. 5 blir det lagt frem et alternativt driftsmønster som tilsvarer et halvt år. For dette vil energiproduksjon og forbruk halvere med bakgrunn på halvert brukstid.

5 Økonomisk analyse

Alle økonomiske analyser for investeringskostnader i oppgaven tar utgangspunktet i NVE sitt kostnadsgrunnlag fra 1. Januar 2015. Kostnadsgrunnlaget innebærer prisanslag til bygningsmessige arbeider, elektrisk og mekaniske utstyr. Disse anslagene kommer med en usikkerhetsmargin som er basert på erfaringstall. Uansett så kan grunnlaget fungere som et godt estimat på et tidlig stadium i planleggingen. For at kostnaden kan gi en realistisk verdi i forhold til prosjektet må bruken av grafene i grunnlaget kombineres med faglig skjønn. [34]

Opgavens kraftverk er ved bakgrunn i NVE Veileder fastsatt til en økonomisk levetid på 40 år. Den økonomiske levetiden angir hvor lang tid en investering har for å vise seg lønnsom. Der lønnsomhet er definert for et tilfelle der kraftverket totalt gir en positiv avkastning. Levetiden er basert på erfaringstall i vannkraftnæringen for nåverdiberegninger av store investeringer. Med bakgrunn i dette forventes det at oppgavens kraftverk og komponenter holder seg i 40 år uten å kreve betydelige nye investeringer. I realiteten kan det også antas at kraftverket står i mange flere år, men med enkelte nye reinvesteringer gjennom årenes løp. Dette kan begrunnes ved bakgrunn av eldre historiske norske kraftverk som fortsatt kjører med små utskiftninger og oppgraderinger. [36], [50], [51]

5.1 Strømpris

For å kunne regne ut inntekten til anlegget må strømpris fastsettes. Basert på kapittel 2.4 ble det i kapittel 3.1.1 valgt en varighet på henholdsvis seks og åtte timer. Dvs. seks timer pumping og seks timer kjøring av kraftverk. Der pumping og kjøring gjøres på faste tidspunkt. Med bakgrunn i tidpunktene i kapittel 3.1.1 blir det funnet en strømpris for dag og natt. Der dagspris er definert som strømmprisen ved turbinkjøringen av kraftverket på de gitte tidspunktene for de to varighetene, og nattpris som tidspunktene for pumping. På bakgrunn av at det er tilnærmet umulig å forutse fremtidens strømpris må det derfor benyttes strømmpriser fra tidligere år ved fastsettelse av natt- og dagspriser. Det tas utgangspunkt i strømmpriser fra NO3 i året 2022 siden dette antas å være året som vil være likest året 2023 og videre år i forhold til strømpris. Det kunne også vært mulig å sammenligne flere tidligere år, men på bakgrunn av arbeidsomfang tas det kun bakgrunn i 2022. Tabell 5.1 viser et månedsnitt basert på fem tilfeldige dager i hver enkelt måned for strømpris for natt og dag i NO3 for 2022. Flere enn fem datapunkter gir et bedre estimat for prisen, men fem datapunkter antas som et tilstrekkelig antall datapunkter for oppgaven. Alle dataene er hentet fra Nordpool sine nettsider og er basert på day-ahead markedspriser, siden det antas at day-ahead markedet vil bli benyttet ved bruk av kraftverket. Dette har bakgrunn i kapittel 2.4.

Ut fra dataene i 5.1 blir det regnet et gjennomsnitt av alle månedene i 2022 for natt- og dagsprisene, vist ved tabell 5.2. Dataene i tabell 5.2 fastsetter strømmprisene som brukes i videre beregninger av inntekt for drift gjennom et helt år.

Ved analyse av verdiene i tabell 5.1 kan det være hensiktsmessig å vurdere og benytte både årlig gjennomsnitt av strømmpriser og gjennomsnittlig strømpris for seks utvalgte måneder av året. Dette med bakgrunn i at månedene med lavest differanse totalt gir en negativ overskuddsverdi ved bergninger. Dette på tross av at alle differanser i tabell 5.1 gir positiv verdi. Den totale negative overskuddsverdien skyldes av tre ulike uavhengige faktorer (Virkningsgrad, skatt og driftskostnader).

Tabell 5.1: Gjennomsnittlig strømpriser for natt og dag for NO3 for alle måneder i 2022. [15]

Januar	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Nattpris [kr/kWh]	0.249	0.251
Dagspris [kr/kWh]	0.287	0.286
Differanse [kr/kWh]	0.037	0.035
Februar		
Nattpris [kr/kWh]	0.132	0.134
Dagspris [kr/kWh]	0.150	0.149
Differanse [kr/kWh]	0.017	0.015
Mars		
Nattpris [kr/kWh]	0.142	0.142
Dagspris [kr/kWh]	0.168	0.167
Differanse [kr/kWh]	0.026	0.026
April		
Nattpris [kr/kWh]	0.379	0.427
Dagspris [kr/kWh]	0.607	0.621
Differanse [kr/kWh]	0.228	0.194
Mai		
Nattpris [kr/kWh]	0.097	0.100
Dagspris [kr/kWh]	0.121	0.121
Differanse [kr/kWh]	0.025	0.021
Juni		
Nattpris [kr/kWh]	0.073	0.073
Dagspris [kr/kWh]	0.100	0.100
Differanse [kr/kWh]	0.027	0.027
Juli	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Nattpris [kr/kWh]	0.249	0.251
Dagspris [kr/kWh]	0.287	0.286
Differanse [kr/kWh]	0.037	0.035
August		
Nattpris [kr/kWh]	0.183	0.178
Dagspris [kr/kWh]	0.260	0.286
Differanse [kr/kWh]	0.077	0.109
September		
Nattpris [kr/kWh]	0.495	0.496
Dagspris [kr/kWh]	0.689	0.684
Differanse [kr/kWh]	0.194	0.188
Oktober		
Nattpris [kr/kWh]	0.584	0.510
Dagspris [kr/kWh]	1.185	1.106
Differanse [kr/kWh]	0.601	0.596
November		
Nattpris [kr/kWh]	0.784	0.797
Dagspris [kr/kWh]	1.276	1.303
Differanse [kr/kWh]	0.492	0.506
Desember		
Nattpris [kr/kWh]	1.892	1.748
Dagspris [kr/kWh]	2.761	2.742
Differanse [kr/kWh]	0.869	0.994

Tabell 5.2: Gjennomsnittlig strømpriser for natt og dag iløpet av hele 2022 for NO3. [15]

Års gjennomsnitt	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Nattpris [kr/kWh]	0.404	0.387
Dagspris [kr/kWh]	0.635	0.611
Differanse [kr/kWh]	0.231	0.224

Tabell 5.3: Gjennomsnittspriser for utvalgte måneder i 2022

Snitt av utvalgte måneder	Seks timers varighet	Åtte timers varighet
Nattpris [kr/kWh]	0.617	0.693
Dagspris [kr/kWh]	1.130	1.124
Differanse [kr/kWh]	0.513	0.431

Virkningsgraden (se kap.4.1.4) for turbin og pumpemodus er en av faktorene som har en stor påvirkning på overskuddet. Dette er i forhold til at virkningsgraden påvirker hvor mye energi oppgavens kraftverk produserer ved turbinmodus som kan selges, og hvor mye ekstra det forbruker ved pumpemodus som må kjøpes. En annen faktor som også tildels er påvirket av virkningsgraden er skatt. Enkelte skatter og avgifter som naturressursskatt (se kap.5.2.8.1) er konstant uavhengig av strømprisen. Den tredjefaktoren som har en påvirkning på det totale overskuddet er driftskostnader som fra kapittelet 5.2.7 er satt til 4 øre/kWh.

For å få et positivt overskudd må verdien av strømpris differansen overskride både virkningsgrad, driftskostnaden og uavhengig skatt. Ved utregning er det da funnet ut at månedene januar, februar, mars, juni, og juli går med negativt overskudd. I motsetning går de seks månedene april, august, september, oktober, november og desember i positivt overskudd, og blir derfor presentert ved tabell 5.3. Denne tabellen baserer seg på tabell 5.1.

Selv om verdiene fra tabell 5.2 har negative overskudds måneder ses det på som hensiktsmessig å bruke det i beregninger da dette gir et sammenligningsgrunnlag for hele året og ikke bare de seks utvalgte månedene i tabell 5.3. Det er spesielt interessant å sammenligne de to alternativene ved tanke på at ved å kun benytte de seks månedene produserer kraftverket halvparten så mye energi. I videre kapittel kalles strømprisene fra tabell 5.2 for “Årlig snittpris” og verdier fra 5.3 for “seks mnd strømpris”.

5.2 Kostnader

Anmerkningene som er oppgitt for de forskjellige komponentene er skrevet rett fra NVE sitt kostnadsgrunnlag.

Ut fra det som blir nevnt i kapittel 3 om Teknisk dimensjonering er svingesjakt og frekvensomformer to komponenter som skal inkluderes i oppgavens kraftverk, men som ikke medregnes i investeringskostnader. Dette med bakgrunn i at det ikke er funnet tilstrekkelig prisgrunnlag for disse to komponentene. Både frekvensomformer og svingesjakt er antatt å utgjøre en betydelig andel av investeringskostnaden og knytter av den grunn en større usikkerhet rundt total investeringskostnad.

5.2.1 Tunnel

I Teknisk dimensjonering dimensjoneres tunnelen og tunneltverrsnittet etter NVE sin graf for sprengte tunneler (figur 3.1). Den inneholder informasjon om tunneldriving, sikring og eventuell injisering. Det finnes flere kostnader som ikke er medtatt i omkostningene, men som må omkostningsberegnes separat. Disse kostnadene er forskjæring, påhugg med eventuell portal, tverrslag, utslag, propper, porter, luker og bjelkestengsel, men ut ifra bakgrunnskunnskapen og dimensjoneringen av anlegget til gruppedeltakerne velges det ikke å medregne de respektive kostnadene. [34]

Som nevnt i kapittelet for Teknisk dimensjonering så blir prisen for sprengning av tunnelen inkludert i kostnadene for utbygging av tunnelen. Kostnadene for tunnelen blir funnet ved det optimale tunneltverrsnittet for de ulike analyserte varighetene. Ved utregning av tunnelkostnaden per løpemeter blir formel 5.1 benyttet. For seks timers varighet blir det utregnet en kostnad på 23 454,67 kr/lm og 19 265,46 kr/lm for åtte timers varighet. Multiplisert med tunnellengde resulterer dette for sprengning av tunnelen til 69,92 mill. kr og 57,44 mill. kr for hhv. seks og åtte timers varighet. [34]

$$Kostnad = 196,3A + 12187 \quad \text{Sprengte tunneler} \quad (5.1)$$

Nedenfor er det lagt fram NVE kostnadsgrunnlag sine anmerkninger for entrepenørutgifter til sprengte tunneler.

Sprengte tunneler:

1. Prisnivå januar 2015
2. Forutsatt fjell av middels borbarhet og sprengbarhet.
3. Tunnellengde (stufflengde) 3 km eks. tverrslag. Korreksjon for avvikende lengde ifølge figur.
4. Tverrslag med lengde 300 m ikke inkludert i kurve.
5. Avstand påhugg tverrslagstipp 300 m.
6. Sikringsarbeider inkludert i kurvene for totalpris med 30 % av grunnpris for små tverrsnitt og 45 % for store
7. Diverse og uforutsett er inkludert med 10 % av grunnpris og sikring.
8. Korreksjon for driving på moderat synk: 5 %.

[34]

Grafen for sprengning gjør et anslag på +30% til -20% usikkerhet på kostnaden.

5.2.2 Hydrauliske komponenter og maskiner

Her fremlegges kostnaden for alle hydrauliske komponenter og maskiner.

5.2.2.1 Luke

I oppgaven velges rulleluke for inntaksluke og sugerørsluke ved utgangen av pumpeturbinen. For å gjøre de økonomiske beregningene benyttes grafene framlagt fra NVE kostnadsgrunnlag. Formelen til grafen for inntaksluke blir valgt utifra netto fallhøyde som ligger på omtrent 77 m. På bakgrunn av dette blir det utført en interpolasjon mellom grafen for 100 m og 60 m fallhøyde. Det er vanlig å inkludere sugerørsluke i økonomiberegningene for turbinen, men i NVE-kostnadsgrunnlag så er det ikke funnet informasjon at det er inkludert. Kostnadsgrunnlaget for sugerørsluke er basert på undervannstrykket og tunneltverrsnittet. Kraftstasjonen er antatt å ligge nær vannspeilet til HRV ved nedre magasin. Av den grunn antas det at undervannstrykket fra nedre magasin vil være av lav verdi. Det velges derfor den grafen som er oppgitt med lavest undervannstrykk, respektivt 10 m. [34]

Ved bruk av formelen for 5.2 og 5.3 blir prisen for rulleluken angitt til 13,12 mill. kr og for sugerørsluken 1,68 mill. kr for seks timers varighet og 10,49 mill. kr og 1,44 mill. kr for åtte timers varighet.

Det er også viktig å nevne at både rulleluke og sugerørsluke trenger en revisjonsluke. Revisjonsluken har et pristillegg på 50 % for rulleluke og ca 70 % for sugerørsluke. [34]

Prisligning for rulleluke

$$Pris = 1.8524 \cdot A^{0.5164} \quad [100 \text{ m}] \qquad \qquad \qquad Pris = 1.5897 \cdot A^{0.4876} \quad [60 \text{ m}] \qquad (5.2)$$

Prisligning for sugerørsluke

$$Pris = 0,4006 \cdot A^{0,3533} \qquad \qquad \qquad [10 \text{ m}] \qquad (5.3)$$

[34]

Nedenfor er det lagt fram NVE kostnadsgrunnlag sine anmerkninger for entrepenørutgifter til rulleluke og sugerørsluke.

Rulleluke:

1. Prisnivå januar 2015
2. Lengde av opptrekkstang er satt lik konstruksjonstrykket.

Sugerørsluke:

1. Prisnivå januar 2015
2. Pris er eksklusiv løfteutstyr

[34]

I tillegg er det som nevnt i kap. 3.2.1 nødvendig med lukehus. Kostnaden for lukehus kan variere i stor grad i tillegg til at det regnes som en mindre kostnad sammenlignet med andre kostander. På bakgrunn av dette ekskluderes lukehus fra kostnadsberegningene.

5.2.2.2 Varegrind

Det er oppgitt en graf for varegrind i NVE sitt kostnadsgrunnlag. I den tekniske dimensjoneringen (se kap. 3.2.3) blir det lagt fram tre forskjellige typer varegrinder, men for økonomiberegningene blir prisen antatt den samme for hver av komponentene. Dette i bakgrunn på mangel på andre kilder. I tillegg oppgir NVE sitt kostnadsgrunnlag bare prisen på en generell varegrind og ikke fin-, mellom- og grovvaregrind. Dette kan føre til en prisforskjell i praksis. Totalt er det tre varegrinder i kraftverket, som resulterer i en kostnad på 4,14 mill. kr. [34]

Anmerkningene for varegrind er oppgitt nedenfor:

1. Prisnivå januar 2015
2. Prisene forutsetter differansetrykk over varegrinden på 10 m
3. Varegrind utføres i stål

[34]

5.2.2.3 Turbin

For å beregne prisen på turbinen tas det i bruk priskurven for francisturbin til NVE-kostnadsgrunnlag. I oppgaven blir det benyttet en francis RPT som avviker med en økning på mellom 25-40 % i pris fra en vanlig francisturbin. Hvor mindre størrelsen på turbinen er hvor større blir prisøkningen. Det blir antatt en prisøkning på 30 % i oppgaven med konsultasjon fra ekstern veileder. [34]

Valg av kurve kommer av hvilket falltap kraftverket har. I denne oppgaven ligger netto falltap på rundt 77 m og det finnes en graf for 100 m og 50 m fallhøyde, så interpolasjon blir benyttet for å finne et estimat på prisen. Dermed så blir de respektive formlene 5.4 tatt i bruk: [34]

$$y = 3130.2363x^{-0.3139}[100 \text{ m}] \quad y = 5078.1598x^{-0.3334} \quad [50 \text{ m}] \quad (5.4)$$

- Her er x maksimal vannføring. [m^3/s]
- y er pris [kr/kWh]

Innløpsventil som også kalles hovedstengeventil i tillegg til en frekvensregulator inkluderes også i priskurven for turbinen. Denne priskurven gjelder for dykking av turbin som er moderat dykket. Nedenfor er det lagt fram NVE kostnadsgrunnlag sine anmerkninger for entrepenørutgifter til francisturbin. [34]

Francisturbin:

1. Prisnivå januar 2015
2. Turbinsenteret ligger ca. 3 m under laveste undervann

[34]

5.2.3 Elektriske komponenter

Når beregningene gjennomføres bør det gjøres oppmerksomt på at elektriske komponenter vil være høyst forskjellige på grunn av størrelse og tekniske løsninger. Med bakgrunn i dette vil de angitte kostnadene for de elektriske komponentene være av generell karakter. [34]

I denne oppgaven er det tatt med flere elektriske komponenter i kraftverket. Det inkluderes en generator, frekvensomformer og transformator. Det er mulig å gjøre beregninger for alle disse separat, men NVE sitt kostnadsgrunnlag har et diagram som tar for seg de totale kostnadene for elektroteknisk utrustning i kraftstasjon fordelt på ett aggregat. Frekvensomformer inkluderes ikke her. I oppgavens tilfelle så er det bare et aggregat, så grafen er et godt estimat på de elektriske kostnadene. Oppgaven baserer utregningen med denne grafen. Det gjøres også beregninger for hver av de elektriske komponentene separat for å få en god oversikt over prosjektet. De henholdsvis utregninger sammenlignes med utregningen for de totale kostnadene for elektroteknisk utrustning i kraftstasjonen.

Kostnadgrafene til NVE tar med en antagelse på $\cos(\phi) = 0.85$ i prisanslagene sine, som er forskjellige fra gruppens antagelse av effektfaktoren i kap. 3.3.1.1. Det blir også oppgitt prosentvise anslag for pris for omvikling og vedlikehold av komponentene, som er forskjellig for hver komponent. Ifølge NVE så blir omvikling i dag stort sett kun gjennomført ved havari eller når viklingen ikke lenger tilfredstiller elektriske krav på grunn av aldring. Dette anses ikke som et problem for oppgavens kraftverk. [34]

5.2.3.1 Generator

Kostnadene for generator utgjør den største andelen av de økonomiske elektriske investeringene og det koster 43,15 mill. kr for seks timers varighet og 30,20 mill. kr for åtte timers varighet. De respektive tallene er basert på grafer fra NVE kostnadsgrunnlag. Prisen har en satt erfaringsmessig usikkerhet på $\pm 15\%$. Kostnadsgrafene baserer seg på turtallet og stasjonsytelsen til generatoren nevnt i kap. 3.3.1.2. [34]

5.2.3.2 Transformator

Kabellinjene ligger på 24kV i nærheten så det gir mening å velge grafen fra NVE-kostnadsgrunnlag for transformator på 22kV for å gi et godt estimat. Dette tilsvarer i 4,18 mill. kr for seks timer varighet og 3,21 mill. kr for åtte timers varighet. Priser for transformatorer er mer avhengig av leverandørvalg enn for generatorer, fordi leverandørene har spesialisert seg noe mer. På grunn av at det også er større forskjeller mellom leverandører når det gjelder kvalitet, og kvalitet godt kan bli et utvelgelseskriterium, bør det forventes en litt større pristoleranse enn for generatorer ($\pm 20\%$). Kostnadsgrafene baserer seg på spenningsnivået og stasjonsytelsen til generatoren. [34]

5.2.3.3 Hjelpeanlegg

Ved å gjøre økonomiberegninger fra NVE sin kostnadsgraf for hjelpeanlegg blir kostnaden for hjelpeanlegget 9,67 mill. kr for seks timers varighet og 7,61 mill. kr for åtte timers varighet. [34]

Fra NVE sitt kostnadsgrunnlag legges det fram at kostnadskurven for hjelpeanlegg inkluderer:

- Høyspent og lavspent stasjonsforsyning
- Stasjonstransformator

- Høyspent og lavspent kabel
- Diesellaggregat
- Batterianlegg med DC-forsyning
- Jording
- Brannvarslings- og slukkeanlegg
- Brannmerking og tetning
- Tele-/dataanlegg.

[34]

Det er ikke oppgitt en usikkerhet på prisnivået, men kostnadsgrafen baserer seg alene på stasjonsytelsen. [34]

5.2.3.4 Kontrollanlegg

Ved å gjøre økonomiberegninger fra NVE sin kostnadsgraf for kontrollanlegg blir kostnaden for kontrollanlegget 7.94 mill. kr for seks timers varighet og 6,99 mill. kr for åtte timers varighet. I kostnadskurven for kontrollanlegg inkluderes lokalanlegg, samt fellesanlegg, objektdatamaskin, skjermssystem og fjernkontroll. [34]

Det er ikke oppgitt usikkerhet på prisnivået, men kostnadsgrafen baserer seg her på at kraftverket inneholder et pumpeaggregat og på aggregatytelsen. Dette velges for Samburusjøen kraftverk. [34]

5.2.3.5 Høyspentkabler kostnad

Ved ekstremt korte eller lange traseer bør en kontakte leverandør for et konkret tilbud. NVE kostnadsgrunnlag sin graf inneholder ikke prisen for en traselengde på over 1400 m og under 200 m. Som nevnt i kap.3.3.4 er det for oppgaven et antatt krav på omtrent 3,2 km høyspent, så dette er ikke tilstrekkelig. [34]

I kostnadsgrunnlaget for elektroteknisk utrustning til kraftstasjonen (se figur 5.1) så er det tilregnet 800 m kabel. Resten av lengden blir ikke dimensjonert i denne oppgaven siden det trengs spesifikasjoner til høyspentkablene som ikke er tildelt samt arbeidsomfanget blir utenfor kompetansen til gruppens medlemmer. I økonomiberegningene blir det dermed bare tatt med utregninger for 800 m og ikke hele kabellengden. I praksis vil det komme et ekstra påslag høyspentkabler. [34]

5.2.3.6 Totale elektriske kostnader

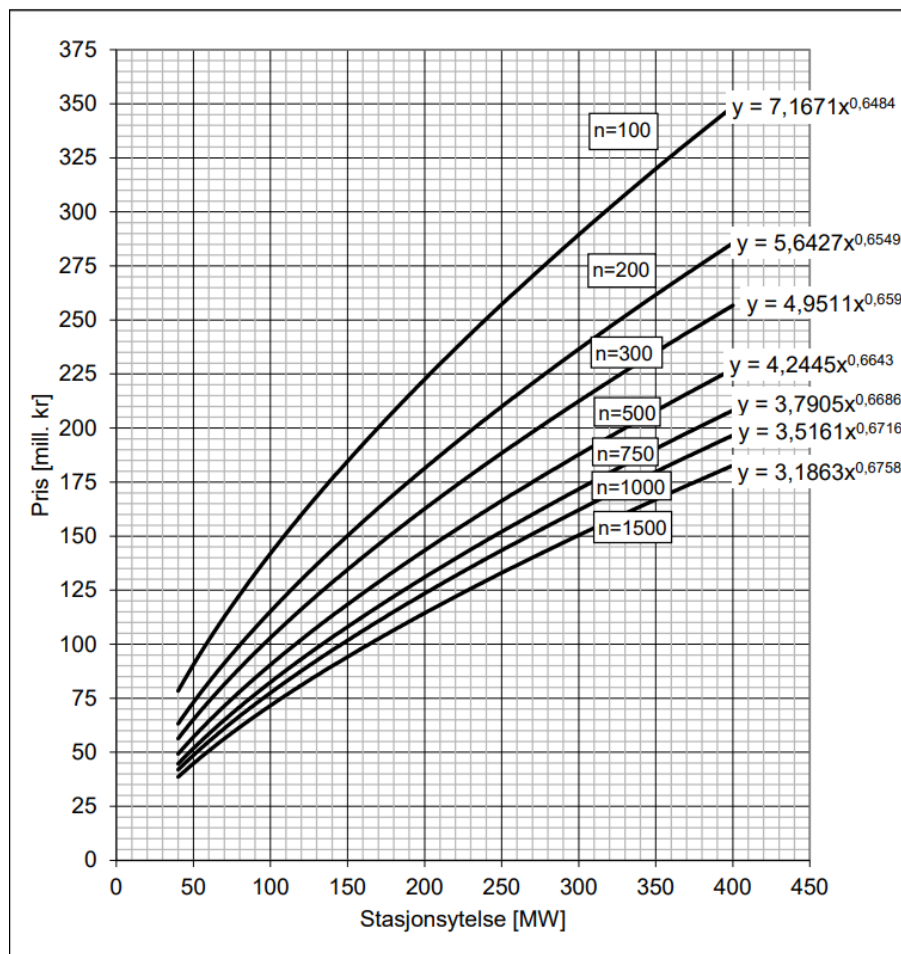
Grafen for totale kostnader (se figur 5.1) for elektroteknisk utrustning i kraftstasjon fordelt på ett aggregat foretar seg beregninger for kontroll- og hjelpeanlegg samt beregninger for 800 meter høyspentkabler som varierer fra 22kV til 420kV ut ifra stasjonsytelsen. Det må gjøres beregninger for resten av kabellengden separat. Dette diagrammet tar ikke for seg kostnaden for en frekvensomformer, så det må estimeres separat. Grafene i diagrammet er avhenging av turtallet til aggregatet. Siden turtallet ble satt til 300 rpm og 375 rpm så velges formelen for 300 rpm og 500 rpm. Det må dermed utføres interpolering for å finne prisen for 375 rpm. De nevnte formlene (se formel 5.5) presenteres nedenfor. [34]

$$y = 4,9511x^{0,659} \quad [300 \text{ rpm}] \qquad y = 4,2445x^{0,6643} \quad [500 \text{ rpm}] \qquad (5.5)$$

[34]

- Der x er stasjonsytelse [MW]
- y tilsvarer prisen [mill. kr]

Ved bruk av formel 5.5 tilsvarer dette 71,56 mill. kr for 57,57 MW (seks timers varighet) og 51,75 mill. kr for 36,85 MW (åtte timers varighet).



Figur 5.1: Totale elektriske kostnader

Anmerkningene til totale kostnader for elektroteknisk utrustning i kraftstasjon for ett aggregat er presentert nedenfor:

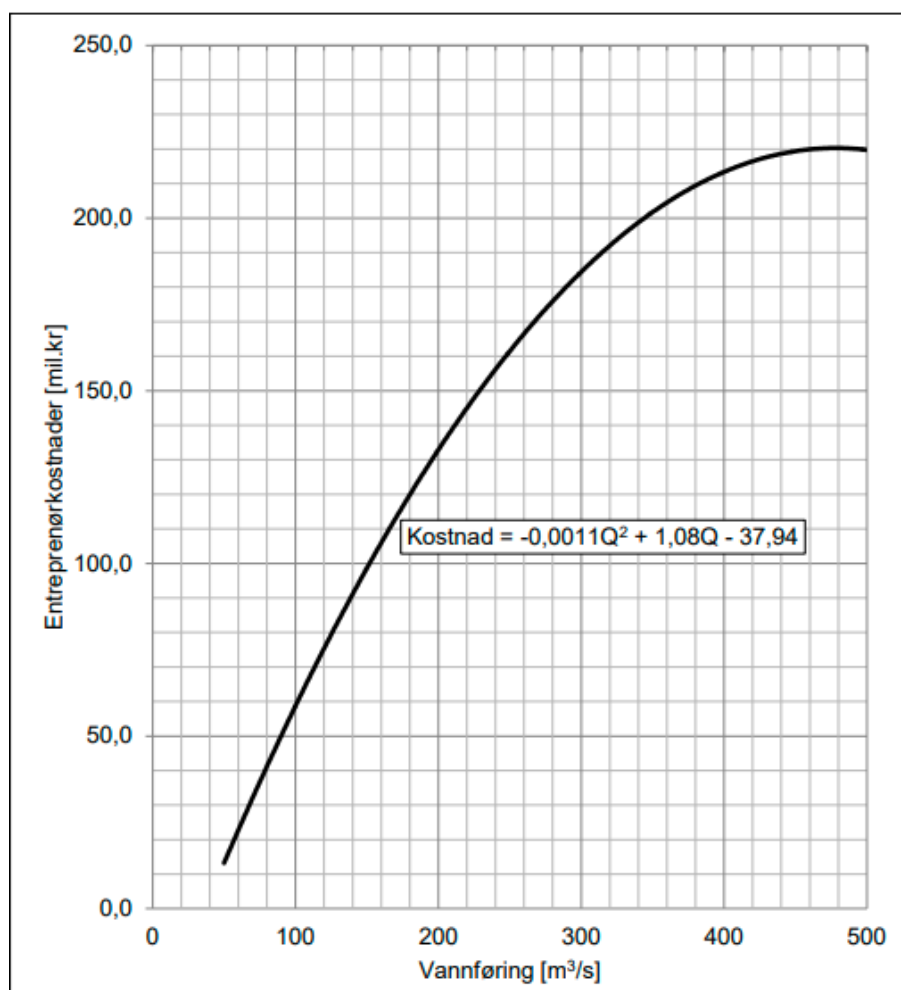
1. Prisnivå januar 2015
2. Beregningene gjelder samlet elektroteknisk utrustning inkl. kontroll/hjelpeanlegg for middels stor stasjon i berg
3. Toleranser +/- 20
4. Beregningene inkluderer 800 meter kabel. Spenningsnivå varierer fra 22 kV til 420 kV etter ytelsen [MW].
5. Teleanlegg og kraftlinjer er ikke inkludert.

6. Velges SF6-anlegg må en legge til differansen mellom SF6 og konvensjonelt anlegg. Finnes egen figur dette på NVE kostnadsgrunnlag.

[34]

5.2.4 Kraftstasjon

NVE sitt kostnadsgrunnlag fra 2015 gir et godt kostnadsestimat på kraftstasjon lagt inne i fjell, men ikke for kraftstasjon satt i åpen dag. For åpen dag løsning gir kostnadsgrunnlaget kun en graf med estimat for en situasjon basert på volumstrøm (vannføring). Denne grafen er vist ved figur 5.2. Grafen har derimot forutsetningene: et Kaplan aggregat med mellom 15 til 40 meter fallhøyde. Det gis derfor ingen informasjon utfra dette på hva kraftstasjon med en Francis pumpeturbin med fall høyde på rundt 79,3 meter kan forvente å bli kostendes. [34]



Figur 5.2: Kostnads graf for nedre grense til oppgavens kraftstasjon[34]

Ved videre søk finnes det også en annen kilde: Nve sitt kostnadsgrunnlag for mindre kraftanlegg fra år 2000. Her gis det et estimat på kostanden kun basert på volumstrømmen til anlegget. Dette antas derimot som et tvilsomt estimat da dette gjelder for anlegg opp til 5 MW, men inkluderer derimot høyere fallhøyder. I tillegg skal det også nevnes at denne kilden er over 20 år gammel og at priser derfor kan ha endret seg drastisk. I mangel på andre kilder tas det derfor utgangspunkt i NVE sitt kostnadsgrunnlag fra 2015. [52]

Hvis man ser på volumstrømmen som gjelder for oppgaven får man ved bruk av figur 5.2 fra 2015 kostnadsgrunnlaget en kraftstasjonskostnad på omtrent 38 og 12,5 mill. kr for henholdsvis seks og åtte timers varighet. Videre antas det at denne prisen må være høyere for oppgavens kraftverk. Dette med bakgrunn i en høyere fallhøyde i oppgaven, og Francisumpeturbilin istedenfor tradisjonell vertikal Kaplanturbilin. Det skal i tillegg nevnes at det i denne grafen er volumstrømmen som er førende for kostanden, og ikke effekten eller fallhøyden til anlegget. På bakgrunn av at oppgavens kraftstasjon antas å ha en høyere kostnad settes 38 og 12,5 mill. kr som en minsteverdi for kostnaden. [34]

Ved bakgrunn i at kraftstasjon i fjell normalt vis har en høyere kostnad i forhold til arbeidsomfang, tid og utstyr tas det også utgangspunkt i denne prisen. I oppgavens tilfelle antas det at det settes en form for maks tak for kraftstasjonskostnad med inne i fjell som øvre grense, og grafen for Kaplan i åpen dag som nedre grense. For å finne kostanden for kraftstasjon i fjell regnes først det nødvendige utsprengte volumet ut til å være rundt 14 399,27 m³/s for seks timers varighet og 10 592,80 m³/s for åtte timer ved bruk av den gitte formelen 5.6: [34]

$$78 \cdot H^{0,5} \cdot Q^{0,7} \cdot n^{0,1} \quad (5.6)$$

- Der H er fallhøyde [m]
- Q er volumstrøm [m³/s]
- n er antall aggregat [-]

Dette vil tilsi kravet for volum for kraftstasjon i fjell. Ved å bruke prisene oppgitt i kostnadsgrunnlaget for kraftstasjon i fjell blir prisen da omtrent 78 mill. kr for seks timers varighet, og 61 mill. kr for åtte. Dette inkluderer: utsprenging, transport, 20 % betongvolum innvending, armering av betong, diverse sikringsarbeid, mur og pussejobb, innredning, uforutsette kostnader, maks kostand på vvs, maks kostander for installasjoner av elektriske system og varme på anlegget. Alt som er inkludert er regnet med høyst mulig pris for å gi et godt estimat for den høyeste mulige kostnaden. Kostnadene settes som en maksimal pris for kraftstasjonen i oppgaven. [34]

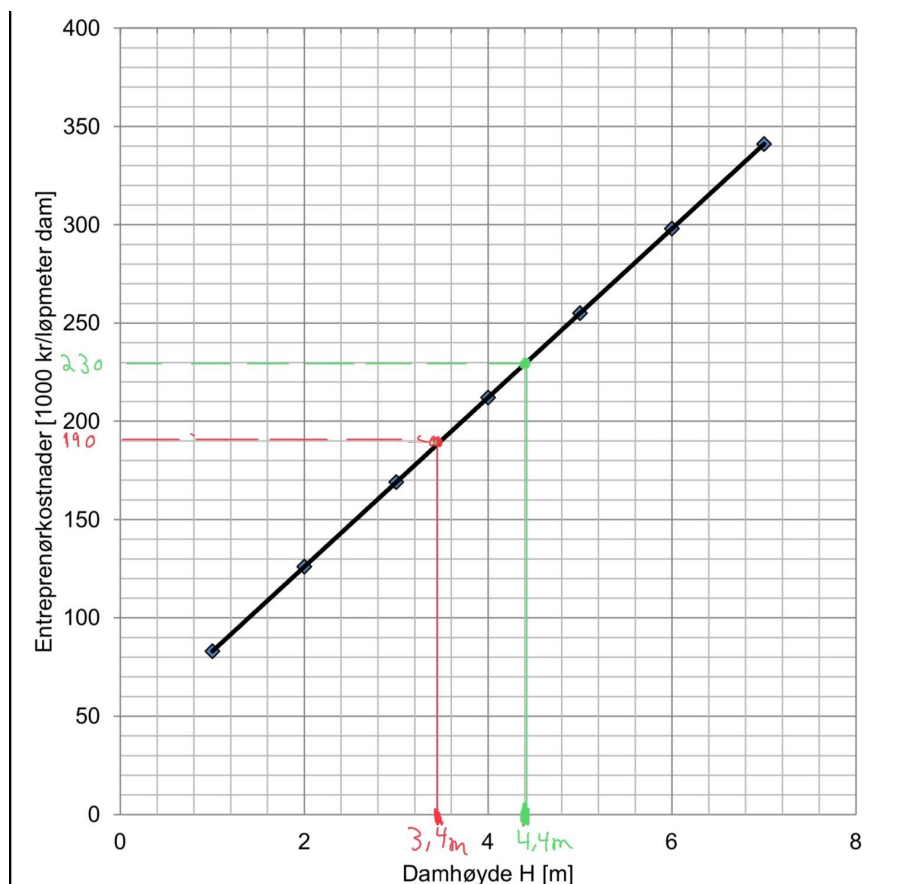
For seks timers varighet bør prisen for oppgavens kraftstasjon ligge mellom nedre og øvre grense på 38 mill. kr og 78 mill. kr. For åtte timers varighet er nedre grense satt til 12,5 mill. kr og øvre grense satt til 61 mill. kr. Det antas at kraftstasjonen er nærmere nedre grense enn øvre grense. Dette med bakgrunn i at nedre grense framlegger kostnad for et antatt billigere kraftverk i åpen dag. Prisen for oppgavens kraftstasjon i åpen dag velges derfor til 50 mill. kr for seks timers varighet, og 22 mill. kr for åtte timers varighet. De respektive prisene benyttes i videre kalkulasjoner av investeringskostnader.

[34]

5.2.5 Damutvidelse

Ved utregning av kostnaden på en eventuell damøkning bør det bli gjort grundig byggtekniske beregninger for å gi et godt estimat. På bakgrunn av gruppens kunnskaper om byggteknikk gåes det ikke grundig gjennom hvordan dammen skal eller bør økes. Det lages derfor kun et grovt kostnadsestimat på bakgrunn av nødvendige beregninger for dammen. [34]

Det blir for eksempel ikke utført en masseberegning for dammen. En slik masseberegning hadde innholdt mengde betong, armering, prepareringsarbeid, osv, men siden gruppen ikke har bra kunnskap om armering og nødvendig byggtekniske metoder utføres ikke dette. Med bakgrunn i NVE sitt kostnadsgrunnlag utføres det et grovt estimat ved bruk av figur 5.3. Det leses i dette tilfelle av kostnaden for den totale høyden på den nye dammen og finner differansen mellom den og kostnaden på høyden til den gamle dammen. Dette vil da gi et grovt estimat på hva en damøkning vill koste per løpe meter med basis i å bygge en helt ny dam. [34]



Figur 5.3: Kostnads graf for dam [34]

Av oppgitte parametre (se kap.3.4.3.2) er høyden på den eksisterende dammen satt til 3,4 m og ny dam satt til 4,4 meter. Ved avlesning brukes henholdsvis grønn linje for ny damhøyde og rød linje for gammel damhøyde i figur 5.3. Verdiene avleses til henholdsvis 230 og 190 i enheten tusen kr/lm. Differansen gir da til 40 000 kr per løp meter. [34]

Kostnads estimatet finnes da ved å multiplisere kr/lm med dammens totale lengde. Den nye lengden er i kap.3.4.3.2 oppgitt til å være 24,67 m. Den nye dammen får da en kostnad på 986 800 kr. Dette er kun et grovt overslag av dammens kostnad. På bakgrunn av dette kan prisen både være over og under den estimerte prisen.

5.2.6 Anleggsvei

Nedenfor er det satt opp priser for ferdig opparbeidet anleggsvei:

- Anleggsvei i lett terreng: 1000 kr/lm vei
- Anleggsvei i moderat terreng: 1500 kr/lm vei
- Anleggsvei i vanskelig terreng: 3000 kr/lm vei
- Broer med spenvidde opp til 6m 25 000 kr/m² kjørebane (broflate)

[34]

I denne oppgaven er det tenkt en anleggsvei på omtrent 3 km lagt fram i kap. 3.6, der terrenget antas å være vanskelig. Samtidig så er det ikke nødvendig å bygge ut bro i området. Dette tilsvarer i en pris på 9 mill. kr for utbygging av anleggsvei ved Burusjøen. Dette ekskluderer kostnaden for en eventuell utredning av anleggsvei for eksisterende vei.

[7], [34]

5.2.7 Drift og vedlikehold

I løpet av den økonomiske levetiden vil det hvert år påløpe en kostnad for å drifte kraftverket. Dette er en kostnad som av naturlige årsaker ikke kan glemmes fordi uten drift av anlegget vil anlegget heller ikke ha noen form for inntekt. Driftskostnader antas variable og med ingen faste kostnader. Dette basert på tanken om at anlegget ved en total stans ikke trenger noen former for driftskostnader, og vannet vil ved fullt magasin renne vekk ved hjelp av magasinets flomdimensjonering. Det er dermed kun variable kostnader knyttet til selve driften som gjelder. Den årlige kostanden for drift er derfor vanskelig å forutse. Tatt alt dette i betraktning blir det for oppgaven fastsatt en årlig pris for å drifte Samburusjøen kraftverk.

Denne prisen blir basert på LCOE data innhentet av NVE. Der LCOE står for levelized cost of energy og er fremstilt som energikostnad over levetiden. LCOE for drift vil da være fremstilt som den årlige kostnaden og er kun basert på variablekostnader. Av det gruppen har klart å innhente av informasjon finnes det ingen driftspris for pumpekraftverk. Det benyttes derfor driftspris for vannkraftverk over ti MW. Prisen blir da innhentet til å være lik 4 øre per kWh for drift. Inkludert i driftsprisen blir det antatt medregnet alt som har med anleggetsdrift å gjøre. Alt fra strøm og innmatningsavgifter på strømmettet til selve kraftstasjonen og lønn for arbeidere. [53]

LCOE prisen er estimert inn mot 2030 og gjelder for vannkraftverk. Hva den reelle driftsprisen for et pumpekraftverk er både per dags dato, og etter 2030 er vanskelig å fastslå. Det skal både legges til grunn at kraftverket i praksis skal kunne driftes som et tradisjonelt vannkraftverk i løpet av rundt seks/åtte timer i løpet av dagen, og i tillegg pumpe opp vann iløpet av samme varighet på natten. Med et virkelig kraftverk vil det i tillegg åpne seg muligheter for å både selge og pumpe vannkraften når som helst på døgnet om prisen er gunstig. Dvs. at det i praksis bør antas at anlegget skal driftes hele døgnet. Spørsmålet blir da om anlegget bør på et eller annet vis helautomatisere driften med teknologi, eller drive manuell kjøring og overvåking av systemet. Oppgaven tar ikke stilling til dette, men det antas at det på sikt ville ha lønt seg å automatisere anlegget. Dette med tanke på at et automatiseringssystem krever høy investeringskostnader, men vil medføre en lavere driftskostnad sammenlignet med at anleggspersonell vil kreve en større kontinuerlig lønnsutgift. [53], [54]

I forhold til vedlikehold og oppgraderinger blir det antatt at anlegget etter investering og bygging ikke vil trenge noe form for vedlikehold i løpet av den økonomiske levetiden på 40 år. Dette på bakgrunn av å minske oppgavens arbeidsomfang. I tillegg til at det ved bakgrunn på konsultasjon med ekstern veilder kan antas at omtrent alle komponenter i anlegget holder i minst 40 år, og mest sannsynlig enda lengre. I praksis kan det likevel forventes at en eller annen mindre komponent krever oppgradering eller utskifting, men det bør i alle tilfeller likvel antas at kraftverketshovedkomponenter vil holde seg i minst 40 år. Fra oppgavens ståsted blir derfor vedlikehold satt til 0 kr.

5.2.8 Skatt

Dette kapitlet gir en oversikt over skatter, avgifter, og krav som medfølger ved kraftproduksjon. Ved utregning av både skatt og inntektsberegninger benyttes prisene i tabell 5.2 og tabell 5.3 med mindre annet er nevnt. Der det ved overskuddsberegninger blir benyttet en strømpris som tilsvarer differansen mellom dag- og nattespris. Videre utregninger inkluderer virkningsgraden av både pumpe- og turbinmodus ved energiforbruk, og produksjon (se kapittel 4).

5.2.8.1 Naturressursskatt

Naturressursskatt er en lovpålagt skatt for alle kraftanlegg med få unntak. Skatten er til som en form for avgift som er innført på bakgrunn av at kraftverkseier utnytter naturressursene innad i Norge som i Norge er sett på som “allemannseie”. Naturressursskatt tilfaller både kommune og fylkeskommune og skattlegges uavhengig av kraftverkets overskudd. Skatten beregnes på bakgrunn av det enkelte kraftverks gjennomsnittsproduksjon de siste sju år, der skattesatsen er lik 1,3 øre per produserte kWh. Hvor 1,1 øre tilfaller kommunen det enkelte kraftverket ligger i, og 0,2 øre går til fylkeskommunen. I oppgavens tilfelle vil naturressursskatten fra anlegget tilfalle Midtre Gauldal kommune og Trøndelag fylkeskommune. Den totale naturressursskatten beregnes ved bruk av formel 5.7 [55]

$$NRS = \frac{1,3}{100} \cdot E_t \quad (5.7)$$

- E_t er produserte energi i snitt over sju år [kWh]

Siden energiproduksjonen antas konstant gjennom hele den økonomiske levetiden vil naturressursskatten også holde seg konstant gjennom hele levetiden. Utfra formel 5.7 blir naturressursskatten fordelt og utregnet totalt:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris:
 - * Til Trøndelag fylkeskommune: 215 000 kr
 - * Til Midtre Gauldal kommune: 1 183 000 kr
 - * Total årlig Naturressursskatt: 1 398 000 kr
 - Seks mnd strømpris:
 - * Til Trøndelag fylkeskommune: 107 000 kr
 - * Til Midtre Gauldal kommune: 591 000 kr

- * Total årlig Naturressursskatt: 699 000 kr
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris:
 - * Til Trøndelag fylkeskommune: 183 000 kr
 - * Til Midtre Gauldal kommune: 1 009 000 kr
 - * Total årlig Naturressursskatt: 1 192 000 kr
 - Seks mnd strømpris:
 - * Til Trøndelag fylkeskommune: 91 000 kr
 - * Til Midtre Gauldal kommune: 505 000 kr
 - * Total årlig Naturressursskatt: 596 000 kr

Naturressursskatten vil være det dobbelte for årlig snittpris i forhold til seks mnd strømpris. Dette er på grunn av at brukstiden er halvert som også halverer energiproduksjonen for seks mnd strøm pris.

5.2.8.2 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt er en form for verdiskatt som blir satt av stat eller kommune på bakgrunn av verdien til en eiendom. I de fleste næringer i dag så betales det kun eiendomsskatt basert på fast eiendom som for eksempel bygninger knyttet til drift. For vannkraftnæringen gjelder derimot eiendomsskatten både for bygninger og i tillegg produksjonsutstyr og installasjoner knyttet til produksjon og salgsinntekt. Dette medfører at for et vannkraftanlegg blir det ilagt eiendomsskatt på alt fra turbin til kraftstasjonsbygg. I et fremtidig perspektivet er det realistisk å anta at eiendomsskatten på produksjonsrelaterte ting også vil bli fjerna i vannkraftnæringa i forhold til at det i de siste årene har blitt fjernet i de fleste andre næringer. For denne oppgaven blir det derimot antatt at eiendomsskatten på vannkraftverk forholder seg lik som den er per 2023 ut hele den økonomiske levestiden. Dette gjøres på bakgrunn av at dette vil forenkle utregninger i tillegg til at det ved en eventuell endring kun vil gi positivt utslag for den total lønnsomhet av kraftverket. [56], [57]

Eiendomsskatt for vannkraftverk beregnes ut fra verdien på formue og inntekt for året før det gjeldene skatteåret, og benytter en fastsatt prosentsats som er bestemt av Finansdepartementet. I følge regjeringen sine nettsider ligger denne prosentsats på tilsvarende sju promille. Denne prosentsatsen kan endre seg mye i løpet av kraftverkets levetid, men antas her til å holde seg lik sju promille. [56], [57]

Ved utregning av formueverdien legges det til grunnlag på nåverdien til gjennomsnittlig strømsalgsinntekter minus driftskostnader. Der driftskostnader blir satt til 4 øre/kWh ved bakgrunn i kapittel 5.2.7. Salgsinntekter blir antatt lik inntekten av anleggets turbindrif og ikke lik overskuddet av anlegget. Inntekten blir da bestemt utfra salg fra både konsesjonskraft (se kap. 5.3) og gjennomsnittlig strømpris(se tabell 5.3 og 5.2). I tillegg skal egentlig verdier på eiendom og bygninger knyttet til kraftverket regnes med, men siden dette er omtrent umulig å fastsette fra oppgavens ståsted ignorerer dette. Verdien på eiendomsskatten kan påvirke den endelige grunnrenteskatten ved at den regnes som et fradrag på grunnrenteskatten, dette nevnes i kap.5.2.8.3. For å beregne eiendomsskatten til anlegget benyttes det en kapitaliseringsrente

som siden 2011 har hvert fastsatt til 4,5 % for vannkraftnæringa. Eiendomsskatt regnes da ut slik vist i formel 5.8. [56], [57]

$$Eiendomsskatt = Formueverdi \cdot 0,7\% = \frac{I_s - K_d}{1 + r_k} \cdot 0,7\% \quad (5.8)$$

- I_s er salgsinntekt fra strømsalg. Dvs. Energi produsert multiplisert med strømpris. [kr]
- K_d er drift kostander [kr]
- r_k er kapitaliseringsrente lik 4,5 %

Ved bruk av formel 5.8 blir den årlige eiendomsskatten for de to ulike varighetene regnet ut til å bli:

- seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: 371 109 kr
 - Seks mnd strømpris: 185 554 kr
- åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris: 316 724 kr
 - Seks mnd strømpris: 158 362 kr

5.2.8.3 Grunnrenteskatt

Ved en total merkeffekt på over 10 MVA pålegger staten kraftverkseiere en grunnrenteskatt med sats på 45%. Grunnrenteskatten er innført av staten for å sikre at deler av vannkraftnæringens inntjening går tilbake til felleskapet. Grunnrenteskatt beregnes på bakgrunn av bruttosalg fortjeneste med hensyn på fradrag, slik formelen 5.9 viser: [55], [56]

$$Grunnrenteskatt = (E_t \cdot p - \text{fradrag}) \cdot 45\% \quad (5.9)$$

- E_t er gitt som faktisk produksjon i løpet av året [kWh]
- p er gitt som gjennomsnittlig strømpris (Årlig snittpris eller seks mnd strømpris) [kr/kWh]

Frdrag kan defineres som nødvendige utgifter som hemmer eller fører til klare tap i produksjon. Mulige fradrag deles inn i: driftskostnader, konsesjonsavgifter, avskrivninger, eiendomsskatt og friinntekter. [55]

Et eksempel på fradrag er oppgradering av damfundament eller investering i ny turbin. På grunn av at fradrag gir direkte reduksjon og avskrivninger på grunnrenteskatten kan man både få positiv, negativ og null i endelig grunnrenteskatt. Ved negativ grunnrenteskatt kan den fratrekkes på andre eide kraftverk sin grunnrenteskatt, eller utbetales i form av penger. Effektiv grunnrenteskatt regner ofte også med selskapskatt inn i avregningen, men tas ikke med siden oppgaven sentrerer seg rundt selve kraftverket og ikke selskapet som eier kraftverk. I oppgavens tilfelle fradragsføres det for årlig drift av anlegget nevnt i kapittel 5.2.7 i tillegg til at det fradragsføres for betalt eiendomsskatt nevnt i kapittel 5.2.8.2. I teorien er det også mulig å fradragsføre investeringer. Å fradragsføre investeringer knyttet til utbyggingen av et kraftverk er derimot meget komplisert, og det er vanskelig å forutse hva som er mulig å fradragsføre

og ikke. Med bakgrunn i dette antas ikke investeringskostnadene i anlegget som et fradrag på grunnrenteskatten.

[55], [56]

Utregnet ved bruk av formel 5.9 gir oppgavens kraftverk en årlig grunnrenteskatt på:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: - 1 112 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 4 290 000 kr
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris: - 949 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 1 363 000 kr

Som tallene viser er grunnrenteskatten for årlig snittpris negativ. Dette kommer av at grunnrenteskatten er avhengig av overskuddet til anlegget altså differansen mellom inntekt fra turbindrift og utgift fra pumpedrift. På bakgrunn av dette blir fradraget fra eiendomsskatt og driftskostnader større en overskuddet tilsier. Dette har bakgrunn i at halve året ved bruk av årlig snittpris gir negativt overskudd (se kap.5.1), og er av den grunn også positiv for seks mnd strømpris. Ved negativ grunnrenteskatt skal det som nevnt gis tilbake til kraftverkseier i form av fradrag på andre kraftverk eid av krafteier, eller i form av utbetaling om totalen av kraftverk er negativ. Det antas at kraftverk i oppgaven er en del av oppdragsgiver ANEO. I praksis vil det si at oppgavens negative grunnrenteskatt kan fratrekkes på ANEO sine andre kraftverk. Gruppen har derimot ingen informasjon om de andre kraftverkene sin grunnrenteskatt. Det blir derfor antatt at oppgavens kraftverk ved årlig snittpris hvert år får utbetalt den negative grunnrenteskatten. Dette legges til i kraftverkets årlige kontantstrøm.

5.2.8.4 Høyprisbidrag

Fra 28.September 2022 ble det innført en overskudds avgift kalt "høyprisbidrag". Høyprisbidraget fører til at produserende vannkraftverk over 1 MVA i hele Norge må betale en prosentsats i avgift ved gjennomsnittlig månedes strømprissalg over 70 øre per kWh. Denne prosentsatsen er per 2023 satt til 23%. Høyprisbidrag regnes ut ved formel 5.10: [58]

$$HPB = 23\% \cdot Ph \quad (5.10)$$

- HPB er høyprisbidrag [kr]
- Ph er er månedsnitt over 70 [øre/kWh]

Bakgrunnen for innføring av avgiften er høye strømpriser i strømregionene NO1,NO2,og NO5 i en lengre periode (se kap. 2.3.1). Dette ved tanke på at kraftprodusenter i de respektive områdene i en periode har hatt en stor inntekt, og muliggjør dermed at staten kan innhente litt av denne profitten og på sikt gi den tilbake til samfunnet. Avgiften har derimot visst seg meget kontroversiell ved tanke på at den senker et vannkraftverk sin netto inntekt, og med det investeringsgrunnlaget til nye ikke bygde anlegg. Høyprisbidraget kan på bakgrunn av dette gjøre det mindre attraktivt for investorer å investere i nye anlegg. Noe som kanskje er uønsket ved tanke på at Norge kan gå med et kraftunderskudd i nær fremtid (se kap. 2.3.2). Dette er

også en faktor som spiller inn ved tanke på en mulig utbygning av oppgavens pumpekraftverk. Dette spesielt ved tanke på at oppgavens kraftverk er lokalisert i strømsregion NO3 som per 2023 ikke opplever samme prisøkninger. [59]

Høyprisbidrag er en overskuddskatt. For pumpekraftverk trekkes utgiften ved pumping av vann fra inntekten ved produksjon. Dvs. at strømprisen som gjelder for høyprisbidrag på et pumpekraftverk er differansen mellom gjennomsnittlig salgspris og kjøpspris i løpet av en måned. Basert på strømprisene i tabell 5.1 kan det observeres at det er kun desember måned i NO3 som er over 70 øre/kWh og med det eventuelt er den eneste måned hvor det skal betales høyprisbidrag. Ved å inkludere Samburusjøen kraftverk sin virkningsgrad og driftskostnader til differansen for desember havner derimot det totale overskuddet for desember under det som vil tilsi en prisdifferanse på 70 øre/kWh. På bakgrunn av kraftverket og de benyttede strømprisene blir derfor høyprisbidrag satt til null for oppgavens kraftverk.

[58]

5.2.8.5 Konsesjonsavgift

I følge NVE sine nettsider: “Ved konsesjoner gitt etter vassdragsreguleringsloven eller vannfallrettighetsloven, plikter kraftverkseierene å betale en årlig avgift til staten og til de berørte kommunene” [60]. Denne avgiften blir kalt en “konsesjonsavgift”, og gjelder for alle kraftverk som produserer over 40 GWh. Konsesjonsavgiften beregnes og fastsettes i konsesjonen av NVE og fordeles mellom stat, og berørte kommuner. Avgiften kan indeksjusteres hvert femte år for å matche næringssituasjonen og samfunnetsinflasjon. [60]

NVE beregner avgiften basert på den teoretiske effekten kraftverket har og ikke den faktiske produksjonen gjennom et år. Denne effekten blir regnet i enheten “Naturhestekrefter” [Nat.HK.]. Naturhestekrefter kan beregnes slik vist i formel 5.11:

$$H \cdot Q_{reg} \cdot 13,33 \quad (5.11)$$

- Der H er den brutto fallhøyden som i oppgavens tilfelle er 79,3 [m]
- Q_{reg} er den regulerte vannføringen kjørt i perioder ved lav vannstand også kalt “minstevannføring” [m^3/s]

Minstevannføringen er til for å sikre at både natur, område og dyreliv blir ivaretatt ved utbygging av kraftverk. For oppgavens kraftverk har gruppedeltakerne fått oppgitt av oppdragsgiver at Burusjøen per 2023 ikke har noen formelle krav til minstevannføring. Samsjøen har heller ikke et direkte krav til minstevannføring, men har et indirekte krav i forhold til at Nedre del av Lundesokna er registrert som et viktig bekkedrag. Ned mot Sokna kraftverk er derfor minstevannføringen satt til 0,3 m^3/s . Om den indirekte minstevannføringen til Samsjøen medregnes gir dette henholdsvis 307 Nat.HK. og 197 Nat.HK. ved bruk av formel 5.11 for seks og åtte timers varighet. [61]

For å finne Konsesjonsavgiftens verdi i forhold til dette multipliseres antall Nat.Hk med en fast avgiftsats gitt med enheten [kr/Nat.HK.]. Avgiftsatsen er basert på kraftverkets gitte konsesjon. Der lokasjon og kraftverketsdimensjoner er viktige faktorer. Siden oppgavens kraftverk ikke har en eksisterende konsesjon velges avgiftssatsen gitt ved konsesjon til nærliggende Sama kraftverk. Denne konsesjonen er fra 1978 og vil av den grunn ha en stor usikkerhet knyttet til den fastsatte avgiftsatsen, men i mangel på bedre kilder antas dette som førende avgiftsats. Avgiftsatsen er gitt

som 1,5 kr/Nat.HK. til staten, og 6 kr/Nat.HK. til berørte kommune. Ved minstevannføringen til Lundesokna gir dette henholdsvis konsesjonsavgift på omtrent 2300 kr og 1500 kr årlig for seks og åtte timers varighet [62]

I forhold til at det nyttbare reguleringsvolumet til kraftverket er såpass lite sammenlignet med Samsjøen sitt reguleringsvolum, Burusjøens minstevannføring er lik null, og at den utregna konsesjonsavgiften er minimal antas konsesjonsavgift neglisjerbar i oppgavens kraftverk. Oppgavens kraftverk antas derfor ikke å få krav til minstevannføring ved konsesjon. Konsesjonsavgift settes derfor til null i økonomi bergeninger.

5.2.8.6 Merverdiavgift

Merverdiavgift (ofte forkortet til MVA) er et ekstra påslag som betales til staten på nesten alle tjenester. Dette gjelder tjenester i form av kjøp, salg, arbeid, osv. Sitert fra skatteetaten kan det framlegges at: “for bedrifter og organisasjoner som skal betale merverdiavgift til staten, er merverdiavgiften som regel ingen kostnad” [63]. Som næringsdrivende må du betale merverdiavgift på innkjøpene dine, men som oftest kan du få fradrag for denne avgiften. Merverdiavgiften har en generell sats på 25 % av tjenesten, men kan variere på bakgrunn av næring, avtaler og type tjeneste. [63]

$$MVA = tj \cdot 25\% \quad (5.12)$$

- MVA er utregnet merverdiavgift [kr]
- tj er den gitte tjenesten [-]

For oppgavens tilfelle er det ikke funnet noe informasjon som tilsier at en vannkraftprodusent skal betale merverdiavgift ved produksjon og salg av energi. I tillegg vil som nevnt merverdiavgift ikke gi noen kostnad for selgende bedrift, men bare et påslag for kjøpende part. Med bakgrunn i dette medregnes ikke merverdiavgift ved drift av kraftverket. Dette kan potensielt vise seg feil i forhold til at oppgavens kraftverk også må kjøpe kraft ved pumping, men for å forenkle oppgaven antas det ingen merverdiavgift ved årlig drift. Ved investering i kraftverket regnes det derimot med merverdiavgift. Dette er med bakgrunn i at alle komponenter skal innkjøpes og at det betales for selve byggingen av kraftverket. I tillegg er det i henhold til NVE sitt kostnadsgrunnlag ikke medregnet merverdiavgift, og må derfor regnes separat. Det anses mulig å fradragsføre for deler av investeringen, og med det redusere merverdiavgiften i stor grad. For å ikke komplisere oppgaven antas det derimot ingen fradrag på merverdiavgiften ved investering, og satsen blir med det satt til 25 %. [63]

Ved bruk av formel 5.12 beregnes merverdiavgiften for investeringskostnaden til å være:

- Seks timers varighet: 75,56 mill. kr
- Åtte timers varighet: 54 mill. kr

Merverdiavgiften legges til på den totale investeringskostnaden.

5.2.9 Totale investeringskostnader

I dette delkapittelet oppsummeres de totale investeringskostnadene. Totale investeringskostnader blir for oppgaven definert som summen av alle kostander beskrevet fra kapittel 5.2.1 til kapittel 5.2.6 summert med merverdiavgiften nevnt i kapittel 5.2.8.6. Summert er investeringskostnaden gitt som:

- Seks timers varighet: 302.25 mill. kr
- Åtte timers varighet: 216 mill. kr

Inkludert merverdiavgiften på investeringen gir dette en total investeringskostnad på:

- Seks timers varighet: 377.8 mill. kr
- Åtte timers varighet: 270 mill. kr

I forhold til investeringskostnaden er det vanlig i vannkraftbransjen å fremlegge et nøkkeltall for kostnaden av kraftverket ved kraftproduksjon. Dette utregnes ved å ta total investeringskostnad dividert med årlig produksjon. Dette tilsvarer disse nøkkeltallene: [64]

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: 3,5 kr/kWh
 - Seks mnd strømpris: 7 kr/kWh
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris: 3 kr/kWh
 - Seks mnd strømpris: 6 kr/kWh

Disse nøkkeltallene er et flytende tall som tilsier hvilken strømpris kraftverket må ha for å tjene inn kraftverket i løpet av et år. Eksempelvis vil dette for årlig snittpris for seks timers varighet tilsa at anleggets investeringskostnaden kan betales tilbake iløpet av et år om prisdifferansen mellom natt og dag tilsvarer 3,5 kr/kWh og brukstiden holder seg konstant. Dette forutsetter også at andre utgifter neglisjeres. Med bakgrunn i at dette per 2023 er en høyst usannsynlig prisdifferanse i tillegg til at andre utgifter ikke neglisjeres benyttes ikke dette parametre ved videre utregninger. Nøkkeltallet kan likevel gi en pekepinn på at det dimensjonerte anlegget ser ut til å bli i dyreste laget. Dette i forhold til at maks verdi for dette nøkkeltallet for vannkraftverk ofte settes til 4 kr/kWh. Et pumpekraftverk har også utgifter ved pumpemodus som et vannkraftverk ikke har og det kan ved bakgrunn av dette anslås at investeringskostnaden blir for høy for oppgavens kraftverk. [64]

5.3 Konesjonskraft

En vannkraftprodusent plikter å produsere og selge inntil 10 % av sin produksjon til kommunen og eventuelt fylkeskommunen hvor kraftproduksjonen skjer ved fastsatt konsesjonskraftpris for det gitte året eller perioden. Denne prisen blir som oftest bestemt ved avtale mellom partene. Loven om konsesjonskraft er til for å at det skal lønne seg for den berørte kraftkommune at deres naturområder og vannressurser blir brukt til kraftproduksjon. Konsesjonskraftprisen skal gi en mye rimeligere kraftpris enn det åpne spottprismarkedet tilbyr, og skal etter planen kunne gi mulighet til å blant annet lettere utvikle næringsliv i den berørte kommunen i form av for

eksempel industri. Om det ikke blir enighet om en kraftprisavtale mellom partene gjelder en fastsatt "OED pris". [57]

OED pris blir for hvert produksjonsår fastsatt av Olje og Energidepartementet basert på gjennomsnittlig selvkostnad for et respektabelt antall vannkraftanlegg fra hele landet. Eksempelvis ble OED prisen for 2022 fastsatt til 11,57 øre/kWh, men ble for 2023 økt til 11,77 øre/kWh. Akkurat som det er vanskelig å forutsi den fremtidige kraftprisen i det åpne kraftmarkedet er det også her vanskelig å forutsi den fremtidige OED prisene for kommende år, men den har historisk sett ikke hatt betydelige endringer. For å forenkle videre utregninger blir det på bakgrunn av dette antatt en fast konsesjonskraftpris avtale med kommunen for hele levetiden av pumpekraftverket tilsvarende OED prisen for 2023 lik 11,77 øre/kWh. [65]

Den samlede inntekten fra konsesjonskraft per år kan regnes ut slik vist i formel 5.13:

$$I_k = (10\% \cdot E_t) \cdot \frac{OED}{100} \quad (5.13)$$

- I_k er inntekt fra konsesjonskraft [Kr]
- E_t er total energiproduksjon [kWh]
- OED er fastsatt konsesjonskraftpris [Kr/kWh]

[57]

Den totale inntekten fra den pliktige konsesjonskraften regnes da ut til å bli:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: 1 258 000 kr ved en årlig konsesjonskraft produksjon på 10,75 GWh. Dette er inkludert turbinmodus virkningsgrad.
 - Seks mnd strømpris: 629 000 kr ved en årlig konsesjonskraft produksjon på 5,37 GWh. Dette er inkludert turbinmodus virkningsgrad.
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris 1 074 000 kr ved en årlig konsesjonskraft produksjon på 9,18 GWh. Dette er inkludert turbinmodus virkningsgrad.
 - Seks mnd strømpris: 537 000 kr ved en årlig konsesjonskraft produksjon på 4,59 GWh. Dette er inkludert turbinmodus virkningsgrad.

Verdiene for seks mnd strømpris er her halvparten av årlig snittpris med bakgrunn i at energiproduksjonen er halvert. I tillegg bør det merkes at siden 10 % av vannet benyttes til konsesjonskraft må denne kraften også pumpes opp med standard strømpriser. Dette medregnes i de økonomiske beregningene.

5.4 Årlig Kontantstrøm

Hovedinntekten til et kraftverk vil komme fra strømsalg fra enten day-ahead markedet, det daglig levende markedet, eller evt. andre avtaler. Inntekten for kraftverket vil tilsi solgt produsert energi i turbinmodus, der 90% består av “hovedinntekten” og 10% kommer fra konsesjonskraften forklart i kap. 5.3. For oppgavens kraftverk vil hovedinntekten benytte strømpris fra tabellene 5.2 og 5.3. Dette ved å multiplisere strømpris med 90 % av produksjonen. I tillegg må det inkluderes de årlige kostnadene for pumping som vil være kraftverkets hovedutgift. Kostnadene for opp pumping vil også benytte strømprisen fra tabellene 5.2 og 5.3.

Oppsummert vil oppgavens kraftverk sine sammenlagte inntekter og utgifter som tilsier overskuddet utgjøre en årlig kontantstrøm. I realiteten vil den årlige kontantstrømmen variere siden den påvirkes av faktorer som strømpris, årlig vanntilsig, vedlikehold, drift, produksjon, osv. I oppgavnes tilfelle så er parametrene konstante for hele den økonomiske levetiden som medfører at kontantstrømmen holder seg konstant.

Om Samburusjøen kraftverk sine totale årlige inntekter og utgifter fra foregående kapittel blir lagt sammen gir dette følgende årlige kontantstrømmer:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: 3 249 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 6 471 000 kr
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris 2 773 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 3 224 000 kr

5.5 Nåverdi bergening

Nåverdi er en økonomisk beregning som gir et estimat for verdien av nåværende penger i fremtiden. En netto nåverdi analyse er ansett som en av de viktigste investeringsanalysene i investeringsteori, og er ofte sentral når en skal vurdere lønnsomheten ved en investering. Netto nåverdi kan beregnes ved følgende formel 5.14. I oppgaven benyttes formel 5.15 som er en utledning av 5.14. Formel 5.15 benytter diskonteringsfaktor basert på investeringens rente og økonomiske levetid for å regne nåverdi. Diskonteringsfaktor fastsettes ved bruk av formel 5.16. Bruken av formel 5.15 for å regne nåverdi forutsetter at kontantstrømmen er konstant for hvert år. [66], [67]

$$NPV = \sum_{t=1}^T \left(\frac{K_t}{1+r^t} - K_0 \right) \quad (5.14)$$

- T er angitt som økonomisk levetid [år]
- t er angitt som et gitt år [år]
- k_t er årlig kontantstrøm [mill. kr]
- k_0 investering ved år 0 [mill. kr]
- r er kalkulasjonsrente [%]

$$NPV = -k_0 + (I_{\dot{a}r} - k_{\dot{a}r}) \cdot D \quad (5.15)$$

- $I_{\dot{a}r}$ er gitt som årlig inntekt [mill. kr]
- $k_{\dot{a}r}$ er gitt som årlig kostand [mill. kr]
- D er gitt som diskonteringsfaktor [-]

$$D = \frac{(1+r)^t - 1}{r \cdot (1+r)^t} \quad (5.16)$$

For oppgavens kraftverk antas det i kap. 5.4 at den årlige kontantstrømmen (inntekt-utgift) er konstant i løpet av levetiden på 40 år for alle økonomiberegninger. Dette med bakgrunn for å forenkle beregningene. I tillegg til at det er tilnærmet umulig å forutse hvordan kontantstrømmen vil utvikle seg ved fremtidige år.

Kalkulasjonsrenten tilsvarer den avkastingen en investering må ha for å bli lønnsom og tilsier ofte sammenlagte renter fra lån og inflasjon. For oppgavens kraftverk antas det at investeringskapitalen som trengs er tilstrekkelig fra investorssiden. Dvs. at det ikke blir tatt opp noen form for lån eller lignende som påfører kraftverket ekstra rentepåslag i løpet av levetiden. I bakgrunn av dette er den eneste faktoren som må tas hensyn til i fastsettelse av kalkulasjonsrenten inflasjon. Norges Bank jobber aktivt for å kontrollere inflasjon med en pengepolitikk som har som mål at den årlige konsumprisveksten over tid skal ligge på 2 %. På bakgrunn av inflasjonen blir derfor kalkulasjonsrenten fastsatt til 2 %. [68]

Med levetiden på 40 år og den satte kalkulasjonsrenten blir diskonteringsrenten regnet ut ved bruk av formel 5.16 til å være 27,35. Multiplisert med kontantstrømmen gir dette en total generert profitt i løpet av levetiden presentert nedenfor:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: 88 882 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 177 028 000 kr
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris 75 857 000 kr
 - Seks mnd strømpris: 88 209 000 kr

Den totalt genererte profitten vil være en mellomregning for formel 5.15. Ferdig utregnet gir netto nåverdi inkludert den totale investeringskostnaden fra kapittel 5.2.9 verdiene:

- Seks timers varighet:
 - Årlig snittpris: -288 mill. kr
 - Seks mnd strømpris: -200 mill. kr
- Åtte timers varighet:
 - Årlig snittpris -194 mill. kr
 - Seks mnd strømpris: -181 mill. kr

Den negative netto nåverdien tilsier at kraftverkene ved bruk av nåværende tall ikke tjener inn investeringskostnadene. Om det tas utgangspunkt i oppgavens tall vil dette regnes som ulønnsomt.

5.6 Økonomisk oppsummering

I dette delkapittelet blir det gjort en kort økonomisk oppsummering av oppgaven som presenteres i tabell 5.4 som oppsummerer de viktigste verdiene fra Økonomi kapittelet 5. I tillegg presenteres det hvor lang tid det tar før kraftverket går i pluss og den differansen på strømprisen som gjør at kraftverket blir lønnsomt etter 40 år. Det er også lagt fram et kostnadsoverslag for alle investeringskostnadene i vedlegg B.

Tabell 5.4: Tabell for økonomisk analyse

Økonomisk analyse	Seks timer hele året	Åtte timer hele året	Seks timer halve året	Åtte timer halve året
Total årlig skatt [mill. kr]	0.66	0.56	5.18	4.42
Total investeringskostnad [mill. kr]	378.82	270.03	378.82	270.03
Strømpris (natt) [kr/kWh]	0.404	0.387	0.617	0.693
Strømpris (dag) [kr/kWh]	0.635	0.611	1.1230	1.124
Årlig kontantstrøm [mill. kr]	3.25	2.77	6.47	5.52
Total inntekt 40 år [mill. kr]	88.88	75.86	177.03	151.09
Nåverdiberegning [mill. kr]	-288.93	-194.17	-200.79	-118.94

Det er også interessant å finne ut hvor lang tid det tar før prosjektet går i pluss. Beregningen blir gjort ved å bruke formel 5.14 der formelen settes lik 0 og perioden (t) er ukjent. Ved utregning kommer det fram til at ingen av alternativene for drifting av Samburusjøen kraftverk noensinne vil gå i pluss. Dette er fordi verdien for inflasjonen etter hvert blir større enn kontantstrømmen ved bakgrunn av konstant årlig kontantstrøm.

Nedenfor blir det i tabell 5.5 framlagt differansen mellom strømprisen på dagen når kraftverket er i turbinmodus og på natten når kraftverket er i pumpemodus som gjør at kraftverket blir lønnsomt etter 40 år.

Tabell 5.5: Tabell for optimal differanse i strømpris for at kraftverket skal bli lønnsomt etter 40 år

Lønnsom differanse i strømpris mellom natt og dag	Opprinnelig benyttet strømprisdifferanse for oppgaven	Nødvendig økning i differansen på strømprisen for at kraftverket skal bli lønnsomt	Lønnsom strømprisdifferanse
Seks timer varighet, årlig [kr/kWh]	0.231	0.158	0.389
Åtte timer varighet, årlig [kr/kWh]	0.224	0.143	0.367
Seks timer varighet, seks mnd [kr/kWh]	0.513	0.267	0.780
Åtte timer varighet, seks mnd [kr/kWh]	0.431	0.269	0.7

En feilkilde ved tallene presentert i tabell 5.5 som er viktig å nevne er at produksjonen og dermed også profitten avhenger av virkningsgraden. Gjennom analyse av strømpris som inkluderer virkningsgrad for både pumpemodus og turbinmodus så er det funnet ut at nøyaktigheten på utregningen er noe upresis når differansen økes. Det er derfor brukt strømpriser fra erfaringsmessige tall for å få en mest mulig realistisk differanse.

Nedenfor i tabell 5.6 er det lagt fram noen utregninger i en simulert situasjon der profitten og dermed kontantstrømmen ekskluderer skatter, avgifter og kraftavtaler. Dvs. at det kun medregnes kjøp og salg i pumpe- og turbinmodus. Tabellen og dens utregninger diskuteres i 6.1.

Tabell 5.6: Tabell for økonomiske beregninger ekskludert skatt, avgift og kraftavtaler

Økonomiske beregninger ekskludert skatt, avgift og kraftavtaler	Seks timer hele året	Åtte timer hele året	Seks timer halve året	Åtte timer halve året
Nåverdiberegning [mill. kr]	-156.33	-83.61	26.03292456	-65.08
Tidsperiode før kraftverket går i null	136 år	80 år	37 år	65 år
Kontantstrøm	8.10	6.81	14.76	7.49

6 Diskusjon

I diskusjonskapittelet blir det diskutert om kraftverket er lønnsomt eller ikke. Årsaken til at kraftverket ikke blir lønnsomt og hvilke parametre som må endres for at det skal bli lønnsomt blir framlagt. I tillegg legges det frem mulige feilkilder og forbedring for videre arbeid, samt en diskusjon rundt en eventuell konsesjon for oppgavens kraftverk.

6.1 Lønnsomhet

Lønnsomheten til kraftverket belager seg på en nåverdiberegning presentert i Nåverdikapittel 5.5. Her fremlegges det at alle nåverdiberegningene er negative som medfører at oppgavedeltagerne kan konkludere at kraftverket ikke er lønnsomt. Dette i bakgrunn av at investeringskostnadene ikke kan tilbakebetales i løpet den økonomiske levetiden på 40 år. I realiteten vil det som presentert i kap. 5.6 aldri kunne tilbakebetale investeringskostnadene ved drifting av Samburusjøen kraftverk. Det er mulig å argumentere for at dette ikke er helt riktig i bakgrunn av det som ble lagt fram i 5.4, konstant årlig konstantstrøm. Ved at konstantstrømmen også endrer seg etter samfunnet likedan som inflasjonen vil kontantstrømmen variere og gjøre at kraftverket potensielt kan bli mer lønnsomt. Sett bort ifra dette vil det mest sannsynlig uansett ta lang tid før det går i pluss.

Kraftverket blir ikke lønnsomt på bakgrunn av hvordan oppgaven er dimensjonert og driftes. Hovedårsakene til at kraftverket ikke er lønnsomt er presentert nedenfor. Det vil bli beskrevet hvordan kraftverket må endres og framlagt alternative løsninger for at kraftverket skal bli lønnsomt i neste kapittel 6.4.

- Valg av varighet i forhold til drift
- Liten fallhøyde
- Stort tunneltverrsnitt
- For liten differanse i strømpris
- Skatt og avgifter

Valget av varighet for driftingen av kraftverket avgjør hvilken brukstid kraftverket får. Brukstiden er med på å utregne energiproduksjonen som igjen påvirker lønnsomheten. I avsnittene nedenfor legges det dermed fram fordelene og ulempene ved seks timers varighet sammenlignet med åtte timers varighet.

Fra nåverdiberegningene i tabell 5.4 observeres det at åtte timers varighet er et bedre alternativ enn seks timers varighet med tanke på lønnsomhet. Differansen mellom seks timer og åtte timer for den totale inntekten etter den økonomiske levetiden på 40 år er på 13,02 mill. kr og differansen på investeringskostnadene 108,79 mill. kr. Fra dette er det saklig å påstå at investeringskostnadene er hovedårsaken til at åtte timers varighet er et bedre alternativ enn seks timers varighet i oppgavens sammenheng. Dette kan begrunnes i at åtte timers varighet har mindre tunneltverrsnitt enn seks timers varighet.

Hvis en ser bort ifra investeringskostnadene så er seks timers varighet et bedre alternativ. Dette på bakgrunn av at inntekten for seks timers varighet er større enn åtte timers varighet. For lengre varighet blir det mindre differanse i strømpris ved at det blir inkludert to ekstra timer som ofte er dyrere. I framtiden kan det være bedre med kortere varighet, som går mer inn i detalj i kapittel 6.4.3.1. Derfor kan varigheter som 6 timer og kortere varigheter være gode alternativer framover.

Det er også ikke nødvendigvis seks og åtte timers varighet som er de beste varighetene å analysere, men det er det gruppen har valgt å simulere. Det kunne blitt gjort et valg av andre varigheter som nevnes videre i kap. 6.4.3.

Hovedsakelig så blir ikke kraftverket lønnsomt fordi investeringskostnadene er for store for at profitten kan dekke utgiftene etter 40 år. Investeringskostnadene for alle komponentene er basert på dimensjonene av kraftverket som alle er avhengig av tunneltverrsnittet. Kostnadene til nesten alle komponentene i kraftverket avhenger av tunneltverrsnittet (A) som igjen påvirker volumstrømmen (Q), turtallet (rpm) og effekten (P). Det er bare anleggsvei og damkonstruksjonen som ikke er avhengig av tunneltverrsnittet. For å oppnå høyest mulig årlig kontantstrøm er det et fortrinn at effekten er så høy som mulig. Fra formel 4.11 kan det forklares at effekten avhenger av vannhastigheten, tunneltverrsnitt og fallhøyde. Hastigheten og fallhøyden er for oppgaven konstante verdier, så tunneltverrsnittet er den eneste faktoren gruppen kan forandre for å øke effekten. Fallhøyden til kraftverket er relativt lav i forhold til et pumpekraftverk som ønsker å oppnå høy profitt. Basert på alt dette blir investeringskostnadene for store i forhold til kraftverket, fordi kraftverket må kompensere med et stort tunneltverrsnitt.

Differansen i den årlige snittprisen mellom natt og dag er med på å bestemme den årlige kontantstrømmen. På bakgrunn av kap. 5.4 er kontantstrømmen til stor del avhengig av snittprisen og energiproduksjonen. Den differansen som er lagt fram for kraftverket i tabell 5.2 og 5.3 er ikke stor nok for at kraftverket blir lønnsomt.

En annen ting som blir sett på i denne oppgaven er kun å drifte kraftverket i de månedene som gir positiv profitt etter skatt, avgift og kraftavtaler er trekt ifra. Dette tilsvarende som nevnt i kap. 5.1 i seks mnd med drifting, som halverer brukstiden. For nåverdiberegningene i tabell 5.4 kan det observeres at drifting i seks mnd tilsvarende i større fortjeneste enn for hele året. Dette gjelder for både seks timers varighet og åtte timers varighet. Årsaken til dette har rot i at de månedene som ikke blir tatt med i beregningene for seks mnd drifting. De respektive månedene får negativ overskudd etter at skatt, avgift og kraftavtaler er gjort rede for siden differansen i strømprisen ikke er stor nok. Det er viktig å hensyn til en viss usikkerhet som forekommer ved at innhentingen av data bare inkluderte fem tilfeldige dager for hver måned. Dette går mer i detalj i 6.2.

Skatt, avgifter, kraftavtaler og driftskostnader er med på å trekke fra på inntekter i profitten og medfører til at kontantstrømmen blir mindre. Dette i gjengjeld fører til at kraftverket ikke blir lønnsomt. Det er interessant sammenligne nåverdiberegningen for de opprinnelige beregningene i tabell 5.4 og beregninger der skatt, avgift og kraftavtaler i tabell 5.6 er ekskludert. Fra dette kan det konkluderes at ekskludering av skatt, avgift og kraftavtaler gjør at kraftverket kan tilbakebetales etter en gitt tidsramme og for (seks timer, halve året) kan kraftverket faktisk anses lønnsomt. Sammenlignet med om skatt, avgift, kraftavtaler og driftskostnader inkluderes så går det aldri i pluss. Dermed er det medgjørlig å påstå at det medfører til at kraftverket ikke blir lønnsomt.

På bakgrunn av utregnet virkningsgrad i kap. 4.1.4 blir det for oppgaven konkludert med at prisen for å pumpe vann opp til øvre magasin må være minst 30 % lavere enn salgsprisen ved produksjon for å gi overskudd. Dette ekskluderer skatter, avgifter, og driftskostnader. Ved tanke på at nevnte utgifter ikke er inkludert er det derfor rimelig å anta den reelle prosenten på strømprisdifferansen er høyere.

6.2 Feilkilder

Dette kapitlet gir en oversikt over de viktigste feilkildene for oppgavens dimensjoneringer og økonomiske utregninger.

6.2.1 Vannhastighet

For oppgaven er vannhastighet antatt lik 1,3 m/s med bakgrunn i at vannhastigheten i eksisterende overføringstunnel har denne verdien. Den reelle vannhastigheten i anleggets vannvei er nødvendigvis ikke lik som den eksisterende tunnelen. Dette med bakgrunn på at hastigheten (v), volumstrømmen (Q) og arealtverrsnittet (A) er avhengig av hverandre i henhold til formel 4.14. Avhengig av hvilke verdier som settes som konstanter vil hastigheten kunne variere. At hastigheten blir satt til 1,3 m/s er derfor en usikkerhet som påvirker kraftverkets dimensjoner og falltap.

6.2.2 Konstant fallhøyde

: For oppgaven er det antatt en konstant fallhøyde fra HRV ved Burusjøen til HRV ved Samsjøen. I realiteten vil vannnivået i magasinene variere i større eller mindre grad i forhold til de daværende magasinvolumene, som vil påvirke den totale fallhøyden som kan nyttes gjennom produksjon. Dette er av den grunn en usikkerhetsfaktor som kan påvirke dimensjonering og estimering av anlegget.

6.2.3 Strømpris data

For de brukte strømprisene i tabell 5.2 og 5.3 er det kun benyttet fem data punkter for hver måned. Dvs. at det for hver måned kun plukkes ut fem tilfeldige datoer som gjennomsnittsprisen bestemmes ut ifra. Dette kan gi en missvisende pris i forhold til realiteten, men er gjort på bakgrunn av at det ikke er funnet noen informasjon som oppgir en snittpris for strøm for det oppgaven baserer definisjonen av “natt og dagspris” på. Utplukking av strømpriser har derfor blitt gjort manuelt utfra Nordpool sin nettsider. Med tanke på arbeidsomfang er det derfor ikke benyttet flere enn fem data punkter per måned selv om det ideelt sett skulle vært flere. Antall datapunkter gir en viss usikkerhet for strømprisen og dermed hvilken kontantstrøm som kan medregnes. I etterpåklokskap skulle gruppen kontaktet Nordpool for å få tilgang til nedlastet data for alle dager av året som kunne blitt filtrert for de valgte tidspunktene. For oppgaven er det også kun benyttet året 2022. Ved en grundigere analyse burde det også bli sett på flere år. Dette hadde fjernet usikkerheten knyttet til datapunkter.

Selv om usikkerheten fra antall datpunkter blir fjernet vil det fortsatt være en vesentlig feilkilde at fremtidens strømpriser ikke nødvendigvis vil holde seg på samme nivå som tidligere år. Historiske priser kan kunne gi en pekepinn på hvordan fremtiden sine strømpriser vil oppføre seg. Det er uansett knyttet en viss usikkerhet opp mot fremtidens priser med tanke på at ingen kan forutse fremtiden. For oppgaven er det antatt en konstant strømpris, men trolig vil strømprisen

både følge samfunnets økonomiske indeks og i tillegg variere i stor grad fra år til år. Dette vil kunne utgjøre en hel del på pumpekraftverket sin reelle lønnsomhet over levetiden.

6.2.4 Antatt likt tunneltverrsnitt

Som nevnt i kapittel 3.1.6.1 er det for utregninger antatt likt tunneltverrsnitt for hele vannveien. I praksis vil derimot vannveiens tunneltverrsnitt variere i henhold til hvilken del av kraftverket som det fokuseres på. Dvs. at blant annet tilløpstunnel og trykksjakt i praksis vil dimensjoneres med forskjellige tverrsnitt. Dette kan minimere tap, kostnader, og med det maksimere total lønnsomhet. Likt tunneltverrsnittet kan derfor anses som en feilkilde for oppgaven.

6.2.5 Investeringskostnader

Alle investeringskostnader i oppgaven er innhentet fra NVE sitt kostnadsgrunnlag fra 2015. Dette gjør at alle kostnader er basert på en kilde som i utgangspunktet ikke er gunstig for å oppnå et helhetlig bilde av de reelle kostnadene og gir med det en viss usikkerhet. Det kan derimot argumenteres for at NVE sitt kostnadsgrunnlag er en bra kilde for kostnadsestimering av kraftverk. Dette i forhold til at det er basert på faktiske erfaringstall fra bransje og tidligere bygde kraftverk. For de fleste komponenter er det ikke funnet andre kilder som tilsier hva en eventuell kostnad kan ligge på. Gruppen har blant annet hvert i kontakt med og prøvd å komme i kontakt med en rekke ulike produsenter og leverandører av komponenter. Dette uten å få gode svar rundt hva den gitte komponenten kan koste for kraftverket. Dette gjelder komponenter som frekvensomformer, generator, turbin, entreprenørkostnader knyttet til bygging og eventuell grindrensker for anlegget. For generator har det blitt funnet ulike kostnader der NVE sitt kostnadsgrunnlag virker som den mest troverdige og riktige kilden for kraftverket i oppgaven. I bakgrunn av det som er nevnt ovenfor er det derfor kostnadsgrunnlaget ansett som den beste kilden for en eventuell kostnadsestimering. Selv om det antas at direkte kostnader gitt fra en entreprenørbedrift eller leverandør vil være en bedre kilder.

I forhold til NVE kostnadsgrunnlag fra 2015 bør det merkes at grunnlaget er per oppgavens skrivepunkt åtte år gammelt. I løpet av åtte år har både inflasjonen i samfunnet økt og pris for ulike komponenter økt i varierende grad. Det knyttes derfor en viss usikkerhet opp mot de utregnede investeringskostnadene for oppgavenskraftverk. Det antas at usikkerheten vil gi negative utslag på den totale kostnaden, og etter all sannsynlighet øke prisen med noen prosenter. Dette er derimot ikke medregnet siden det er ansett som komplekst å fastslå hvor mye kostnadene for hver enkelt komponent har endret seg over den gitte tiden.

6.2.6 Dimensjonering

Utbygning av et pumpekraft er i utgangspunktet i høyeste grad et komplekst prosjekt og trenger innsyn fra eksperter i ulike fagfelt. Ideelt sett burde hver enkelt komponent dimensjoneres av erfarne fagfolk. Av den grunn er det tilknyttet en viss usikkerhet til dimensjoneringene gjort av gruppedeltakerene.

Ved dimensjonering av Samburusjøen kraftverk er det tatt utgangspunkt i å optimalisere tunneltverrsnittet etter lønnsomhet i forhold til analysert varighet og strømprisdifferanse. I oppgaven dimensjoneres hele anlegget som følge av det optimaliserte tunneltverrsnittet, med bakgrunn på at tunnel erfaringsmessig for kraftverk er den største kostnaden. Dette kan anses som en usikkerhet. Siden det er mulig å dimensjonere etter forskjellige parametre og komponenter

i kraftverket. Om det eksempelvis hadde blitt valg å dimensjonere kraftverket etter nyttbart reguleringsvolum hadde kraftverket fått andre verdier og parametre. Det er derfor mulig at et annet utgangspunkt kunne gitt lønnsomhet for et pumpekraftverk ved gitte lokasjon.

Optimalt sett for denne oppgaven hadde vært å dimensjonere kraftverket etter et pumpekraftverk istedenfor et tradisjonelt kraftverk (i den forstand at det dimensjoneres for etter pumpekraftverk i turbinmodus). I utredning av oppgavens dimensjoner ble det ikke funnet et bestpunkt mellom kostnad og inntekt utregnet med figur 3.1 ved bruk av verdiene og driftsmønsteret til et pumpekraftverk. Dermed ble det gjort en antagelse om en alternativ metode der det ytterligere ble regnet fram til et bestpunkt som vist i figur 3.2. Denne metoden dimensjonerer kraftverket etter turbinmodus for pumpekraftverk. Der valgte verdier for pumpekraftverk blir benyttet, men det analyseres for salgsinntekt istedenfor overskudd. Dette antas som en feilkilde, men anses som det beste alternativet.

6.3 Oppgaven i forhold til konsesjon

I kap 2.5 fremlegges det at en konsesjonsprosess kan ta minimum seks år. På bakgrunn av kap. 2.3.2 om fremtidskraftmarked bør det regnes med at Norge de nærmeste årene går mot kraftunderskudd. Det kan da antas at den Norske stat de neste årene ønskelig vil forkorte ned dagens konsesjonsprosess i tillegg til å muligens slakke ned litt på dagens krav. Dette for å kunne øke effekt og kraftproduksjon for å imøtekomme det kommende kraftunderskuddet og fremtidens kraftmarked i Norge. Dette vil åpne opp muligheter for at oppgavens teoretiske pumpekraftverk vil kunne oppleve en norsk stat som vil tilrettelegge i større grad for en utbygging av kraftproduksjon som både kan innsnevre konsesjonsprosessen, og bidra til å øke sjansene for å få den godkjent.

I forhold til en mulig konsesjonsprosess har det bli tatt ulike hensyn i dimensjonering av oppgaven. I forhold til reguleringsvolumet er det tatt hensyn til hytteiere, og nærområdet rundt Burusjøen ved å bare øke HRV med 1 meter. Det vurderes slik at dette vil bidra til å påvirke fiskelivet i Burusjøen minst mulig. Flom situasjoner i Burusjøen antas også godt dekket med både flomoverløp og luke ved dammen, i tillegg til en teoretisk mulighet for å åpne eksisterende overføringstunnel ved stor flom. Estetisk sett vil kraftverket være lite synlig i forhold til at det meste av kraftverket vil befinne seg inne i fjell. Dette med unntak av kraftstasjonen som vil være synlig i dagslys helt nede ved uttaket til Samsjøen. Det antas også lettere å få gjennom en konsesjon da det allerede finnes kraftverk i nærområdet. I forhold til det elektriske nettet kan det spekuleres i at det allerede er kraftverk i nærområdet, det elektriske nettet i området antas i det tilfelle allerede dimensjonert og ha god nok kapasitet til å kunne koble på oppgavnes kraftverk i tillegg til de eksisterende. I en eventuell konsesjon trengs det da ikke en stor utredning og oppgradering av dagens elektriske nett.

Kort oppsummert antas det at Samburusjøen har mulighet til å få innvilget konsesjon.

6.4 Forbedringer for videre arbeid

6.4.1 Øke fallhøyde

En av forbedringene som kan gjøres for et eventuelt kraftverk er fallhøyden. For oppgaven er det benyttet en fallhøyde på 79,3 m. Dette tar utgangspunkt i at HRV for Burusjøen har blitt økt med en meter. Ved å øke HRV påvirkes hele dimensjoneringen av anlegget. Her i blant påvirkes utregningen av installert effekt, dimensjonering av tunneltverrsnitt og anlegg, og med det også energiproduksjon og den totale lønnsomheten. Det er i teorien mulig å øke HRV til Burusjøen ytteligere, men dette vil etter all sannsynlighet kreve en mye lengre dam i tillegg til at en høyere vannstand vil kunne oversvømme både hytter og natur i området. Dette i forhold til at området ved høyere høyder har større kompakte hyttefelt og er relativt flatt og vil derfor kunne oversvømme et større areal og eiendommer. Dette vil gjøre det vanskelig å få gjennom en eventuell konsesjon. I tillegg til at det er begrenset hvor mye HRV kan økes ved Burusjøen.

Ut ifra forrige avsnitt vil det kunne være gunstig for både effekt og lønnsomheten i et pumpekraftverk å finne en ny lokasjon for etablering. Den nye lokasjonen antas å kunne dra stor nytte av en større fallhøyde. I tillegg vil også et pumpekraftverk kreve et stort reguleringsvolum for å kunne kjøre kraftverket med stor frihet. Det kan også være en fordel at distansen mellom øvre og nedre magasin ikke er for stor da dette vil kunne minske eventuelle falltap.

6.4.2 Lønnsom differanse i strømprisen

Det er interessant for kraftprodusent å bli informert om når det er lønnsomt å drifte kraftverket. Tabell 5.5 presenterer differansen som gjør at kraftverket blir lønnsomt etter 40 år. Verdiene som er framlagt kan brukes som en pekepinn for kraftprodusent til å vite når det er mest fornuftig å drifte kraftverket. Prisen er også et snitt av differansen i strømprisen mellom natt og dag i løpet av et helt år. En kraftprodusent burde derfor ta i betraktning at strømprisen varierer fra dag til dag, men at det i løpet av året burde siktes mot en årlig eller seks måneders snittpris framlagt i tabell 5.5.

Ved å benytte en større differanse mellom strømprisen på natten i pumpemodus og på dagen i turbinmodus vil kraftverket kunne bli lønnsomt etter den økonomiske levetiden. Fra tabell 5.5 er det framlagt hvilken økning i differansen på strømprisen som er nødvendig for at kraftverket skal bli lønnsomt. Økningen tilsier differansen mellom den differansen i strømprisen som gruppen fant fra innsamlingen av data for strømpris og den differansen i strømprisen som gjør kraftverket blir lønnsomt.

6.4.3 Driftsmuligheter og varighet

Dette kapitlet oppsummerer påvirkningen av varigheter og driftsmuligheter for Samburusjøen kraftverk.

6.4.3.1 Endret varighet

Ut fra det som blir diskutert i kapittel 6.1 blir det konkludert med at Samburusjøenkraftverk ikke er en lønnsom investering med bakgrunn i oppgavens antagelser og estimerte tall. Som nevnt er det derimot mange antagelser og valg som påvirker de estimerte tallene. Disse valgene er med på å avgjøre kraftverket sin lønnsomhet. En av disse valgene er kraftverkets varighet. For oppgaven er det rettfærdiggjort i kapittel 3.1.1 ut fra kapitlene 2.3.2 og 2.4 at det for oppgavens

kraftverk velges å analysere seks og åtte timers varighet. Valget tas på bakgrunn av ønske om et dagsbasert pumpekraftverk med høy effekt som kan utnytte prisdifferanser. Dette har som nevnt stor innvirkning på hvordan kraftverket dimensjoneres og i tillegg hvilken strømpriser som benyttes ved utregningene.

En mulig forbedring til anlegget ville vært å endre varigheten til anlegget. Her finnes det mange ulike valgmuligheter. Utfra verdiene presentert i oppgaven gir en kortere varighet en høyere årlig inntekt. En høyere inntekt for lavere varighet forklares utfra kapittel 2.4 ved at strømprisene er i snitt på sitt laveste midt på natten. Et kraftverk med lavere varighet kan utnytte disse lave prisene ved å kun pumpe opp vannet når strømmen er på sitt billigste. Derav kunne det vært interessant å se på eksempelvis varigheter som fem og fire da dette vil kunne danne et større grunnlag for en høy strømprisdifferanse mellom natt og dag. Dette kunne kanskje generert en høyere inntekt uavhengig av at brukstiden blir mindre, men utfra ønske om høy effekt øker også investeringskostnadene. Utfra dette bør det i fremtiden finnes en balanse mellom ønsket størrelse på anlegget og når kraftverket bør kjøres. Ideelt sett antas det at et mindre kraftverk med kort varighet som utnytter strømprisdifferansen vil kunne gi en bedre lønnsomhet.

6.4.3.2 Kjøring av Samburusjøen kraftverk

Det bør medregnes at Samburusjøen kraftverk antas å kjøres ved faste tidspunkt hver eneste dag uavhengig av strømprisen. I praksis hadde det derimot hvert mulig å kjøre kraftverket når det passer seg både etter strømpris og for å balansere strømmettet. For seks timers varighet kunne det for eksempel hvert mulig å kjøre kraftverket i pumpemodus i seks timer i løpet av natten fra midnatt til 06:00. For å deretter kunne kjøre i turbinmodus etter ønske i seks timer mellom 06:00 og midnatt samme dag med eneste tiden det tar for stopp og oppstart som begrensing. Dette kunne bidratt både til å balansere nettet i tillegg til å øke lønnsomhet.

Videre bør det nevnes muligheten for å utnytte Burusjøen sitt reguleringsvolum til det fulle. I kapittel 3.4.3.1 blir reguleringsvolumet for Burusjøen tre doblet ved å øke HRV med en meter, i tillegg til at det antas å gjøre minimal skade på området rundt. I kapittel 3.1.6.2 blir det presentert de reguleringsvolumene som vil bevege seg opp og ned ved turbin og pumpe modus. Dette tilsvarer verdiene 1.209 mill. m^3 og 1.027 mill. m^3 for seks og åtte timer. Dette tilsvarer at begge varighetene omtrent kan tredobles i forhold til det mulige brukbare reguleringsvolumet i oppgaven er oppgradert til 3,39 mill. m^3 . I tillegg skal det medregnes at Burusjøen har et årlig vanntilsig oppgitt i kapittel 2.6.1 som ikke er medregnet i oppgaven. Dette vanntilsiget gjør at Burusjøen i praksis ikke trenger å pumpe opp den samme verdien volum som det som går ned ved turbinmodus. Dette gjør at det kreves mindre energi ved pumpemodus for å beholde reguleringsvolumet i Burusjøen stabilt over en periode. Dette sammen med det økte reguleringsvolumet gir høyere frihet for hvordan kraftverket i praksis kan kjøres. Dette åpner blant annet muligheten for å eksempelvis droppe å pumpe opp vann en dag, men likevel kunne kjøre to dager på rad med samme varighet. Evt. benytte en lengre varighet i løpet av dagen for å så pumpe opp ved de billigste nattesprisene. Her er mulighetene mange, og åpner for at lønnsomheten av Samburusjøen kraftverk i praksis er høyere enn det som blir beregnet for oppgaven.

Tilslutt bør det i forhold til drift tas i betrakning som det er nevnt i kapittel 2.3.2 at fremtidenskraftmarked vil oppleve mer uregulert kraftproduksjon. Et pumpekraftverk som i oppgaven vil kunne regulere og lagre denne energien i øvre magasin. Vannmagasin har i tillegg en lang lagringstid av energi som gjør at energien fra eksempel vindenergi fra vindfulle

høstmåneder kan nyttes utover vinter og vår om ønskelig. Dette kan blant annet knyttes opp mot at oppdragsgiver ANEO som også har eierskap i en rekke ulike vindparker i NO3 der iblant Stokkfjellet vindpark og Roan vindpark som kunne vært nært knyttet til oppgavens Samburusjøen kraftverk. Inn mot fremtiden kan det antas at strømprisen vil falle i perioder med mye vind da store mengder av energi vil komme fra vindenergi, men vil øke i perioder med lite vind. Her kan Samburusjøen kraftverk kunne bidra til å utnytte den uregulerte kraften, og kunne balansere strømmettet ved behov. [69]

6.4.4 Øke virkningsgrad

Ved å minske tap i komponenter i kraftverket vil virkningsgraden øke. En økning i virkningsgrad er en forbedring som kan øke inntekter og senke utgifter. Å optimalisere kraftverkets virkningsgrad er dermed en vesentlig forbedring som kan øke den total lønnsomhet.

Oppgavens virkningsgrad inkluderer både falltap fra tunnel, hydrauliskekomponenter sine tap, og de elektriskekomponentene sine totale tap. Antagelsene for virkningsgrad er gjort på bakgrunn av antatte riktige verdier for komponenter. Dvs. at det vil være fullt mulig å minske tapene ved en grundigere dimensjonering. Det er derimot trolig at eventuelle oppgraderinger ikke vil øke tapene i betydelig storgrad. Av den grunn at antagelsene stort sett er basert på fornuftige utregninger og erfaringstall. Trolig antas det derfor at den totale virkningsgraden til anlegget vil kunne bli forbedret med noen prosent som vil gi positivt utslag for lønnsomhet, men at dette ikke vil være en fremmede faktor for kraftverkets lønnsomhet.

6.4.5 Sammenligninger

Det kunne vært interessant å se på ulike sammenligninger i forhold til det dimensjonerte kraftverket. Nedenfor blir det oppsummert noen av sammenligningene som kunne vært interessant å analysere ved nye undersøkelser.

Som en forbedring til oppgaven kunne det blitt sammenlignet flere varigheter og deres lønnsomhet. Dette hadde gitt et bedre grunnlag for å framlegge om kortere eller lengre varighet er ideelt med tanke på lønnsomhet. I samråd med dette kunne det også blitt analysert like varigheter med ulike størrelser for kraftverket.

For oppgaven ses det i ettetid også på som interessant å sammenligne lønnsomheten til sesongbaserte kraftverk med dagsbaserte kraftverk som gjelder for oppgaven. Dette i forhold til at samtlige pumpekraftverk i Norge per 2023 er sesongbaserte. I tillegg vil sesongbaserte kraftverk kunne utnytte en annen differanse på strømprisen som baserer seg fra årstid til årstid, i forhold til natt til dag.

I tillegg kunne det vært interessant å få fram forskjellene ved en eventuell dimensjonering av kraftverket der det istedenfor tas utgangspunkt i andre parametre eller komponenter. For å gjøre dette hadde det vært gunstig med en sammenligning. Dette for å få fram i lyset hvordan et kraftverk ville blitt ved et ønske om en annen spesifikk dimensjonering. Eksempelvis kunne dette vært etter effekt der det er opprinnelig er oppgitt en effekt for kraftverket og resten av parametre og komponentene må dimensjoneres tilsvarende.

7 Konklusjon

Formålet med denne bacheloroppgaven var å analysere lønnsomheten av en eventuell utbygging av et pumpekraftverk ved innsjøene Storburusjøen og Samsjøen. For å finne lønnsomheten av en utbygging har gruppen egenrådig dimensjonert et pumpekraftverk mellom de to nevnte innsjøene. Det ble sett på to alternative driftsmuligheter av pumpekraftverket henholdsvis med seks og åtte timers varighet. Varighetene ble valgt ut ifra at gruppen ønsket å analysere muligheten for å utnytte differansen i strømpris i løpet av et døgn. Med dette utvikles det et døgnbasert pumpekraftverk foran et sesongbasert pumpekraftverk.

Ved dimensjonering blir kraftverket fremlagt til å oppnå en installert kapasitet på 57.57 MW og 36.85 MW, og volumstrøm på $76 \text{ m}^3/\text{s}$ og $49 \text{ m}^3/\text{s}$ henholdsvis for seks og åtte timers varighet. Dette i bakgrunn med en fallhøyden på 79,3 m

Ved bakgrunn i de ferdigstilte tekniske dimensjoneringene har det blitt utført kostnadsberegninger og økonomiske analyser. Ut ifra dette blir det avklart og fremlagt om et eventuelt pumpekraftverk ved den gitte lokasjonen er lønnsomt. Det kan konkluderes at oppgavens pumpekraftverket ikke er lønnsomt i henhold til den satte økonomiske levetiden. Dette ved bakgrunn i at investeringskostnadene overskrider total inntekt iløpet av levetiden.

Av de to alternative varighetene på seks og åtte timer er åtte timers varighet antatt som det beste valget for oppgaven da dette gir en lavere investeringskostnad. Dette på tross av at en kortere varighet som seks timers varighet har større mulighet for å utnytte døgnvariasjonene i strømpris, og dermed genererer mer inntekt. Ideelt sett vil derfor en kort varighet med lavere investeringskostnader være ønskelig i fremtiden.

Gjennom oppgaven ble det benyttet to alternative analyser av strømpris. En som tar for seg alle måneder i et år og en som tar for seg seks utvalgte måneder i et år. På bakgrunn av de respektive strømprisanalysene anbefales det ved videre arbeid å vurdere drifting i de månedene der differansen i strømpris overskrider utgifter. Det anbefales derfor å ikke benytte kraftverket i måneder med lav differanse i strømprisen. Her nevnes desember som en fornuftig måned med høy pris differanse og juni som en antatt svakere måned.

Differansen i strømprisen som ble benyttet gir ikke lønnsomhet for oppgavens kraftverk. For at det skal bli lønnsomt anbefales differansen i strømprisen som er presentert i tabell 5.6. For videre arbeid bør det også nevnes at andre lokasjoner med høyere fallhøyde burde vurderes fremfor oppgavens lokasjon. Dette kan gi et positivt utslag for lønnsomheten.

Referanser

- [1] «Kraftproduksjon - NVE.» (), adresse: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/> (sjekket 15.05.2023).
- [2] K. A. Rosvold og J. H. Halleraker, *pumpekraftverk*, i *Store norske leksikon*, 25. jan. 2023. adresse: <https://snl.no/pumpekraftverk> (sjekket 01.05.2023).
- [3] *Verdien av regulerbar vannkraft*. adresse: <https://www.statnett.no/contentassets/b82dcf206acc4762b2abcc3182e5bc52/verdien-av-regulerbar-vannkraft-statnett-mars-2021.pdf>.
- [4] «FNs bærekraftsmål.» (4. apr. 2023), adresse: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekriftsmaal> (sjekket 15.05.2023).
- [5] «Kraftproduksjon,» Energifakta Norge. (), adresse: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (sjekket 10.02.2023).
- [6] «NVE Atlas.» (), adresse: <https://atlas.nve.no/html5viewer/index.html?viewer=nveatlas#> (sjekket 27.03.2023).
- [7] A. B. O. Frisk, *Vannkraft*. adresse: <http://web.phys.ntnu.no/~stovneng/FY1303NY/prosjekt/vannkraft.pdf>.
- [8] *Hydroelectric power*,. adresse: <https://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf>.
- [9] *pumpeturbin*, i *Store norske leksikon*, 24. jan. 2023. adresse: <https://snl.no/pumpeturbin> (sjekket 16.05.2023).
- [10] K. Øygaard, «Pumpekraftverk for effektproduksjon,» adresse: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/233716/350086_FULLTEXT01.pdf?sequence=3&isAllowed=y.
- [11] H. H. og Vattenfall Power Consultant, *Pumpekraft i Noreg, Kostnadar og utsikter til potensial*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_22.pdf.
- [12] *Hvor godt utnytter norske magasinkraftverk potensial for effektkjøring?* Adresse: https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2022/eksternrapport2022_02.pdf.
- [13] «Derfor har vi prisområder for strøm i Norge,» Statnett. (23. mar. 2023), adresse: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (sjekket 12.04.2023).
- [14] «Statnetts kortsiktige markedsanalyse,» Statnett. (23. mar. 2023), adresse: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/kortsiktig-markedsanalyse-okende-forbruk-gir-kraftunderskudd-fra-2027/> (sjekket 14.04.2023).
- [15] «See monthly day-ahead prices.» (), adresse: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/> (sjekket 09.03.2023).
- [16] «Kraftmarkedet,» Energifakta Norge. (), adresse: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (sjekket 14.04.2023).
- [17] T. Grønning. «Sverige tjener godt på strømprisene i Norge: Kjøper billig i nord og selger dyrt i sør,» NRK. Section: dk. (3. aug. 2022), adresse: https://www.nrk.no/tromsogfinnmark/sverige-tjener-godt-pa-stromprisene-i-norge_-kjoper-billig-i-nord-og-selger-dyrt-i-sor-1.16055199 (sjekket 18.05.2023).
- [18] «Statnetts plan for jevnere kraftpris i Norge er omstridt på Stortinget. Ap er i tenkeboksen.» (3. aug. 2022), adresse: <https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/z7vWJw/statnett-vil-ha-mer-flyt-av-kraft-mellom-nord-og-soer-men-det-vil-ikke-sp-og-sv-ap-er-i-tenkeboksen> (sjekket 14.05.2023).

- [19] «15 minutters avregning og energimarkeder,» Statnett. (28. apr. 2023), adresse: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/15-minutters-avregning-og-energimarkeder/> (sjekket 29.04.2023).
- [20] O. Economics, *Praktisk innføring av 15 minutters avregningsperiode i kraftmarkedet*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_101.pdf.
- [21] regjeringen.no. «Havvind regjeringen,» Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. (23. jun. 2022), adresse: <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industri-loft/havvind/id2920295/> (sjekket 29.04.2023).
- [22] «Fersk NVE-rapport: Her kan Norge bygge ut havvind.» (25. apr. 2023), adresse: <https://e24.no/i/Q737J8> (sjekket 18.05.2023).
- [23] «Statnett: Vurderer raskere utjevning av strømpris mellom nord og sør.» (7. feb. 2022), adresse: <https://www.vg.no/i/dnQ4zo> (sjekket 02.05.2023).
- [24] «Alt om strømpriser.» (), adresse: <https://www.fornybarnorge.no/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/> (sjekket 12.05.2023).
- [25] «Energibruken i ulike sektorer,» Energifakta Norge. (), adresse: <https://energifakta.no/norsk-energibruk/energibruken-i-ulike-sektorer/> (sjekket 12.05.2023).
- [26] «Saksgang for større kraftutbygging - NVE.» (), adresse: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/storre-vannkraftsaker/saksgang-for-storre-kraftutbygging/> (sjekket 21.04.2023).
- [27] C. J. E. B. R. S. J. S. K. Gakkestad, *Konsesjonshandsaming av vasskraftsaker*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_03.pdf.
- [28] B. T. E. L. K. R. T. L. H. Taule, *Tiltak for raskere utbygging av mer fornybar energi i Norge*. adresse: <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/cda4c5a85b0a4bac8bbd49d5771dd894/kortere-ledetider-for-ny-kraftproduksjon-2022.pdf>.
- [29] I. N. AS. «Fiske i Åmot og Trysil - Osen Fiskeforvaltning,» Inatur.no. (), adresse: <https://www.inatur.no/fiske/50fec26ae4b0bfb3e46a9d1e> (sjekket 01.03.2023).
- [30] «en reise som berører,» Pilegrimsleden. (), adresse: <https://pilegrimsleden.no/> (sjekket 10.05.2023).
- [31] K. A. Rosvold, *tilløpstunnel*, i *Store norske leksikon*, 30. sep. 2019. adresse: <https://snl.no/till%5C%C3%5C%B8pstunnel> (sjekket 18.05.2023).
- [32] L. J. E. T. S. L. D. Huber, *Inntakshåndbok*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2006/veileder2006_01.pdf.
- [33] O. Guttormsen, *Vassdragsteknikk II (kompendium TVM4164 Vannkraftverk og vassdragsteknikk)*. Trondheim: tapir akademiske forlag, 2006.
- [34] N. AS, *Kostnadsgrunnlag for vannkraft*. adresse: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_46.pdf.
- [35] O. Guttormsen, *Vassdragsteknikk I (kompendium TVM4164 Vannkraftverk og vassdragsteknikk)*. Trondheim: tapir akademiske forlag, 2006.
- [36] S. N. B. F. N.-E. E. H. N.-H. D. B. NVE-RM, *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf.
- [37] L. L. NTNU, *Gjentetting av inntak for småkraftverk*. adresse: <http://www.360.no/versions/ver/users/symposium/foredrag2012/vannkraft/P120228-360-LLia.pdf>.
- [38] I. E. N. R. H. S. G. M. S. D. B. NVE, *Retningslinjer for stenge og tappeorganer, rør og tverrslagsporter*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/retningslinjer/2011/retningslinjer2011_01.pdf.

- [39] «Francis turbine - its components, working and application,» The Constructor. (15. sep. 2010), adresse: <https://theconstructor.org/practical-guide/francis-turbines-components-application/2900/> (sjekket 09.03.2023).
- [40] B. Strømme. «Termodynamiske virkningsgradsmålinger.» ()
- [41] J. M. Solberg, *Bygging av pumpe i tilknytning til Ørteren kraftverk.*
- [42] A. H. B. Drury, *Electric Motors and Drives: Fundamentals, Types and Applications.*
- [43] N. M. T. M. U. W. P. Robbins, *POWER ELECTRONICS.* adresse: <https://esfarayen.ac.ir/site/Mohan%5C%20%5C%281%5C%29.pdf>.
- [44] K. D. P.
bibinitperiod N. I. J., *Electric Machines, 5th ed.* McGraw-Hill, 2020.
- [45] «Dam: Zakariasvatn.» (), adresse: <https://www.nve.no/om-nve/nves-utvalgte-kulturminner/dammer/zakariasvatn/> (sjekket 07.05.2023).
- [46] NVE, *Retningslinjer for hydrologiske undersøkelser.* adresse: https://www.nve.no/Media/4561/5_retn-magasinvannstand_20062016.pdf.
- [47] «Lov om regulering og kraftutbygging i vassdrag (vassdragsreguleringsloven) - Lovdata.» (), adresse: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1917-12-14-17#KAPITTEL_1 (sjekket 19.04.2023).
- [48] «Norgeskart.» (), adresse: <https://www.norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1004&zoom=10&lat=6994305.73&lon=285492.00&markerLat=6994305.733261572&markerLon=285491.99636641727&p=searchOptionsPanel> (sjekket 09.03.2023).
- [49] *HANDBOOK OF HYDRAULIC RESISTANCE*, New York. adresse: <https://www.nrc.gov/docs/ML1220/ML12209A041.pdf>.
- [50] L. Gårseth-Nesbakk, *økonomisk levetid*, i *Store norske leksikon*, 24. jan. 2023. adresse: https://snl.no/%5C%C3%5C%B8konomisk_levetid (sjekket 10.05.2023).
- [51] «Snart 150 år med strøm i Norge: Her er elektrisitetens historie,» Tu.no. (11. feb. 2018), adresse: <https://www.tu.no/artikler/snart-150-ar-med-strom-i-norge-her-er-elektrisitetens-historie/429910> (sjekket 14.05.2023).
- [52] N. A. N. Vandbygningkontor, *Kostnadsgrunnlag for mindre vannkraftanlegg.* adresse: https://publikasjoner.nve.no/haandbok/2000/haandbok2000_02.pdf.
- [53] «Kostnader for kraftproduksjon - NVE.» (), adresse: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (sjekket 25.04.2023).
- [54] «Digitalisering av vannkraften,» SINTEF. (), adresse: <https://www.sintef.no/eksper-tise/sintef-energi/digitalisering-av-vannkraften/> (sjekket 21.05.2023).
- [55] «Vannkraft,» Skatteetaten. (), adresse: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraft/> (sjekket 10.02.2023).
- [56] «Lov om skatt av formue og inntekt (skatteloven) - Kapittel 18. Særregler ved skattlegging av kraftforetak - Lovdata.» (), adresse: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14/KAPITTEL_19#%5C%C2%5C%A718-3 (sjekket 17.02.2023).
- [57] Finansdepartementet. «NOU 2019: 16,» Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. (30. sep. 2019), adresse: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-16/id2670343/> (sjekket 22.03.2023).
- [58] «Innføring av avgift på kraftproduksjon (høyprisbidrag),» Skatteetaten. (), adresse: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/kraftproduksjon/innforing/> (sjekket 14.04.2023).

- [59] «Høyrpisdag er kontroversiell.» (8. nov. 2022), adresse: <https://www.aftenbladet.no/meninger/kommentar/i/j1QEV9/regjeringens-pengeinnsamling> (sjekket 30.04.2023).
- [60] «Konsesjonskraft og konsesjonsavgifter - NVE.» (), adresse: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-vannkraft/konsesjonskraft-og-konsesjonsavgifter/> (sjekket 24.04.2023).
- [61] «Naturhestekraft.» (4. feb. 2016), adresse: <https://www.fornybarnorge.no/tall-og-fakta/ordbok2/naturhestekraft2/> (sjekket 24.04.2023).
- [62] v. v. k. r. ingen kjent forfatter vedtatt ved kongelig resolusjon, *konsesjon til Sama kraftverk*. adresse: <https://www.nve.no/kdb/sc328.pdf>.
- [63] «Slik fungerer mva,» Skatteetaten. (), adresse: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/mva/slik-fungerer-mva/> (sjekket 21.05.2023).
- [64] M. S. D. E. W. L. H. G. K. N. K. E. S. B. L. J. E. F. O. I. I. H. S.-L. P. I. M. L. I. H. T. E. og Thomas Håbu Qureishy, *Kostnader i energisektoren*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf.
- [65] O.-o. energidepartementet. «Konsesjonskraftprisen for 2023 er fastsett,» Regjeringa.no. Publisher: regjeringen.no. (22. des. 2022), adresse: <https://www.regjeringen.no/n n/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2023-er-fastsett/id2952850/> (sjekket 22.03.2023).
- [66] K. R. Roksvåg. «Netto nåverdi (nåverdimetoden),» Finanssans.no. (), adresse: <https://finanssans.no/netto-n%C3%A5verdi> (sjekket 10.05.2023).
- [67] L. Gårseth-Nesbakk, *netto nåverdi*, i *Store norske leksikon*, 6. jan. 2021. adresse: https://snl.no/netto_n%C3%5C%A5verdi (sjekket 10.05.2023).
- [68] «Inflasjon.» (), adresse: <https://www.norges-bank.no/tema/pengepolitikk/Inflasjon/> (sjekket 10.05.2023).
- [69] «Vår kraftproduksjon.» (), adresse: <https://www.aneoc.com/fornybar-kraft/var-kraftproduksjon/> (sjekket 14.05.2023).

A Python vedlegg

```
1 import numpy as np
2 import matplotlib.pyplot as plt
3
4 #Inntektsberegninger for     finne optimalt tverrsnittareal
5
6
7 #Kostnad
8         # 6 timer     8 timer
9 strompris = [0.635329306,0.611415025] #kr/MWh snitt pris for
        turbinmodus
10
11 #Tap
12
13 #Verdier for friksjonstap
14 L = 2981.35 #m lengde
15 M = 34 #m1/3/s manningstall ()
16 # R_h = 0.265*np.sqrt(A)
17
18 #Verdier for singul rtap
19         # 1 2 3 4     1:Inntak 2:Varegrind ved inntak og uttak 3:
        Inntaksluke 4:Bend 5:Overgang sjakt/tunnel 6:Konus
        tunnel/r r 7:Suger rsluke
20 k = np.array([0.5,0.12,0.2,0.17,0.25,0.4,0.2]).sum()
21
22 # Tekniske verdier for     regne P
23 g = 9.81 #m/s2
24 Hst = 79.3 #m
25 rho = 997 #kg/m3
26 n_turbin = 0.9235
27 n_pumpe = 0.9145
28 n_gen = 0.95
29 n_trafo = 0.995
30 n_syklus = n_turbin*n_gen*n_trafo # virkningsgrad
31 n_syklus_b = n_pumpe*n_gen*n_trafo
32 varighet = [6*365, 8*365, 12*365]
33
34 # Tekniske verdier for     regne A
35 V = 1.3 #m/s
36
37
38 A_values = (range(0, 81, 1)) # Values of A to plot on the x-axis
39 h_f = lambda A: ((V**(2))*L)/((M**(2))*((0.265*np.sqrt(A))**(4/3))
        # First formula
40 h_s = k*((V**2)/(2*g)) # Second formula
41 end_formula = lambda H: ((strompris[1]*((varighet[1]*n_syklus*rho*V*g
        *A*H)/(10**3)))/L # End formula that takes the sum of formula_1
        and formula_2 as input
42
43
44 #Kostnad
45
```



```
46 x = lambda A: A
47
48 Inntekt = np.array([])
49 Kostnad = np.array([])
50 for A in A_values:
51     equation = 196.3*x(A) + 12187
52
53     H = Hst-(h_f(A) + h_s)
54     end_result = end_formula(H)
55
56     Kostnad = np.append(Kostnad, float(equation))
57     Inntekt = np.append(Inntekt, float(end_result))
58 vv = .01
59 new_A_values = np.arange(0, 80, vv)
60 a = np.interp(new_A_values, A_values, Inntekt)
61 b = np.interp(new_A_values, A_values, Kostnad)
62
63 # Find index of minimum difference
64 idx = np.isfinite(a) & np.isfinite(b)
65
66 # find the placement where the arrays are closest
67 closest_placement = np.argmin(np.abs(a[idx] - b[idx]))
68
69 # print the result
70
71 zeros_arr = np.zeros(len(Kostnad)) + b[closest_placement]
72 # Plot results for each multiplier value
73 #Plot for inntekt
74 plt.figure(1)
75 plt.plot(A_values, Inntekt, label='inntekt')
76 #Plot for kostnad
77 plt.plot(A_values, Kostnad, label='kostnad')
78 plt.plot(A_values, zeros_arr)
79 plt.xlabel('A')
80 plt.ylabel('Inntekt og kostnad (kr)')
81 plt.title('Plot of end formula results')
82
83 #Krysningspunkt
84 intersection = np.intersect1d(Inntekt, Kostnad)
85 if intersection.size == 0:
86     print("No intersection found")
87 else:
88     intersection_A = A_values[np.where(Inntekt == intersection)]
89     print("Intersection point is A =", intersection_A)
90     plt.plot(intersection_A, intersection, 'ro')
91
92 # Add a legend
93 plt.legend()
94
95 plt.savefig(r'C:\Users\willi\OneDrive\Bilder\Bachelor\8 timers
96             varighet.jpeg', format='jpeg')
97 plt.show()
98
```

```
98 # Finn n dvendige verdier
99
100 valid_values = a[~np.isnan(a)]
101 closest = valid_values[np.abs(valid_values - a[closest_placement]).
    argmin()]
102 index = np.where(a == closest)[0][0]
103
104 x_verdi = index*vv
105 y_verdi = a[closest_placement]
106 print(x_verdi, y_verdi)
```

B Kostnadsoverslag for investeringer

Kostnadsoverslag			
Investeringskostnader		6 timer	8 timer
Innstallert kapasitet	MW	57.57	36.85
Tot. elektriske komponenter	mill. kr	71.56	51.75
Generator	mill. kr	43.15	30.2
Transformator	mill. kr	4.18	3.21
Hjelpeanlegg	mill. kr	9.67	7.61
Kontrollanlegg	mill. kr	7.94	6.99
Hydrauliske komponenter			
Francis turbin og innløpsventil	mill. kr	76.35	56.17
Rulleluke	mill. kr	13.12	10.49
Sugerørsluke	mill. kr	1.69	1.44
Varegrind	mill. kr	4.14	3.04
Bygningskostander			
Tunnel	mill. kr	69.93	57.44
Dam	mill. kr	0.99	0.99
Kraftstasjon	mill. kr	50	22
Diverse			
Transport	mill. kr	9	9
Merverdiavgift	mill. kr	75.56	54
Tot. investering	mill. kr	377.82	270.03

